PROTECTION ET CONTRÔLE-COMMANDE RELION®

Série 620

Manuel technique





ID document: 2NGA000253
Publié: 2020-02-28
Révision: A
Version du produit: 2.0 FP1

© Copyright 2020 ABB. Tous droits réservés

Copyright

Ce document et les parties qui le constituent ne doivent pas être reproduits ou copiés sans l'autorisation écrite d'ABB et son contenu ne doit pas être communiqué à un tiers ou utilisé à des fins non autorisées.

Le logiciel ou le matériel décrit dans ce document est fourni sous licence et ne peut être utilisé, copié ou communiqué que conformément aux conditions de cette licence.

Marques déposées

ABB et Relion sont des marques déposées du Groupe ABB. Tous les autres noms de marques ou de produits mentionnés dans ce document peuvent être des marques de commerce ou des marques déposées de leurs propriétaires respectifs.

Garantie

Veuillez vous informer quant aux termes de la garantie auprès de votre représentant ABB le plus proche.

www.abb.com/relion

Renonciation de responsabilité

Les données, exemples et schémas du présent manuel sont uniquement inclus pour décrire le concept ou le produit et ils ne sont pas censés constituer une déclaration des propriétés garanties. Toutes les personnes responsables de l'exploitation du matériel dont il a été fait objet dans ce manuel doivent s'assurer que chaque application envisagée est appropriée et acceptable, y compris que toutes les exigences de sécurité applicables ou autres exigences opérationnelles sont respectées. En particulier, tout risque d'application où une panne de système et/ou de produit pourrait créer un risque pouvant nuire aux biens ou aux personnes (y compris, mais non limité aux blessures ou à la mort du personnel) doit être la responsabilité exclusive de la personne ou de l'entité qui utilise le matériel et il est donc demandé aux personnes ainsi responsables de prendre toutes les mesures nécessaires pour éviter ou réduire de tels risques.

Ce produit a été conçu pour être connecté et communiquer des données et des informations via une interface réseau devant être connectée à un réseau sécurisé. Il incombe à la personne ou à l'entité responsable de l'administration réseau de garantir une connexion sécurisée au réseau et de prendre les mesures nécessaires (par exemple, mais sans limitation, l'installation de pare-feu, l'application de mesures d'authentification, le cryptage des données, l'installation d'antivirus, etc.) pour protéger le produit et le réseau, y compris le système et l'interface, contre toute atteinte à la sécurité, tout accès non autorisé, toute interférence, intrusion et fuite et/ou tout vol de données ou d'informations. La société ABB ne peut être tenue responsable de tout dommage et/ou de toute perte.

Ce document a été vérifié avec soin par ABB, mais il n'est pas possible d'éliminer entièrement des écarts éventuels y afférant. En cas de détection d'erreur, il est demandé au lecteur d'en notifier le constructeur. Hormis tout engagement contractuel explicite, ABB ne sera pas tenu responsable de perte ou de dégâts provenant de l'utilisation de ce manuel ou de l'exploitation du matériel. En cas de divergence entre la version anglaise et toute autre version linguistique, le libellé de la version anglaise prévaudra.

Conformité

Ce produit est conforme à la Directive du Conseil des Communautés Européennes relative à l'interprétation des lois des États membres sur la compatibilité électromagnétique (directive CEM 2014/30/UE) et sur les équipements électriques destinés à être utilisés dans les limites de tension spécifiées (directive basse tension 2014/35/UE). Cette conformité résulte de tests conduits par ABB conformément à la norme produit EN 60255-26 pour la directive CEM et aux normes produits EN 60255-1 et EN 60255-27 pour la directive basse tension. Le produit est conçu en conformité avec les normes internationales de la série CEI 60255.

Table des matières

Section 1 Introduction....35
Ce manuel....35
Public visé....35
Documentation du produit....36
Ensemble de documentation du produit....36
Historique des révisions du document....36
Documentation associée....37
Symboles et conventions....37
Symboles....37
Conventions du manuel....37
Fonctions, codes et symboles....38

Section 2 Présentation de la série 620....47
Vue d'ensemble....47
Historique des versions de série du produit....47
Version des packages de connectivité du PCM600 et du DEI....48
IHM locale....48
Affichage....48
LED....49
Pavé tactile....49
Boutons-poussoirs programmables avec voyants LED....50
IHM Web....51
Autorisation....52
Historique....53
Communication....55
Anneau Ethernet à rétablissement automatique....56
Redondance Ethernet....57
Bus de processus....59
Communication sécurisée....61

Section 3 Fonctions de base....63
Paramètres généraux....63
Auto-surveillance....76
Défauts internes....76
Alarmes....79
Contrôle de l’indication DEL....81
Bloc fonctionnel....81
Fonctionnalité....81
LED programmables....82
Bloc fonctionnel....82

Fonctionnalités..... 82
Signaux.....85
Paramètres.....87
Données surveillées..... 89
Synchronisation d’horloge..... 89
Supervision du contrôleur de durée GNRLLTMS.....89
Bloc fonctionnel.....89
Fonctionnalités..... 90
Signaux..... 91
Paramètres.....91
Groupes de réglage des paramètres.....92
Bloc fonctionnel..... 92
Fonctionnalité..... 92
Mode de test.....95
Blocs fonctionnels.....95
Fonctionnalités..... 95
Configuration d'application mode de test et mode de test.....96
Mode de contrôle.....96
Configuration d'application et mode de contrôle..... 97
Autorisation.....97
Indications de ‘IHML.....97
Signaux.....98
Enregistreur de défauts FLTRFRC.....99
Bloc fonctionnel..... 99
Fonctionnalités..... 99
Paramètres..... 100
Données surveillées..... 101
Mémoire non volatile..... 109
Entrées de capteur pour les courants et les tensions.....110
Entrées binaires.....112
Durée de filtre d’entrée binaire..... 112
Inversion d'entrée binaire..... 113
Suppression d’oscillations..... 113
Sorties binaires.....114
Contacts de sortie de puissance..... 115
Sorties de puissance doubles unipolaires PO1 et PO2.....115
Sorties de puissance bipolaires PO3 et PO4 avec supervision du circuit de déclenchement..... 115
Contact SO3 de sorties doubles unipolaires de signal/ déclenchement 116
Sorties de puissance doubles unipolaires haute vitesse HSO1, HSO2 et HSO3..... 117
Contacts de sortie de signaux..... 118
Sortie de signal de défaut interne IRF..... 119

Sorties de signaux SO1 et SO2 dans le module d'alimentation ... 119
Sorties de signaux SO1 et SO2 dans RTD0002 ... 120
Sorties de signaux SO1 SO2 SO3 et SO4 dans BIO0005 ... 121
Entrées RTD/mA ... 121
Fonctionnalités ... 121
Principe de fonctionnement ... 122
Sélection du type de signal d'entrée ... 122
Sélection du format de la valeur de sortie ... 122
Correction linéaire d'entrée ... 123
Supervision de la chaîne de mesure ... 124
Auto-surveillance ... 124
Étalonnage ... 125
Supervision de la valeur de limite ... 125
Supervision de la bande morte ... 126
Température contre résistance RTD ... 127
Connexion d'entrée RTD/mA ... 128
Variantes de carte RTD/mA ... 128
Signaux ... 131
Réglages ... 132
Données surveillées ... 134
Blocs fonctionnels SMV ... 135
SMVSENDER pour l'envoi de valeurs échantillonnées CEI 61850-9-2 LE ... 136
Fonctionnalités ... 136
Paramètres ... 136
SMVRCV pour la réception de valeurs échantillonnées CEI 61850-9-2 LE ... 136
Bloc fonctionnel ... 136
Fonctionnalités ... 136
Signaux ... 137
Bloc fonctionnel ULTVTR ... 137
Bloc fonctionnel ... 137
Fonctionnalités ... 137
Principe de fonctionnement ... 137
Signaux ... 138
Paramètres ... 139
Données surveillées ... 139
Bloc fonctionnel RESTVTR ... 140
Bloc fonctionnel ... 140
Fonctionnalités ... 140
Principe de fonctionnement ... 140
Signaux ... 141
Paramètres ... 141

Données surveillées..... 141
Blocs fonctionnels GOOSE..... 141
Bloc fonctionnel GOOSERCV_BIN..... 142
Bloc fonctionnel..... 142
Fonctionnalités..... 142
Signaux..... 142
Bloc fonctionnel GOOSERCV_DP..... 142
Bloc fonctionnel..... 142
Fonctionnalités..... 143
Signaux..... 143
Bloc fonctionnel GOOSERCV_MV..... 143
Bloc fonctionnel..... 143
Fonctionnalités..... 143
Signaux..... 143
Bloc fonctionnel GOOSERCV_INT8..... 143
Bloc fonctionnel..... 143
Fonctionnalités..... 144
Signaux..... 144
Bloc fonctionnel GOOSERCV_INTL..... 144
Bloc fonctionnel..... 144
Fonctionnalités..... 144
Signaux..... 145
Bloc fonctionnel GOOSERCV_CMV..... 145
Bloc fonctionnel..... 145
Fonctionnalités..... 145
Signaux..... 145
Bloc fonctionnel GOOSERCV_ENUM..... 146
Bloc fonctionnel..... 146
Fonctionnalités..... 146
Signaux..... 146
Bloc fonctionnel GOOSERCV_INT32..... 146
Bloc fonctionnel..... 146
Fonctionnalités..... 146
Signaux..... 146
Blocs fonctionnels de type conversion..... 147
Bloc fonctionnel QTY_GOOD..... 147
Bloc fonctionnel..... 147
Fonctionnalités..... 147
Signaux..... 147
Bloc fonctionnel QTY_BAD..... 148
Bloc fonctionnel..... 148
Fonctionnalités..... 148
Signaux..... 148

Bloc fonctionnel QTY_GOOSE_COMM....148
Bloc fonctionnel....148
Fonctionnalités....149
Signaux....149
Bloc fonctionnel T_HEALTH....149
Bloc fonctionnel....149
Fonctionnalités....149
Signaux....150
Bloc fonctionnel T_F32_INT8....150
Bloc fonctionnel....150
Fonctionnalités....150
Signaux....150
Bloc fonctionnel T_DIR....151
Bloc fonctionnel....151
Fonctionnalités....151
Signaux....151
Bloc fonctionnel T_TCMD....152
Bloc fonctionnel....152
Fonctionnalités....152
Signaux....152
Bloc fonctionnel T_TCMD_BIN....153
Bloc fonctionnel....153
Fonctionnalités....153
Signaux....153
Bloc fonctionnel T_BIN_TCMD....154
Bloc fonctionnel....154
Fonctionnalités....154
Signaux....154
Blocs logiques configurables....155
Blocs fonctionnels standard configurables....155
Bloc fonctionnel OR....155
Bloc fonctionnel AND....157
Bloc fonctionnel XOR....159
Bloc fonctionnel NOT....160
Bloc fonctionnel MAX3....160
Bloc fonctionnel MIN3....161
Bloc fonctionnel R_TRIG....162
Bloc fonctionnel F_TRIG....163
Blocs fonctionnels T_POS_XX....163
Bloc fonctionnel SWITCHR....165
Bloc fonctionnel SWITCHI32....165
Bloc fonctionnel SR....166
Bloc fonctionnel RS....167

Temporisateur d’impulsion minimum.....168
Temporisateur d’impulsion minimum TPGAPC.....168
Temporisateur d’impulsion minimum TPSGAPC..... 170
Temporisateur d’impulsion minimum TPMGAPC.....171
Temporisateur d’impulsion PTGAPC.....173
Bloc fonctionnel.....173
Fonctionnalités.....173
Signaux.....173
Paramètres.....174
Données techniques.....174
Temporisation désactivée (8 pcs) TOFGAPC.....175
Bloc fonctionnel.....175
Fonctionnalités.....175
Signaux.....176
Paramètres.....176
Données techniques.....177
Temporisation désactivée (8 pcs) TONGAPC.....177
Bloc fonctionnel.....177
Fonctionnalité.....177
Signaux.....178
Paramètres.....179
Données techniques.....179
Réinitialisation définie (8 pcs) SRGAPC.....179
Bloc fonctionnel.....179
Fonctionnalité.....180
Signaux.....180
Paramètres.....181
Déplacement (8 pcs) MVGAPC.....182
Bloc fonctionnel.....182
Fonctionnalités.....182
Signaux.....182
Paramètres.....183
Déplacement valeur entière MVI4GAPC.....184
Bloc fonctionnel.....184
Fonctionnalités.....184
Signaux.....184
Mise à l’échelle valeur analogique SCA4GAPC.....185
Bloc fonctionnel.....185
Fonctionnalité.....185
Signaux.....186
Paramètres.....186
Bloc fonctionnel avec contrôle local / à distance CONTROL.... 186
Bloc fonctionnel.....186

Fonctionnalité..... 187
Accès de contrôle LR..... 187
Niveau d’autorité station « L,R »..... 188
Niveau autorité station « L,R,L+R »..... 189
Niveau autorité station « L, S, R »..... 190
Niveau autorité station « L, S, S+R, L+S, L+S+R »..... 192
Signaux..... 193
Paramètres..... 194
Données surveillées..... 195
Point de contrôle générique (16 pcs) SPCGAPC..... 197
Bloc fonctionnel..... 197
Fonctionnalités..... 197
Signaux..... 198
Paramètres..... 199
Points de contrôle génériques distants SPCRGAPC..... 202
Bloc fonctionnel..... 202
Fonctionnalités..... 202
Principe de fonctionnement..... 202
Signaux..... 203
Paramètres..... 204
Points de contrôle génériques locaux SPCLGAPC..... 207
Bloc fonctionnel..... 207
Fonctionnalités..... 207
Principe de fonctionnement..... 207
Signaux..... 208
Paramètres..... 209
Boutons programmables FKEYGGIO..... 211
Bloc fonctionnel..... 211
Fonctionnalités..... 212
Principe de fonctionnement..... 212
Signaux..... 212
Compteur générique plus/moins UDFCNT..... 213
Bloc fonctionnel..... 213
Fonctionnalités..... 214
Principe de fonctionnement..... 214
Application..... 215
Signaux..... 215
Paramètres..... 216
Données surveillées..... 216
Rétablissement des paramètres usine..... 216
Enregistrement du profil de charge LDPRLRC..... 216
Bloc fonctionnel..... 216
Fonctionnalités..... 217

Grandeurs..... 217
Longueur d’enregistrement..... 218
Chargement de l’enregistrement..... 218
Effacement des enregistrements.....219
Configuration..... 220
Signaux.....220
Paramètres.....221
Données surveillées..... 234
Blocs fonctionnels de supervision de canal ETHERNET..... 234
Supervision redondante de canal Ethernet RCHLCCH.....234
Bloc fonctionnel.....234
Fonctionnalités..... 234
Signaux..... 235
Paramètres.....235
Données surveillées.....235
Supervision de canal Ethernet SCHLCCH..... 236
Bloc fonctionnel.....236
Fonctionnalités..... 236
Signaux..... 236
Paramètres.....237
Données surveillées.....237

Section 4 Fonctions de protection.....239
Protection triphasée de courant.....239
Protection triphasée non directionnelle à maximum de courant PHxPTOC.....239
Identification..... 239
Bloc fonctionnel.....239
Fonctionnalité..... 239
Principe de fonctionnement.....240
Modes de mesure.....243
Caractéristiques de temporisateur..... 243
Application.....245
Signaux..... 252
Paramètres.....254
Données surveillées..... 258
Données techniques.....258
Historique de révision technique..... 259
Protection triphasée indépendante non directionnelle à maximum de courant PH3xPTOC..... 260
Identification..... 260
Bloc fonctionnel.....261
Fonctionnalité..... 261
Principe de fonctionnement.....261

Caractéristiques de temporisateur 266
Application 268
Signaux 275
Paramètres 277
Données surveillées 281
Données techniques 281
Protection triphasée directionnelle à maximum de courant DPHxPDOC 282
Identification 282
Bloc fonctionnel 283
Fonctionnalité 283
Principe de fonctionnement 283
Modes de mesure 289
Caractéristiques de protection directionnelle à maximum de courant 289
Application 297
Signaux 300
Paramètres 302
Données surveillées 306
Données techniques 308
Historique de révision technique 308
Protection triphasée indépendante directionnelle à maximum de courant DPH3xPDOC 309
Identification 309
Bloc fonctionnel 309
Fonctionnalité 309
Principe de fonctionnement 310
Caractéristiques de temporisateur 317
Caractéristiques de protection directionnelle à maximum de courant 319
Application 327
Signaux 330
Paramètres 332
Données surveillées 337
Données techniques 338
Protection triphasée à maximum de courant dépendante de la tension PHPVOC 339
Identification 339
Bloc fonctionnel 339
Fonctionnalité 339
Principe de fonctionnement 340
Application 346
Signaux 347
Paramètres 348

Données surveillées....350
Données techniques....350
Protection thermique triphasée pour départs, câbles et transformateurs de distribution T1PTTR....351
Identification....351
Bloc fonctionnel....351
Fonctionnalité....351
Principe de fonctionnement....352
Application....355
Signaux....355
Paramètres....356
Données surveillées....357
Données techniques....357
Historique de révision technique....357
Protection triphasée contre les surcharges thermiques, à deux constantes de temps T2PTTR....358
Identification....358
Bloc fonctionnel....358
Fonctionnalité....358
Principe de fonctionnement....358
Application....362
Signaux....364
Paramètres....365
Données surveillées....366
Données techniques....366
Historique de révision technique....366
Protection contre le blocage de la charge moteur JAMPTOC....367
Identification....367
Bloc fonctionnel....367
Fonctionnalité....367
Principe de fonctionnement....367
Application....369
Signaux....369
Paramètres....370
Données surveillées....370
Données techniques....370
Historique de révision technique....371
Supervision de la perte de charge LOFLPTUC....371
Identification....371
Bloc fonctionnel....371
Fonctionnalité....371
Principe de fonctionnement....371
Application....373
Signaux....373

Paramètres....374
Données surveillées....374
Données techniques....374
Historique de révision technique....375
Perte de phase, minimum de courant PHPTUC....375
Identification....375
Bloc fonctionnel....375
Fonctionnalité....375
Principe de fonctionnement....376
Application....377
Signaux....378
Paramètres....378
Données surveillées....379
Données techniques....379
Protection contre les surcharges thermiques des moteurs MPTTR....379
Identification....379
Bloc fonctionnel....380
Fonctionnalité....380
Principe de fonctionnement....380
Application....389
Signaux....393
Paramètres....394
Données surveillées....395
Données techniques....395
Historique de révision technique....396
Protection contre les défauts à la terre....396
Protection non directionnelle contre les défauts à la terre EFxPTOC....396
Identification....396
Bloc fonctionnel....396
Fonctionnalité....396
Principe de fonctionnement....397
Modes de mesure....399
Caractéristiques de temporisateur....400
Application....401
Signaux....402
Paramètres....403
Données surveillées....406
Données techniques....407
Historique de révision technique....408
Protection directionnelle contre les défauts à la terre DEFxPDEF....409
Identification....409

Bloc fonctionnel....409
Fonctionnalité....409
Principe de fonctionnement....410
Principes de défaut de terre directionnel....416
Modes de mesure....422
Caractéristiques de temporisateur....423
Caractéristiques directionnelles de terre....424
Application....432
Signaux....435
Paramètres....436
Données surveillées....440
Données techniques....441
Historique de révision technique....442
Protection contre les défauts à la terre transitoires/ intermittents INTRPTEF....443
Identification....443
Bloc fonctionnel....443
Fonctionnalité....444
Principe de fonctionnement....444
Application....449
Signaux....451
Paramètres....451
Données surveillées....452
Données techniques....452
Historique de révision technique....453
Protection contre les défauts à la terre basée sur la mesure d’admittance EFPADM....453
Identification....453
Bloc fonctionnel....453
Fonctionnalité....454
Principe de fonctionnement....454
Caractéristiques de l’admission du neutre....468
Application....475
Signaux....480
Paramètres....481
Données surveillées....482
Données techniques....483
Protection contre les défauts à la terre du rotor MREFPTOC....483
Identification....483
Bloc fonctionnel....483
Fonctionnalités....483
Principe de fonctionnement....484
Application....485
Signaux....489

Paramètres....489
Données surveillées....490
Données techniques....490
Protection contre les défauts à la terre basée sur la mesure des harmoniques HAEFPTOC....490
Identification....490
Bloc fonctionnel....491
Fonctionnalité....491
Principe de fonctionnement....491
Application....496
Signaux....496
Paramètres....497
Données surveillées....498
Données techniques....499
Protection contre les défauts à la terre basée sur la mesure wattmétrique WPWDE....499
Identification....499
Bloc de fonctions....499
Fonctionnalité....500
Principe de fonctionnement....500
Caractéristiques de temporisation....507
Modes de mesure....509
Application....509
Signaux....511
Paramètres....512
Données surveillées....513
Données techniques....513
Protection contre les défauts à la terre basée sur l'admittance multifréquence MFADPSDE....514
Identification....514
Bloc fonctionnel....514
Fonctionnalité....514
Principe de fonctionnement....515
Application....534
Signaux....535
Paramètres....535
Données surveillées....537
Données techniques....537
Protection différentielle....538
Protection différentielle stabilisée et instantanée pour machines MPDIF....538
Identification....538
Bloc fonctionnel....538
Fonctionnalité....538

Principe de fonctionnement....538
Application....545
Signaux....555
Paramètres....555
Données surveillées....556
Données techniques....558
Protection différentielle stabilisée et instantanée pour les transformateurs à deux enroulements TR2PTDF....558
Identification....558
Bloc fonctionnel....558
Fonctionnalité....558
Principe de fonctionnement....559
Application....574
Connexions TC et ajustement du rapport de transformation590
Signaux....594
Paramètres....595
Données surveillées....597
Données techniques....600
Historique de révision technique....601
Protection différentielle numériquement stabilisée contre les défauts à la terre à basse impédance LREFPNDF....601
Identification....601
Bloc fonctionnel....601
Fonctionnalité....601
Principe de fonctionnement....602
Application....605
Signaux....611
Paramètres....612
Données surveillées....612
Données techniques....613
Historique de révision technique....613
Protection différentielle contre les défauts à la terre à haute impédance HREFPDIF....613
Identification....613
Bloc fonctionnel....614
Fonctionnalités....614
Principe de fonctionnement....614
Application....615
Configuration de mesure....618
Recommandations pour les transformateurs de courant....619
Exemples de réglage....623
Signaux....627
Paramètres....627
Données surveillées....628

Données techniques....628
Historique de révision technique.... 628
Protection différentielle à haute impédance HIxPDIF....629
Identification.... 629
Bloc fonctionnel.... 629
Fonctionnalités.... 629
Principe de fonctionnement....629
Application....631
Exemple de calculs pour la protection différentielle de jeux de barres à haute impédance....637
Signaux.... 640
Paramètres....641
Données surveillées.... 643
Données techniques....643
Historique de révision technique.... 644
Protection différentielle à haute impédance/à compensation de flux pour les moteurs MHZPDIF.... 644
Identification.... 644
Bloc fonctionnel.... 644
Fonctionnalités.... 645
Principe de fonctionnement....645
Application....646
Recommandations pour les transformateurs de courant..... 649
Exemple de calculs pour la protection différentielle à haute impédance....654
Signaux.... 657
Paramètres....657
Données surveillées....658
Données techniques....658
Protection contre les déséquilibres....659
Protection à maximum de courant inverse NSPTOC.... 659
Identification.... 659
Bloc fonctionnel....659
Fonctionnalité....659
Principe de fonctionnement....659
Application....662
Signaux.... 662
Paramètres....663
Données surveillées....664
Données techniques....665
Historique de révision technique.... 665
Protection contre les discontinuités de phase PDNSPTOC..... 665
Identification.... 665
Bloc fonctionnel.... 666

Fonctionnalité....666
Principe de fonctionnement....666
Application....667
Signaux....669
Paramètres....669
Données surveillées....670
Données techniques....670
Historique de révision technique....671
Protection contre les inversions de phase PREVPTOC....671
Identification....671
Bloc fonctionnel....671
Fonctionnalité....671
Principe de fonctionnement....672
Application....672
Signaux....673
Paramètres....673
Données surveillées....673
Données techniques....674
Historique de révision technique....674
Protection à maximum de courant inverse pour les machines MNSPTOC....674
Identification....674
Bloc fonctionnel....675
Fonctionnalité....675
Principe de fonctionnement....675
Caractéristiques de temporisateur....676
Application....681
Signaux....682
Paramètres....682
Données surveillées....683
Données techniques....683
Historique de révision technique....684
Protection voltmétrique....684
Protection triphasée contre les surtensions PHPTOV....684
Identification....684
Bloc fonctionnel....684
Fonctionnalité....684
Principe de fonctionnement....685
Caractéristiques de temporisation....689
Application....690
Signaux....690
Réglages....691
Données surveillées....692

Données techniques....692
Historique de révision technique.... 693
Protection monophasée contre les surtensions PHAPTOV..... 693
Identification.... 693
Bloc fonctionnel.... 693
Fonctionnalités.... 693
Principe de fonctionnement....694
Caractéristiques de temporisateur.... 698
Application....699
Signaux.... 699
Paramètres....700
Données surveillées....701
Données techniques....701
Protection triphasée contre les sous-tensions PHPTUV..... 702
Identification.... 702
Bloc fonctionnel....702
Fonctionnalité....702
Principe de fonctionnement....703
Caractéristiques de temporisation....707
Application....708
Signaux.... 708
Réglages.... 709
Données surveillées....710
Données techniques....710
Historique de révision technique.... 711
Protection monophasée contre les sous-tensions PHAPTUV...711
Identification.... 711
Bloc fonctionnel....711
Fonctionnalités.... 711
Principe de fonctionnement....712
Caractéristiques de temporisateur.... 716
Application....717
Signaux.... 717
Paramètres....718
Données surveillées....719
Données techniques....719
Protection contre les surtensions résiduelles ROVPTOV.....720
Identification.... 720
Bloc fonctionnel....720
Fonctionnalité....720
Principe de fonctionnement....721
Application....722
Signaux.... 723

Paramètres....723
Données surveillées....724
Données techniques....724
Historique des révisions techniques....725
Protection contre les surtensions inverses NSPTOV....725
Identification....725
Bloc fonctionnel....725
Fonctionnalités....725
Principe de fonctionnement....725
Application....727
Signaux....727
Paramètres....728
Données surveillées....728
Données techniques....729
Historique de révision technique....729
Protection contre les sous-tensions directes PSPTUV....729
Identification....729
Bloc fonctionnel....730
Fonctionnalité....730
Principe de fonctionnement....730
Application....731
Signaux....732
Paramètres....733
Données surveillées....733
Données techniques....734
Historique de révision technique....734
Protection contre la surexcitation OEPVPH....734
Identification....734
Bloc fonctionnel....735
Fonctionnalité....735
Principe de fonctionnement....735
Caractéristiques de temporisateur....739
Application....745
Signaux....752
Paramètres....753
Données surveillées....754
Données techniques....754
Protection de l’alimentation continue à basse tension LVRTPTUV....755
Identification....755
Bloc fonctionnel....755
Fonctionnalité....755
Principe de fonctionnement....755

Application....759
Signaux.... 761
Paramètres....761
Données surveillées....763
Données techniques....763
Protection de décalage vectoriel de tension VVSPPAM.... 763
Identification.... 763
Bloc fonctionnel....764
Fonctionnalité....764
Principe de fonctionnement....764
Application....766
Signaux.... 768
Paramètres....768
Données surveillées....769
Données techniques....769
Protection de fréquence.... 769
Protection de fréquence FRPFRQ....769
Identification.... 769
Bloc fonctionnel....770
Fonctionnalité....770
Principe de fonctionnement....770
Application....774
Signaux.... 775
Paramètres....776
Données surveillées....777
Données techniques....777
Historique de révision technique.... 777
Délestage et rétablissement de charge LSHDPFRQ.... 778
Identification.... 778
Bloc fonctionnel....778
Fonctionnalité....778
Principe de fonctionnement....779
Application....784
Signaux.... 787
Paramètres....788
Données surveillées....789
Données techniques....789
Protection d’impédance....789
Protection triphasée contre les sous-excitations UEXPDIS..... 789
Identification.... 789
Bloc fonctionnel....790
Fonctionnalité....790
Principe de fonctionnement....790

Application....794
Signaux....797
Paramètres....798
Données surveillées....798
Données techniques....799
Protection de l'alimentation....800
Protection à minimum de puissance DUPPDPR....800
Identification....800
Bloc fonctionnel....800
Fonctionnalités....800
Principe de fonctionnement....800
Application....804
Signaux....805
Paramètres....805
Données surveillées....806
Données techniques....807
Protection contre le retour de puissance/directionnelle à maximum de puissance DOPPDPR....807
Identification....807
Bloc fonctionnel....807
Fonctionnalité....807
Principe de fonctionnement....808
Application....812
Signaux....815
Paramètres....815
Données surveillées....816
Données techniques....816
Protection directionnelle contre les sous-tensions par compensation de puissance réactive DQPTUV....817
Identification....817
Bloc fonctionnel....817
Fonctionnalité....817
Principe de fonctionnement....817
Application....820
Signaux....821
Paramètres....821
Données surveillées....822
Données techniques....822
Protection contre les arcs ARCSARC....822
Identification....822
Bloc fonctionnel....823
Fonctionnalité....823
Principe de fonctionnement....823
Application....825

Signaux....830
Paramètres....831
Données surveillées....831
Données techniques....832
Historique de révision technique....832
Supervision du démarrage du moteur STTPMSU....832
Identification....832
Bloc fonctionnel....833
Fonctionnalité....833
Principe de fonctionnement....833
Application....839
Signaux....843
Paramètres....843
Données surveillées....844
Données techniques....845
Historique de révision technique....845
Protection multifonction MAPGAPC....846
Identification....846
Bloc fonctionnel....846
Fonctionnalité....846
Principe de fonctionnement....846
Application....848
Signaux....849
Paramètres....849
Données surveillées....850
Données techniques....850
Protection de la batterie de condensateur....850
Protection triphasée contre les surcharges pour batteries de condensateurs shunt COLPTOC....850
Identification....850
Bloc fonctionnel....850
Fonctionnalité....851
Principe de fonctionnement....851
Application....858
Signaux....858
Paramètres....859
Données surveillées....860
Données techniques....860
Historique de révision technique....861
Protection contre les déséquilibres de courant pour batteries de condensateurs shunt CUBPTOC....861
Identification....861
Bloc fonctionnel....861
Fonctionnalité....861

Principe de fonctionnement....862
Application....868
Signaux....871
Paramètres....871
Données surveillées....873
Données techniques....874
Historique de révision technique....874
Protection contre la résonance de commutation pour batteries de condensateurs shunt, basée sur le courant SRCPTOC....875
Identification....875
Bloc fonctionnel....875
Fonctionnalités....875
Principe de fonctionnement....875
Application....878
Signaux....880
Paramètres....881
Données surveillées....881
Données techniques....882
Historique de révision technique....882

Section 5 Fonctions liées à la protection....883

Détecteur de courant d'appel triphasé INRPHAR....883
Identification....883
Bloc fonctionnel....883
Fonctionnalité....883
Principe de fonctionnement....884
Application....885
Signaux....886
Paramètres....887
Données surveillées....887
Données techniques....888
Historique de révision technique....888
Protection contre les défaillances de disjoncteur CCBRBRF....888
Identification....888
Bloc fonctionnel....888
Fonctionnalité....889
Principe de fonctionnement....889
Application....896
Signaux....897
Paramètres....898
Données surveillées....898
Données techniques....899
Historique de révision technique....899

Déclenchement maître TRPPTRC..... 899
Identification..... 899
Bloc fonctionnel..... 900
Fonctionnalité..... 900
Principe de fonctionnement..... 900
Application..... 901
Signaux..... 903
Réglages..... 903
Données surveillées..... 903
Historique de révision technique..... 904
Détection des défauts à haute impédance PHIZ..... 904
Identification..... 904
Bloc fonctionnel..... 904
Fonctionnalité..... 904
Principe de fonctionnement..... 905
Application..... 907
Signaux..... 908
Paramètres..... 909
Données surveillées..... 909
Historique de révision technique..... 909
Démarrage d’urgence ESMGAPC..... 909
Identification..... 909
Bloc fonctionnel..... 910
Fonctionnalité..... 910
Principe de fonctionnement..... 910
Application..... 911
Signaux..... 911
Paramètres..... 912
Données surveillées..... 912
Données techniques..... 912
Historique de révision technique..... 912
Logique d’enclenchement automatique sur défaut (CVPSOF)..... 913
Identification..... 913
Bloc fonctionnel..... 913
Fonctionnalités..... 913
Principe de fonctionnement..... 913
Application..... 916
Signaux..... 918
Paramètres..... 918
Données surveillées..... 919
Données techniques..... 919
Localisateur de défauts SCEFRFLO..... 920
Identification..... 920

Bloc fonctionnel....920
Fonctionnalité....920
Principe de fonctionnement....921
Logique de sélection de phases....921
Calcul de distance et d'impédance de défaut....923
Détection de déclenchement....940
Indication d’alarme....941
Données enregistrées....942
Modes de mesure....943
Application....943
Signaux....944
Paramètres....945
Données surveillées....947
Données techniques....949
Historique de révision technique....949
Démarrage du disjoncteur en position non correspondante UPCALH....950
Identification....950
Bloc fonctionnel....950
Fonctionnalités....950
Principe de fonctionnement....950
Application....951
Signaux....952
Paramètres....952
Données techniques....952

Section 6 Fonctions de supervision....953
Supervision du circuit de déclenchement TCSSCBR....953
Identification....953
Bloc fonctionnel....953
Fonctionnalité....953
Principe de fonctionnement....953
Application....954
Signaux....963
Paramètres....963
Données surveillées....964
Historique de révision technique....964
Supervision du circuit de courant CCSPVC....964
Identification....964
Bloc fonctionnel....964
Fonctionnalité....965
Principe de fonctionnement....965
Application....967
Signaux....971

Paramètres....972
Données surveillées....972
Données techniques....972
Historique de révision technique....972
Supervision avancée du circuit de courant pour transformateurs CTSRCTF....973
Identification....973
Bloc fonctionnel....973
Fonctionnalité....973
Principe de fonctionnement....974
Application....976
Signaux....977
Paramètres....978
Données surveillées....978
Données techniques....978
Supervision du transformateur de courant pour schéma de protection à haute impédance HZCCxSPVC....979
Identification....979
Bloc fonctionnel....979
Fonctionnalité....979
Principe de fonctionnement....980
Modes de mesure....981
Application....981
Signaux....983
Paramètres....984
Données surveillées....985
Données techniques....986
Historique de révision technique....986
Supervision de défaillance de fusible SEQSPVC....986
Identification....986
Bloc fonctionnel....986
Fonctionnalité....987
Principe de fonctionnement....987
Application....991
Signaux....992
Paramètres....992
Données surveillées....993
Données techniques....994
Compteur d’exécution pour machines et dispositifs MDSOPT....994
Identification....994
Bloc fonctionnel....994
Fonctionnalité....995
Principe de fonctionnement....995
Application....996

Signaux....997
Paramètres....997
Données surveillées....998
Données techniques....998
Historique de révision technique....998

Section 7 Fonctions de surveillance d'état....999
Surveillance de l'état du disjoncteur SSCBR....999
Identification....999
Bloc fonctionnel....999
Fonctionnalité....999
Principe de fonctionnement....1000
État du disjoncteur....1001
Surveillance du fonctionnement du disjoncteur....1001
Temps de parcours du contact du disjoncteur....1002
Compteur de fonctionnement....1004
Accumulation de $I^{y}t$....1005
Durée de vie restante du disjoncteur....1007
Indication de ressort armé du disjoncteur....1008
Supervision de la pression de gaz....1009
Application....1009
Signaux....1013
Paramètres....1014
Données surveillées....1016
Données techniques....1016
Historique de révision technique....1017

Section 8 Fonctions de mesure....1019
Mesures de base....1019
Fonctions....1019
Fonctions de mesure....1020
Applications des fonctions de mesure....1027
Mesure de courant en triphasé CMMXU....1028
Identification....1028
Bloc fonctionnel....1028
Signaux....1029
Réglages....1029
Données surveillées....1030
Données techniques....1031
Historique de révision technique....1032
Mesure de tension en triphasé VMMXU....1032
Identification....1032
Bloc fonctionnel....1032
Signaux....1032

Réglages ... 1033
Données surveillées ... 1033
Données techniques ... 1035
Historique de révision technique ... 1035
Mesure de tension en monophasé VAMMXU ... 1035
Identification ... 1035
Bloc fonctionnel ... 1036
Signaux ... 1036
Paramètres ... 1036
Données surveillées ... 1037
Données techniques ... 1038
Mesure du courant résiduel RESCMMXU ... 1038
Identification ... 1038
Bloc fonctionnel ... 1038
Signaux ... 1038
Paramètres ... 1039
Données surveillées ... 1039
Données techniques ... 1040
Historique de révision technique ... 1040
Mesure de la tension résiduelle RESVMMXU ... 1040
Identification ... 1040
Bloc fonctionnel ... 1040
Signaux ... 1041
Paramètres ... 1041
Données surveillées ... 1041
Données techniques ... 1042
Historique de révision technique ... 1042
Mesure de la fréquence FMMXU ... 1042
Identification ... 1042
Bloc fonctionnel ... 1043
Fonctionnalité ... 1043
Signaux ... 1043
Paramètres ... 1043
Données surveillées ... 1044
Données techniques ... 1044
Historique de révision technique ... 1044
Mesure des composantes de courant CSMSQI ... 1044
Identification ... 1044
Bloc fonctionnel ... 1045
Signaux ... 1045
Paramètres ... 1045
Données surveillées ... 1046
Données techniques ... 1047

Historique de révision technique..... 1047
Mesure des composantes de tension VSMSQI.....1047
Identification..... 1047
Bloc fonctionnel.....1048
Signaux..... 1048
Paramètres.....1048
Données surveillées.....1049
Données techniques.....1050
Mesure triphasée d’énergie et de puissance PEMMXU.....1050
Identification..... 1050
Bloc fonctionnel.....1050
Signaux..... 1051
Paramètres.....1051
Données surveillées.....1052
Données techniques.....1054
Historique de révision technique..... 1054
Perturbographe RDRE..... 1054
Fonctionnalité.....1054
Entrées analogiques enregistrées.....1055
Déclenchement des alternatives..... 1055
Longueur des enregistrements.....1056
Fréquences d’échantillonnage..... 1057
Chargement des enregistrements.....1057
Suppression des enregistrements.....1058
Mode de stockage.....1059
Données pré-déclenchement et post-déclenchement.....1059
Modes de fonctionnement.....1059
Mode d’exclusion.....1060
Configuration.....1060
Application.....1061
Réglages..... 1062
Données surveillées.....1066
Historique de révision technique..... 1066
Indication de position du changeur de prise TPOSYLTC.....1067
Identification..... 1067
Bloc fonctionnel..... 1067
Fonctionnalité..... 1067
Principe de fonctionnement.....1067
Application.....1070
Signaux.....1071
Paramètres.....1072
Données surveillées..... 1072
Données techniques.....1072

Historique de révision technique..... 1073

Section 9 Fonctions de contrôle-commande.....1075

Commande disjoncteur CBXCBR, commande sectionneur DCXSWI et commande commutateur de terre ESXSWI..... 1075
Identification..... 1075
Bloc fonctionnel..... 1075
Fonctionnalités..... 1076
Principe de fonctionnement..... 1076
Application..... 1081
Signaux..... 1082
Paramètres..... 1085
Données surveillées..... 1087
Historique de révision technique..... 1088

Indicateur de position de sectionneur DCSXSWI et indication de commutateur de terre ESSXSWI..... 1088
Identification..... 1088
Bloc fonctionnel..... 1089
Fonctionnalité..... 1089
Principe de fonctionnement..... 1089
Application..... 1090
Signaux..... 1090
Paramètres..... 1091
Données surveillées..... 1092
Historique de révision technique..... 1092

Contrôle de synchronisme et de mise sous tension SECRSYN... 1092
Identification..... 1092
Bloc fonctionnel..... 1093
Fonctionnalité..... 1093
Principe de fonctionnement..... 1093
Application..... 1102
Signaux..... 1104
Paramètres..... 1105
Données surveillées..... 1106
Données techniques..... 1107

Réenclenchement automatique DARREC..... 1107
Identification..... 1107
Bloc fonctionnel..... 1108
Fonctionnalité..... 1108
Définition du signal de protection..... 1108
Coordination de zone..... 1109
Programme maître/esclave..... 1109
Blocage de surcharge thermique..... 1110
Principe de fonctionnement..... 1111

Logique de retard et ensemble des signaux 1112
Lancement d’un cycle 1115
Contrôle du pointeur de cycle 1119
Contrôleur de réenclenchement 1120
Contrôleur de séquence 1122
Contrôleur de coordination de protection 1123
Contrôleur de disjoncteur 1124
Compteurs 1126
Application 1127
Lancement d’un cycle 1128
Séquence 1132
Exemples de configuration 1134
Lignes d’initiation retardées 1137
Cycle de lancement DARREC à partir du signal start 1139
Déclenchement rapide en cas d’enclenchement sur défaut 1140
Signaux 1140
Paramètres 1142
Données surveillées 1145
Données techniques 1146
Historique de révision technique 1147
Commande du changeur de prise avec régulateur de tension OLATCC 1147
Identification 1147
Bloc fonctionnel 1147
Fonctionnalité 1148
Principe de fonctionnement 1148
Mesures de tension et de courant 1149
Entrées de position du changeur de prise 1150
Sélection du mode de fonctionnement 1151
Régulation manuelle de la tension 1152
Régulation automatique de la tension d'un seul transformateur 1153
Régulation automatique de la tension des transformateurs en parallèle 1158
Caractéristiques de temporisateur 1165
Contrôle des impulsions 1167
Système de blocage 1168
Indication d’alarme 1173
Application 1174
Signaux 1181
Paramètres 1182
Données surveillées 1184
Données techniques 1186
Historique de révision technique 1187

Section 10 Fonctions de mesure de la qualité de l'alimentation.. 1189
Distorsion de la demande totale de courant CMHAI..... 1189
Identification..... 1189
Bloc fonctionnel..... 1189
Fonctionnalités..... 1189
Principe de fonctionnement..... 1189
Application..... 1190
Signaux..... 1191
Paramètres..... 1192
Données surveillées..... 1192
Distorsion harmonique totale de la tension VMHAI..... 1193
Identification..... 1193
Bloc fonctionnel..... 1193
Fonctionnalités..... 1193
Principe de fonctionnement..... 1193
Application..... 1194
Signaux..... 1195
Paramètres..... 1195
Données surveillées..... 1195
Historique de révision technique..... 1196
Variation de tension PHQVVR..... 1196
Identification..... 1196
Bloc fonctionnel..... 1197
Fonctionnalité..... 1197
Principe de fonctionnement..... 1197
Réglage du mode de phase..... 1198
Détection de variation..... 1199
Validation de variation..... 1200
Mesure de durée..... 1204
Exemples de variation de sélection tri/monophasé..... 1205
Données enregistrées..... 1207
Application..... 1210
Signaux..... 1212
Réglages..... 1212
Données surveillées..... 1214
Données techniques..... 1218
Déséquilibre de tension VSQVUB 1218
Identification..... 1218
Bloc fonctionnel..... 1218
Fonctionnalité..... 1218
Principe de fonctionnement..... 1219
Application..... 1224

Signaux....1225
Paramètres....1226
Données surveillées....1227
Données techniques....1228

Section 11 Fonctionnalités du bloc fonctionnel général....1229
Caractéristiques à temps constant....1229
Fonctionnement à temps constant....1229
Caractéristiques IDMT basées sur le courant....1232
Courbes IDMT pour la protection à maximum de courant....1232
Caractéristiques de temps inverse standard....1236
Caractéristiques de temps inverse programmables par l'utilisateur....1251
Caractéristiques de temps inverse - type RI et RD....1251
Réinitialisation en modes de temps inverse....1255
Gel du temporisateur inverse....1264
Caractéristiques IDMT basées sur la tension....1265
Courbes IDMT pour la protection contre les surtensions....1265
Caractéristiques de temps inverse standard pour la protection contre les surtensions....1267
Caractéristiques de temps inverse programmables par l'utilisateur pour la protection contre les surtensions....1271
Courbes IDMT pour la protection contre les surtensions....1272
Courbes IDMT pour la protection contre les sous-tensions....1272
Caractéristiques de temps inverse standard pour la protection contre les sous-tensions....1273
Caractéristiques de temps inverse programmables par l'utilisateur pour la protection contre les sous-tensions....1275
Saturation de la protection contre les sous-tensions pour la courbe IDMT....1276
Mesure de fréquence et protection....1277
Modes de mesure....1277
Mesures calculées....1279

Section 12 Exigences pour les transformateurs de mesure....1281
Transformateurs de courant....1281
Exigences relatives aux transformateurs de courant pour la protection à maximum de courant....1281
Classe de précision et facteur de limite de précision du transformateur de courant....1281
Protection non directionnelle à maximum de courant....1282
Exemple de protection non directionnelle à maximum de courant....1284

Section 13 Connexions physiques DEI....1285

Numérotation des emplacements des modules..... 1285
Connexions de protection PE..... 1286
Connexions binaires et analogiques.....1286
Connexions de communication..... 1286
Connexion avant Ethernet RJ-45..... 1287
Connexions arrière d'Ethernet.....1287
Connexion arrière série EIA-232..... 1288
Connexion arrière série EIA-485..... 1288
Connexion arrière série optique ST.....1288
Interfaces et protocoles de communication.....1289
Modules de communication arrière..... 1290
Emplacements et connexions du cavalier COM0001-COM0014..... 1293
Emplacements et connexions du cavalier COM0023.....1296
Emplacements et connexions du cavalier COM0032-COM0034..... 1301

Section 14 Données techniques.....1305

Section 15 DEI et essais de fonctionnalité.....1313

Section 16 Normes et réglementations applicables..... 1317

Section 17 Glossaire 1319

Section 1 Introduction

1.1 Ce manuel

Le manuel technique contient les descriptions d'applications et de fonctionnalités et répertorie les blocs de fonctions, les schémas logiques, les signaux d'entrée et de sortie, les paramètres de configuration et les données techniques triés par fonction. Le manuel peut être utilisé comme référence technique pendant les phases d'ingénierie, d'installation et de mise en service, ainsi que pendant l'utilisation habituelle.

1.2 Public visé

Le présent manuel s'adresse aux ingénieurs système et aux personnes chargées de l'installation et de la mise en service qui utilisent des données techniques pendant l'ingénierie, l'installation et la mise en service, ainsi que lors de l'utilisation habituelle.

L'ingénieur système doit avoir une connaissance approfondie des systèmes de protection, du matériel de protection, des fonctions de protection, ainsi que de la logique fonctionnelle configurée dans les relais de protection. Le personnel chargé de l'installation et de la mise en service doit disposer de connaissances de base en matière de manipulation de matériel électronique.

1.3 Documentation du produit

1.3.1 Ensemble de documentation du produit

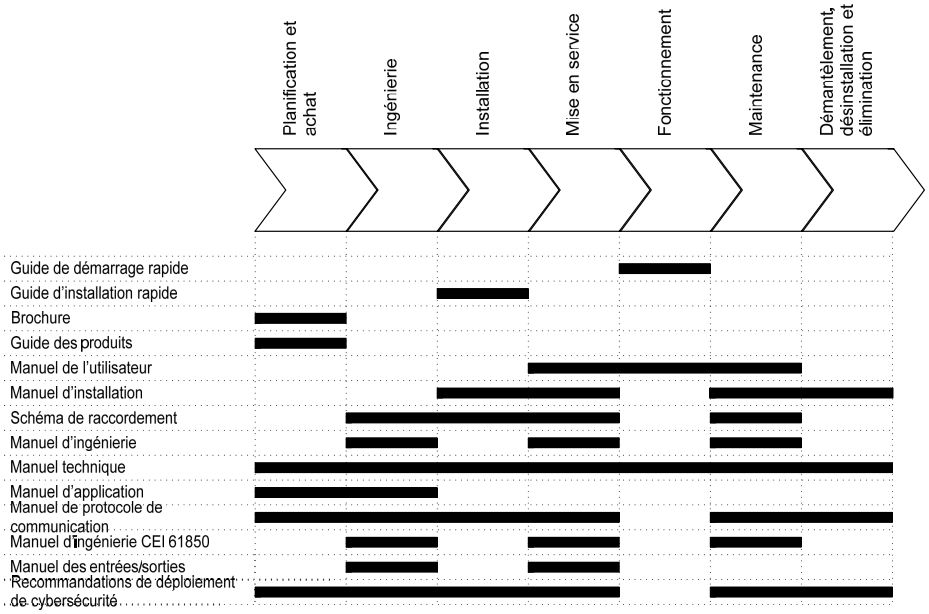


Figure 1: Utilisation des documents au cours du cycle de vie du produit

Les manuels spécifiques aux séries et produits peuvent être téléchargés sur le site Web d'ABB http://www.abb.com/relion.

1.3.2 Historique des révisions du document

Révision/date du document	Version série de produit	Historique
A/2020-02-28	2.0 FP1	Traduction de la version anglaise F (1MRS757644)

Télécharger les documents les plus récents sur le site Web d'ABB http://www.abb.com/substationautomation.

1.3.3 Documentation associée

Les manuels spécifiques aux séries et produits peuvent être téléchargés sur le site Web d'ABB http://www.abb.com/substationautomation.

1.4 Symboles et conventions

1.4.1 Symboles



L'icône d'avertissement électrique indique la présence d'un danger pouvant entraîner un choc électrique.



L'icône d'avertissement indique la présence d'un danger pouvant entraîner une blessure corporelle.



L'icône de mise en garde indique des informations importantes ou un avertissement se rapportant au concept traité dans le texte. Il peut indiquer la présence d'un danger pouvant entraîner la corruption du logiciel ou un endommagement du matériel ou des biens.



L'icône d'information attire l'attention du lecteur sur des faits ou considérations importants.



L'icône "conseils" indique par exemple comment concevoir votre projet ou comment utiliser une fonction particulière.

Bien que les avertissements se rapportent aux dommages corporels, il est nécessaire de comprendre que l'utilisation d'un matériel endommagé peut, dans certaines conditions de fonctionnement, entraîner une dégradation des performances pouvant conduire à des blessures corporelles ou à la mort. Il est donc impératif de se conformer à toutes les consignes de sécurité.

1.4.2 Conventions du manuel

Aucune convention particulière n'est prévue dans ce manuel.

- Les abréviations et acronymes utilisés sont détaillés dans le glossaire. Ce glossaire contient également les définitions des termes importants.
- La navigation par bouton-poussoir dans la structure de menu de l'IHM locale s'effectue au moyen des icônes des boutons-poussoirs.

Pour naviguer entre les options, utilisez et .

- Les chemins de menu sont en gras.
  Sélectionnez **Menu principal/Réglages**.
- Les messages de l'IHM locale sont affichés avec la police Courier.
  Pour sauvegarder les changements dans la mémoire non volatile, sélectionnez `Oui` et appuyez sur .
- Les noms des paramètres sont en italique.
  La fonction peut être activée et désactivée au moyen du paramètre *Fonctionnement*.
- Les valeurs des paramètres sont entre guillemets.
  Les valeurs sont "On" (activé) et "Off" (désactivé).
- Les messages d'entrée/de sortie et les noms des données surveillées sont affichés avec la police Courier.
  Lors du démarrage de la fonction, la sortie `START` est réglée sur OUI.

1.4.3 Fonctions, codes et symboles

Toutes les fonctions disponibles figurent dans le tableau. Certaines peuvent ne pas s'appliquer à tous les produits.

Tableau 1: Fonctions incluses dans les relais

Fonction	CEI 61850	CEI 60617	ANSI
Protection			
Protection triphasée à maximum de courant non directionnelle, seuil bas	PHLPTOC1	3I> (1)	51P-1 (1)
	PHLPTOC2	3I> (2)	51P-1 (2)
Protection triphasée à maximum de courant non directionnelle, seuil haut	PHHPTOC1	3I>> (1)	51P-2 (1)
	PHHPTOC2	3I>> (2)	51P-2 (2)
Protection triphasée à maximum de courant non directionnelle, seuil instantané	PHIPTOC1	3I>>> (1)	50P/51P (1)
	PHIPTOC2	3I>>> (2)	50P/51P (2)
Protection triphasée directionnelle à maximum de courant, seuil bas	DPHLPDOC1	3I> -> (1)	67-1 (1)
	DPHLPDOC2	3I> -> (2)	67-1 (2)
Protection triphasée directionnelle à maximum de courant, seuil haut	DPHHPDOC1	3I>>->(1)	67-2 (1)
	DPHHPDOC2	3I>>->(2)	67-2 (2)
Protection triphasée à maximum de courant dépendante de la tension	PHPVOC1	3I(U)> (1)	51V (1)
	PHPVOC2	3I(U)> (2)	51V (2)
Protection non directionnelle de terre, seuil bas	EFLPTOC1	Io> (1)	51N-1 (1)
	EFLPTOC2	Io> (2)	51N-1 (2)
Protection non directionnelle de terre, seuil haut	EFHPTOC1	Io>> (1)	51N-2 (1)
	EFHPTOC2	Io>> (2)	51N-2 (2)
Protection non directionnelle de terre, seuil instantané	EFIPTOC1	Io>>> (1)	50N/51N (1)

Suite du tableau à la page suivante

Fonction	CEI 61850	CEI 60617	ANSI
Protection directionnelle de terre, seuil bas	DEFLPDEF1	Io> -> (1)	67N-1 (1)
	DEFLPDEF2	Io> -> (2)	67N-1 (2)
	DEFLPDEF3	Io> -> (3)	67N-1 (3)
Protection directionnelle de terre, seuil haut	DEFHPDEF1	Io>> -> (1)	67N-2 (1)
Protection contre les défauts de terre basée sur la mesure d'admittance	EFPADM1	Yo> -> (1)	21YN (1)
	EFPADM2	Yo> -> (2)	21YN (2)
	EFPADM3	Yo> -> (3)	21YN (3)
Protection contre les défauts de terre basée sur la mesure wattmétrique	WPWDE1	Po> -> (1)	32N (1)
	WPWDE2	Po> -> (2)	32N (2)
	WPWDE3	Po> -> (3)	32N (3)
Protection contre les défauts de terre basée sur l'admittance multifréquence	MFADPSDE1	Io> ->Y (1)	67YN (1)
Protection contre les défauts de terre transitoires/intermittents	INTRPTEF1	Io> -> IEF (1)	67NIEF (1)
Protection contre les défauts de terre basée sur la mesure des harmoniques	HAEFPTOC1	Io>HA (1)	51NHA (1)
Protection à maximum de courant inverse	NSPTOC1	I2> (1)	46 (1)
	NSPTOC2	I2> (2)	46 (2)
Protection contre les discontinuités de phase	PDNSPTOC1	I2/I1> (1)	46PD (1)
Protection à maximum de tension résiduelle	ROVPTOV1	Uo> (1)	59G (1)
	ROVPTOV2	Uo> (2)	59G (2)
	ROVPTOV3	Uo> (3)	59G (3)
Protection triphasée à minimum de tension	PHPTUV1	3U< (1)	27 (1)
	PHPTUV2	3U< (2)	27 (2)
	PHPTUV3	3U< (3)	27 (3)
	PHPTUV4	3U< (4)	27 (4)
Protection monophasée à minimum de tension, côté secondaire	PHAPTUV1	U_A< (1)	27_A (1)
Protection triphasée à maximum de tension	PHPTOV1	3U> (1)	59 (1)
	PHPTOV2	3U> (2)	59 (2)
	PHPTOV3	3U> (3)	59 (3)
Protection monophasée à maximum de tension, côté secondaire	PHAPTOV1	U_A> (1)	59_A (1)
Protection à minimum de tension directe	PSPTUV1	U1< (1)	47U+ (1)
	PSPTUV2	U1< (2)	47U+ (2)
Protection à maximum de tension inverse	NSPTOV1	U2> (1)	47O- (1)
	NSPTOV2	U2> (2)	47O- (2)

Suite du tableau à la page suivante

Fonction	CEI 61850	CEI 60617	ANSI
Protection de fréquence	FRPFRQ1	f>/f<,df/dt (1)	81 (1)
	FRPFRQ2	f>/f<,df/dt (2)	81 (2)
	FRPFRQ3	f>/f<,df/dt (3)	81 (3)
	FRPFRQ4	f>/f<,df/dt (4)	81 (4)
	FRPFRQ5	f>/f<,df/dt (5)	81 (5)
	FRPFRQ6	f>/f<,df/dt (6)	81 (6)
Protection contre la surexcitation	OEPVPH1	U/f> (1)	24 (1)
	OEPVPH2	U/f> (2)	24 (2)
Protection thermique triphasée pour départs, câbles et transformateurs de distribution	T1PTTR1	3Ith>F (1)	49F (1)
Protection triphasée contre les surcharges thermiques, deux constantes de temps	T2PTTR1	3Ith>T/G/C (1)	49T/G/C (1)
Protection à maximum de courant inverse pour les machines	MNSPTOC1	I2>M (1)	46M (1)
	MNSPTOC2	I2>M (2)	46M (2)
Perte de phase (minimum de courant)	PHPTUC1	3I< (1)	37 (1)
	PHPTUC2	3I< (2)	37 (2)
Surveillance de la perte de charge	LOFLPTUC1	3I< (1)	37 (1)
	LOFLPTUC2	3I< (2)	37 (2)
Protection contre le blocage de la charge moteur	JAMPTOC1	Ist> (1)	51LR (1)
Surveillance du démarrage du moteur	STTPMSU1	Is2t n< (1)	49,66,48,51LR (1)
Protection contre les inversions de phase	PREVPTOC1	I2>> (1)	46R (1)
Protection contre les surcharges thermiques des moteurs	MPTTR1	3Ith>M (1)	49M (1)
Protection différentielle stabilisée et instantanée pour machines	MPDIF1	3dI>M/G (1)	87M/G (1)
Protection différentielle à haute impédance / à compensation de flux pour les moteurs	MHZPDIF1	3dIHi>M (1)	87MH (1)
Protection différentielle stabilisée et instantanée pour les transformateurs à deux enroulements	TR2PTDF1	3dI>T (1)	87T (1)
Protection différentielle numérique stabilisée contre les défauts de terre à basse impédance	LREFPNDF1	dIoLo> (1)	87NL (1)
	LREFPNDF2	dIoLo> (2)	87NL (2)
Protection différentielle de terre à haute impédance	HREFPDIF1	dIoHi> (1)	87NH (1)
	HREFPDIF2	dIoHi> (2)	87NH (2)
Protection contre les défaillances du disjoncteur	CCBRBRF1	3I>/Io>BF (1)	51BF/51NBF (1)
	CCBRBRF2	3I>/Io>BF (2)	51BF/51NBF (2)
	CCBRBRF3	3I>/Io>BF (3)	51BF/51NBF (3)
Détecteur de courant d'appel triphasé	INRPHAR1	3I2f> (1)	68 (1)
Suite du tableau à la page suivante			

Fonction	CEI 61850	CEI 60617	ANSI
Déclenchement principal	TRPPTRC1	Déclenchement principal (1)	94/86 (1)
	TRPPTRC2	Déclenchement principal (2)	94/86 (2)
	TRPPTRC3	Déclenchement principal (3)	94/86 (3)
	TRPPTRC4	Déclenchement principal (4)	94/86 (4)
Protection contre les arcs	ARCSARC1	ARC (1)	50L/50NL (1)
	ARCSARC2	ARC (2)	50L/50NL (2)
	ARCSARC3	ARC (3)	50L/50NL (3)
Détection de défaut à haute impédance	PHIZ1	HIF (1)	HIZ (1)
Délestage et relestage	LSHDPFRQ1	UFLS/R (1)	81LSH (1)
	LSHDPFRQ2	UFLS/R (2)	81LSH (2)
	LSHDPFRQ3	UFLS/R (3)	81LSH (3)
	LSHDPFRQ4	UFLS/R (4)	81LSH (4)
	LSHDPFRQ5	UFLS/R (5)	81LSH (5)
	LSHDPFRQ6	UFLS/R (6)	81LSH (6)
Protection multifonction	MAPGAPC1	MAP (1)	MAP (1)
	MAPGAPC2	MAP (2)	MAP (2)
	MAPGAPC3	MAP (3)	MAP (3)
	MAPGAPC4	MAP (4)	MAP (4)
	MAPGAPC5	MAP (5)	MAP (5)
	MAPGAPC6	MAP (6)	MAP (6)
	MAPGAPC7	MAP (7)	MAP (7)
	MAPGAPC8	MAP (8)	MAP (8)
	MAPGAPC9	MAP (9)	MAP (9)
	MAPGAPC10	MAP (10)	MAP (10)
	MAPGAPC11	MAP (11)	MAP (11)
	MAPGAPC12	MAP (12)	MAP (12)
	MAPGAPC13	MAP (13)	MAP (13)
	MAPGAPC14	MAP (14)	MAP (14)
	MAPGAPC15	MAP (15)	MAP (15)
	MAPGAPC16	MAP (16)	MAP (16)
	MAPGAPC17	MAP (17)	MAP (17)
	MAPGAPC18	MAP (18)	MAP (18)
Logique d’enclenchement automatique sur défaut (SOF)	CVPSOF1	CVPSOF (1)	SOFT/21/50 (1)
Protection de décalage vectoriel de tension	VVSPPAM1	VS (1)	78V (1)

Suite du tableau à la page suivante

Fonction	CEI 61850	CEI 60617	ANSI
Protection directionnelle à minimum de tension par compensation de puissance réactive	DQPTUV1	Q> -> ,3U< (1)	32Q,27 (1)
	DQPTUV2	Q> -> ,3U< (2)	32Q,27 (2)
Protection à minimum de puissance	DUPPDPR1	P< (1)	32U (1)
	DUPPDPR2	P< (2)	32U (2)
Protection contre le retour de puissance/directionnelle à maximum de puissance	DOPPDPR1	P>/Q> (1)	32R/32O (1)
	DOPPDPR2	P>/Q> (2)	32R/32O (2)
	DOPPDPR3	P>/Q> (3)	32R/32O (3)
Protection triphasée contre la sous-excitation	UEXPDIS1	X< (1)	40 (1)
	UEXPDIS2	X< (2)	40 (2)
Protection de l'alimentation continue à basse tension	LVRTPTUV1	U<RT (1)	27RT (1)
	LVRTPTUV2	U<RT (2)	27RT (2)
	LVRTPTUV3	U<RT (3)	27RT (3)
Protection contre les défauts de terre du rotor	MREFPTOC1	Io>R (1)	64R (1)
Protection différentielle à haute impédance pour la phase A	HIAPDIF1	dHi_A> (1)	87A (1)
Protection différentielle à haute impédance pour la phase B	HIBPDIF1	dHi_B> (1)	87B (1)
Protection différentielle à haute impédance pour la phase C	HICPDIF1	dHi_C> (1)	87C (1)
Démarrage du disjoncteur en position non correspondante	UPCALH1	CBUPS (1)	CBUPS (1)
	UPCALH2	CBUPS (2)	CBUPS (2)
	UPCALH3	CBUPS (3)	CBUPS (3)
Protection triphasée indépendante à maximum de courant non directionnelle, seuil bas	PH3LPTOC1	3I_3> (1)	51P-1_3 (1)
	PH3LPTOC2	3I_3> (2)	51P-1_3 (2)
Protection triphasée indépendante à maximum de courant non directionnelle, seuil haut	PH3HPTOC1	3I_3>> (1)	51P-2_3 (1)
	PH3HPTOC2	3I_3>> (2)	51P-2_3 (2)
Protection triphasée indépendante à maximum de courant non directionnelle, seuil instantané	PH3IPTOC1	3I_3>>> (1)	50P/51P_3 (1)
Protection triphasée indépendante à maximum de courant directionnelle, seuil bas	DPH3LPDOC1	3I_3> -> (1)	67-1_3 (1)
	DPH3LPDOC2	3I_3> -> (2)	67-1_3 (2)
Protection triphasée indépendante à maximum de courant directionnelle, seuil haut	DPH3HPDOC1	3I_3>> -> (1)	67-2_3 (1)
	DPH3HPDOC2	3I_3>> -> (2)	67-2_3 (2)
Protection de surintensité triphasée pour les batteries de condensateurs de dérivation	COLPTOC1	3I> 3I< (1)	51 C/37 (1)
Protection contre les déséquilibres de courant pour batteries de condensateurs shunt	CUBPTOC1	dI>C (1)	51NC-1 (1)
Protection résonance basée sur le courant pour les batteries de condensateurs shunt	SRCPTOC1	TD> (1)	55TD (1)
Suite du tableau à la page suivante			

Fonction	CEI 61850	CEI 60617	ANSI
Contrôle			
Contrôle disjoncteur	CBXCBR1	I <-> O CB (1)	I <-> O CB (1)
	CBXCBR2	I <-> O CB (2)	I <-> O CB (2)
	CBXCBR3	I <-> O CB (3)	I <-> O CB (3)
Contrôle sectionneur	DCXSWI1	I <-> O DCC (1)	I <-> O DCC (1)
	DCXSWI2	I <-> O DCC (2)	I <-> O DCC (2)
	DCXSWI3	I <-> O DCC (3)	I <-> O DCC (3)
	DCXSWI4	I <-> O DCC (4)	I <-> O DCC (4)
Contrôle du sectionneur de mise à la terre	ESXSWI1	I <-> O ESC (1)	I <-> O ESC (1)
	ESXSWI2	I <-> O ESC (2)	I <-> O ESC (2)
	ESXSWI3	I <-> O ESC (3)	I <-> O ESC (3)
Indication de position sectionneur	DCSXSWI1	I <-> O DC (1)	I <-> O DC (1)
	DCSXSWI2	I <-> O DC (2)	I <-> O DC (2)
	DCSXSWI3	I <-> O DC (3)	I <-> O DC (3)
	DCSXSWI4	I <-> O DC (4)	I <-> O DC (4)
Indication du sectionneur de mise à la terre	ESSXSWI1	I <-> O ES (1)	I <-> O ES (1)
	ESSXSWI2	I <-> O ES (2)	I <-> O ES (2)
	ESSXSWI3	I <-> O ES (3)	I <-> O ES (3)
Démarrage d’urgence	ESMGAPC1	ESTART (1)	ESTART (1)
Réenclenchement automatique	DARREC1	O -> I (1)	79 (1)
	DARREC2	O -> I (2)	79 (2)
Contrôle synchronisme et mise sous tension	SECRSYN1	SYNC (1)	25 (1)
Indication de position du régleur en charge	TPOSYLTC1	TPOSM (1)	84M (1)
Contrôle régleur avec régulateur de tension	OLATCC1	COLTC (1)	90V (1)
Supervision et surveillance d’état			
Contrôle de l’état du disjoncteur	SSCBR1	CBCM (1)	CBCM (1)
	SSCBR2	CBCM (2)	CBCM (2)
	SSCBR3	CBCM (3)	CBCM (3)
Surveillance du circuit de déclenchement	TCSSCBR1	TCS (1)	TCM (1)
	TCSSCBR2	TCS (2)	TCM (2)
Surveillance du circuit de courant	CCSPVC1	MCS 3I (1)	MCS 3I (1)
	CCSPVC2	MCS 3I (2)	MCS 3I (2)
Surveillance TC pour schéma de protection à haute impédance phase A	HZCCASPVC1	MCS I_A (1)	MCS I_A (1)
Surveillance TC pour schéma de protection à haute impédance phase B	HZCCBSPVC1	MCS I_B (1)	MCS I_B (1)

Suite du tableau à la page suivante

Fonction	CEI 61850	CEI 60617	ANSI
Surveillance TC pour schéma de protection à haute impédance phase C	HZCCCSPVC1	MCS I_C (1)	MCS I_C (1)
Surveillance de circuit courant avancée pour transformateurs	CTSRCTF1	MCS 3I,I2 (1)	MCS 3I,I2 (1)
Supervision fusion fusible	SEQSPVC1	FUSEF (1)	60 (1)
Compteur d'exécution pour machines et appareils	MDSOPT1	OPTS(1)	OPTM (1)
	MDSOPT2	OPTS(2)	OPTM (2)
Mesure			
Mesure courant triphasé	CMMXU1	3I (1)	3I (1)
	CMMXU2	3I (2)	3I (2)
Mesure du courant direct/inverse/ homopolaire	CSMSQI1	I1, I2, I0 (1)	I1, I2, I0 (1)
	CSMSQI2	I1, I2, I0 (B) (1)	I1, I2, I0 (B) (1)
Mesure courant résiduel	RESCMMXU1	Io (1)	In (1)
	RESCMMXU2	Io (2)	In (2)
Mesure de la tension triphasée	VMMXU1	3U (1)	3V (1)
Mesure de la tension monophasée	VAMMXU2	U_A (2)	V_A (2)
	VAMMXU3	U_A (3)	V_A (3)
Mesure de la tension résiduelle	RESVMMXU1	Uo (1)	Vn (1)
Mesure de la tension directe/inverse/ homopolaire	VSMSQI1	U1, U2, U0 (1)	V1, V2, V0 (1)
Mesure énergie et puissance triphasée	PEMMXU1	P, E (1)	P, E (1)
Enregistrement du profil de charge	LDPRLRC1	LOADPROF (1)	LOADPROF (1)
Mesure de la fréquence	FMMXU1	f (1)	f (1)
Emplacement du défaut			
Localisateur de défaut	SCEFRFLO1	FLOC (1)	21FL (1)
Qualité de l'énergie			
Distorsion totale de la demande de courant	CMHAI1	PQM3I (1)	PQM3I (1)
Distorsion harmonique totale de la tension	VMHAI1	PQM3U (1)	PQM3V (1)
Variation de tension	PHQVVR1	PQMU (1)	PQMV (1)
Déséquilibre de tension	VSQVUB1	PQUUB (1)	PQVUB (1)
Autre			
Temporisateur d'impulsion minimum (2 pcs)	TPGAPC1	TP (1)	TP (1)
	TPGAPC2	TP (2)	TP (2)
	TPGAPC3	TP (3)	TP (3)
	TPGAPC4	TP (4)	TP (4)
Temporisateur d'impulsion minimum (2 pcs, résolution à la seconde)	TPSGAPC1	TPS(1)	TPS(1)
	TPSGAPC2	TPS(2)	TPS(2)

Suite du tableau à la page suivante

Fonction	CEI 61850	CEI 60617	ANSI
Temporisateur d'impulsion minimum (2 pcs, résolution à la minute)	TPMGAPC1	TPM(1)	TPM(1)
	TPMGAPC2	TPM(2)	TPM(2)
Temporisateur d'impulsion (8 pcs)	PTGAPC1	PT (1)	PT (1)
	PTGAPC2	PT (2)	PT (2)
Temporisation basculement d'état à 0 (8 pcs)	TOFGAPC1	TOF (1)	TOF (1)
	TOFGAPC2	TOF (2)	TOF (2)
	TOFGAPC3	TOF (3)	TOF (3)
	TOFGAPC4	TOF (4)	TOF (4)
Temporisation basculement d'état à 1 (8 pcs)	TONGAPC1	TON (1)	TON (1)
	TONGAPC2	TON (2)	TON (2)
	TONGAPC3	TON (3)	TON (3)
	TONGAPC4	TON (4)	TON (4)
Bascule Set-Reset (8 pcs)	SRGAPC1	SR (1)	SR (1)
	SRGAPC2	SR (2)	SR (2)
	SRGAPC3	SR (3)	SR (3)
	SRGAPC4	SR (4)	SR (4)
Bloc déplacement (8 pcs)	MVGAPC1	MV (1)	MV (1)
	MVGAPC2	MV (2)	MV (2)
	MVGAPC3	MV (3)	MV (3)
	MVGAPC4	MV (4)	MV (4)
Fonction déplacement valeur entière	MVI4GAPC1	MVI4 (1)	MVI4 (1)
	MVI4GAPC2	MVI4 (2)	MVI4 (2)
	MVI4GAPC3	MVI4 (3)	MVI4 (3)
	MVI4GAPC4	MVI4 (4)	MVI4 (4)
Fonction mise à l'échelle valeur analogique	SCA4GAPC1	SCA4 (1)	SCA4 (1)
	SCA4GAPC2	SCA4 (2)	SCA4 (2)
	SCA4GAPC3	SCA4 (3)	SCA4 (3)
	SCA4GAPC4	SCA4 (4)	SCA4 (4)
Point de contrôle générique (16 pcs)	SPCGAPC1	SPC (1)	SPC (1)
	SPCGAPC2	SPC (2)	SPC (2)
	SPCGAPC3	SPC (3)	SPC (3)
Points de contrôle génériques distants	SPCRGAPC1	SPCR (1)	SPCR (1)
Points de contrôle génériques locaux	SPCLGAPC1	SPCL (1)	SPCL (1)
Suite du tableau à la page suivante			

Fonction	CEI 61850	CEI 60617	ANSI
Compteurs génériques plus/moins	UDFCNT1	UDCNT (1)	UDCNT (1)
	UDFCNT2	UDCNT (2)	UDCNT (2)
	UDFCNT3	UDCNT (3)	UDCNT (3)
	UDFCNT4	UDCNT (4)	UDCNT (4)
	UDFCNT5	UDCNT (5)	UDCNT (5)
	UDFCNT6	UDCNT (6)	UDCNT (6)
	UDFCNT7	UDCNT (7)	UDCNT (7)
	UDFCNT8	UDCNT (8)	UDCNT (8)
	UDFCNT9	UDCNT (9)	UDCNT (9)
	UDFCNT10	UDCNT (10)	UDCNT (10)
	UDFCNT11	UDCNT (11)	UDCNT (11)
	UDFCNT12	UDCNT (12)	UDCNT (12)
Boutons programmables (16 boutons)	FKEYGGIO1	FKEY (1)	FKEY (1)
Fonctions de consignation			
Perturbographe	RDRE1	DR (1)	DFR (1)
Enregistreur de défauts	FLTRFRC1	FAULTREC (1)	FAULTREC (1)
Enregistreur de séquence d'événements	SER1	SER (1)	SER (1)

Section 2 Présentation de la série 620

2.1 Vue d'ensemble

La série 620 est une gamme de relais de protection conçus pour la protection, le contrôle, la mesure et la surveillance de postes, de tableaux de distribution et d'équipements industriels. La conception des relais de protection est conforme à la norme CEI 61850 pour la communication et l'interopérabilité des dispositifs d'automatisation de postes électriques.

Les relais de protection se caractérisent par leur débrochabilité, leur compacité, leur facilité d'utilisation et un grand nombre de modes d'installation. En fonction du produit, les fonctions en option sont disponibles au moment de la commande pour les logiciels et le matériel, par exemple la protection contre les arcs.

Les relais de protection de la série 620 prennent en charge un grand nombre de protocoles de communication, notamment CEI 61850 avec messagerie GOOSE, CEI 61850-9-2 LE, CEI 60870-5-103, Modbus® et DNP3.

2.1.1 Historique des versions de série du produit

Version du produit	Historique des séries du produit
2.0	Nouveaux produits • REF620 avec les configurations A et B • REM620 avec la configuration A • RET620 avec la configuration A
2.0 FP1	Nouvelle configuration • REM620 B Améliorations de la plateforme • CEI 61850 Édition 2 • Prise en charge CEI 61850-9-2 LE • Prise en charge envoi courants avec CEI 61850-9-2 LE • Prise en charge du contrôle de synchronisme et de mise sous tension avec CEI 61850-9-2 LE • Synchronisation d'horloge IEEE 1588 v2 • Prise en charge de la migration de la configuration • Ports Ethernet pouvant être fermés • Récapitulatif des rapports via l'IHM Web • Protection contre les défauts de terre basée sur l'admittance multifréquence • Localisateur de défaut • Prise en charge de l'adaptateur Profibus • Améliorations de la convivialité des paramètres

2.1.2 Version des packages de connectivité du PCM600 et du DEI

- Gestionnaire de DEI de protection et de contrôle PCM600 2.6 (Rollup 20150626) ou supérieure
- Package de connectivité REF620 Ver.2.1 ou supérieure
- Package de connectivité REM620 Ver.2.1 ou supérieure
- Package de connectivité RET620 Ver.2.1 ou supérieure

Téléchargez les packs de connectivité sur le site Web d'ABB http://www.abb.com/substationautomation ou directement via le gestionnaire de mise à jour de PCM600.

2.2 IHM locale

L'IHML est utilisée pour le réglage, la surveillance et le contrôle du relais de protection. L'IHML se compose de l'écran, des boutons, des témoins LED et du port de communication.

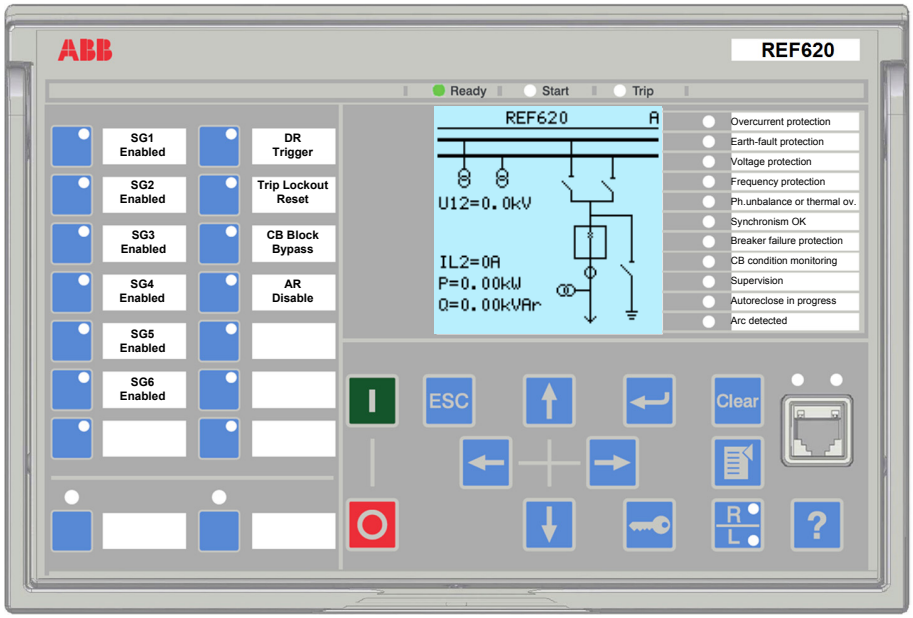


Figure 2: Exemple de l'IHML

2.2.1 Affichage

L'IHM locale dispose d'un affichage graphique qui prend en charge deux tailles de caractères. La taille des caractères dépend de la langue sélectionnée. Le nombre de caractères et de lignes figurant dans la vue dépend de la taille des caractères.

Tableau 2: Affichage

Taille des caractères[1)]	Nombre de lignes dans la vue	Nombre de caractères par ligne
Petite, espacement constant (6 × 12 pixels)	10	20
Grande, largeur variable (13 × 14 pixels)	7	Au moins 8

1) Selon la langue sélectionnée

L'affichage est divisé en quatre zones de base.

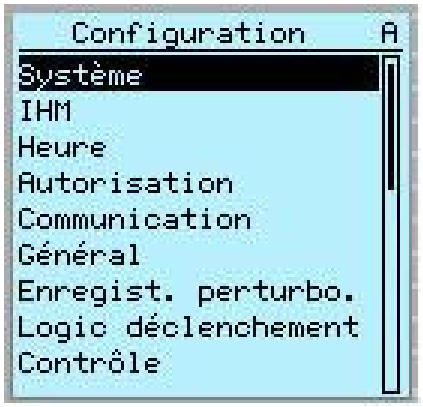


Figure 3: Disposition de l'affichage

1 En-tête
2 Icône
3 Contenu
4 Barre de défilement (affichée si son utilisation est nécessaire)

2.2.2 LED

L'IHM locale comprend trois voyants de protection au-dessus de l'écran : Prêt, Démarrage et Déclenchement.

11 LED programmables à matrice et 16 boutons-poussoirs programmables avec voyants LED sont disponibles à l'avant de l'IHML. Les LED peuvent être configurées à l'aide du PCM600 et le mode de fonctionnement peut être sélectionné à l'aide de l'IHML, de l'IHM Web ou du PCM600.

2.2.3 Pavé tactile

Le pavé numérique de l'IHML locale comprend des boutons-poussoirs qui permettent de se déplacer dans les différents menus ou vues. Les boutons-poussoirs permettent de commander l'ouverture ou la fermeture d'objets du circuit primaire, par exemple un

disjoncteur, un contacteur ou un sectionneur. Ils permettent également d'acquitter des alarmes, de réinitialiser des indications, d'obtenir de l'aide et de basculer entre le mode de commande local et distant.

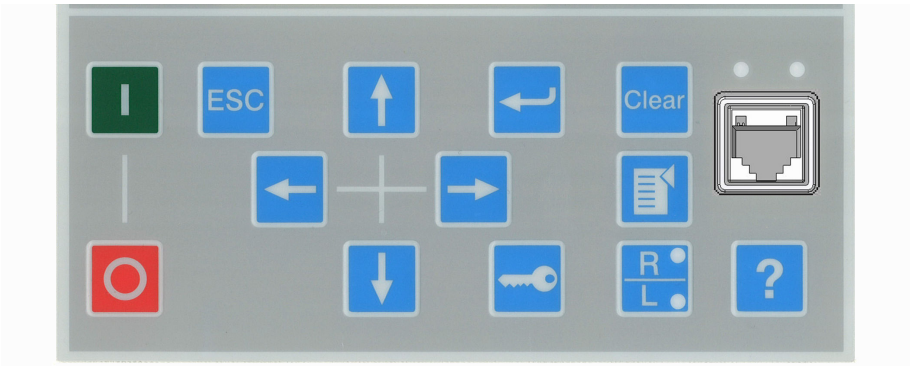


Figure 4: Pavé numérique de l'IHM locale avec boutons-poussoirs de navigation et de contrôle-commande d'objets, et port de communication RJ-45

2.2.3.1 Boutons-poussoirs programmables avec voyants LED

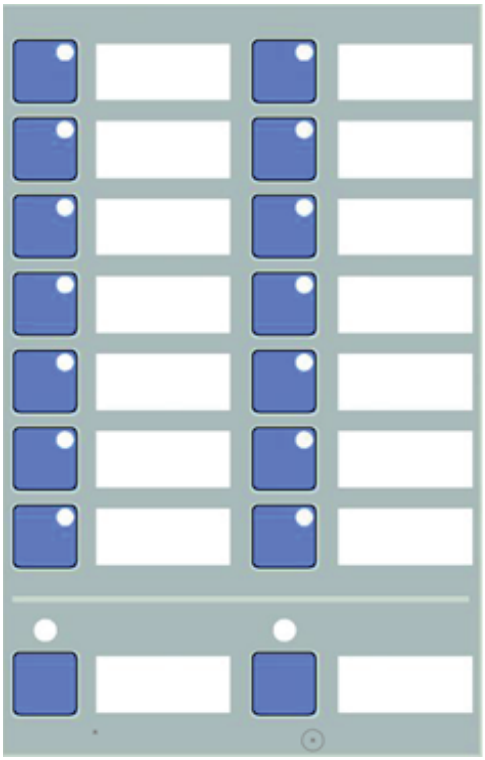


Figure 5: Boutons-poussoirs programmables avec voyants LED

Le clavier de l'IHML comporte, sur le côté gauche du relais de protection, 16 boutons-poussoirs programmables avec voyants LED rouges.

Les boutons et les voyants LED sont librement programmables et peuvent être configurés à des fins opérationnelles ou de validation. Ainsi, il est possible d'obtenir la validation des actions exécutées associées aux boutons. Cette combinaison peut se révéler utile, par exemple, afin de sélectionner ou de modifier rapidement un groupe de paramètres, de sélectionner ou d'actionner un équipement, d'indiquer l'état d'un contact de terrain, ou de signaler ou d'acquitter des alarmes individuelles.

Les voyants LED peuvent également être configurés individuellement afin de donner des indications générales ou de signaler des alarmes importantes à l'opérateur.

Afin de donner une description de la fonction d'un bouton, il est possible d'insérer une étiquette papier derrière le plastique transparent en regard du bouton.

2.3 IHM Web

Le Web permet d’accéder au relais de protection de façon sécurisée via un navigateur Web. L'activation du paramètre *Secure Communication* du relais de protection oblige le serveur Web à se connecter de manière sécurisée (HTTPS) à l'IHM Web en utilisant un cryptage TLS.L'IHM Web est vérifiée avec Internet Explorer 8.0, 9.0, 10.0 et 11.0.



L'IHM Web est désactivée par défaut.



Les opérations de contrôle ne sont pas permises par l'IHM Web.

L'IHM Web dispose de plusieurs fonctions.

- LED programmables et listes des événements
- Surveillance système
- Réglages de paramètres
- Affichage des mesures
- Enregistrements de perturbographie
- Enregistrements de défauts
- Enregistrement du profil de charge
- Diagramme des phases
- Schéma unifilaire
- Importation/Exportation de paramètres
- Récapitulatif des rapports

La structure de l'arborescence des menus sur l'IHM Web est presque identique à celle sur l'IHM locale.

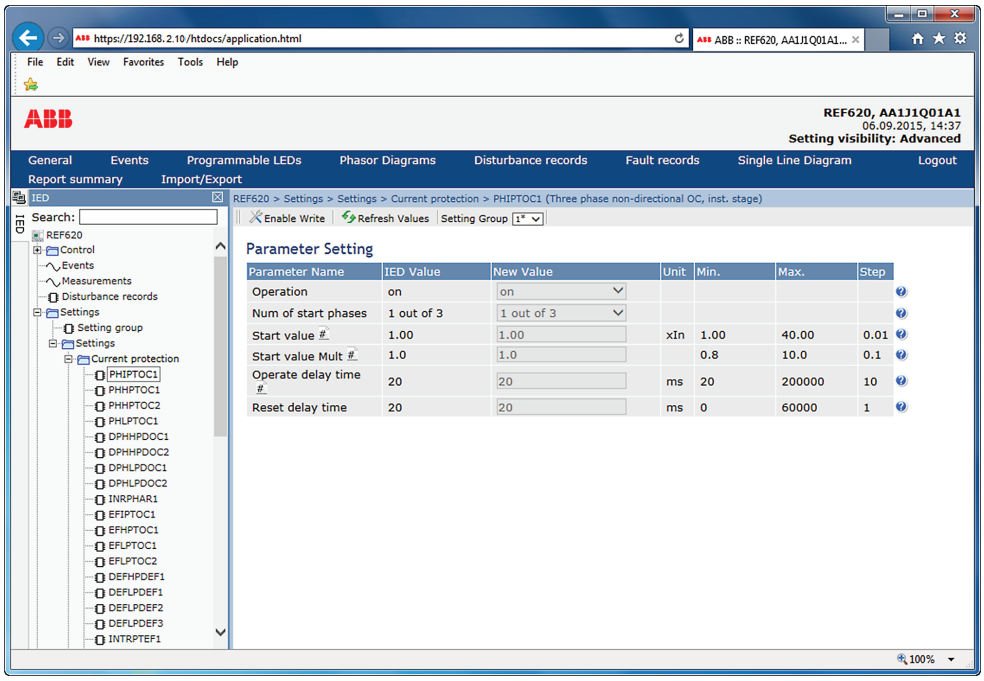


Figure 6: Exemple : vue de l'IHM Web

L'IHM Web est accessible localement et à distance.

- Localement en connectant un ordinateur portable au relais de protection via le port de communication en face avant.
- A distance depuis le réseau LAN/WAN.

2.4 Autorisation

Quatre catégories d'utilisateur ont été prédéfinies pour l'IHM locale et l'IHM Web, avec des droits et mots de passe par défaut distincts pour chacune.

Les mots de passe par défaut du relais de protection peuvent être modifiés avec les droits d'administrateur.

Si le mot de passe administrateur spécifique au relais est perdu, ABB pourra vous fournir une clé d'accès fiable au relais de protection, à usage unique. Pour recevoir de l'aide, contacter ABB. La récupération du mot de passe administrateur peut prendre quelques jours.

L'autorisation utilisateur est désactivée par défaut pour l'IHML mais l'IHM Web utilise toujours une autorisation.

Tableau 3: Catégories utilisateur prédéfinies

Nom utilisateur	Droits utilisateur
VISUALISATION	Accès en lecture seule
OPERATEUR	• Sélection de l'état distant ou local avec  (en local uniquement) • Changement des groupes de réglages • Contrôle • Effacement des indications
INGENIEUR	• Changement des réglages • Effacement de la liste des événements • Effacement des enregistrements de perturbographie • Changement des réglages système tels que : adresse IP, débit en bauds série ou réglages de perturbographie • Réglage du relais de protection sur le mode test • Sélection de la langue
ADMINISTRATEUR	• Tous les droits indiqués ci-dessus • Changement du mot de passe • Restauration des valeurs usine par défaut



Pour obtenir des informations sur l'autorisation utilisateur du PCM600, se reporter à la documentation du PCM600.

2.4.1 Historique

Le relais de protection dispose de nombreuses fonctions de consignation d'événements. Les événements critiques liés à la sécurité du relais de protection et au système sont consignés dans un historique non volatile indépendant pour l'administrateur.

L'historique est un enregistrement chronologique des activités du système permettant de reconstituer et de vérifier l'enchaînement des événements liés à la sécurité et au système et des changements au niveau du relais de protection. Les événements de l'historique et les événements liés au processus peuvent être vérifiés et analysés de manière cohérente à l'aide de la liste des événements dans l'IHM locale et l'IHM Web et du visualiseur d'événements dans le PCM600.

Le relais de protection stocke 2048 événements d'historique dans l'historique non volatile. De plus, 1024 événements de processus sont stockés dans la liste non volatile des événements. L'historique et la liste des événements reposent sur le principe FIFO. La mémoire non volatile est basée sur un type de mémoire qui ne nécessite pas de changement régulier de composant ou de batterie de secours pour maintenir le stockage de la mémoire.

Les événements d'historique liés à l'autorisation utilisateur (connexion, déconnexion, violation locale/à distance) sont définis conformément à l'ensemble sélectionné d'exigences de IEEE 1686. La consignation est basée sur les noms ou catégories

d'utilisateur prédéfinis. L'historique utilisateur est accessible via CEI 61850-8-1, PCM600, l'IHM locale et l'IHM Web.

Tableau 4: Evénements de l'historique

Evénement	Description
Changement de configuration	Fichiers de configuration changés
Changement micrologiciel	Micrologiciel changé
Echec du changement de micrologiciel	Echec du changement de micrologiciel
Groupe de réglages à distance	L'utilisateur a changé le groupe de réglages à distance
Groupe de réglages localement	L'utilisateur a changé le groupe de réglages localement
Contrôle à distance	Contrôle d'objet DPC à distance
Contrôle local	Contrôle local d'objet DPC
Test activé	Mode test activé
Test désactivé	Mode test désactivé
Déclenchements de RAZ	Déclenchements de RAZ à verrouillage (TRPPTRC*)
Confirmation réglage	Les réglages ont été modifiés.
Changement d'heure	Heure modifiée directement par l'utilisateur. Il est à noter que cette fonction n'est pas utilisée lorsque le relais de protection est correctement synchronisé à l'aide du protocole approprié (SNTP, IRIG-B, IEEE 1588 v2).
Visualisation historique	L'administrateur a accédé à l'historique
Connexion	Ouverture de session réussie à partir de CEI 61850-8-1 (MMS), IHM Web, FTP ou IHM locale.
Déconnexion	Fermeture de session réussie à partir de CEI 61850-8-1 (MMS), IHM Web, FTP ou IHM locale.
Changement de mot de passe	Mot de passe changé
Réinitialisation micrologiciel	Réinitialisation lancée par l'utilisateur ou l'outil
Trop-plein historique	Trop d'événements au cours de la période
Violation depuis un emplacement distant	Echec de l'ouverture de session à partir de CEI 61850-8-1 (MMS), IHM Web, FTP ou IHM locale.
Violation depuis un emplacement local	Echec de l'ouverture de session à partir de CEI 61850-8-1 (MMS), IHM Web, FTP ou IHM locale.

Le visualiseur d'événement (Event Viewer) PCM600 peut être utilisé pour visualiser les événements de l'historique et les événements de processus. Les événements de l'historique sont visibles via la vue Événements de sécurité. Etant donné que seul l'administrateur a le droit de lire l'historique, l'autorisation doit être utilisée dans le PCM600. Il est impossible de réinitialiser l'historique mais le visualiseur d'événement (Event Viewer) du PCM600 peut filtrer les données. Les événements de l'historique peuvent être configurés de façon à être visibles également dans la liste des événements de l'IHM locale/Web avec les événements de processus.



Pour afficher les événements de l'historique via la liste des événements, définir le paramètre de niveau *Journalisation* via

Configuration/Autorisation/Sécurité. Les événements de l'historique sont ainsi affichés pour tous les utilisateurs.

Tableau 5: Comparaison des niveaux de journalisation

Evénement	Niveau de journalisation					
	Aucune	Changement de configuration	Groupe de réglages	Groupe de réglages, contrôle	Modification réglages	Tous
Changement de configuration		•	•	•	•	•
Changement micrologiciel		•	•	•	•	•
Echec du changement de micrologiciel		•	•	•	•	•
Groupe de réglages à distance			•	•	•	•
Groupe de réglages localement			•	•	•	•
Contrôle à distance				•	•	•
Contrôle local				•	•	•
Test activé				•	•	•
Test désactivé				•	•	•
Déclenchements de RAZ				•	•	•
Confirmation réglage					•	•
Changement d'heure						•
Visualisation historique						•
Connexion						•
Déconnexion						•
Changement de mot de passe						•
Réinitialisation micrologiciel						•
Violation depuis un emplacement local						•
Violation depuis un emplacement distant						•

2.5 Communication

Le relais de protection prend en charge divers protocoles de communication dont IEC 61850, IEC 61850-9-2 LE, IEC 60870-5-103, Modbus® et DNP3. Le protocole de communication Profibus DPV1 est pris en charge grâce au convertisseur de protocole

SPA-ZC 302. Des informations et des contrôles opérationnels sont disponibles par le biais de ces protocoles. Cependant, certaines fonctionnalités de communication, comme les communications horizontales entre les relais de protection, sont autorisées uniquement par le protocole de communication CEI 61850.

La mise en œuvre du protocole de communication CEI 61850 prend en charge l'ensemble des fonctions de surveillance et de contrôle. De plus, il est possible d'accéder aux réglages des paramètres ainsi qu'aux enregistrements de perturbographie et de défauts à l'aide du protocole IEC 61850. Les enregistrements de perturbographie sont disponibles au format standard de fichiers COMTRADE CEI 60255-24 pour toutes les applications qui s'appuient sur une communication Ethernet. Le relais de protection peut envoyer et recevoir des signaux binaires d'autres dispositifs (communication horizontale) à l'aide du profil CEI61850-8-1 GOOSE où la classe de performances la plus élevée avec un temps de transmission total de 3 ms est prise en charge. De plus, le relais de protection prend en charge l'envoi et la réception de valeurs analogiques à l'aide de la messagerie GOOSE. Le relais de protection répond aux prescriptions relatives aux performances GOOSE, définies par la norme CEI 61850, pour les applications de déclenchement dans les postes de distribution.

Le relais de protection peut prendre en charge cinq clients simultanés. Si le PCM600 réserve une connexion client, il ne reste que quatre connexions client, par exemple pour les protocoles CEI 61850 et Modbus.

Tous les connecteurs de communication, à l’exception du connecteur de port avant, sont disposés sur les modules de communication en option intégrés. Le relais de protection peut être connecté aux systèmes de communication Ethernet via le connecteur RJ-45 (100Base-TX) ou le connecteur LC à fibre optique (100Base-FX).

2.5.1 Anneau Ethernet à rétablissement automatique

Pour que la topologie en boucle à auto-rétablissement fonctionne correctement, il est nécessaire que les commutateurs externes du réseau prennent en charge le protocole RSTP et que ce dernier soit activé. La connexion de la topologie en boucle risquerait en effet d'entraîner des problèmes réseau. Le relais de protection ne prend pas en charge la détection de liaison descendante ou le protocole RSTP. Le processus de récupération de l'anneau est basé sur l'historique des adresses MAC et les événements de liaison montante/descendante peuvent générer des interruptions temporaires au niveau de la communication. Pour améliorer les performances de la boucle à auto-rétablissement, il est recommandé de définir le commutateur externe le plus éloigné de la boucle du relais de protection en tant que commutateur racine (priorité de pont = 0) et il est nécessaire que la priorité de pont augmente en direction de la boucle du relais de protection. Les liaisons d'extrémité de la boucle du relais de protection peuvent être fixées au même commutateur externe ou à deux commutateurs externes adjacents. L'anneau Ethernet à auto-rétablissement nécessite un module de communication avec au moins deux interfaces Ethernet pour tous les relais de protection.

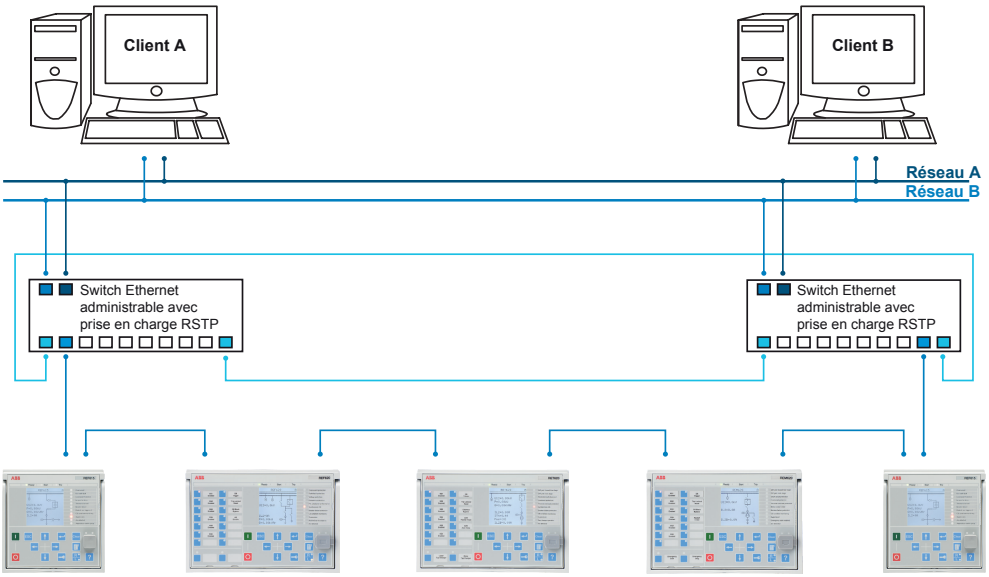


Figure 7: Solution pour anneau Ethernet à rétablissement automatique

La solution de l'anneau Ethernet prend en charge la connexion d'un maximum de 30 relais de protection. Si plus de 30 relais de protection doivent être connectés, il est recommandé de diviser le réseau en plusieurs anneaux avec un maximum de 30 relais de protection par anneau. Chaque relais de protection a un différé de 50 µs et la taille de l'anneau est limitée à 30 relais de protection afin de remplir les conditions de performances de communication horizontale rapide.

2.5.2 Redondance Ethernet

La norme CEI 61850 spécifie un schéma de redondance de réseau qui améliore la disponibilité du système pour la communication des postes. Elle est basée sur deux protocoles complémentaires définis dans la norme CEI 62439-3:2012 : le protocole de redondance parallèle PRP et le protocole de redondance transparente de haute disponibilité HSR. Les deux protocoles reposent sur la duplication de toutes les informations transmises via deux ports Ethernet pour une seule connexion réseau logique. Ils sont par conséquent capables de surmonter la défaillance d'une liaison ou d'un commutateur avec un temps de permutation égal à zéro, satisfaisant ainsi aux exigences de temps réel strictes pour la communication horizontale de l'automatisation de poste et la synchronisation de l'heure.

Le PRP impose que chaque dispositif soit connecté en parallèle à deux réseaux locaux. Le protocole HSR applique le principe du PRP à des anneaux et des anneaux d'anneaux, afin de permettre une redondance rentable. Par conséquent, chaque dispositif intègre un commutateur qui transmet les trames d'un port à l'autre. L'option HSR/PRP est disponible pour tous les relais de protection de la série 620.

CEI 62439-3:2012 annule et remplace la première édition publiée en 2010. Ces versions standard sont également désignées CEI 62439-3 Édition 1 et CEI 62439-3 Édition 2. Le relais de protection prend en charge CEI 62439-3:2012 et n'est pas compatible avec CEI 62439-3:2010.

PRP

Chaque nœud PRP, appelé nœud à deux liaisons avec PRP (DAN), est attaché à deux LAN indépendants fonctionnant en parallèle. Ces réseaux parallèles en PRP sont appelés LAN A et LAN B. Les réseaux sont complètement séparés pour assurer l'indépendance des défaillances, et peuvent avoir différentes typologies. Les deux réseaux fonctionnent en parallèle, assurant ainsi une récupération en temps zéro et un contrôle continu de redondance afin d'éviter les défaillances de communication. Les nœuds non PRP, appelés nœuds à liaison unique (SAN), sont soit connectés à un seul réseau (et peuvent donc communiquer uniquement avec des DAN et des SAN connectés au même réseau), soit connectés à travers un boîtier de redondance, un appareil qui se comporte comme un DAN.

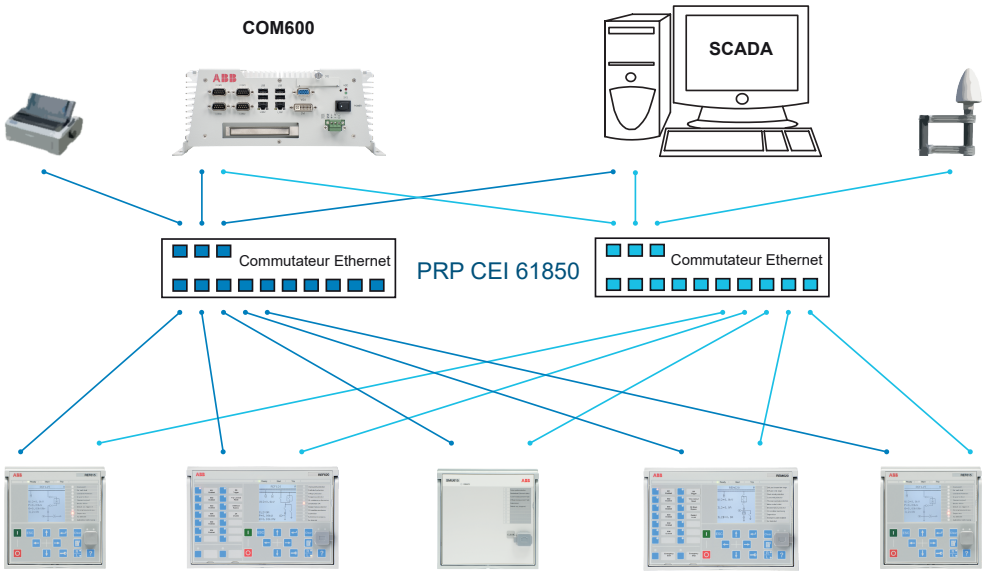


Figure 8: Solution PRP

Si un ordinateur portable ou fixe est connecté en tant que nœud non-PRP à l'un des réseaux PRP, LAN A ou LAN B, il est recommandé d'utiliser un boîtier de redondance ou un switch Ethernet doté d'une fonctionnalité similaire entre le réseau PRP et le SAN afin d'éliminer les informations PRP supplémentaires des trames Ethernet. Dans certains cas, les adaptateurs d'ordinateur fixe par défaut ne sont pas en mesure de prendre en charge les trames Ethernet de longueur maximum avec la trace PRP.

Il existe différentes possibilités de connexion d'un ordinateur portable ou fixe en tant que SAN sur un réseau PRP.

- Via un boîtier de redondance externe (RedBox) ou un switch capable de connecter des réseaux PRP et normaux
- En connectant le nœud directement au LAN A ou au LAN B en tant que SAN
- En connectant le nœud au port Interlink du relais de protection

HSR

Le protocole HSR applique le principe de fonctionnement en parallèle du protocole PRP à un seul anneau, traitant les deux sens de circulation comme deux LAN virtuels. Pour chaque trame envoyée, un nœud, DAN, envoie deux trames, une sur chaque port. Les deux trames circulent dans des sens opposés sur l'anneau, chaque nœud transmettant les trames reçues d'un port à l'autre. Lorsque le nœud d'origine reçoit une trame qu'il a lui-même envoyée, il la rejette afin d'éviter un phénomène de boucle ; aucun protocole d'anneau n'est par conséquent nécessaire. Les nœuds à une seule association (SAN), tels que les ordinateurs portables et les imprimantes, doivent être associés via un "boîtier de redondance" qui agira comme élément de l'anneau. Par exemple, un relais de protection série 615 ou 620 avec prise en charge HSR pourra faire office de boîtier de redondance.

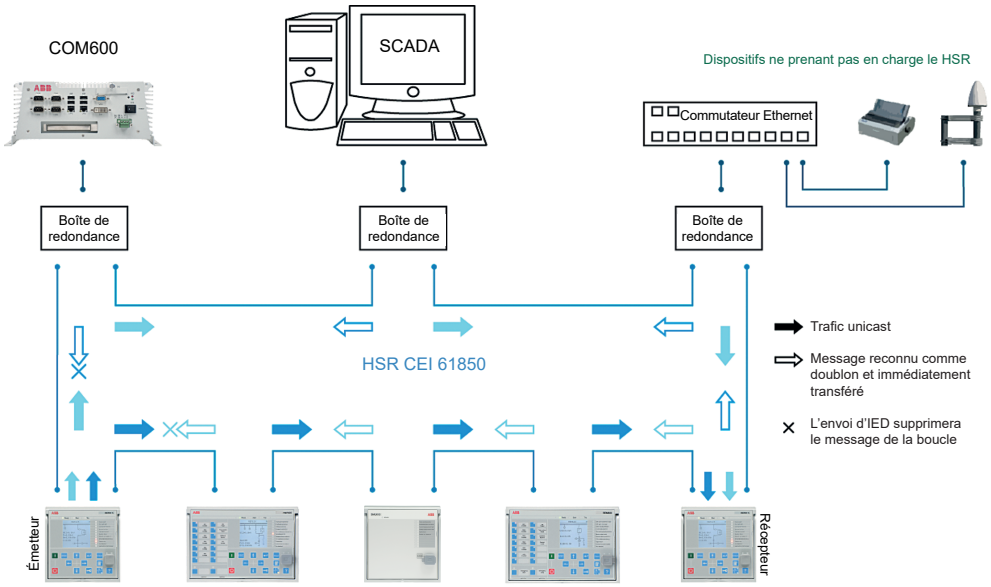


Figure 9: Solution HSR

2.5.3 Bus de processus

Le bus de processus CEI 61850-9-2 définit la transmission de valeurs mesurées échantillonnées au sein du système d'automatisation du poste. Un groupe d'utilisateurs internationaux a créé une directive CEI 61850-9-2 LE qui définit un profil d'application de la CEI 61850-9-2 pour faciliter la mise en œuvre et permettre l'interopérabilité. Le bus de processus est utilisé pour distribuer les données de procédé du circuit primaire à tout bus de processus compatible avec les appareils du réseau local en temps réel. Les données peuvent ensuite être traitées par n'importe

quel relais de protection pour effectuer différentes fonctions de protection, d'automatisation et de contrôle.

Le concept de postes blindés UniGear Digital repose sur le bus de processus ainsi que sur des capteurs de courant et de tension. Le bus de processus offre plusieurs avantages à l'UniGear Digital : la simplicité avec un câblage réduit, la flexibilité avec la disponibilité des données pour tous les postes, des diagnostics améliorés et des cycles de maintenance plus longs.

Avec le bus de processus, le câblage galvanique pour le partage de la valeur de la tension du jeu de barres peut être remplacé par une communication Ethernet. La transmission d'échantillons de mesures sur bus de processus permet également de mieux détecter les erreurs car le signal de transmission est automatiquement supervisé. À la plus grande disponibilité s'ajoute la possibilité d'utiliser un réseau Ethernet redondant pour transmettre des signaux SMV.

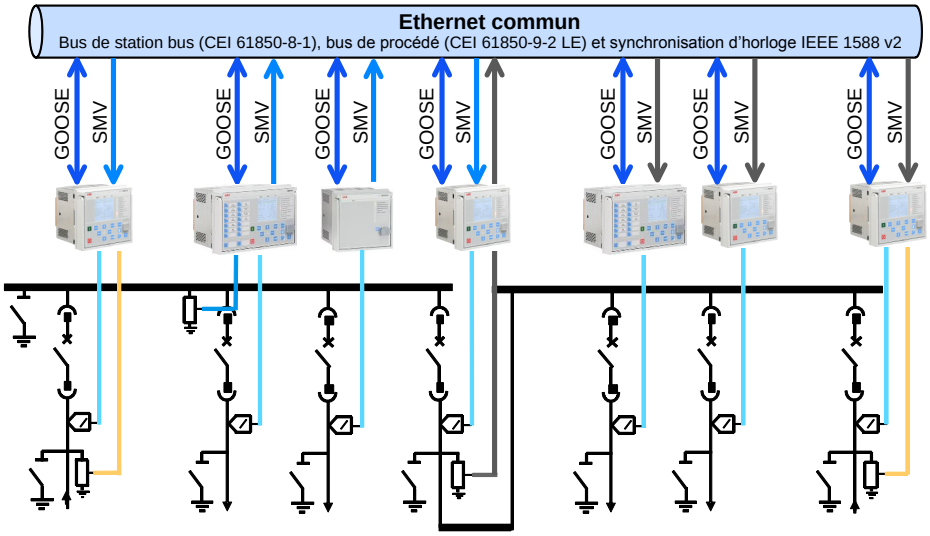


Figure 10: Application de bus de processus - Partage de charge et contrôle de synchronisme

La série 620 prend en charge le bus de processus CEI 61850 avec des valeurs échantillonnées de courants et de tensions analogiques. Les valeurs mesurées sont transférées sous forme de valeurs échantillonnées en utilisant le protocole CEI 61850-9-2 LE qui utilise le même réseau Ethernet physique que le bus de poste CEI 61850-8-1. L'application prévue pour les valeurs échantillonnées est le partage des tensions mesurées d'un relais de protection série 620 vers d'autres dispositifs avec des fonctions basées sur la tension de phase et la prise en charge 9-2.

Les relais de protection de la série 620 avec des applications basées sur un bus de processus utilisent le protocole Precision Time Protocol (PTP) IEEE 1588 v2 conformément au profil de puissance IEEE C37.238-2011 pour une synchronisation temporelle de grande précision. Avec l'IEEE 1588 v2, l'exigence pour l'infrastructure

du câblage est réduite, ce qui permet à l'information de synchronisation temporelle d'être transportée sur le même réseau Ethernet que les communications de données.

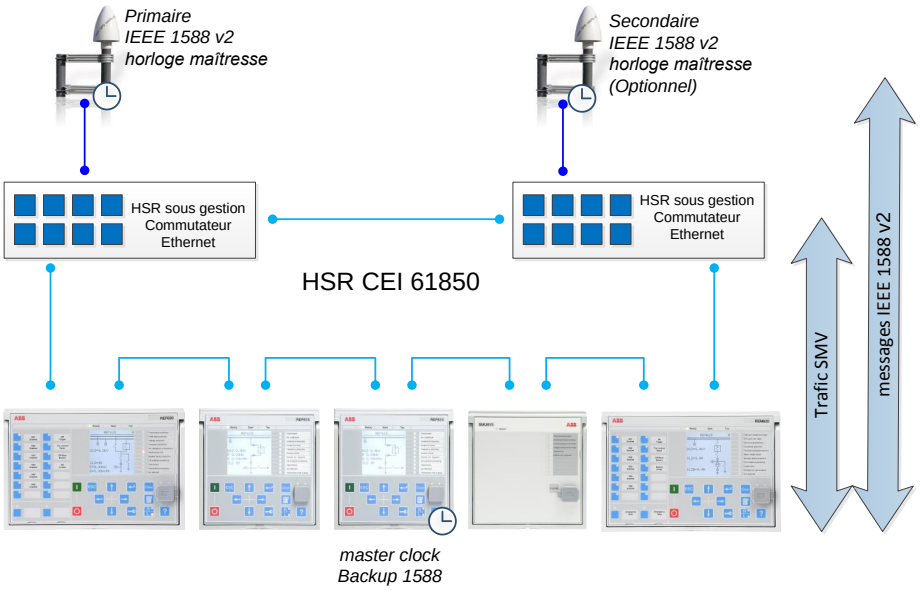


Figure 11: Exemple de topologie de réseau avec bus de processus, redondance et synchronisation d'horloge IEEE 1588 v2

L'option bus de processus est disponible pour tous les relais de protection de la série 620 équipés d'entrées tension de phase. Une carte de communication avec prise en charge de l'IEEE 1588 v2 (COM0031...COM0034 ou COM0037) est également une exigence à respecter. Voir le Guide d'ingénierie de la norme CEI 61850 pour les exigences détaillées du système et les détails de configuration.

2.5.4 Communication sécurisée

Le relais de protection prend en charge la communication sécurisée pour l'IHMW et le protocole de transfert de fichiers. Si le paramètre *Secure Communication (Communication sécurisée)* est activé, les protocoles exigent une prise en charge de la méthode de cryptage TLS des clients. Dans ce cas, l'IHM Web doit être connectée par protocole HTTPS depuis un navigateur Web et le client doit utiliser FTPS en cas de transfert de fichier.

Section 3 Fonctions de base

3.1 Paramètres généraux

Tableau 6: Paramètres d'entrée analogique, courants de phase

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Courant primaire	1,0...6000,0	A	0,1	100,0	Courant primaire nominal
Courant secondaire[1)]	2 = 1 A 3=5A			2 = 1 A	Courant secondaire nominal
Amplitude Corr A	0,9000...1,1000		0,0001	1,0000	Facteur de correction amplitude phase A
Amplitude Corr B	0,9000...1,1000		0,0001	1,0000	Facteur de correction amplitude phase B
Amplitude Corr C	0,9000...1,1000		0,0001	1,0000	Facteur de correction amplitude phase C
Courant nominal[2)]	39...4000	A	1	1300	Courant nominal réseau (In)
Val assignée secondaire	1,000...150,000	mV/Hz	0,001	3,000	Rapport Valeur secondaire nominale (RSV)
Inversion de polarité	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Inverser la polarité des TC de phase
Angle Corr A	-20,0000...20,0000	°	0,0001	0,0000	Facteur de correction angle phase A
Angle Corr B	-20,0000...20,0000	°	0,0001	0,0000	Facteur de correction angle phase B
Angle Corr C	-20,0000...20,0000	°	0,0001	0,0000	Facteur de correction angle phase C

1) Pour le TC
2) Pour le capteur

Tableau 7: Paramètres d'entrée analogique, courant résiduel

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Courant primaire	1,0 à 6000,0	A	0,1	100,0	Courant primaire
Courant secondaire	1 = 0,2A 2 = 1 A 3 = 5A			2 = 1 A	Courant secondaire
Amplitude Corr	0,9000 à 1,1000		0,0001	1,0000	Correction de l'amplitude
Reverse polarity	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Inverser la polarité du TC résiduel
Angle correction	-20,0000 à 20,0000	°	0,0001	0,0000	Facteur de correction de l'angle

Tableau 8: Paramètres d'entrée analogique, tensions de phase

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Tension primaire[1)]	0,100...440,000	kV	0,001	20,000	Tension nominale primaire
Tension secondaire	60...210	V	1	100	Tension nominale secondaire
Connexion VT	1=Wye 2=Delta 3 = U12 4 = UL1			2=Delta	Connexion de la mesure de la tension du transducteur
Amplitude Corr A	0,9000...1,1000		0,0001	1,0000	Correction de l'amplitude du phaseur de tension de la phase A d'un transformateur de tension externe
Amplitude Corr B	0,9000...1,1000		0,0001	1,0000	Correction de l'amplitude du phaseur de tension de la phase B d'un transformateur de tension externe
Amplitude Corr C	0,9000...1,1000		0,0001	1,0000	Correction de l'amplitude du phaseur de tension de la phase C d'un transformateur de tension externe
Rapport de division[2)]	1000...20000		1	10000	Rapport de division du capteur de tension
Type d'entrée tension	1=Transformateur de tension 3 = Capteur CVD			1=Transformateur de tension	Type d'entrée tension
Angle Corr A	-20,0000...20,0000	°	0,0001	0,0000	Correction de l'angle du phaseur de tension de la phase A d'un transformateur de tension externe
Angle Corr B	-20,0000...20,0000	°	0,0001	0,0000	Correction de l'angle du phaseur de tension de la phase B d'un transformateur de tension externe
Angle Corr C	-20,0000...20,0000	°	0,0001	0,0000	Correction de l'angle du phaseur de tension de la phase A d'un transformateur de tension externe

1) Pour le TT
2) Pour le capteur

Tableau 9: Paramètres d'entrée analogique, tension résiduelle

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Tension primaire	0,100...440,000[1)]	kV	0,001	11,547	Tension primaire
Tension secondaire	60...210	V	1	100	Tension secondaire
Amplitude Corr	0,9000 à 1,1000		0,0001	1,0000	Correction de l'amplitude
Angle correction	-20,0000 à 20,0000	°	0,0001	0,0000	Facteur de correction de l'angle

1) Dans les applications 9-2, le maximum du paramètre *Primary voltage* est limité à 126 kV

Tableau 10: Paramètres d'autorisation

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Contournement local	0=Faux[1)] 1=Vrai[2)]			1 = Vrai	Désactiver l'autorité
Contournement à distance	0=Faux[3)] 1=Vrai[4)]			1 = Vrai	Désactiver l'autorité
Visualiseur local				0	Définition du mot de passe
Opérateur local				0	Définition du mot de passe
Ingénieur local				0	Définition du mot de passe
Administrateur local				0	Définition du mot de passe
Visualiseur à distance				0	Définition du mot de passe
Opérateur à distance				0	Définition du mot de passe
Ingénieur à distance				0	Définition du mot de passe
Administrateur à distance				0	Définition du mot de passe
Ouverture de session d'autorité	1=Aucun 2=Modification de la configuration 3=Groupe de réglage 4=Groupe de réglage, commande 5=Modification des paramètres 6=Tout			4=Groupe de réglage, commande	Niveau d'ouverture de session d'autorité

1) Contournement d'autorisation désactivé, mot de passe de l'IHML obligatoire
2) Contournement d'autorisation activé, mot de passe de l'IHML non requis
3) Contournement d'autorisation désactivé, les outils de communication demandent un mot de passe pour entrer dans le DEI
4) Contournement d'autorisation activé, les autres outils de communication que l'IHMW ne demandent pas de mot de passe pour entrer dans le DEI

Tableau 11: Paramètres d'entrée binaire

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Tension seuil	16...176	Vdc	2	16	Tension du seuil d'entrée binaire
Input osc. level	2...50	événements/s	1	30	Seuil de suppression de l'oscillation de l'entrée binaire
Input osc. hyst	2...50	événements/s	1	10	Hystérésis de suppression de l'oscillation de l'entrée binaire

Tableau 12: Signaux d'entrée binaires à l'emplacement de carte Xnnn

Nom	Type	Description
Xnnn-Input m [1)2)]	BOOLÉEN	Se reporter au manuel d'application pour obtenir les connexions de bornes

1) Xnnn = ID emplacement, par exemple, X100, X110, le cas échéant
2) m =par exemple, 1, 2, en fonction du numéro de série de l'entrée binaire sur une carte BIO donnée

Tableau 13: Signaux de sortie binaires à l'emplacement de carte Xnnn

Nom	Type	Par défaut	Description
Xnnn-Pmm[1)2)]	BOOLÉEN	0 = Faux	Se reporter au manuel d'application pour obtenir les connexions de bornes

1) Xnnn = ID emplacement, par exemple, X100, X110, le cas échéant
2) Pmm = Par exemple, PO1, PO2, SO1, SO2, le cas échéant

Tableau 14: Paramètres d'entrée binaires à l'emplacement de carte Xnnn

Nom [1)]	Valeur	Unité	Pas	Par défaut
Entrée m[2)] carte BIO donnée	5…1000	ms		5
Inversion d'entrée m	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux

1) Xnnn = ID emplacement, par exemple, X100, X110, le cas échéant
2) m = par exemple, 1, 2, en fonction du numéro de série de l'entrée binaire sur une durée de filtre de

Tableau 15: Paramètres du port Ethernet avant

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Adresse IP				192.168.0.254	Adresse IP du port avant (fixe)
Mac address				XX-XX-XX-XX-XX-XX	Adresse IP du port avant

Tableau 16: Paramètres du port Ethernet arrière

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Adresse IP				192.168.2.10	Adresse IP des ports arrière
Masque de sous-réseau				255.255.255.0	Masque de sous-réseau des ports arrière
Default gateway				192.168.2.1	Passerelle par défaut des ports arrière
Mac address				XX-XX-XX-XX-XX-XX	Adresse Mac des ports arrière

Tableau 17: Paramètres système généraux

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fréquence nominale	1=50 Hz 2=60 Hz			1=50 Hz	Fréquence nominale du réseau
Rotation de phase	1=ABC 2=ACB			1=ABC	Ordre de rotation de phase
Mode de blocage	1=Gel du temporisateur 2=Tout bloquer 3=Bloquer la sortie OPERATE			1=Gel du temporisateur	Comportement des entrées BLOCK de la fonction

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Nom cellule[1)]				REx620[2)]	Nom de cellule dans le système
Point sat IDMT	10...50	I/I>	1	50	Point de saturation IDMT de surintensité
Retard SMV max.	0=1,90 1,58 ms 1=3,15 2,62 ms 2=4,40 3,67 ms 3=5,65 4,71 ms 4=6,90 5,75 ms			1=3,15 2,62 ms	Retard SMV maximal autorisé

1) Utilisé dans l'en-tête du menu principal du DEI et en tant que partie de l'identification des enregistrements de perturbations
2) Selon la version de produit

Tableau 18: Paramètres IHM

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Convention nommage FB	1 = IEC61850 2 = IEC60617 3 = IEC-ANSI			1 = IEC61850	Convention de nommage FB utilisée dans le DEI
Vue par défaut	1=Mesures 2=Menu principal 3=SLD			1=Mesures	Vue par défaut de l'IHML
Tempo rétroéclairage	1...60	min	1	3	Temporisation du rétroéclairage de l'IHML
Mode IHM Web	1=Actif lecture seule 2=Actif 3 = Désactivé			3 = Désactivé	Fonctionnalité de l'IHM Web
Tempo IHM Web	1...60	min	1	3	Temporisation de la connexion à l'IHM Web
Format symboles SLD	1=IEC 2=ANSI			1=IEC	Format des symboles du schéma unifilaire
Délai défilement auto	0...30	s	1	0	Délai du défilement auto pour la vue Mesures
Visibilité paramètres	1=Basique 2=Avancé			1=Basique	Visibilité des paramètres pour l'IHM

Tableau 19: Paramètres CEI 60870-5-103

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Opération	1 = activé 5 = désactivé			5 = désactivé	Sélectionne l'activation ou la désactivation de cette instance de protocole
Port série	1 = COM 1 2 = COM 2			1 = COM 1	Port COM
Adresse	1...255		1	1	Adresse de l'unité
Retard de début	0...20	car.	1	4	Retard de trame de départ en car.
Retard de fin	0...20	car.	1	4	Retard de trame de fin en car.
DevFunType	0...255		1	9	Type de fonction de l'appareil
UsrFunType	0...255		1	10	Type de fonction pour trame utilisateur classe 2
Suite du tableau à la page suivante					

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
UsrInfNo	0...255		1	230	Numéro d'information pour trame utilisateur classe 2
Class1Priority	0=Ev haut 1=Ev/DR égal 2=DR haut			0=Ev haut	Rapport de priorité d'envoi de données de classe 1 entre les données de l'enregistreur d'événements et de perturbations.
Class2Interval	0...86400	s	1	30	Intervalle en secondes pour envoyer une réponse de classe 2
Frame1InUse	-1 = Non utilisé 0=Trame utilisateur 1=Trame standard 1 2=Trame standard 2 3=Trame standard 3 4=Trame standard 4 5=Trame standard 5 6=Trame privée 6 7=Trame privée 7			6=Trame privée 6	Trame 1 active, Classe 2
Frame2InUse	-1 = Non utilisé 0=Trame utilisateur 1=Trame standard 1 2=Trame standard 2 3=Trame standard 3 4=Trame standard 4 5=Trame standard 5 6=Trame privée 6 7=Trame privée 7			-1 = Non utilisé	Trame 2 active, Classe 2
Frame3InUse	-1 = Non utilisé 0=Trame utilisateur 1=Trame standard 1 2=Trame standard 2 3=Trame standard 3 4=Trame standard 4 5=Trame standard 5 6=Trame privée 6 7=Trame privée 7			-1 = Non utilisé	Trame 3 active, Classe 2

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Frame4InUse	-1 = Non utilisé 0=Trame utilisateur 1=Trame standard 1 2=Trame standard 2 3=Trame standard 3 4=Trame standard 4 5=Trame standard 5 6=Trame privée 6 7=Trame privée 7			-1 = Non utilisé	Trame 4 active, Classe 2
Class1OvInd	0=Pas d'indication 1=Deux arêtes 2=Front montant			2=Front montant	Indicateur de débordement
Class1OvFType	0...255		1	10	Type de fonction pour l'indicateur de débordement de classe 1
Class1OvInfNo	0...255		1	255	Numéro d'information pour l'indicateur de débordement de classe 1
Class1OvBackOff	0...500		1	500	Plage de retrait pour tampon de classe 1
Optimisation GI	0=Comportement standard 1=Contournement spontané 2=Débordement uniquement 3=Combiné			0=Comportement standard	Optimisation du trafic GI
Notification DR	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Indications spontanées de l'enregistreur de perturbation activées/désactivées
Surveillance de bloc	0 = Non utilisé 1=Rejeter événements 2=Garder les événements			0 = Non utilisé	Blocage de direction de surveillance
Débordement interne	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Débordement interne : Niveau de débordement du système TRUE (indicateur uniquement)
EC_FRZ	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Point de contrôle pour le gel des compteurs électriques

Tableau 20: Paramètres MMS CEI 61850-8-1

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Unit mode	1 = Primaire[1)] 0 = Nominal[2)] 2=Primaire-Nominal[3)]			0=Nominal	Mode d'unité IEC 61850-8-1

1) Le client MMS attend les valeurs primaires des lectures d'attribut de données et de reporting d'événement
2) Le client MMS attend les valeurs nominales des lectures d'attribut de données et de reporting d'événement ; il s'agit de la valeur par défaut de PCM600
3) Pour l'utilisation de PCM600 uniquement, lorsque Unit mode est réglé sur « ¨Primary », le client PCM600 peut forcer sa session sur « Nominal » en sélectionnant « Primaire-Nominal » et ainsi effectuer le paramétrage dans la forme native. La sélection n'est pas conservée et est donc effective pendant une seule session uniquement. Cette valeur n'a aucun effet si elle est sélectionnée par le biais de l'IHML.

Tableau 21: Paramètres Modbus

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Opération	1 = activé 5 = désactivé			5 = désactivé	Activer ou désactiver cette instance de protocole
Port	1 = COM 1 2 = COM 2 3=Ethernet - TCP 1			3=Ethernet - TCP 1	Sélection de port pour cette instance de protocole Sélectionner une communication série ou une communication Ethernet.
Sélection de mappage	1...2		1	1	Permet de sélectionner quel schéma de mappage sera utilisé pour cette instance de protocole.
Adresse	1...254		1	1	Adresse de l'unité
Mode de liaison	1=RTU 2=ASCII			1=RTU	Permet de sélectionner le mode ASCII ou RTU Pour TCP, la sélection devrait toujours être RTU.
Port TCP	1...65535		1	502	Permet de définir le port d'écoute pour le serveur TCP Modbus. Par défaut = 502.
Parité	0=aucun 1=impair 2=pair			2=pair	Parité pour la connexion série.
Retard de début	0...20		1	4	Retard de démarrage dans les temps de caractères pour le raccordement série
Retard de fin	0...20		1	4	Retard de fin dans les temps de caractères pour les raccordements série
Ordre CRC	0=Haut-Bas 1=Bas-Haut			0=Haut-Bas	Sélectionne l'ordre d'octet normal ou échangé pour le checksum de la connexion série. Défaut : Haut-Bas.
IP Client				0.0.0.0	Configure l'adresse IP du client. Si ce paramètre est configuré sur zéro, la connexion de n'importe quel client est acceptée.
Accès en écriture	0=Lecture seulement 1=Désactivation écriture 0x 2=Accès total			2=Accès total	Sélectionne le programme d'autorité de contrôle
Format d'heure	0=UTC 1 = Locale			1 = Locale	Sélectionne l'heure TUC ou l'heure locale pour les événements et les horodatages.
Sélection ID événement	0=Adresse 1=UID			0=Adresse	Sélectionne si les événements son enregistrés à l'aide de l'adresse MB ou du numéro UID.
Mise en mémoire tampon de l'événement	0=Garder le plus vieux 1=Garder le plus récent			0=Garder le plus vieux	Sélectionne si les événements les plus vieux ou les plus récents sont conservés, dans le cas d'un débordement de la mémoire tampon d'événements.
Retrait événement	1...500		1	200	Définit combien d'événements doivent être lus après un débordement de la mémoire tampon d'événements, pour permettre la mise en mémoire tampon de nouveaux événements. Applicable uniquement en mode « Garder le plus vieux ».

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
ControlStructPWd 1				****	Mot de passe pour les opérations de contrôle à l'aide du mécanisme Control Struct, disponible sur les zones de mémoire 4x.
ControlStructPWd 2				****	Mot de passe pour les opérations de contrôle à l'aide du mécanisme Control Struct, disponible sur les zones de mémoire 4x.
ControlStructPWd 3				****	Mot de passe pour les opérations de contrôle à l'aide du mécanisme Control Struct, disponible sur les zones de mémoire 4x.
ControlStructPWd 4				****	Mot de passe pour les opérations de contrôle à l'aide du mécanisme Control Struct, disponible sur les zones de mémoire 4x.
ControlStructPWd 5				****	Mot de passe pour les opérations de contrôle à l'aide du mécanisme Control Struct, disponible sur les zones de mémoire 4x.
ControlStructPWd 6				****	Mot de passe pour les opérations de contrôle à l'aide du mécanisme Control Struct, disponible sur les zones de mémoire 4x.
ControlStructPWd 7				****	Mot de passe pour les opérations de contrôle à l'aide du mécanisme Control Struct, disponible sur les zones de mémoire 4x.
ControlStructPWd 8				****	Mot de passe pour les opérations de contrôle à l'aide du mécanisme Control Struct, disponible sur les zones de mémoire 4x.

Tableau 22: Paramètres DNP3

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Operation	1 = activé 5 = désactivé			5 = désactivé	Activation/désactivation du fonctionnement
Port	1 = COM 1 2 = COM 2 3 = Ethernet - TCP 1 4 = Ethernet TCP +UDP 1			3 = Ethernet - TCP 1	Sélection de l'interface de communication
Unit address	1...65519		1	1	Adresse d'unité DNP
Master address	1...65519		1	3	Adresse maître DNP et UR
Mapping select	1...2		1	1	Sélection de mappage
ClientIP				0.0.0.0	Adresse IP du client
TCP port	20000...65535		1	20000	Port TCP utilisé pour la communication Ethernet
Suite du tableau à la page suivante					

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
TCP write authority	0 = Aucun client 1 = Clients enreg. 2 = Tous les clients			2 = Tous les clients	0 = Aucun contrôle de client autorisé ; 1 = Contrôles autorisés par les clients enregistrés ; 2 = Contrôles autorisés par tous les clients
Link keep-alive	0...65535	Hz	1	0	Intervalle à garder pour DNP
Validate master addr	1 = Désactiver 2 = Activer			1 = Désactiver	Validation de l'adresse maîtresse sur réception
Self address	1 = Désactiver 2 = Activer			2 = Activer	Prise en charge de la fonction de requête sur adresse automatique
Need time interval	0...65535	min	1	30	Laps de temps pour régler le paramètre de temps nécessaire à IIN
Format d'heure	0 = UTC 1 = Locale			1 = Locale	UTC ou local. À coordonner avec le maître.
CROB select timeout	1...65535	Hz	1	10	Temporisation sélection bloc de sortie de relais de commande
Data link confirm	0 = Jamais 1 = Seulement multi-trames 2 = Toujours			0 = Jamais	Mode de confirmation de liaison de données
Data link confirm TO	100...65535	ms	1	3000	Temporisation de confirmation de liaison de données
Data link retries	0...65535		1	3	Compteur de nouvelles tentatives de liaison de données
Data link Rx to Tx delay	0...255	ms	1	0	Temporisation de transmission de bouclage
Data link inter char delay	0...20	char	1	4	Temporisation de caractères inter. pour messages entrants
App layer confirm	1 = Désactiver 2 = Activer			1 = Désactiver	Mode de confirmation de la couche application
App confirm TO	100...65535	ms	1	5000	Confirmation de la couche application et temporisation UR
App layer fragment	256...2048	Octets	1	2048	Taille de fragment de la couche application
UR mode	1 = Désactiver 2 = Activer			1 = Désactiver	Mode de réponses non sollicitées
UR retries	0...65535		1	3	Nouvelles tentatives non sollicitées avant commutation en mode UR hors ligne
UR TO	0...65535	ms	1	5000	Temporisation de réponse non sollicitée
UR offline interval	0...65535	min	1	15	Intervalle hors-ligne non sollicité
UR Class 1 Min events	0...999		1	2	Nombre min. d'événements de classe 1 pour générer une UR
UR Class 1 TO	0...65535	ms	1	50	Durée de maintien max. des événements de classe 1 pour générer une UR
UR Class 2 Min events	0...999		1	2	Nombre min. d'événements de classe 2 pour générer une UR
UR Class 2 TO	0...65535	ms	1	50	Durée de maintien max. des événements de classe 2 pour générer une UR
UR Class 3 Min events	0...999		1	2	Nombre min. d'événements de classe 3 pour générer une UR

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
UR Class 3 TO	0...65535	ms	1	50	Durée de maintien max. des événements de classe 3 pour générer une UR
Legacy master UR	1 = Désactiver 2 = Activer			1 = Désactiver	Prise en charge du mode non sollicité du maître DNP hérité. Une fois activé, le relais n'envoie pas de message non sollicité initial.
Legacy master SBO	1 = Désactiver 2 = Activer			1 = Désactiver	Activation de la relaxe du numéro de séquence SBO du maître DNP hérité
Default Var Obj 01	1 = 1:BI 2 = 2:BI et état			1 = 1:BI	1 = BI ; 2 = BI avec état.
Default Var Obj 02	1 = 1:BI événement 2 = 2:BI événement et durée			2 = 2:BI événement et durée	1 = BI événement ; 2 = événement BI avec durée.
Default Var Obj 03	1 = 1:DBI 2 = 2:DBI et état			1 = 1:DBI	1 = DBI ; 2 = DBI avec état.
Default Var Obj 04	1 = 1:DBI événement 2 = 2:DBI événement et durée			2 = 2:DBI événement et durée	1 = DBI événement ; 2 = événement DBI avec durée.
Default Var Obj 20	1 = 1:32 bits Cnt 2 = 2:16 bits Cnt 5 = 5:32 bits Cnt sans indicateur 6 = 6:16 bits Cnt sans indicateur			2 = 2:16 bits Cnt	1 = compteur 32 bits ; 2 = compteur 16 bits ; 5 = compteur 32 bits sans indicateur ; 6 = compteur 16 bits sans indicateur.
Default Var Obj 21	1 = 1:32 bits cpt Frz 2 = 2:16 bits cpt Frz 5 = 5:32 bits cpt Frz et durée 6 = 6:16 bits cpt Frz et durée 9 = 9:32 bits cpt Frz sans indication 10 = 10:16 bits cpt Frz sans indication			6 = 6:16 bits cpt Frz et durée	1 = compteur 32 bits frz ; 2 = compteur 16 bits frz ; 5 = compteur 32 bits frz avec durée ; 6 = compteur 16 bits frz avec durée ; 9 = compteur 32 bits frz sans indicateur ;10 = compteur 16 bits frz sans indicateur.
Default Var Obj 22	1 = 1:32 bits cpt évt 2 = 2:16 bits cpt évt 5 = 5:32 bits cpt évt et durée 6 = 6:16 bits cpt évt et durée			6 = 6:16 bits cpt évt et durée	1 = compteur 32 bits évènement ; 2 = compteur 16 bits évènement ; 5 = compteur 32 bits évènement avec durée ; 6 = compteur 16 bits avec durée.
Default Var Obj 23	1 = 1:32 bits cpt frz évt 2 = 2:16 bits cpt frz évt 5 = 5:32 bits cpt frz évt et durée 6 = 6:16 bits cpt frz évt et durée			6 = 6:16 bits cpt frz évt et durée	1 = compteur 32 bits frz évènement ; 2 = compteur 16 bits frz évènement ; 5 = compteur 32 bits frz évènement avec durée ; 6 = compteur 16 bits frz avec durée.

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Default Var Obj 30	1 = 1:32 bits AI 2 = 2:16 bits AI 3 = 3:32 bits AI sans indicateur 4 = 4:16 bits AI sans indicateur 5 = 5:AI flottant 6 = 6:AI double			5 = 5:AI flottant	1 = AI 32 bits ; 2 = AI 16 bits ; 3 = AI 32 bits sans indicateur ; 4 = AI 16 bits sans indicateur ; 5 = AI flottant; 6 = AI double.
Default Var Obj 32	1 = 1:32 bits AI évt 2 = 2:16 bits AI évt 3 = 3:32 bits AI évt et durée 4 = 4:16bit AI évt et durée 5 = 5:AI flottant évt 6 = 6:AI double évt 7 = 7:AI flottant évt et durée 8 = 8:AI double évt et durée			7 = 7:AI flottant évt et durée	1 = 32 bits AI événement ; 2 = 16 bits AI événement ; 3 = 32 bits AI événement avec durée ; 4 = 16 bits AI événement avec durée ; 5 = AI flottant événement ; 6 = double AI événement ; 7 = AI flottant événement avec durée ; 8 = double AI événement avec durée.
Default Var Obj 40	1 = 1:32 bits AO 2 = 2:16 bits AO 3 = 3:AO flottant 4 = 4:AO double			2 = 2:16 bits AO	1 = 32 bits AO ; 2 = 16 bits AO; 3 = AO flottant ; 4 = AO double.
Default Var Obj 42	1 = 1:32 bits AO évt 2 = 2:16 bits AO évt 3 = 3:32 bits AO évt et durée 4 = 4:16bit AO évt et durée 5 = 5:AO flottant evt 6 = 6:AO double évt 7 = 7:AO flottant évt et durée 8 = 8:AO double évt et durée			4 = 4:16bit AO évt et durée	1 = 32 bits AO événement ; 2 = 16 bits AO événement ; 3 = 32 bits AO événement avec durée ; 4 = 16 bits AO événement avec durée ; 5 = AO flottant événement ; 6 = double AO événement ; 7 = AO flottant événement avec durée ; 8 = double AO événement avec durée.

Tableau 23: Paramètres de communication série COM1

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fiber mode	0=Pas de fibre 2=Fibre optique			0=Pas de fibre	Mode fibre pour COM1
Serial mode	1 = RS485 2 fils 2 = RS485 4 fils 3 = RS232 sans établissement de liaison 4 = RS232 avec établissement de liaison			1 = RS485 2 fils	Mode série pour COM1
Paramètre CTS delay	0...60000			0	Temporisation CTS pour COM1
Paramètre RTS delay	0...60000			0	Temporisation RTS pour COM1
Baudrate	1 = 300 2 = 600 3 = 1200 4 = 2400 5 = 4800 6 = 9600 7 = 19200 8 = 38400 9 = 57600 10 = 115200			6 = 9600	Débit binaire pour COM1

Tableau 24: Paramètres de communication série COM2

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fiber mode	0=Pas de fibre 2=Fibre optique			0=Pas de fibre	Mode fibre pour COM2
Serial mode	1 = RS485 2 fils 2 = RS485 4 fils 3 = RS232 sans établissement de liaison 4 = RS232 avec établissement de liaison			1 = RS485 2 fils	Mode série pour COM2
Paramètre CTS delay	0...60000			0	Temporisation CTS pour COM2
Paramètre RTS delay	0...60000			0	Temporisation RTS pour COM2
Baudrate	1 = 300 2 = 600 3 = 1200 4 = 2400 5 = 4800 6 = 9600 7 = 19200 8 = 38400 9 = 57600 10 = 115200			6 = 9600	Débit binaire pour COM2

Tableau 25: Paramètres d'heure

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Format d'heure	1 = 24H:MM:SS:MS 2 = 12H:MM:SS:MS			1 = 24H:MM:SS:MS	Format d'heure
Format de date	1 = JJ.MM.AAAA 2 = JJ/MM/AAAA 3 = JJ-MM-AAAA 4 = MM.JJ.AAAA 5 = MM/JJ/AAAA 6 = AAAA-MM-JJ 7 = AAAA-JJ-MM 8 = AAAA/JJ/MM			1 = JJ.MM.AAAA	Format de date

3.2 Auto-surveillance

Le système d'auto-surveillance approfondie du relais de protection supervise en continu le logiciel et l'électronique. Il gère les situations de défaut d'exécution et informe l'utilisateur de la présence d'un défaut via l'IHML et les canaux de communication.

Il existe deux types d'indication de défaut.

- Défauts internes
- Avertissements

3.2.1 Défauts internes

Lorsqu'un défaut interne est détecté au niveau du relais, la fonction de protection du relais est désactivée, la LED verte Ready (Prêt) commence à clignoter et le contact de sortie d'auto-surveillance est activé.

Les indications de défaut interne ont la priorité la plus élevée sur l'IHM locale. Aucune indication de l'IHM locale n'a la priorité sur l'indication de défaut interne.

Une indication relative au défaut apparaît sous forme de message sur l'IHM locale. Le texte `Défaut interne` qui apparaît pour indiquer le type de défaut est accompagné d'un message texte supplémentaire, d'un code, de la date et de l'heure.

Différentes actions sont prises en fonction de la gravité du défaut. Le relais de protection essaie d'éliminer le défaut en redémarrant. Une fois que le défaut est considéré comme permanent, le relais de protection reste en mode défaut interne. Tous les autres contacts de sortie sont désactivés et verrouillés pour le défaut interne. Le relais de protection continue à exécuter des tests internes pendant la situation de défaut.

Si le défaut interne disparaît, la LED verte Ready (Prêt) arrête de clignoter et le relais de protection retourne à l'état de service normal. Le message d'indication de défaut reste à l'écran tant qu'il n'est pas effacé manuellement.

La sortie du signal d'auto-surveillance fonctionne selon le principe du circuit fermé. Dans des conditions normales, le relais de protection est mis sous tension et les intervalles de contact 3-5 dans le logement X100 sont fermés. En cas de coupure d'alimentation auxiliaire ou de détection d'un défaut interne, les intervalles de contact 3-5 sont ouverts.

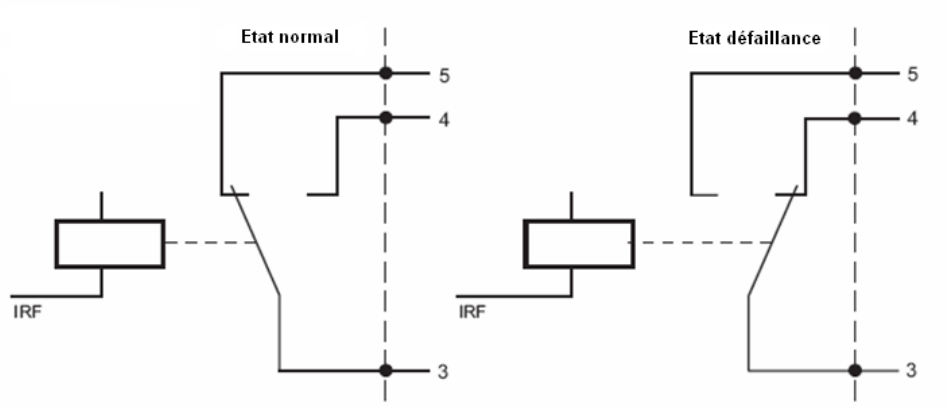


Figure 12: Contact de sortie

Le code de défaut interne indique le type de défaut interne du relais. En cas de défaut, noter le code afin de le communiquer au service client ABB.

Tableau 26: Indications et codes de défaut interne

Indication de défaut	Code de défaut	Description
Défaut interne Erreur système	2	Une erreur système interne s'est produite.
Défaut interne Erreur fichier système	7	Une erreur de système de fichier s'est produite.
Défaut interne Test	8	Test de défaut interne activé manuellement par l'utilisateur.
Défaut interne Chien de garde	10	La réinitialisation du chien de garde s'est produite un nombre de fois trop élevé en une heure.
Défaut interne SO-relay(s),X105	40	Relais de signalisation défectueux sur la carte dans le logement X105.
Défaut interne SO-relay(s),X115	41	Relais de signalisation défectueux sur la carte dans le logement X115.
Défaut interne SO-relay(s),X100	43	Relais de signalisation défectueux sur la carte dans le logement X100.
Défaut interne SO-relay(s),X110	44	Relais de signalisation défectueux sur la carte dans le logement X110.
Défaut interne SO-relay(s),X130	46	Relais de signalisation défectueux sur la carte dans le logement X130.
Suite du tableau à la page suivante		

Indication de défaut	Code de défaut	Description
Défaut interne PO-relay(s),X100	53	Relais de puissance défectueux sur la carte dans le logement X100.
Défaut interne Capteur optique	57	Entrée(s) de capteur optique détection d'ARC défectueuse(s)
Défaut interne Conf.erreur, X105	60	Type de carte incorrect dans le logement X105 ou la carte est manquante ou la carte ne correspond pas à la configuration d'origine.
Défaut interne Conf.erreur, X115	61	Type de carte incorrect dans le logement X115 ou la carte est manquante ou la carte ne correspond pas à la configuration d'origine.
Défaut interne Conf.erreur,X000	62	Type de carte incorrect dans le logement X000, la carte est manquante, la carte n'appartient pas à la configuration d'origine ou le micrologiciel de la carte est défectueux.
Défaut interne Conf.erreur,X100	63	Type de carte incorrect dans le logement X100 ou la carte ne correspond pas à la configuration d'origine.
Défaut interne Conf.erreur,X110	64	Type de carte incorrect dans le logement X110 ou la carte est manquante ou la carte ne correspond pas à la configuration d'origine.
Défaut interne Conf.erreur,X120	65	Type de carte incorrect dans le logement X120 ou la carte est manquante ou la carte ne correspond pas à la configuration d'origine.
Défaut interne Conf.erreur,X130	66	Type de carte incorrect dans le logement X130 ou la carte est manquante ou la carte ne correspond pas à la configuration d'origine.
Défaut interne Erreur carte, X105	70	La carte est défectueuse dans le logement X105.
Défaut interne Erreur carte, X115	71	La carte est défectueuse dans le logement X115.
Défaut interne Erreur carte,X000	72	La carte est défectueuse dans le logement X000.
Défaut interne Erreur carte,X100	73	La carte est défectueuse dans le logement X100.
Défaut interne Erreur carte,X110	74	La carte est défectueuse dans le logement X110.
Défaut interne Erreur carte,X120	75	La carte est défectueuse dans le logement X120.
Défaut interne Erreur carte,X130	76	La carte est défectueuse dans le logement X130.
Défaut interne Module IHML	79	Le module de l'IHM locale est défectueux. Il se peut que l'indication de défaut n'apparaisse pas sur l'IHM locale pendant le défaut.
Défaut interne Erreur RAM	80	Erreur dans la mémoire vive sur la carte de l'unité centrale.
Suite du tableau à la page suivante		

Indication de défaut	Code de défaut	Description
Défaut interne Erreur ROM	81	Erreur dans la mémoire morte sur la carte de l'unité centrale.
Défaut interne Erreur EEPROM	82	Erreur dans la mémoire EEPROM sur la carte de l'unité centrale.
Défaut interne Erreur FPGA	83	Erreur dans le FPGA sur la carte de l'unité centrale.
Défaut interne Erreur RTC	84	Erreur dans l'horloge temps réel sur la carte de l'unité centrale.
Défaut interne RTD erreur carte, X105	90	La carte de mesure de température située dans le logement X105 peut présenter un défaut permanent. Un défaut temporaire s'est produit un nombre de fois trop élevé sur une courte durée.
Défaut interne RTD erreur carte, X110	94	La carte de mesure de température située dans le logement X110 peut présenter un défaut permanent. Un défaut temporaire s'est produit un nombre de fois trop élevé sur une courte durée.
Défaut interne RTD erreur carte,X130	96	La carte de mesure de température située dans le logement X130 peut présenter un défaut permanent. Un défaut temporaire s'est produit un nombre de fois trop élevé sur une courte durée.
Défaut interne Erreur de carte COM	116	Erreur dans la carte COM.

Pour plus d'informations sur les indications de défaut interne, voir le manuel de l'utilisateur.

3.2.2 Alarmes

En cas d’avertissement, le relais de protection continue de fonctionner excepté en ce qui concerne les fonctions de protection possiblement affectées par le défaut, et la LED verte Prêt reste allumée comme en fonctionnement normal.

Les alarmes sont indiquées avec le texte `Alerte` suivi du nom de l'alarme, d'un code numérique, ainsi que de la date et de l'heure figurant sur l'IHM locale. Le message d'alarme peut être effacé manuellement.



Lorsqu'une alarme apparaît, noter la description et le code correspondants afin de les communiquer au service client ABB.

Tableau 27: Descriptions et codes des alarmes

Description Alarme	Code Alarme	Description
Alarme System warning (Avertissement système)	2	Une erreur système interne s'est produite.
Alarme RAZ watchdog	10	Le chien de garde a été réinitialisé.
Alarme Det. Chute alim	11	La tension d'alimentation auxiliaire est trop basse.
Alarme Erreur IEC61850	20	Erreur lors de la création du modèle de données IEC 61850.
Alarme Erreur Modbus	21	Erreur de communication Modbus.
Alarme Erreur DNP3	22	Erreur de communication DNP3.
Alarme Erreur env donnée	24	Erreur dans l'ensemble ou les ensembles de données.
Alarme Erreur cont rapport	25	Erreur dans le(s) bloc(s) de contrôle de rapports.
Alarme Erreur contr GOOSE	26	Erreur dans le(s) bloc(s) de contrôle GOOSE.
Alarme Erreur Config SCL	27	Erreur dans le fichier de configuration SCL ou fichier manquant.
Alarme Erreur logiq	28	Nombre de connexions trop élevé dans la configuration.
Alarme Erreur logiq SMT	29	Erreur dans les connexions SMT.
Alarme Erreur entrée GOOSE	30	Erreur dans les connexions de contrôle.
Erreur ACT	31	Erreur dans les connexions ACT.
Alarme GOOSE erreur enreg	32	Erreur de réception du message GOOSE.
Alarme Erreur AFL	33	Erreur de configuration de la voie analogique.
Alarme Panne canal comm.	35	Interruption de la communication Ethernet (HSR/PRP) redondante.
Alarme Compar carte inconnu	40	Une nouvelle composition n'a pas été reconnue/acceptée.
Alarme Comm protection	50	Erreur de communication de protection.
Alarme ARC1 lumière cont.	85	Une lumière continue a été détectée sur l'entrée du capteur optique ARC 1.
Alarme ARC2 lumière cont.	86	Une lumière continue a été détectée sur l'entrée du capteur optique ARC 2.
Alarme ARC3 lumière cont.	87	Une lumière continue a été détectée sur l'entrée du capteur optique ARC 3.
Alarme RTD erreur carte, X105	90	Une erreur temporaire s'est produite dans la carte RTD située dans le logement X105
Suite du tableau à la page suivante		

Description Alarme	Code Alarme	Description
Alarme RTD erreur carte, X110	94	Une erreur temporaire s'est produite dans la carte RTD située dans le logement X110.
Alarme RTD erreur carte,X130	96	Une erreur temporaire s'est produite dans la carte RTD située dans le logement X130.
Alarme RTD erreur mesure,X105	100	Erreur de mesure dans la carte RTD située dans le logement X105.
Alarme RTD erreur mesure,X110	104	Erreur de mesure dans la carte RTD située dans le logement X110.
Alarme RTD erreur mesure,X130	106	Erreur de mesure dans la carte RTD située dans le logement X130.

Pour plus d'informations sur les messages d'alarme, voir le manuel de l'utilisateur.

3.3 Contrôle de l’indication DEL

3.3.1 Bloc fonctionnel

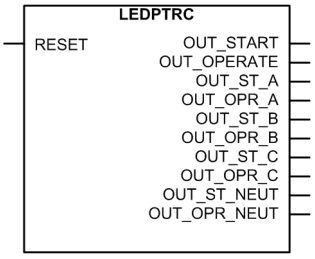


Figure 13: Bloc fonctionnel

3.3.2 Fonctionnalité

Le relais de protection comprend une fonction de conditionnement globale LEDPTRC qui est utilisée avec les LED d’indication de protection.



Le contrôle des indications des LED ne doit jamais être utilisé à des fins de déclenchement. Une fonction de logique de déclenchement TRPPTRC séparée est disponible dans la configuration de relais.

Le contrôle d’indication des LED est préconfiguré de façon à ce que tous les signaux généraux de démarrage et d’opération de la protection soient combinés avec cette fonction (disponible sous la forme des signaux `OUT_START` et `OUT_OPERATE`). Ces signaux sont toujours connectés en interne aux LED de Démarrage et de Déclenchement. LEDPTRC collecte et combine les informations de phase des

diverses protections (disponibles sous la forme des signaux de sortie OUT_ST_A / _B / _C et OUT_OPR_A / _B / _C). Des informations combinées se rapportant aux défauts à la terre sont collectées à partir de toutes les fonctions de défaut à la terre disponibles dans la configuration de relais (disponible sous la forme des signaux de sortie OUT_ST_NEUT et OUT_OPR_NEUT).

3.4 LED programmables

3.4.1 Bloc fonctionnel

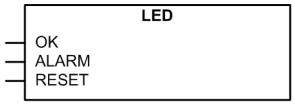


Figure 14: Bloc fonctionnel

3.4.2 Fonctionnalités

Les LED programmables se trouvent sur le côté droit de l'affichage de l'IHML.

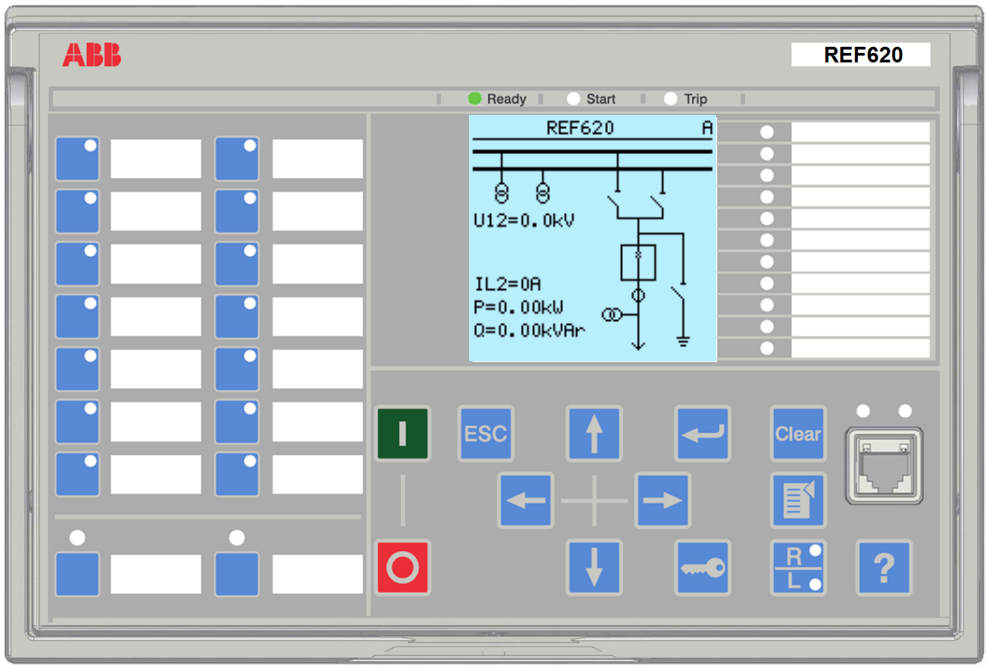


Figure 15: LED programmables sur le côté droit de l'écran

Toutes les LED programmables de l'IHM du relais de protection ont deux couleurs : vert et rouge. Pour chaque LED, chaque couleur est contrôlable individuellement. Par

exemple : la LEDx est verte lorsque la fonction réenclenchement automatique (AR) est en cours et rouge lorsque la fonction AR est verrouillée.

Chaque LED a deux entrées de commande, ALARM et OK. Le paramètre de la couleur est commun à toutes les LED. Il est contrôlé par le paramètre *Alarm colour*, la valeur par défaut étant « Rouge ». L'entrée OK correspond à la couleur disponible, la valeur par défaut étant « Vert ».

Le fait de modifier le paramètre *Alarm colour* sur « Vert » fait passer la couleur des entrées OK sur rouge.

L'entrée ALARM a une priorité plus élevée que l'entrée OK.

Chaque LED est vue dans l'outil de configuration de l'application comme un bloc fonctionnel individuel. Chaque LED possède un texte de description éditable par l'utilisateur pour la description de l'événement. L'état (« None », « OK », « Alarm ») de chaque LED peut également être lu sous une vue commune des données surveillées pour les LED programmables.

L'état des LED permet également de réinitialiser chaque LED par le biais de la communication. En outre, l'entrée RESET permet de réinitialiser la LED à partir de la configuration.

La fonction de réinitialisation et d'effacement pour toutes les LED se trouve dans le menu **Clear**.

La structure du menu pour les LED programmables est présentée dans la figure 16. Le paramètre *Alarm colour* de sélection de la couleur commun à toutes les entrées ALARM se trouve dans le menu **General**, tandis que les paramètres spécifiques aux LED se trouvent sous les nœuds de menu spécifiques aux LED.

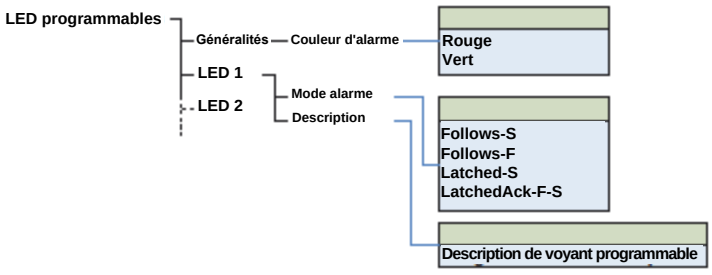


Figure 16: Structure du menu

Alternatives au mode alarme

Le comportement de l'entrée ALARM peut être sélectionné parmi les paramètres du mode alarme suivants : « Follow-S », « Follow-F », « Latched-S » et « LatchedAck-F-S ». L'entrée OK agit comme le mode « Follow-S ». Les modes de verrouillage de l'entrée d'alarme peuvent être effacés avec l'entrée de réinitialisation dans la logique d'application.

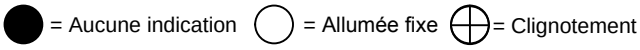


Figure 17: Symboles utilisés dans les schémas de séquence

« Follow-S » : Follow Signal, ON

Dans ce mode, l'ALARM suit la valeur du signal d'entrée, « Non-latched » (non verrouillée).

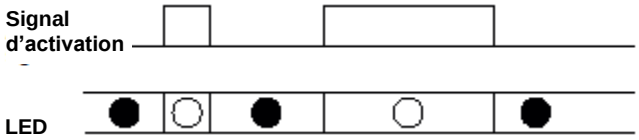


Figure 18: Séquence de fonctionnement « Follow-S »

« Follow-F » : Follow Signal, clignote

Semblable à « Follow-S », mais la LED clignote lorsque l'entrée est active, « Non-latched » (non verrouillée).

« Latched-S » : Latched, ON

Ce mode est une fonction verrouillée. Lors de l'activation du signal d'entrée, l'alarme affiche une lumière constante. Après acquittement par l'opérateur local en appuyant sur une touche quelconque du pavé tactile, l'alarme disparaît.

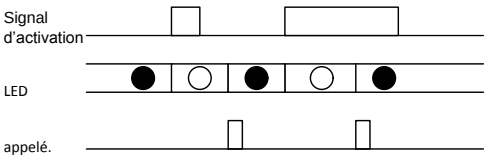


Figure 19: Séquence de fonctionnement « Latched-S »

« LatchedAck-F-S » : Latched, clignote sur ON

Ce mode est une fonction verrouillée. Lors de l'activation du signal d'entrée, l'alarme commence à clignoter. Après acquittement, l'alarme disparaît si le signal n'est pas présent et donne une lumière constante si le signal est présent.

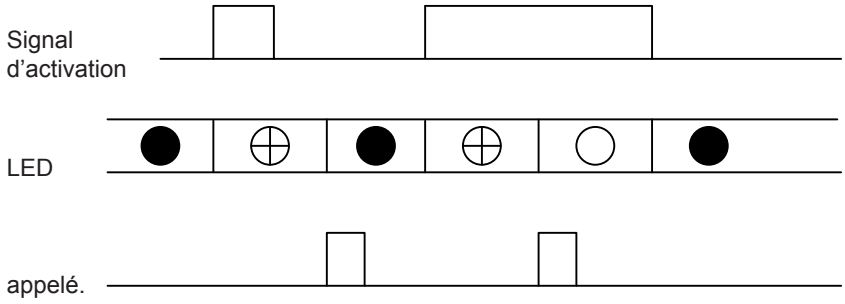


Figure 20: Séquence de fonctionnement « LatchedAck-F-S »

3.4.3 Signaux

Tableau 28: Signaux d'entrée

Nom	Type	Par défaut	Description
OK	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée OK pour LED 1
ALARM	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée d'alarme pour LED 1
RESET	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée de réinitialisation pour LED 1
OK	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée OK pour LED 2
ALARM	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée d'alarme pour LED 2
RESET	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée de réinitialisation pour LED 2
OK	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée OK pour LED 3
ALARM	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée d'alarme pour LED 3
RESET	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée de réinitialisation pour LED 3
OK	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée OK pour LED 4
ALARM	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée d'alarme pour LED 4
RESET	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée de réinitialisation pour LED 4
OK	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée OK pour LED 5
ALARM	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée d'alarme pour LED 5
RESET	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée de réinitialisation pour LED 5

Suite du tableau à la page suivante

Nom	Type	Par défaut	Description
OK	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée OK pour LED 6
ALARM	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée d’alarme pour LED 6
RESET	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée de réinitialisation pour LED 6
OK	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée OK pour LED 7
ALARM	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée d’alarme pour LED 7
RESET	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée de réinitialisation pour LED 7
OK	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée OK pour LED 8
ALARM	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée d’alarme pour LED 8
RESET	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée de réinitialisation pour LED 8
OK	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée OK pour LED 9
ALARM	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée d’alarme pour LED 9
RESET	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée de réinitialisation pour LED 9
OK	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée OK pour LED 10
ALARM	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée d’alarme pour LED 10
RESET	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée de réinitialisation pour LED 10
OK	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée OK pour LED 11
ALARM	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée d’alarme pour LED 11
RESET	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée de réinitialisation pour LED 11

3.4.4 Paramètres

Tableau 29: Paramètres de non-groupe

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Couleur d'alarme	1 = Vert 2 = Rouge			2 = Rouge	Couleur pour l'état d'alarme du voyant
Mode alarme	0 = Suivre S 1 = Suivre F 2 = S verrouillé 3 = Acquit. F-S verrouillé			0 = Suivre S	Mode alarme pour LED 1 programmable
Description				LED programmables LED 1	Description de voyant programmable
Mode alarme	0 = Suivre S 1 = Suivre F 2 = S verrouillé 3 = Acquit. F-S verrouillé			0 = Suivre S	Mode alarme pour LED 2 programmable
Description				LED programmables LED 2	Description de voyant programmable
Mode alarme	0 = Suivre S 1 = Suivre F 2 = S verrouillé 3 = Acquit. F-S verrouillé			0 = Suivre S	Mode alarme pour LED 3 programmable
Description				LED programmables LED 3	Description de voyant programmable
Mode alarme	0 = Suivre S 1 = Suivre F 2 = S verrouillé 3 = Acquit. F-S verrouillé			0 = Suivre S	Mode alarme pour LED 4 programmable
Description				LED programmables LED 4	Description de voyant programmable
Mode alarme	0 = Suivre S 1 = Suivre F 2 = S verrouillé 3 = Acquit. F-S verrouillé			0 = Suivre S	Mode alarme pour LED 5 programmable
Description				LED programmables LED 5	Description de voyant programmable
Mode alarme	0 = Suivre S 1 = Suivre F 2 = S verrouillé 3 = Acquit. F-S verrouillé			0 = Suivre S	Mode alarme pour LED 6 programmable
Description				LED programmables LED 6	Description de voyant programmable

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Mode alarme	0 = Suivre S 1 = Suivre F 2 = S verrouillé 3 = Acquit. F-S verrouillé			0 = Suivre S	Mode alarme pour LED 7 programmable
Description				LED programmables LED 7	Description de voyant programmable
Mode alarme	0 = Suivre S 1 = Suivre F 2 = S verrouillé 3 = Acquit. F-S verrouillé			0 = Suivre S	Mode alarme pour LED 8 programmable
Description				LED programmables LED 8	Description de voyant programmable
Mode alarme	0 = Suivre S 1 = Suivre F 2 = S verrouillé 3 = Acquit. F-S verrouillé			0 = Suivre S	Mode alarme pour LED 9 programmable
Description				LED programmables LED 9	Description de voyant programmable
Mode alarme	0 = Suivre S 1 = Suivre F 2 = S verrouillé 3 = Acquit. F-S verrouillé			0 = Suivre S	Mode alarme pour LED 10 programmable
Description				LED programmables LED 10	Description de voyant programmable
Mode alarme	0 = Suivre S 1 = Suivre F 2 = S verrouillé 3 = Acquit. F-S verrouillé			0 = Suivre S	Mode alarme pour LED 11 programmable
Description				LED programmables LED 11	Description de voyant programmable

3.4.5 Données surveillées

Tableau 30: Données surveillées

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
LED 1 programmable	Enum	0=Aucun 1=Ok 3=Alarme		État de la LED 1 programmable
LED 2 programmable	Enum	0=Aucun 1=Ok 3=Alarme		État de la LED 2 programmable
LED 3 programmable	Enum	0=Aucun 1=Ok 3=Alarme		État de la LED 3 programmable
LED 4 programmable	Enum	0=Aucun 1=Ok 3=Alarme		État de la LED 4 programmable
LED 5 programmable	Enum	0=Aucun 1=Ok 3=Alarme		État de la LED 5 programmable
LED 6 programmable	Enum	0=Aucun 1=Ok 3=Alarme		État de la LED 6 programmable
LED 7 programmable	Enum	0=Aucun 1=Ok 3=Alarme		État de la LED 7 programmable
LED 8 programmable	Enum	0=Aucun 1=Ok 3=Alarme		État de la LED 8 programmable
LED 9 programmable	Enum	0=Aucun 1=Ok 3=Alarme		État de la LED 9 programmable
LED 10 programmable	Enum	0=Aucun 1=Ok 3=Alarme		État de la LED 10 programmable
LED 11 programmable	Enum	0=Aucun 1=Ok 3=Alarme		État de la LED 11 programmable

3.5 Synchronisation d’horloge

3.5.1 Supervision du contrôleur de durée GNRLLTMS

3.5.1.1 Bloc fonctionnel

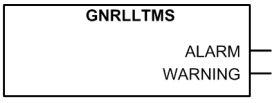


Figure 21: Bloc fonctionnel

3.5.1.2 Fonctionnalités

Le relais de protection dispose d'une horloge temps réel pouvant fonctionner de façon libre ou synchronisée depuis une source externe. L'horloge temps réel est utilisée pour l'horodatage des évènements, des données enregistrées et des enregistrements des perturbations.

Le relais de protection est équipé à sa livraison d'un condensateur de secours d'une durée de 48 h, qui permet à l'horloge temps réel de continuer à suivre l'heure en cas d'une panne de la source d'alimentation auxiliaire.

Le paramètre *Synch source* (Source de synchronisation) détermine la méthode de synchronisation de l'horloge temps réel. Si ce dernier est réglé sur « None », l'horloge fonctionne de façon libre, et les paramètres *Date* et *Time* (Date et heure) peuvent être utilisés afin de régler l'heure manuellement. Toutes les autres valeurs du paramètre activent le protocole de communication assurant la synchronisation temporelle. Seule une méthode de synchronisation ne peut être active à la fois. Les méthodes IEEE 1588 v2 et SNTP assurent la redondance de contrôle de durée .La méthode

Le relais de protection prend en charge les facteurs SNTP, IRIG-B, IEEE 1588 v2, DNP3, Modbus et IEC 60870-5-103 pour la mise à jour de l'horloge temps réel. Le protocole IEEE 1588 v2 avec horloge de référence à GPS fournit la meilleure précision possible à ±1 µs. La précision utilisant les facteurs IRIG-B et SNTP est de ±1 ms.

La synchronisation temporelle du relais de protection 1588 est conforme au profil de puissance IEEE C37.238-2011, interopérable avec IEEE 1588 v2. Selon le profil de puissance, la format utilisé est IEEE 802.3, soit les trames Ethernet avec Ethertype 88F7 comme service de communication et mécanisme de retard P2P. Le paramètre *PTP announce mode* (Mode d'annonce PTP) détermine le format des trames d'annonce PTP envoyées par le relais de protection comme le contrôleur 1588, avec les options « Basic IEEE1588 » et « Power Profile ».Le paramètre Avec le mode « Power Profile » (Profil de puissance), les TLVs requis par le profil de puissance IEEE C37.238-2011 sont inclus dans les trames d'annonce.



La synchronisation temporelle IEEE 1588 v2 nécessite une carte de communication avec prise en charge de la redondance (COM0031...COM0037).



Lorsque la valeur Modbus TCP ou DNP3 sur TCP/IP est utilisée, la synchronisation temporelle SNTP ou IRIG-B doit être utilisée afin de garantir une meilleure précision de la synchronisation.



Selon les protocoles hérités, le message de synchronisation doit être reçu dans les quatre minutes suivant la précédente synchronisation. En cas contraire, un état de mauvaise synchronisation est généré pour le relais de protection. Avec le SNTP, il est nécessaire que le serveur

SNTP réponde à une requête dans un délai de 12 ms. Dans le cas contraire, la réponse sera considérée comme non valide.

Le relais peut utiliser seulement l'un des deux serveurs SNTP, à savoir le serveur principal ou le serveur secondaire. Le serveur principal est principalement utilisé, tandis que le serveur secondaire est utilisé si le serveur principal est impossible à atteindre. Durant l'utilisation du serveur secondaire SNTP, le relais tente de commuter au serveur principal à toutes les trois tentatives de requête SNTP. Si les deux serveurs SNTP sont hors ligne, les horodatages d'évènements présentent un état de temps non valide. La durée est requise par le serveur SNTP après chaque 60 s. Versions SNTP prises en charge : 3 et 4

La synchronisation temporelle IRIG-B nécessite d'exploiter le format IRIG-B B004/ B005 conformément à la norme 200-04 IRIG-B. Les anciennes normes IRIG-B sont désormais appelées B000/B001 avec extensions IEEE-1344. L'heure de synchronisation peut être exprimée en heure locale ou heure UTC. Puisqu'aucun redémarrage n'est nécessaire , la synchronisation d'horloge démarre immédiatement une fois que la source de synchronisation IRIG-B a été sélectionnée, et que la source de signaux IRIG-B a été connectée.

La synchronisation temporelle IRIG-B nécessite une carte COM avec une sortie IRIG-B.

3.5.1.3 Signaux

Tableau 31: Signaux de sortie GNRLLTMS

Nom	Type	Description
ALARM	BOOLÉEN	Alarme de synchronisation d'horloge
WARNING	BOOLÉEN	Avertissement de synchronisation d'horloge

3.5.1.4 Paramètres

Tableau 32: Paramètres d'heure

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Format d'heure	1 = 24H:MM:SS:MS 2 = 12H:MM:SS:MS			1 = 24H:MM:SS:MS	Format d'heure
Format de date	1 = JJ.MM.AAAA 2 = JJ/MM/AAAA 3 = JJ-MM-AAAA 4 = MM.JJ.AAAA 5 = MM/JJ/AAAA 6 = AAAA-MM-JJ 7 = AAAA-JJ-MM 8 = AAAA/JJ/MM			1 = JJ.MM.AAAA	Format de date

3.6 Groupes de réglage des paramètres

3.6.1 Bloc fonctionnel

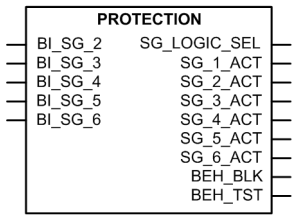


Figure 22: Bloc fonctionnel

3.6.2 Fonctionnalité

Le relais de protection prend en charge six groupes de réglages. Chaque groupe de réglage contient des paramètres catégorisés en tant que réglages de groupe à l'intérieur des fonctions d'application. Le client peut modifier le groupe de réglage actif pendant l'exécution.

Le groupe de réglage actif peut être modifié à l'aide d'un paramètre ou d'entrées binaires, en fonction du mode sélectionné à l'aide du réglage **Configuration/Setting Group/SG operation mode** (Configuration > Groupe de réglage > Mode de fonctionnement SG).

La valeur par défaut de toutes les entrées est FALSE, ce qui permet de n'utiliser que le nombre d'entrées nécessaires et de laisser les autres déconnectées. La sélection du groupe de réglage n'est pas tributaire des sorties `SG_x_ACT`.

Tableau 33: Modes de fonctionnement en option pour la sélection du groupe de réglage

SG operation mode (Mode de fonctionnement SG)	Description
Operator (Opérateur) (par défaut)	Il est possible de modifier le groupe de réglage à l'aide du réglage **Settings/Setting group/Active group** (Réglages > Groupe de réglage > Groupe actif). La valeur de la sortie SG_LOGIC_SEL est FALSE.
Logic mode 1 (Mode de logique 1)	Le groupe de réglage peut être modifié à l'aide des entrées binaires (BI_SG_2...BI_SG_6). L'entrée binaire TRUE la plus élevée définit quel groupe de réglage est actif. La valeur de la sortie SG_LOGIC_SEL est TRUE.
Logic mode 2 (Mode de logique 2)	Il est possible de modifier le groupe de réglage à l'aide d'entrées binaires dans lesquelles BI_SG_4 est utilisé pour sélectionner les groupes de réglages 1-3 ou 4-6. Lorsque l'entrée binaire BI_SG_4 est FALSE, les groupes de réglages 1-3 sont sélectionnés avec les entrées binaires BI_SG_2 et BI_SG_3. Lorsque l'entrée binaire BI_SG_4 est TRUE, les groupes de réglages 4-6 sont sélectionnés avec les entrées binaires BI_SG_5 et BI_SG_6. La valeur de la sortie SG_LOGIC_SEL est TRUE.

Le groupe de réglage (SG) est modifié à chaque fois que le réglage *SG operation mode* (Mode de fonctionnement SG) passe de « Operator » (Opérateur) à « Logic mode 1 » (Mode de logique 1) ou « Logic mode 2 » (Mode de logique 2). Il est donc recommandé de sélectionner le mode de fonctionnement préféré au moment de l'installation et de la mise en service et de ne plus le modifier tout au long de l'utilisation du relais de protection. Le passage du réglage *SG operation mode* (Mode de fonctionnement SG) de « Logic mode 1 » (Mode de logique 1) à Logic mode 2 » (Mode de logique 2) ou de « Logic mode 2 » (Mode de logique 2) à Logic mode 1 » (Mode de logique 1) n'affecte pas le groupe de réglage (SG)

Par exemple, il est possible de contrôler six groupes de réglages à l'aide de trois entrées binaires. Le *SG operation mode* (Mode de fonctionnement SG) est réglé sur « Logic mode 2 » (Mode de logique 2) et les entrées BI_SG_2 et BI_SG_5 sont connectées ensemble de la même manière que les entrées BI_SG_3 et BI_SG_6.

Tableau 34: SG operation mode (Mode de fonctionnement SG) = « Logic mode 1 » (Mode de logique 1)

Entrée					
BI_SG_2	BI_SG_3	BI_SG_4	BI_SG_5	BI_SG_6	Groupe actif
FALSE	FALSE	FALSE	FALSE	FALSE	1
TRUE	FALSE	FALSE	FALSE	FALSE	2
n'importe lequel	TRUE	FALSE	FALSE	FALSE	3

Suite du tableau à la page suivante

Entrée					
BI_SG_2	BI_SG_3	BI_SG_4	BI_SG_5	BI_SG_6	Groupe actif
n'importe lequel	n'importe lequel	TRUE	FALSE	FALSE	4
n'importe lequel	n'importe lequel	n'importe lequel	TRUE	FALSE	5
n'importe lequel	n'importe lequel	n'importe lequel	n'importe lequel	TRUE	6

Tableau 35: SG operation mode (Mode de fonctionnement SG) = « Logic mode 2 » (Mode de logique 1)

Entrée					
BI_SG_2	BI_SG_3	BI_SG_4	BI_SG_5	BI_SG_6	Groupe actif
FALSE	FALSE	FALSE	n'importe lequel	n'importe lequel	1
TRUE	FALSE	FALSE	n'importe lequel	n'importe lequel	2
n'importe lequel	TRUE	FALSE	n'importe lequel	n'importe lequel	3
n'importe lequel	n'importe lequel	TRUE	FALSE	FALSE	4
n'importe lequel	n'importe lequel	TRUE	TRUE	FALSE	5
n'importe lequel	n'importe lequel	TRUE	n'importe lequel	TRUE	6

Il est possible de copier le groupe de réglage 1 vers n'importe quel autre groupe ou vers tous les groupes, à partir de l'HMI (copier groupe 1).

3.7 Mode de test

3.7.1 Blocs fonctionnels

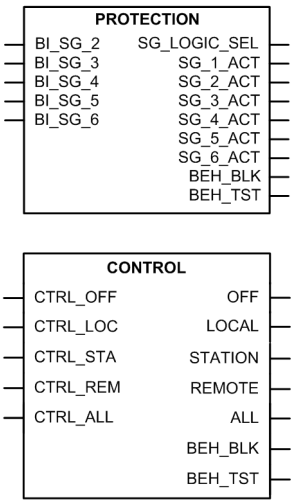


Figure 23: Blocs fonctionnels

3.7.2 Fonctionnalités

Le mode de tous les nœuds logiques dans le modèle de données CEI 61850 du relais peut être réglé dans le *Test mode*. Le *Test mode* est sélectionné par un paramètre commun via le chemin IHMW**Tests/IED test**. Par défaut, le *Test mode* ne peut être configuré que localement à partir de l'IHML. Le *Test mode* est également disponible via la communication CEI 61850 (LD0.LLN0.Mod).

Tableau 36: Mode test

Mode test	Description	Protection BEH_BLK
Mode normal	Fonctionnement normal	FAUX
Blocage DEI	La protection fonctionne comme en « Normal mode » mais l'outil ACT peut être utilisé pour bloquer les sorties physiques vers le processus. Commandes de contrôle de fonctions bloquées.	VRAI
Test DEI	La protection fonctionne comme en « mode normal », mais les fonctions de protection s'exécutent en parallèle avec des paramètres de test.	FAUX
Test et blocage DEI	La protection fonctionne comme en « mode normal », mais les fonctions de protection s'exécutent en parallèle avec des paramètres de test. L'outil ACT peut être utilisé pour bloquer les sorties physiques vers le processus. Commandes de contrôle de fonctions bloquées.	VRAI

Les objets de données de comportement dans tous les nœuds logiques suivent la valeur LD0.LLN0.Mod. Si « Normal mode » est sélectionné, les objets de données de comportement suivent le mode de l'objet de données (.Mod) du dispositif logique correspondant.

3.7.3 Configuration d'application mode de test et mode de test

Les sorties physiques à partir des commandes de contrôle vers le processus sont bloquées en modes « IED blocked » et « IED test and blocked ». Si les sorties physiques doivent être bloquées de la protection, la configuration d'application doit être utilisée pour bloquer lesdits signaux. Le schéma de blocage doit utiliser la sortie `BEH_BLK` du bloc fonctionnel PROTECTION.

3.7.4 Mode de contrôle

Le mode de tous les nœuds logiques situés sous le dispositif logique CTRL peut être configuré avec *Control mode* (Mode de contrôle). Le paramètre *Control mode* est accessible via le chemin de l'IHM ou de PCM600 **Configuration/Control/General**. Par défaut, le paramètre *Control mode* peut uniquement être configuré localement à partir de l'IHML.Pour définir les paramètres à partir de l'IHMW, le paramètre *Remote test mode* (Mode de test à distance) sous **Tests/IED test/Test mode** doit d'abord être défini sur « All Levels » (Tous les niveaux). Le mode *Control mode* hérite sa valeur du mode *Test mode*, mais le mode *Control mode* peut aussi être défini indépendamment sur « On » (Activé), « Blocked » (Bloqué) et « Off » (Désactivé). Le mode *Control mode* est également disponible via la communication CEI 61850 (CTRL.LLN0.Mod).

Tableau 37: Mode de contrôle

Mode de contrôle	Description	Commande BEH_BLK
Activé	Fonctionnement normal	FALSE
Bloqué	Commandes des fonctions de contrôle bloquées	TRUE
Désactivé	Fonctions de contrôle désactivées	FALSE

Les objets de données de comportement sous le dispositif logique CTRL suivent la valeur CTRL.LLN0.Mod. Si « On » (Activé) est sélectionné, les objets de données de comportement suivent le mode du dispositif logique correspondant.

3.7.5 Configuration d'application et mode de contrôle

Les sorties physiques des commandes vers le processus sont bloquées avec le mode « Blocked ». Si les sorties physiques doivent être totalement bloquées, c'est-à-dire également les commandes provenant des entrées binaires, la configuration d'application doit être utilisée pour bloquer lesdits signaux. Le schéma de blocage utilise la sortie BEH_BLK du bloc fonctionnel CONTROL.

3.7.6 Autorisation

Par défaut, *Test mode* (Mode de test) et *Control mode* (Mode de contrôle) ne peuvent être modifiés qu'à partir de LHMI (IHML). Il est possible d'écrire le mode test par un client à distance si cela est requis dans la configuration. Cette opération est possible via l'IHML uniquement, en réglant le paramètre *Remote test mode* (Mode de test à distance) via **Tests/Test IED/Test mode** (Tests > Test IED > Mode de test). Le fonctionnement à distance n'est possible que lorsque la position de commande du relais est en position à distance. La commande locale et à distance peut être sélectionnée avec le bouton R/L ou via le bloc fonctionnel de commande dans la configuration de l'application.

Lors de l'utilisation de l'outil de surveillance des signaux pour forcer les valeurs en ligne, les conditions suivantes doivent être remplies.

- Le paramètre *Remote force* (Force à distance) est réglé sur « All levels » (Tous les niveaux).
- *Test mode* (Mode de test) est activé.
- La position de commande du relais est en position à distance

Tableau 38: Mode de test à distance

Mode de test à distance	61850-8-1-MMS	WHMI/PCM600
Désactivé	Aucun accès	Aucun accès
Maintenance	Maintenance de la catégorie de déclenchement de commande	Aucun accès
Tous les niveaux	Toutes les catégories de déclenchements	Oui

3.7.7 Indications de 'IHML

Le voyant LED de démarrage jaune clignote lorsque le relais est en mode « IED blocked » ou « IED test and blocked ». Le voyant LED Ready (Prêt) commence à clignoter pour indiquer que le mode « IED test and blocked » ou « IED test » est activé.

3.7.8 Signaux

Tableau 39: Signaux d'entrée PROTECTION

Nom	Type	Par défaut	Description
BI_SG_2	BOOLÉEN	0	Le groupe de réglages 2 est actif
BI_SG_3	BOOLÉEN	0	Le groupe de réglages 3 est actif
BI_SG_4	BOOLÉEN	0	Le groupe de réglages 4 est actif
BI_SG_5	BOOLÉEN	0	Le groupe de réglages 5 est actif
BI_SG_6	BOOLÉEN	0	Le groupe de réglages 6 est actif

Tableau 40: Signaux d'entrée CONTROL

Nom	Type	Par défaut	Description
CTRL_OFF	BOOLÉEN	0	Contrôle OFF
CTRL_LOC	BOOLÉEN	0	Contrôle Local
CTRL_STA	BOOLÉEN	0	Contrôle Station
CTRL_REM	BOOLÉEN	0	Contrôle Remote (distant)
CTRL_ALL	BOOLÉEN	0	Contrôle All (tout)

Tableau 41: Signaux de sortie PROTECTION

Nom	Type	Description
SG_LOGIC_SEL	BOOLÉEN	Sélection logique d'un groupe de réglage
SG_1_ACT	BOOLÉEN	Le groupe de réglages 1 est actif
SG_2_ACT	BOOLÉEN	Le groupe de réglages 2 est actif
SG_3_ACT	BOOLÉEN	Le groupe de réglages 3 est actif
SG_4_ACT	BOOLÉEN	Le groupe de réglages 4 est actif
SG_5_ACT	BOOLÉEN	Le groupe de réglages 5 est actif
SG_6_ACT	BOOLÉEN	Le groupe de réglages 6 est actif
BEH_BLK	BOOLÉEN	Statut bloc LD0 dispositif logique
BEH_TST	BOOLÉEN	Statut test LD0 dispositif logique
FRQ_ADP_FAIL	BOOLÉEN	Statut adaptativité fréquence - Échec

Tableau 42: Signaux de sortie CONTROL

Nom	Type	Description
OFF	BOOLÉEN	Contrôle OFF
LOCAL	BOOLÉEN	Contrôle Local
STATION	BOOLÉEN	Contrôle Station
REMOTE	BOOLÉEN	Contrôle Remote (distant)
ALL	BOOLÉEN	Contrôle All (tout)
BEH_BLK	BOOLÉEN	Statut bloc LD0 dispositif logique
BEH_TST	BOOLÉEN	Statut test LD0 dispositif logique

3.8 Enregistreur de défauts FLTRFRC

3.8.1 Bloc fonctionnel

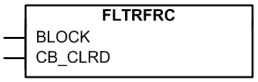


Figure 24: Bloc fonctionnel

3.8.2 Fonctionnalités

Le relais de protection a la capacité de stocker les enregistrements des 128 derniers événements de défaut. Les enregistrements des défauts comprennent les valeurs fondamentales ou les valeurs efficaces du courant. Les enregistrements permettent à l'utilisateur d'analyser les événements récents du système d'alimentation. Chaque enregistrement de défaut (FLTRFRC) est marqué d'un numéro de défaut à comptage ascendant et d'un horodatage qui est pris à partir du début du défaut.

La période d'enregistrement des défauts commence à partir de l'événement de démarrage de n'importe quelle fonction de protection et se termine si une fonction de protection se déclenche ou si le démarrage est rétabli avant l'événement de fonctionnement. Si un démarrage est rétabli sans événement de fonctionnement, la durée de démarrage indique la fonction de protection qui a démarré en premier.

Une durée de démarrage de 100 % indique qu'une fonction de protection a fonctionné pendant le défaut. Si les fonctions de protection n'ont pas fonctionné, bien qu'une autre fonction ait pu fonctionner pendant cette période, la durée de démarrage affiche toujours des valeurs inférieures à 100 %.

La protection des données enregistrées du défaut et la durée de démarrage proviennent de la même fonction de protection. La durée de fonctionnement des données enregistrées du défaut indique la durée réelle du défaut. Cette valeur correspond à la différence de temps entre l'activation des signaux de démarrage et de fonctionnement

internes. La durée de fonctionnement réelle comprend également la durée de démarrage et le temps de réponse du relais de sortie. Les données enregistrées du défaut *Breaker clear time* est la différence de durée entre le signal de fonctionnement interne et l'activation de l'entrée `CB_CLRD`.

Si certaines fonctions de l'application relais sont sensibles au démarrage fréquent, il peut être conseillé de régler le paramètre de réglage *Trig mode* sur « From operate ». Dans ce cas, seuls les défauts qui provoquent un événement de fonctionnement déclenchent un nouvel enregistrement de défaut.

Le courant, la tension, la fréquence, les valeurs d'angle, le pointeur de cycle et le numéro de groupe de réglage actif liés au défaut sont pris à partir du moment de l'événement de fonctionnement ou du début du défaut si seul un événement de démarrage se produit pendant le défaut. La valeur de courant maximale recueille les courants de défaut maximaux pendant le défaut. Si la fréquence ne peut pas être mesurée, la fréquence nominale est utilisée pour la fréquence et zéro pour le gradient de fréquence et la validité est réglée en conséquence.

Le mode de mesure pour les valeurs de courant de phase et de courant résiduel peut être sélectionné dans le réglage du paramètre *Measurement mode*.

3.8.3 Paramètres

Tableau 43: Paramètres de non-groupe FLTRFRC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Trig mode	0 = Depuis tous les défauts 1 = Depuis fonctionnement 2 = Depuis démarrage uniquement			0 = Depuis tous les défauts	Mode de déclenchement

Tableau 44: Paramètres de non-groupe FLTRFRC (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
A measurement mode	1 = RMS 2 = DFT 3 = Crête à crête			2 = DFT	Sélectionne le mode de mesure utilisé pour les courants de phase et le courant résiduel

3.8.4 Données surveillées

Tableau 45: Données surveillées FLTRFRC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
Fault number	INT32	0...999999		Numéro d'enregistrement du défaut
Time and date	Horodatage			Horodatage de l'enregistrement du défaut
Protection	Enum	0 = Inconnu[1)] 1 = PHLPTOC1 2 = PHLPTOC2 6 = PHHPTOC1 7 = PHHPTOC2 8 = PHHPTOC3 9 = PHHPTOC4 12 = PHIPTOC1 13 = PHIPTOC2 17 = EFLPTOC1 18 = EFLPTOC2 19 = EFLPTOC3 22 = EFHPTOC1 23 = EFHPTOC2 24 = EFHPTOC3 25 = EFHPTOC4 30 = EFIPTOC1 31 = EFIPTOC2 32 = EFIPTOC3 35 = NSPTOC1 36 = NSPTOC2 -7 = INTRPTEF1 -5 = STTPMSU1 -3 = JAMPTOC1 41 = PDNSPTOC1 44 = T1PTTR1 46 = T2PTTR1 48 = MPTTR1 50 = DEFLPDEF1 51 = DEFLPDEF2 53 = DEFHPDEF1 56 = EFPADM1 57 = EFPADM2 58 = EFPADM3 59 = FRPFRQ1 60 = FRPFRQ2 61 = FRPFRQ3 62 = FRPFRQ4 63 = FRPFRQ5 64 = FRPFRQ6		Fonction de protection
Suite du tableau à la page suivante				

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
		65 = LSHDPFRQ1 66 = LSHDPFRQ2 67 = LSHDPFRQ3 68 = LSHDPFRQ4 69 = LSHDPFRQ5 71 = DPHLPDOC1 72 = DPHLPDOC2 74 = DPHHPDOC1 77 = MAPGAPC1 78 = MAPGAPC2 79 = MAPGAPC3 85 = MNSPTOC1 86 = MNSPTOC2 88 = LOFLPTUC1 90 = TR2PTDF1 91 = LNPLDF1 92 = LREFPNDF1 94 = MPDIF1 96 = HREFPDIF1 100 = ROVPTOV1 101 = ROVPTOV2 102 = ROVPTOV3 104 = PHPTOV1 105 = PHPTOV2 106 = PHPTOV3 108 = PHPTUV1 109 = PHPTUV2 110 = PHPTUV3 112 = NSPTOV1 113 = NSPTOV2 116 = PSPTUV1 118 = ARCSARC1 119 = ARCSARC2 120 = ARCSARC3 -96 = SPHIPTOC1 -93 = SPHLPTOC2 -92 = SPHLPTOC1 -89 = SPHHPTOC2 -88 = SPHHPTOC1 -87 = SPHPTUV4 -86 = SPHPTUV3 -85 = SPHPTUV2 -84 = SPHPTUV1 -83 = SPHPTOV4 -82 =		

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
		-25 = OEPVPH4 -24 = OEPVPH3 -23 = OEPVPH2 -22 = OEPVPH1 -19 = PSPTOV2 -18 = PSPTOV1 -15 = PREVPTOC1 -12 = PHPTUC2 -11 = PHPTUC1 -9 = PHIZ1 5 = PHLTPTOC1 20 = EFLPTOC4 26 = EFHPTOC5 27 = EFHPTOC6 37 = NSPTOC3 38 = NSPTOC4 45 = T1PTTR2 54 = DEFHPDEF2 75 = DPHHPDOC2 89 = LOFLPTUC2 103 = ROVPTOV4 117 = PSPTUV2 -13 = PHPTUC3 3 = PHLPTOC3 10 = PHHPTOC5 11 = PHHPTOC6 28 = EFHPTOC7 29 = EFHPTOC8 107 = PHPTOV4 111 = PHPTUV4 114 = NSPTOV3 115 = NSPTOV4 -30 = PHDSTPDIS1 -29 = TR3PTDF1 -28 = HICPDIF1 -27 = HIBPDIF1 -26 = HIAPDIF1 -32 = LSHDPFRQ8 -31 = LSHDPFRQ7 70 = LSHDPFRQ6 80 = MAPGAPC4 81 = MAPGAPC5 82 = MAPGAPC6 83 = MAPGAPC7 -102 = MAPGAPC12 -101 = MAPGAPC11 -100 = MAPGAPC10 -99 = MAPGAPC9		
Suite du tableau à la page suivante				

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
		-98 = RESCPSCH1 -57 = FDEFLPDEF2 -56 = FDEFLPDEF1 -54 = FEFLPTOC1 -53 = FDPHLPDOC2 -52 = FDPHLPDOC1 -50 = FPHLPTOC1 -47 = MAP12GAPC8 -46 = MAP12GAPC7 -45 = MAP12GAPC6 -44 = MAP12GAPC5 -43 = MAP12GAPC4 -42 = MAP12GAPC3 -41 = MAP12GAPC2 -40 = MAP12GAPC1 -37 = HAEFPTOC1 -35 = WPWDE3 -34 = WPWDE2 -33 = WPWDE1 52 = DEFLPDEF3 84 = MAPGAPC8 93 = LREFPNDF2 97 = HREFPDIF2 -117 = XDEFLPDEF2 -116 = XDEFLPDEF1 -115 = SDPHLPDOC2 -114 = SDPHLPDOC1 -113 = XNSPTOC2 -112 = XNSPTOC1 -111 = XEFIPTOC2 -110 = XEFHPTOC4 -109 = XEFHPTOC3 -108 = XEFLPTOC3 -107 = XEFLPTOC2 -66 = DQPTUV1		
Suite du tableau à la page suivante				

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
		-65 = VVSPPAM1 -64 = PHPVOC1 -63 = H3EFPSEF1 -60 = HCUBPTOC1 -59 = CUBPTOC1 -72 = DOPPDPR1 -69 = DUPPDPR1 -61 = COLPTOC1 -106 = MAPGAPC16 -105 = MAPGAPC15 -104 = MAPGAPC14 -103 = MAPGAPC13 -76 = MAPGAPC18 -75 = MAPGAPC17 -62 = SRCPTOC1 -74 = DOPPDPR3 -73 = DOPPDPR2 -70 = DUPPDPR2 -58 = UZPDIS1 -36 = UEXPDIS1 14 = MFADPSDE1 -10 = LVRTPTUV1 -8 = LVRTPTUV2 -6 = LVRTPTUV3 -122 = DPH3LPDOC1 -121 = DPH3HPDOC2 -120 = DPH3HPDOC1 -119 = PH3LPTOC2 -118 = PH3LPTOC1 -79 = PH3HPTOC2 -78 = PH3HPTOC1 -77 = PH3IPTOC1 -127 = PHAPTUV1 -124 = PHAPTOV1 -123 = DPH3LPDOC2 -68 = PHPVOC2 -67 = DQPTUV2 -39 = UEXPDIS2 98 = MHZPDIF1 -4 = MREFPTOC1		
Suite du tableau à la page suivante				

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
Durée du démarrage	FLOAT32	De 0,00 à 100,00	%	Durée de démarrage maximale de tous les étages lors d'un défaut
Operate time	FLOAT32	De 0,000 à 999999,999	Hz	Temps de fonctionnement
Durée de déclenchement disjoncteur	FLOAT32	De 0,000 à 3,000	Hz	Durée de déclenchement disjoncteur
Distance de défaut	FLOAT32	De 0,00 à 3000,00	pu	Distance au défaut mesurée en p.u.
Résistance de défaut	FLOAT32	De 0,00 à 1000000,00	ohm	Résistance de défaut
Groupe actif	INT32	1...6		Groupe de réglage actif
Shot pointer	INT32	1...7		Valeur du pointeur de cycle de réenclenchement
Max diff current IL1	FLOAT32	De 0,000 à 80,000	pu	Courant différentiel maximum phase A
Max diff current IL2	FLOAT32	De 0,000 à 80,000	pu	Courant différentiel maximum phase B
Max diff current IL3	FLOAT32	De 0,000 à 80,000	pu	Courant différentiel maximum phase C
Diff current IL1	FLOAT32	De 0,000 à 80,000	pu	Courant différentiel phase A
Diff current IL2	FLOAT32	De 0,000 à 80,000	pu	Courant différentiel phase B
Diff current IL3	FLOAT32	De 0,000 à 80,000	pu	Courant différentiel phase C
Max bias current IL1	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	pu	Courant de polarisation maximum phase A
Max bias current IL2	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	pu	Courant de polarisation maximum phase B
Max bias current IL3	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	pu	Courant de polarisation maximum phase C
Bias current IL1	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	pu	Courant de polarisation phase A
Bias current IL2	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	pu	Courant de polarisation phase B
Bias current IL3	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	pu	Courant de polarisation phase C
Diff current Io	FLOAT32	De 0,000 à 80,000	pu	Courant différentiel résiduel
Bias current Io	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	pu	Courant de polarisation résiduel
Max current IL1	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant maximum phase A
Max current IL2	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant maximum phase B
Max current IL3	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant maximum phase C

Suite du tableau à la page suivante

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
Max current Io	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant résiduel maximum
Current IL1	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant phase A
Current IL2	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant phase B
Current IL3	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant phase C
Current Io	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant résiduel
Current Io-Calc	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant résiduel calculé
Current Ps-Seq	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant direct
Current Ng-Seq	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant inverse
Max current IL1B	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant maximum phase A (b)
Max current IL2B	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant maximum phase B (b)
Max current IL3B	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant maximum phase C (b)
Max current IoB	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant résiduel maximum (b)
Current IL1B	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant phase A (b)
Current IL2B	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant phase B (b)
Current IL3B	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant phase C (b)
Current IoB	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant résiduel (b)
Current Io-CalcB	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant résiduel calculé (b)
Current Ps-SeqB	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant direct (b)
Current Ng-SeqB	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant inverse (b)
Max current IL1C	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant maximum phase A (c)
Max current IL2C	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant maximum phase B (c)
Max current IL3C	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant maximum phase C (c)
Max current IoC	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant résiduel maximum (c)
Current IL1C	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant phase A (c)

Suite du tableau à la page suivante

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
Current IL2C	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant phase B (c)
Current IL3C	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant phase C (c)
Current IoC	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant résiduel (c)
Current Io-CalcC	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant résiduel calculé (c)
Current Ps-SeqC	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant direct (c)
Current Ng-SeqC	FLOAT32	De 0,000 à 50,000	xIn	Courant inverse (c)
Voltage UL1	FLOAT32	De 0,000 à 4,000	xUn	Tension phase A
Voltage UL2	FLOAT32	De 0,000 à 4,000	xUn	Tension phase B
Voltage UL3	FLOAT32	De 0,000 à 4,000	xUn	Tension phase C
Voltage U12	FLOAT32	De 0,000 à 4,000	xUn	Tension phase A-phase B
Voltage U23	FLOAT32	De 0,000 à 4,000	xUn	Tension phase B-phase C
Voltage U31	FLOAT32	De 0,000 à 4,000	xUn	Tension phase C-phase A
Voltage Uo	FLOAT32	De 0,000 à 4,000	xUn	Tension résiduelle
Voltage Zro-Seq	FLOAT32	De 0,000 à 4,000	xUn	Tension homopolaire
Voltage Ps-Seq	FLOAT32	De 0,000 à 4,000	xUn	Tension directe
Voltage Ng-Seq	FLOAT32	De 0,000 à 4,000	xUn	Tension inverse
Voltage UL1B	FLOAT32	De 0,000 à 4,000	xUn	Tension phase A (b)
Voltage UL2B	FLOAT32	De 0,000 à 4,000	xUn	Tension phase B (b)
Voltage UL3B	FLOAT32	De 0,000 à 4,000	xUn	Tension phase B (b)
Voltage U12B	FLOAT32	De 0,000 à 4,000	xUn	Tension phase A-phase B (b)
Voltage U23B	FLOAT32	De 0,000 à 4,000	xUn	Tension phase B-phase C (b)
Voltage U31B	FLOAT32	De 0,000 à 4,000	xUn	Tension phase C-phase A (b)
Voltage UoB	FLOAT32	De 0,000 à 4,000	xUn	Tension résiduelle (b)
Voltage Zro-SeqB	FLOAT32	De 0,000 à 4,000	xUn	Tension homopolaire (b)
Voltage Ps-SeqB	FLOAT32	De 0,000 à 4,000	xUn	Tension directe (b)
Voltage Ng-SeqB	FLOAT32	De 0,000 à 4,000	xUn	Tension inverse (b)
PTTR thermal level	FLOAT32	De 0,00 à 99,99		Température PTTR calculée de l'objet protégé relative au niveau de fonctionnement
PDNSPTOC1 rat. I2/I1	FLOAT32	De 0,00 à 999,99	%	Rapport PDNSPTOC1 I2/I1
Frequency	FLOAT32	De 30,00 à 80,00	Hz	Fréquence

Suite du tableau à la page suivante

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
Gradient de fréquence	FLOAT32	De -10,00 à 10,00	Hz/s	Gradient de fréquence
Conductance Yo	FLOAT32	De -1000,00 à 1000,00	mS	Conductance Yo
Susceptance Yo	FLOAT32	De -1000,00 à 1000,00	mS	Susceptance Yo
Angle Uo - Io	FLOAT32	De -180,00 à 180,00	°	Angle entre tension résiduelle et courant résiduel
Angle U23 - IL1	FLOAT32	De -180,00 à 180,00	°	Angle entre tension phase B-phase C et courant phase A
Angle U31 - IL2	FLOAT32	De -180,00 à 180,00	°	Angle entre tension phase C-phase A et courant phase B
Angle U12 - IL3	FLOAT32	De -180,00 à 180,00	°	Angle entre tension phase A-phase B et courant phase C
Angle UoB - IoB	FLOAT32	De -180,00 à 180,00	°	Angle entre tension résiduelle et courant résiduel (b)
Angle U23B - IL1B	FLOAT32	De -180,00 à 180,00	°	Angle entre tension phase B-phase C et courant phase A (b)
Angle U31B - IL2B	FLOAT32	De -180,00 à 180,00	°	Angle entre tension phase C-phase A et courant phase B (b)
Angle U12B - IL3B	FLOAT32	De -180,00 à 180,00	°	Angle entre tension phase A-phase B et courant phase C (b)

1) Lorsque TRPPTRC est déclenchée par n’importe quel signal qui n’allume pas les LED START ou TRIP

3.9 Mémoire non volatile

En plus des valeurs de réglage, le relais de protection peut stocker certaines données dans la mémoire non volatile.

- Jusqu’à 1 024 événements sont stockés. Les événements stockés sont visibles dans l’IHML, l’IHMW et l’outil de visualisation d’événement dans le PCM600.
- Données enregistrées
  - Enregistrements de défaut (jusqu’à 128)
  - Demandes maximales
- Contrôle de l’état du disjoncteur
- État des alarmes à verrou et des LED déclenchement
- Verrouillage du circuit de déclenchement
- Valeurs de compteur

3.10 Entrées de capteur pour les courants et les tensions

Ce chapitre donne de courts exemples sur la façon de définir les bons paramètres pour les capteurs.

Les capteurs ont des facteurs de correction, mesurés et vérifiés par le fabricant du capteur, pour augmenter la précision de mesure des valeurs primaires. Il est recommandé de régler les facteurs de correction. Deux types de facteurs de correction sont disponibles pour les capteurs de tension et les capteurs Rogowski. Le facteur de correction d'amplitude est appelé *Amplitude corr. A(B/C)* et le facteur de correction d'angle est appelé *Angle corr A(B/C)*. Ces facteurs de correction se trouvent sur la plaque signalétique du capteur. Si les facteurs de correction ne sont pas disponibles, contacter le fabricant du capteur pour plus d'informations.

Exemple de réglage du capteur Rogowski

Dans cet exemple, un capteur 80 A/0,150 V à 50 Hz est utilisé et l'application a un courant nominal de 150 A (In). Le capteur Rogowski étant linéaire et ne saturant pas, le capteur 80 A/0,150 V à 50 Hz fonctionne également comme un capteur 150 A/ 0,28125 V à 50 Hz. Lors de la définition d'une autre valeur primaire pour le capteur, la tension nominale doit également être redéfinie pour maintenir le même rapport de transformation. Cependant, le paramètre dans le relais de protection (*Rated Secondary Value*) n'est pas en V mais en mV/Hz, ce qui fait que la même valeur de réglage est valable pour la fréquence nominale de 50 et 60 Hz.

$$RSV = \frac{\frac{I_n}{I_{pr}} \times K_r}{f_n}$$

(Équation 1)

RSV	*Rated Secondary Value* (valeur secondaire assignée) en mV/Hz
I_n	Courant nominal d'application
I_{pr}	Courant primaire assigné du capteur
f_n	Fréquence nominale réseau
K_r	Tension assignée du capteur pour le courant assigné en mV

Dans cet exemple, la valeur est celle calculée à l'aide de l'équation.

$$\frac{\frac{150A}{80A} \times 150mV}{50Hz} = 5.625\frac{mV}{Hz}$$

(Équation 2)

Ces informations permettent de régler les paramètres du capteur Rogowski du relais de protection.

Tableau 46: Exemple de valeurs de réglage pour le capteur Rogowski

Réglage	Valeur
Courant primaire	150 A
Valeur secondaire assignée	5,625 mV/Hz
Courant nominal	150 A

Sauf indication contraire, le réglage du *Nominal current* doit toujours être le même que le réglage du *Primary current*.

Si le rapport entre le courant nominal de l'application I_n et le courant primaire assigné du capteur I_{pr} devient plus élevé, et que la valeur secondaire assignée doit être réglée à une valeur supérieure à 46,875 mV/Hz, la valeur la plus élevée que le relais peut mesurer avant que l'entrée du capteur de courant ne soit saturée est inférieure à la valeur maximale de réglage de la protection de courant.

Tableau 47: Valeurs maximales de réglage de la protection de courant

Courant nominal d'application (I_n)	Valeur assignée secondaire avec 80 A/0,150 V à 50 Hz	Valeur maximale de réglage de la protection de courant à ne pas dépasser
...1250 A	1 000 - 46 875 mV/Hz	40 × I_n (également le maximum de la plage de réglage de la valeur de démarrage)
1250...2500 A	46,875 - 93,750 mV/Hz	20 × I_n
2500...4000 A	93,750 - 150,000 mV/Hz	12,5 × I_n

Exemple de réglage du capteur de tension

Le capteur de tension est basé sur le principe du séparateur résistif ou du séparateur capacitif. Ainsi, la tension est linéaire sur toute la plage de mesure. Le signal de sortie est une tension, directement proportionnelle à la tension primaire. Pour le capteur de tension, tous les paramètres sont lisibles directement sur la plaque signalétique et aucune conversion n'est nécessaire.

Dans cet exemple, la tension nominale de phase à phase du système est de 10 kV. Ainsi, le paramètre *Primary voltage* est réglé sur 10 kV. Pour les relais de protection avec prise en charge de la mesure de capteur, le paramètre *Voltage input type* est toujours réglé sur « CVD sensor » et ne peut pas être modifié. Il en va de même pour le paramètre *VT connexion* qui est toujours réglé sur le type « WYE ». Le rapport de division pour les capteurs de tension ABB est le plus souvent de 10 000:1. Ainsi, le paramètre *Division ratio* est généralement réglé sur « 10 000 ». La tension primaire est divisée proportionnellement par ce rapport de division.

Tableau 48: Exemple de valeurs de réglage pour le capteur de tension

Réglage	Valeur
Tension primaire	10 kV
Connexion VT	Wye
Type d'entrée tension	3 = Capteur CVD
Rapport de division	10 000

3.11 Entrées binaires

Utiliser uniquement une alimentation CC pour les entrées binaires. L'utilisation d'une alimentation CA ou d'une alimentation CA redressée à une seule alternance risque d'endommager les modules d'entrées binaires.

3.11.1 Durée de filtre d'entrée binaire

La durée de filtre élimine les perturbations antirebond et de courte durée dans une entrée binaire. La durée de filtre est définie pour chaque entrée binaire du relais de protection.

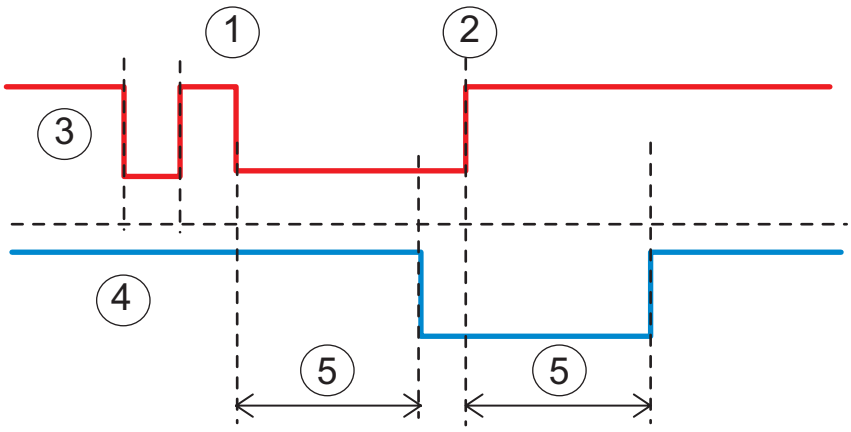


Figure 25: Filtrage d'entrée binaire

1 t_0
2 t_1
3 Signal d'entrée
4 Signal d'entrée filtré
5 Durée de filtre

Au début, le signal d'entrée est à l'état haut, l'état bas court est filtré et aucun changement d'état d'entrée n'est détecté. L'état bas démarrant au moment t_0 excède la durée de filtre, ce qui signifie que le changement d'état d'entrée est détecté et la balise de durée attachée au changement d'entrée est t_0. L'état haut démarrant à t_1 est détecté et la balise de durée tag t_1 est attachée.

Chaque entrée binaire a un paramètre de durée de filtre "Input # filter", où # est le numéro de l'entrée binaire du module en question (par exemple, "Input 1 filter").

Tableau 49: Valeurs du paramètre de filtre d'entrée

Paramètre	Valeurs	Par défaut
Durée filtre entrée #	5...1000 ms	5 ms

3.11.2 Inversion d'entrée binaire

Le paramètre *Input # invert* est utilisé pour inverser une entrée binaire.

Tableau 50: États d'entrées binaires

Tension de commande	Inversion de n° d'entrée	État d'entrée binaire
Non	0	FALSE (0)
Oui	0	TRUE (1)
Non	1	TRUE (1)
Oui	1	FALSE (0)

En cas d'inversion d'une entrée binaire, l'état de l'entrée est TRUE (1) lorsqu'aucune tension de commande n'est appliquée à ses bornes. En conséquence, l'état de l'entrée est FALSE (0) lorsqu'une tension de commande est appliquée aux bornes de l'entrée binaire.

3.11.3 Suppression d'oscillations

La suppression d'oscillations est utilisée pour réduire la charge du système lorsqu'une entrée binaire commence à osciller. Une entrée binaire est considérée comme oscillant si le nombre de changements d'état valides (= nombre d'événements après filtrage) au cours d'une seconde est égal ou supérieur à la valeur de niveau d'oscillation définie. Pendant l'oscillation, l'entrée binaire est bloquée (l'état est non valide) et un événement est généré. L'état de l'entrée ne change pas lorsqu'elle est bloquée, en d'autres termes son état dépend de la condition avant le blocage.

L'entrée binaire est considérée comme non oscillant si le nombre de changements d'état valides au cours d'une seconde est inférieur à la valeur de niveau d'oscillation définie moins la valeur d'hystérésis d'oscillation définie. Veuillez noter que l'hystérésis d'oscillation doit être définie plus bas que le niveau d'oscillation pour permettre à l'entrée d'être restaurée de l'oscillation. Lorsque l'entrée revient à un état

non oscillant, l'entrée binaire est débloquée (l'état est valide) et un événement est généré.

Tableau 51: Valeurs des paramètres d'oscillation

Paramètre	Valeurs	Par défaut
Niveau osc. entrée	2...50 événements/s	30 événements/s
Hyst. osc. entrée	2...50 événements/s	10 événements/s

3.12 Sorties binaires

Le relais de protection fournit un certain nombre de sorties binaires utilisées pour la mise hors circuit, l'exécution d'actions de contrôle locales ou à distance d'un disjoncteur ou d'un sectionneur, et pour la connexion du relais de protection à un équipement indicateur externe pour l'indication, la signalisation et l'enregistrement.

Les contacts de sortie de puissance sont utilisés lorsque les besoins en courant nominal des contacts sont élevés, par exemple, pour commander un disjoncteur, comme pour alimenter les bobines de déclenchement et d'enclenchement du disjoncteur.

Les contacts utilisés pour l'indication, la signalisation et l'enregistrement externes (sorties de signaux) doivent s'ajuster aux courants plus faibles, mais ils peuvent avoir besoin d'un courant (une charge) minimum pour assurer un fonctionnement garanti.

Le relais de protection fournit à la fois des contacts de sortie de puissance et de sortie de signaux. Pour garantir un fonctionnement approprié, le type de contacts utilisés est choisi en fonction du temps de fonctionnement et de réinitialisation, du courant continu nominal, du courant supporté sur une courte durée, du taux de coupure et de la charge connectée minimale. Une combinaison de contacts série ou parallèles peut aussi être utilisée pour des applications particulières. Le cas échéant, une sortie de signal peut également être utilisée pour alimenter un relais de déclenchement externe, qui à son tour peut être configuré pour alimenter les bobines de déclenchement ou d'enclenchement du disjoncteur.



L'utilisation d'un relais de déclenchement externe peut nécessiter un relais de supervision de circuit de déclenchement externe. Elle peut également nécessiter le câbIage d'un contact de relais de déclenchement distinct au relais de protection pour la fonction de protection contre les défaillances de disjoncteur.

Tous les contacts sont librement programmables, à l'exception de la sortie de défaut interne IRF.

3.12.1 Contacts de sortie de puissance

Les contacts de sortie de puissance sont habituellement utilisés pour mettre sous tension les bobines de déclenchement et d'enclenchement du disjoncteur, et les relais externes de déclenchement ou de verrouillage à charge élevée.

3.12.1.1 Sorties de puissance doubles unipolaires PO1 et PO2

Les contacts PO1 et PO2 de puissance doubles (reliés en série) unipolaires (normalement ouvert/forme A) affichent une intensité nominale de 8 A. Les contacts sont habituellement utilisés pour refermer les disjoncteurs et mettre sous tension les relais de déclenchement de charge faible. Ils peuvent être organisés de façon à déclencher les disjoncteurs si la supervision du circuit de déclenchement n'est pas disponible, ou si un relais de supervision externe du circuit de déclenchement est fourni.

Les sorties de puissance sont incluses dans l'emplacement X100 du module d'alimentation.

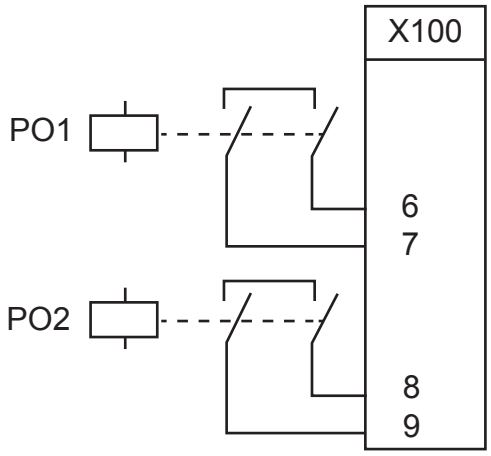


Figure 26: Contacts de sorties de puissance doubles et unipolaires PO1 et PO2

3.12.1.2 Sorties de puissance bipolaires PO3 et PO4 avec supervision du circuit de déclenchement

Les sorties de puissance PO3 et PO4 sont des sorties de puissance bipolaires de type normalement ouvert/forme A avec supervision du circuit de déclenchement.

Lorsque les deux pôles des contacts sont connectés en série, ils ont la même spécification technique que PO1 pour la fonction de coupure. Le matériel de supervision du circuit de déclenchement et les fonctionnalités associées capables de

superviser la bobine du disjoncteur en condition d'enclenchement comme d'ouverture sont également fournis. Les contacts PO3 et PO4 sont presque toujours utilisés pour alimenter les bobines de déclenchement du disjoncteur.

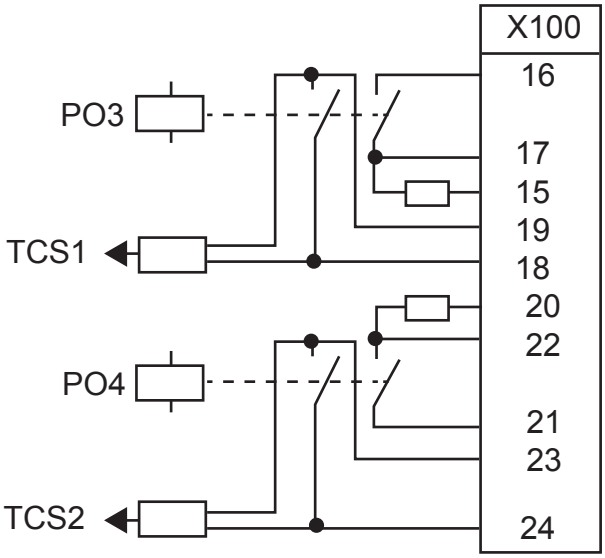


Figure 27: Sorties de puissance bipolaires PO3 et PO4 avec supervision du circuit de déclenchement

Les sorties de puissance PO3 et PO4 sont incluses dans le module d'alimentation situé à l'emplacement X100 du relais de protection.

3.12.1.3 Contact SO3 de sorties doubles unipolaires de signal/déclenchement

Le contact SO3 de sorties doubles unipolaires connectées en parallèle et normalement ouvertes/de forme A présente une intensité nominale de 5 A, mais un pouvoir de coupure inférieur par rapport aux autres contacts PO. Lorsqu'il est utilisé dans les applications de déclenchement du disjoncteur, il est recommandé d'utiliser un contact externe, comme un contact auxiliaire de disjoncteur, pour assurer la coupure du circuit. Lorsque l'application l'exige, il est possible de commander une carte BIO en option avec contact HSO en même temps que le relais de protection.

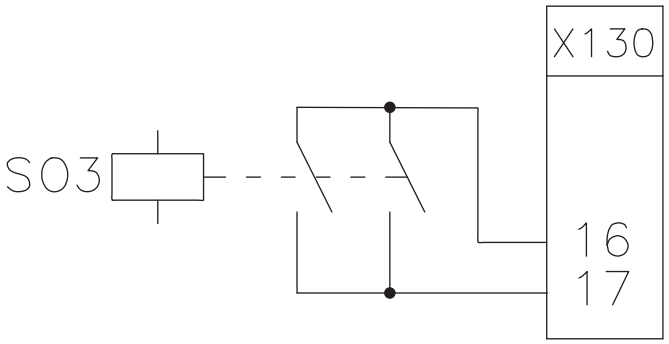


Figure 28: Contact SO3 de sortie de signal/déclenchement

Le contact de sortie de signal/déclenchement est inclus dans le module RTD0002, dans l'emplacement X130 du relais de protection.

3.12.1.4 Sorties de puissance doubles unipolaires haute vitesse HSO1, HSO2 et HSO3

HSO1, HSO2 et HSO3 sont des sorties de puissance doubles unipolaires connectées en parallèle de type normalement ouvert/forme A haute vitesse. La sortie de puissance haute vitesse est une sortie électromécanique hybride et indépendante classée en tant que sortie de puissance.

Ces sorties sont normalement utilisées dans les applications qui nécessitent un court temps d'activation de contact de sortie de relais pour réaliser l'ouverture rapide d'un disjoncteur, comme la protection contre les arcs ou contre les défaillances de disjoncteur, où un fonctionnement rapide est requis soit pour minimiser les effets de défauts sur l'équipement, soit pour éviter qu'un défaut ne s'étende à une zone plus large. Avec les sorties haute vitesse, le temps total de l'application à l'activation du contact de sortie de relais est 5 à 6 ms plus court que lors de l'utilisation de contacts de sortie avec des relais de sortie mécaniques traditionnels. Les sorties de puissance haute vitesse sont calibrées pour un courant continu de 6 A. Lorsque deux des contacts HSO sont connectés en série, le taux de coupure est égal à celui du contact de sortie PO1.

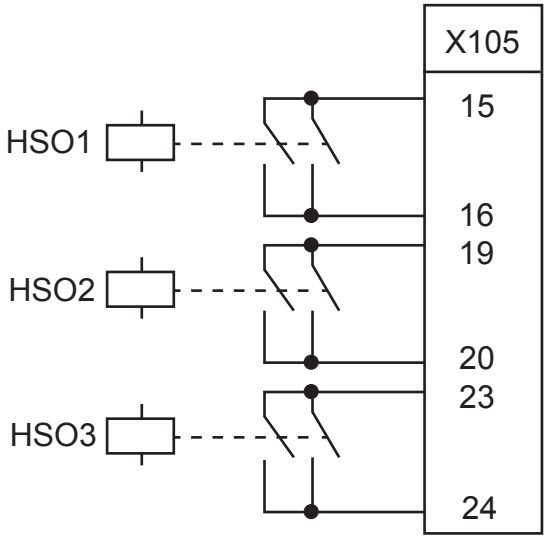


Figure 29: Sorties de puissance haute vitesse HSO1, HSO2 et HSO3

Le temps de réinitialisation des contacts de sortie haute vitesse est plus long que celui des contacts de sortie traditionnels.

Les contacts de puissance haute vitesse font partie de la carte BIO0007 avec huit entrées binaires et trois HSO. Ce sont des alternatives en option aux cartes BIO traditionnelles du relais de protection.

3.12.2 Contacts de sortie de signaux

Les contacts de sortie de signaux sont des contacts de sortie de signaux unipolaires simples (normalement ouvert/forme A ou permutation/forme C) (SO1, SO2...) ou des contacts doubles connectés en parallèle.

Les contacts de sortie de signaux sont utilisés pour alimenter, par exemple, des relais de déclenchement de charge faible externes, des relais auxiliaires, des indicateurs et des LED.

Un contact de signal simple est calibré pour un courant continu de 5 A. Il peut supporter 15 A pendant 0,5 seconde.

Lorsque deux contacts sont connectés en parallèle, le relais est de conception différente. Il peut supporter 30 A pendant 0,5 seconde. Cela peut servir à alimenter les bobines de déclenchement et d'enclenchement du disjoncteur. En raison du pouvoir de coupure limité, un contact auxiliaire de disjoncteur peut être nécessaire pour couper le circuit.

Lorsque l'application nécessite un fort pouvoir de fermeture et de coupure, il est possible d'utiliser des contacts HSO dans le relais de protection ou un relais auxiliaire interposé externe.

3.12.2.1 Sortie de signal de défaut interne IRF

La sortie de signal de défaut interne (permutation/depuis C) IRF est un contact unique inclus dans le module d'alimentation du relais de protection.

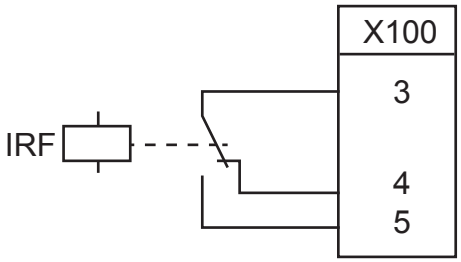


Figure 30: Sortie de signal de défaut interne IRF

3.12.2.2 Sorties de signaux SO1 et SO2 dans le module d'alimentation

Les sorties de signaux (normalement ouvert/forme A ou permutation/forme C) SO1 (forme C parallèle double) et SO2 (contact unique/forme A) font partie du module d'alimentation du relais de protection.

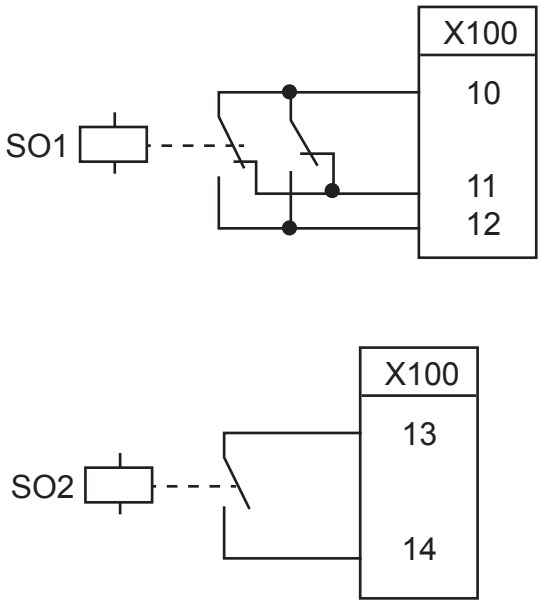


Figure 31: Sorties de signaux SO1 et SO2 dans le module d'alimentation

3.12.2.3 Sorties de signaux SO1 et SO2 dans RTD0002

Les sorties de signaux SO1 et SO2 (contact unique/permutation/forme C) sont inclus dans le module RTD0002.

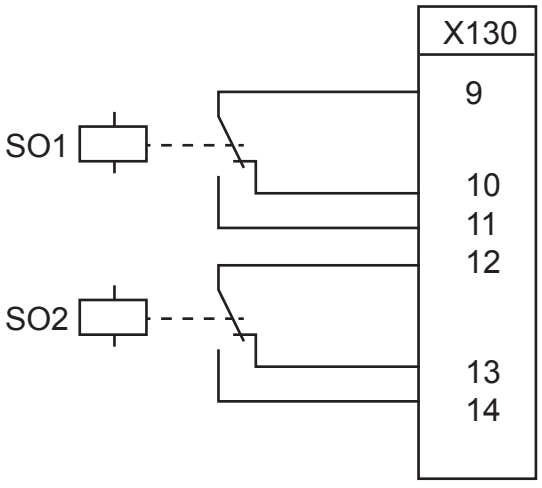


Figure 32: Sortie de signaux dans RTD0002

3.12.2.4 Sorties de signaux SO1 SO2 SO3 et SO4 dans BIO0005

La carte en option BIO0005 assure les sorties de signaux SO1, SO2 SO3 et SO4. Les sorties de signaux SO1 et SO2 sont des contacts C parallèles doubles ; SO3 est un contact C uniforme, et SO4 est un contact A uniforme.

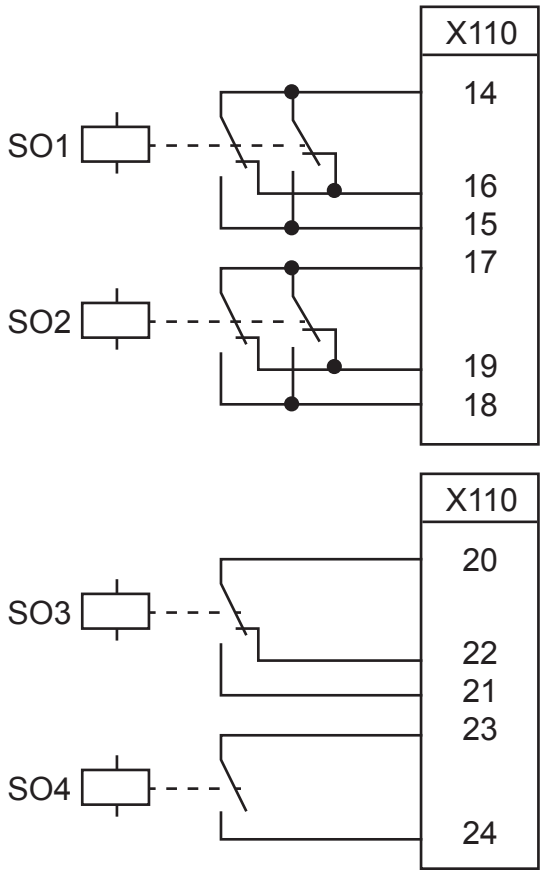


Figure 33: Sortie de signaux dans BIO0005

3.13 Entrées RTD/mA

3.13.1 Fonctionnalités

Le module d'entrée analogique RTD et mA est utilisée à des fins de surveillance et de mesure du courant (mA), de la température (°C) et de la résistance (Ω). Chaque entrée peut être mise à l'échelle de façon linéaire pour différentes applications, par exemple l'indication de position du changeur de prise du transformateur. Chaque entrée dispose de fonctions indépendante de supervision des valeurs de limite et de la bande morte, avec des signaux d'alarme et d'avertissement.

3.13.2 Principe de fonctionnement

Toutes les entrées du module sont des canaux RTD et mA indépendants dotés d'une protection individuelle, d'une référence et d'une isolation optique pour chaque entrée, ce qui les rend galvaniquement isolés les uns des autres, et du reste du module. Cependant, les entrées RTD partagent une masse commune.

3.13.2.1 Sélection du type de signal d'entrée

Les entrées du module fonctionnel acceptent des signaux de type courant ou résistance. Les entrées sont configurées pour un type particulier d'entrée par le paramètre *Input mode* (Mode d'entrée) spécifique au canal. La valeur par défaut pour toutes les entrées est « Not in use » (Non utilisé), ce qui signifie que le canal n'est pas du tout échantillonné, et la qualité de la valeur de sortie est définie en conséquence.

Tableau 52: Limites pour les entrées RTD/mA

Mode d'entrée	Description
Non utilisé	Sélection par défaut. Utilisé lorsque l'entrée correspondante n'est pas utilisée.
0...20 mA	Sélection pour les entrées de courant en milliampères CC analogiques dans la plage d'entrées de 0...20 mA.
Résistance	Sélection pour les entrées RTD dans la plage d'entrées de 0...2 000 Ω.
Pt100 Pt250 Ni100 Ni120 Ni250 Cu10	Sélection pour les entrées RTD, lorsqu'un capteur de température est utilisé. Tous les types de capteurs sélectionnables ont leurs caractéristiques de résistance contre température stockées dans le module ; la plage de mesure par défaut est de -40...200 °C.

3.13.2.2 Sélection du format de la valeur de sortie

Chaque entrée dispose de paramètres indépendants de *Value unit* (Unité de valeur) qui servent à sélectionner l'unité pour la sortie de canal. La valeur par défaut du paramètre *Value unit* (Unité de valeur) est « Dimensionless » (Sans dimension). Les paramètres *Input minimum* (Minimum d'entrée) et *Input maximum* (Maximum d'entrée), et *Value maximum* (Maximum de valeur) et *Value minimum* (Minimum de valeur) doivent être réglés conformément au canal d'entrée. Les valeurs par défaut pour ces réglages sont paramétrées à leurs valeurs maximum et minimum.

Lorsque le canal est utilisé pour le type de sonde de température, réglez *Value unit* (Unité de valeur) sur « Degrees celsius » (Degrés celsius). Lorsque *Value unit* (Unité de valeur) est réglé sur « Degrees celsius » (Degrés celsius), la correction linéaire n'est pas possible, mais il est possible de régler la plage par défaut (-40...200 °C) sur une valeur inférieure, à l'aide des réglages *Value maximum* (Maximum de valeur) et *Value minimum* (Minimum de valeur).

Lorsque le canal est utilisé pour le signal de milliampères DC et que l'application nécessite une correction linéaire de la plage d'entrée, la valeur de réglage *Value unit* (Unité de valeur) doit être « Dimensionless » (Sans dimension), lorsque la plage

d'entrée peut être mise à l'échelle linéairement à l'aide des réglages *Input minimum* (Minimum d'entrée) et *Input maximum* (Maximum d'entrée) à *Value minimum* (Minimum de valeur) et *Value maximum* (Maximum de valeur). En cas d'utilisation du milliampère en tant qu'unité de sortie, *Value unit* (Unité de valeur) doit être réglé sur « Ampere » (Ampère). Lorsque *Value unit* (Unité de valeur) est réglé sur « Ampere » (Ampère), la correction linéaire n'est pas possible, mais il est possible de régler la plage par défaut (0...200 mA) sur une valeur inférieure, à l'aide des réglages *Value maximum* (Maximum de valeur) et *Value minimum* (Minimum de valeur).

Lorsque le canal est utilisé pour les signaux de type de résistance et que l'application nécessite une correction linéaire de la plage d'entrée, la valeur de réglage *Value unit* (Unité de valeur) doit être « Dimensionless » (Sans dimension), lorsque la plage d'entrée peut être mise à l'échelle linéairement à l'aide des réglages *Input minimum* (Minimum d'entrée) et *Input maximum* (Maximum d'entrée) à *Value minimum* (Minimum de valeur) et *Value maximum* (Maximum de valeur). En cas d'utilisation de la résistance en tant qu'unité de sortie, *Value unit* (Unité de valeur) doit être réglé sur « Ohm ». Lorsque *Value unit* (Unité de valeur) est réglé sur « Ohm », la correction linéaire n'est pas possible, mais il est possible de régler la plage par défaut (0...2000 Ω) sur une valeur inférieure, à l'aide des réglages *Value maximum* (Maximum de valeur) et *Value minimum* (Minimum de valeur).

3.13.2.3 Correction linéaire d'entrée

Chaque entrée RTD/mA peut être corrigée linéairement par la construction d'une fonction de sortie linéaire par rapport à l'entrée. La courbe se compose de deux points, où l'axe Y (*Entrée minimale* et *Entrée maximale*) définit la plage d'entrée et l'axe X (*Valeur minimale* et *Valeur maximale*) est la plage de valeur corrigée de l'entrée.

La correction d'entrée peut être contournée en sélectionnant *Value unit* (Unité de valeur) = « Ohm » lorsque *Input mode* (Mode d'entrée) = « Résistance » est utilisé et en sélectionnant *Value unit* = « Ampère » lorsque *Input mode* = « 0...20 mA » est utilisé.

Exemple de correction linéaire

L'entrée en milliampères est utilisée en tant qu'information de position du changeur de prise. Les informations de capteur vont de 4 mA à 20 mA, ce qui équivaut à une position du changeur de prise de -36 à 36, respectivement.

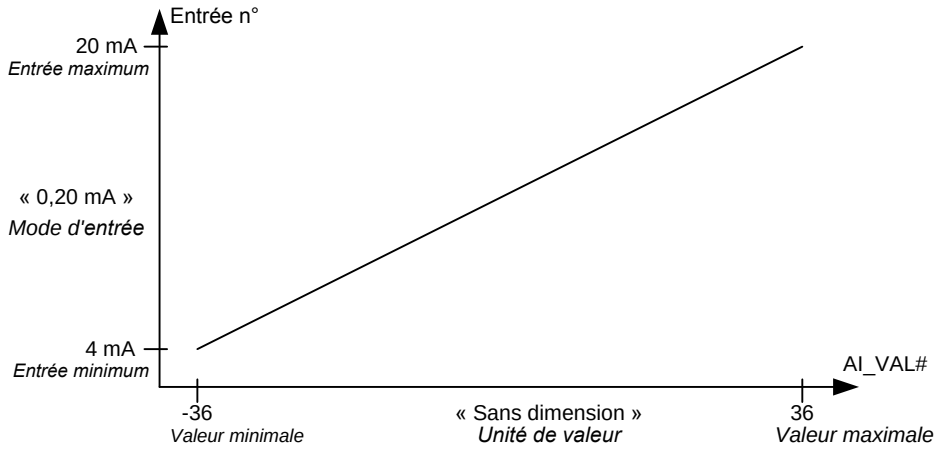


Figure 34: Entrée en milliampères corrigée en information de position du changeur de prise

3.13.2.4 Supervision de la chaîne de mesure

Chaque entrée dispose d'une fonctionnalité pour surveiller la chaîne de mesure des entrées. Le circuit surveille les canaux RTD en continu, et signale tous les cas de rupture de circuit de tous les canaux d'entrée activés. Si la valeur d'entrée mesure se situe en dehors des limites, la valeur maximale/minimale est indiquée dans la sortie correspondante. La qualité de la sortie correspondante est définie en conséquence, afin d'indiquer un mauvais comportement de l'entrée RTD/mA.

Tableau 53: Identification de fonctions, limites pour les entrées RTD/mA

Transformateur	Valeur de limite
Température RTD, haute	> 200 °C
Température RTD, basse	< -40 °C
Intensité mA, haute	> 23 mA
Résistance, haute	> 2 000 Ω

3.13.2.5 Auto-surveillance

Chaque échantillon d'entrée est validé avant d'être envoyé dans l'algorithme de filtrage. Les échantillons sont validés en mesurant un courant de référence défini en interne, immédiatement après l'échantillonnage des entrées. Chaque type de capteur RTD présente un courant attendu en fonction du type de capteur. Si le courant de décalage mesuré présente une différence par rapport au courant de référence de plus de 20 %, l'échantillon est éliminé, et la sortie est définie comme non valide. L'état de mesure non valide se désactive dès que le signal d'entrée mesuré est conforme au décalage de la mesure.

3.13.2.6 Étalonnage

Les entrées RTD et mA sont étalonnées en usine. Le circuit d'étalonnage surveille les canaux RTD en continu, et signale tous les cas de rupture de circuit sur tous les canaux.

3.13.2.7 Supervision de la valeur de limite

La fonction de supervision de la valeur de limite indique si la valeur mesurée de AI_INST# est supérieure ou inférieure aux limites définies. Tous les canaux de mesure ont une fonction de supervision de la valeur de limite. La valeur mesurée contient les informations de plage correspondantes AI_RANGE# et est comprise dans la plage de 0 à 4 :

- 0 : « normal »
- 1 : « haut »
- 2 : « bas »
- 3 : « haut-haut »
- 4 : « bas-bas »

Les informations de plage changent et les nouvelles valeurs sont transmises.

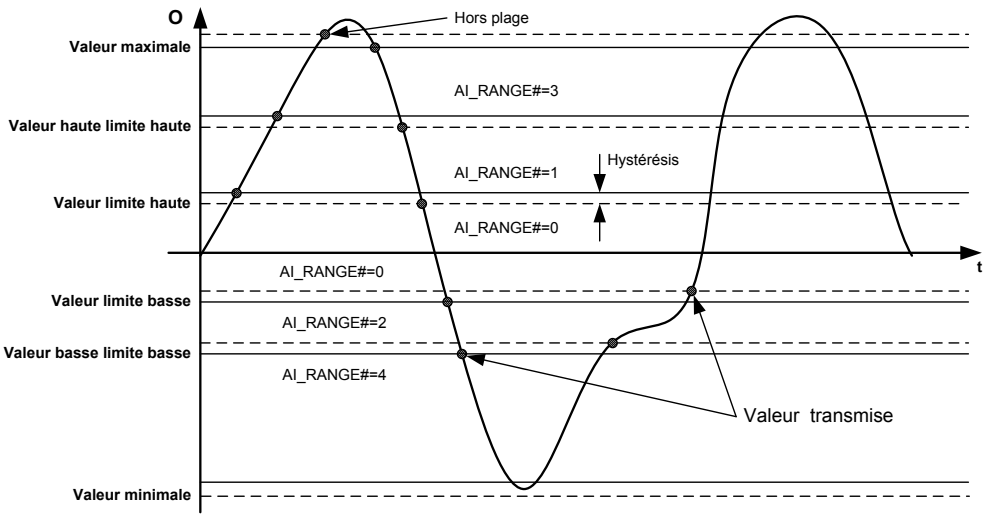


Figure 35: Supervision de la valeur de limite pour RTD

Les informations de plage de « Limite haute-haute » et « Limite basse-basse » sont combinées à partir de tous les canaux de mesure pour produire la sortie booléenne ALARM. Les informations de plage de « Limite haute » et « Limite basse » sont combinées à partir de tous les canaux de mesure pour produire la sortie booléenne WARNING.

Tableau 54: Paramètres pour la supervision de la valeur de limite d'entrée analogique de RTD

Fonction	Paramètres pour la supervision de la valeur de limite	
Entrée analogique RTD	Hors plage	Valeur maximale
	Limite haute haute	Valeur limite haute haute
	Limite haute	Valeur limite haute
	Limite basse	Valeur limite basse
	Limite basse basse	Valeur limite basse basse
	Hors plage	Valeur minimale

Lorsque la valeur mesurée dépasse soit le paramètre *Valeur maximale*, soit le paramètre *Valeur minimale*, la qualité correspondante est définie sur Hors plage et une valeur maximale ou minimale est affichée lorsque la valeur mesurée excède l'hystérésis ajoutée, respectivement. L'hystérésis est ajoutée à la valeur extrême de la limite de plage pour permettre à la mesure de dépasser légèrement la valeur limite avant qu'elle ne soit considérée hors plage.

3.13.2.8 Supervision de la bande morte

Chaque entrée a une supervision indépendante de la bande morte. La fonction de supervision de la bande morte transmet la valeur mesurée en fonction des changements intégrés sur une période de temps.

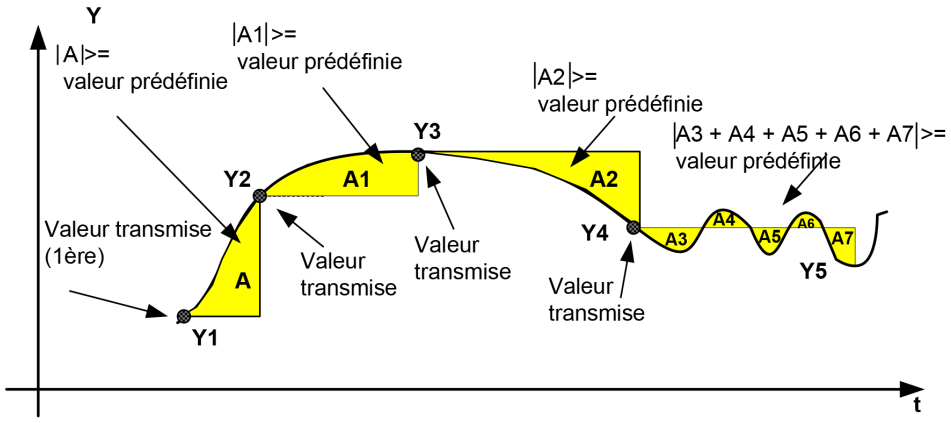


Figure 36: Supervision de la bande morte intégrale

La valeur de bande morte utilisée dans le calcul intégral est configurée avec le paramètre *Value deadband* (Valeur de bande morte). La valeur représente le pourcentage de la différence entre les limites maximale et minimale en unités de 0,001 % * secondes. Le délai de transmission des algorithmes intégraux en secondes est calculé avec la formule :

$$t(s) = \frac{\text{Valeur maximale - Valeur minimale} \cdot \frac{\text{bande morte}}{100000}\ s}{\Delta Y}$$

(Équation 3)

Exemple de supervision de la bande morte d'entrée analogique de RTD

Le capteur de température Pt100 est utilisé dans la plage de températures de 15...180 °C. L'unité de mesure *Value unit* « Degrés Celsius » est utilisée et les valeurs de consigne *Value minimum* et *Value maximum* sont définies sur 15 et 180, respectivement.

Valeur de bande morte = 7 500 (7,5 % de la plage de mesure totale 165)

AI_VAL# = AI_DB# = 85

Si AI_VAL# passe à 90, le délai de transmission est :

$$t(s) = \frac{(180°C - 15°C) \cdot \frac{7500\,\%s}{100000}\,s}{90°C - 85°C} \approx 2.5s$$

(Équation 4)

Tableau 55: Paramètres pour la supervision de la bande morte analogique de RTD

Fonction	Paramètre	Maximum/minimum (=plage)
Entrée analogique RTD	Valeur de bande morte	Valeur maximale / Valeur minimale (=20 000)

Étant donné que la fonction peut être utilisée dans différents modes de mesure, les valeurs par défaut sont définies sur les extrêmes ; ainsi, il est très important de définir les valeurs limites correctes en fonction de l'application pour que la supervision de la bande morte fonctionne correctement.

3.13.2.9 Température contre résistance RTD

Tableau 56: Température contre résistance

Temp. °C	Platinum TCR 0.00385		Nickel TCR 0.00618			Cuivre TCR 0.00427
	Pt 100	Pt 250	Ni 100	Ni 120	Ni 250	Cu 10
-40	84,27	210,675	79,1	94,92	197,75	7,49
-30	88,22	220,55	84,1	100,92	210,25	-
-20	92,16	230,4	89,3	107,16	223,25	8,263
-10	96,09	240,225	94,6	113,52	236,5	-
0	100	250	100	120	250	9,035
10	103,9	259,75	105,6	126,72	264	-
20	107,79	269,475	111,2	133,44	278	9,807
30	111,67	279,175	117,1	140,52	292,75	-
40	115,54	288,85	123	147,6	307,5	10,58

Suite du tableau à la page suivante

Temp. °C	Platinum TCR 0.00385		Nickel TCR 0.00618			Cuivre TCR 0.00427
	Pt 100	Pt 250	Ni 100	Ni 120	Ni 250	Cu 10
50	119,4	298,5	129,1	154,92	322,75	-
60	123,24	308,1	135,3	162,36	338,25	11,352
70	127,07	317,675	141,7	170,04	354,25	-
80	130,89	327,225	148,3	177,96	370,75	12,124
90	134,7	336,75	154,9	185,88	387,25	-
100	138,5	346,25	161,8	194,16	404,5	12,897
120	146,06	365,15	176	211,2	440	13,669
140	153,58	383,95	190,9	229,08	477,25	14,442
150	-	-	198,6	238,32	496,5	-
160	161,04	402,6	206,6	247,92	516,5	15,217
180	168,46	421,15	223,2	267,84	558	-
200	175,84	439,6	240,7	288,84	601,75	-

3.13.2.10 Connexion d'entrée RTD/mA

Les entrées RTD peuvent être utilisées avec un raccordement à 2 ou 3 fils avec une masse commune. Dans le cas d'un raccordement à 3 fils, il est important que les trois fils reliant le capteur soient symétriques, c'est-à-dire que les fils soient de même type et de même longueur. Ainsi, la résistance des fils est automatiquement compensée.

Dans le cas d'un raccordement à 2 fils, la résistance du fil n'est pas compensée. Ce schéma peut être adopté lorsque la résistance du fil est négligeable par rapport à la résistance RTD ou lorsque l'erreur ainsi introduite est acceptable pour l'application dans laquelle elle est utilisée.

3.13.2.11 Variantes de carte RTD/mA

Les variantes des cartes RTD disponibles sont 6RTD/2mA et 2RTD/1mA. Les fonctionnalités sont similaires sur les deux cartes.

Les variantes des cartes RTD disponibles sont 6RTD/2mA et 2RTD/1mA, avec capacité RTD. Les fonctionnalités sont similaires sur les deux cartes.

Carte 6RTD/2mA

Cette carte accepte des entrées de 2 mA et six entrées pour les sondes RTD. Les entrées 1 et 2 sont utilisées pour mesurer le courant, tandis que les entrées 3 à 8 sont utilisées pour mesurer les signaux de type résistance.

Connexion des entrées RTD/mA

Les sondes de résistance et température peuvent être connectées à la carte 6RTD/2mA selon une liaison à 3 fils et 2 fils.

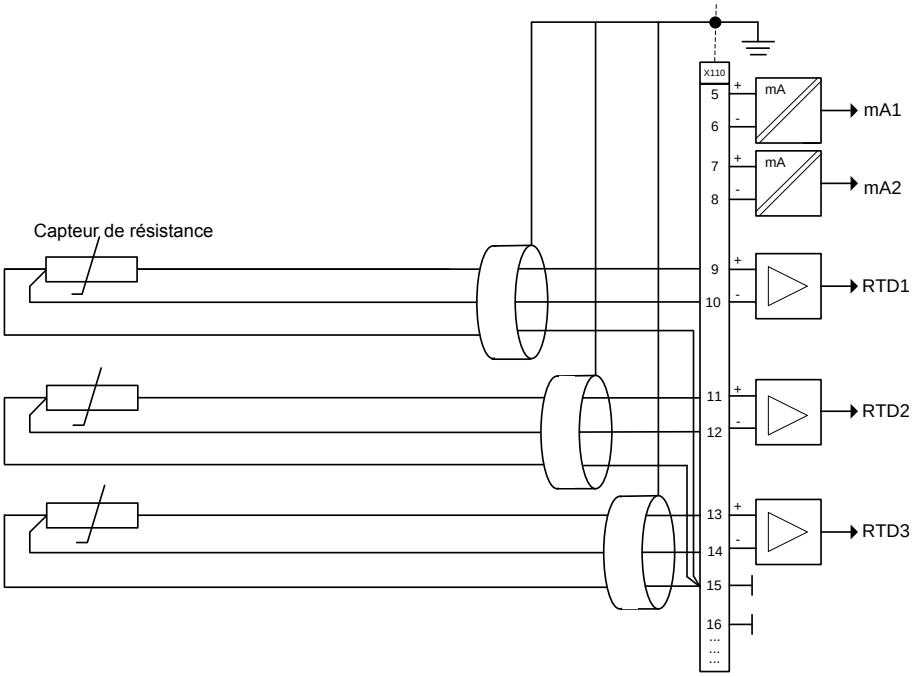


Figure 37: Trois sondes RTD et deux sondes de résistance connectées avec une liaison à 3 fils pour la carte 6RTD/2mA

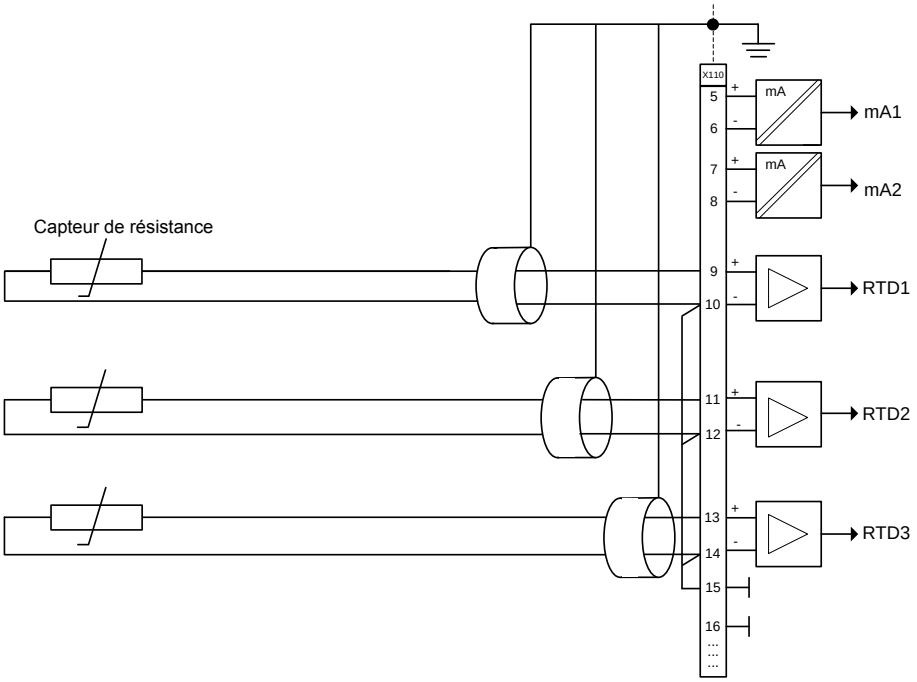


Figure 38: Trois sondes RTD et deux sondes de résistance connectées avec une liaison à 2 fils pour la carte 6RTD/2mA

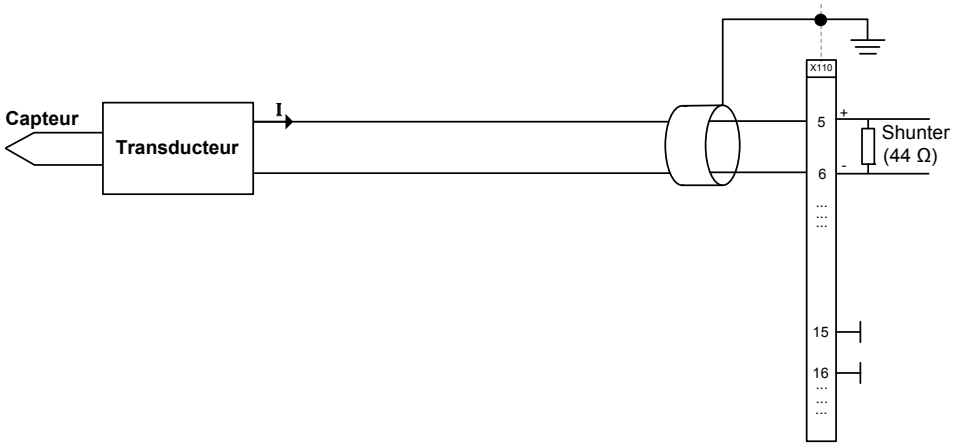


Figure 39: Connexion du câblage mA pour la carte 6RTD/2mA

Carte 2RTD/1mA

Ce type de carte accepte une entrée en milliampères, deux entrées de capteurs RTD et cinq entrées de TT. L'entrée 1 est attribuée aux mesures de courant, les entrées 2 et 3 sont pour les capteurs RTD et les entrées 4 à 8 sont utilisées pour mesurer les données d'entrée du TT.

La carte 2RTD/1mA/3SO a une entrée en milliampères, deux entrées de capteurs RTD et trois sorties de signaux. L'entrée 1 est attribuée aux mesures de courant, les entrées 2 et 3 sont pour les capteurs RTD et les sorties 4, 5 et 6 sont utilisées pour les sorties de signaux.

Raccordements de l'entrée RTD/mA

Voici des exemples de raccordements à 3 fils et 2 fils des capteurs de résistance et de température à la carte 2RTD/1mA :



Figure 40: Deux capteurs RTD et de résistance connectés selon le raccordement à 3 fils pour la carte RTD/mA

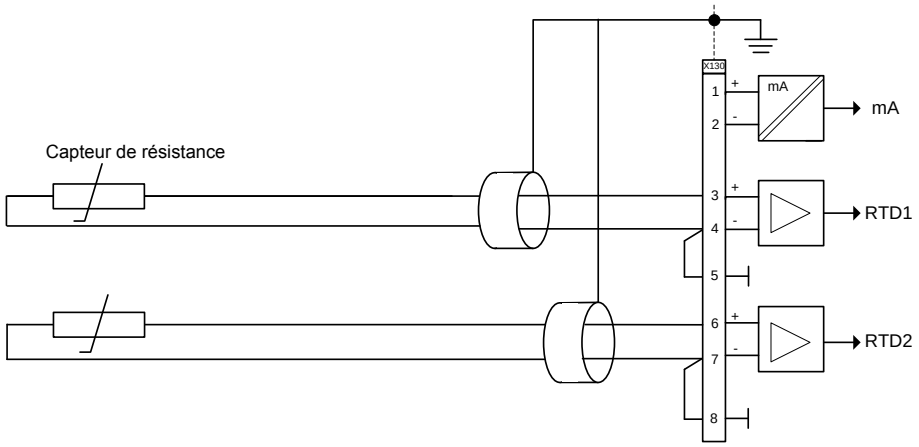


Figure 41: Deux capteurs RTD et de résistance connectés selon le raccordement à 2 fils pour la carte RTD/mA

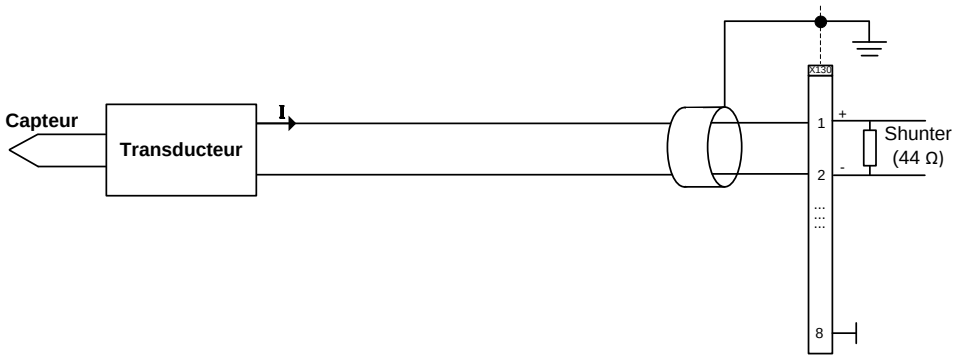


Figure 42: Raccordement du câblage mA pour la carte RTD/mA

3.13.3 Signaux

Tableau 57: Signaux de sortie analogique 6RTD/2mA

Nom	Type	Description
ALARM	BOOLÉEN	Alarme générale
WARNING	BOOLÉEN	Avertissement général
AI_VAL1	FLOAT32	Entrée mA, connecteurs 1-2, valeur instantanée
AI_VAL2	FLOAT32	Entrée mA, connecteurs 3-4, valeur instantanée
AI_VAL3	FLOAT32	Entrée RTD, connecteurs 5-6-11c, valeur instantanée
AI_VAL4	FLOAT32	Entrée RTD, connecteurs 7-8-11c, valeur instantanée
Suite du tableau à la page suivante		

Nom	Type	Description
AI_VAL5	FLOAT32	Entrée RTD, connecteurs 9-10-11c, valeur instantanée
AI_VAL6	FLOAT32	Entrée RTD, connecteurs 13-14-12c, valeur instantanée
AI_VAL7	FLOAT32	Entrée RTD, connecteurs 15-16-12c, valeur instantanée
AI_VAL8	FLOAT32	Entrée RTD, connecteurs 17-18-12c, valeur instantanée

Tableau 58: Signaux de sortie analogique 2RTD/1mA

Nom	Type	Description
ALARM	BOOLÉEN	Alarme générale
WARNING	BOOLÉEN	Avertissement général
AI_VAL1	FLOAT32	Entrée mA, connecteurs 1-2, valeur instantanée
AI_VAL2	FLOAT32	Entrée RTD, connecteurs 3-5, valeur instantanée
AI_VAL3	FLOAT32	Entrée RTD, connecteurs 6-8, valeur instantanée

3.13.4 Réglages

Tableau 59: Paramètres d'entrée RTD

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Mode d'entrée	1 = Non utilisé 2 = Résistance 10 = Pt100 11 = Pt250 20 = Ni100 21 = Ni120 22 = Ni250 30 = Cu10			1 = Non utilisé	Mode d'entrée analogique
Entrée maximum	0...2000	Ω	1	2000	Valeur d'entrée analogique maximale pour mA ou mise à l'échelle de la résistance
Entrée minimum	0...2000	Ω	1	0	Valeur d'entrée analogique minimale pour mA ou mise à l'échelle de la résistance
Unité de valeur	1 = Sans dimension (Dimensionless) 5 = Ampère 23 = Degré Celsius 30 = Ohm			1 = Sans dimension (Dimensionless)	Unité sélectionnée pour le format de valeur de sortie
Valeur maximale	-10000,0...10000,0		1	10000,0	Valeur de sortie maximale pour mise à l'échelle et supervision
Valeur minimale	-10000,0...10000,0		1	-10000,0	Valeur de sortie minimale pour mise à l'échelle et supervision
Valeur limite haute haute	-10000,0...10000,0		1	10000,0	Limite alarme haute de sortie pour supervision
Valeur limite haute	-10000,0...10000,0		1	10000,0	Limite avertissement haute de valeur de sortie pour supervision

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur limite basse	-10000,0...10000,0		1	-10000,0	Limite avertissement basse de valeur de sortie pour supervision
Valeur limite basse basse	-10000,0...10000,0		1	-10000,0	Limite alarme basse de valeur de sortie pour supervision
Valeur de bande morte	100...100000		1	1000	Valeur de configuration de la bande morte pour calcul intégral. (pourcentage de la différence entre les valeurs min et max en tant que 0,001 % s)

Tableau 60: Paramètres d'entrée mA

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Mode d'entrée	1 = Non utilisé 5 = 0..20mA			1 = Non utilisé	Mode d'entrée analogique
Entrée maximum	0...20	mA	1	20	Valeur d'entrée analogique maximale pour mA ou mise à l'échelle de la résistance
Entrée minimum	0...20	mA	1	0	Valeur d'entrée analogique minimale pour mA ou mise à l'échelle de la résistance
Unité de valeur	1 = Sans dimension (Dimensionless) 5 = Ampère 23 = Degré Celsius 30 = Ohm			1 = Sans dimension (Dimensionless)	Unité sélectionnée pour le format de valeur de sortie
Valeur maximale	-10000,0...10000,0		1	10000,0	Valeur de sortie maximale pour mise à l'échelle et supervision
Valeur minimale	-10000,0...10000,0		1	-10000,0	Valeur de sortie minimale pour mise à l'échelle et supervision
Valeur limite haute haute	-10000,0...10000,0		1	10000,0	Limite alarme haute de sortie pour supervision
Valeur limite haute	-10000,0...10000,0		1	10000,0	Limite avertissement haute de valeur de sortie pour supervision
Valeur limite basse	-10000,0...10000,0		1	-10000,0	Limite avertissement basse de valeur de sortie pour supervision
Valeur limite basse basse	-10000,0...10000,0		1	-10000,0	Limite alarme basse de valeur de sortie pour supervision
Valeur de bande morte	100...100000		1	1000	Valeur de configuration de la bande morte pour calcul intégral. (pourcentage de la différence entre les valeurs min et max en tant que 0,001 % s)

3.13.5 Données surveillées

Tableau 61: Données surveillées 6RTD/2mA

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
AI_DB1	FLOAT32	-10000,0...10000 ,0		Entrée mA, connecteurs 1-2, valeur transmise
AI_RANGE1	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Entrée mA, connecteurs 1-2, plage
AI_DB2	FLOAT32	-10000,0...10000 ,0		Entrée mA, connecteurs 3-4, valeur transmise
AI_RANGE2	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Entrée mA, connecteurs 3-4, plage
AI_DB3	FLOAT32	-10000,0...10000 ,0		Entrée RTD, connecteurs 5-6-11c, valeur transmise
AI_RANGE3	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Entrée RTD, connecteurs 5-6-11c, plage
AI_DB4	FLOAT32	-10000,0...10000 ,0		Entrée RTD, connecteurs 7-8-11c, valeur transmise
AI_RANGE4	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Entrée RTD, connecteurs 7-8-11c, plage
AI_DB5	FLOAT32	-10000,0...10000 ,0		Entrée RTD, connecteurs 9-10-11c, valeur transmise
AI_RANGE5	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Entrée RTD, connecteurs 9-10-11c, plage
AI_DB6	FLOAT32	-10000,0...10000 ,0		Entrée RTD, connecteurs 13-14-12c, valeur transmise
AI_RANGE6	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Entrée RTD, connecteurs 13-14-12c, plage
AI_DB7	FLOAT32	-10000,0...10000 ,0		Entrée RTD, connecteurs 15-16-12c, valeur transmise

Suite du tableau à la page suivante

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
AI_RANGE7	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Entrée RTD, connecteurs 15-16-12c, plage
AI_DB8	FLOAT32	-10000,0...10000,0		Entrée RTD, connecteurs 17-18-12c, valeur transmise
AI_RANGE8	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Entrée RTD, connecteurs 17-18-12c, plage

Tableau 62: Données surveillées 2RTD/1mA

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
AI_DB1	FLOAT32	-10000,0 à 10000,0		Entrée mA, connecteurs 1-2, valeur transmise
AI_RANGE1	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Entrée mA, connecteurs 1-2, plage
AI_DB2	FLOAT32	-10000,0 à 10000,0		Entrée RTD, connecteurs 3-5, valeur transmise
AI_RANGE2	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Entrée RTD, plage de connecteurs 3-5
AI_DB3	FLOAT32	-10000,0 à 10000,0		Entrée RTD, connecteurs 6-8, valeur transmise
AI_RANGE3	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Entrée RTD, plage de connecteurs 6-8

3.14 Blocs fonctionnels SMV

Les blocs fonctionnels SMV sont utilisés dans les applications de bus procédé avec l’envoi des valeurs échantillonnées des tensions et courants analogiques, et avec la réception des valeurs échantillonnées de tensions.

3.14.1 SMVSENDER pour l'envoi de valeurs échantillonnées CEI 61850-9-2 LE

3.14.1.1 Fonctionnalités

Le bloc fonctionnel SMVSENDER est utilisé pour activer la fonctionnalité d'envoi SMV. Il ajoute/annule le blocage de contrôle de la valeur échantillonnée et l'ensemble de données associé vers/depuis la configuration du dispositif émetteur. Il ne dispose d'aucun signal d'entrée ou de sortie.

Le bloc SMVSENDER peut être désactivé en réglant le paramètre *Operation* sur « Off ». Si le bloc SMVSENDER est désactivé à partir de l'IHML, il ne peut être activé que depuis l'IHML. Une fois désactivé, l'envoi des valeurs des échantillons est désactivé.

3.14.1.2 Paramètres

Tableau 63: Paramètres SMVSENDER

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Fonctionnement

3.14.2 SMVRCV pour la réception de valeurs échantillonnées CEI 61850-9-2 LE

3.14.2.1 Bloc fonctionnel

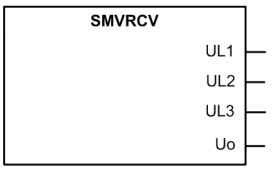


Figure 43: Bloc fonctionnel

3.14.2.2 Fonctionnalités

Le bloc fonctionnel SMVRCV est utilisé pour activer la fonctionnalité de réception SMV.

3.14.2.3 Signaux

Tableau 64: Signaux de sortie SMVRCV

Nom	Type	Description
UL1	INT32-UL1	Tension monophasée selon norme CEI 61850-9-2
UL2	INT32-UL2	Tension monophasée selon norme CEI 61850-9-2
UL3	INT32-UL3	Tension triphasée selon norme CEI 61850-9-2
U0	INT32-Uo	Tension résiduelle selon norme CEI 61850-9-2

3.14.3 Bloc fonctionnel ULTVTR

3.14.3.1 Bloc fonctionnel

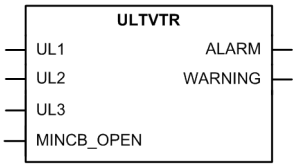


Figure 44: Bloc fonctionnel

3.14.3.2 Fonctionnalités

La fonction ULTVTR est utilisée dans l'application de réception pour assurer la supervision des valeurs échantillonnées, et connecter les entrées de tension de phase analogique reçues à l'application. La précision de la synchronisation, les retards de transfert des trames des valeurs échantillonnées, et les trames manquantes sont placées sous supervision.

La durée de fonctionnement typique additionnelle est de +2 ms pour toutes les fonctions de l'application de réception (échantillons distants ou locaux) si la fonction SMV est utilisée.

3.14.3.3 Principe de fonctionnement

La sortie `ALARM` du récepteur est activée si la précision de synchronisation de l'émetteur ou du récepteur est inconnue ou inférieure à 100 ms. La sortie est maintenue pendant 10 secondes après le retour de la précision de synchronisation dans ses limites.

La sortie ALARM s'active lorsqu'au moins deux trames SMV consécutives sont perdues ou en retard. La perte d'une seule trame est corrigée avec un programme de maintien d'ordre zéro. L'effet sur la protection est considéré comme négligeable et les sorties WARNING ou ALARM ne sont pas activées. La sortie est maintenue pendant 10 secondes après le retour des conditions à la normale.

Le paramètre *SMV Max Delay* (Retard max. SMV) définit la durée pendant laquelle le récepteur attend les trames SMV avant d'activer la sortie ALARM. Ce paramètre est accessible via **Configuration/System/Common** (Configuration > Système > Commun). L'attente des trames SMV retarde également les mesures locales du récepteur pour les maintenir alignées correctement dans le temps. Les valeurs de *SMV Max Delay* (Retard max. SMV) incluent les temps d'échantillonnage, de traitement et de propagation dans le réseau.

Le signal d'entrée MINCB_OPEN est supposé être connecté via une entrée binaire d'IED au contact auxiliaire NC du disjoncteur miniature qui protège le circuit secondaire VT. Le signal MINCB_OPEN règle le signal de sortie FUSEF_U pour bloquer toutes les fonctions liées à la tension lorsque le MCB est à l'état ouvert.

La sortie WARNING du récepteur est activée si la précision de synchronisation de l'émetteur ou du récepteur est inférieure à 4 µs. La sortie est maintenue pendant 10 secondes après le retour de la précision de synchronisation dans ses limites.

La sortie WARNING est toujours active en interne lorsque la sortie ALARM est active.

Le récepteur active les sorties WARNING et ALARM si l'un des bits de qualité, à l'exception du bit dérivé, est activé. Lorsque le récepteur est en mode test, il accepte les trames SMV avec bit de test sans activer les sorties WARNING et ALARM.

3.14.3.4 Signaux

Tableau 65: Signaux d'entrée ULTVTR

Nom	Type	Par défaut	Description
UL1	INT32-UL1	0	Tension monophasée selon norme CEI 61850-9-2
UL2	INT32-UL2	0	Tension monophasée selon norme CEI 61850-9-2
UL3	INT32-UL3	0	Tension triphasée selon norme CEI 61850-9-2
MINCB_OPEN	BOOLÉEN	0 = Faux	Actif lorsque le MCB externe ouvre le circuit de tension protégé

Tableau 66: Signaux de sortie ULTVTR

Nom	Type	Description
ALARM	BOOLÉEN	Alarme
WARNING	BOOLÉEN	Avertissement

3.14.3.5 Paramètres

Tableau 67: Paramètres de non-groupe ULTVTR (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Tension primaire	0,100...440,000	kV	0,001	20,000	Tension nominale primaire
Tension secondaire	60...210	V	1	100	Tension nominale secondaire
Connexion VT	1=Wye 2=Delta 3 = U12 4 = UL1			2=Delta	Connexion de la mesure de la tension du transducteur
Amplitude Corr A	0,9000...1,1000		0,0001	1,0000	Correction de l'amplitude du phaseur de tension de la phase A d'un transformateur de tension externe
Amplitude Corr B	0,9000...1,1000		0,0001	1,0000	Correction de l'amplitude du phaseur de tension de la phase B d'un transformateur de tension externe
Amplitude Corr C	0,9000...1,1000		0,0001	1,0000	Correction de l'amplitude du phaseur de tension de la phase C d'un transformateur de tension externe
Rapport de division	1000...20000		1	10000	Rapport de division du capteur de tension
Type d'entrée tension	1=Transformateur de tension 3 = Capteur CVD			1=Transformateur de tension	Type d'entrée tension
Angle Corr A	-20,0000...20,0000	°	0,0001	0,0000	Correction de l'angle du phaseur de tension de la phase A d'un transformateur de tension externe
Angle Corr B	-20,0000...20,0000	°	0,0001	0,0000	Correction de l'angle du phaseur de tension de la phase B d'un transformateur de tension externe
Angle Corr C	-20,0000...20,0000	°	0,0001	0,0000	Correction de l'angle du phaseur de tension de la phase A d'un transformateur de tension externe

3.14.3.6 Données surveillées

Les données surveillées sont présentes à trois emplacements.

- **Monitoring/I/O status/Analog inputs**
- **Monitoring/IED status/SMV traffic**
- **Monitoring/IED status/SMV accuracy**

3.14.4 Bloc fonctionnel RESTVTR

3.14.4.1 Bloc fonctionnel



Figure 45: Bloc fonctionnel

3.14.4.2 Fonctionnalités

La fonction RESTVTR est utilisée dans l'application récepteur pour réaliser la supervision des valeurs de la tension résiduelle analogique, et connecter la tension résiduelle analogique transmise à l'application. La précision de la synchronisation, les retards de transfert des trames des valeurs échantillonnées, et les trames manquantes sont placées sous supervision.

La durée de fonctionnement typique additionnelle est de +2 ms pour toutes les fonctions de l'application de réception (échantillons distants ou locaux) si la fonction SMV est utilisée.

3.14.4.3 Principe de fonctionnement

La sortie ALARM du récepteur est activée si la précision de synchronisation de l'émetteur ou du récepteur est inconnue ou inférieure à 100 ms. La sortie est maintenue pendant 10 secondes après le retour de la précision de synchronisation dans ses limites.

La sortie ALARM s'active lorsqu'au moins deux trames SMV consécutives sont perdues ou en retard. La perte d'une seule trame est corrigée avec un schéma de maintien d'ordre zéro. Dans ce cas, l'effet sur la protection est considéré comme négligeable et les sorties WARNING ou ALARM ne sont pas activées. La sortie est maintenue pendant 10 secondes après le retour des conditions à la normale.

Le paramètre *SMV Max Delay* (Retard SMV max.) définit la durée pendant laquelle le récepteur attend les trames SMV avant d'activer la sortie ALARM. Ce paramètre est accessible via **Configuration/System/Common**. L'attente des trames SMV retarde également les mesures locales du récepteur pour les maintenir alignées correctement dans le temps. Les valeurs *SMV Max Delay* incluent les temps d'échantillonnage, de traitement et de propagation dans le réseau.

La sortie WARNING du récepteur est activée si la précision de synchronisation de l'émetteur ou du récepteur est inférieure à 4 µs. La sortie est maintenue pendant 10 secondes après le retour de la précision de synchronisation dans ses limites.

La sortie WARNING est toujours active en interne lorsque la sortie ALARM est active.

3.14.4.4 Signaux

Tableau 68: Signaux d'entrée RESTVTR

Nom	Type	Par défaut	Description
Uo	INT32-UL0	0	Tension résiduelle selon norme CEI 61850-9-2

Tableau 69: Signaux de sortie RESTVTR

Nom	Type	Description
ALARM	BOOLÉEN	Alarme
WARNING	BOOLÉEN	Avertissement

3.14.4.5 Paramètres

Tableau 70: Paramètres de non-groupe RESTVTR (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Tension primaire	0,100 à 440,000	kV	0,001	11,547	Tension primaire
Tension secondaire	60...210	V	1	100	Tension secondaire
Amplitude Corr	0,9000 à 1,1000		0,0001	1,0000	Correction de l'amplitude
Angle correction	-20,0000 à 20,0000	°	0,0001	0,0000	Facteur de correction de l'angle

3.14.4.6 Données surveillées

Les données surveillées sont présentes à trois emplacements.

- **Monitoring/I/O status/Analog inputs**
- **Monitoring/IED status/SMV traffic**
- **Monitoring/IED status/SMV accuracy**

3.15 Blocs fonctionnels GOOSE

Les blocs fonctionnels GOOSE sont utilisés pour connecter les données GOOSE entrantes à l'application. Ils prennent en charge les types de données BOOLÉEN, Dbpos, Enum, FLOAT32, INT8 et INT32.

Signaux communs

La sortie VALID indique la validité des données GOOSE reçues, ce qui signifie en cas de données valides, que la communication GOOSE fonctionne et que les bits de

qualité des données reçues (si configurés) indiquent des données de processus correctes. Un état non valide est entraîné soit par des bits de qualité de données incorrectes, soit par une défaillance de la communication GOOSE. Voir le guide d'ingénierie de la norme CEI 61850 pour plus d'informations.

La sortie OUT transmet la valeur GOOSE reçue pour l'application. La valeur par défaut (0) est utilisée si la sortie VALID indique un état non valide. L'entrée IN est définie dans la configuration GOOSE et est toujours visible sur la page SMT.

Paramètres

Les blocs fonctionnels GOOSE n'ont pas de paramètres disponibles dans l'IHML ou PCM600.

3.15.1 Bloc fonctionnel GOOSERCV_BIN

3.15.1.1 Bloc fonctionnel

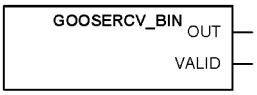


Figure 46: Bloc fonctionnel

3.15.1.2 Fonctionnalités

La fonction GOOSERCV_BIN est utilisée pour connecter les entrées binaires GOOSE à l'application.

3.15.1.3 Signaux

Tableau 71: Signaux de sortie GOOSERCV_BIN

Nom	Type	Description
OUT	BOOLÉEN	Signal de sortie
VALID	BOOLÉEN	Signal de sortie

3.15.2 Bloc fonctionnel GOOSERCV_DP

3.15.2.1 Bloc fonctionnel

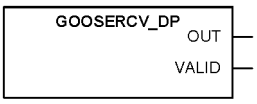


Figure 47: Bloc fonctionnel

3.15.2.2 Fonctionnalités

La fonction GOOSERCV_DP est utilisée pour connecter les entrées binaires doubles GOOSE à l'application.

3.15.2.3 Signaux

Tableau 72: Signaux de sortie GOOSERCV_DP

Nom	Type	Description
OUT	Dbpos	Signal de sortie
VALID	BOOLÉEN	Signal de sortie

3.15.3 Bloc fonctionnel GOOSERCV_MV

3.15.3.1 Bloc fonctionnel

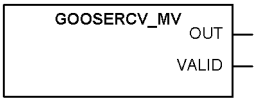


Figure 48: Bloc fonctionnel

3.15.3.2 Fonctionnalités

La fonction GOOSERCV_MV est utilisée pour connecter les entrées de valeur mesurées GOOSE à l'application.

3.15.3.3 Signaux

Tableau 73: Signaux de sortie GOOSERCV_MV

Nom	Type	Description
OUT	FLOAT32	Signal de sortie
VALID	BOOLÉEN	Signal de sortie

3.15.4 Bloc fonctionnel GOOSERCV_INT8

3.15.4.1 Bloc fonctionnel

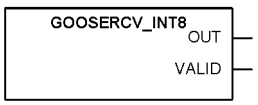


Figure 49: Bloc fonctionnel

3.15.4.2 Fonctionnalités

La fonction GOOSERCV_INT8 est utilisé pour connecter les entrées entières GOOSE 8 bits à l'application.

3.15.4.3 Signaux

Tableau 74: Signaux de sortie GOOSERCV_INT8

Nom	Type	Description
OUT	INT8	Signal de sortie
VALID	BOOLÉEN	Signal de sortie

3.15.5 Bloc fonctionnel GOOSERCV_INTL

3.15.5.1 Bloc fonctionnel

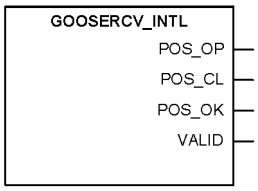


Figure 50: Bloc fonctionnel

3.15.5.2 Fonctionnalités

La fonction GOOSERCV_INTL est utilisée pour connecter l'entrée double binaire GOOSE à l'application et aux signaux de position d'extraction binaires simples provenant du signal de position binaire double.

Le signal de sortie OP indique que la position est ouverte. La valeur par défaut (0) est utilisée si la sortie VALID indique un état non valide.

Le signal de sortie CL indique que la position est fermée. La valeur par défaut (0) est utilisée si la sortie VALID indique un état non valide.

Le signal de sortie OK indique que la la position n'est ni en défaut, ni en état intermédiaire. La valeur par défaut (0) est utilisée si la sortie VALID indique un état non valide.

3.15.5.3 Signaux

Tableau 75: Signaux de sortie GOOSERCV_INTL

Nom	Type	Description
POS_OP	BOOLÉEN	Signal de sortie de position ouverte
POS_CL	BOOLÉEN	Signal de sortie de position fermée
POS_OK	BOOLÉEN	Signal de sortie de position OK
VALID	BOOLÉEN	Signal de sortie

3.15.6 Bloc fonctionnel GOOSERCV_CMV

3.15.6.1 Bloc fonctionnel

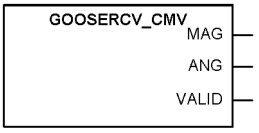


Figure 51: Bloc fonctionnel

3.15.6.2 Fonctionnalités

La fonction GOOSERCV_CMV est utilisée pour connecter les entrées de valeur de mesure GOOSE à l'application. Les entrées MAG_IN (amplitude) et ANG_IN (angle) sont définies dans la configuration GOOSE (PCM600).

La sortie MAG transmet la valeur GOOSE reçue (amplitude) pour l'application. La valeur par défaut (0) est utilisée si la sortie VALID indique un état non valide.

La sortie MAG transmet la valeur GOOSE reçue (angle) pour l'application. La valeur par défaut (0) est utilisée si la sortie VALID indique un état non valide.

3.15.6.3 Signaux

Tableau 76: Signaux de sortie GOOSERCV_CMV

Nom	Type	Description
MAG	FLOAT32	Signal de sortie (amplitude)
ANG	FLOAT32	Signal de sortie (angle)
VALID	BOOLÉEN	Signal de sortie

3.15.7 Bloc fonctionnel GOOSERCV_ENUM

3.15.7.1 Bloc fonctionnel

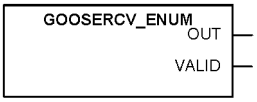


Figure 52: Bloc fonctionnel

3.15.7.2 Fonctionnalités

Le bloc fonctionnel GOOSERCV_ENUM est utilisé pour connecter les entrées à énumérateur GOOSE à l'application.

3.15.7.3 Signaux

Tableau 77: Signaux de sortie GOOSERCV_ENUM

Nom	Type	Description
OUT	Enum	Signal de sortie
VALID	BOOLÉEN	Signal de sortie

3.15.8 Bloc fonctionnel GOOSERCV_INT32

3.15.8.1 Bloc fonctionnel

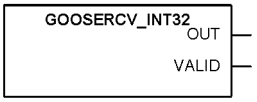


Figure 53: Bloc fonctionnel

3.15.8.2 Fonctionnalités

Le bloc fonctionnel GOOSERCV_INT32 est utilisé pour connecter les entrées entières GOOSE 32 bits à l'application.

3.15.8.3 Signaux

Tableau 78: Signaux de sortie GOOSERCV_INT32

Nom	Type	Description
OUT	INT32	Signal de sortie
VALID	BOOLÉEN	Signal de sortie

3.16 Blocs fonctionnels de type conversion

3.16.1 Bloc fonctionnel QTY_GOOD

3.16.1.1 Bloc fonctionnel

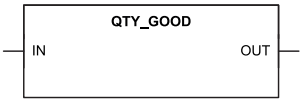


Figure 54: Bloc fonctionnel

3.16.1.2 Fonctionnalités

Le bloc fonctionnel QTY_GOOD évalue les bits qualités du signal d'entrée, et le transmet à l'application sous forme de signal booléen.

L'entrée IN peut être connectée à n'importe quel signal d'application logique (sortie de fonction logique, entrée binaire, sortie de fonction d'application ou signal GOOSE reçu). En raison de la propagation de bits qualité de logique d'application, chaque signal (simple et même combiné) dispose d'une qualité qui peut être évaluée.

La sortie `OUT` indique la bonne qualité pour le signal d'entrée. Les signaux d'entrée ne disposant pas de bits qualité définis ou pour lesquels seuls le bit test est défini indiqueront un état de bonne qualité.

3.16.1.3 Signaux

Tableau 79: Signaux d'entrée QTY_GOOD

Nom	Type	Par défaut	Description
IN	N'importe lequel	0	Signal d'entrée

Tableau 80: Signaux de sortie QTY_GOOD

Nom	Type	Description
OUT	BOOLÉEN	Signal de sortie

3.16.2 Bloc fonctionnel QTY_BAD

3.16.2.1 Bloc fonctionnel

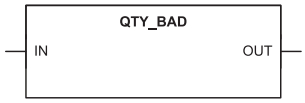


Figure 55: Bloc fonctionnel

3.16.2.2 Fonctionnalités

Le bloc fonctionnel QTY_BAD évalue les bits qualités du signal d'entrée, et le transmet à l'application sous forme de signal booléen.

L'entrée IN peut être connectée à n'importe quel signal d'application logique (sortie de fonction logique, entrée binaire, sortie de fonction d'application ou signal GOOSE reçu). En raison de la propagation de bits qualité de logique d'application, chaque signal (simple et même combiné) dispose d'une qualité qui peut être évaluée.

La sortie `OUT` indique la mauvaise qualité du signal d'entrée. Les signaux d'entrée disposant de bits autres qu'un ensemble de bits de test indiqueront un état de mauvaise qualité.

3.16.2.3 Signaux

Tableau 81: Signaux d'entrée QTY_BAD

Nom	Type	Par défaut	Description
IN	N'importe lequel	0	Signal d'entrée

Tableau 82: Signaux d'entrée QTY_BAD

Nom	Type	Description
OUT	BOOLÉEN	Signal de sortie

3.16.3 Bloc fonctionnel QTY_GOOSE_COMM

3.16.3.1 Bloc fonctionnel

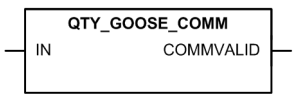


Figure 56: Bloc fonctionnel

3.16.3.2 Fonctionnalités

Le bloc fonctionnel QTY_GOOSE_COMM évalue l'état de communication du dispositif pair depuis les bits qualité du signal d'entrée, et le transmet à l'application sous forme de signal booléen.

Le signal d'entrée `IN` doit être connecté au signal `VALID` du bloc fonctionnel GOOSE.

La sortie `OUT` indique l'état de communication du bloc fonctionnel GOOSE. Lorsque cette entrée est à l'état « vrai » (1), la communication GOOSE est active. La valeur « faux » (0) indique l'expiration du délai de communication.

3.16.3.3 Signaux

Tableau 83: Signaux d'entrée QTY_GOOSE_COMM

Nom	Type	Par défaut	Description
IN	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée

Tableau 84: Signaux de sortie QTY_GOOSE_COMM

Nom	Type	Description
COMMVALID	BOOLÉEN	Signal de sortie

3.16.4 Bloc fonctionnel T_HEALTH

3.16.4.1 Bloc fonctionnel

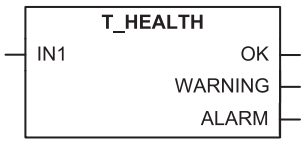


Figure 57: Bloc fonctionnel

3.16.4.2 Fonctionnalités

La fonction T_HEALTH évalue les données énumérées dans l'attribut de données « Health ». Ce bloc fonctionnel ne peut être utilisé qu'avec la fonction GOOSE.

L'entrée IN peut être connectée au bloc fonctionnel GOOSERCV_ENUM, qui reçoit l'attribut de données LD0.LLN0.Health.stVal envoyé par un autre dispositif.

Les sorties `OK`, `WARNING` et `ALARM` sont extraites depuis la valeur d'entrée énumérée. Seule une des sorties ne peut être active à la fois. Si le bloc fonctionnel

GOOSERCV_ENUM ne reçoit pas la valeur depuis le dispositif émetteur ou n'est pas valide, la valeur par défaut (0) est utilisée et le paramètre ALARM est activé dans le bloc fonctionnel T_HEALTH.

3.16.4.3 Signaux

Tableau 85: Signaux d'entrée T_HEALTH

Nom	Type	Par défaut	Description
IN1	N'importe lequel	0	Signal d'entrée

Tableau 86: Signaux de sortie T_HEALTH

Nom	Type	Description
OK	BOOLÉEN	Signal de sortie
WARNING	BOOLÉEN	Signal de sortie
ALARM	BOOLÉEN	Signal de sortie

3.16.5 Bloc fonctionnel T_F32_INT8

3.16.5.1 Bloc fonctionnel

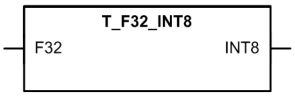


Figure 58: Bloc fonctionnel

3.16.5.2 Fonctionnalités

La fonction T_F32_INT8 permet de convertir des valeurs de type flottantes 32 bits en valeurs entières 8 bits. Le fonctionnement en arrondi est inclus. La valeur de sortie sature si la valeur d'entrée est inférieure à la valeur minimale ou supérieure à la valeur maximale. .

3.16.5.3 Signaux

Tableau 87: Signaux d'entrée T_F32_INT8

Nom	Type	Par défaut	Description
F32	FLOAT32	0,0	Signal d'entrée

Tableau 88: Signal de sortie T_F32_INT8

Nom	Type	Description
INT8	INT8	Signal de sortie

3.16.6 Bloc fonctionnel T_DIR

3.16.6.1 Bloc fonctionnel



Figure 59: Bloc fonctionnel

3.16.6.2 Fonctionnalités

La fonction T_DIR évalue les données énumérées de l'attribut de données FAULT_DIR des fonctions directionnelles. La fonction T_DIR ne peut être utilisée qu'avec la fonction GOOSE. L'entrée `DIR` peut être connectée au bloc fonctionnel GOOSERCV_ENUM, qui reçoit l'attribut de données LD0.<function>.Str.dirGeneral ou LD0.<function>.Dir.dirGeneral envoyé par un autre dispositif.

Si le bloc fonctionnel GOOSERCV_ENUM ne reçoit pas la valeur depuis le dispositif émetteur ou n'est pas valide, la valeur par défaut (0) est utilisée dans les sorties de fonction.

Les sorties `FWD` et `REV` sont extraites depuis la valeur d'entrée énumérée.

3.16.6.3 Signaux

Tableau 89: Signaux d'entrée T_DIR

Nom	Type	Par défaut	Description
DIR	Enum	0	Signal d'entrée

Tableau 90: Signaux de sortie T_DIR

Nom	Type	Par défaut	Description
FWD	BOOLÉEN	0	Sens avant
REV	BOOLÉEN	0	Sens arrière

3.16.7 Bloc fonctionnel T_TCMD

3.16.7.1 Bloc fonctionnel

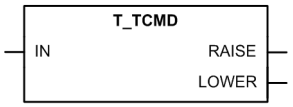


Figure 60: Bloc fonctionnel

3.16.7.2 Fonctionnalités

La fonction T_TCMD est utilisée pour convertir les signaux d'entrée énumérés en signaux de sortie booléens.

Tableau 91: Conversion énuméré -> booléen

IN	RAISE	LOWER
0	FAUX	FAUX
1	FAUX	VRAI
2	VRAI	FAUX
x	FAUX	FAUX

3.16.7.3 Signaux

Tableau 92: Signaux d'entrée T_TCMD

Nom	Type	Par défaut	Description
IN	Enum	0	Signal d'entrée

Tableau 93: Signaux de sortie T_TCMD

Nom	Type	Description
RAISE	BOOLÉEN	Commande d'élévation
PLUS BAS	BOOLÉEN	Commande d'abaissement

3.16.8 Bloc fonctionnel T_TCMD_BIN

3.16.8.1 Bloc fonctionnel

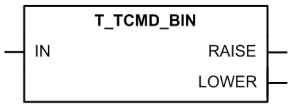


Figure 61: Bloc fonctionnel

3.16.8.2 Fonctionnalités

La fonction T_TCMD_BIN est utilisée pour convertir les signaux d'entrée entiers 32 bits en signaux de sortie booléens.

Tableau 94: Conversion entier -> booléen

IN	RAISE	LOWER
0	FAUX	FAUX
1	FAUX	VRAI
2	VRAI	FAUX
x	FAUX	FAUX

3.16.8.3 Signaux

Tableau 95: Signaux d'entrée T_TCMD_BIN

Nom	Type	Par défaut	Description
IN	INT32	0	Signal d'entrée

Tableau 96: Signaux de sortie T_TCMD_BIN

Nom	Type	Description
RAISE	BOOLÉEN	Commande d'élévation
PLUS BAS	BOOLÉEN	Commande d'abaissement

3.16.9 Bloc fonctionnel T_BIN_TCMD

3.16.9.1 Bloc fonctionnel

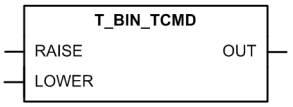


Figure 62: Bloc fonctionnel

3.16.9.2 Fonctionnalités

La fonction T_BIN_TCMD est utilisée pour convertir des signaux d'entrées booléens en signaux de sortie entiers 32 bits.

Tableau 97: Conversion booléen -> entier

PLUS HAUT	PLUS BAS	OUT
FAUX	FAUX	0
FAUX	VRAI	1
VRAI	FAUX	2

3.16.9.3 Signaux

Tableau 98: Signaux d'entrée T_BIN_TCMD

Nom	Type	Par défaut	Description
RAISE	BOOLÉEN	0	Commande d'élévation
PLUS BAS	BOOLÉEN	0	Commande d'abaissement

Tableau 99: Signaux de sortie T_BIN_TCMD

Nom	Type	Description
OUT	INT32	Signal de sortie

3.17 Blocs logiques configurables

3.17.1 Blocs fonctionnels standard configurables

3.17.1.1 Bloc fonctionnel OR

Bloc fonctionnel

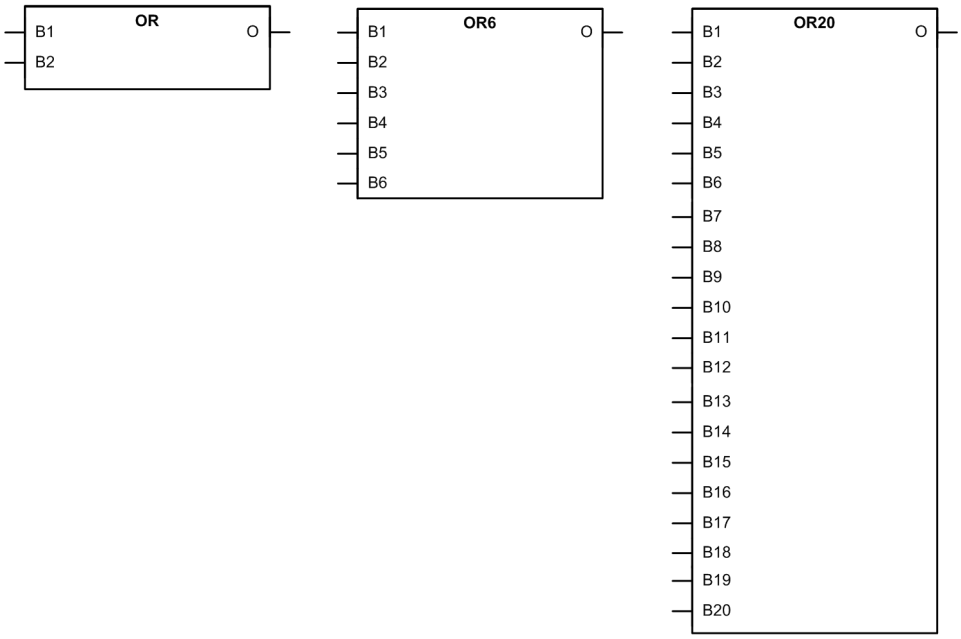


Figure 63: Blocs fonctionnels

Fonctionnalités

OR, OR6 et OR20 sont utilisés pour former des expressions combinatoires générales avec des variables booléennes.

La sortie O est activée si au moins une sortie dispose de la valeur TRUE. La valeur par défaut de toutes les entrées est FALSE, ce qui permet de n'utiliser que le nombre d'entrées nécessaires et de laisser les autres déconnectées.

OR dispose de deux entrées, OR6 de six entrées et OR20 de vingt entrées.

Signaux

Tableau 100: Signaux d'entrée OR

Nom	Type	Par défaut	Description
B1	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 1
B2	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 2

Tableau 101: Signaux d'entrée OR6

Nom	Type	Par défaut	Description
B1	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 1
B2	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 2
B3	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 3
B4	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 4
B5	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 5
B6	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 6

Tableau 102: Signaux d'entrée OR20

Nom	Type	Par défaut	Description
B1	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 1
B2	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 2
B3	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 3
B4	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 4
B5	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 5
B6	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 6
B7	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 7
B8	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 8
B9	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 9
B10	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 10
B11	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 11
B12	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 12
B13	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 13
B14	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 14
B15	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 15
B16	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 16
B17	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 17
B18	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 18
B19	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 19
B20	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 20

Tableau 103: Signal de sortie OR

Nom	Type	Description
O	BOOLÉEN	Signal de sortie

Tableau 104: Signal de sortie OR6

Nom	Type	Description
O	BOOLÉEN	Signal de sortie

Tableau 105: Signal de sortie OR20

Nom	Type	Description
O	BOOLÉEN	Signal de sortie

Paramètres

La fonction ne dispose pas d'autres paramètres disponibles dans LHMI ou PCM600.

3.17.1.2 Bloc fonctionnel AND

Bloc fonctionnel

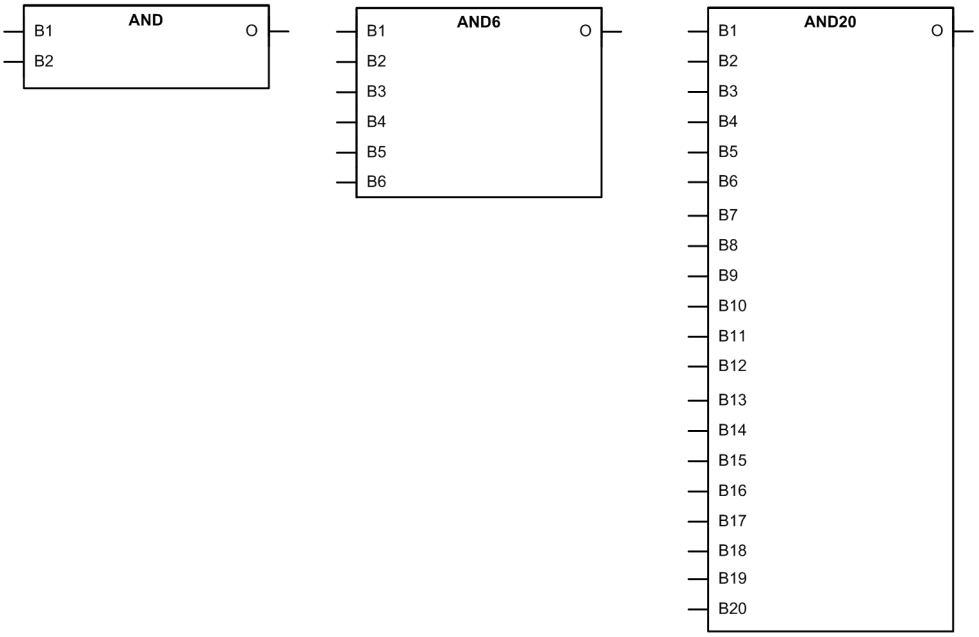


Figure 64: Blocs fonctionnels

Fonctionnalités

AND, AND6 et AND20 sont utilisés pour former des expressions combinatoires générales avec des variables booléennes.

La valeur par défaut de toutes les entrées est Logical True (Vrai logique), ce qui permet de n'utiliser que le nombre d'entrées nécessaires et de laisser les autres déconnectées.

AND dispose de deux entrées, AND6 de six entrées et AND20 de vingt entrées.

Signaux

Tableau 106: Signaux d'entrée AND

Nom	Type	Par défaut	Description
B1	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 1
B2	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 2

Tableau 107: Signaux d'entrée AND6

Nom	Type	Par défaut	Description
B1	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 1
B2	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 2
B3	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 3
B4	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 4
B5	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 5
B6	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 6

Tableau 108: Signaux d'entrée AND20

Nom	Type	Par défaut	Description
B1	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 1
B2	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 2
B3	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 3
B4	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 4
B5	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 5
B6	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 6
B7	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 7
B8	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 8
B9	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 9
B10	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 10
B11	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 11
B12	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 12
B13	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 13
B14	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 14
B15	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 15
B16	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 16
B17	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 17
B18	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 18
B19	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 19
B20	BOOLÉEN	1	Signal d'entrée 20

Tableau 109: Signal de sortie AND

Nom	Type	Description
O	BOOLÉEN	Signal de sortie

Tableau 110: Signal de sortie AND6

Nom	Type	Description
O	BOOLÉEN	Signal de sortie

Tableau 111: Signal de sortie AND20

Nom	Type	Description
O	BOOLÉEN	Signal de sortie

Paramètres

La fonction ne dispose pas d'autres paramètres disponibles dans LHMI ou PCM600.

3.17.1.3 Bloc fonctionnel XOR

Bloc fonctionnel

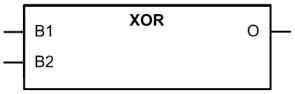


Figure 65: Bloc fonctionnel

Fonctionnalités

La fonction exclusive OR est utilisée pour générer des expressions combinatoires générales avec des variables booléennes.

Le signal de sortie est réglé sur la valeur TRUe si les signaux d'entrée sont différents, et sur la valeur FALSE s'ils sont identiques.

Signaux

Tableau 112: Signaux d'entrée XOR

Nom	Type	Par défaut	Description
B1	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 1
B2	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée 2

Tableau 113: Signal de sortie XOR

Nom	Type	Description
O	BOOLÉEN	Signal de sortie

Paramètres
La fonction ne dispose pas d'autres paramètres disponibles dans LHMI ou PCM600.

3.17.1.4 Bloc fonctionnel NOT

Bloc fonctionnel

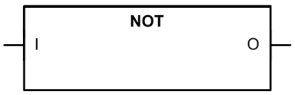


Figure 66: Bloc fonctionnel

Fonctionnalités
La fonction NOT est utilisée pour générer des expressions combinatoires générales avec des variables booléennes.

La fonction NOT a pour effet d'invertir le signal d'entrée.

Signaux

Tableau 114: Signaux d'entrée NOT

Nom	Type	Par défaut	Description
I	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée

Tableau 115: Signal de sortie NOT

Nom	Type	Description
O	BOOLÉEN	Signal de sortie

Paramètres
La fonction ne dispose pas d'autres paramètres disponibles dans LHMI ou PCM600.

3.17.1.5 Bloc fonctionnel MAX3

Bloc fonctionnel

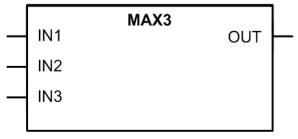


Figure 67: Bloc fonctionnel

Fonctionnalités

La fonction de maximum MAX3 sélectionne la valeur maximale parmi trois valeurs analogiques. Les entrées et sorties déconnectées dont la qualité est mauvaise sont ignorées. Si toutes les entrées sont déconnectées ou que la qualité est mauvaise, la valeur de sortie MAX3 est réglée à -2^21.

Signaux

Tableau 116: Signaux d'entrée MAX3

Nom	Type	Par défaut	Description
IN1	FLOAT32	0	Signal d'entrée 1
IN2	FLOAT32	0	Signal d'entrée 2
IN3	FLOAT32	0	Signal d'entrée 3

Tableau 117: Signal de sortie MAX3

Nom	Type	Description
OUT	FLOAT32	Signal de sortie

Paramètres

La fonction ne dispose pas d’autres paramètres disponibles dans LHMI ou PCM600.

3.17.1.6 Bloc fonctionnel MIN3

Bloc fonctionnel

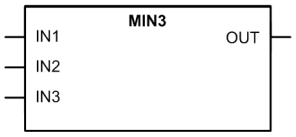


Figure 68: Bloc fonctionnel

Fonctionnalités

La fonction de minimum MIN3 sélectionne la valeur minimale parmi trois valeurs analogiques. Les entrées et sorties déconnectées dont la qualité est mauvaise sont ignorées. Si toutes les entrées sont déconnectées ou que la qualité est mauvaise, la valeur de sortie MIN3 est réglée à 2^21.

Signaux

Tableau 118: Signaux d'entrée MIN3

Nom	Type	Par défaut	Description
IN1	FLOAT32	0	Signal d'entrée 1
IN2	FLOAT32	0	Signal d'entrée 2
IN3	FLOAT32	0	Signal d'entrée 3

Tableau 119: Signal de sortie MIN3

Nom	Type	Description
OUT	FLOAT32	Signal de sortie

Paramètres

La fonction ne dispose pas d'autres paramètres disponibles dans LHMI ou PCM600.

3.17.1.7 Bloc fonctionnel R_TRIG

Bloc fonctionnel

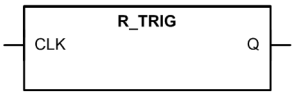


Figure 69: Bloc fonctionnel

Fonctionnalités

La fonction R_TRIG est utilisée comme détecteur de front montant.

R_TRIG détecte la transition de FALSE à TRUE au niveau de l'entrée `CLK`. Lorsque le front montant est détecté, l'élément attribue la sortie à TRUE. Lors de la prochaine exécution, la sortie est renvoyée vers FALSE malgré l'état de l'entrée.

Signaux

Tableau 120: Signaux d'entrée R_TRIG

Nom	Type	Par défaut	Description
CLK	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée

Tableau 121: Signal de sortie R_TRIG

Nom	Type	Description
Q	BOOLÉEN	Signal de sortie

Paramètres

La fonction ne dispose pas d'autres paramètres disponibles dans LHMI ou PCM600.

3.17.1.8 Bloc fonctionnel F_TRIG

Bloc fonctionnel

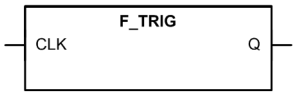


Figure 70: Bloc fonctionnel

Fonctionnalités

La fonction F_TRIG est utilisée comme détecteur de front descendant.

La fonction détecte la transition de la valeur TRUE à FALSE au niveau de l'entrée CLK Lorsque le front descendant est détecté, l'élément attribue la sortie Q à TRUE. Lors de la prochaine exécution, la sortie est renvoyée vers FALSE malgré l'état de l'entrée.

Signaux

Tableau 122: Signaux d'entrée F_TRIG

Nom	Type	Par défaut	Description
CLK	BOOLÉEN	0	Signal d'entrée

Tableau 123: Signal de sortie F_TRIG

Nom	Type	Description
Q	BOOLÉEN	Signal de sortie

Paramètres

La fonction ne dispose pas d'autres paramètres disponibles dans LHMI ou PCM600.

3.17.1.9 Blocs fonctionnels T_POS_XX

Bloc fonctionnel

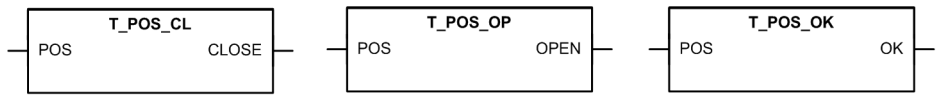


Figure 71: Blocs fonctionnels

Fonctionnalités

Les informations de position du disjoncteur peuvent être transmises à l'aide des messages CEI 61850 GOOSE. Les informations de position sont de type données binaires doubles, et sont envoyées à l'entrée POS.

Les paramètres T_POS_CL et T_POS_OP sont utilisés pour extraire les informations d'état du disjoncteur. De la même façon, le paramètre T_POS_OK est utilisé pour valider la position intermédiaire ou la position du disjoncteur défaillant.

Tableau 124: Référence croisée entre la position du disjoncteur et la sortie du bloc fonctionnel

Position du disjoncteur	Sortie du bloc fonctionnel		
	T_POS_CL	T_POS_OP	T_POS_OK
Intermédiaire « 00 »	FAUX	FAUX	FAUX
Fermée « 01 »	VRAI	FAUX	VRAI
Ouverte « 10 »	FAUX	VRAI	VRAI
Défaut « 11 »	VRAI	VRAI	FAUX

Signaux

Tableau 125: Signaux d'entrée T_POS_CL

Nom	Type	Par défaut	Description
POS	Binaire double	0	Signal d'entrée

Tableau 126: Signaux d'entrée T_POS_OP

Nom	Type	Par défaut	Description
POS	Binaire double	0	Signal d'entrée

Tableau 127: Signaux d'entrée T_POS_OK

Nom	Type	Par défaut	Description
POS	Binaire double	0	Signal d'entrée

Tableau 128: Signal de sortie T_POS_CL

Nom	Type	Description
CLOSE	BOOLÉEN	Signal de sortie

Tableau 129: Signal de sortie T_POS_OP

Nom	Type	Description
OPEN	BOOLÉEN	Signal de sortie

Tableau 130: Signal de sortie T_POS_OK

Nom	Type	Description
OK	BOOLÉEN	Signal de sortie

Paramètres

La fonction ne dispose pas d'autres paramètres disponibles dans LHMI ou PCM600.

3.17.1.10 Bloc fonctionnel SWITCHR

Bloc fonctionnel

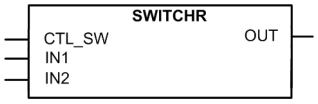


Figure 72: Bloc fonctionnel

Fonctionnalités

Le bloc de commutation SWITCHR pour le type de données REAL est exécuté par l'entrée `CTL_SW`, et sélectionne la valeur de sortie `OUT` entre les entrées `IN1` et `IN2`.

CTL_SW	OUT
FAUX	IN2
VRAI	IN1

Signaux

Tableau 131: Signaux d'entrée SWITCHR

Nom	Type	Par défaut	Description
CTL_SW	BOOLÉEN	1	Commutateur de contrôle
IN1	REAL	0,0	Entrée réelle 1
IN2	REAL	0,0	Entrée réelle 2

Tableau 132: Signaux de sortie SWITCHR

Nom	Type	Description
OUT	REAL	Sortie de commutation réelle

3.17.1.11 Bloc fonctionnel SWITCHI32

Bloc fonctionnel

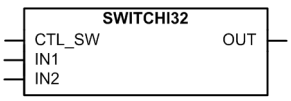


Figure 73: Bloc fonctionnel

Fonctionnalités

Le bloc de commutation SWITCHI32 pour le type de données entier 32 bits est exécuté par l'entrée CTL_SW, qui sélectionne la valeur de sortie OUT entre les entrées IN1 et IN2.

Tableau 133: SWITCHI32

CTL_SW	OUT
FAUX	IN2
VRAI	IN1

Signaux

Tableau 134: Signaux d'entrée SWITCHI32

Nom	Type	Par défaut	Description
CTL_SW	BOOLÉEN	1	Commutateur de contrôle
IN1	INT32	0	Signal d'entrée 1
IN2	INT32	0	Signal d'entrée 2

Tableau 135: Signaux de sortie SWITCHI32

Nom	Type	Description
OUT	INT32	Signal de sortie

3.17.1.12 Bloc fonctionnel SR

Bloc fonctionnel

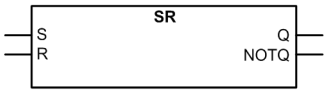


Figure 74: Bloc fonctionnel

Fonctionnalités

La sortie bascule SRQ peut être définie ou réinitialisée depuis les entrées S ou R. L'entrée S a une priorité supérieure par rapport à l'entrée R. La sortie NOTQ correspond à la négation de la sortie Q.

Les états des sorties Q et NOTQ ne sont pas conservés dans la mémoire non volatile.

Tableau 136: Table de vérité pour la bascule SR

S	R	Q
0	0	0[1)]
0	1	0
1	0	1
1	1	1

1) Conserver l'état/pas de changement

Signaux

Tableau 137: Signaux d'entrée SR

Nom	Type	Par défaut	Description
S	BOOLÉEN	0 = Faux	Définit la sortie Q lorsque défini
R	BOOLÉEN	0 = Faux	Réinitialise la sortie Q lorsque défini

Tableau 138: Signaux de sortie SR

Nom	Type	Description
Q	BOOLÉEN	État Q
NOTQ	BOOLÉEN	État du voyant NOTQ

3.17.1.13 Bloc fonctionnel RS

Bloc fonctionnel

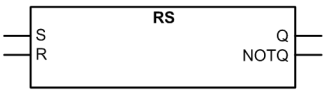


Figure 75: Bloc fonctionnel

Fonctionnalités

La sortie bascule RSQ peut être définie ou réinitialisée depuis les entrées S ou R. L'entrée R a une priorité supérieure par rapport à l'entrée S. La sortie NOTQ correspond à la négation de la sortie Q.

Les états des sorties Q et NOTQ ne sont pas conservés dans la mémoire non volatile.

Tableau 139: Table de vérité pour la bascule RS

S	R	Q
0	0	0[1)]
0	1	0
1	0	1
1	1	0

1) Conserver l'état/pas de changement

Signaux

Tableau 140: Signaux d'entrée RS

Nom	Type	Par défaut	Description
S	BOOLÉEN	0 = Faux	Définit la sortie Q lorsque défini
R	BOOLÉEN	0 = Faux	Réinitialise la sortie Q lorsque défini

Tableau 141: Signaux de sortie RS

Nom	Type	Description
Q	BOOLÉEN	État Q
NOTQ	BOOLÉEN	État du voyant NOTQ

Historique de révision technique

Tableau 142: Historique de révision technique RS

Révision technique	Modification
L	Changement du nom de la fonction de SR à RS.

3.17.2 Temporisateur d'impulsion minimum

3.17.2.1 Temporisateur d'impulsion minimum TPGAPC

Bloc fonctionnel

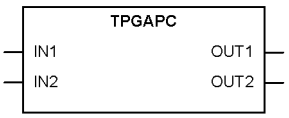


Figure 76: Bloc fonctionnel

Fonctionnalité

La fonction de temporisateur d'impulsion minimum TPGAPC contient deux temporisateurs indépendants. Cette fonction a une longueur d'impulsion réglable (en millisecondes). Les temporisateurs sont utilisés pour définir la longueur d'impulsion minimale, par exemple les sorties de signaux. Une fois l'entrée activée, la sortie est réglée sur une durée spécifique à l'aide du paramètre *Pulse time* (Durée impulsion). Les deux temporisateurs utilisent le même paramètre de réglage.

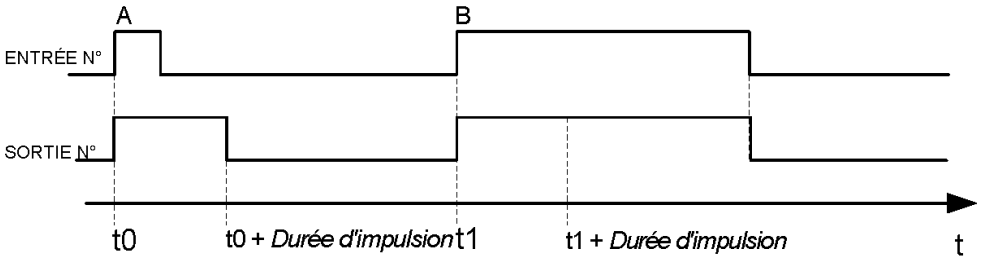


Figure 77: A = Impulsion de déclenchement plus courte que le réglage Pulse time, B = Impulsion de déclenchement plus longue que le réglage Pulse time

Signaux

Tableau 143: Signaux d'entrée TPGAPC

Nom	Type	Par défaut	Description
IN1	BOOLÉEN	0 = Faux	État entrée 1
IN2	BOOLÉEN	0 = Faux	État entrée 2

Tableau 144: Signaux de sortie TPGAPC

Nom	Type	Description
OUT1	BOOLÉEN	État de sortie 1
OUT2	BOOLÉEN	État de sortie 2

Paramètres

Tableau 145: Paramètres de non-groupe TPGAPC

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Durée d'impulsion	0...60000	ms	1	150	Durée d'impulsion minimum

Historique de révision technique

Tableau 146: Historique de révision technique TPGAPC

Révision technique	Modification
B	Sorties désormais visibles dans le menu
C	Amélioration interne

3.17.2.2 Temporisateur d'impulsion minimum TPSGAPC

Bloc fonctionnel

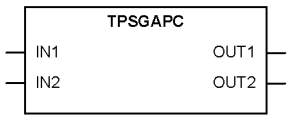


Figure 78: Bloc fonctionnel

Fonctionnalité

La fonction de temporisateur d'impulsion à seconde minimum TPSGAPC contient deux temporisateurs indépendants. Cette fonction contient une longueur d'impulsion réglable (en secondes). Les temporisateurs sont utilisés pour définir la longueur d'impulsion minimale, par exemple les sorties de signaux. Une fois l'entrée activée, la sortie est réglée sur une durée spécifique à l'aide du paramètre *Pulse time* (Durée impulsion). Les deux temporisateurs utilisent le même paramètre de réglage.

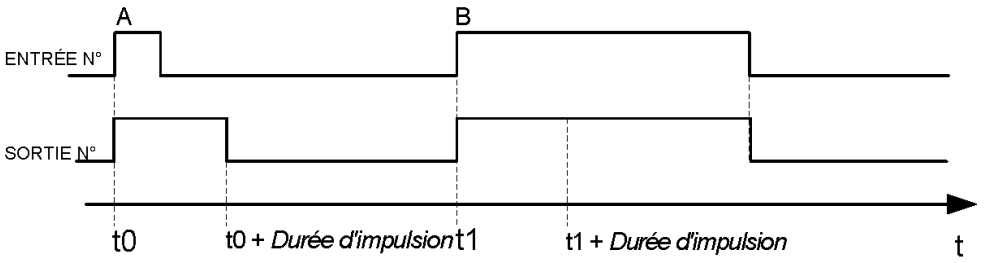


Figure 79: A = Impulsion de déclenchement plus courte que le réglage Pulse time (Temps d'impulsion), B = Impulsion de déclenchement plus longue que le réglage Pulse time (Temps d'impulsion)

Signaux

Tableau 147: Signaux d'entrée TPSGAPC

Nom	Type	Par défaut	Description
IN1	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée 1
IN2	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée 2

Tableau 148: Signaux de sortie TPSGAPC

Nom	Type	Description
OUT1	BOOLÉEN	État de sortie 1
OUT2	BOOLÉEN	État de sortie 2

Paramètres

Tableau 149: Paramètres de non-groupe TPSGAPC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Durée d'impulsion	0...300	Hz	1	0	Durée d'impulsion minimum

Historique de révision technique

Tableau 150: Historique de révision technique TPSGAPC

Révision technique	Modification
B	Sorties désormais visibles dans le menu
C	Amélioration interne

3.17.2.3 Temporisateur d'impulsion minimum TPMGAPC

Bloc fonctionnel

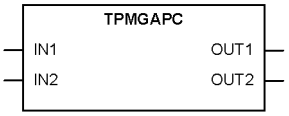


Figure 80: Bloc fonctionnel

Fonctionnalité

La fonction de temporisateur d'impulsion à minute minimum TPMGAPC contient deux temporisateurs indépendants. Cette fonction contient une longueur d'impulsion réglable (en minutes). Les temporisateurs sont utilisés pour définir la longueur d'impulsion minimale, par exemple les sorties de signaux. Une fois l'entrée activée, la sortie est réglée sur une durée spécifique à l'aide du paramètre *Pulse time* (Durée impulsion). Les deux temporisateurs utilisent le même paramètre de réglage.

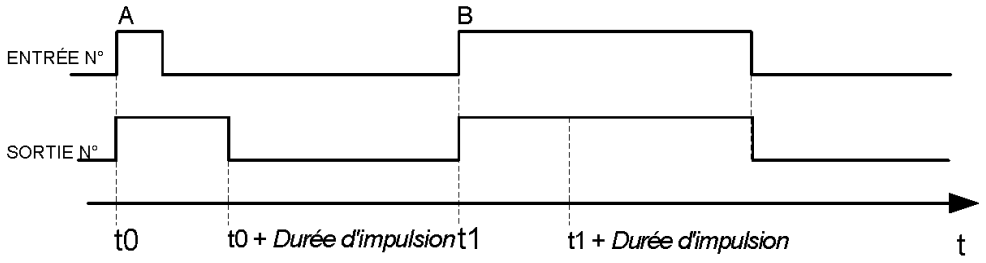


Figure 81: A = Impulsion de déclenchement plus courte que le réglage Pulse time (Temps d'impulsion), B = Impulsion de déclenchement plus longue que le réglage Pulse time (Temps d'impulsion)

Signaux

Tableau 151: Signaux d'entrée TPMGAPC

Nom	Type	Par défaut	Description
IN1	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée 1
IN2	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée 2

Tableau 152: Signaux de sortie TPMGAPC

Nom	Type	Description
OUT1	BOOLÉEN	État de sortie 1
OUT2	BOOLÉEN	État de sortie 2

Paramètres

Tableau 153: Paramètres de non-groupe TPMGAPC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Durée d'impulsion	0...300	min	1	0	Durée d'impulsion minimum

3.17.3 Temporisateur d’impulsion PTGAPC

3.17.3.1 Bloc fonctionnel

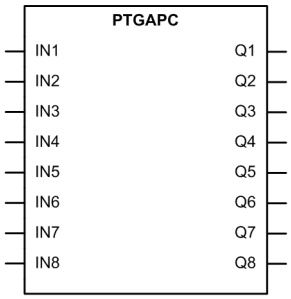


Figure 82: Bloc fonctionnel

3.17.3.2 Fonctionnalités

La fonction de temporisateur d’impulsion PTGAPC contient huit temporisateurs indépendants. Cette fonction dispose d’une longueur d’impulsion réglable. Une fois l’entrée activée, la sortie est réglée sur une durée spécifique à l’aide du paramètre *Pulse delay time* (Durée impulsion).

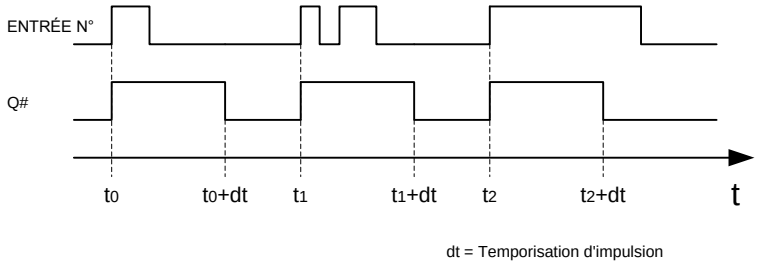


Figure 83: Fonctionnement du temporisateur

3.17.3.3 Signaux

Tableau 154: Signaux d'entrée PTGAPC

Nom	Type	Par défaut	Description
IN1	BOOLÉEN	0 = Faux	État entrée 1
IN2	BOOLÉEN	0 = Faux	État entrée 2
IN3	BOOLÉEN	0 = Faux	État entrée 3
Suite du tableau à la page suivante			

Nom	Type	Par défaut	Description
IN4	BOOLÉEN	0 = Faux	État entrée 4
IN5	BOOLÉEN	0 = Faux	État entrée 5
IN6	BOOLÉEN	0 = Faux	État entrée 6
IN7	BOOLÉEN	0 = Faux	État entrée 7
IN8	BOOLÉEN	0 = Faux	État entrée 8

Tableau 155: Signaux de sortie PTGAPC

Nom	Type	Description
Q1	BOOLÉEN	État de sortie 1
Q2	BOOLÉEN	État de sortie 2
Q3	BOOLÉEN	État de sortie 3
Q4	BOOLÉEN	État de sortie 4
Q5	BOOLÉEN	État de sortie 5
Q6	BOOLÉEN	État de sortie 6
Q7	BOOLÉEN	État de sortie 7
Q8	BOOLÉEN	État de sortie 8

3.17.3.4 Paramètres

Tableau 156: Paramètres de non-groupe PTGAPC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Durée d'impulsion 1	0...3600000	ms	10	0	Durée d'impulsion
Durée d'impulsion 2	0...3600000	ms	10	0	Durée d'impulsion
Durée d'impulsion 3	0...3600000	ms	10	0	Durée d'impulsion
Durée d'impulsion 4	0...3600000	ms	10	0	Durée d'impulsion
Durée d'impulsion 5	0...3600000	ms	10	0	Durée d'impulsion
Durée d'impulsion 6	0...3600000	ms	10	0	Durée d'impulsion
Durée d'impulsion 7	0...3600000	ms	10	0	Durée d'impulsion
Durée d'impulsion 8	0...3600000	ms	10	0	Durée d'impulsion

3.17.3.5 Données techniques

Tableau 157: PTGAPC - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision du temps de déclenchement	±1,0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms

3.17.4 Temporisation désactivée (8 pcs) TOFGAPC

3.17.4.1 Bloc fonctionnel

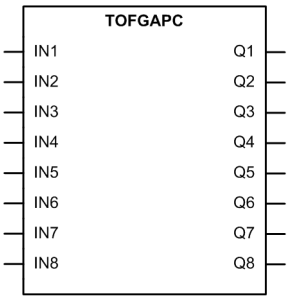


Figure 84: Bloc fonctionnel

3.17.4.2 Fonctionnalités

La fonction de temporisation désactivée (8 pcs) TOFGAPC peut être utilisée, par exemple, pour une sortie temporisée de chute associée au signal d'entrée. La fonction contient huit temporisateurs indépendants. Le temporisateur dispose d'un retard réglable. Une fois l'entrée activée, la sortie est immédiatement définie. Lorsque l'entrée est effacée, la sortie reste activée jusqu'à l'expiration de la durée définie par le paramètre *On delay time* (Temporisation d'activation).

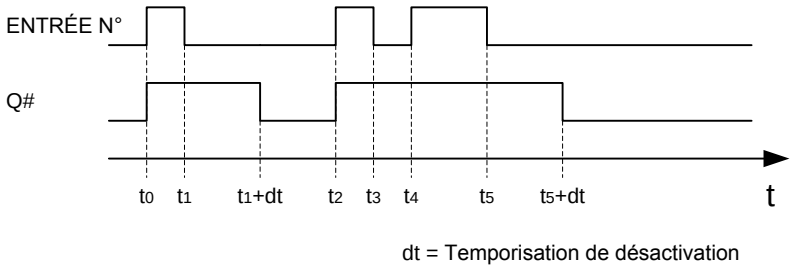


Figure 85: Fonctionnement du retardateur

3.17.4.3 Signaux

Tableau 158: Signaux d'entrée TOFGAPC

Nom	Type	Par défaut	Description
IN1	BOOLÉEN	0 = Faux	État entrée 1
IN2	BOOLÉEN	0 = Faux	État entrée 2
IN3	BOOLÉEN	0 = Faux	État entrée 3
IN4	BOOLÉEN	0 = Faux	État entrée 4
IN5	BOOLÉEN	0 = Faux	État entrée 5
IN6	BOOLÉEN	0 = Faux	État entrée 6
IN7	BOOLÉEN	0 = Faux	État entrée 7
IN8	BOOLÉEN	0 = Faux	État entrée 8

Tableau 159: Signaux de sortie TOFGAPC

Nom	Type	Description
Q1	BOOLÉEN	État de sortie 1
Q2	BOOLÉEN	État de sortie 2
Q3	BOOLÉEN	État de sortie 3
Q4	BOOLÉEN	État de sortie 4
Q5	BOOLÉEN	État de sortie 5
Q6	BOOLÉEN	État de sortie 6
Q7	BOOLÉEN	État de sortie 7
Q8	BOOLÉEN	État de sortie 8

3.17.4.4 Paramètres

Tableau 160: Paramètres de non-groupe TOFGAPC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Off delay time 1	0...3600000	ms	10	0	Temporisation de désactivation
Off delay time 2	0...3600000	ms	10	0	Temporisation de désactivation
Off delay time 3	0...3600000	ms	10	0	Temporisation de désactivation
Off delay time 4	0...3600000	ms	10	0	Temporisation de désactivation
Off delay time 5	0...3600000	ms	10	0	Temporisation de désactivation
Suite du tableau à la page suivante					

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Off delay time 6	0...3600000	ms	10	0	Temporisation de désactivation
Off delay time 7	0...3600000	ms	10	0	Temporisation de désactivation
Off delay time 8	0...3600000	ms	10	0	Temporisation de désactivation

3.17.4.5 Données techniques

Tableau 161: TOFGAPC - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision du temps de déclenchement	±1,0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms

3.17.5 Temporisation désactivée (8 pcs) TONGAPC

3.17.5.1 Bloc fonctionnel

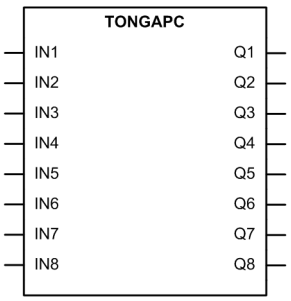


Figure 86: Bloc fonctionnel

3.17.5.2 Fonctionnalité

La fonction de temporisation activée (8 pcs) TONGAPC peut être utilisée, par exemple, pour temporiser la sortie liée au signal d'entrée. TONGAPC contient huit temporisateurs indépendants. Le temporisateur a un délai réglable. Une fois l'entrée activée, la sortie est définie après l'écoulement de la durée définie par le paramètre *On delay time* (Temporisation d'activation).

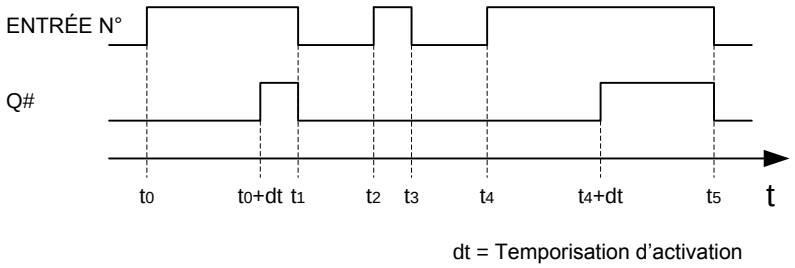


Figure 87: Fonctionnement du temporisateur

3.17.5.3 Signaux

Tableau 162: Signaux d'entrée TONGAPC

Nom	Type	Par défaut	Description
IN1	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée 1
IN2	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée 2
IN3	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée 3
IN4	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée 4
IN5	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée 5
IN6	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée 6
IN7	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée 7
IN8	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée 8

Tableau 163: Signaux de sortie TONGAPC

Nom	Type	Description
Q1	BOOLÉEN	Sortie 1
Q2	BOOLÉEN	Sortie 2
Q3	BOOLÉEN	Sortie 3
Q4	BOOLÉEN	Sortie 4
Q5	BOOLÉEN	Sortie 5
Q6	BOOLÉEN	Sortie 6
Q7	BOOLÉEN	Sortie 7
Q8	BOOLÉEN	Sortie 8

3.17.5.4 Paramètres

Tableau 164: Paramètres de non-groupe TONGAPC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
On delay time 1	0...3600000	ms	10	0	Temporisation d'activation
On delay time 2	0...3600000	ms	10	0	Temporisation d'activation
On delay time 3	0...3600000	ms	10	0	Temporisation d'activation
On delay time 4	0...3600000	ms	10	0	Temporisation d'activation
On delay time 5	0...3600000	ms	10	0	Temporisation d'activation
On delay time 6	0...3600000	ms	10	0	Temporisation d'activation
On delay time 7	0...3600000	ms	10	0	Temporisation d'activation
On delay time 8	0...3600000	ms	10	0	Temporisation d'activation

3.17.5.5 Données techniques

Tableau 165: TONGAPC - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision du temps de déclenchement	±1,0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms

3.17.6 Réinitialisation définie (8 pcs) SRGAPC

3.17.6.1 Bloc fonctionnel

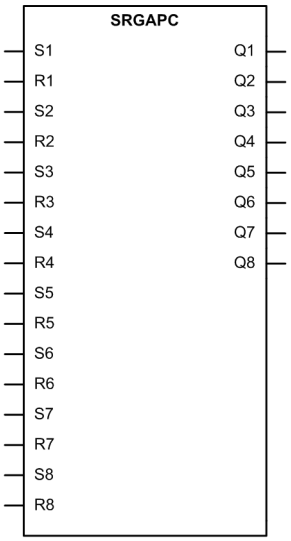


Figure 88: Bloc fonctionnel

3.17.6.2 Fonctionnalité

La fonction set-reset (8 pcs) SRGAPC est une bascule SR simple avec une mémoire qui peut être définie ou qui peut réinitialiser une sortie à partir des entrées S# ou R#, respectivement. La fonction contient huit verrous bascules set-reset indépendants où l'entrée SET a priorité sur l'entrée RESET. L'état de chaque sortie Q# est conservé dans la mémoire non volatile. La réinitialisation individuelle de chaque sortie Q# est accessible sur l'IHML ou à l'aide d'outils via les communications.

Tableau 166: Table de vérité pour SRGAPC

S#	R#	Q#
0	0	0[1)]
0	1	0
1	0	1
1	1	1

1) Conserver l'état/pas de changement

3.17.6.3 Signaux

Tableau 167: Signaux d'entrée SRGAPC

Nom	Type	Par défaut	Description
S1	BOOLÉEN	0 = Faux	Définit la sortie Q1 lorsque défini
R1	BOOLÉEN	0 = Faux	Réinitialise la sortie Q1 lorsque défini
S2	BOOLÉEN	0 = Faux	Définit la sortie Q2 lorsque défini
R2	BOOLÉEN	0 = Faux	Réinitialise la sortie Q2 lorsque défini
S3	BOOLÉEN	0 = Faux	Définit la sortie Q3 lorsque défini
R3	BOOLÉEN	0 = Faux	Réinitialise la sortie Q3 lorsque défini
S4	BOOLÉEN	0 = Faux	Définit la sortie Q4 lorsque défini
R4	BOOLÉEN	0 = Faux	Réinitialise la sortie Q4 lorsque défini
S5	BOOLÉEN	0 = Faux	Définit la sortie Q5 lorsque défini
R5	BOOLÉEN	0 = Faux	Réinitialise la sortie Q5 lorsque défini
S6	BOOLÉEN	0 = Faux	Définit la sortie Q6 lorsque défini
R6	BOOLÉEN	0 = Faux	Réinitialise la sortie Q6 lorsque défini

Suite du tableau à la page suivante

Nom	Type	Par défaut	Description
S7	BOOLÉEN	0 = Faux	Définit la sortie Q7 lorsque défini
R7	BOOLÉEN	0 = Faux	Réinitialise la sortie Q7 lorsque défini
S8	BOOLÉEN	0 = Faux	Définit la sortie Q8 lorsque défini
R8	BOOLÉEN	0 = Faux	Réinitialise la sortie Q8 lorsque défini

Tableau 168: Signaux de sortie SRGAPC

Nom	Type	Description
Q1	BOOLÉEN	État Q1
Q2	BOOLÉEN	État Q2
Q3	BOOLÉEN	État Q3
Q4	BOOLÉEN	État Q4
Q5	BOOLÉEN	État Q5
Q6	BOOLÉEN	État Q6
Q7	BOOLÉEN	État Q7
Q8	BOOLÉEN	État Q8

3.17.6.4 Paramètres

Tableau 169: Paramètres de non-groupe SRGAPC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Reset Q1	0 = Annuler 1 = Réinitialiser			0 = Annuler	Réinitialise la sortie Q1 lorsque défini
Réinit Q2	0 = Annuler 1 = Réinitialiser			0 = Annuler	Réinitialise la sortie Q2 lorsque défini
Réinit Q3	0 = Annuler 1 = Réinitialiser			0 = Annuler	Réinitialise la sortie Q3 lorsque défini
Réinit Q4	0 = Annuler 1 = Réinitialiser			0 = Annuler	Réinitialise la sortie Q4 lorsque défini
Réinit Q5	0 = Annuler 1 = Réinitialiser			0 = Annuler	Réinitialise la sortie Q5 lorsque défini
Réinit Q6	0 = Annuler 1 = Réinitialiser			0 = Annuler	Réinitialise la sortie Q6 lorsque défini
Réinit Q7	0 = Annuler 1 = Réinitialiser			0 = Annuler	Réinitialise la sortie Q7 lorsque défini
Réinit Q8	0 = Annuler 1 = Réinitialiser			0 = Annuler	Réinitialise la sortie Q8 lorsque défini

3.17.7 Déplacement (8 pcs) MVGAPC

3.17.7.1 Bloc fonctionnel

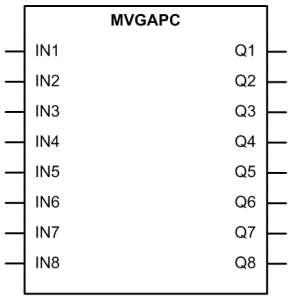


Figure 89: Bloc fonctionnel

3.17.7.2 Fonctionnalités

La fonction de déplacement (8 pcs) MVGAPC est utilisée pour les bits de la logique utilisateur. Chaque état d'entrée est directement copié dans l'état de sortie. Ceci permet de créer des évènements depuis des combinaisons de logique avancées.

La fonction MVGAPC peut générer des évènements définis par l'utilisateur dans l'IHML lorque le paramètre de description de sortie est modifié dans **Configuration/ Generic logic/MVGAPC1/Output x/Description** (Configuration - Logique générique - MVGAPC1 - Sortie x - Description). La fonction MVGAPC peut être également utilisée pour générer des évènements pour le client CEI 61850 ainsi que les protocoles Modbus, DNP3 et CEI 60870-5-103.

3.17.7.3 Signaux

Tableau 170: Signaux d'entrée MVGAPC

Nom	Type	Par défaut	Description
IN1	BOOLÉEN	0 = Faux	État IN1
IN2	BOOLÉEN	0 = Faux	État IN2
IN3	BOOLÉEN	0 = Faux	État IN3
IN4	BOOLÉEN	0 = Faux	État IN4
IN5	BOOLÉEN	0 = Faux	État IN5

Suite du tableau à la page suivante

Nom	Type	Par défaut	Description
IN6	BOOLÉEN	0 = Faux	État IN6
IN7	BOOLÉEN	0 = Faux	État IN7
IN8	BOOLÉEN	0 = Faux	État IN8

Tableau 171: Signaux de sortie MVGAPC

Nom	Type	Description
Q1	BOOLÉEN	État Q1
Q2	BOOLÉEN	État Q2
Q3	BOOLÉEN	État Q3
Q4	BOOLÉEN	État Q4
Q5	BOOLÉEN	État Q5
Q6	BOOLÉEN	État Q6
Q7	BOOLÉEN	État Q7
Q8	BOOLÉEN	État Q8

3.17.7.4 Paramètres

Tableau 172: Paramètres de non-groupe MVGAPC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Description				MVGAPC1 Q1	Description de la sortie
Description				MVGAPC1 Q2	Description de la sortie
Description				MVGAPC1 Q3	Description de la sortie
Description				MVGAPC1 Q4	Description de la sortie
Description				MVGAPC1 Q5	Description de la sortie
Description				MVGAPC1 Q6	Description de la sortie
Description				MVGAPC1 Q7	Description de la sortie
Description				MVGAPC1 Q8	Description de la sortie

3.17.8 Déplacement valeur entière MVI4GAPC

3.17.8.1 Bloc fonctionnel

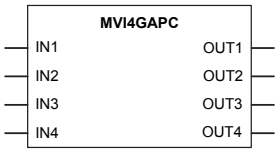


Figure 90: Bloc fonctionnel

3.17.8.2 Fonctionnalités

La fonction de déplacement de valeurs entières MVI4GAPC est utilisée pour la création des évènements depuis les valeurs entières. La valeur d'entrée entière est reçue depuis l'entrée `IN1...4`. La valeur de sortie entière est disponible sur la sortie `OUT1...4`.

La plage d'entrée d'entiers s'étend de -2147483648 à 2147483647.

3.17.8.3 Signaux

Tableau 173: Signaux d'entrée MVI4GAPC

Nom	Type	Par défaut	Description
IN1	INT32	0	Valeur d'entrée entière 1
IN2	INT32	0	Valeur d'entrée entière 2
IN3	INT32	0	Valeur d'entrée entière 3
IN4	INT32	0	Valeur d'entrée entière 4

Tableau 174: Signaux de sortie MVI4GAPC

Nom	Type	Description
OUT1	INT32	Valeur de sortie entière 1
OUT2	INT32	Valeur de sortie entière 2
OUT3	INT32	Valeur de sortie entière 3
OUT4	INT32	Valeur de sortie entière 4

3.17.9 Mise à l'échelle valeur analogique SCA4GAPC

3.17.9.1 Bloc fonctionnel

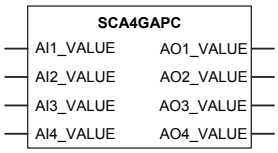


Figure 91: Bloc fonctionnel

3.17.9.2 Fonctionnalité

La fonction de mise à l'échelle de valeur analogique SCA4GAPC est utilisée pour mettre à l'échelle la valeur analogique. Elle permet la création d'événements à partir de valeurs analogiques.

La valeur analogique reçue via l'entrée `AIn_VALUE` est mise à l'échelle avec le paramètre *Scale ratio n* (Rapport d'échelle n). La valeur mise à l'échelle est disponible sur la sortie `AOn_VALUE`.

La plage d'entrée analogique va de -10 000,0 à 10 000,0.

La plage de sortie analogique va de -2 000 000,0 à 2 000 000,0.

Si la valeur de l'entrée `AIn_VALUE` excède la plage d'entrée analogique, `AOn_VALUE` est défini sur 0,0.

Si le résultat de `AIn_VALUE` multiplié par le paramètre *Scale ratio n* excède la plage de sortie analogique, `AOn_VALUE` affiche la valeur minimale ou maximale, selon la plage de valeurs analogiques.

3.17.9.3 Signaux

Tableau 175: Signaux d'entrée SCA4GAPC

Nom	Type	Par défaut	Description
AI1_VALUE	FLOAT32	0,0	Valeur d'entrée analogique du canal 1
AI2_VALUE	FLOAT32	0,0	Valeur d'entrée analogique du canal 2
AI3_VALUE	FLOAT32	0,0	Valeur d'entrée analogique du canal 3
AI4_VALUE	FLOAT32	0,0	Valeur d'entrée analogique du canal 4

Tableau 176: Signaux de sortie SCA4GAPC

Nom	Type	Description
AO1_VALUE	FLOAT32	Valeur analogique 1 après mise à l'échelle
AO2_VALUE	FLOAT32	Valeur analogique 2 après mise à l'échelle
AO3_VALUE	FLOAT32	Valeur analogique 3 après mise à l'échelle
AO4_VALUE	FLOAT32	Valeur analogique 4 après mise à l'échelle

3.17.9.4 Paramètres

Tableau 177: Paramètres de non-groupe SCA4GAPC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Rapport d'échelle 1	0,001 à 1000,000		0,001	1,000	Rapport d'échelle pour la valeur analogique 1
Rapport d'échelle 2	0,001 à 1000,000		0,001	1,000	Rapport d'échelle pour la valeur analogique 2
Rapport d'échelle 3	0,001 à 1000,000		0,001	1,000	Rapport d'échelle pour la valeur analogique 3
Rapport d'échelle 4	0,001 à 1000,000		0,001	1,000	Rapport d'échelle pour la valeur analogique 4

3.17.10 Bloc fonctionnel avec contrôle local / à distance CONTROL

3.17.10.1 Bloc fonctionnel

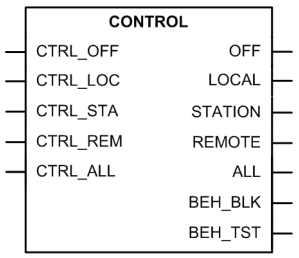


Figure 92: Bloc fonctionnel

3.17.10.2 Fonctionnalité

La commande Locale/À distance se fait, par défaut, via le bouton R/L du panneau avant. Il est possible d'activer la commande par entrée binaire en réglant la valeur du réglage *LR control* (Contrôle LR) sur « Binary input » (Entrée binaire). La commande d'entrée binaire requiert que la fonction de COMMANDE soit instanciée dans la configuration du produit.

La commande Locale/À distance prend en charge un accès multiniveaux pour les opérations de commande dans les postes, conformément à la norme CEI 61850. L'accès de commande multiniveaux avec accès séparé aux commandes de station n'est pas pris en charge par des protocoles autres que CEI 61850.

L'état de commande Local/À distance est évalué par le programme de priorité sur les entrées du bloc fonctionnel. Si plusieurs entrées sont actives, l'entrée présentant la plus haute priorité est sélectionnée.

L'état réel est reflété sur les sorties de fonction CONTROL. Il est uniquement possible d'avoir une sortie active à la fois.

Tableau 178: Table de vérité pour CONTROL

Entrée				Sortie
CTRL_OFF	CTRL_LOC	CTRL_STA 1)	CTRL_REM	
TRUE	n'importe lequel	n'importe lequel	n'importe lequel	OFF = TRUE
FALSE	TRUE	n'importe lequel	n'importe lequel	LOCAL = TRUE
FALSE	FALSE	TRUE	n'importe lequel	STATION = TRUE
FALSE	FALSE	FALSE	TRUE	REMOTE = TRUE
FALSE	FALSE	FALSE	FALSE	OFF = TRUE

1) Si l'autorité de station n'est pas utilisée, l'entrée `CTRL_STA` est interprétée comme `CTRL_REM`.

La vérification de l'autorité de station basée sur la catégorie de déclenchement de commande CEI 61850 dans la commande peut être activée en réglant la valeur du réglage *Station authority* (Autorité station) sur « Station, Remote » (Station, à distance) (la validation de déclenchement de commande est exécutée uniquement si le réglage *LR control* (Contrôle LR) est réglé sur « Binary input » (Entrée binaire)). Par défaut, la vérification d'autorité de station n'est pas utilisée.

3.17.10.3 Accès de contrôle LR

Quatre scénarios différents d'accès de contrôle local/à distance sont possibles selon le niveau d'autorité station sélectionné : « L,R », « L,R,L+R », « L,S,R » et « L, S, S+R, L+S, L+S+R ». Si les commandes de contrôle doivent être autorisées à partir de plusieurs niveaux, un accès multiniveaux peut être utilisé. L'accès multiniveaux est possible uniquement en utilisant les niveaux d'autorité station « L,R,L+R » et « L, S, S+R, L+S, L+S+R ». L'état d'accès multiniveaux est disponible à partir de l'objet de données CEI 61850 CTRL.LLN0.MltLev.

La sélection d'accès de contrôle est réalisée en utilisant le bouton R/L ou le bloc fonctionnel CONTROL et l'objet de données CEI 61850 CTRL.LLN0.LocSta. Lors de l'écriture de l'objet de données CEI 61850 CTRL.LLN0.LocSta, la catégorie de déclenchement de commande CEI 61850 station doit être utilisée par le client, et l'accès de contrôle à distance CEI 61850 doit être autorisé par l'autorité station du relais. La valeur de l'objet de données CTRL.LLN0.LocSta est conservée dans la mémoire non volatile. L'état de contrôle présent peut être surveillé dans l'IHM ou PCM600 via **Monitoring/Control command** avec le paramètre *LR state* (État LR) ou à partir de l'objet de données CEI 61850 CTRL.LLN0. LocKeyHMI.

La catégorie de déclenchement de commande CEI 61850 est toujours définie par le client CEI 61850. Le relais prend en charge les catégories de déclenchement de commande CEI 61850 station et à distance, selon le niveau d'autorité station sélectionné.

3.17.10.4 Niveau d'autorité station « L,R »

Le niveau d'autorité station par défaut du relais est « L,R ». Dans ce scénario, seul l'accès de contrôle local ou à distance est autorisé. L'accès de contrôle avec la catégorie de déclenchement de commande CEI 61850 station est interprété comme un accès à distance. Il n'y a pas d'accès multiniveaux.

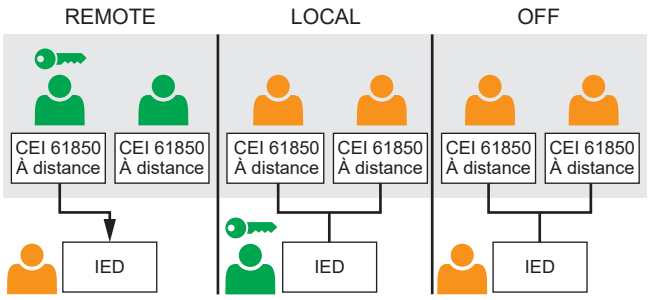


Figure 93: L'autorité station est « L,R »

Lorsque le niveau d'autorité station « L, R » est utilisé, l'accès de contrôle peut être sélectionné en utilisant le bouton R/L ou le bloc fonctionnel CONTROL. Les entrées de l'objet de données CEI 61850 CTRL.LLN0.LocSta et du bloc fonctionnel CONTROL `CTRL_STA` et `CTRL_ALL` ne sont pas applicables pour ce niveau d'autorité station.

Tableau 179: Niveau d'autorité station « L,R » en utilisant le bouton R/L

Contrôle L/R		État du contrôle L/R		Accès de contrôle	
Bouton R/L	CTRL.LLN0.LocSta	CTRL.LLN0.MltLev	État L/R CTRL.LLN0.LocKeyHMI	Utilisateur local	Client CEI 61850 1)
Local	N/A	FALSE	1	x	
À distance	N/A	FALSE	2		x
Désactivé	N/A	FALSE	0		

1) Le contrôle de catégorie de déclenchement de commande client CEI 61850 n'est pas réalisé.

Tableau 180: Autorité station « L,R » en utilisant le bloc fonctionnel CONTROL

Contrôle L/R		État du contrôle L/R		Accès de contrôle	
Entrée FB de contrôle	CTRL.LLN0.LocSta	CTRL.LLN0.MltLev	État L/R CTRL.LLN0.LocKeyHMI	Utilisateur local	Client CEI 61850 1)
CTRL_OFF	N/A	FALSE	0		
CTRL_LOC	N/A	FALSE	1	x	
CTRL_STA	N/A	FALSE	0		
CTRL_REM	N/A	FALSE	2		x
CTRL_ALL	N/A	FALSE	0		

1) Le contrôle de catégorie de déclenchement de commande client CEI 61850 n'est pas réalisé.

3.17.10.5 Niveau autorité station « L,R,L+R »

Niveau autorité station « L,R, L+R » ajoute la prise en charge de l'accès multiniveaux. L'accès de commande peut également être autorisé simultanément depuis la station locale ou à distance. L'opération de commande locale ou à distance simultanée n'est pas autorisées du fait qu'un client et un emplacement à la fois peuvent accéder aux objets contrôlables et qu'ils demeurent réservés jusqu'à ce que l'opération de commande entamée précédemment ait été terminée par le client. L'accès de commande avec la station de catégorie de déclenchement CEI 61850 est interprété comme un accès à distance.

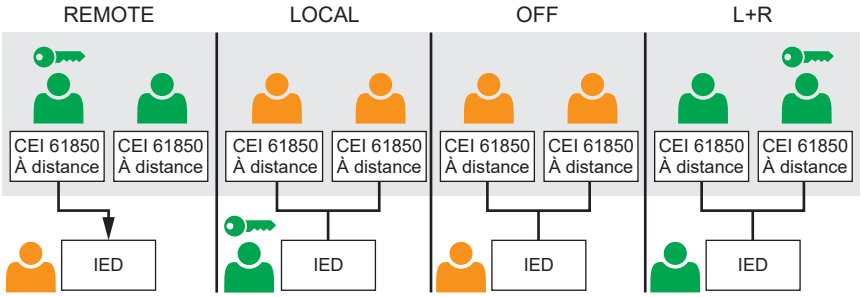


Figure 94: Niveau autorité station « L, R, L+R »

Lorsque le niveau d'autorité station « L, R, L+R » est utilisé, l'accès de commande peut être sélectionné en utilisant le bouton R/L ou le bloc fonctionnel CONTROL. Les objets de données CTRL.LLN0.LocSta CEI 61850 et l'entrée de bloc fonctionnel CONTROL `CTRL_STA` ne sont pas applicables pour ce niveau d'autorité de station.

Tableau 181: Niveau autorité de station « L, R, L+R » en utilisant le bouton R/L

Contrôle L/R		État du contrôle L/R		Accès de contrôle	
Bouton R/L	CTRL.LLN0.LocSta	CTRL.LLN0.MltLev	État L/R CTRL.LLN0.LocKeyHMI	Utilisateur local	Client CEI 61850 1)
Local	N/A	FALSE	1	x	
À distance	N/A	FALSE	2		x
Local + À distance	N/A	TRUE	4	x	x
Désactivé	N/A	FALSE	0		

1) Le contrôle de catégorie de déclenchement de commande Client CEI 61850 n'est pas réalisé.

Tableau 182: Niveau autorité station « L, R, L+R » en utilisant le bloc fonctionnel CONTROL

Contrôle L/R		État du contrôle L/R		Accès de contrôle	
Entrée FB de contrôle	CTRL.LLN0.LocSta	CTRL.LLN0.MltLev	État L/R CTRL.LLN0.LocKeyHMI	Utilisateur local	Client CEI 61850 1)
CTRL_OFF	N/A	FALSE	0		
CTRL_LOC	N/A	FALSE	1	x	
CTRL_STA	N/A	FALSE	0		
CTRL_REM	N/A	FALSE	2		x
CTRL_ALL	N/A	TRUE	4	x	x

1) Le contrôle de catégorie de déclenchement de commande Client CEI 61850 n'est pas réalisé.

3.17.10.6 Niveau autorité station « L, S, R »

Le niveau autorité station « L, S, R » ajoute un accès de commande de station. Dans ce niveau, la validation CEI 61850 de catégorie de déclenchement de commande est réalisée pour distinguer les commandes de contrôle avec une catégorie de déclenchement de commande CEI 61850 réglée sur « Remote » (à distance) ou « Station » (station). Il n'y a pas d'accès multiniveaux.

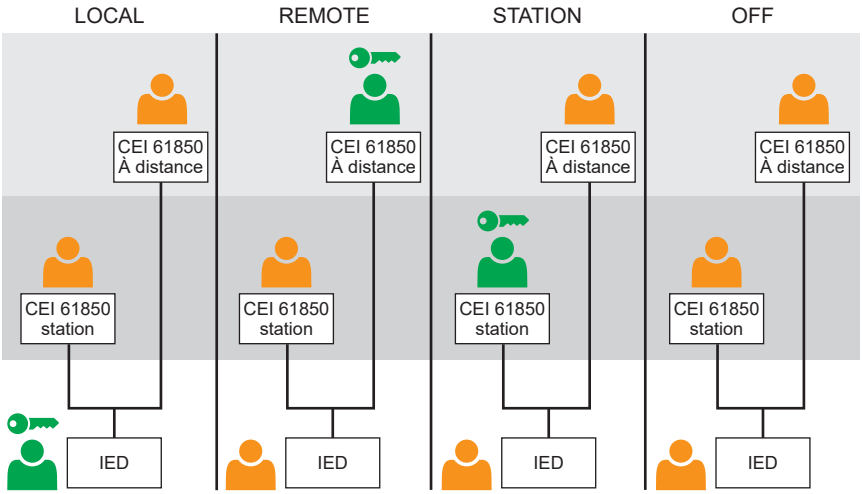


Figure 95: Niveau autorité station « L, S, R »

Lorsque le niveau d'autorité station « L, S, R » est utilisé, l'accès de commande peut être sélectionné en utilisant le bouton R/L ou le bloc fonctionnel CONTROL. Les objets de données CTRL.LLN0.LocSta CEI 61850 et l'entrée de bloc fonctionnel CONTROL `CTRL_STA` sont applicables pour ce niveau d'autorité de station.

L'accès de commande de station peut être réservé en utilisant le bouton R/L ou le bloc fonctionnel CONTROL avec l'objet de données CEI 61850 CTRL.LLN0.LocSta.

Tableau 183: Niveau autorité station « L, S, R » en utilisant le bouton R/L

Contrôle L/R		État du contrôle L/R		Accès de contrôle		
Bouton R/L	CTRL.LLN0.LocSta [1]	CTRL.LLN0.MltLev	État L/R CTRL.LLN0.LocKeyHMI	Utilisateur local	Client CEI 61850 [2]	Client CEI 61850 [3]
Local	FALSE	FALSE	1	x		
À distance	FALSE	FALSE	2		x	
À distance	TRUE	FALSE	3			x
Désactivé	FALSE	FALSE	0			

1) Le client de station réserve l'utilisation des commandes en saisissant un point de commande LocSta.
2) La catégorie de déclenchement de commande Client CEI 61850 est à distance.
3) La catégorie de déclenchement de commande Client CEI 61850 est la station.

Tableau 184: Niveau autorité station « L, S, R » en utilisant le bloc fonctionnel CONTROL

Contrôle L/R		État du contrôle L/R		Accès de contrôle		
Entrée FB de contrôle	CTRL.LLN0.LocSta [1]	CTRL.LLN0.MltLev	État L/R CTRL.LLN0.LocKeyHMI	Utilisateur local	Client CEI 61850 [2]	Client CEI 61850 [3]
CTRL_OFF	FALSE	FALSE	0			
CTRL_LOC	FALSE	FALSE	1	x		
CTRL_STA	TRUE	FALSE	3			x

Suite du tableau à la page suivante

Contrôle L/R		État du contrôle L/R		Accès de contrôle		
Entrée FB de contrôle	CTRL.LLN0.LocSta [1]	CTRL.LLN0.MltLev	État L/R CTRL.LLN0.LocKeyHMI	Utilisateur local	Client CEI 61850 [2]	Client CEI 61850 [3]
CTRL_REM [4]	TRUE	FALSE	3			x
CTRL_REM	FALSE	FALSE	2		x	
CTRL_ALL	FALSE	FALSE	0			

1) Le client de station réserve l'utilisation des commandes en saisissant un point de commande LocSta.
2) La catégorie de déclenchement de commande Client CEI 61850 est à distance.
3) La catégorie de déclenchement de commande Client CEI 61850 est la station.
4) CTRL_STA non connecté dans la configuration d'application. Le client de station réserve l'utilisation des commandes en saisissant un point de commande LocSta.

3.17.10.7 Niveau autorité station « L, S, S+R, L+S, L+S+R »

Le niveau autorité station « L, S, S+R, L+S, L+S+R » ajoute un accès de commande station avec plusieurs scénarios d'accès multiniveaux différents. L'accès de commande peut également être autorisé simultanément depuis le poste local, la station ou le poste à distance. L'opération de commande locale, depuis la station ou à distance n'est pas autorisées du fait qu'un client et un emplacement à la fois peuvent accéder aux objets contrôlables et qu'ils demeurent réservés jusqu'à ce que l'opération de commande entamée précédemment ait été terminée par le client.

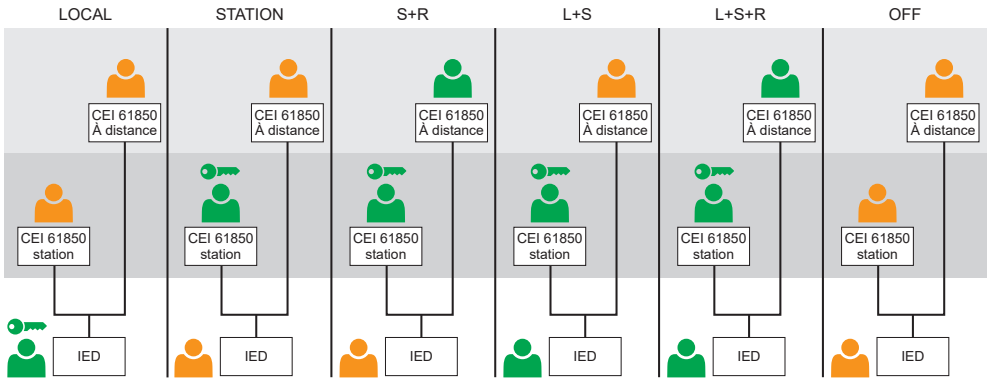


Figure 96: Niveau autorité station « L, S, S+R, L+S, L+S+R »

Lorsque le niveau d'autorité station « L, S, S+R, L+S, L+S+R » est utilisé, l'accès de commande peut être sélectionné en utilisant le bouton R/L ou le bloc fonctionnel CONTROL. Les objets de données CTRL.LLN0.LocSta CEI 61850 et l'entrée de bloc fonctionnel CONTROL `CTRL_STA` sont applicables pour ce niveau d'autorité de station.

L'accès de commande « Station » et « Local + Station » peut être réservé en utilisant le bouton R/L ou le bloc fonctionnel CONTROL avec l'objet de données CEI 61850 CTRL.LLN0.LocSta.

Tableau 185: Niveau autorité station « L, S, S+R, L+S, L+S+R » à l'aide du bouton R/L

Contrôle L/R		État du contrôle L/R		Accès de contrôle		
Bouton R/L	CTRL.LLN0.LocSta [1]	CTRL.LLN0.MltLev	État L/R CTRL.LLN0.LocKeyHMI	Utilisateur local	Client CEI 61850 [2]	Client CEI 61850 [3]
Local	FALSE	FALSE	1	x		
À distance	FALSE	TRUE	7		x	x
À distance	TRUE	FALSE	3			x
Local + À distance	FALSE	TRUE	6	x	x	x
Local + À distance	TRUE	TRUE	5	x		x
Désactivé	FALSE	FALSE	0			

1) Le client de station réserve l'utilisation des commandes en saisissant un point de commande LocSta.
2) La catégorie de déclenchement de commande Client CEI 61850 est à distance.
3) La catégorie de déclenchement de commande Client CEI 61850 est la station.

Tableau 186: Niveau autorité station « L, S, S+R, L+S, L+S+R » à l'aide du bloc fonctionnel CONTROL

Contrôle L/R		État du contrôle L/R		Accès de contrôle		
Entrée FB de contrôle	CTRL.LLN0.LocSta [1]	CTRL.LLN0.MltLev	État L/R CTRL.LLN0.LocKeyHMI	Utilisateur local	Client CEI 61850 [2]	Client CEI 61850 [3]
CTRL_OFF	FALSE	FALSE	0			
CTRL_LOC	FALSE	FALSE	1	x		
CTRL_STA	FALSE	FALSE	3			x
CTRL_REM [4]	TRUE	TRUE	3			x
CTRL_REM	FALSE	TRUE	7		x	x
CTRL_ALL	FALSE	TRUE	6	x	x	x
CTRL_ALL [4]	TRUE	TRUE	5	x		x

1) Le client de station réserve l'utilisation des commandes en saisissant un point de commande LocSta.
2) La catégorie de déclenchement de commande Client CEI 61850 est à distance.
3) La catégorie de déclenchement de commande Client CEI 61850 est la station.
4) CTRL_STA non connecté dans la configuration d'application. Le client de station réserve l'utilisation des commandes en saisissant un point de commande LocSta.

3.17.10.8 Signaux

Tableau 187: Signaux d'entrée CONTROL

Nom	Type	Par défaut	Description
CTRL_OFF	BOOLÉEN	0	Entrée de contrôle OFF
CTRL_LOC	BOOLÉEN	0	Entrée de contrôle Local
CTRL_STA	BOOLÉEN	0	Entrée de contrôle Station
CTRL_REM	BOOLÉEN	0	Contrôle d'entrée Remote (distant)
CTRL_ALL	BOOLÉEN	0	Entrée de contrôle All (Tous)

Tableau 188: Signaux de sortie CONTROL

Nom	Type	Description
OFF	BOOLÉEN	Sortie de contrôle OFF
LOCAL	BOOLÉEN	Sortie de contrôle Local
STATION	BOOLÉEN	Sortie de contrôle Station
REMOTE	BOOLÉEN	Sortie de contrôle Remote (distant)
ALL	BOOLÉEN	Sortie de contrôle All (tout)
BEH_BLK	BOOLÉEN	État de blocage CTRL de dispositif logique
BEH_TST	BOOLÉEN	État de test CTRL de dispositif logique

3.17.10.9 Paramètres

Tableau 189: Paramètres de non-groupe

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
LR control	1 = clé LR 2 = Entrée binaire			1 = clé LR	Contrôle LR via la touche LR ou l'entrée binaire LR
Autorité station	1 = L,R 2 = L,S,R 3 = L,R,L+R 4 = L, S, S+R, L+S, L+S+R			1 = L,R	Utilisation de la catégorie de déclenchement de commande de contrôle
Mode de commande	1 = Activé 2 = Bloqué 5 = Désactivé			1 = Activé	Activation ou désactivation du contrôle

3.17.10.10 Données surveillées

Tableau 190: Données surveillées

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
Réponse de commande	Enum	0=Pas de commandes 1=Sélection ouvert 2=Sélection fermé 3=Fonctionnement ouvert 4=Fonctionnement fermé 5=Direct ouvert 6=Direct fermé 7 = Annuler 8=Position atteinte 9=Position temporisée 10=Objet état uniquement 11=Objet direct 12=Objet sélection 13=RL local autorisé 14=RL à distance autorisé 15=RL désactivé 16=Fonction désactivée 17=Fonction bloquée 18=Progression commande 19=Sélection temporisée 20=Autorité manquante 21=Fermé non activé 22=Ouvert non activé 23=Défaut interne 24=Déjà fermé 25=Client incorrect 26=RL station autorisé 27=RL changement 28=Abandon par déclenchement		Réponse de commande la plus récente
État LR	Enum	0 = Désactivé 1 = Locale 2=À distance 3=Station 4=L+R 5=L+S 6=L+S+R 7=S+R		Surveillance d'état LR

3.17.11 Point de contrôle générique (16 pcs) SPCGAPC

3.17.11.1 Bloc fonctionnel

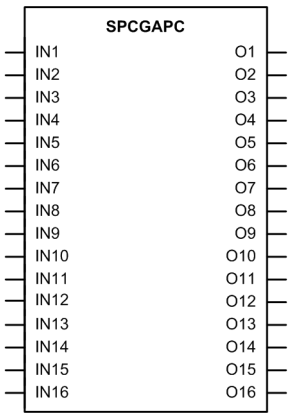


Figure 97: Bloc fonctionnel

3.17.11.2 Fonctionnalités

La fonction de point de contrôle générique (16 pcs) SPCGAPC peut être utilisée en combinaison avec d'autres blocs fonction, comme la fonction FKEYGGIO. SPCGAPC permet d'activer ses sorties grâce à une commande locale ou à distance. La commande locale est assurée par les boutons de la face avant et la commande à distance est assurée par les communications. SPCGAPC a deux modes de fonctionnement. Dans le mode « Toggle », le bloc fait alterner le signal de sortie pour chaque impulsion d'entrée reçue. En mode « Pulsed », le bloc génère une impulsion de sortie d'une durée prédéfinie.

Par exemple, si le *Operation mode* est défini sur « Toggle », la sortie O# est d'abord « False ». Le front montant dans IN# défini O# sur « True ». Le front descendant de IN# ne fait rien. Le front montant suivant de IN# défini O# sur « False ».

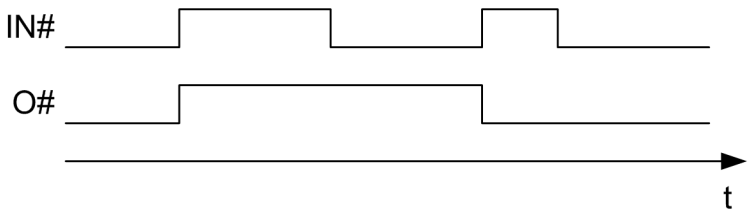


Figure 98: Fonctionnement en mode « Toggle »

Du point de vue de la communication à distance, le mode de fonctionnement « Toggle » de la fonction SPCGAPC fonctionne

toujours de manière persistante. La sortie O# suit la valeur écrite sur l'entrée IN#.

3.17.11.3 Signaux

Tableau 191: Signaux d'entrée SPCGAPC

Nom	Type	Par défaut	Description
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
IN1	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée du point de contrôle 1
IN2	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée du point de contrôle 2
IN3	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée du point de contrôle 3
IN4	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée du point de contrôle 4
IN5	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée du point de contrôle 5
IN6	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée du point de contrôle 6
IN7	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée du point de contrôle 7
IN8	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée du point de contrôle 8
IN9	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée du point de contrôle 9
IN10	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée du point de contrôle 10
IN11	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée du point de contrôle 11
IN12	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée du point de contrôle 12
IN13	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée du point de contrôle 13
IN14	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée du point de contrôle 14
IN15	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée du point de contrôle 15
IN16	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée du point de contrôle 16

Tableau 192: Signaux de sortie SPCGAPC

Nom	Type	Description
O1	BOOLÉEN	État de sortie 1
O2	BOOLÉEN	État de sortie 2
O3	BOOLÉEN	État de sortie 3
O4	BOOLÉEN	État de sortie 4
O5	BOOLÉEN	État de sortie 5
O6	BOOLÉEN	État de sortie 6
O7	BOOLÉEN	État de sortie 7
O8	BOOLÉEN	État de sortie 8
O9	BOOLÉEN	État de sortie 9
O10	BOOLÉEN	État de sortie 10
O11	BOOLÉEN	État de sortie 11
O12	BOOLÉEN	État de sortie 12
O13	BOOLÉEN	État de sortie 13
O14	BOOLÉEN	État de sortie 14
O15	BOOLÉEN	État de sortie 15
O16	BOOLÉEN	État de sortie 16

3.17.11.4 Paramètres

Tableau 193: Paramètres de non-groupe SPCGAPC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Restriction local/distant	0 = Faux 1 = Vrai			1 = Vrai	Restriction du commutateur local/ distance
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Toggle/ Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 1 SPCGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Toggle/ Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 2 SPCGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Toggle/ Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Suite du tableau à la page suivante					

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 3 SPCGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Toggle/ Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 4 SPCGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Toggle/ Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 5 SPCGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Toggle/ Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 6 SPCGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Toggle/ Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 7 SPCGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Toggle/ Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 8 SPCGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Toggle/ Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 9 SPCGAPC1	Description du point de contrôle générique

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Toggle/ Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 10 SPCGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Toggle/ Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 11 SPCGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Toggle/ Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 12 SPCGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Toggle/ Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 13 SPCGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Toggle/ Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 14 SPCGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Toggle/ Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 15 SPCGAPC1	Description du point de contrôle générique

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Toggle/ Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 16 SPCGAPC1	Description du point de contrôle générique

3.17.12 Points de contrôle génériques distants SPCRGAPC

3.17.12.1 Bloc fonctionnel

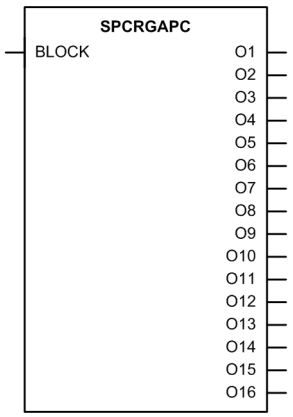


Figure 99: Bloc fonctionnel

3.17.12.2 Fonctionnalités

La fonction de points de contrôle génériques à distance SPCRGAPC est exclusivement réservée au contrôle à distance, c'est-à-dire que cette fonction SPCRGAPC ne peut pas être contrôlée en local. Le contrôle à distance est fourni à travers les communications.

3.17.12.3 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont « On » (Activé) et « Off » (Désactivé).

Les paramètres *Operation mode* (Mode de fonctionnement), *Pulse length* (Longueur d'impulsion) et *Description* de SPCRGAPC permettent de contrôler l'ensemble des 16 sorties. Par défaut, le paramètre *Operation mode* (Mode de fonctionnement) est réglé sur « Off ». Cela permet de désactiver la sortie de signal contrôlable. SPCRGAPC possède également un paramètre général *Loc Rem restriction*

(Restriction Local/à distance), qui permet d'activer ou de désactiver la fonction de l'état local ou à distance.

Lorsque le paramètre *Operation mode* (Mode de fonctionnement) est défini sur « Toggle » (alterner), la sortie correspondante alterne entre « True » et « False » pour chaque impulsion d'entrée reçue. L'état de la sortie est enregistré dans une mémoire non volatile et restauré lorsque le relais de protection est redémarré.

Lorsque le paramètre *Operation mode* (Mode de fonctionnement) est défini sur « Pulsed » (Pulsations), la sortie correspondante peut être utilisée pour produire la longueur d'impulsions prédéfinie. Une fois activée, la sortie reste active toute la durée de la longueur d'impulsion définie. Lorsqu'elle est activée, la commande additionnelle d'activation ne rallonge pas la longueur d'impulsion. Ainsi, l'impulsion doit être terminée avant que la nouvelle activation puisse avoir lieu.

Le paramètre *Description* peut être utilisé pour enregistrer les noms des signaux pour chaque sortie.

Chaque point de commande ou la fonction SPCRGAPC est uniquement accessible à distance par communication. SPCRGAPC suit l'état local ou à distance (L/R) si le paramètre *Loc Rem restriction* (Restricton local/à distance) est défini sur « True ». Si le paramètre the *Loc Rem restriction* (Restriction local/distant) est réglé sur la valeur « False »l, l'état local ou distant (L/R) est ignoré, c'est-à-dire que tous les contrôles sont autorisés, indépendamment de leur état local ou distant.

L'entrée `BLOCK` peut être utilisée pour bloquer la fonction de sortie. Le fonctionnement de l'entrée `BLOCK` dépend du paramètre *Operation mode* (Mode de fonctionnement). Si le paramètre *Operation mode* (Mode de fonctionnement) est défini sur « Toggle » (alterner), l'état de la sortie ne peut pas être modifié tant que l'entrée `BLOCK` est TRUE. Si le paramètre *Operation mode* (Mode de fonctionnement) est défini sur « Pulsed » (Impulsions), l'activation de l'entrée `BLOCK` réinitialise la sortie à l'état FALSE

3.17.12.4 Signaux

Tableau 194: Signaux d'entrée SPCRGAPC

Nom	Type	Par défaut	Description
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 195: Signaux de sortie SPCRGAPC

Nom	Type	Description
O1	BOOLÉEN	État de sortie 1
O2	BOOLÉEN	État de sortie 2
O3	BOOLÉEN	État de sortie 3
O4	BOOLÉEN	État de sortie 4
Suite du tableau à la page suivante		

Nom	Type	Description
O5	BOOLÉEN	État de sortie 5
O6	BOOLÉEN	État de sortie 6
O7	BOOLÉEN	État de sortie 7
O8	BOOLÉEN	État de sortie 8
O9	BOOLÉEN	État de sortie 9
O10	BOOLÉEN	État de sortie 10
O11	BOOLÉEN	État de sortie 11
O12	BOOLÉEN	État de sortie 12
O13	BOOLÉEN	État de sortie 13
O14	BOOLÉEN	État de sortie 14
O15	BOOLÉEN	État de sortie 15
O16	BOOLÉEN	État de sortie 16

3.17.12.5 Paramètres

Tableau 196: Paramètres de non-groupe SPCRGAPC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Restriction local/distant	0 = Faux 1 = Vrai			1 = Vrai	Restriction du commutateur local/ distance
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 1 SPCRGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 2 SPCRGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 3 SPCRGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Description				Sortie 4 SPCRGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 5 SPCRGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 6 SPCRGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 7 SPCRGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 8 SPCRGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 9 SPCRGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 10 SPCRGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 11 SPCRGAPC1	Description du point de contrôle générique

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 12 SPCRGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 13 SPCRGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 14 SPCRGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 15 SPCRGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 16 SPCRGAPC1	Description du point de contrôle générique

3.17.13 Points de contrôle génériques locaux SPCLGAPC

3.17.13.1 Bloc fonctionnel

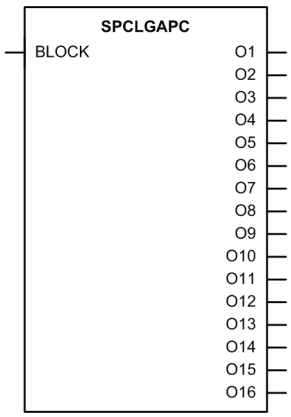


Figure 100: Bloc fonctionnel

3.17.13.2 Fonctionnalités

La fonction de points de contrôle génériques locaux SPCLGAPC est exclusivement réservée au contrôle local, c'est-à-dire que cette fonction SPCLGAPC ne peut pas être contrôlée à distance. Le contrôle local s'effectue à l'aide des boutons présents sur le panneau avant.

3.17.13.3 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont « On » (Activé) et « Off » (Désactivé).

Les paramètres *Operation mode* (Mode de fonctionnement), *Pulse length* (Longueur d'impulsion) et *Description* de SPCLGAPC permettent de contrôler l'ensemble des 16 sorties. Par défaut, le paramètre *Operation mode* (Mode de fonctionnement) est réglé sur « Off ». Cela permet de désactiver la sortie de signal contrôlable. SPCLGAPC possède également un paramètre général *Loc Rem restriction* (Restriction local/à distance), qui permet d'activer ou de désactiver la fonction de l'état local ou à distance.

Lorsque le paramètre *Operation mode* (Mode de fonctionnement) est défini sur « Toggle » (alterner), la sortie correspondante alterne entre « True » et « False » pour chaque impulsion d'entrée reçue. L'état de la sortie est enregistré dans une mémoire non volatile et restauré lorsque le relais de protection est redémarré.

Lorsque le paramètre *Operation mode* (Mode de fonctionnement) est défini sur « Pulsed » (Pulsations), la sortie correspondante peut être utilisée pour produire la

longueur d'impulsions prédéfinie. Une fois activée, la sortie reste active toute la durée de la longueur d'impulsion définie. Lorsqu'elle est activée, la commande additionnelle d'activation ne rallonge pas la longueur d'impulsion. Ainsi, l'impulsion doit être terminée avant que la nouvelle activation puisse avoir lieu.

Le paramètre *Description* peut être utilisé pour enregistrer les noms des signaux pour chaque sortie.

Chaque point de commande ou la fonction SPCLGAPC est uniquement accessible via la commande IHML. SPCLGAPC suit l'état local ou à distance (L/R) si le paramètre *Loc Rem restriction* (Restriction local/à distance) est défini sur « True ». Si le paramètre the *Loc Rem restriction* (Restriction local/distant) est réglé sur la valeur « False »l, l'état local ou distant (L/R) est ignoré, c'est-à-dire que tous les contrôles sont autorisés, indépendamment de leur état local ou distant.

L'entrée `BLOCK` peut être utilisée pour bloquer la fonction de sortie. Le fonctionnement de l'entrée `BLOCK` dépend du paramètre *Operation mode* (Mode de fonctionnement). Si le paramètre *Operation mode* (Mode de fonctionnement) est défini sur « Toggle » (alterner), l'état de la sortie ne peut pas être modifié tant que l'entrée `BLOCK` est TRUE. Si le paramètre *Operation mode* (Mode de fonctionnement) est défini sur « Pulsed » (Impulsions), l'activation de l'entrée `BLOCK` réinitialise la sortie à l'état FALSE

3.17.13.4 Signaux

Tableau 197: Signaux d'entrée SPCLGAPC

Nom	Type	Par défaut	Description
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 198: Signaux de sortie SPCLGAPC

Nom	Type	Description
O1	BOOLÉEN	État de sortie 1
O2	BOOLÉEN	État de sortie 2
O3	BOOLÉEN	État de sortie 3
O4	BOOLÉEN	État de sortie 4
O5	BOOLÉEN	État de sortie 5
O6	BOOLÉEN	État de sortie 6
O7	BOOLÉEN	État de sortie 7
O8	BOOLÉEN	État de sortie 8
O9	BOOLÉEN	État de sortie 9
O10	BOOLÉEN	État de sortie 10
O11	BOOLÉEN	État de sortie 11
O12	BOOLÉEN	État de sortie 12
Suite du tableau à la page suivante		

Nom	Type	Description
O13	BOOLÉEN	État de sortie 13
O14	BOOLÉEN	État de sortie 14
O15	BOOLÉEN	État de sortie 15
O16	BOOLÉEN	État de sortie 16

3.17.13.5 Paramètres

Tableau 199: Paramètres de non-groupe SPCLGAPC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Restriction local/distant	0 = Faux 1 = Vrai			1 = Vrai	Restriction du commutateur local/ distance
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 1 SPCLGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 2 SPCLGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 3 SPCLGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 4 SPCLGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 5 SPCLGAPC1	Description du point de contrôle générique

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 6 SPCLGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 7 SPCLGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 8 SPCLGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 9 SPCLGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 10 SPCLGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 11 SPCLGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 12 SPCLGAPC1	Description du point de contrôle générique

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 13 SPCLGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 14 SPCLGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 15 SPCLGAPC1	Description du point de contrôle générique
Mode de fonctionnement	0 = À impulsion 1 = Persistant -1 = Désactivé			-1 = Désactivé	Mode de fonctionnement pour le point de contrôle générique
Longueur d'impulsion	10...3600000	ms	10	1000	Longueur d'impulsion pour le mode de fonctionnement à impulsion
Description				Sortie 16 SPCLGAPC1	Description du point de contrôle générique

3.17.14 Boutons programmables FKEYGGIO

3.17.14.1 Bloc fonctionnel

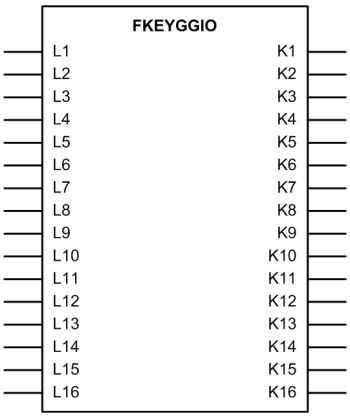


Figure 101: Bloc fonctionnel

3.17.14.2 Fonctionnalités

La fonction de boutons programmables FKEYGGIO offre une interface simple entre le panneau et l'application. L'entrée utilisateur depuis les boutons disponibles sur le panneau avant est transférée à la fonctionnalité attribuée, et le voyant LED correspondant est allumé ou éteint à des fins d'indication. Le comportement de chaque touche de fonction dans l'application spécifique est configuré par la connexion avec d'autres fonctions d'application. Cette méthode offre une flexibilité optimale.

3.17.14.3 Principe de fonctionnement

Les entrées `L1...L16` correspondent aux LED présentes sur l'IHML du relais de protection. Si une entrée est réglée sur la valeur TRUE, le voyant LED correspondant s'allume. Si l'utilisateur appuie sur une touche de fonction de l'IMHL, la sortie correspondante `K1...K16` est réglée sur la valeur TRUE.

3.17.14.4 Signaux

Tableau 200: Signaux d'entrée FKEYGGIO

Nom	Type	Par défaut	Description
L1	BOOLÉEN	0 = Faux	LED 1
L2	BOOLÉEN	0 = Faux	LED 2
L3	BOOLÉEN	0 = Faux	LED 3
L4	BOOLÉEN	0 = Faux	LED 4
L5	BOOLÉEN	0 = Faux	LED 5
L6	BOOLÉEN	0 = Faux	LED 6
L7	BOOLÉEN	0 = Faux	LED 7
L8	BOOLÉEN	0 = Faux	LED 8
L9	BOOLÉEN	0 = Faux	LED 9
L10	BOOLÉEN	0 = Faux	LED 10
L11	BOOLÉEN	0 = Faux	LED 11
L12	BOOLÉEN	0 = Faux	LED 12
L13	BOOLÉEN	0 = Faux	LED 13

Suite du tableau à la page suivante

Nom	Type	Par défaut	Description
L14	BOOLÉEN	0 = Faux	LED 14
L15	BOOLÉEN	0 = Faux	LED 15
L16	BOOLÉEN	0 = Faux	LED 16

Tableau 201: Signaux de sortie FKEYGGIO

Nom	Type	Description
K1	BOOLÉEN	KEY 1
K2	BOOLÉEN	KEY 2
K3	BOOLÉEN	KEY 3
K4	BOOLÉEN	KEY 4
K5	BOOLÉEN	KEY 5
K6	BOOLÉEN	KEY 6
K7	BOOLÉEN	KEY 7
K8	BOOLÉEN	KEY 8
K9	BOOLÉEN	KEY 9
K10	BOOLÉEN	KEY 10
K11	BOOLÉEN	KEY 11
K12	BOOLÉEN	KEY 12
K13	BOOLÉEN	KEY 13
K14	BOOLÉEN	KEY 14
K15	BOOLÉEN	KEY 15
K16	BOOLÉEN	KEY 16

3.17.15 Compteur générique plus/moins UDFCNT

3.17.15.1 Bloc fonctionnel

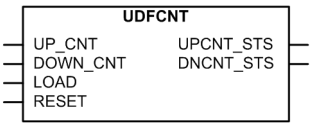


Figure 102: Bloc fonctionnel

3.17.15.2 Fonctionnalités

La fonction de compteur générique plus/moins UDFCNT compte en haut ou en bas pour chaque bord positif des entrées correspondantes. En fonction des besoins, la sortie de valeur du compteur peut être remise à zéro ou prédéfinie à une autre valeur.

Cette fonction fournit des sorties d'état de compte vers le haut ou compte vers le bas, qui spécifient la relation de la valeur du compteur respectivement à la valeur prédéfinie chargée et au zéro.

3.17.15.3 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont « On » (Activé) et « Off » (Désactivé).

Le fonctionnement de UDFCNT peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

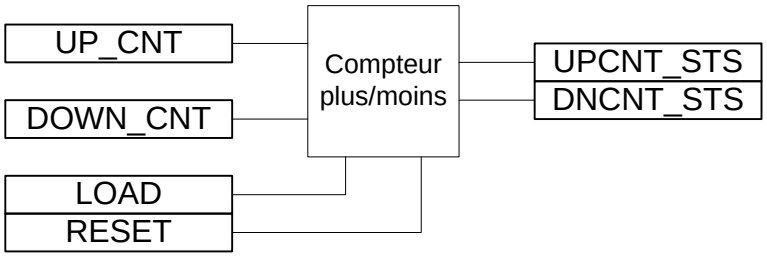


Figure 103: Schéma du module fonctionnel

Compteur plus/moins

Chaque front montant de l'entrée `UP_CNT` augmente d'une unité la valeur de compteur `CNT_VAL` et chaque front montant de l'entrée `DOWN_CNT` diminue d'une unité la valeur `CNT_VAL`. S'il existe un front montant aux deux entrées `UP_CNT` et `DOWN_CNT`, la valeur de compteur `CNT_VAL` reste inchangée. La valeur `CNT_VAL` est disponible dans la vue des données surveillées.

La valeur de compteur `CNT_VAL` est stockée dans une mémoire non volatile. La plage du compteur est de 0...+2147483647. Le décompte de `CNT_VAL` sature à la valeur finale de 2147483647, en d'autres termes, aucun ajout n'est possible au-delà.

La valeur du paramètre *Counter load value* (Valeur de charge compteur) est chargée dans la valeur de compteur `CNT_VAL` soit lorsque l'entrée `LOAD` est définie sur « True », soit lorsque *Load Counter* (Compteur de charge) est défini sur « Load » dans l'IHML. Tant que l'entrée `LOAD` est « True », elle empêche la poursuite du comptage.

La fonction fournit également les sorties d'état `UPCNT_STS` et `DNCNT_STS`. La sortie `UPCNT_STS` est définie sur « True » lorsque `CNT_VAL` est supérieur ou égal

au paramètre *Counter load value*. La sortie DNCNT_STS est définie sur « True » lorsque CNT_VAL égale zéro.

L'entrée RESET est utilisée pour réinitialiser la fonction. Lorsque cette entrée est définie sur « True » ou lorsque *Reset counter* (Réinitialiser compteur) est défini sur « reset », CNT_VAL est forcé à zéro.

3.17.15.4 Application

Lorsque UDFCNT est connecté à une entrée binaire de relais, deux réglages d'entrée binaire doivent être vérifiés pour garantir le bon fonctionnement du compteur.

- *Input # filter time*. Toutes les impulsions qui sont plus courtes que la durée de filtre ne sont pas détectées.
- *Binary input oscillation suppression threshold*. L'entrée binaire est bloquée si le nombre de changements d'état valides au cours d'une seconde est égal ou supérieur à la valeur de niveau d'oscillation définie.

Avec les paramètres corrects, UDFCNT peut enregistrer correctement jusqu'à 20 impulsions par seconde.

Par exemple, pour enregistrer constamment 20 impulsions par seconde de l'entrée binaire 1 à l'emplacement X110, lorsque la longueur d'impulsion est de 25 ms haut et 25 ms bas, les paramètres suivants sont recommandés.

- *Input 1 filter time* (Durée filtre entrée 1) est défini sur « 5...15 ms » via **Configuration/I/O modules/X110(BIO)/Input filtering**
- *Input osc. level* (Niveau osc. entrée) est défini sur « 45...50 événements/s » via **Configuration/I/O modules/Common settings**
- *Input osc. hyst* (Hyst. osc. entrée) est défini sur « 2 événements/s » via **Configuration/I/O modules/Common settings**

3.17.15.5 Signaux

Tableau 202: Signaux d'entrée UDFCNT

Nom	Type	Par défaut	Description
UP_CNT	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée pour comptage vers le haut
DOWN_CNT	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée pour comptage vers le bas
RESET	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée de réinitialisation pour le compteur
LOAD	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée de charge pour le compteur

Tableau 203: Signaux de sortie UDFCNT

Nom	Type	Description
UPCNT_STS	BOOLÉEN	État du comptage vers le haut
DNCNT_STS	BOOLÉEN	État du comptage vers le bas

3.17.15.6 Paramètres

Tableau 204: Paramètres de non-groupe UDFCNT (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Counter load value	0...2147483647		1	10000	Valeur de compteur prédéfinie
Reset counter	0 = Annuler 1 = Réinitialiser			0 = Annuler	Réinitialisation de la valeur de compteur
Load counter	0 = Annuler 1 = Chargement			0 = Annuler	Chargement du compteur à la valeur prédéfinie

3.17.15.7 Données surveillées

Tableau 205: Données surveillées UDFCNT

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
CNT_VAL	INT64	0...2147483647		Valeur de compteur en sortie

3.18 Rétablissement des paramètres usine

En cas de perte de données de configuration ou de toute autre erreur du système de fichier qui empêche le relais de protection de fonctionner correctement, le système de fichier peut être intégralement rétabli dans l'état initial d'usine. Tous les réglages et fichiers de configuration par défaut stockés en usine sont rétablis. Pour plus d'informations sur le rétablissement des paramètres usine, voir le manuel d'utilisation.

3.19 Enregistrement du profil de charge LDPRLRC

3.19.1 Bloc fonctionnel

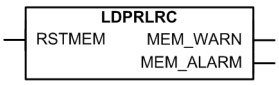


Figure 104: Bloc fonctionnel

3.19.2 Fonctionnalités

Le relais de protection est équipé d'un enregistreur de profil de charge. La fonctionnalité de profil de charge stocke les données de charge historique saisies à un intervalle périodique (intervalles de demande). Jusqu'à 12 quantités de charges peuvent être sélectionnées pour l'enregistrement et le stockage dans la mémoire non volatile. La plage de valeur pour les quantités de charge enregistrées équivalent à environ huit fois la valeur nominale, et les valeurs supérieures à ce niveau sont en saturation. Le temps d'enregistrement dépend d'un paramètre d'intervalle réglable sur demande et du nombre de quantités sélectionnées. La sortie d'enregistrement est exprimée au format COMTRADE.

3.19.2.1 Grandeurs

Les grandeurs qu'il est possible de sélectionner dépendent du produit.

Tableau 206: Description de la quantité

Désactivé	Quantité non sélectionnée
IL1	Courant phase 1
IL2	Courant phase 2
IL3	Courant phase 3
Io	Courant de neutre/de terre/résiduel
IL1B	Courant phase 1, côté B
IL2B	Courant phase 2, côté B
IL3B	Courant phase 3, côté B
IoB	Courant de neutre/de terre/résiduel, côté B
U12	Tension phase-phase 12
U23	Tension phase-phase 23
U31	Tension phase-phase 31
UL1	Tension phase-terre 1
UL2	Tension phase-terre 2
UL3	Tension phase-terre 3
UL1B	Tension phase 1-terre, côté B
UL2B	Tension phase 2-terre, côté B
UL3B	Tension phase 3-terre, côté B
S	Puissance apparente
P	Puissance réelle
Q	Puissance réactive
PF	Facteur de puissance



Si la source de données pour la grandeur sélectionnée est retirée, par exemple, avec l'outil de configuration d'application dans PCM600,

l'enregistreur de profil de charge cesse l'enregistrement et les données précédemment collectées sont effacées.

3.19.2.2 Longueur d'enregistrement

La capacité d'enregistrement est d'environ 7,4 ans lorsqu'une seule quantité est enregistrée et que l'intervalle de demande est défini sur 180 minutes. La durée d'enregistrement diminue proportionnellement lorsqu'un délai de demande plus court est sélectionné ou que des quantités plus élevées sont enregistrées. Les longueurs d'enregistrement en jours selon les paramètres utilisés sont présentées dans le Tableau 207. Lorsque le tampon d'enregistrement est plein, les données les plus anciennes sont écrasées par les données les plus récentes.

Tableau 207: Capacité d'enregistrement en jours avec différents paramètres

	Intervalle de demande						
	1 minute	5 minutes	10 minutes	15 minutes	30 minutes	60 minutes	180 minutes
Quantités	**Capacité d'enregistrement en jours**						
1	15,2	75,8	151,6	227,4	454,9	909,7	2729,2
2	11,4	56,9	113,7	170,6	341,1	682,3	2046,9
3	9,1	45,5	91,0	136,5	272,9	545,8	1637,5
4	7,6	37,9	75,8	113,7	227,4	454,9	1364,6
5	6,5	32,5	65,0	97,5	194,9	389,9	1169,6
6	5,7	28,4	56,9	85,3	170,6	341,1	1023,4
7	5,1	25,3	50,5	75,8	151,6	303,2	909,7
8	4,5	22,7	45,5	68,2	136,5	272,9	818,8
9	4,1	20,7	41,4	62,0	124,1	248,1	744,3
10	3,8	19,0	37,9	56,9	113,7	227,4	682,3
11	3,5	17,5	35,0	52,5	105,0	209,9	629,8
12	3,2	16,2	32,5	48,7	97,5	194,9	584,8

3.19.2.3 Chargement de l'enregistrement

Le relais de protection stocke les fichiers COMTRADE de profil de charge dans le dossier C:\LDP\COMTRADE. Les fichiers peuvent être chargés avec l'outil PCM600 ou tout logiciel informatique approprié pouvant accéder au dossier C:\LDP \COMTRADE.

L'enregistrement du profil de charge se compose de deux types de fichiers COMTRADE : le fichier de configuration (.CFG) et le fichier de données (.DAT). Le nom de fichier est identique pour les deux types de fichiers.

Pour s'assurer que les deux types de fichiers chargés sont générés à partir des mêmes données, les fichiers doivent être chargés successivement. Dès lors que l'un des

fichiers est chargé, le tampon d'enregistrement est arrêté pour laisser le temps de charger l'autre fichier.

Le contenu de l'enregistrement du profil de charge est mis à jour de manière séquentielle. Par conséquent, l'attribut de taille pour les deux fichiers COMTRADE est « 0 ».

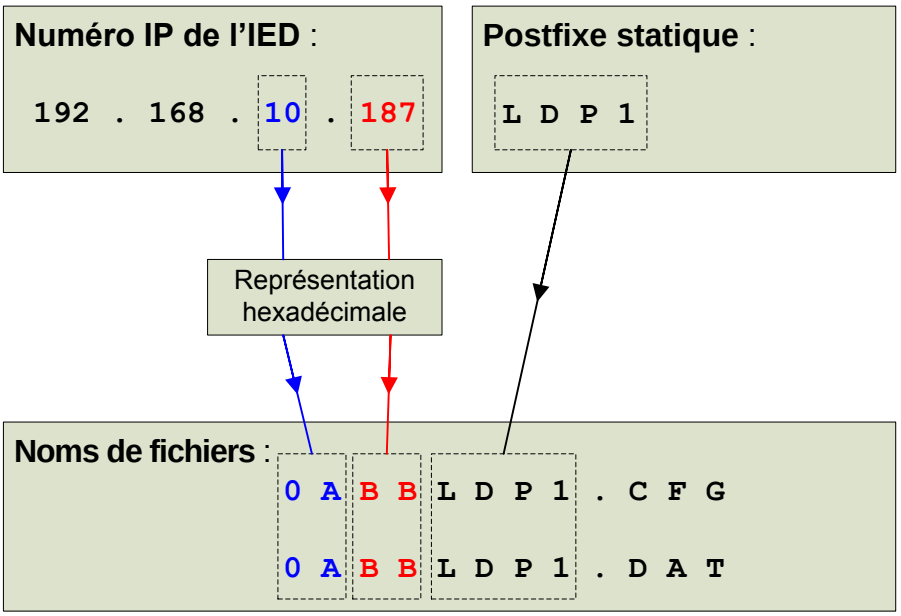


Figure 105: Nommage des fichiers d'enregistrement du profil de charge

3.19.2.4 Effacement des enregistrements

L'enregistrement de profil de charge peut être effacé via le paramètre *Reset load profile rec* via l'IHM, la communication ou l'entrée ACT dans le module PCM600. L'effacement des enregistrements est uniquement autorisé au niveau des niveaux d'autorisation ingénieur et administrateur.

L'enregistrement de profil de charge est automatiquement effacé si les paramètres de sélection de quantité sont modifiés, ou si tout autre paramètre risquant d'affecter le contenu du fichier de configuration COMTRADE est modifié. En outre, si la source de données pour la quantité sélectionnée est retirée, par exemple avec ACT, le profil de charge cesse l'enregistrement et les données précédemment collectées sont effacées.

3.19.3 Configuration

L'enregistrement du profil de charge peut être configuré avec l'outil PCM600 ou tout outil prenant en charge la norme CEI 61850.

L'enregistrement du profil de charge peut être activé ou désactivé avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement) dans le menu **Configuration/Load Profile Record**.

Chaque relais de protection peut être associé à chacun des canaux de quantité de l'enregistrement du profil de charge. La mise en correspondance est effectuée avec le paramètre *Quantity selection* (Sélection de quantité) du canal de quantité correspondant.

Le numéro IP du relais de protection et le contenu du paramètre *Bay name* (Nom cellule) sont tous deux inclus dans le fichier de configuration COMTRADE à des fins d'identification.

La consommation de mémoire de l'enregistrement du profil de charge est supervisée et indiquée avec deux signaux `MEM_WARN` et `MEM_ALARM`, qui peuvent être utilisés pour informer le client de la nécessité de mettre l'enregistrement en attente en lisant les données enregistrées à partir du relais de protection. Les niveaux pour MEM_WARN et MEM_ALARM sont définis par deux paramètres, *Mem. warn level* et *Mem. alarm level*.

3.19.4 Signaux

Tableau 208: Signaux de sortie LDPRLRC

Nom	Type	Description
MEM_WARN	BOOLÉEN	État d'avertissement de la mémoire d'enregistrement
MEM_ALARM	BOOLÉEN	État d'alarme de la mémoire d'enregistrement

3.19.5 Paramètres

Tableau 209: Paramètres de non-groupe LDPRLRC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Sélection de quantité 1	0 = Désactivé 1 = IL1 2 = IL2 3 = IL3 4 = Io 5 = IL1B 6 = IL2B 7 = IL3B 8 = IoB 9 = U12 10 = U23 11 = U31 12 = UL1 13 = UL2 14 = UL3 15 = U12B 16 = U23B 17 = U31B 18 = UL1B 19 = UL2B 20 = UL3B 21 = S 22 = P 23 = Q 24 = PF 25 = SB 26 = PB 27 = QB 28 = PFB 29 = SL1 30 = SL2 31 = SL3 32 = PL1 33 = PL2 34 = PL3 35 = QL1 36 = QL2 37 = QL3 38 = PFL1 39 = PFL2 40 = PFL3 41 = SL1B 42 = SL2B 43 = SL3B 44 = PL1B 45 = PL2B 46 = PL3B 47 = QL1B 48 = QL2B 49 = QL3B 50 = PFL1B 51 = PFL2B 52 = PFL3B 53 = IL1C 54 = IL2C 55 = IL3C			0 = Désactivé	Sélection de la quantité à enregistrer

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Sélection de quantité 2	0 = Désactivé 1 = IL1 2 = IL2 3 = IL3 4 = Io 5 = IL1B 6 = IL2B 7 = IL3B 8 = IoB 9 = U12 10 = U23 11 = U31 12 = UL1 13 = UL2 14 = UL3 15 = U12B 16 = U23B 17 = U31B 18 = UL1B 19 = UL2B 20 = UL3B 21 = S 22 = P 23 = Q 24 = PF 25 = SB 26 = PB 27 = QB 28 = PFB 29 = SL1 30 = SL2 31 = SL3 32 = PL1 33 = PL2 34 = PL3 35 = QL1 36 = QL2 37 = QL3 38 = PFL1 39 = PFL2 40 = PFL3 41 = SL1B 42 = SL2B 43 = SL3B 44 = PL1B 45 = PL2B 46 = PL3B 47 = QL1B 48 = QL2B 49 = QL3B 50 = PFL1B 51 = PFL2B 52 = PFL3B 53 = IL1C 54 = IL2C 55 = IL3C			0 = Désactivé	Sélection de la quantité à enregistrer

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Sélection de quantité 3	0 = Désactivé 1 = IL1 2 = IL2 3 = IL3 4 = Io 5 = IL1B 6 = IL2B 7 = IL3B 8 = IoB 9 = U12 10 = U23 11 = U31 12 = UL1 13 = UL2 14 = UL3 15 = U12B 16 = U23B 17 = U31B 18 = UL1B 19 = UL2B 20 = UL3B 21 = S 22 = P 23 = Q 24 = PF 25 = SB 26 = PB 27 = QB 28 = PFB 29 = SL1 30 = SL2 31 = SL3 32 = PL1 33 = PL2 34 = PL3 35 = QL1 36 = QL2 37 = QL3 38 = PFL1 39 = PFL2 40 = PFL3 41 = SL1B 42 = SL2B 43 = SL3B 44 = PL1B 45 = PL2B 46 = PL3B 47 = QL1B 48 = QL2B 49 = QL3B 50 = PFL1B 51 = PFL2B 52 = PFL3B 53 = IL1C 54 = IL2C 55 = IL3C			0 = Désactivé	Sélection de la quantité à enregistrer

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Sélection de quantité 4	0 = Désactivé 1 = IL1 2 = IL2 3 = IL3 4 = Io 5 = IL1B 6 = IL2B 7 = IL3B 8 = IoB 9 = U12 10 = U23 11 = U31 12 = UL1 13 = UL2 14 = UL3 15 = U12B 16 = U23B 17 = U31B 18 = UL1B 19 = UL2B 20 = UL3B 21 = S 22 = P 23 = Q 24 = PF 25 = SB 26 = PB 27 = QB 28 = PFB 29 = SL1 30 = SL2 31 = SL3 32 = PL1 33 = PL2 34 = PL3 35 = QL1 36 = QL2 37 = QL3 38 = PFL1 39 = PFL2 40 = PFL3 41 = SL1B 42 = SL2B 43 = SL3B 44 = PL1B 45 = PL2B 46 = PL3B 47 = QL1B 48 = QL2B 49 = QL3B 50 = PFL1B 51 = PFL2B 52 = PFL3B 53 = IL1C 54 = IL2C 55 = IL3C			0 = Désactivé	Sélection de la quantité à enregistrer

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Sélection de quantité 5	0 = Désactivé 1 = IL1 2 = IL2 3 = IL3 4 = Io 5 = IL1B 6 = IL2B 7 = IL3B 8 = IoB 9 = U12 10 = U23 11 = U31 12 = UL1 13 = UL2 14 = UL3 15 = U12B 16 = U23B 17 = U31B 18 = UL1B 19 = UL2B 20 = UL3B 21 = S 22 = P 23 = Q 24 = PF 25 = SB 26 = PB 27 = QB 28 = PFB 29 = SL1 30 = SL2 31 = SL3 32 = PL1 33 = PL2 34 = PL3 35 = QL1 36 = QL2 37 = QL3 38 = PFL1 39 = PFL2 40 = PFL3 41 = SL1B 42 = SL2B 43 = SL3B 44 = PL1B 45 = PL2B 46 = PL3B 47 = QL1B 48 = QL2B 49 = QL3B 50 = PFL1B 51 = PFL2B 52 = PFL3B 53 = IL1C 54 = IL2C 55 = IL3C			0 = Désactivé	Sélection de la quantité à enregistrer

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Sélection de quantité 6	0 = Désactivé 1 = IL1 2 = IL2 3 = IL3 4 = Io 5 = IL1B 6 = IL2B 7 = IL3B 8 = IoB 9 = U12 10 = U23 11 = U31 12 = UL1 13 = UL2 14 = UL3 15 = U12B 16 = U23B 17 = U31B 18 = UL1B 19 = UL2B 20 = UL3B 21 = S 22 = P 23 = Q 24 = PF 25 = SB 26 = PB 27 = QB 28 = PFB 29 = SL1 30 = SL2 31 = SL3 32 = PL1 33 = PL2 34 = PL3 35 = QL1 36 = QL2 37 = QL3 38 = PFL1 39 = PFL2 40 = PFL3 41 = SL1B 42 = SL2B 43 = SL3B 44 = PL1B 45 = PL2B 46 = PL3B 47 = QL1B 48 = QL2B 49 = QL3B 50 = PFL1B 51 = PFL2B 52 = PFL3B 53 = IL1C 54 = IL2C 55 = IL3C			0 = Désactivé	Sélection de la quantité à enregistrer

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Sélection de quantité 7	0 = Désactivé 1 = IL1 2 = IL2 3 = IL3 4 = Io 5 = IL1B 6 = IL2B 7 = IL3B 8 = IoB 9 = U12 10 = U23 11 = U31 12 = UL1 13 = UL2 14 = UL3 15 = U12B 16 = U23B 17 = U31B 18 = UL1B 19 = UL2B 20 = UL3B 21 = S 22 = P 23 = Q 24 = PF 25 = SB 26 = PB 27 = QB 28 = PFB 29 = SL1 30 = SL2 31 = SL3 32 = PL1 33 = PL2 34 = PL3 35 = QL1 36 = QL2 37 = QL3 38 = PFL1 39 = PFL2 40 = PFL3 41 = SL1B 42 = SL2B 43 = SL3B 44 = PL1B 45 = PL2B 46 = PL3B 47 = QL1B 48 = QL2B 49 = QL3B 50 = PFL1B 51 = PFL2B 52 = PFL3B 53 = IL1C 54 = IL2C 55 = IL3C			0 = Désactivé	Sélection de la quantité à enregistrer

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Sélection de quantité 8	0 = Désactivé 1 = IL1 2 = IL2 3 = IL3 4 = Io 5 = IL1B 6 = IL2B 7 = IL3B 8 = IoB 9 = U12 10 = U23 11 = U31 12 = UL1 13 = UL2 14 = UL3 15 = U12B 16 = U23B 17 = U31B 18 = UL1B 19 = UL2B 20 = UL3B 21 = S 22 = P 23 = Q 24 = PF 25 = SB 26 = PB 27 = QB 28 = PFB 29 = SL1 30 = SL2 31 = SL3 32 = PL1 33 = PL2 34 = PL3 35 = QL1 36 = QL2 37 = QL3 38 = PFL1 39 = PFL2 40 = PFL3 41 = SL1B 42 = SL2B 43 = SL3B 44 = PL1B 45 = PL2B 46 = PL3B 47 = QL1B 48 = QL2B 49 = QL3B 50 = PFL1B 51 = PFL2B 52 = PFL3B 53 = IL1C 54 = IL2C 55 = IL3C			0 = Désactivé	Sélection de la quantité à enregistrer

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Sélection de quantité 9	0 = Désactivé 1 = IL1 2 = IL2 3 = IL3 4 = Io 5 = IL1B 6 = IL2B 7 = IL3B 8 = IoB 9 = U12 10 = U23 11 = U31 12 = UL1 13 = UL2 14 = UL3 15 = U12B 16 = U23B 17 = U31B 18 = UL1B 19 = UL2B 20 = UL3B 21 = S 22 = P 23 = Q 24 = PF 25 = SB 26 = PB 27 = QB 28 = PFB 29 = SL1 30 = SL2 31 = SL3 32 = PL1 33 = PL2 34 = PL3 35 = QL1 36 = QL2 37 = QL3 38 = PFL1 39 = PFL2 40 = PFL3 41 = SL1B 42 = SL2B 43 = SL3B 44 = PL1B 45 = PL2B 46 = PL3B 47 = QL1B 48 = QL2B 49 = QL3B 50 = PFL1B 51 = PFL2B 52 = PFL3B 53 = IL1C 54 = IL2C 55 = IL3C			0 = Désactivé	Sélection de la quantité à enregistrer

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Sélection de quantité 10	0 = Désactivé 1 = IL1 2 = IL2 3 = IL3 4 = Io 5 = IL1B 6 = IL2B 7 = IL3B 8 = IoB 9 = U12 10 = U23 11 = U31 12 = UL1 13 = UL2 14 = UL3 15 = U12B 16 = U23B 17 = U31B 18 = UL1B 19 = UL2B 20 = UL3B 21 = S 22 = P 23 = Q 24 = PF 25 = SB 26 = PB 27 = QB 28 = PFB 29 = SL1 30 = SL2 31 = SL3 32 = PL1 33 = PL2 34 = PL3 35 = QL1 36 = QL2 37 = QL3 38 = PFL1 39 = PFL2 40 = PFL3 41 = SL1B 42 = SL2B 43 = SL3B 44 = PL1B 45 = PL2B 46 = PL3B 47 = QL1B 48 = QL2B 49 = QL3B 50 = PFL1B 51 = PFL2B 52 = PFL3B 53 = IL1C 54 = IL2C 55 = IL3C			0 = Désactivé	Sélection de la quantité à enregistrer

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Sélection de quantité 11	0 = Désactivé 1 = IL1 2 = IL2 3 = IL3 4 = Io 5 = IL1B 6 = IL2B 7 = IL3B 8 = IoB 9 = U12 10 = U23 11 = U31 12 = UL1 13 = UL2 14 = UL3 15 = U12B 16 = U23B 17 = U31B 18 = UL1B 19 = UL2B 20 = UL3B 21 = S 22 = P 23 = Q 24 = PF 25 = SB 26 = PB 27 = QB 28 = PFB 29 = SL1 30 = SL2 31 = SL3 32 = PL1 33 = PL2 34 = PL3 35 = QL1 36 = QL2 37 = QL3 38 = PFL1 39 = PFL2 40 = PFL3 41 = SL1B 42 = SL2B 43 = SL3B 44 = PL1B 45 = PL2B 46 = PL3B 47 = QL1B 48 = QL2B 49 = QL3B 50 = PFL1B 51 = PFL2B 52 = PFL3B 53 = IL1C 54 = IL2C 55 = IL3C			0 = Désactivé	Sélection de la quantité à enregistrer

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Sélection de quantité 12	0 = Désactivé 1 = IL1 2 = IL2 3 = IL3 4 = Io 5 = IL1B 6 = IL2B 7 = IL3B 8 = IoB 9 = U12 10 = U23 11 = U31 12 = UL1 13 = UL2 14 = UL3 15 = U12B 16 = U23B 17 = U31B 18 = UL1B 19 = UL2B 20 = UL3B 21 = S 22 = P 23 = Q 24 = PF 25 = SB 26 = PB 27 = QB 28 = PFB 29 = SL1 30 = SL2 31 = SL3 32 = PL1 33 = PL2 34 = PL3 35 = QL1 36 = QL2 37 = QL3 38 = PFL1 39 = PFL2 40 = PFL3 41 = SL1B 42 = SL2B 43 = SL3B 44 = PL1B 45 = PL2B 46 = PL3B 47 = QL1B 48 = QL2B 49 = QL3B 50 = PFL1B 51 = PFL2B 52 = PFL3B 53 = IL1C 54 = IL2C 55 = IL3C			0 = Désactivé	Sélection de la quantité à enregistrer
Mem. warning level	0...100	%	1	0	Réglage du seuil d’avertissement mémoire
Mem. alarm level	0...100	%	1	0	Réglage du seuil d’alarme mémoire

3.19.6 Données surveillées

Tableau 210: Données surveillées LDPRLRC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
Rec. memory used	INT32	0...100	%	Quantité de la mémoire d'enregistrement actuellement utilisée

3.20 Blocs fonctionnels de supervision de canal ETHERNET

3.20.1 Supervision redondante de canal Ethernet RCHLCCH

3.20.1.1 Bloc fonctionnel

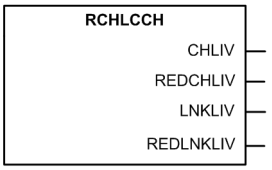


Figure 106: Bloc fonctionnel

3.20.1.2 Fonctionnalités

La supervision des canaux Ethernet RCHLCCH redondants représente les canaux Ethernet redondants LAN A et LAN B.

3.20.1.3 Signaux

Tableau 211: Signaux de sortie RCHLCCH

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
CHLIV	True False				État du canal Ethernet redondant LAN A. Lorsque *Redundant mode* (Mode redondant) est défini sur « HSR » ou « PRP », la valeur est « True » si le relais de protection reçoit des trames de supervision de redondance. Sinon, la valeur est « False ».
REDCHLIV	True False				État du canal Ethernet redondant LAN B. Lorsque *Redundant mode* (Mode redondant) est défini sur « HSR » ou « PRP », la valeur est « True » si le relais de protection reçoit des trames de supervision de redondance. Sinon, la valeur est « False ».
LNKLIV	Up Down				État de la liaison du port redondant LAN A. Valide uniquement lorsque *Redundant mode* (Mode redondant) est défini sur « HSR » ou « PRP ».
REDLNKLIV	Up Down				État de la liaison du port redondant LAN B. Valide uniquement lorsque *Redundant mode* (Mode redondant) est défini sur « HSR » ou « PRP ».

3.20.1.4 Paramètres

Tableau 212: Paramètres de redondance

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Mode redondant	Aucun PRP HSR			Aucun	Sélection du mode pour la commutation Ethernet sur les modules de communication redondant. Le mode « Non » est utilisée avec les topologies Ethernet normale et à rétablissement automatique.

3.20.1.5 Données surveillées

Les données surveillées sont présentes à quatre emplacements.

- **Monitoring/Communication/Ethernet/Activity/CHLIV_A**
- **Monitoring/Communication/Ethernet/Activity/REDCHLIV_B**
- **Monitoring/Communication/Ethernet/Link statuses/LNKLIV_A**
- **Monitoring/Communication/Ethernet/Link statuses/REDLNKLIV_B**

3.20.2 Supervision de canal Ethernet SCHLCCH

3.20.2.1 Bloc fonctionnel

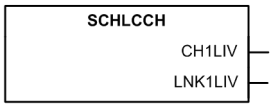


Figure 107: Bloc fonctionnel

3.20.2.2 Fonctionnalités

La supervision de canal Ethernet SCHLCCH représente les canaux Ethernet X1/LAN, X2/LAN et X3/LAN.

Il est possible de régler un port Ethernet non utilisé sur « Off » à l'aide du paramètre **Configuration/Communication/Ethernet/Rear port(s)/Port x Mode** (Configuration - Communication - Ethernet - Ports arrière - Mode de port x). Ce paramètre permet de fermer le port depuis le logiciel, désactivant ainsi la communication Ethernet sur ce port. La fermeture d'un port Ethernet inutilisé permet d'améliorer la cyber-sécurité du relais.

3.20.2.3 Signaux

Tableau 213: Signaux de sortie SCHLCCH1

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
CH1LIV	True False				État du canal Ethernet X1/LAN. La valeur est « True » si le port reçoit des trames Ethernet. Valide uniquement lorsque *Redundant mode* (Mode redondant) est défini sur « None » (Aucun) ou si le port ne fait pas partie des ports redondants (LAN A ou LAN B).
LNK1LIV	Up Down				État de la liaison du port Ethernet X1/LAN.

Tableau 214: Signaux de sortie SCHLCCH2

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
CH2LIV	True False				État du canal Ethernet X2/LAN. La valeur est « True » si le port reçoit des trames Ethernet. Valide uniquement lorsque *Redundant mode* (Mode redondant) est défini sur « None » (Aucun) ou si le port ne fait pas partie des ports redondants (LAN A ou LAN B).
LNK2LIV	Up Down				État de la liaison du port Ethernet X2/LAN.

Tableau 215: Signaux de sortie SCHLCCH3

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
CH3LIV	True False				État du canal Ethernet X3/LAN. La valeur est « True » si le port reçoit des trames Ethernet. Valide uniquement lorsque *Redundant mode* (Mode redondant) est défini sur « None » (Aucun) ou si le port ne fait pas partie des ports redondants (LAN A ou LAN B).
LNK3LIV	Up Down				État de la liaison du port Ethernet X3/ LAN.

3.20.2.4 Paramètres

Tableau 216: Paramètres de mode des ports

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Mode Port 1	Désactivé Activé			Activé	Sélection de mode pour le(s) port(s) arrière. Si le port n'est pas utilisé, il peut être défini sur « Désactivé ». Le port ne peut pas être défini sur « Désactivé » lorsque *Redundant mode* (Mode redondant) est défini sur « HSR » ou « PRP » et que le port fait partie des ports redondants (LAN A ou LAN B), ou lorsque le port est utilisé pour la communication différentielle de ligne.
Mode Port 2	Off Activé			Activé	Sélection de mode pour le(s) port(s) arrière. Si le port n'est pas utilisé, il peut être défini sur « Désactivé ». Le port ne peut pas être défini sur « Désactivé » lorsque *Redundant mode* (Mode redondant) est défini sur « HSR » ou « PRP » et que le port fait partie des ports redondants (LAN A ou LAN B).
Mode Port 3	Off Activé			Activé	Sélection de mode pour le(s) port(s) arrière. Si le port n'est pas utilisé, il peut être défini sur « Désactivé ». Le port ne peut pas être défini sur « Désactivé » lorsque *Redundant mode* (Mode redondant) est défini sur « HSR » ou « PRP » et que le port fait partie des ports redondants (LAN A ou LAN B).

3.20.2.5 Données surveillées

Les données surveillées sont présentes à six emplacements.

- **Monitoring/Communication/Ethernet/Activity/CH1LIV**
- **Monitoring/Communication/Ethernet/Activity/CH2LIV**
- **Monitoring/Communication/Ethernet/Activity/CH3LIV**

- **Monitoring/Communication/Ethernet/Link statuses/LNK1LIV**
- **Monitoring/Communication/Ethernet/Link statuses/LNK2LIV**
- **Monitoring/Communication/Ethernet/Link statuses/LNK3LIV**

Section 4 Fonctions de protection

4.1 Protection triphasée de courant

4.1.1 Protection triphasée non directionnelle à maximum de courant PHxPTOC

4.1.1.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection non directionnelle à maximum de courant triphasée, seuil bas	PHLPTOC	3I>	51P-1
Protection non directionnelle à maximum de courant triphasée, seuil haut	PHHPTOC	3I>>	51P-2
Protection non directionnelle à maximum de courant triphasée, seuil instantané	PHIPTOC	3I>>>	50P/51P

4.1.1.2 Bloc fonctionnel

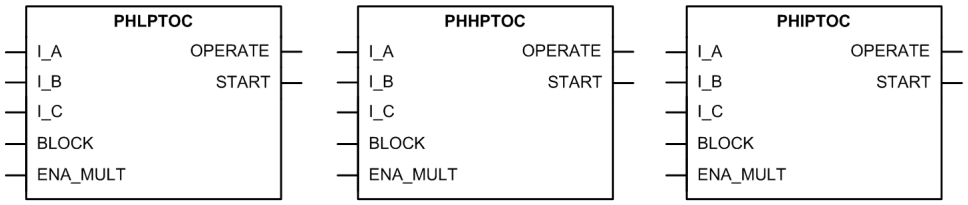


Figure 108: Bloc fonctionnel

4.1.1.3 Fonctionnalité

La protection triphasée à maximum de courant non directionnelle PHxPTOC sert de protection monophasée, biphasée ou triphasée non directionnelle à maximum de courant et de protection contre les courts-circuits.

La fonction démarre lorsque le courant dépasse la limite établie. Les caractéristiques de temps de fonctionnement pour le seuil bas PHLPTOC et le seuil haut PHHPTOC peuvent être sélectionnées pour être soit un temps constant (DT) ou un temps

minimum constant inverse (IDMT). Le seuil instantané PHIPTOC fonctionne toujours avec la caractéristique DT.

En mode DT, la fonction s'active après un temps de fonctionnement prédéfini et se réinitialise lorsque le courant de défaut disparaît. Le mode IDMT fournit des caractéristiques du temporisateur en fonction du courant.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si l'opérateur le souhaite, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur ou la fonction elle-même.

4.1.1.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont "On" (activé) et "Off" (désactivé).

Le fonctionnement de PHxPTOC peut être décrit à l'aide d'un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

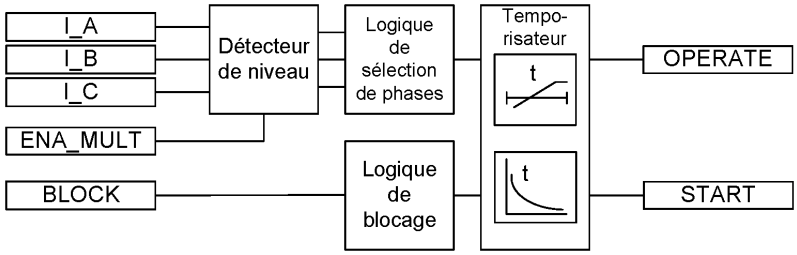


Figure 109: Schéma du module fonctionnel

Détecteur de niveau

Les courants de phases mesurés sont comparés par phase à la valeur *Start value* (Seuil de démarrage) définie. Si la valeur mesurée est supérieure à la valeur définie pour *Start value*, le détecteur de niveau signale le dépassement de valeur à la logique à la sélection de phase. Si l'entrée `ENA_MULT` est active, le paramètre *Start value* (Valeur de démarrage) est multiplié par le paramètre *Start value Mult* (Multiplicateur de valeur de démarrage).

Le relais de protection n'accepte pas les réglages *Start value* ou *Start value Mult* si le produit de ces réglages sort de la plage de réglage du paramètre *Start value* (Seuil de démarrage).

La multiplication de la valeur de démarrage s'effectue normalement lorsque la fonction de détection de courant d'appel (INRPHAR) est connectée à l'entrée `ENA_MULT`.

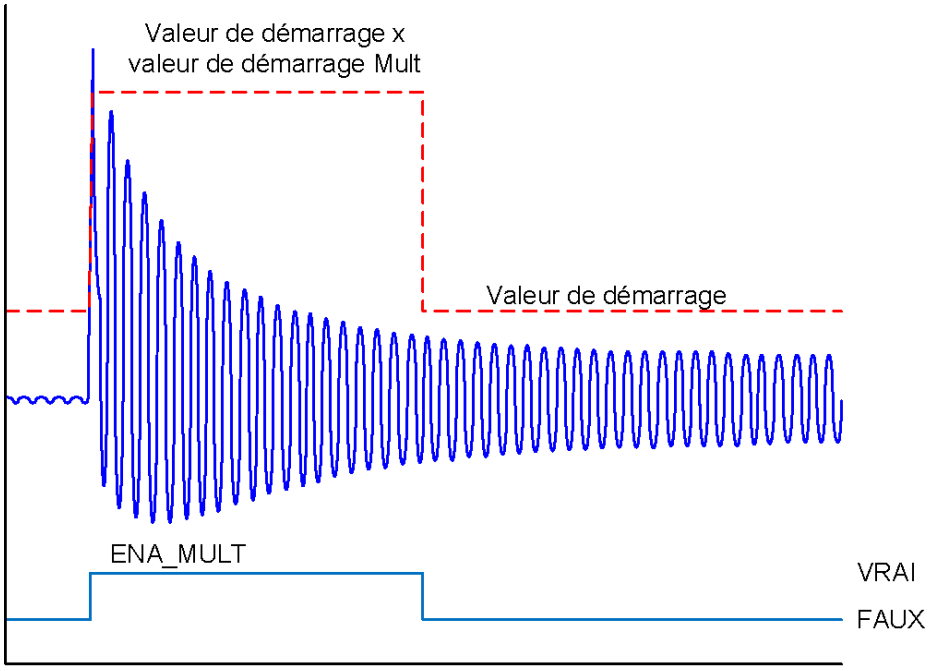


Figure 110: Comportement du seuil de démarrage avec l'entrée `ENA_MULT` activée

Logique de sélection de phases

Si les critères de défaut sont respectés dans le détecteur de niveau, la logique de sélection de phases détecte la phase ou les phases dans lesquelles le courant est supérieur au paramètre. Si les informations de phases correspondent au paramètre *Num of start phases* (Nombre de phases de démarrage), la logique de sélection de phase active le module Temporisateur.

Temporisateur

Une fois activé, le temporisateur active la sortie `START`. En fonction de la valeur du paramètre *Operating curve type* (Type de courbe de fonctionnement), les caractéristiques de temps se basent sur les modes DT ou IDMT. Lorsque le temporisateur de fonctionnement a atteint la valeur du paramètre *Operate delay time* (Durée de temporisation du fonctionnement) en mode DT ou la valeur maximale définie par la courbe de temps inverse, la sortie `OPERATE` est activée.

Lorsque la courbe IDMT programmable par l'utilisateur est sélectionnée, les caractéristiques de durée de fonctionnement sont définies par les paramètres *Curve parameter A*, *Curve parameter B*, *Curve parameter C*, *Curve parameter D* et *Curve parameter E* (Paramètres de courbe).

En cas de situation de « chute », c'est-à-dire quand un défaut disparaît subitement avant que la durée de fonctionnement ne soit dépassée, l'état de réinitialisation du temporisateur est activé. La fonctionnalité du temporisateur en état de réinitialisation dépend de la combinaison des paramètres *Operating curve type* (Type de courbe de

fonctionnement), *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation) et *Reset delay time* (Durée de temporisation de réinitialisation). Si l'utilisateur choisir la caractéristique DT, le temporisateur de réinitialisation fonctionne jusqu'à ce que la valeur *Reset delay time* (Durée de temporisation de réinitialisation) définie soit dépassée. Si l'utilisateur sélectionne les courbes IDMT, le paramètre *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation) peut être réglé sur trois modes : « Immediate » (Immédiat), « Def time reset » (Réinitialisation sur durée définie) ou « Inverse reset » (Réinitialisation inversée). La courbe de réinitialisation de type « Immediate » entraîne une réinitialisation immédiate. Avec le type de courbe de réinitialisation « Def time reset », la durée de réinitialisation dépend du paramètre *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation). Avec le type de courbe de réinitialisation « Inverse reset » (Réinitialisation inversée), la durée de réinitialisation est fonction durant présent lors de la « chute ». La sortie `START` est désactivée à l'expiration du temporisateur de réinitialisation.



La sélection de la courbe « Inverse reset » (Réinitialisation inversée) n'est prise en charge que par l'ANSI ou les courbes IDMT programmables par l'utilisateur. Si un autre type de courbe de fonctionnement est sélectionné, une réinitialisation immédiate se produit durant la chute.

Le réglage *Time multiplier* (Facteur multiplicateur de temps) est utilisé pour mettre à l'échelle les durées de fonctionnement et de réinitialisation IDMT.

Le paramètre *Minimum operate time* (Durée de fonctionnement minimum) définit la durée de fonctionnement minimale souhaitée pour le mode IDMT. Ce paramètre n'est applicable que si les courbes IDMT sont utilisées.



Le paramètre *Minimum operate time* (Durée de fonctionnement minimum) doit être utilisé avec une grande précaution, car la durée de fonctionnement est basée sur la courbe IDMT, mais utilise toujours au moins la valeur du paramètre *Minimum operate time*. Pour plus d'informations, voir la section Courbes IDMT pour la protection à maximum de courant dans ce manuel.

Le temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR, qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et de la durée de fonctionnement définie. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée `BLOCK` et le réglage global **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée `BLOCK` peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme

du relais de protection. L'influence de l'activation du signal BLOCK est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé sur la valeur courante, mais la sortie OPERATE (Fonctionnement n'est pas désactivée lorsque le blocage est activé. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie OPERATE (Fonctionnement) n'est pas activée.

4.1.1.5 Modes de mesure

La fonction utilise quatre modes de mesure différents : « RMS », « DFT », « Peak-to-Peak » (Crête à crête) et « P-to-P + backup » (Crête à crête + secours). Le mode de mesure est sélectionné à l'aide du paramètre *Measurement mode*.

Tableau 217: Modes de mesure pris en charge par les seuils PHxPTOC

Mode de mesure	PHLPTOC	PHHPTOC	PHIPTOC
RMS	x	x	
DFT	x	x	
Crête à crête	x	x	
Crête à crête + secours			x

Pour obtenir une description détaillée des modes de mesure, reportez-vous à la section Modes de mesure du présent manuel.

4.1.1.6 Caractéristiques de temporisateur

La fonction PHxPTOC prend à la fois en charge les caractéristiques DT et IDMT. L'utilisateur peut sélectionner les caractéristiques du temporisateur avec les paramètres *Operating curve type* (type de courbe de fonctionnement) et *Type of reset curve* (type de courbe de réinitialisation). Lorsque la caractéristique DT est sélectionnée, il est uniquement affecté par les paramètres *Operate delay time* (temporisation de fonctionnement) et *Reset delay time* (temporisation de réinitialisation).

Le relais de protection fournit 16 courbes de caractéristiques IDMT, dont sept sont conformes à la norme IEEE C37.112 et six à la norme CEI 60255-3. Deux courbes suivent les caractéristiques spéciales de la praxie ABB, et sont nommées RI et RD. En outre, une courbe programmable par l'utilisateur peut être utilisée si aucune des courbes standard n'est applicable. Les caractéristiques DT peuvent être choisies en sélectionnant les valeurs « ANSI Def » pour le paramètre *Operating curve type* (type de courbe de fonctionnement). Time" ou "IEC Def. Time". Dans les deux cas, la fonctionnalité est identique.

Les caractéristiques de temporisation suivantes, conformes à la liste de la spécification CEI 61850-7-4, indiquent les caractéristiques prises en charge par différents seuils :

Tableau 218: Caractéristiques de temporisateur prises en charge par différents seuils

Type de courbe de fonctionnement	PHLPTOC	PHHPTOC
(1) ANSI extrêmement inverse	x	x
(2) ANSI très inverse	x	
(3) ANSI inverse normal	x	x
(4) ANSI modérément inverse	x	
(5) ANSI temps constant	x	x
(6) Temps long extrêmement inverse	x	
(7) Temps long très inverse	x	
(8) Temps long inverse	x	
(9) IEC inverse normal	x	x
(10) IEC très inverse	x	x
(11) IEC inverse	x	
(12) IEC extrêmement inverse	x	x
(13) IEC temps inverse court	x	
(14) IEC temps inverse long	x	
(15) IEC temps constant	x	x
(17) Programmable par l'utilisateur	x	x
(18) type RI	x	
(19) type RD	x	

La fonction PHIPTOC ne prend en charge que la caractéristique de temps défini.

Pour obtenir une description détaillée du temporisateur, reportez-vous à la section Fonctionnalités du bloc fonctionnel général du présent manuel.

Tableau 219: Caractéristiques du temps de réinitialisation prises en charge par différents seuils

Type de courbe de réinitialisation	PHLPTOC	PHHPTOC	Remarque
(1) Immédiat	x	x	Disponible pour toutes les courbes de temps de fonctionnement
(2) Réarmement temps constant	x	x	Disponible pour toutes les courbes de temps de fonctionnement
(3) Réarmement inverse	x	x	Disponible uniquement pour les courbes ANSI et les courbes programmables par l'utilisateur

Le paramètre *Type of reset curve* ne s'applique pas à la fonction PHIPTOC ou lorsque l'opération DT est sélectionnée. La réinitialisation est purement définie par le paramètre *Reset delay time*.

4.1.1.7 Application

La fonction PHxPTOC est utilisée dans plusieurs applications du système électrique. Les applications comprennent, sans toutefois s'y limiter :

- Protection sélective à maximum de courant et contre les courts-circuits des dispositifs d'alimentation dans les systèmes de distribution et de répartition
- Protection de secours à maximum de courant et contre les courts-circuits des transformateurs de puissance et des générateurs
- Protection à maximum de courant et contre les courts-circuits de divers dispositifs connectés au réseau électrique, par exemple les batteries de condensateurs shunt, les réacteurs shunt et les moteurs
- Protection générale de secours

La fonction PHxPTOC est utilisée pour la protection monophasée, biphasée, triphasée à maximum de courant non directionnelles et pour la protection contre les courts-circuits. Généralement, la protection à maximum de courant est utilisée pour éliminer les courts-circuits biphasés et triphasés. Par conséquent, l'utilisateur peut choisir combien de phases, au minimum, doivent avoir des courants supérieurs au niveau de démarrage pour que la fonction s'exécute. Lorsque le paramètre de la phase de démarrage est défini sur « 1 out of 3 », le fonctionnement de PHxPTOC est activé en présence d'un courant élevé dans une phase.

Lorsque le paramètre est défini sur « 2 out of 3 » ou « 3 out of 3 », les défauts monophasés ne sont pas détectés. La valeur « 3 out of 3 » nécessite que le défaut soit présent dans les trois phases.

De nombreuses applications nécessitent plusieurs étapes utilisant différents niveaux de démarrage de courant et temporisation. PHxPTOC se compose de trois seuils de protection.

- PHLPTOC bas
- PHHPTOC élevé
- PHIPTOC instantané

PHLPTOC est utilisée pour la protection à maximum de courant. La fonction contient plusieurs types de caractéristiques de temporisation. PHHPTOC et PHIPTOC sont utilisées pour éliminer rapidement les situations à maximum de courant les plus critiques.

Protection à maximum de courant du transformateur

Le but de la protection à maximum de courant des transformateurs est de fonctionner comme protection principale, lorsque la protection différentielle n'est pas utilisée. Elle peut également être utilisée comme protection de secours grossière pour la protection différentielle en cas de défauts à l'intérieur de la zone de protection, c'est-à-dire de défauts se produisant dans les dispositifs d'alimentation d'entrée ou de sortie, au niveau des bornes du transformateur et du couvercle de cuve. Cela signifie que la plage d'amplitude du courant de défaut peut être très large. La plage varie de $6xI_n$ à plusieurs centaines de fois I_n, selon l'impédance du transformateur et l'impédance de la source du réseau d'alimentation. De ce point de vue, il est clair que l'opération doit être à la fois très rapide et sélective, ce qui est généralement obtenu en utilisant des paramètres de courant grossiers.

L'objectif est également de protéger le transformateur contre les courts-circuits se produisant en dehors de la zone de protection, c'est-à-dire les défauts traversants. La protection à maximum de courant du transformateur assure également la protection des jeux de barres du côté BT. Dans ce cas, l'amplitude du courant de défaut est généralement inférieure à $12xI_n$, en fonction de l'emplacement du défaut et de l'impédance du transformateur. Par conséquent, la protection doit fonctionner le plus rapidement possible en tenant compte des exigences de sélectivité, des courants de commutation et de la résistance thermique et mécanique du transformateur et des dispositifs d'alimentation de sortie.

Généralement, la protection à maximum de courant du transformateur est organisée comme le montre l'illustration 111. La PHLPTOC du seuil bas fonctionne de manière sélective dans le temps à la fois pour les défauts du transformateur que pour ceux du jeu de barres côté BT. Le PHHPTOC du seuil haut fonctionne instantanément en utilisant la sélectivité du courant uniquement pour les défauts du côté HT du transformateur. Si c'est possible, le courant de défaut peut également être alimenté du côté BT au côté HT ; le transformateur doit par conséquent être équipé d'une protection à maximum de courant du côté BT. Les détecteurs de courant d'appel sont utilisés dans les situations de démarrage pour multiplier le paramètre de la valeur de démarrage du courant dans chaque relais de protection particulier où le courant d'appel peut se produire. La protection à maximum de courant CCBRBRF contre les défaillances de disjoncteur basée sur le contact est utilisée pour confirmer le système de protection en cas de dysfonctionnement du disjoncteur.

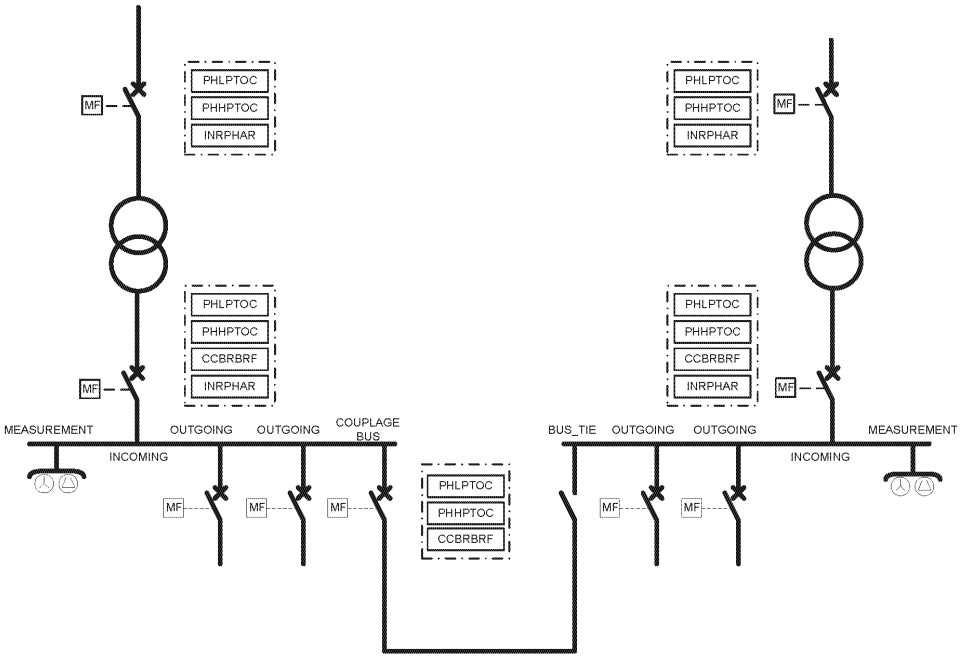


Figure 111: Exemple de protection traditionnelle à maximum de courant du transformateur sélective dans le temps

Les durées de fonctionnement des protections à maximum de courant principale et de secours du système susmentionné deviennent assez longues, notamment en cas de défaut des barres omnibus et de défaut des bornes BT des transformateurs. Afin d'améliorer les performances du système, une protection à maximum de courant à plusieurs seuils avec blocage inverse est proposée. L'illustration 112 présente ce montage.

Protection à maximum de courant dans les transformateurs et les jeux de barres avec principe de blocage inversé

En mettant en œuvre un ensemble complet de seuils de protection à maximum de courant et en bloquant les canaux entre les seuils de protection des dispositifs d'alimentation d'entrée, de couplage et les dispositifs d'alimentation de sortie, il est possible d'accélérer le fonctionnement de la protection à maximum de courant dans les défauts de jeux de barres et de transformateurs côté BT sans compromettre la sélectivité. Le degré de sécurité de la protection du jeu de barres est également augmenté, car il existe désormais une fonctionnalité de protection de jeu de barres rapide, sélective et dédiée, qui repose sur le principe de la protection à maximum de courant bloquable. Les seuils supplémentaires sélectifs dans le temps du côté HT et du côté BT du transformateur offrent un degré de sécurité accru de la protection de secours pour le transformateur, le jeu de barres et également pour les dispositifs d'alimentation de sortie.

En fonction du seuil à maximum de courant en question, la sélectivité du système dans l'illustration 112 est basée sur le courant de fonctionnement, le temps de fonctionnement ou les blocages entre les seuils à maximum de courant successifs. Avec des canaux de blocage, le temps de fonctionnement de la protection peut être

considérablement réduit par rapport à la simple protection sélective dans le temps. En plus de la protection du jeu de barres, ce principe de blocage est applicable pour la protection des bornes BT des transformateurs et des lignes courtes. La fonctionnalité et les performances des protections à maximum de courant proposées peuvent être résumées comme indiqué dans le tableau.

Tableau 220: Fonctionnalité proposée de protection numérique à maximum de courant de transformateur et de jeu de barres. DT = temps défini, IDMT = temps minimum inverse défini

Seuil O/C	Caractéristique de fonctionnement	Mode de sélectivité	Vitesse de fonctionnement	Sensibilité
HV/3I>	DT/IDMT	sélection temporelle	faible	très élevé
HV/3I>>	DT	bloquable/sélectif dans le temps	élevé/bas	élevé
HV/3I>>>	DT	courant sélectif	très élevé	faible
LV/3I>	DT/IDMT	sélection temporelle	faible	très élevé
LV/3I>>	DT	sélection temporelle	faible	élevé
LV/3I>>>	DT	bloquable	élevé	élevé

Dans le cas où le disjoncteur de couplage est ouvert, le temps de fonctionnement de la protection bloquable à maximum de courant est d'environ 100 ms (temps de relais). Lorsque le disjoncteur de couplage est enclenché, c'est-à-dire que le courant de défaut circule vers la section en défaut du jeu de barres provenant de deux directions, le temps de fonctionnement devient le suivant : d'abord, le relais de couplage déclenche le disjoncteur de couplage dans les 100 ms qui précèdent, ce qui réduit le courant de défaut de moitié. Ensuite, le dispositif d'alimentation d'entrée de la section du jeu de barres en défaut déclenche le disjoncteur après environ 250 ms (temps de relais), ce qui devient dans ce cas le temps total d'élimination du défaut.

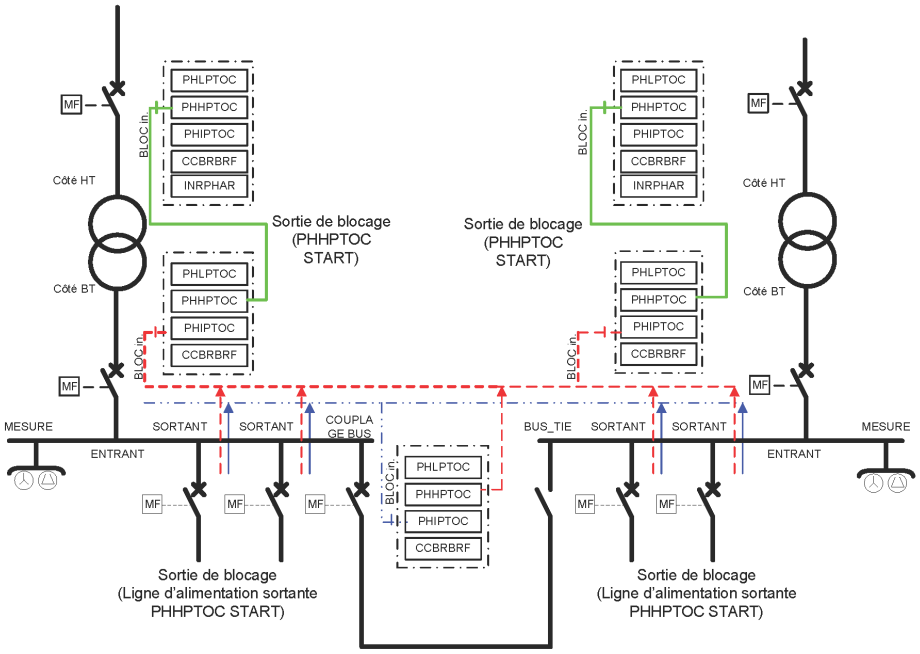


Figure 112: Fonctionnalité de protection numérique à maximum de courant pour un poste de transmission/distribution typique (protection de dispositif d'alimentation non illustrée).Sortie de blocage = signal de sortie numérique du début d'un seuil de protection, Entrée de blocage = signal d'entrée numérique pour bloquer le fonctionnement d'un seuil de protection

Les durées de fonctionnement des seuils sélectifs dans le temps sont très courtes, car les marges de classement entre les seuils de protection successives peuvent être gardées courtes. Cela est principalement dû au principe de mesure avancé permettant un certain degré de saturation des TC, une bonne précision de fonctionnement et des temps de retard courts des unités numériques. Ainsi, par exemple, une marge de classement de 150 ms dans le mode de fonctionnement DT peut être utilisée, à condition que le temps d'interruption du disjoncteur soit inférieur à 60 ms.

La sensibilité et la vitesse des seuils de sélection de courant deviennent aussi bonnes que possible du fait que la surcharge transitoire est très faible. En outre, les effets de la commutation des courants d'appel sur les valeurs de réglage peuvent être réduits en utilisant la logique du relais de protection, qui reconnaît le transformateur mettant le courant d'appel sous tension et bloque le fonctionnement ou multiplie le paramètre de la valeur de démarrage du courant du seuil à maximum de courant sélectionné par un réglage de multiplicateur prédéfini.

Enfin, un déclenchement fiable de la protection à maximum de courant est assuré à la fois par une sélection appropriée des paramètres et par une capacité adéquate des transformateurs de mesure à reproduire le courant de défaut. Ceci est important pour maintenir la sélectivité et aussi pour que la protection fonctionne sans délai supplémentaire. Pour plus d'informations sur les modes de mesure disponibles et les exigences en matière de transformateurs de courant, voir le chapitre Modes de mesure dans ce manuel.

Protection à maximum de courant du dispositif d'alimentation de sortie radial

Les exigences de base pour la protection à maximum de courant des dispositifs d'alimentation sont une sensibilité et une vitesse de fonctionnement adéquates, en tenant compte des niveaux de courant de défaut minimum et maximum le long de la ligne protégée, des exigences de sélectivité, des courants d'appel et de la résistance thermique et mécanique des lignes à protéger.

Dans de nombreux cas, les exigences ci-dessus peuvent être mieux respectées en utilisant des unités à maximum de courant à plusieurs seuils. L'illustration 113 en donne un exemple. Une brève étude de coordination a été réalisée entre les dispositifs d'alimentation d'entrée et de sortie.

Le système de protection est mis en œuvre avec une protection numérique à maximum de courant à trois seuils, où le PHLPTOC du seuil bas fonctionne en mode IDMT et les deux seuils hauts PHHPTOC et PHIPTOC en mode DT. La résistance thermique des types de lignes le long du dispositif d'alimentation et les courants d'appel maximum attendus des dispositifs sont également indiqués. Les défauts se produisant près de la station où les niveaux de courant de défaut sont les plus élevés sont rapidement éliminés par le seuil instantané afin de minimiser les effets des défauts de court-circuit graves. L'influence du courant d'appel est prise en considération en connectant le détecteur de courant d'appel à la valeur de démarrage multipliant l'entrée du seuil instantané. De cette façon, la valeur de démarrage est multipliée par un paramètre prédéfini pendant la situation d'appel et les déclenchements intempestifs peuvent être évités.

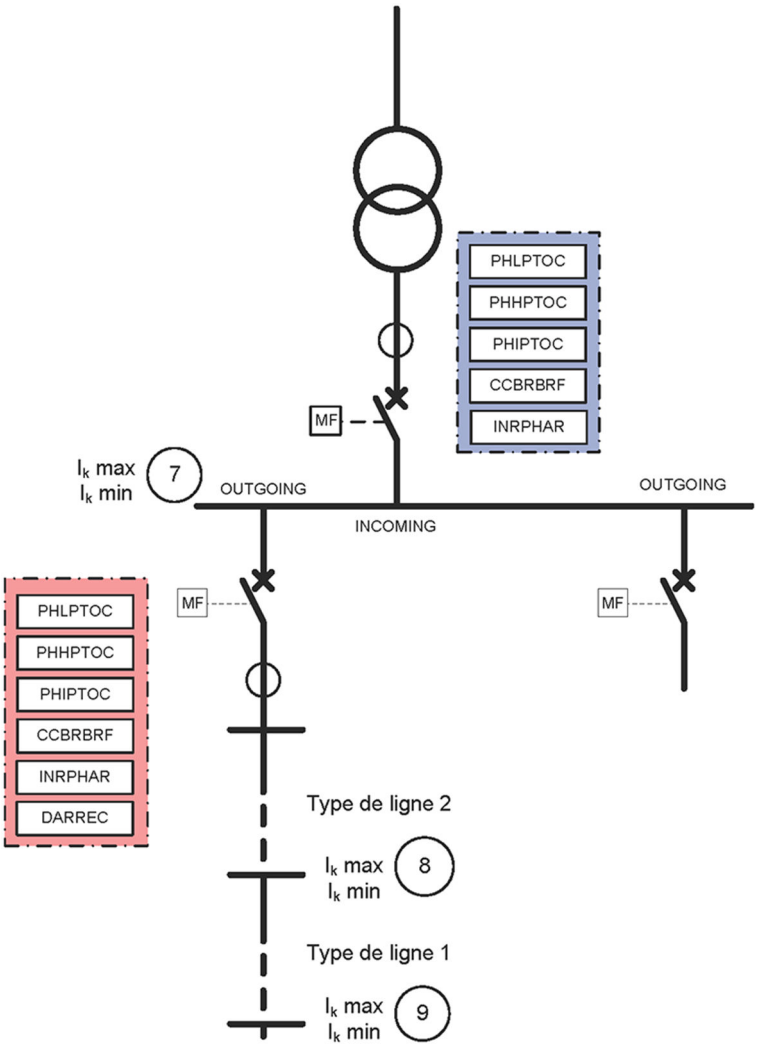


Figure 113: Fonctionnalité de la protection numérique à maximum de courant à plusieurs seuils

Le plan de coordination est un outil efficace pour étudier le fonctionnement des caractéristiques des opérations sélectives dans le temps. Tous les points mentionnés précédemment, nécessaires pour définir les paramètres de protection à maximum de courant, peuvent être exprimés simultanément dans un plan de coordination. Sur l'illustration 114, le plan de coordination montre un exemple de caractéristiques de fonctionnement dans la ligne d'arrivée côté BT et le dispositif d'alimentation de sortie radial.

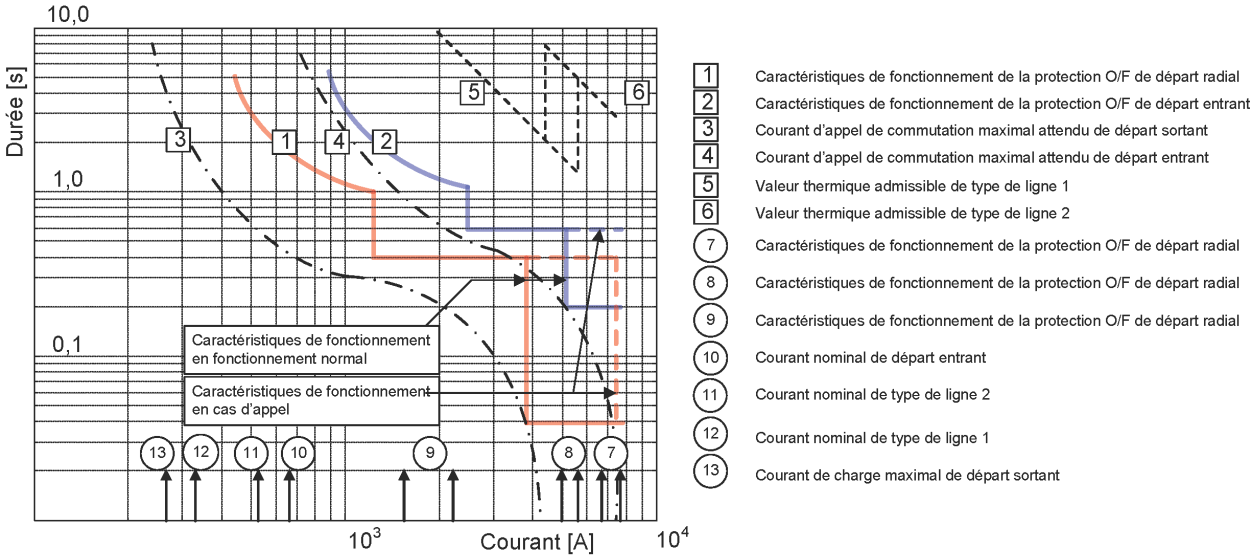


Figure 114: Exemple de coordination d'une protection numérique à maximum de courant à plusieurs seuils

4.1.1.8 Signaux

Tableau 221: Signaux d'entrée PHLPTOC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
ENA_MULT	BOOLÉEN	0 = Faux	Active le signal pour multiplicateur de courant

Tableau 222: Signaux d'entrée PHHPTOC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
ENA_MULT	BOOLÉEN	0 = Faux	Active le signal pour multiplicateur de courant

Tableau 223: Signaux d'entrée PHIPTOC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
ENA_MULT	BOOLÉEN	0 = Faux	Active le signal pour multiplicateur de courant

Tableau 224: Signaux de sortie PHLPTOC

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

Tableau 225: Signaux de sortie PHHPTOC

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

Tableau 226: Signaux de sortie PHIPTOC

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

4.1.1.9 Paramètres

Tableau 227: Paramètres de groupe PHLPTOC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Seuil de démarrage	0,05...5,00	xIn	0,01	0,05	Seuil de démarrage
Multiplicateur de seuil de démarrage	0,8...10,0		0,1	1,0	Multiplicateur pour mise à l'échelle de la valeur de démarrage
Multiplicateur de temps	0,05...15,00		0,01	1,00	Multiplicateur de temps dans les courbes CEI/ANSI IDMT
Temporisation de fonctionnement	40...200000	ms	10	40	Temporisation de fonctionnement
Type de courbe de fonctionnement	1 = ANSI extrêmement inverse 2 = ANSI très inverse 3 = ANSI normalement inverse 4 = ANSI modérément inverse 5 = ANSI temps constant Time 6 = Temps long extrêmement inverse 7 = Temps long très inverse 8 = Temps long inverse 9 = CEI normalement inverse 10 = CEI très inverse 11 = CEI inverse 12 = CEI extrêmement inverse 13 = CEI temps court inverse 14 = CEI temps long inverse 15 = CEI temps constant Time 17 = Programmable 18 = Type RI 19 = Type RD			15 = CEI temps constant Time	Sélection du type de courbe du délai d'attente

Tableau 228: Paramètres de groupe PHLPTOC (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Type de courbe de réinitialisation	1 = Immédiat 2 = Réarmement temps constant 3 = Réarmement inverse			1 = Immédiat	Sélection du type de courbe de réinitialisation

Tableau 229: Paramètres de non-groupe PHLPTOC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Opération	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Nombre de phases de démarrage	1 = 1 sur 3 2 = 2 sur 3 3 = 3 sur 3			1 = 1 sur 3	Nombre de phases requises pour le fonctionnement de l'activation
Paramètre de courbe A	0,0086...120,0000		1	28,2000	Paramètre A pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe B	0,0000...0,7120		1	0,1217	Paramètre B pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe C	0,02...2,00		1	2,00	Paramètre C pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe D	0,46...30,00		1	29,10	Paramètre D pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe E	0,0...1,0		1	1,0	Paramètre E pour la courbe programmable par le client

Tableau 230: Paramètres de non-groupe PHLPTOC (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temps min. de fonctionnement	20...60000	ms	1	20	Durée minimale de fonctionnement pour les courbes IDMT
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation
Mode de mesure	1 = RMS 2 = DFT 3 = Crête à crête 5=Phase-phase large			2 = DFT	Sélectionne le mode de mesure utilisé

Tableau 231: Paramètres de groupe PHHPTOC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Seuil de démarrage	0,10...40,00	xIn	0,01	0,10	Seuil de démarrage
Multiplicateur de seuil de démarrage	0,8...10,0		0,1	1,0	Multiplicateur pour mise à l'échelle de la valeur de démarrage
Multiplicateur de temps	0,05...15,00		0,01	1,00	Multiplicateur de temps dans les courbes CEI/ANSI IDMT
Temporisation de fonctionnement	40...200000	ms	10	40	Temporisation de fonctionnement
Type de courbe de fonctionnement	1 = ANSI extrêmement inverse 3 = ANSI normalement inverse 5 = ANSI temps constant Time 9 = CEI normalement inverse 10 = CEI très inverse 12 = CEI extrêmement inverse 15 = CEI temps constant Time 17 = Programmable			15 = CEI temps constant Time	Sélection du type de courbe du délai d'attente

Tableau 232: Paramètres de groupe PHHPTOC (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Type de courbe de réinitialisation	1 = Immédiat 2 = Réarmement temps constant 3 = Réarmement inverse			1 = Immédiat	Sélection du type de courbe de réinitialisation

Tableau 233: Paramètres de non-groupe PHHPTOC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Opération	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Nombre de phases de démarrage	1 = 1 sur 3 2 = 2 sur 3 3 = 3 sur 3			1 = 1 sur 3	Nombre de phases requises pour le fonctionnement de l'activation
Paramètre de courbe A	0,0086...120,0000		1	28,2000	Paramètre A pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe B	0,0000...0,7120		1	0,1217	Paramètre B pour la courbe programmable par le client

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Paramètre de courbe C	0,02...2,00		1	2,00	Paramètre C pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe D	0,46...30,00		1	29,10	Paramètre D pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe E	0,0...1,0		1	1,0	Paramètre E pour la courbe programmable par le client

Tableau 234: Paramètres de non-groupe PHHPTOC (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temps min. de fonctionnement	20...60000	ms	1	20	Durée minimale de fonctionnement pour les courbes IDMT
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation
Mode de mesure	1 = RMS 2 = DFT 3 = Crête à crête			2 = DFT	Sélectionne le mode de mesure utilisé

Tableau 235: Paramètres de groupe PHIPTOC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur de démarrage	0,2...40,00[1)]	xIn	0,01	1,00	Valeur de démarrage
Multiplicateur valeur démarrage	0,8...10,0		0,1	1,0	Multiplicateur pour mise à l'échelle de la valeur de démarrage
Tempo fonctionnement	20...200000[2)] 40...200000[3)]	ms	10	20[2)] 40[3)]	Temporisation de fonctionnement

1) Dans le logiciel correctif de relais 2.1.2, la plage de réglage *Start value* (Valeur démarrage) a été étendue pour débuter à 0,2 xIn. Il existe une limitation à la nouvelle plage de réglage étendue 0,2…1,0 xIn. Premièrement, la plage de réglage étendue est paramétrable uniquement à partir de l'IHML. Il n'est pas possible de définir de nouvelles valeurs de plage à partir des outils de relais. Deuxièmement, lorsque *Start value* est défini en dessous de 1,0 xIn, le paramètre *Operate delay time* (Tempo fonctionnement) doit être ≥40 ms pour éviter de dégrader l'immunité aux surtensions du relais, et pour éviter des fonctionnements défectueux du relais en raison des surtensions importantes.
2) REF620 et REM620
3) RET620

Tableau 236: Paramètres de non-groupe PHIPTOC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Nombre de phases de démarrage	1 = 1 sur 3 2 = 2 sur 3 3 = 3 sur 3			1 = 1 sur 3	Nombre de phases requises pour le fonctionnement de l'activation

Tableau 237: Paramètres de non-groupe PHIPTOC (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation

4.1.1.10 Données surveillées

Tableau 238: Données surveillées PHLPTOC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
PHLPTOC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

Tableau 239: Données surveillées PHHPTOC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
PHHPTOC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

Tableau 240: Données surveillées PHIPTOC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
PHIPTOC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.1.1.11 Données techniques

Tableau 241: PHxPTOC - Données techniques

Caractéristique		Valeur
Précision de déclenchement		En fonction de la fréquence du courant mesuré : f_n ±2 Hz
	PHLPTOC	± 1,5 % de la valeur définie ou ± 0,002 × I_n
	PHHPTOC et PHIPTOC	±1.5 % de la valeur de consigne ou ±0.002 x I_n (avec des courants de l'ordre de 0.1...10 × I_n) ±5,0% de la valeur de consigne (avec des courants de l'ordre de 10...40 × I_n)
Suite du tableau à la page suivante		

Caractéristique		Valeur		
Temps de démarrage 1)2)		Minimum	Standard	Maximum
	PHIPTOC : $I_{Défaut}$ = 2 × *Seuil de déclenchement*	16 ms	19 ms	23 ms
	$I_{Défaut}$ = 10 × *Seuil de déclenchement*	11 ms	12 ms	14 ms
	PHHPTOC et PHLPTOC : $I_{Défaut}$ = 2 × *Seuil de déclenchement*	23 ms	26 ms	29 ms
Temps de réinitialisation		Généralement 40 ms		
Taux de réinitialisation		Généralement 0,96		
Temps de retard		<30 ms		
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant		±1,0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms		
Précision du temps de déclenchement en mode temps inverse		±5,0 % de la valeur théorique ou ±20 ms 3)		
Suppression des harmoniques		RMS : Pas de suppression DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5,… Crête à crête : Pas de suppression Crête à crête + secours : Pas de suppression		

1) *Mode de mesure* = par défaut (en fonction du seuil), courant avant défaut = 0.0 x I_n, f_n = 50 Hz, courant de défaut au niveau d'une phase avec fréquence nominale injecté à partir d'un déphasage aléatoire, résultats basés sur la répartition statistique de 1000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie de signal
3) *Seuil de déclenchement* maximum = 2.5 × I_n, *Seuil de déclenchement* : multiples compris entre 1.5 et 20

4.1.1.12 Historique de révision technique

Tableau 242: Historique de révision technique PHIPTOC

Révision technique	Modification
B	Les valeurs minimum et par défaut sont passées à 40 ms pour le paramètre *Operate delay time*.
C	Les valeurs minimum et par défaut sont passées à 20 ms pour le paramètre *Operate delay time*. La valeur minimum est passée à 1,00 x I_n pour le paramètre *Start value* (Valeur démarrage).
D	Amélioration interne
E	Amélioration interne

Tableau 243: Historique de révision technique PHHPTOC

Révision technique	Modification
C	Dans *Measurement mode* (Mode de mesure), le mode de mesure « P-to-P + backup » (Crête à crête + secours) a été remplacé par « Peak-to-Peak » (Crête à crête)
D	La valeur d'incrément est passée de 0,05 à 0,01 pour le réglage *Time multiplier*
E	Amélioration interne
F	Amélioration interne

Tableau 244: Historique de révision technique PHLPTOC

Révision technique	Modification
B	Les valeurs minimum et par défaut sont passées à 40 ms pour le paramètre *Operate delay time*.
C	La valeur d'incrément est passée de 0,05 à 0,01 pour le réglage *Time multiplier*
D	Amélioration interne
E	Amélioration interne

4.1.2 Protection triphasée indépendante non directionnelle à maximum de courant PH3xPTOC

4.1.2.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection triphasée indépendante à maximum de courant non directionnelle, seuil bas	PH3LPTOC	3I_3>	51P-1_3
Protection triphasée indépendante à maximum de courant non directionnelle, seuil haut	PH3HPTOC	3I_3>>	51P-2_3
Protection triphasée indépendante à maximum de courant non directionnelle, seuil instantané	PH3IPTOC	3I_3>>>	50P/51P_3

4.1.2.2 Bloc fonctionnel

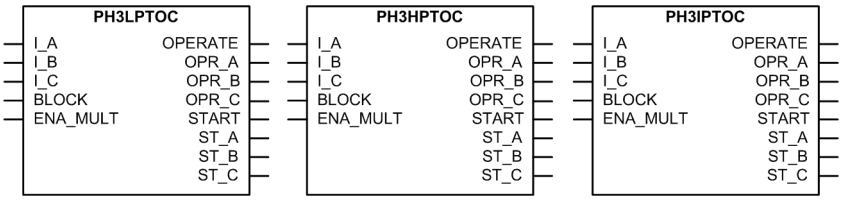


Figure 115: Bloc fonctionnel

4.1.2.3 Fonctionnalité

La protection non directionnelle à maximum de courant triphasée indépendante PH3xPTOC sert de protection non directionnelle à maximum de courant monophasée, biphasée ou triphasée et de protection contre les courts-circuits pour les lignes d'alimentation.

La fonction démarre lorsque le courant dépasse la limite établie. Chaque phase a son propre temporisateur. Les caractéristiques de temps de fonctionnement du seuil bas PH3LPTOC et du seuil haut PH3HPTOC peuvent être soit temps défini (DT) soit temps défini inverse minimum (IDMT). Le seuil instantané PH3IPTOC fonctionne toujours avec la caractéristique DT.

En mode DT, la fonction s'exécute à l'issue d'un temps de fonctionnement prédéfini et se réinitialise lorsque le courant de défaut disparaît. Le mode IDMT fournit des caractéristiques du temporisateur en fonction du courant.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si l'opérateur le souhaite, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur ou la fonction elle-même.

4.1.2.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont "On" (activé) et "Off" (désactivé).

PH3xPTOC est utilisée comme fonction de protection non directionnelle monophasée et triphasée à maximum de courant et contre les courts-circuits. Le mode de fonctionnement de phase est sélectionné par le réglage *Operating curve type*. Le fonctionnement est en outre spécifié par le réglage *Num of start phases* (Nombre de phases de démarrage), qui définit le nombre de phases dans lesquelles le courant doit dépasser la valeur de démarrage de courant définie avant que les signaux de démarrage et de fonctionnement correspondants puissent être activés.

Le fonctionnement de PH3xPTOC peut être décrit à l'aide d'un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

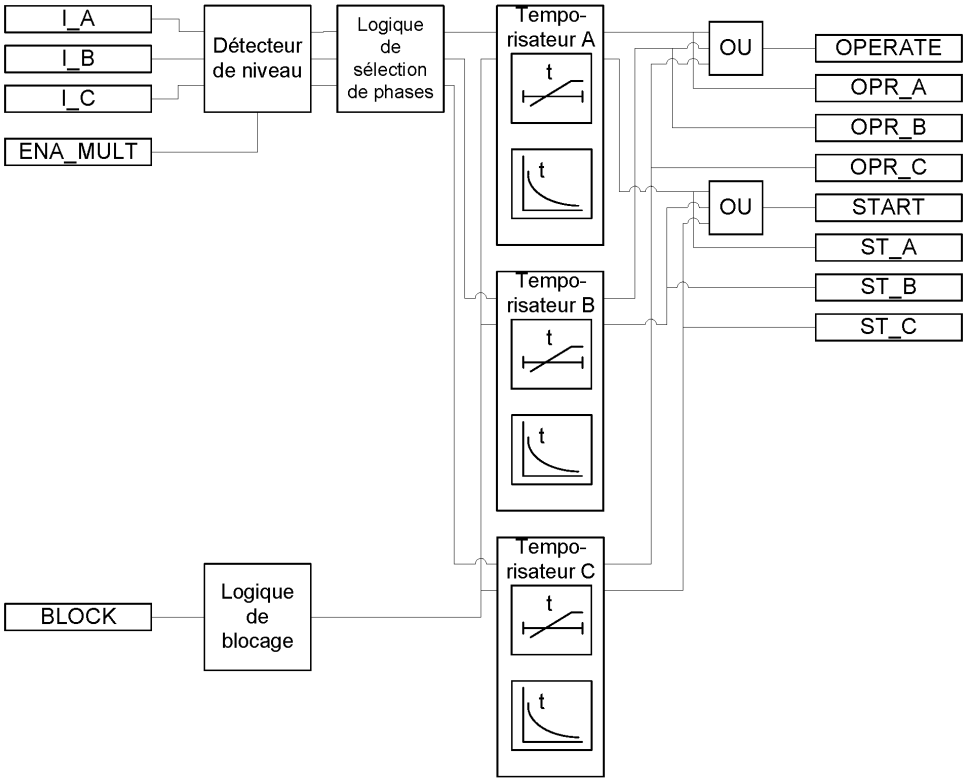


Figure 116: Schéma du module fonctionnel

Détecteur de niveau

Les courants de phases mesurés sont comparés par phases à la valeur *Start value* (Seuil de démarrage) définie. Si la valeur mesurée est supérieure à la valeur définie pour *Start value*, le détecteur de niveau signale le dépassement de valeur à la logique à la sélection de phase. Si l'entrée `ENA_MULT` est active, le paramètre *Start value* (Valeur de démarrage) est multiplié par le paramètre *Start value Mult* (Multiplicateur de valeur de démarrage).

Le DEI n'accepte pas les réglages *Start value* ou *Start value Mult* si le produit de ces réglages sort de la plage de réglage du paramètre *Start value* (Seuil de démarrage).

La multiplication de la valeur de démarrage s'effectue normalement lorsque la fonction de détection de courant d'appel (INRPHAR) est connectée à l'entrée `ENA_MULT`.

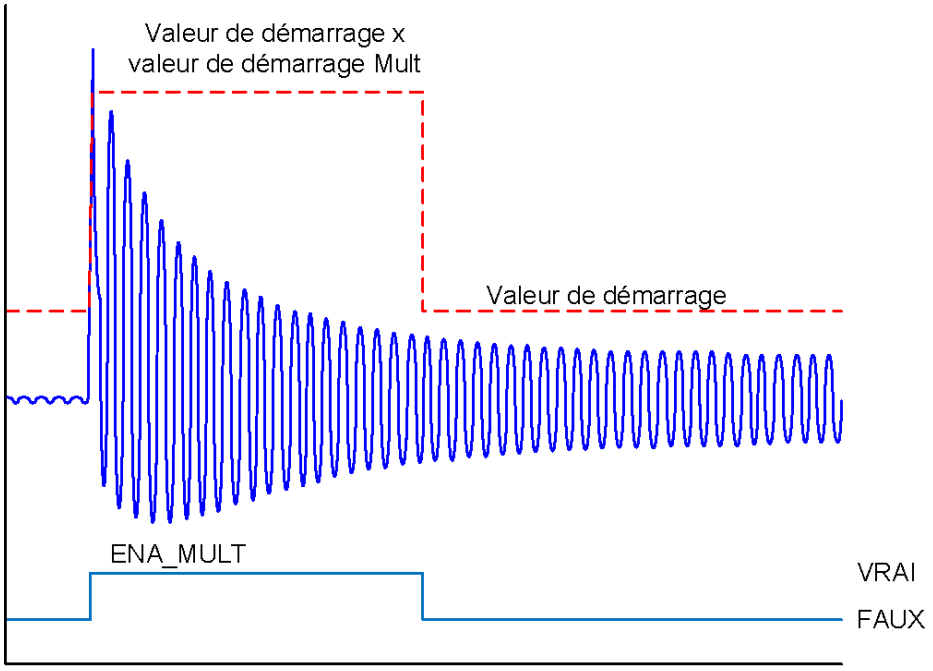


Figure 117: Comportement du seuil de démarrage avec l'entrée `ENA_MULT` activée

Logique de sélection de phases

La logique de sélection de phase détecte la phase ou les phases défectueuses et contrôle les temporisateurs selon la valeur définie pour le réglage *Num of start phases* (Nombre de phases de démarrage).

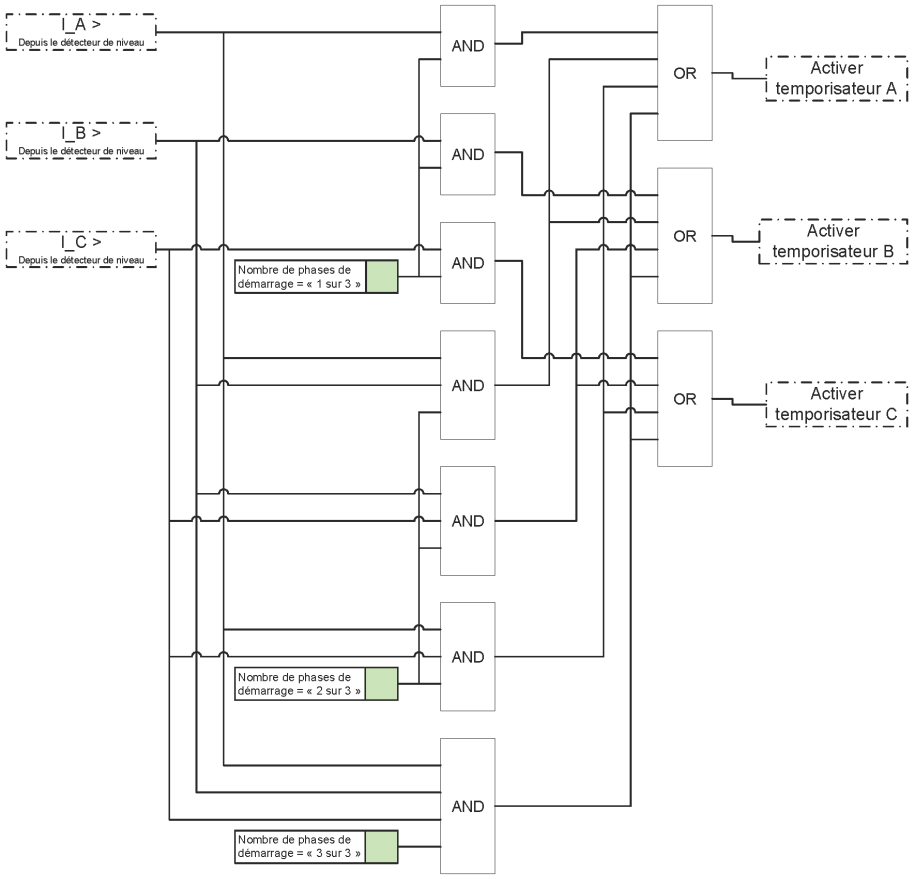


Figure 118: Schéma logique pour le module de sélection de phase

Lorsque le réglage *Number of start phase* est défini sur "1 out of 3" (1 sur 3) et le défaut se situe sur une ou plusieurs phases, la logique de sélection de phase envoie un signal d'activation aux temporisateurs de la phase défectueuse. Si le défaut disparaît, le signal d'activation de temporisateur correspondant est supprimé.

Lorsque le réglage est défini sur "2 out of 3" (2 sur 3) ou "3 out of 3" (3 sur 3), les défauts monophasés ne sont pas détectés. La valeur "3 out of 3" nécessite que le défaut soit présent sur les trois phases.

Temporisateur A, Temporisateur B, Temporisateur C

La fonction est conçue avec trois temporisateurs indépendants distincts par phase qui sont contrôlés par des réglages communs. Cette conception permet une véritable protection triphasée à maximum de courant qui est utile dans certaines applications.

Les sorties communes `START` et `OPERATE` sont créées par "ORing" les sorties de démarrage et de fonctionnement spécifiques par phase.

Chaque phase dispose de ses propres sorties spécifiques de démarrage et de fonctionnement : `ST_A`, `ST_B`, `ST_C`, `OPR_A`, `OPR_B` et `OPR_C`.

Une fois activé, le temporisateur active la sortie START. En fonction de la valeur du paramètre *Operating curve type* (Type de courbe de fonctionnement), les caractéristiques de temps se basent sur les modes DT ou IDMT. Lorsque le temporisateur de fonctionnement a atteint la valeur du paramètre *Operate delay time* (Durée de temporisation du fonctionnement) en mode DT ou la valeur maximale définie par la courbe de temps inverse, la sortie OPERATE est activée.

Lorsque la courbe IDMT programmable est sélectionnée, les caractéristiques de durée de fonctionnement sont définies par les paramètres *Curve parameter A*, *Curve parameter B*, *Curve parameter C*, *Curve parameter D* et *Curve parameter E* (paramètres de courbe).

La durée de fonctionnement IDMT la plus courte est réglable. Le réglage peut être effectué à l'aide d'un paramètre global dans le menu de l'IHM : **Configuration/System/IDMT Sat point**. Plus d'informations sont disponibles dans la section Fonctionnalités du bloc fonctionnel général.

En cas de situation de « chute », c'est-à-dire quand un défaut disparaît subitement avant que la durée de fonctionnement ne soit dépassée, l'état de réinitialisation du temporisateur est activé. La fonctionnalité du temporisateur en état de réinitialisation dépend de la combinaison des paramètres *Operating curve type* (Type de courbe de fonctionnement), *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation) et *Reset delay time* (Durée de temporisation de réinitialisation). Si l'utilisateur choisir la caractéristique DT, le temporisateur de réinitialisation fonctionne jusqu'à ce que la valeur *Reset delay time* (Durée de temporisation de réinitialisation) définie soit dépassée. Si l'utilisateur sélectionne les courbes IDMT, le paramètre *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation) peut être réglé sur trois modes : « Immediate » (Immédiat), « Def time reset » (Réinitialisation sur durée définie) ou « Inverse reset » (Réinitialisation inversée). La courbe de réinitialisation de type « Immediate » entraîne une réinitialisation immédiate. Avec le type de courbe de réinitialisation « Def time reset », la durée de réinitialisation dépend du paramètre *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation). Avec le type de courbe de réinitialisation « Inverse reset » (Réinitialisation inversée), la durée de réinitialisation est fonction durant présent lors de la « chute ». La sortie START est désactivée à l'expiration du temporisateur de réinitialisation.

La sélection de « Inverse reset » (Réinitialisation inversée) n'est prise en charge que par les courbes de fonctionnement ANSI ou IDMT de type programmable. Si un autre type de courbe de fonctionnement est sélectionné, une réinitialisation immédiate se produit durant la chute.

Le réglage *Time multiplier* (Facteur multiplicateur de temps) est utilisé pour mettre à l'échelle les durées de fonctionnement et de réinitialisation IDMT.

Le paramètre *Minimum operate time* (Durée de fonctionnement minimum) définit la durée de fonctionnement minimale souhaitée pour le mode IDMT. Ce paramètre n'est applicable que si les courbes IDMT sont utilisées.



Le paramètre *Minimum operate time* (Durée de fonctionnement minimum) doit être utilisé avec une grande précaution, car la durée de fonctionnement est basée sur la courbe IDMT, mais utilise toujours au moins la valeur du paramètre *Minimum operate time*. Plus d'informations sont disponibles dans la section Fonctionnalités du bloc fonctionnel général du présent manuel.

Le temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR, qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et de la durée de fonctionnement définie. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée `BLOCK` et le réglage global dans **Configurations/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée `BLOCK` peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée de communication horizontale ou un signal interne du programme du IED. L'influence de l'activation du signal `BLOCK` est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé à la valeur courante. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode "Block OPERATE output", la fonction s'exécute normalement mais les sorties `OPERATE`, `OPR_A`, `OPR_B` et `OPR_C` ne sont pas activées.

4.1.2.5 Caractéristiques de temporisateur

PH3xPTOC prend en charge les caractéristiques DT et IDMT. Les caractéristiques du temporisateur peuvent être sélectionnées à l'aide des paramètres *Operating curve type* (Type de courbe de fonctionnement) et *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation). Lorsque la caractéristique DT est sélectionnée, elle est uniquement affectée par les paramètres *Operate delay time* (Temporisation de fonctionnement) et *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation).

L'IED fournit 16 courbes de caractéristiques IDMT, dont sept sont conformes à la norme IEEE C37.112 et six à la norme CEI 60255-3. Deux courbes suivent les caractéristiques spéciales de la praxie ABB, et sont nommées RI et RD. De plus, une courbe programmable peut être utilisée si aucune des courbes standard n'est applicable. Il est possible de choisir la caractéristique DT en sélectionnant, pour le paramètre *Operating curve type* (Type de courbe de fonctionnement) les valeurs

« ANSI Def. Time" ou "IEC Def. Time". Dans les deux cas, la fonctionnalité est identique.

Les caractéristiques suivantes, conformes à la liste de la spécification CEI 61850-7-4, indiquent les caractéristiques prises en charge par différents seuils :

Tableau 245: Courbes IDMT prises en charge par différents seuils

Type de courbe de fonctionnement	Pris en charge par	
	PH3LPTOC	PH3HPTOC
(1) ANSI extrêmement inverse	x	x
(2) ANSI très inverse	x	
(3) ANSI inverse normal	x	x
(4) ANSI modérément inverse	x	
(6) Temps long extrêmement inverse	x	
(7) Temps long très inverse	x	
(8) Temps long inverse	x	
(9) IEC inverse normal	x	x
(10) IEC très inverse	x	x
(11) IEC inverse	x	
(12) IEC extrêmement inverse	x	x
(13) IEC temps inverse court	x	
(14) IEC temps inverse long	x	
(17) Programmable	x	x

PH3IPTOC ne prend en charge que la caractéristiques de temps constant.

Une description détaillée des temporisateurs est disponible à la section Fonctionnalités du bloc fonctionnel général du présent manuel.

Tableau 246: Caractéristiques de temps de réinitialisation prises en charge par différents seuils

Type de courbe de réinitialisation	Pris en charge par		
	PH3LPTOC	PH3HPTOC	Remarque
(1) Immédiat	x	x	Disponible pour toutes les courbes de temps de fonctionnement
(2) Réarmement temps constant	x	x	Disponible pour toutes les courbes de temps de fonctionnement
(3) Réarmement inverse	x	x	Disponible uniquement pour les courbes ANSI et les courbes programmables par l'utilisateur

Le paramètre *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation) ne s'applique pas à PH3IPTOC ou lorsque le fonctionnement DT est sélectionné. La réinitialisation est purement définie par le paramètre *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation).

4.1.2.6 Application

La fonction PH3xPTOC est utilisée dans plusieurs applications du système électrique. Les applications comprennent différentes protections, par exemple.

- Protection sélective à maximum de courant et contre les courts-circuits des dispositifs d'alimentation dans les systèmes de distribution et de sous-transmission
- Protection de secours à maximum de courant et contre les courts-circuits des transformateurs de puissance et des générateurs
- Protection à maximum de courant et contre les courts-circuits de divers dispositifs connectés au réseau électrique, par exemple les batteries de condensateurs shunt, les réacteurs shunt et les moteurs
- Protection générale de secours

PH3xPTOC est utilisée pour la protection à maximum de courant non directionnelle et contre les courts-circuits monophasés, biphasés et triphasés. Généralement, la protection à maximum de courant est utilisée pour éliminer les courts-circuits biphasés et triphasés. Par conséquent, il est possible de choisir combien de phases, au minimum, doivent avoir des courants supérieurs au niveau de démarrage pour que la fonction s'exécute.

De nombreuses applications nécessitent plusieurs étapes utilisant différents niveaux de démarrage de courant et temporisation. PH3xPTOC consiste en trois seuils de protection :

- PH3LPTOC bas
- PH3HPTOC élevé
- PH3IPTOC instantané.

PH3LPTOC est utilisée pour la protection à maximum de courant. La fonction contient plusieurs types de caractéristiques de temporisation. PH3HPTOC et PH3IPTOC sont utilisées pour éliminer rapidement les situations à maximum de courant les plus critiques.

Protection à maximum de courant du transformateur

Le but de la protection à maximum de courant des transformateurs est de fonctionner comme la protection principale lorsque la protection différentielle n'est pas utilisée. Elle peut également être utilisée comme protection de secours grossière pour la protection différentielle dans les défauts à l'intérieur de la zone de protection, c'est-à-dire les défauts survenant dans les dispositifs d'alimentation d'entrée ou de sortie, dans la région des bornes du transformateur et dans le couvercle de la cuve. Cela signifie que la plage d'amplitude du courant de défaut peut être très large. La plage varie de 6xIn à plusieurs centaines de fois In, selon l'impédance du transformateur et l'impédance de la source du réseau d'alimentation. De ce point de vue, il est clair que l'opération doit être à la fois très rapide et sélective, ce qui est généralement obtenu en utilisant des paramètres de courant grossiers.

L'objectif est également de protéger le transformateur contre les courts-circuits se produisant en dehors de la zone de protection, c'est-à-dire les défauts traversants. La protection à maximum de courant du transformateur assure également la protection des jeux de barres du côté BT. Dans ce cas, l'amplitude du courant de défaut est généralement inférieure à 12xIn, en fonction de l'emplacement du défaut et de l'impédance du transformateur. Par conséquent, la protection doit fonctionner le plus rapidement possible en tenant compte des exigences de sélectivité, des courants de commutation et de la résistance thermique et mécanique du transformateur et des dispositifs d'alimentation de sortie.

Traditionnellement, la protection à maximum de courant du transformateur est organisée comme le montre l'illustration 111. Le seuil bas PH3LPTOC fonctionne de manière sélective dans le temps en cas de défaut du transformateur et du jeu de barres côté BT. Le seuil haut PH3HPTOC fonctionne instantanément, en utilisant la sélectivité du courant uniquement dans les défauts côté HT du transformateur. Si c'est possible, le courant de défaut peut également être alimenté à partir côté du BT jusqu'au côté HT ; le transformateur doit par conséquent être équipé d'une protection à maximum de courant du côté BT. Les détecteurs de courant d'appel sont utilisés dans les situations de démarrage pour multiplier le paramètre de la valeur de démarrage du courant dans chaque DEI particulier où le courant d'appel peut se produire. La protection CCBRBRF à maximum de courant et contre les défaillances du disjoncteur basée sur le contact est utilisée pour confirmer le système de protection en cas de dysfonctionnement du disjoncteur.

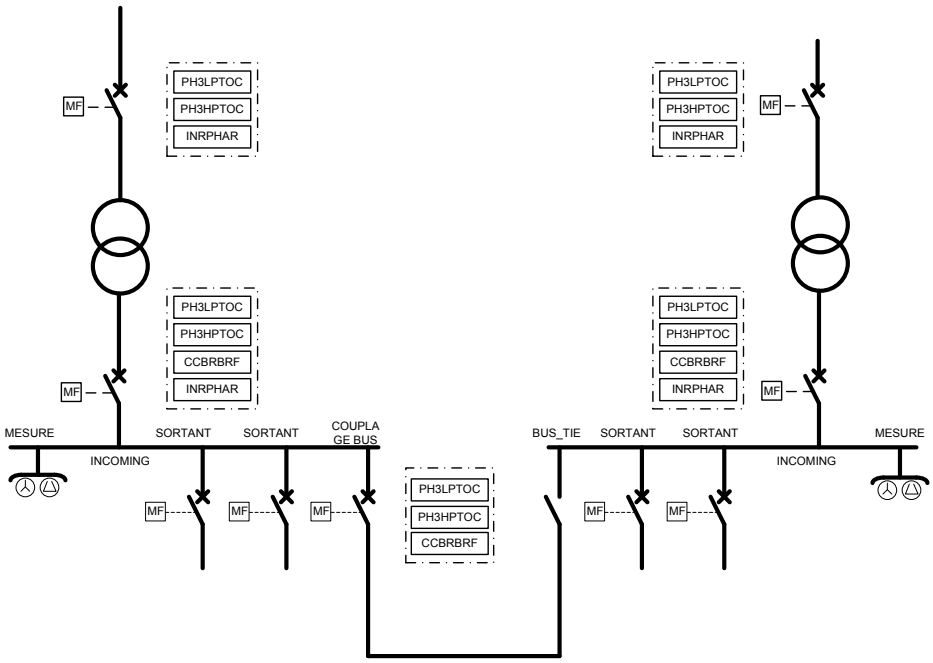


Figure 119: Exemple de protection traditionnelle à maximum de courant du transformateur sélective dans le temps

Les durées de fonctionnement des protections à maximum de courant principale et de secours du système susmentionné deviennent assez longues. Cela s'applique notamment en cas de défaut des barres omnibus et de défaut des bornes BT des transformateurs. Afin d'améliorer les performances du système, une protection à maximum de courant à plusieurs seuils avec blocage inverse est proposée. L'illustration 112 présente ce montage.

Protection à maximum de courant dans les transformateurs et les jeux de barres avec principe de blocage inversé

En mettant en œuvre un ensemble complet de seuils de protection à maximum de courant et en bloquant les canaux entre les seuils de protection des dispositifs d'alimentation d'entrée, de couplage et les dispositifs d'alimentation de sortie, il est possible d'accélérer le fonctionnement de la protection à maximum de courant dans les défauts de jeux de barres et de transformateurs côté BT sans compromettre la sélectivité. Le degré de sécurité de la protection du jeu de barres est également augmenté, car il existe désormais une fonctionnalité de protection de jeu de barres rapide, sélective et dédiée, qui repose sur le principe de la protection à maximum de courant bloquable. Les seuils supplémentaires sélectifs dans le temps du côté HT et du côté BT du transformateur offrent un degré de sécurité accru de la protection de secours pour le transformateur, le jeu de barres et les dispositifs d'alimentation de sortie.

En fonction du seuil à maximum de courant en question, la sélectivité du système dans l'illustration 112 est basée sur le courant de fonctionnement, le temps de fonctionnement ou les blocages entre les seuils à maximum de courant successifs.

Avec des canaux de blocage, le temps de fonctionnement de la protection peut être considérablement réduit par rapport à la simple protection sélective dans le temps. En plus de la protection du jeu de barres, ce principe de blocage est applicable pour la protection des bornes BT des transformateurs et des lignes courtes. La fonctionnalité et les performances des protections à maximum de courant proposées peuvent être résumées.

Tableau 247: Fonctionnalité proposée de protection numérique à maximum de courant de transformateur et de jeu de barres. DT = temps défini, IDMT = temps minimum inverse défini

Seuil O/C	Caractéristique de fonctionnement	Mode de sélectivité	Vitesse de fonctionnement	Sensibilité
HV/3I>	DT/IDMT	sélection temporelle	faible	très élevé
HV/3I>>	DT	bloquable/sélectif dans le temps	élevé/bas	élevé
HV/3I>>>	DT	courant sélectif	très élevé	faible
LV/3I>	DT/IDMT	sélection temporelle	faible	très élevé
LV/3I>>	DT	sélection temporelle	faible	élevé
LV/3I>>>	DT	bloquable	élevé	élevé

Si le disjoncteur de couplage est ouvert, le temps de fonctionnement de la protection à maximum de courant bloquable est d’environ 100 ms (temps de relais). Lorsque le disjoncteur de couplage est enclenché, c’est-à-dire que le courant de défaut circule vers la section en défaut du jeu de barres provenant de deux directions, le temps de fonctionnement devient le suivant : d’abord, le relais de couplage déclenche le disjoncteur de couplage dans les 100 ms qui précèdent, ce qui réduit le courant de défaut de moitié. Ensuite, le dispositif d’alimentation d’entrée de la section du jeu de barres en défaut déclenche le disjoncteur après environ 250 ms (temps de relais), ce qui devient dans ce cas le temps total d’élimination du défaut.

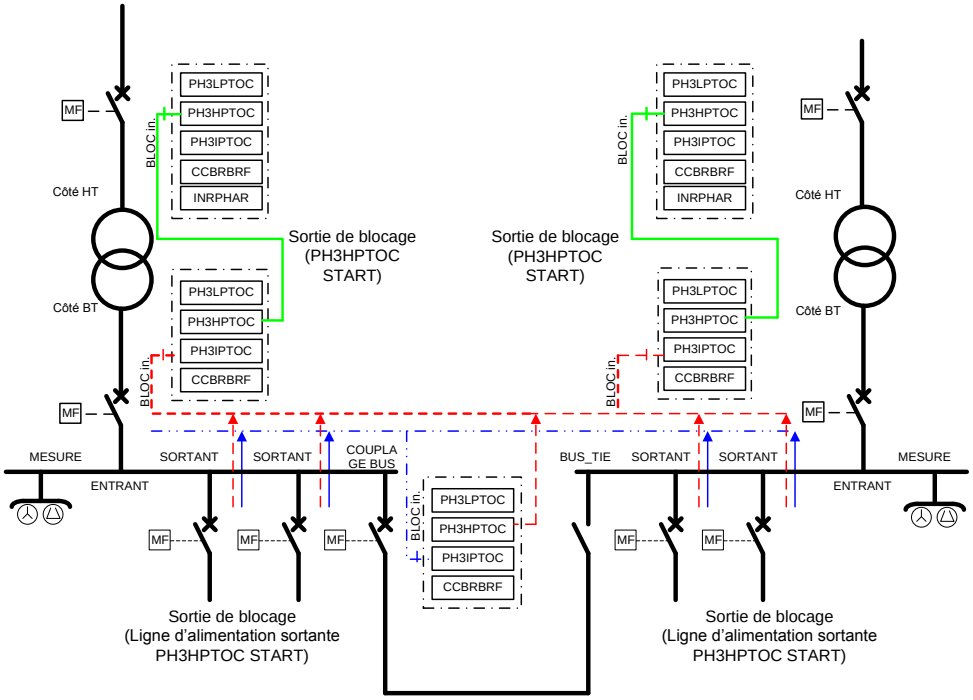


Figure 120: Fonctionnalité de protection numérique à maximum de courant pour un poste de transmission/distribution typique (protection de dispositif d'alimentation non illustrée). Sortie de blocage = signal de sortie numérique du début d'un seuil de protection, Entrée de blocage = signal d'entrée numérique pour bloquer le fonctionnement d'un seuil de protection

Les durées de fonctionnement des seuils sélectifs dans le temps sont très courtes, car les marges de classement entre les seuils de protection successives peuvent être gardées courtes. Cela est principalement dû au principe de mesure avancé permettant un certain degré de saturation des TC, une bonne précision de fonctionnement et des temps de retard courts des unités numériques. Ainsi, par exemple, une marge de classement de 150 ms dans le mode de fonctionnement DT peut être utilisée, à condition que le temps d'interruption du disjoncteur soit inférieur à 60 ms.

La sensibilité et la vitesse des seuils de sélection de courant deviennent aussi bonnes que possible du fait que la surcharge transitoire est très faible. En outre, les effets de la commutation des courants d'appel sur les valeurs de réglage peuvent être réduits en utilisant la logique DEI, qui reconnaît le transformateur mettant le courant d'appel sous tension et bloque le fonctionnement ou multiplie le paramètre de la valeur de démarrage du courant du seuil à maximum de courant sélectionné par un réglage de multiplicateur prédéfini.

Enfin, un déclenchement fiable de la protection à maximum de courant est assuré à la fois par une sélection appropriée des paramètres et par une capacité adéquate des transformateurs de mesure à reproduire le courant de défaut. Ceci est important pour maintenir la sélectivité et aussi pour que la protection fonctionne sans délai supplémentaire. Des informations supplémentaires sur les modes de mesure

disponibles et les exigences en matière de transformateurs de courant sont disponibles dans la section Caractéristiques générales des blocs fonctionnels de ce manuel.

Protection à maximum de courant du dispositif d'alimentation de sortie radial

Les exigences de base pour la protection à maximum de courant des dispositifs d'alimentation sont une sensibilité et une vitesse de fonctionnement adéquates, en tenant compte des niveaux de courant de défaut minimum et maximum le long de la ligne protégée, des exigences de sélectivité, des courants d'appel et de la résistance thermique et mécanique des lignes à protéger.

Dans de nombreux cas, les exigences ci-dessus peuvent être mieux respectées en utilisant des unités à maximum de courant à plusieurs seuils.L'illustration 113 en donne un exemple. Une brève étude de coordination a été réalisée entre les dispositifs d'alimentation d'entrée et de sortie.

Le système de protection est mis en œuvre avec une protection numérique à maximum de courant à trois seuils où le seuil bas PH3LPTOC fonctionne en mode IDMT et les deux autres seuils hauts, PH3HPTOC et PH3IPTOC, en mode DT. La résistance thermique des types de lignes le long du dispositif d'alimentation et les courants d'appel maximum attendus des dispositifs d'alimentation sont également indiqués. Les défauts se produisant près de la station où les niveaux de courant de défaut sont les plus élevés sont rapidement éliminés par le seuil instantané afin de minimiser les effets des défauts de court-circuit graves. L'influence du courant d'appel est prise en considération en connectant le détecteur de courant d'appel à la valeur de démarrage multipliant l'entrée du seuil instantané. De cette façon, la valeur de démarrage est multipliée par un réglage prédéfini pendant la situation d'appel, et les déclenchements intempestifs peuvent être évités.

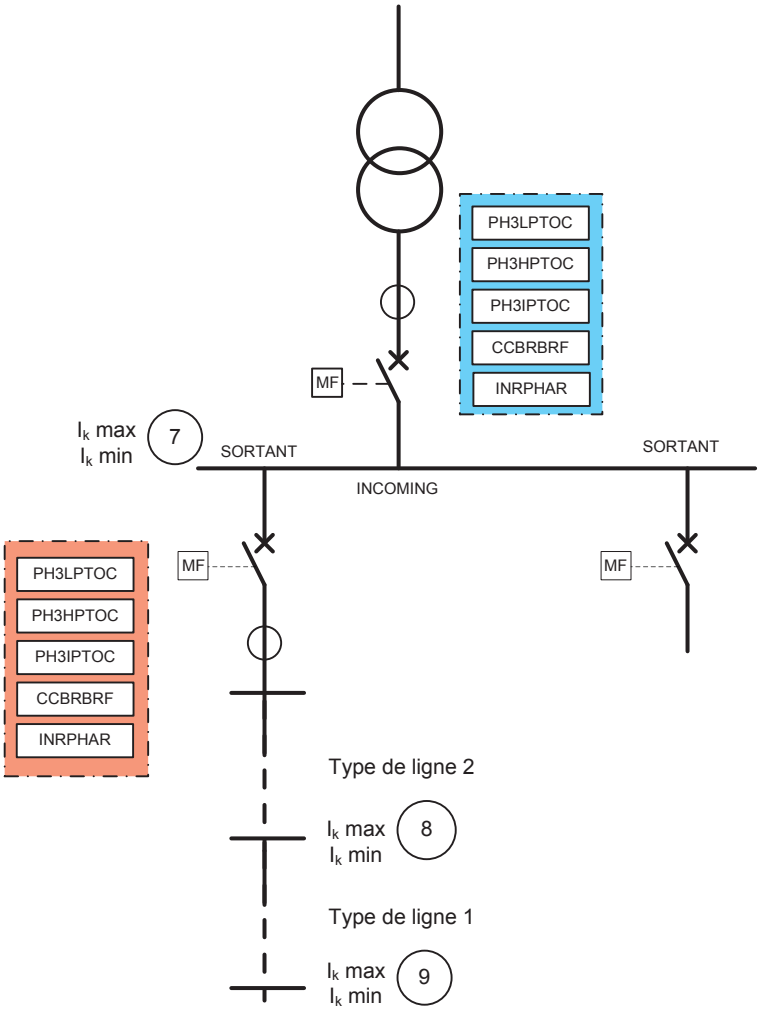


Figure 121: Fonctionnalité de la protection numérique à maximum de courant à plusieurs seuils

Le plan de coordination est un outil efficace pour étudier le fonctionnement des caractéristiques d'opérations sélectives dans le temps. Tous les points mentionnés précédemment, nécessaires pour définir les paramètres de protection à maximum de courant, peuvent être exprimés simultanément dans un plan de coordination. Sur l'illustration 114, le plan de coordination montre un exemple de caractéristiques de fonctionnement dans les lignes d'arrivée côté BT et les lignes de départ radiales.

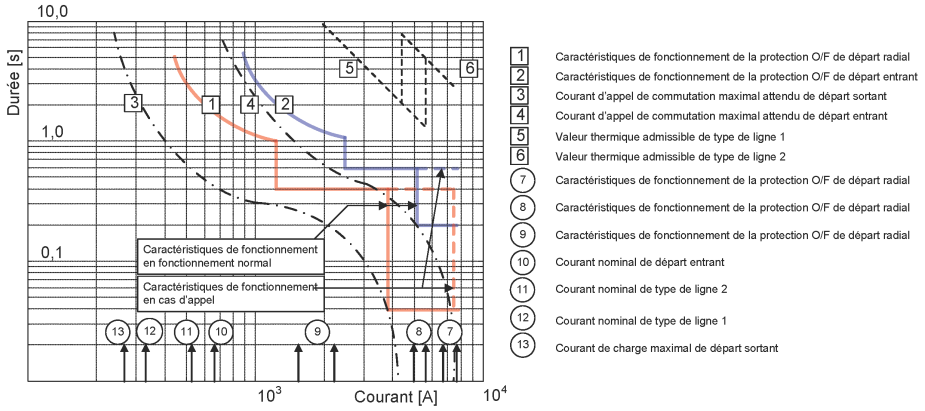


Figure 122: Exemple de coordination d'une protection numérique à maximum de courant à plusieurs seuils

4.1.2.7 Signaux

Tableau 248: Signaux d'entrée PH3LPTOC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
ENA_MULT	BOOLÉEN	0 = Faux	Active le signal pour multiplicateur de courant

Tableau 249: Signaux d'entrée PH3HPTOC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
ENA_MULT	BOOLÉEN	0 = Faux	Active le signal pour multiplicateur de courant

Tableau 250: Signaux d'entrée PH3IPTOC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
ENA_MULT	BOOLÉEN	0 = Faux	Active le signal pour multiplicateur de courant

Tableau 251: Signaux de sortie PH3LPTOC

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
OPR_A	BOOLÉEN	Phase de fonctionnement A
OPR_B	BOOLÉEN	Phase de fonctionnement B
OPR_C	BOOLÉEN	Phase de fonctionnement C
START	BOOLÉEN	Démarrer
ST_A	BOOLÉEN	Phase de démarrage A
ST_B	BOOLÉEN	Phase de démarrage B
ST_C	BOOLÉEN	Phase de démarrage C

Tableau 252: Signaux de sortie PH3HPTOC

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
OPR_A	BOOLÉEN	Phase de fonctionnement A
OPR_B	BOOLÉEN	Phase de fonctionnement B
OPR_C	BOOLÉEN	Phase de fonctionnement C
START	BOOLÉEN	Démarrer
ST_A	BOOLÉEN	Phase de démarrage A
ST_B	BOOLÉEN	Phase de démarrage B
ST_C	BOOLÉEN	Phase de démarrage C

Tableau 253: Signaux de sortie PH3IPTOC

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
OPR_A	BOOLÉEN	Phase de fonctionnement A
OPR_B	BOOLÉEN	Phase de fonctionnement B
OPR_C	BOOLÉEN	Phase de fonctionnement C
START	BOOLÉEN	Démarrer
Suite du tableau à la page suivante		

Nom	Type	Description
ST_A	BOOLÉEN	Phase de démarrage A
ST_B	BOOLÉEN	Phase de démarrage B
ST_C	BOOLÉEN	Phase de démarrage C

4.1.2.8 Paramètres

Tableau 254: Paramètres de groupe PH3LPTOC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Seuil de démarrage	0,05...5,00	xIn	0,01	0,05	Seuil de démarrage
Multiplicateur de seuil de démarrage	0,8...10,0		0,1	1,0	Multiplicateur pour mise à l'échelle de la valeur de démarrage
Multiplicateur de temps	0,05...15,00		0,01	1,00	Multiplicateur de temps dans les courbes CEI/ANSI IDMT
Temporisation de fonctionnement	40...200000	ms	10	40	Temporisation de fonctionnement
Type de courbe de fonctionnement	1 = ANSI extrêmement inverse 2 = ANSI très inverse 3 = ANSI normalement inverse 4 = ANSI modérément inverse 5 = ANSI temps constant Time 6 = Temps long extrêmement inverse 7 = Temps long très inverse 8 = Temps long inverse 9 = CEI normalement inverse 10 = CEI très inverse 11 = CEI inverse 12 = CEI extrêmement inverse 13 = CEI temps court inverse 14 = CEI temps long inverse 15 = CEI temps constant Time 17 = Programmable 18 = Type RI 19 = Type RD			15 = CEI temps constant Time	Sélection du type de courbe du délai d'attente

Tableau 255: Paramètres de groupe PH3LPTOC (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Type de courbe de réinitialisation	1 = Immédiat 2 = Réarmement temps constant 3 = Réarmement inverse			1 = Immédiat	Sélection du type de courbe de réinitialisation

Tableau 256: Paramètres de non-groupe PH3LPTOC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Opération	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Nombre de phases de démarrage	1 = 1 sur 3 2 = 2 sur 3 3 = 3 sur 3			1 = 1 sur 3	Nombre de phases requises pour le fonctionnement de l'activation
Paramètre de courbe A	0,0086...120,0000		1	28,2000	Paramètre A pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe B	0,0000...0,7120		1	0,1217	Paramètre B pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe C	0,02...2,00		1	2,00	Paramètre C pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe D	0,46...30,00		1	29,10	Paramètre D pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe E	0,0...1,0		1	1,0	Paramètre E pour la courbe programmable par le client

Tableau 257: Paramètres de non-groupe PH3LPTOC (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temps min. de fonctionnement	20...60000	ms	10	20	Durée minimale de fonctionnement pour les courbes IDMT
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	10	20	Temporisation de réinitialisation
Mode de mesure	1 = RMS 2 = DFT 3 = Crête à crête			2 = DFT	Sélectionne le mode de mesure utilisé

Tableau 258: Paramètres de groupe PH3HPTOC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Seuil de démarrage	0,10...40,00	xIn	0,01	0,10	Seuil de démarrage
Multiplicateur de seuil de démarrage	0,8...10,0		0,1	1,0	Multiplicateur pour mise à l'échelle de la valeur de démarrage
Multiplicateur de temps	0,05...15,00		0,01	1,00	Multiplicateur de temps dans les courbes CEI/ANSI IDMT
Temporisation de fonctionnement	40...200000	ms	10	40	Temporisation de fonctionnement
Type de courbe de fonctionnement	1 = ANSI extrêmement inverse 3 = ANSI normalement inverse 5 = ANSI temps constant Time 9 = CEI normalement inverse 10 = CEI très inverse 12 = CEI extrêmement inverse 15 = CEI temps constant Time 17 = Programmable			15 = CEI temps constant Time	Sélection du type de courbe du délai d'attente

Tableau 259: Paramètres de groupe PH3HPTOC (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Type de courbe de réinitialisation	1 = Immédiat 2 = Réarmement temps constant 3 = Réarmement inverse			1 = Immédiat	Sélection du type de courbe de réinitialisation

Tableau 260: Paramètres de non-groupe PH3HPTOC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Opération	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Nombre de phases de démarrage	1 = 1 sur 3 2 = 2 sur 3 3 = 3 sur 3			1 = 1 sur 3	Nombre de phases requises pour le fonctionnement de l'activation
Paramètre de courbe A	0,0086...120,0000		1	28,2000	Paramètre A pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe B	0,0000...0,7120		1	0,1217	Paramètre B pour la courbe programmable par le client

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Paramètre de courbe C	0,02...2,00		1	2,00	Paramètre C pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe D	0,46...30,00		1	29,10	Paramètre D pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe E	0,0...1,0		1	1,0	Paramètre E pour la courbe programmable par le client

Tableau 261: Paramètres de non-groupe PH3HPTOC (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temps min. de fonctionnement	20...60000	ms	10	20	Durée minimale de fonctionnement pour les courbes IDMT
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	10	20	Temporisation de réinitialisation
Mode de mesure	1 = RMS 2 = DFT 3 = Crête à crête			2 = DFT	Sélectionne le mode de mesure utilisé

Tableau 262: Paramètres de groupe PH3IPTOC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur démarrage	1,00...40,00	xIn	0,01	1,00	Valeur de démarrage
Multiplicateur valeur démarrage	0,8...10,0		0,1	1,0	Multiplicateur pour mise à l'échelle de la valeur de démarrage
Tempo fonctionnement	20...200000	ms	10	20	Temporisation de fonctionnement

Tableau 263: Paramètres de non-groupe PH3IPTOC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Nombre de phases de démarrage	1 = 1 sur 3 2 = 2 sur 3 3 = 3 sur 3			1 = 1 sur 3	Nombre de phases requises pour le fonctionnement de l'activation

Tableau 264: Paramètres de non-groupe PH3IPTOC (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	10	20	Temporisation de réinitialisation

4.1.2.9 Données surveillées

Tableau 265: Données surveillées PH3LPTOC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
PH3LPTOC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

Tableau 266: Données surveillées PH3HPTOC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
PH3HPTOC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

Tableau 267: Données surveillées PH3IPTOC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
PH3IPTOC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.1.2.10 Données techniques

Tableau 268: PH3xPTOC - Données techniques

Caractéristique		Valeur
Précision de fonctionnement	PH3LPTOC	Suivant la fréquence du courant mesuré : f_n ±2 Hz
		±1,5% de la valeur de consigne ou ±0,002 × I_n
	PH3HPTOC et PH3IPTOC	±1,5 % de la valeur de consigne ou ±0,002 x I_n (aux courants compris dans la plage 0,1...10 x I_n) ±5,0 % de la valeur de consigne (aux courants compris dans la plage 10…40 × I_n)
Suite du tableau à la page suivante		

Caractéristique		Valeur		
Temps de réponse déclenchement [1)2)]		Minimum	Standard	Maximum
	PH3IPTOC : $I_{Défaut}$ = 2 x *Seuil de déclenchement*	15 ms	16 ms	17 ms
	$I_{Défaut}$ = 10 x *Seuil de déclenchement*	11 ms	14 ms	17 ms
	PH3HPTOC et PH3LPTOC : $I_{Défaut}$ = 2 x *Seuil de déclenchement*	23 ms	25 ms	28 ms
Temps de réinitialisation		<40 ms		
Taux de réinitialisation		Généralement 0,96		
Temps de retard		<30 ms		
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant		±1,0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms		
Précision du temps de déclenchement en mode temps inverse		±5,0 % de la valeur théorique ou ±20 ms [3)]		
Suppression des harmoniques		RMS : Pas de suppression DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5,… Crête à crête : Pas de suppression Crête à crête + secours : Pas de suppression		

1) *Mode de mesure* = par défaut (en fonction du seuil), courant avant défaut = 0,0 x I_n, f_n = 50 Hz, courant de défaut au niveau d'une phase avec fréquence nominale injectée à partir d'un déphasage aléatoire, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie de signal
3) *Seuil de déclenchement* maximal = 2,5 x I_n, *Seuil de déclenchement* : multiples compris entre 1,5 et 20

4.1.3 Protection triphasée directionnelle à maximum de courant DPHxPDOC

4.1.3.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection directionnelle de surintensité triphasée, niveau bas	DPHLPDOC	3I> ->	67-1
Protection directionnelle de surintensité triphasée, niveau haut	DPHHPDOC	3I>> ->	67-2

4.1.3.2 Bloc fonctionnel

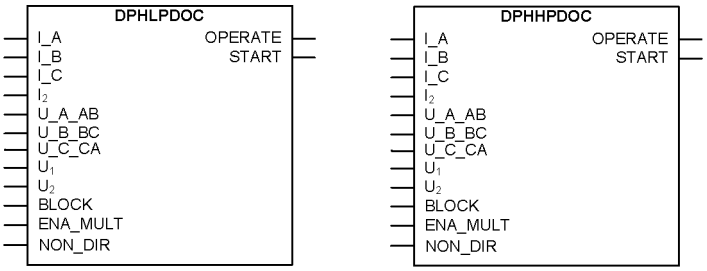


Figure 123: Bloc fonctionnel

4.1.3.3 Fonctionnalité

La protection triphasée à maximum de courant directionnelle DPHxPDOC sert de protection monophasée, biphasée ou triphasée directionnelle à maximum de courant et de protection contre les courts-circuits pour les lignes d'alimentation.

DPHxPDOC démarre lorsque la valeur du courant dépasse la limite établie et que le critère directionnel est rempli. Les caractéristiques de temps de fonctionnement du seuil bas DPHLPDOC et du seuil haut DPHHPDOC peuvent être sélectionnées soit en tant que temps constant (DT) soit en tant que temps minimum constant inverse (IDMT).

En mode DT, la fonction s'active après un temps de fonctionnement prédéfini et se réinitialise lorsque le courant de défaut disparaît. Le mode IDMT fournit des caractéristiques du temporisateur en fonction du courant.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si l'opérateur le souhaite, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur ou la fonction elle-même.

4.1.3.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondants sont « On » et « Off ».

Le fonctionnement de la fonction DPHxPDOC peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

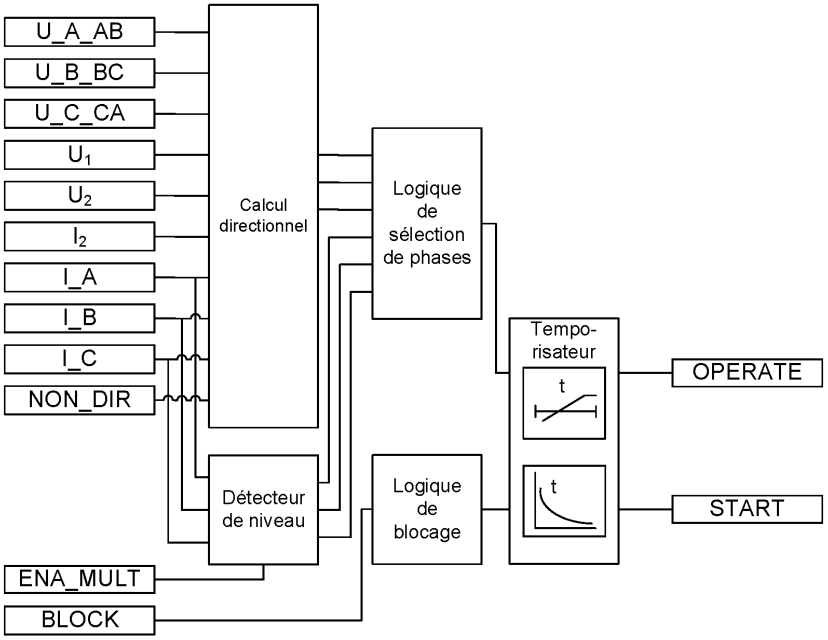


Figure 124: Schéma du module fonctionnel

Calcul directionnel

Le calcul directionnel compare les phaseurs de courant au phaseur de polarisation. Une grandeur de polarisation appropriée peut être choisie parmi les différentes grandeurs de polarisation, qui sont la tension directe, la tension inverse, la tension d'auto-polarisation (en défaut) et les tensions de polarisation croisée (tensions saines). La méthode de polarisation est définie avec le paramètre *Pol quantity*.

Tableau 269: Grandeurs de polarisation

Grandeur de polarisation	Description
Pos. seq. volt	Tension directe
Neg. seq. volt	Tension inverse
Self pol	Auto-polarisation
Cross pol	Polarisation croisée

Le critère de fonctionnement est sélectionné par le paramètre *Directional mode*. L'utilisateur peut sélectionner le fonctionnement « Non-directional », « Forward » ou « Reverse ». En définissant la valeur de *Allow Non Dir* sur la valeur « True », l'opération non directionnelle est autorisée lorsque l'information directionnelle n'est pas valide.

Le paramètre *Characteristic angle* est utilisé pour faire tourner la caractéristique directionnelle. La valeur de *Characteristic angle* doit être choisie de telle sorte que tous les défauts dans la direction de fonctionnement soient vus dans la zone de fonctionnement et que tous les défauts dans la direction opposée soient vus dans la

zone de non fonctionnement. La valeur de *Characteristic angle* dépend de la configuration du réseau.

Un fonctionnement fiable exige que les grandeurs de fonctionnement et de polarisation dépassent certains niveaux d'amplitude minimum. Le niveau d'amplitude minimum pour la grandeur de fonctionnement (courant) est défini avec le paramètre *Min operate current*. Le niveau d'amplitude minimum pour la grandeur de polarisation (tension) est défini avec le paramètre *Min operate voltage*. Si le niveau d'amplitude de la grandeur de fonctionnement ou de la grandeur de polarisation est inférieur au niveau défini, l'information sur le sens de la phase correspondante est réglée sur « Unknown ».

La grandeur de polarisation peut rester valable même si l'amplitude de la grandeur de polarisation tombe en dessous de la valeur du paramètre *Min operate voltage*. Dans ce cas, l'information directionnelle est fournie par une fonction de mémoire spéciale pendant un temps défini avec le paramètre *Voltage Mem time*.

La fonction DPHxPDOC est dotée d'une fonction de mémoire pour assurer un fonctionnement fiable et correct du relais de protection directionnel en cas de court-circuit proche ou de défaut de terre caractérisé par une tension extrêmement basse. En cas de perte soudaine de la grandeur de polarisation, la différence d'angle est calculée sur la base d'une tension fictive. La tension fictive est calculée en utilisant la tension de phase directe mesurée avant que le défaut ne se produise, en supposant que la tension n'est pas affectée par le défaut. La fonction de mémoire permet de faire fonctionner la fonction jusqu'à trois secondes maximum après une perte totale de tension. Cette durée peut être réglée avec le paramètre *Voltage Mem time*. La mémoire de tension ne peut pas être utilisée pour la polarisation « Negative sequence voltage » car il n'est pas possible de substituer la tension directe à la tension inverse sans connaître le niveau d'asymétrie du réseau. C'est la raison pour laquelle l'angle de tension fictif et les informations de direction correspondantes sont immobilisés immédiatement pour ce mode de polarisation lorsque le besoin d'une mémoire de tension se fait sentir et ceux-ci sont immobilisés jusqu'à ce que le temps défini par *Voltage Mem time* s'écoule.



La valeur du paramètre *Min operate voltage* doit être choisie avec soin, car la précision des faibles niveaux de signal est fortement influencée par la précision de l'appareil de mesure.

Lorsque la tension tombe en dessous *Min operate voltage* lors d'un défaut proche, la tension fictive est utilisée pour déterminer l'angle de phase. La tension mesurée est appliquée à nouveau dès que la tension dépasse *Min operate voltage* et l'hystérésis. La tension fictive est également rejetée si la tension mesurée reste en dessous de *Min operate voltage* et de l'hystérésis pendant une durée supérieure à *Voltage Mem time* ou si le courant de défaut disparaît pendant que la tension fictive est utilisée. Lorsque la tension est inférieure à *Min operate voltage* et à l'hystérésis et que la tension fictive est inutilisable, le sens du défaut ne peut pas être déterminé. La tension fictive peut être inutilisable pour deux raisons :

- La tension fictive est rejetée après *Voltage Mem time*
- L'angle de phase ne peut pas être mesuré de manière fiable avant la situation de défaut.

La fonction DPHxPDOC peut être forcée à l'opération non directionnelle avec l'entrée NON_DIR. Lorsque l'entrée NON_DIR est active, le DPHxPDOC fonctionne comme une protection à maximum de courant non directionnelle, quel que soit le paramètre *Directional mode*.

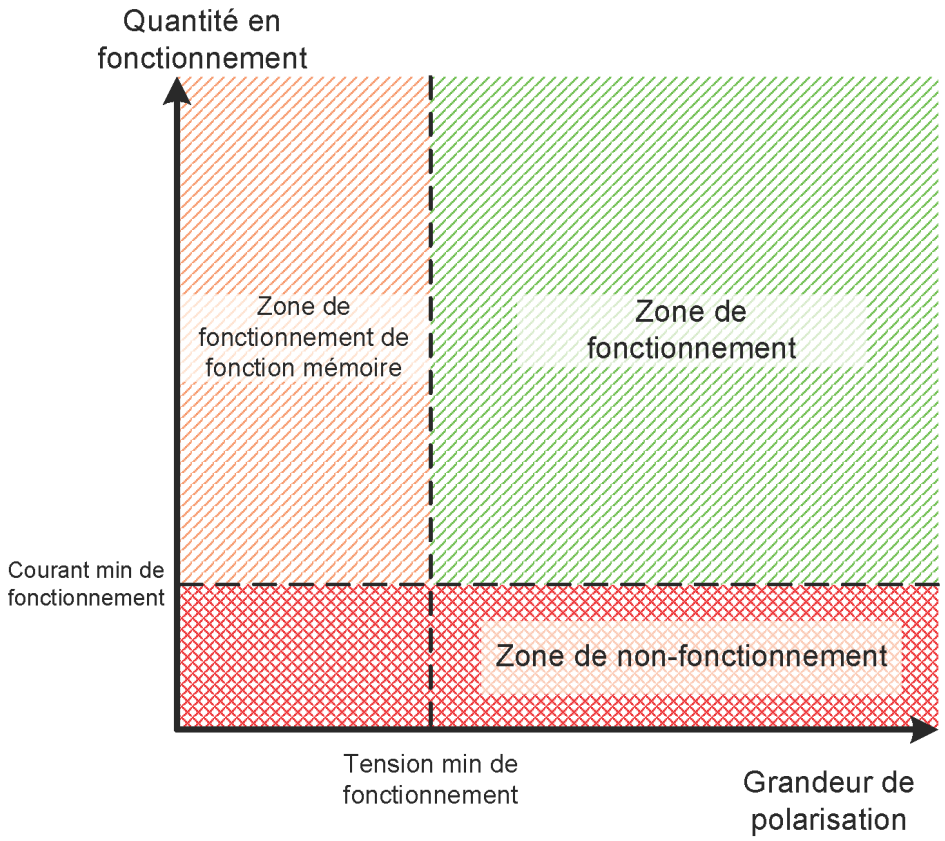


Figure 125: Zones de fonctionnement aux niveaux d'amplitude minimum

Détecteur de niveau

Les courants de phases mesurés sont comparés par phases avec la valeur du paramètre *Start value*. Si la valeur mesurée est supérieure à la valeur définie de *Start value*, le détecteur de niveau signale la valeur en dépassement à la logique de sélection de phases. Si l'entrée ENA_MULT est active, le paramètre *Start value* (Valeur de démarrage) est multiplié par le paramètre *Start value Mult* (Multiplicateur de valeur de démarrage).

Le relais de protection n'accepte pas *Start value* ou le paramètre *Start value Mult* si le produit de ces paramètres dépasse la plage du paramètre *Start value*.

La multiplication de la valeur de démarrage s'effectue normalement lorsque la fonction de détection de courant d'appel (INRPHAR) est connectée à l'entrée ENA_MULT.

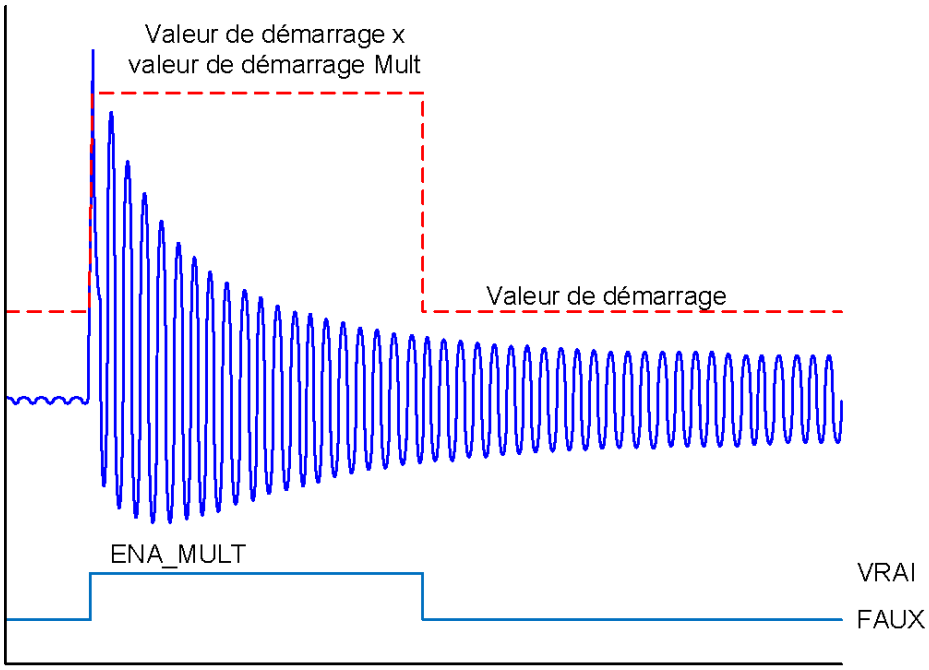


Figure 126: Comportement de la valeur de départ avec l'entrée ENA_MULT activée

Logique de sélection de phases

Si les critères de défaut sont respectés dans le détecteur de niveau et le calcul directionnel, la logique de sélection de phases détecte la phase ou les phases dans lesquelles le courant est supérieur au paramètre. Si les informations de phases correspondent au paramètre *Num of start phases*, la logique de sélection de phases active le module temporisateur.

Temporisateur

Une fois activé, le temporisateur active la sortie START. En fonction de la valeur du paramètre *Operating curve type* (Type de courbe de fonctionnement), les caractéristiques de temps se basent sur les modes DT ou IDMT. Lorsque le temporisateur de fonctionnement a atteint la valeur du paramètre *Operate delay time* (Durée de temporisation du fonctionnement) en mode DT ou la valeur maximale définie par la courbe de temps inverse, la sortie OPERATE est activée.

Lorsque la courbe IDMT programmable par l'utilisateur est sélectionnée, les caractéristiques de durée de fonctionnement sont définies par les paramètres *Curve parameter A*, *Curve parameter B*, *Curve parameter C*, *Curve parameter D* et *Curve parameter E* (Paramètres de courbe).

En cas de situation de « chute », c'est-à-dire quand un défaut disparaît subitement avant que la durée de fonctionnement ne soit dépassée, l'état de réinitialisation du temporisateur est activé. La fonctionnalité du temporisateur en état de réinitialisation dépend de la combinaison des paramètres *Operating curve type* (Type de courbe de fonctionnement), *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation) et *Reset delay time* (Durée de temporisation de réinitialisation). Si l'utilisateur choisir la caractéristique DT, le temporisateur de réinitialisation fonctionne jusqu'à ce que la valeur *Reset delay time* (Durée de temporisation de réinitialisation) définie soit dépassée. Si l'utilisateur sélectionne les courbes IDMT, le paramètre *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation) peut être réglé sur trois modes : « Immediate » (Immédiat), « Def time reset » (Réinitialisation sur durée définie) ou « Inverse reset » (Réinitialisation inversée). La courbe de réinitialisation de type « Immediate » entraîne une réinitialisation immédiate. Avec le type de courbe de réinitialisation « Def time reset », la durée de réinitialisation dépend du paramètre *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation). Avec le type de courbe de réinitialisation « Inverse reset » (Réinitialisation inversée), la durée de réinitialisation est fonction durant présent lors de la « chute ». La sortie `START` est désactivée à l'expiration du temporisateur de réinitialisation.



La sélection de la courbe « Inverse reset » (Réinitialisation inversée) n'est prise en charge que par l'ANSI ou les courbes IDMT programmables par l'utilisateur. Si un autre type de courbe de fonctionnement est sélectionné, une réinitialisation immédiate se produit durant la chute.

Le réglage *Time multiplier* (Facteur multiplicateur de temps) est utilisé pour mettre à l'échelle les durées de fonctionnement et de réinitialisation IDMT.

Le paramètre *Minimum operate time* (Durée de fonctionnement minimum) définit la durée de fonctionnement minimale souhaitée pour le mode IDMT. Ce paramètre n'est applicable que si les courbes IDMT sont utilisées.



Le paramètre *Minimum operate time* (Durée de fonctionnement minimum) doit être utilisé avec une grande précaution, car la durée de fonctionnement est basée sur la courbe IDMT, mais utilise toujours au moins la valeur du paramètre *Minimum operate time*. Pour plus d'informations, voir la section Courbes IDMT pour la protection à maximum de cournat dans ce manuel.

Le temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR, qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et de la durée de fonctionnement définie. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée BLOCK et le réglage global **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée BLOCK peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de protection. L'influence de l'activation du signal BLOCK est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé sur la valeur courante, mais la sortie OPERATE (Fonctionnement n'est pas désactivée lorsque le blocage est activé. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie OPERATE (Fonctionnement) n'est pas activée.

4.1.3.5 Modes de mesure

La fonction utilise trois modes de mesure différents : « RMS » (valeur efficace), « DFT » (transformée de Fourier discrète) et « Peak-to-Peak » (crête-à-crête). Le paramètre *Measurement mode* permet de sélectionner un de ces modes de mesure.

Tableau 270: Modes de mesure pris en charge par les seuils DPHxPDOC

Mode de mesure	DPHLPDOC	DPHHPDOC
RMS	x	x
DFT	x	x
Peak-to-Peak	x	x

4.1.3.6 Caractéristiques de protection directionnelle à maximum de courant

Les secteurs directs et inverses sont définis séparément. La zone de fonctionnement en sens direct est limitée par les réglages *Min forward angle* (Angle direct min) et *Max forward angle* (Angle direct max). La zone de fonctionnement en sens inverse est limitée par les réglages *Min reverse angle* (Angle inverse min) et *Max reverse angle* (Angle inverse max).



Les limites de secteur sont toujours données en degrés positifs.

Dans la zone de fonctionnement en sens direct, le réglage *Max forward angle* donne le secteur en sens antihoraire et le réglage *Min forward angle* donne le secteur correspondant en sens horaire, mesurés à partir du réglage *Characteristic angle* (Angle caractéristique).

Dans la zone de fonctionnement en sens inverse, le réglage *Max reverse angle* donne le secteur en sens antihoraire et le réglage *Min reverse angle* donne le secteur correspondant en sens horaire, une mesure à partir du réglage *Characteristic angle* (Angle caractéristique) qui a subi une rotation de 180 degrés.

L'angle caractéristique du relais (RCA) est défini positif si le courant de fonctionnement est en retard sur la grandeur de polarisation et négatif si le courant de fonctionnement est en avance sur la grandeur de polarisation.

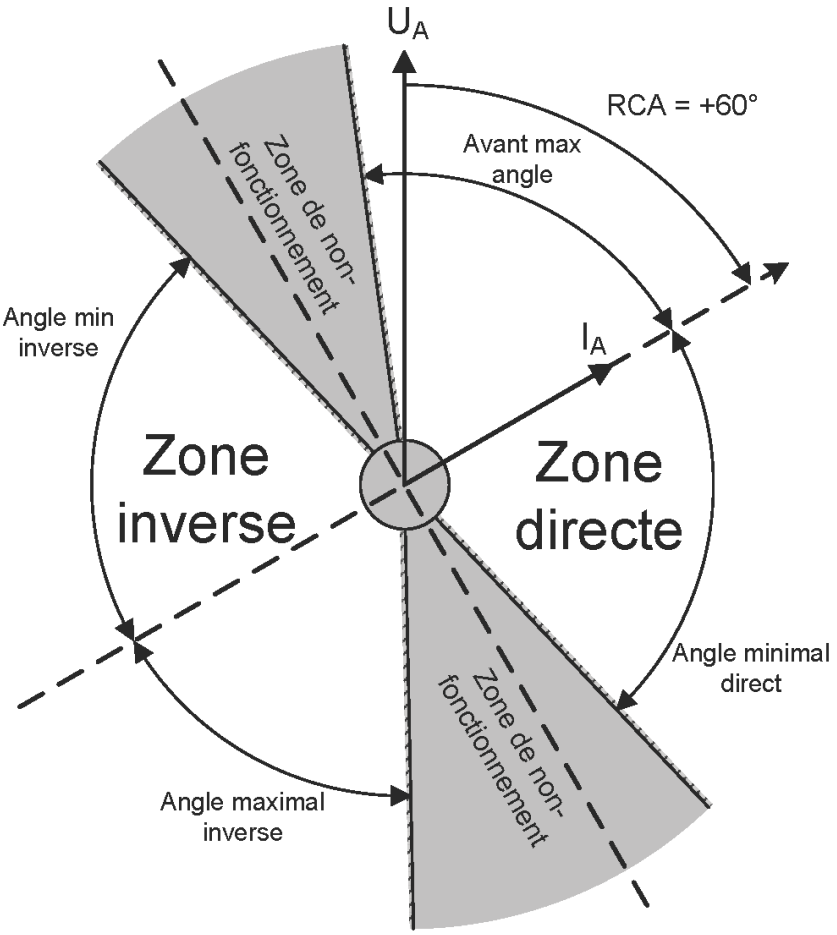


Figure 127: Secteurs de fonctionnement configurables

Tableau 271: Valeur de direction momentanée par phase pour la vue des données surveillées

Critère pour les informations de direction par phase	Valeur pour DIR_A/_B/_C
ANGLE_X n'est dans aucun des secteurs définis, ou le sens ne peut pas être défini à cause d'une amplitude trop faible	0 = inconnue
ANGLE_X est dans le secteur direct	1 = direct
ANGLE_X est dans le secteur inverse	2 = inverse
(ANGLE_X est à la fois dans les secteurs direct et inverse, lorsque les secteurs se chevauchent)	3 = les deux

Tableau 272: Valeur de direction momentanée combinée par phase pour la vue des données surveillées

Critère pour les informations de direction combinées par phase	Valeur pour DIRECTION
L'information de sens (DIR_X) est inconnue pour toutes les phases	0 = inconnue
L'information de sens (DIR_X) est le sens direct pour au moins une phase, aucune n'étant en sens inverse	1 = direct
L'information de sens (DIR_X) est le sens inverse pour au moins une phase, aucune n'étant en sens direct	2 = inverse
L'information de sens (DIR_X) est le sens direct pour une certaine phase et le sens inverse pour une certaine phase	3 = les deux

FAULT_DIR donne la direction détectée du défaut en situation de défaut, c'est à dire lorsque la sortie START est active.

Utilisation de l'autopolarisation comme méthode de polarisation

Tableau 273: Équations pour calculer la différence d'angle pour la méthode d'autopolarisation

Phases en défaut	Courant de défaut utilisé	Tension de polarisation utilisée	Différence d'angle
A	$\underline{I}_A$	$\underline{U}_A$	$ANGLE_A = \varphi(\underline{U}_A) - \varphi(\underline{I}_A) - \varphi_{RCA}$
B	$\underline{I}_B$	$\underline{U}_B$	$ANGLE_B = \varphi(\underline{U}_B) - \varphi(\underline{I}_B) - \varphi_{RCA}$
C	$\underline{I}_C$	$\underline{U}_C$	$ANGLE_C = \varphi(\underline{U}_C) - \varphi(\underline{I}_C) - \varphi_{RCA}$
A - B	$\underline{I}_A - \underline{I}_B$	$\underline{U}_{AB}$	$ANGLE_A = \varphi(\underline{U}_{AB}) - \varphi(\underline{I}_A - \underline{I}_B) - \varphi_{RCA}$
B - C	$\underline{I}_B - \underline{I}_C$	$\underline{U}_{BC}$	$ANGLE_B = \varphi(\underline{U}_{BC}) - \varphi(\underline{I}_B - \underline{I}_C) - \varphi_{RCA}$
C - A	$\underline{I}_C - \underline{I}_A$	$\underline{U}_{CA}$	$ANGLE_C = \varphi(\underline{U}_{CA}) - \varphi(\underline{I}_C - \underline{I}_A) - \varphi_{RCA}$

Dans un exemple de phaseurs pour un défaut à la terre monophasé où la phase défectueuse est la phase A, la différence d'angle entre la grandeur de polarisation U_A et la grandeur de fonctionnement I_A est désignée par φ. Avec la méthode d'autopolarisation, il n'est pas nécessaire de faire subir une rotation à la grandeur de polarisation.

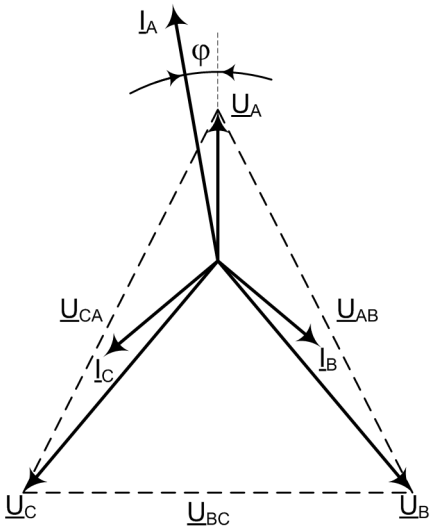


Figure 128: Défaut à la terre monophasé, phase A

Dans un exemple de défaut de court-circuit biphasé lorsque le défaut se situe entre les phases B et C, la différence d'angle est mesurée entre la grandeur de polarisation U_{BC} et la grandeur de fonctionnement $\underline{I}_B$ - $\underline{I}_C$ dans la méthode d'autopolarisation.

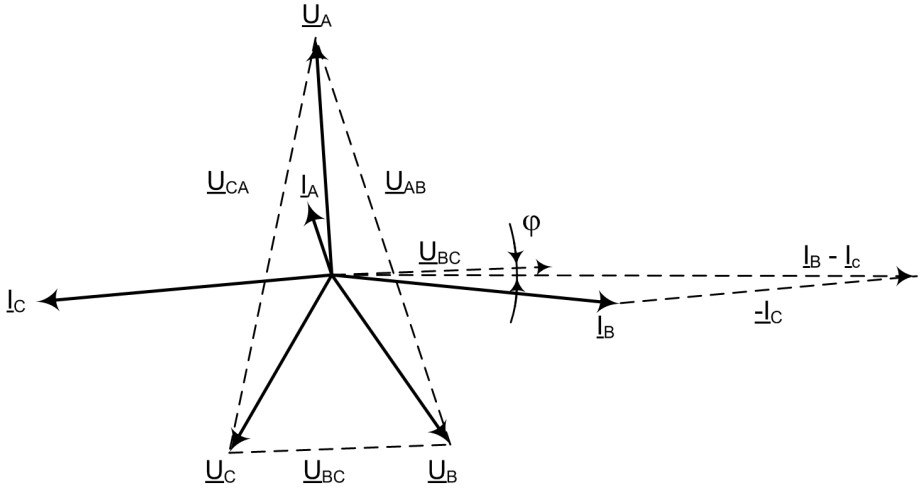


Figure 129: Court-circuit biphasé, le court-circuit se situant entre les phases B et C

Utilisation de la polarisation croisée comme grandeur de polarisation

Tableau 274: Équations pour calculer la différence d'angle pour la méthode de polarisation croisée

Phases en défaut	Courant de défaut utilisé	Tension de polarisation utilisée	Différence d'angle
A	$\underline{I}_A$	$\underline{U}_{BC}$	$ANGLE_A = \varphi(\underline{U}_{BC}) - \varphi(\underline{I}_A) - \varphi_{RCA} + 90^o$
B	$\underline{I}_B$	$\underline{U}_{CA}$	$ANGLE_B = \varphi(\underline{U}_{CA}) - \varphi(\underline{I}_B) - \varphi_{RCA} + 90^o$
C	$\underline{I}_C$	$\underline{U}_{AB}$	$ANGLE_C = \varphi(\underline{U}_{AB}) - \varphi(\underline{I}_C) - \varphi_{RCA} + 90^o$
A - B	$\underline{I}_A - \underline{I}_B$	$\underline{U}_{BC} - \underline{U}_{CA}$	$ANGLE_A = \varphi(\underline{U}_{BC} - \underline{U}_{CA}) - \varphi(\underline{I}_A - \underline{I}_B) - \varphi_{RCA} + 90^o$
B - C	$\underline{I}_B - \underline{I}_C$	$\underline{U}_{CA} - \underline{U}_{AB}$	$ANGLE_B = \varphi(\underline{U}_{CA} - \underline{U}_{AB}) - \varphi(\underline{I}_B - \underline{I}_C) - \varphi_{RCA} + 90^o$
C - A	$\underline{I}_C - \underline{I}_A$	$\underline{U}_{AB} - \underline{U}_{BC}$	$ANGLE_C = \varphi(\underline{U}_{AB} - \underline{U}_{BC}) - \varphi(\underline{I}_C - \underline{I}_A) - \varphi_{RCA} + 90^o$

La différence d'angle entre la grandeur de polarisation U_{BC} et la grandeur de fonctionnement I_A est désignée par φ dans un exemple de phaseurs pour un défaut à la terre monophasé où la phase défectueuse est la phase A. La grandeur de polarisation subit une rotation de 90 degrés. L'angle caractéristique est supposé valoir ~ 0 degrés.

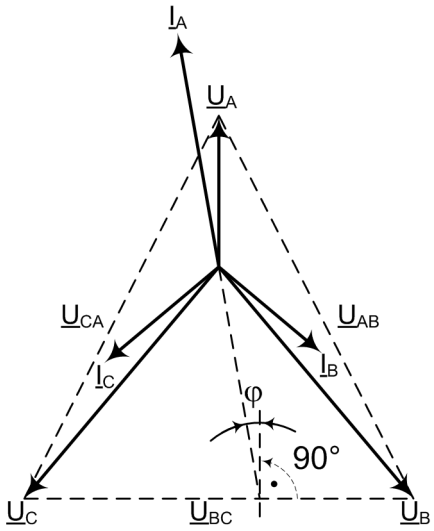


Figure 130: Défaut à la terre monophasé, phase A

Dans un exemple de phaseurs pour un défaut de court-circuit biphasé où le défaut se situe entre les phases B et C, la différence d'angle est mesurée entre la grandeur de polarisation $\underline{U}_{AB}$ et la grandeur de fonctionnement $\underline{I}_B$ - $\underline{I}_C$ désignée par φ.

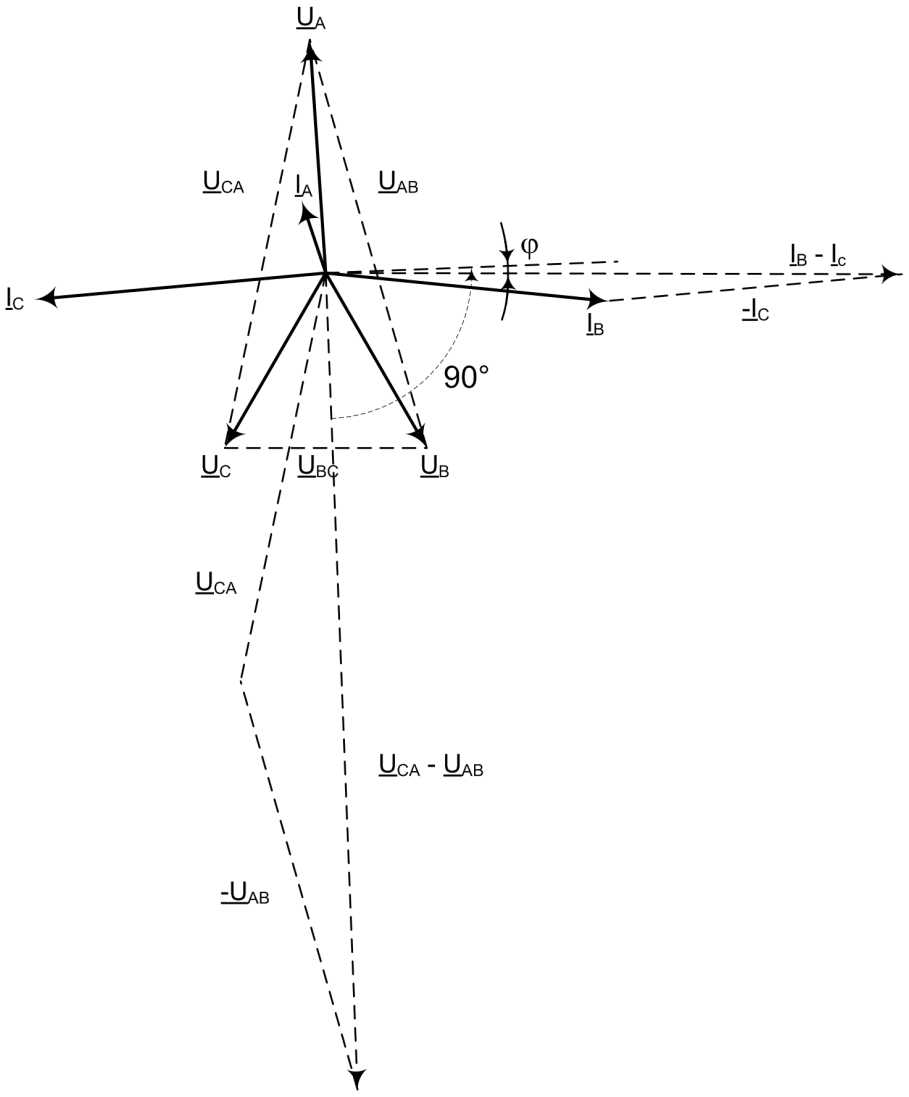


Figure 131: Court-circuit biphasé, le court-circuit se situant entre les phases B et C

Les équations sont valides lorsque le sens de rotation du réseau est le sens antihoraire, c'est à dire ABC. Si la rotation du réseau est inversée, on ajoute 180 degrés à la différence d'angle calculée. Cela s'effectue automatiquement par le biais du paramètre système *Phase rotation* (Rotation de phase).

Utilisation de la tension inverse comme grandeur de polarisation

Lorsque la tension inverse est utilisée comme grandeur de polarisation, la différence d'angle entre les grandeurs de fonctionnement et de polarisation est calculée par la même formule pour tous les types de défaut :

$$ANGLE_X = \varphi(-\underline{U}_2) - \varphi(\underline{I}_2) - \varphi_{RCA}$$

(Équation 5)

Cela signifie que la grandeur de polarisation d'influence est -$\underline{U}_2$.

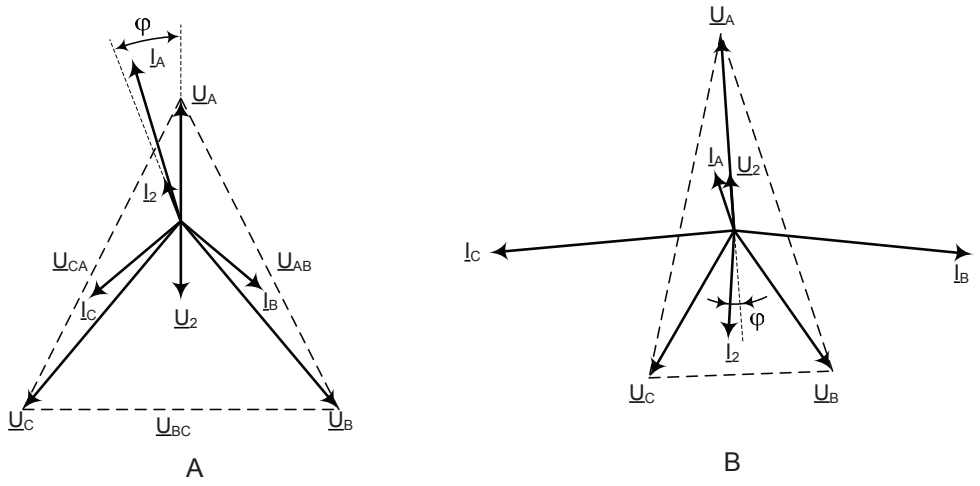


Figure 132: Phaseurs pour un défaut à la terre monophasé, phases A-N, et deux phases en court-circuit, les phases B et C, lorsque la grandeur de polarisation d'influence est la tension inverse -U2

Utilisation de la tension directe comme grandeur de polarisation

Tableau 275: Équations pour calculer la différence d'angle pour la méthode de polarisation utilisant la tension directe

Phases en défaut	Courant de défaut utilisé	Tension de polarisation utilisée	Différence d'angle
A	$\underline{I}_A$	$\underline{U}_1$	$ANGLE_A = \varphi(\underline{U}_1) - \varphi(\underline{I}_A) - \varphi_{RCA}$
B	$\underline{I}_B$	$\underline{U}_1$	$ANGLE_B = \varphi(\underline{U}_1) - \varphi(\underline{I}_B) - \varphi_{RCA} - 120^\circ$
C	$\underline{I}_C$	$\underline{U}_1$	$ANGLE_C = \varphi(\underline{U}_1) - \varphi(\underline{I}_C) - \varphi_{RCA} + 120^\circ$
Suite du tableau à la page suivante			

Phases en défaut	Courant de défaut utilisé	Tension de polarisation utilisée	Différence d'angle
A - B	$\underline{I}_A$ - $\underline{I}_B$	$\underline{U}_1$	$ANGLE_A = \varphi(\underline{U}_1) - \varphi(\underline{I}_A - \underline{I}_B) - \varphi_{RCA} + 30^\circ$
B - C	$\underline{I}_B$ - $\underline{I}_C$	$\underline{U}_1$	$ANGLE_B = \varphi(\underline{U}_1) - \varphi(\underline{I}_B - \underline{I}_C) - \varphi_{RCA} - 90^\circ$
C - A	$\underline{I}_C$ - $\underline{I}_A$	$\underline{U}_1$	$ANGLE_C = \varphi(\underline{U}_1) - \varphi(\underline{I}_C - \underline{I}_A) - \varphi_{RCA} + 150^\circ$

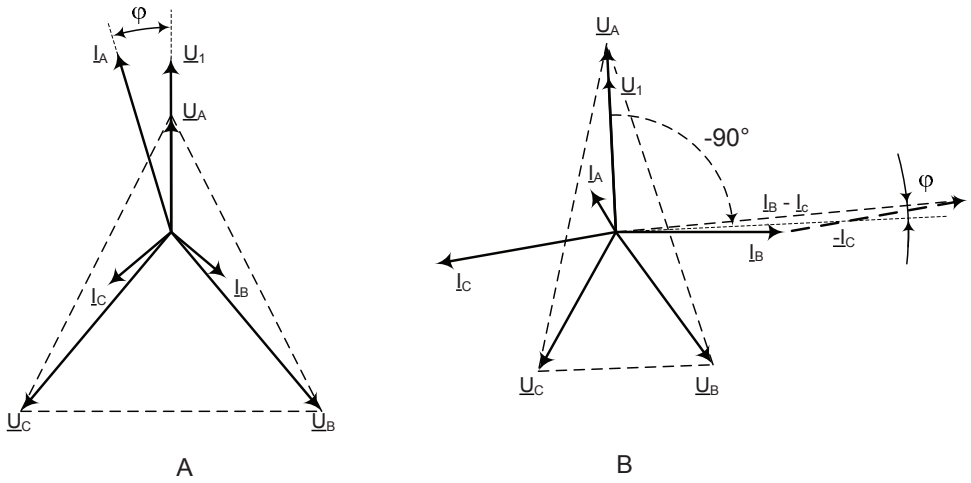


Figure 133: Phaseurs pour un défaut à la terre monophasé, phase A à la terre, et un court-circuit entre deux phases, les phases B-C, lorsque la grandeur de polarisation est la tension directe U_1

Sens de rotation du réseau

En général, le sens de rotation du réseau est le sens antihoraire, défini comme "ABC". Si le sens de rotation du réseau est inversé, c'est à dire le sens horaire ou "ACB", les équations pour calculer la différence d'angle doivent être modifiées. Le sens de rotation du réseau est défini par le biais du paramètre système *Phase rotation* (Rotation de phase). Un changement du sens de rotation du réseau affecte la méthode de polarisation des tensions phase-phase, où la différence d'angle calculée doit subir une rotation de 180 degrés. En outre, lorsque les composantes directes ou inverses, à savoir les composantes de tension directe ou de tension inverse, sont utilisées, le calcul des composantes est affecté mais le calcul de la différence d'angle reste identique. Lorsque les tensions phase-terre sont utilisées comme méthode de polarisation, le changement du sens de rotation du réseau n'a aucun effet sur le calcul du sens.

Le sens de rotation du réseau est défini dans le relais de protection à l'aide du paramètre du menu de l'IHM**Configuration/System/Phase rotation**. La valeur de paramètre par défaut est "ABC".

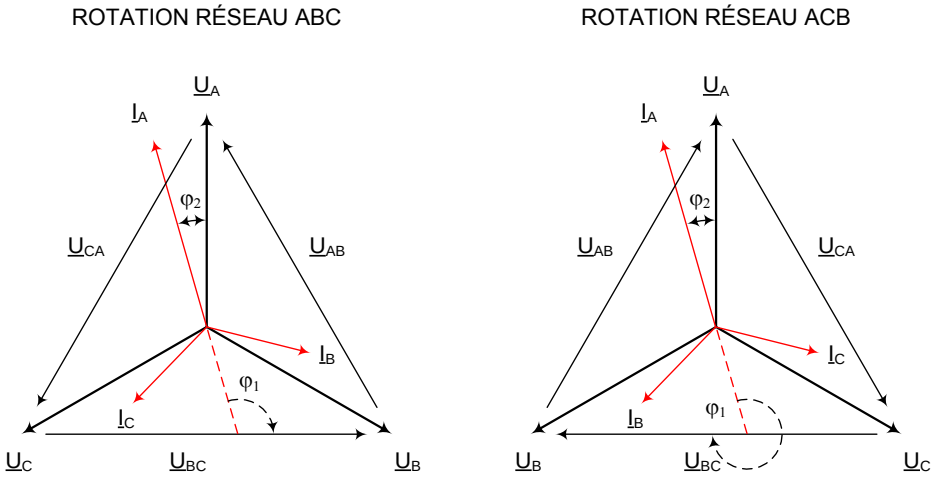


Figure 134: Exemples de sens de rotation du réseau

4.1.3.7 Application

La fonction DPHxPDOC est utilisée comme protection contre les courts-circuits dans les réseaux de distribution triphasés ou de sous-transmission fonctionnant à 50 ou 60 Hz.

Dans les réseaux radiaux, les relais de protection à maximum de courant de phase sont souvent suffisants pour la protection contre les courts-circuits des lignes, des transformateurs et d'autres équipements. La caractéristique courant-temps doit être choisie en fonction de la pratique courante dans le réseau. Il est recommandé d'utiliser la même caractéristique courant-temps pour tous les relais de protection à maximum de courant du réseau. Cela inclut la protection à maximum de courant des transformateurs et autres équipements.

La protection à maximum de courant de phase peut également être utilisée dans les systèmes en anneau fermé comme protection contre les courts-circuits. Comme le paramètre d'un système de protection à maximum de courant de phase dans les réseaux en anneau fermé peut être compliqué, un grand nombre de calculs de courant de défaut sont nécessaires. Dans certaines situations, il n'est pas possible d'avoir la sélectivité avec un système de protection basé sur des relais de protection à maximum de courant dans un système en anneau fermé.

Dans certaines applications, la possibilité d'obtenir la sélectivité peut être augmentée de manière significative si l'on utilise la fonction DPHxPDOC. Cela peut également être fait dans les réseaux en anneau fermé et les réseaux radiaux avec la production

connectée à distance au système, donnant ainsi une alimentation en courant de défaut en sens inverse. Les relais de protection à maximum de courant directionnelle sont également utilisés pour avoir un schéma de protection sélectif, par exemple dans le cas de lignes de distribution parallèles ou de transformateurs de puissance alimentés par la même source unique.Dans les dispositifs d'alimentation connectés en anneau entre les postes ou les dispositifs avec deux sources d'alimentation, DPHxPDOC est également utilisée.

Lignes parallèles ou transformateurs

Lorsque les lignes sont connectées en parallèle et si un défaut se produit sur l'une d'entre elles, il est pratique d'avoir la fonction DPHxPDOC pour détecter la direction du défaut. Sinon, il y a un risque que la situation de défaut dans une partie du système d'alimentation puisse mettre hors tension l'ensemble du système connecté au côté BT.

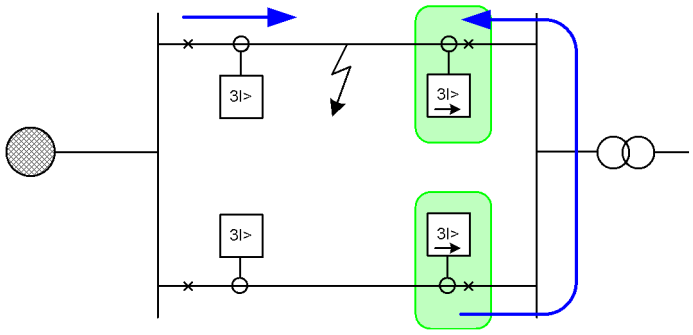


Figure 135: Protection à maximum de courant des lignes parallèles à l'aide de relais de protection directionnelle

La fonction DPHxPDOC peut être utilisée pour les applications de transformateur fonctionnant en parallèle. Dans ces applications, il est possible que le courant de défaut puisse également être alimenté à partir côté BT jusqu'au côté HT. C'est pourquoi le transformateur est également équipé d'une protection directionnelle à maximum de courant.

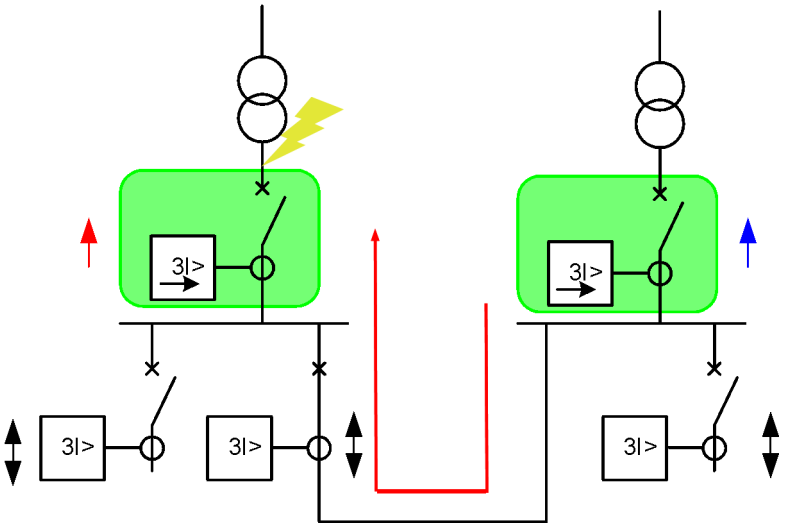


Figure 136: Protection à maximum de courant des transformateurs fonctionnant en parallèle

Topologie d'un réseau en anneau fermé

La topologie d'un réseau en anneau fermé est utilisée dans les applications où la distribution d'électricité pour les consommateurs est sécurisée lors de situations de défaut du réseau. L'alimentation en énergie se fait au moins dans deux directions, ce qui permet de faire varier le sens du courant. Il est difficile d'éviter des retards inutiles dans les paramètres de temps lors du classement des seuils du réseau par le temps. Dans ce cas, il est pratique d'utiliser les relais de protection directionnelle à maximum de courant pour réaliser un schéma de protection sélectif. Les fonctions directionnelles à maximum de courant peuvent être utilisées dans des applications en anneau fermé. Les flèches définissent le sens de fonctionnement de la fonction directionnelle. Les doubles flèches définissent la fonction non directionnelle où les défauts peuvent être détectés dans les deux sens.

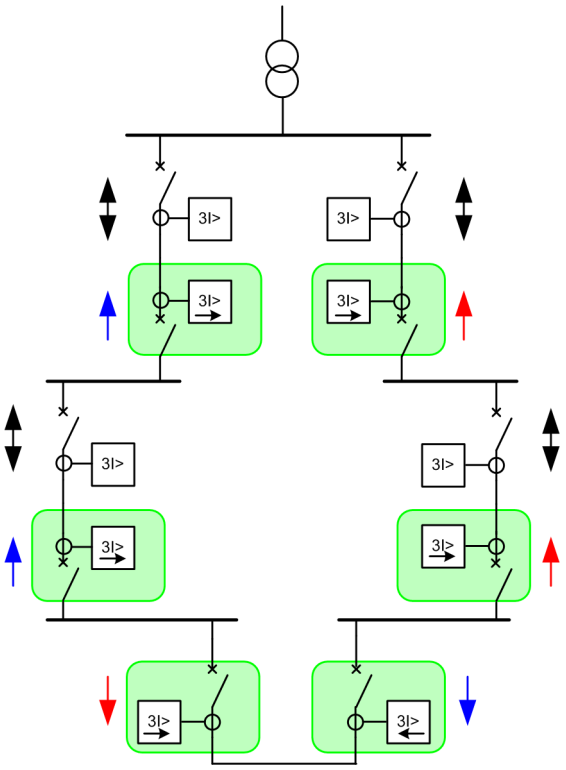


Figure 137: Topologie du réseau en anneau fermé, où les lignes d'alimentation sont protégées par des relais de protection directionnelle à maximum de courant

4.1.3.8 Signaux

Tableau 276: Signaux d'entrée DPHLPDOC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
I_2	SIGNAL	0	Courant de phase inverse
U_A_AB	SIGNAL	0	Tension A phase-à-terre ou tension AB phase-à-phase
U_B_BC	SIGNAL	0	Tension B phase-à-terre ou tension BC phase-à-phase
U_C_CA	SIGNAL	0	Tension C phase-à-terre ou tension CA phase-à-phase
U_1	SIGNAL	0	Tension de phase directe
U_2	SIGNAL	0	Tension de phase inverse
Suite du tableau à la page suivante			

Nom	Type	Par défaut	Description
BLOC	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
ENA_MULT	BOOLÉEN	0 = Faux	Active le signal pour multiplicateur de courant
NON_DIR	BOOLÉEN	0 = Faux	Force la protection vers non-directionnel

Tableau 277: Signaux d'entrée DPHHPDOC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
I_2	SIGNAL	0	Courant de phase inverse
U_A_AB	SIGNAL	0	Tension A phase-à-terre ou tension AB phase-à-phase
U_B_BC	SIGNAL	0	Tension B phase-à-terre ou tension BC phase-à-phase
U_C_CA	SIGNAL	0	Tension C phase-à-terre ou tension CA phase-à-phase
U_1	SIGNAL	0	Tension de phase directe
U_2	SIGNAL	0	Tension de phase inverse
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
ENA_MULT	BOOLÉEN	0 = Faux	Active le signal pour multiplicateur de courant
NON_DIR	BOOLÉEN	0 = Faux	Force la protection vers non-directionnel

Tableau 278: Signaux de sortie DPHLPDOC

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

Tableau 279: Signaux de sortie DPHHPDOC

Nom	Type	Description
START	BOOLÉEN	Démarrer
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement

4.1.3.9 Paramètres

Tableau 280: Paramètres de groupe DPHLPDOC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Seuil de démarrage	0,05...5,00	xIn	0,01	0,05	Seuil de démarrage
Multiplicateur de seuil de démarrage	0,8...10,0		0,1	1,0	Multiplicateur pour mise à l'échelle de la valeur de démarrage
Multiplicateur de temps	0,05...15,00		0,01	1,00	Multiplicateur de temps dans les courbes CEI/ANSI IDMT
Temporisation de fonctionnement	40...200000	ms	10	40	Temporisation de fonctionnement
Type de courbe de fonctionnement	1 = ANSI extrêmement inverse 2 = ANSI très inverse 3 = ANSI normalement inverse 4 = ANSI modérément inverse 5 = ANSI temps constant Time 6 = Temps long extrêmement inverse 7 = Temps long très inverse 8 = Temps long inverse 9 = CEI normalement inverse 10 = CEI très inverse 11 = CEI inverse 12 = CEI extrêmement inverse 13 = CEI temps court inverse 14 = CEI temps long inverse 15 = CEI temps constant Time 17 = Programmable 18 = Type RI 19 = Type RD			15 = CEI temps constant Time	Sélection du type de courbe du délai d'attente
Mode directionnel	1 = Non directionnel 2 = Vers l'avant 3 = Vers l'arrière			2 = Vers l'avant	Mode directionnel
Angle caractéristique	-179...180	°	1	60	Angle caractéristique
Max forward angle	0...90	°	1	80	Angle de phase maximal vers l'avant
Max reverse angle	0...90	°	1	80	Angle de phase maximal vers l'arrière
Min forward angle	0...90	°	1	80	Angle de phase minimal vers l'avant
Min reverse angle	0...90	°	1	80	Angle de phase minimal vers l'arrière

Tableau 281: Paramètres de groupe DPHLPDOC (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Type de courbe de réinitialisation	1 = Immédiat 2 = Réarmement temps constant 3 = Réarmement inverse			1 = Immédiat	Sélection du type de courbe de réinitialisation
Voltage Mem time	0...3000	ms	1	40	Durée de mémoire tension
Grandeur pol.	1 = Polarisation automatique 4 = Tension inverse 5 = Polarisation croisée 6 = Tension de séquence positive			5 = Polarisation croisée	Quantité de référence utilisée pour déterminer le sens du défaut

Tableau 282: Paramètres de non-groupe DPHLPDOC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Opération	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Nombre de phases de démarrage	1 = 1 sur 3 2 = 2 sur 3 3 = 3 sur 3			1 = 1 sur 3	Nombre de phases requises pour le fonctionnement de l'activation
Paramètre de courbe A	0,0086...120,0000		1	28,2000	Paramètre A pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe B	0,0000...0,7120		1	0,1217	Paramètre B pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe C	0,02...2,00		1	2,00	Paramètre C pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe D	0,46...30,00		1	29,10	Paramètre D pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe E	0,0...1,0		1	1,0	Paramètre E pour la courbe programmable par le client

Tableau 283: Paramètres de non-groupe DPHLPDOC (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temps min. de fonctionnement	20...60000	ms	1	20	Durée minimale de fonctionnement pour les courbes IDMT
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation
Mode de mesure	1 = RMS 2 = DFT 3 = Crête à crête			2 = DFT	Sélectionne le mode de mesure utilisé
Allow Non Dir	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Autorise l'activation de protection comme non-directionnelle si l'information de direction n'est pas valide
Courant min. de fonctionnement	0,01...1,00	xIn	0,01	0,01	Courant de fonctionnement minimal
Tension min. de fonctionnement	0,01...1,00	xUn	0,01	0,01	Tension de fonctionnement minimale

Tableau 284: Paramètres de groupe DPHHPDOC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Seuil de démarrage	0,10...40,00	xIn	0,01	0,10	Seuil de démarrage
Multiplicateur de seuil de démarrage	0,8...10,0		0,1	1,0	Multiplicateur pour mise à l'échelle de la valeur de démarrage
Mode directionnel	1 = Non directionnel 2 = Vers l'avant 3 = Vers l'arrière			2 = Vers l'avant	Mode directionnel
Multiplicateur de temps	0,05...15,00		0,01	1,00	Multiplicateur de temps dans les courbes CEI/ANSI IDMT
Type de courbe de fonctionnement	1 = ANSI extrêmement inverse 3 = ANSI normalement inverse 5 = ANSI temps constant Time 9 = CEI normalement inverse 10 = CEI très inverse 12 = CEI extrêmement inverse 15 = CEI temps constant Time 17 = Programmable			15 = CEI temps constant Time	Sélection du type de courbe du délai d'attente
Temporisation de fonctionnement	40...200000	ms	10	40	Temporisation de fonctionnement
Angle caractéristique	-179...180	°	1	60	Angle caractéristique
Max forward angle	0...90	°	1	80	Angle de phase maximal vers l'avant
Max reverse angle	0...90	°	1	80	Angle de phase maximal vers l'arrière
Min forward angle	0...90	°	1	80	Angle de phase minimal vers l'avant
Min reverse angle	0...90	°	1	80	Angle de phase minimal vers l'arrière

Tableau 285: Paramètres de groupe DPHHPDOC (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Type de courbe de réinitialisation	1 = Immédiat 2 = Réarmement temps constant 3 = Réarmement inverse			1 = Immédiat	Sélection du type de courbe de réinitialisation
Voltage Mem time	0...3000	ms	1	40	Durée de mémoire tension
Grandeur pol.	1 = Polarisation automatique 4 = Tension inverse 5 = Polarisation croisée 6 = Tension de séquence positive			5 = Polarisation croisée	Quantité de référence utilisée pour déterminer le sens du défaut

Tableau 286: Paramètres de non-groupe DPHHPDOC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Opération	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Paramètre de courbe A	0,0086...120,0000		1	28,2000	Paramètre A pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe B	0,0000...0,7120		1	0,1217	Paramètre B pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe C	0,02...2,00		1	2,00	Paramètre C pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe D	0,46...30,00		1	29,10	Paramètre D pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe E	0,0...1,0		1	1,0	Paramètre E pour la courbe programmable par le client
Nombre de phases de démarrage	1 = 1 sur 3 2 = 2 sur 3 3 = 3 sur 3			1 = 1 sur 3	Nombre de phases requises pour le fonctionnement de l'activation

Tableau 287: Paramètres de non-groupe DPHHPDOC (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation
Temps min. de fonctionnement	20...60000	ms	1	20	Durée minimale de fonctionnement pour les courbes IDMT
Allow Non Dir	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Autorise l'activation de protection comme non-directionnelle si l'information de direction n'est pas valide
Mode de mesure	1 = RMS 2 = DFT 3 = Crête à crête			2 = DFT	Sélectionne le mode de mesure utilisé
Courant min. de fonctionnement	0,01...1,00	xIn	0,01	0,01	Courant de fonctionnement minimal
Tension min. de fonctionnement	0,01...1,00	xUn	0,01	0,01	Tension de fonctionnement minimale

4.1.3.10 Données surveillées

Tableau 288: Données surveillées DPHLPDOC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00...100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
FAULT_DIR	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière 3 = Les deux		Direction des défauts détectée
DIRECTION	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière 3 = Les deux		Information sur la direction
DIR_A	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière -1 = Les deux		Phase de direction A
DIR_B	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière -1 = Les deux		Phase de direction B
DIR_C	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière -1 = Les deux		Phase de direction C
ANGLE_A	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Différence d'angle calculée, phase A
ANGLE_B	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Différence d'angle calculée, phase B
ANGLE_C	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Différence d'angle calculée, phase C
VMEM_USED	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Mémoire de tension en état d'utilisation
DPHLPDOC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

Tableau 289: Données surveillées DPHHPDOC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00...100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
FAULT_DIR	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière 3 = Les deux		Direction des défauts détectée
DIRECTION	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière 3 = Les deux		Information sur la direction
DIR_A	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière -1 = Les deux		Phase de direction A
DIR_B	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière -1 = Les deux		Phase de direction B
DIR_C	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière -1 = Les deux		Phase de direction C
ANGLE_A	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Différence d'angle calculée, phase A
ANGLE_B	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Différence d'angle calculée, phase B
ANGLE_C	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Différence d'angle calculée, phase C
VMEM_USED	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Mémoire de tension en état d'utilisation
DPHHPDOC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.1.3.11 Données techniques

Tableau 290: DPHxPDOC - Données techniques

Caractéristique		Valeur		
Précision de déclenchement	DPHLPDOC	Suivant la fréquence de la tension/du courant mesuré : f_n ±2 Hz		
		Courant : ±1,5 % de la valeur de consigne ou ±0,002 × I_n Tension : ±1.5 % de la valeur de consigne ou ±0.002 × U_n Déphasage : ±2°		
	DPHHPDOC	Courant : ±1,5 % de la valeur de consigne ou ±0,002 × I_n (avec des courants de l'ordre de 0.1...10 × I_n) ±5.0 % de la valeur de consigne (avec des courants de l'ordre de 10...40 × I_n) Tension : ±1.5 % de la valeur de consigne ou ±0.002 × U_n Déphasage : ±2°		
Temps de démarrage[1)2)]	$I_{Défaut}$ = 2,0 × valeur de démarrage *Start value* définie	Minimum	Standard	Maximum
		39 ms	43 ms	47 ms
Temps de réinitialisation		Généralement 40 ms		
Taux de réinitialisation		Généralement 0,96		
Temps de retard		<35 ms		
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant		±1.0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms		
Précision du temps de déclenchement en mode temps inverse		±5,0 % de la valeur théorique ou ±20 ms[3)]		
Suppression des harmoniques		DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5, etc.		

1) *Measurement mode* (Mode de mesure) et *Pol quantity* (Grandeur pol.) = défaut, courant avant défaut = 0,0 × I_n, tension avant défaut = 1,0 × U_n, f_n = 50 Hz, courant de défaut au niveau d'une phase avec fréquence nominale injecté à partir d'un déphasage aléatoire, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie du signal
3) *Seuil de déclenchement* maximal = 2,5 × I_n, *Seuil de déclenchement* : multiples compris entre 1,5 et 20

4.1.3.12 Historique de révision technique

Tableau 291: Historique de révision technique DPHHPDOC

Révision technique	Modification
B	Ajout d'une nouvelle entrée `NON_DIR`
C	Valeur d'incrément passé de 0,05 à 0,01 pour le réglage *Time multiplier* (Multiplicateur de temps).
D	Données surveillées VMEM_USED indiquant l'utilisation de la mémoire tension.
E	Amélioration interne.

Tableau 292: Historique de révision technique DPHLPDOC

Révision technique	Modification
B	Ajout d'une nouvelle entrée NON_DIR
C	Valeur d'incrément passé de 0,05 à 0,01 pour le réglage *Time multiplier* (Multiplicateur de temps).
D	Données surveillées VMEM_USED indiquant l'utilisation de la mémoire tension.
E	Amélioration interne.

4.1.4 Protection triphasée indépendante directionnelle à maximum de courant DPH3xPDOC

4.1.4.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection triphasée indépendante à maximum de courant directionnelle, seuil bas	DPH3LPDOC	3I_3> ->	67-1_3
Protection triphasée indépendante à maximum de courant directionnelle, seuil haut	DPH3HPDOC	3I_3>> ->	67-2_3

4.1.4.2 Bloc fonctionnel

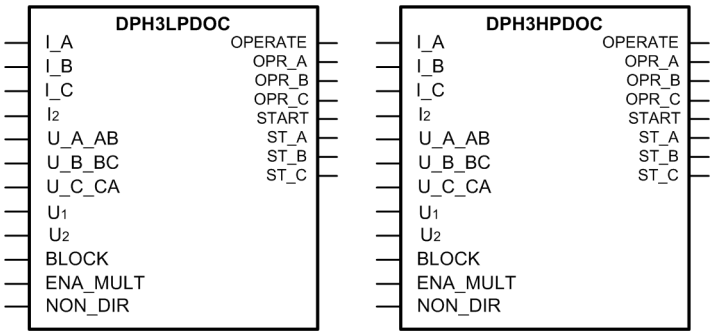


Figure 138: Bloc fonctionnel

4.1.4.3 Fonctionnalité

La protection directionnelle à maximum de courant triphasée indépendante DPH3xPDOC sert de protection directionnelle à maximum de courant monophasée, biphasée ou triphasée et de protection contre les courts-circuits pour les lignes d'alimentation.

DPH3xPDOC démarre lorsque la valeur du courant dépasse la limite établie et que le critère directionnel est rempli. Chaque phase a son propre temporisateur. Les caractéristiques de temps de fonctionnement du seuil bas DPH3LPDOC et du seuil haut DPH3HPDOC peuvent être soit temps défini (DT) soit temps défini inverse minimum (IDMT).

En mode DT, la fonction s'exécute à l'issue d'un temps de fonctionnement prédéfini et se réinitialise lorsque le courant de défaut disparaît. Le mode IDMT fournit des caractéristiques du temporisateur en fonction du courant.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si l'opérateur le souhaite, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur ou la fonction elle-même.

4.1.4.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont "On" (activé) et "Off" (désactivé).

Le fonctionnement de DPH3xPDOC peut être décrit à l'aide d'un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

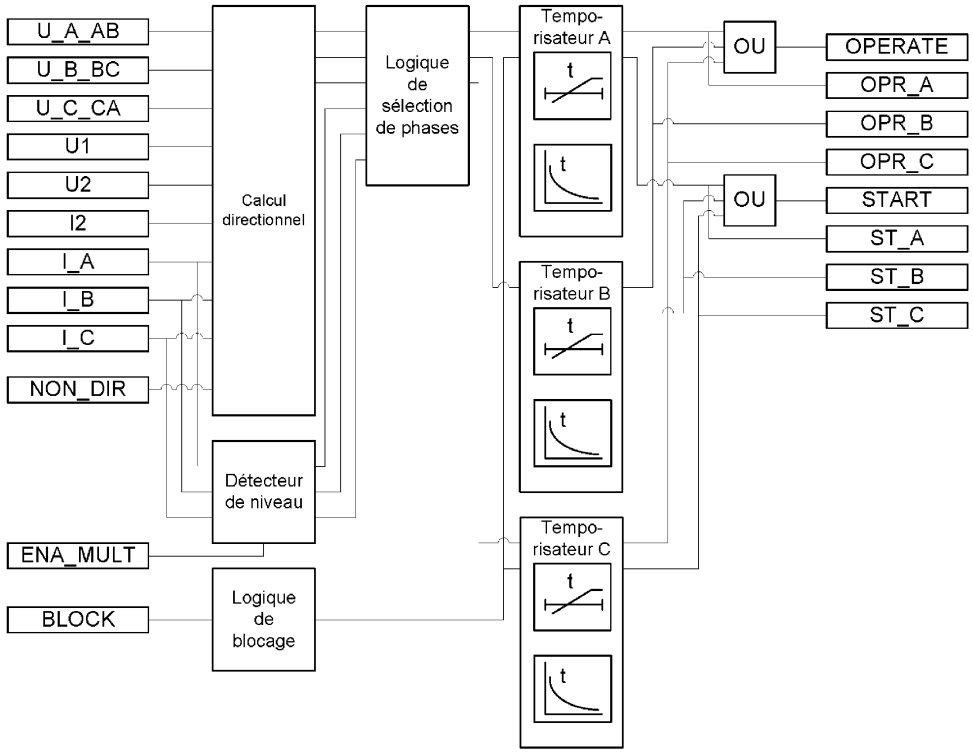


Figure 139: Schéma du module fonctionnel

.

Calcul directionnel

Le calcul de direction compare les phaseurs de courant au phaseur de polarisation. Une grandeur de polarisation appropriée peut être sélectionnée parmi les différentes grandeurs de polarisation, qui sont la tension directe, la tension inverse, la tension d'autopolarisation (en défaut) et les tensions de polarisation croisée (tensions saines). La méthode de polarisation est définie par le réglage *Pol quantity* (Grandeur pol).

Tableau 293: Grandeurs de polarisation

Grandeur de polarisation	Description
Pos. seq. volt	Tension directe
Neg. seq. volt	Tension inverse
Self pol	Autopolarisation
Cross pol	Polarisation croisée

Le fonctionnement directionnel peut être sélectionné par le réglage *Directional mode* (Mode directionnel). Il est possible de sélectionner les valeurs "Non-directional", "Forward" ou "Reverse". En réglant la valeur de *Allow Non Dir* (Permettre non dir) sur "True", le fonctionnement non directionnel est autorisé lorsque l'information directionnelle est invalide.

Le réglage *Characteristic angle* (Angle caractéristique) est utilisé pour changer la caractéristique directionnelle. La valeur de *Characteristic angle* doit être choisie de telle sorte que tous les défauts dans la direction de fonctionnement soient vus dans la zone de fonctionnement et tous les défauts dans la direction opposée soient vus dans la zone de non-fonctionnement. La valeur de *Characteristic angle* dépend de la configuration du réseau.

Un fonctionnement fiable nécessite que les grandeurs de fonctionnement et de polarisation dépassent toutes deux certains niveaux d'amplitude minimums. Le niveau d'amplitude minimum pour la grandeur de fonctionnement (courant) est défini par le réglage *Min operate current* (Courant min de fonctionnement) Le niveau d'amplitude minimum pour la grandeur de polarisation (tension) est défini par le réglage *Min operate voltage* (Tension min de fonctionnement) Si le niveau d'amplitude de la grandeur de fonctionnement ou de la grandeur de polarisation est inférieur au niveau défini, l'information de direction de la phase correspondante prend la valeur "Unknown" (Inconnue).

La grandeur de polarisation peut rester valide même si l'amplitude de la grandeur de polarisation tombe en dessous de la valeur du réglage *Min operate voltage*. Dans ce cas, l'information directionnelle est fournie par une fonction mémoire spéciale pendant une durée définie par le réglage *Voltage Mem time* (Durée mém. tension).

DPH3xPDOC est fournie avec une fonction mémoire pour assurer un fonctionnement directionnel de DEI fiable et correct en cas de court-circuit rapproché ou de défaut à la terre caractérisé par une tension très basse. Lors d'une perte soudaine de la grandeur de polarisation, la différence d'angle est calculée sur la base d'une tension fictive. La tension fictive est calculée à l'aide de la tension de phase directe mesurée avant la

survenue du défaut, en supposant que la tension n'est pas affectée par le défaut. La mémoire permet à la fonction de s'exécuter jusqu'à un maximum de trois secondes après une perte totale de tension. Cette durée peut être définie par le réglage *Voltage Mem time* (Durée mém. tension). La mémoire de tension ne peut pas être utilisée pour la polarisation avec une tension inverse parce qu'il n'est pas possible de remplacer la tension directe par une tension inverse sans connaître le niveau d'asymétrie du réseau. C'est pour cette raison que l'angle de tension fictive et l'information de direction correspondante sont gelés immédiatement pour ce mode de polarisation en cas de besoin d'une mémoire de tension, et qu'ils sont maintenus gelés jusqu'à l'expiration de la durée définie par *Voltage Mem time*.



La valeur du réglage *Min operate voltage* soit être choisie avec soin parce que la précision des niveaux de signal bas est fortement affectée par la précision du dispositif de mesure.

Lorsque la tension tombe en dessous de *Min operate voltage* lors d'un défaut rapproché, la tension fictive est utilisée pour déterminer l'angle de phase. La tension mesurée est de nouveau appliquée dès que la tension augmente au-dessus de *Min operate voltage* et l'hystérésis. La tension fictive est abandonnée si le courant de défaut disparaît alors que la tension fictive est en cours d'utilisation. Lorsque la tension est en dessous de *Min operate voltage* et l'hystérésis, et que la tension fictive est inutilisable, la direction du défaut ne peut pas être déterminée. La tension fictive peut être inutilisable pour deux raisons :

- la tension fictive est abandonnée si le courant de défaut disparaît alors que la tension fictive est en cours d'utilisation ;
- l'angle de phase ne peut pas être mesuré de façon fiable avant la situation de défaut.

DPH3xPDOC peut être forcée à adopter un fonctionnement non directionnel par l'entrée `NON_DIR`. Lorsque l'entrée `NON_DIR` est active, DPH3xPDOC fonctionne comme une protection à maximum de courant non directionnelle quel que soit le réglage *Directional mode*.

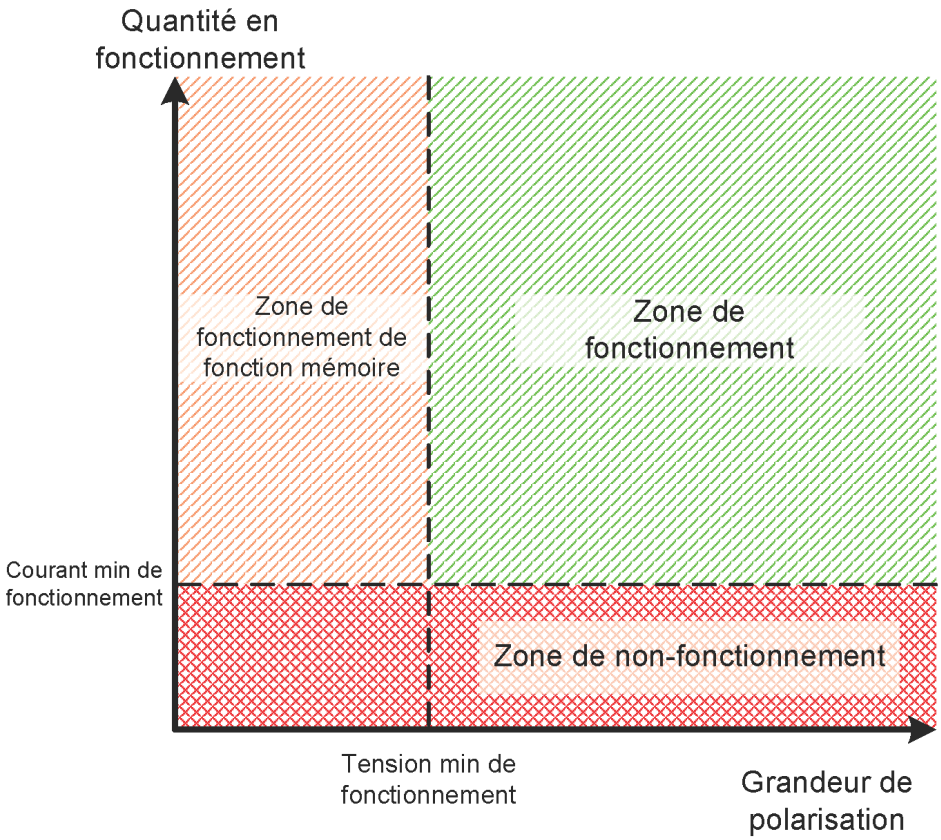


Figure 140: Zones de fonctionnement aux niveaux d'amplitude minimaux

Détecteur de niveau

Les courants de phases mesurés sont comparés au seuil de démarrage *Start value* défini. Si la valeur mesurée est supérieure à la valeur *Start value*, le détecteur de niveau signale le dépassement de la valeur, ainsi que les résultats directionnels de cette phase, à la logique de sélection de phase. Si l'entrée `ENA_MULT` est active, le paramètre *Start value* (Valeur de démarrage) est multiplié par le paramètre *Start value Mult* (Multiplicateur de valeur de démarrage).

Le DEI n'accepte pas les réglages *Start value* ou *Start value Mult* si le produit de ces réglages sort de la plage de réglage du paramètre *Start value* (Seuil de démarrage).

La multiplication de la valeur de démarrage s'effectue normalement lorsque la fonction de détection de courant d'appel (INRPHAR) est connectée à l'entrée `ENA_MULT`.

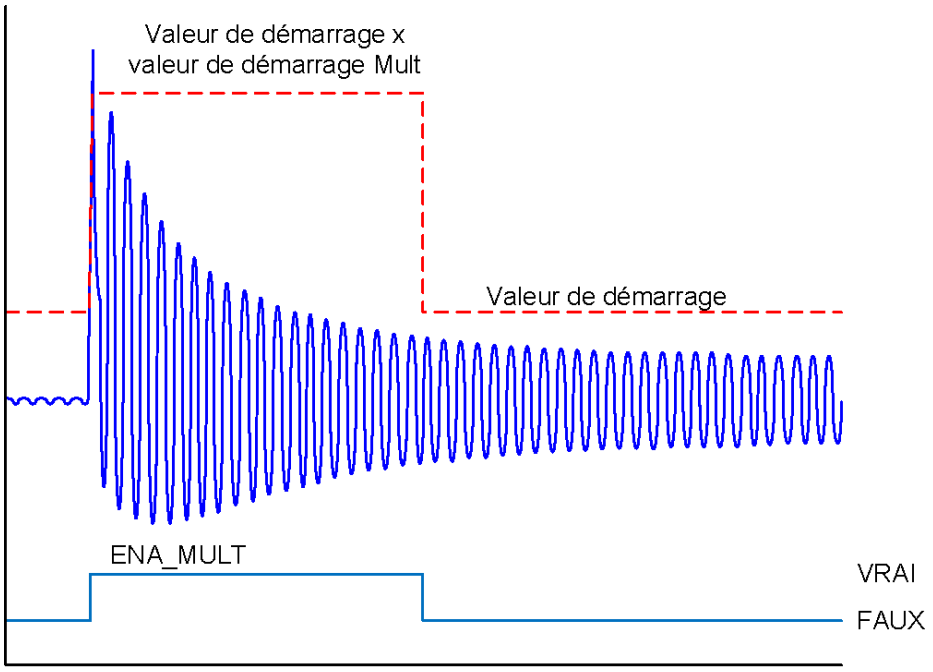


Figure 141: Comportement du seuil de démarrage avec l'entrée `ENA_MULT` activée

Logique de sélection de phases

La logique de sélection de phase détecte la phase ou les phases défectueuses et contrôle les temporisateurs selon la valeur définie pour le réglage *Num of start phases* (Nombre de phases de démarrage).

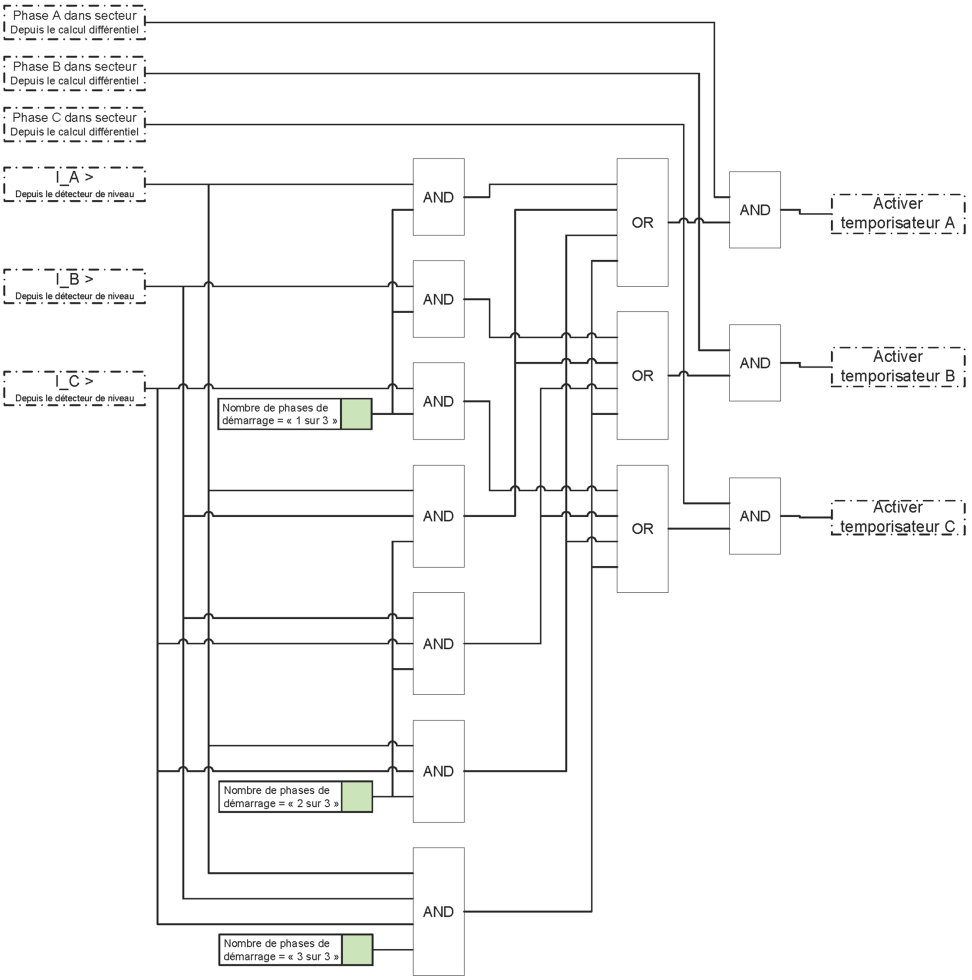


Figure 142: Schéma logique pour le module de sélection de phase

Lorsque le réglage *Number of start phase* est défini sur "1 out of 3" (1 sur 3) et le défaut se situe sur une ou plusieurs phases, la logique de sélection de phase envoie un signal d'activation aux temporisateurs de la phase défectueuse. Si le défaut disparaît, le signal d'activation de temporisateur correspondant est supprimé.

Lorsque le réglage *Number of start phase* est défini sur "2 out of 3" (2 sur 3) ou "3 out of 3" (3 sur 3), les défauts monophasés ne sont pas détectés. La valeur "3 out of 3" nécessite que le défaut soit présent sur les trois phases.

Temporisateur A, Temporisateur B, Temporisateur C

La fonction est conçue avec trois temporisateurs indépendants distincts par phase qui sont contrôlés par des réglages communs. La conception permet une véritable protection triphasée à maximum de courant qui est utile dans certaines applications.

Les sorties communes `START` et `OPERATE` sont créées par "ORing" les sorties de démarrage et de fonctionnement spécifiques par phase.

Chaque phase dispose de ses propres sorties spécifiques de démarrage et de fonctionnement : ST_A, ST_B, ST_C, OPR_A, OPR_B et OPR_C.

Une fois activé, chaque temporisateur active sa sortie START. En fonction de la valeur du paramètre *Operating curve type* (Type de courbe de fonctionnement), les caractéristiques de temps se basent sur les modes DT ou IDMT. Lorsque le temporisateur de fonctionnement a atteint la valeur du paramètre *Operate delay time* (Durée de temporisation du fonctionnement) en mode DT ou la valeur maximale définie par la courbe de temps inverse, la sortie OPERATE est activée.

Lorsque la courbe IDMT programmable est sélectionnée, les caractéristiques de durée de fonctionnement sont définies par les paramètres *Curve parameter A*, *Curve parameter B*, *Curve parameter C*, *Curve parameter D* et *Curve parameter E* (paramètres de courbe).

La durée de fonctionnement IDMT la plus courte est réglable. Le réglage peut être effectué à l'aide d'un paramètre global dans le menu de l'IHM : **Configuration/System/IDMT Sat point**. Plus d'informations sont disponibles dans la section Fonctionnalités du bloc fonctionnel général du présent manuel.

En cas de situation de « chute », c'est-à-dire quand un défaut disparaît subitement avant que la durée de fonctionnement ne soit dépassée, l'état de réinitialisation du temporisateur est activé. La fonctionnalité du temporisateur en état de réinitialisation dépend de la combinaison des paramètres *Operating curve type* (Type de courbe de fonctionnement), *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation) et *Reset delay time* (Durée de temporisation de réinitialisation). Si l'utilisateur choisir la caractéristique DT, le temporisateur de réinitialisation fonctionne jusqu'à ce que la valeur *Reset delay time* (Durée de temporisation de réinitialisation) définie soit dépassée. Si l'utilisateur sélectionne les courbes IDMT, le paramètre *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation) peut être réglé sur trois modes : « Immediate » (Immédiat), « Def time reset » (Réinitialisation sur durée définie) ou « Inverse reset » (Réinitialisation inversée). La courbe de réinitialisation de type « Immediate » entraîne une réinitialisation immédiate. Avec le type de courbe de réinitialisation « Def time reset », la durée de réinitialisation dépend du paramètre *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation). Avec le type de courbe de réinitialisation « Inverse reset » (Réinitialisation inversée), la durée de réinitialisation est fonction durant présent lors de la « chute ». Si la situation de chute perdure, le temporisateur de réinitialisation est remis à zéro et la sortie START est désactivée.

La sélection de « Inverse reset » (Réinitialisation inversée) n'est prise en charge que par les courbes de fonctionnement ANSI ou IDMT programmables. Si un autre type de courbe de fonctionnement est sélectionné, une réinitialisation immédiate se produit durant la chute.

Le réglage *Time multiplier* (Facteur multiplicateur de temps) est utilisé pour mettre à l'échelle les durées de fonctionnement et de réinitialisation IDMT.

Le paramètre *Minimum operate time* (Durée de fonctionnement minimum) définit la durée de fonctionnement minimale souhaitée pour le mode IDMT. Ce paramètre n'est applicable que si les courbes IDMT sont utilisées.



Le réglage *Minimum operate time* doit être utilisé avec grande précaution, car la durée de fonctionnement est basée sur la courbe IDMT, mais utilise toujours au moins la valeur du réglage *Minimum operate time*. Plus d'informations sont disponibles dans la section Fonctionnalités du bloc fonctionnel général du présent manuel.

Le temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR, qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et de la durée de fonctionnement définie. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée `BLOCK` et le réglage global dans **Configurations/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée `BLOCK` peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée de communication horizontale ou un signal interne du programme du IED. L'influence de l'activation du signal `BLOCK` est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé à la valeur courante. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode "Block OPERATE output", la fonction s'exécute normalement mais les sorties `OPERATE`, `OPR_A`, `OPR_B` et `OPR_C` ne sont pas activées.

4.1.4.5 Caractéristiques de temporisateur

DPH3xPDOC prend en charge les caractéristiques DT et IDMT. Les caractéristiques du temporisateur peuvent être sélectionnées à l'aide des paramètres *Operating curve type* (Type de courbe de fonctionnement) et *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation). Lorsque la caractéristique DT est sélectionnée, elle est uniquement affectée par les paramètres *Operate delay time* (Temporisation de fonctionnement) et *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation).

L'IED fournit 16 courbes de caractéristiques IDMT, dont sept sont conformes à la norme IEEE C37.112 et six à la norme CEI 60255-3. Deux courbes suivent les caractéristiques spéciales de la praxie ABB et sont nommées RI et RD. De plus, une courbe programmable peut être utilisée si aucune des courbes standard n'est

applicable. Il est possible de choisir la caractéristique DT en sélectionnant, pour le paramètre *Operating curve type* (Type de courbe de fonctionnement) les valeurs « ANSI Def. Time" ou "IEC Def. Time". Dans les deux cas, la fonctionnalité est identique.

La liste des caractéristiques qui correspond à la liste de la norme CEI 61850-7-4, indique les caractéristiques prises en charge par différents seuils.

Tableau 294: Courbes IDMT prises en charge par différents seuils

Nom de la courbe	Pris en charge par	
	DPH3LPDOC	DPH3HPDOC
(1) ANSI extrêmement inverse	x	x
(2) ANSI très inverse	x	
(3) ANSI inverse normal	x	x
(4) ANSI modérément inverse	x	
(6) Temps long extrêmement inverse	x	
(7) Temps long très inverse	x	
(8) Temps long inverse	x	
(9) IEC inverse normal	x	x
(10) IEC très inverse	x	x
(11) IEC inverse	x	
(12) IEC extrêmement inverse	x	x
(13) IEC temps inverse court	x	
(14) IEC temps inverse long	x	
(17) Programmable	x	x

:

Une description détaillée des temporisateurs est disponible à la section Fonctionnalités du bloc fonctionnel général du présent manuel.

Type de courbe de réinitialisation	Pris en charge par		Remarque
	DPH3LPDOC	DPH3HPDOC	
(1) Immédiat	x	x	Disponible pour toutes les courbes de temps de fonctionnement
(2) Réarmement temps constant	x	x	Disponible pour toutes les courbes de temps de fonctionnement
(3) Réarmement inverse	x	x	Disponible uniquement pour les courbes ANSI et les courbes programmables

4.1.4.6 Caractéristiques de protection directionnelle à maximum de courant

Les secteurs directs et inverses sont définis séparément. La zone de fonctionnement en sens direct est limitée par les réglages *Min forward angle* (Angle direct min) et *Max forward angle* (Angle direct max). La zone de fonctionnement en sens inverse est limitée par les réglages *Min reverse angle* (Angle inverse min) et *Max reverse angle* (Angle inverse max).



Les limites de secteur sont toujours données en degrés positifs.

Dans la zone de fonctionnement en sens direct, le réglage *Max forward angle* donne le secteur en sens antihoraire et le réglage *Min forward angle* donne le secteur correspondant en sens horaire, mesurés à partir du réglage *Characteristic angle* (Angle caractéristique).

Dans la zone de fonctionnement en sens inverse, le réglage *Max reverse angle* donne le secteur en sens antihoraire et le réglage *Min reverse angle* donne le secteur correspondant en sens horaire, une mesure à partir du réglage *Characteristic angle* (Angle caractéristique) qui a subi une rotation de 180 degrés.

L'angle caractéristique du relais (RCA) est défini positif si le courant de fonctionnement est en retard sur la grandeur de polarisation et négatif si le courant de fonctionnement est en avance sur la grandeur de polarisation.

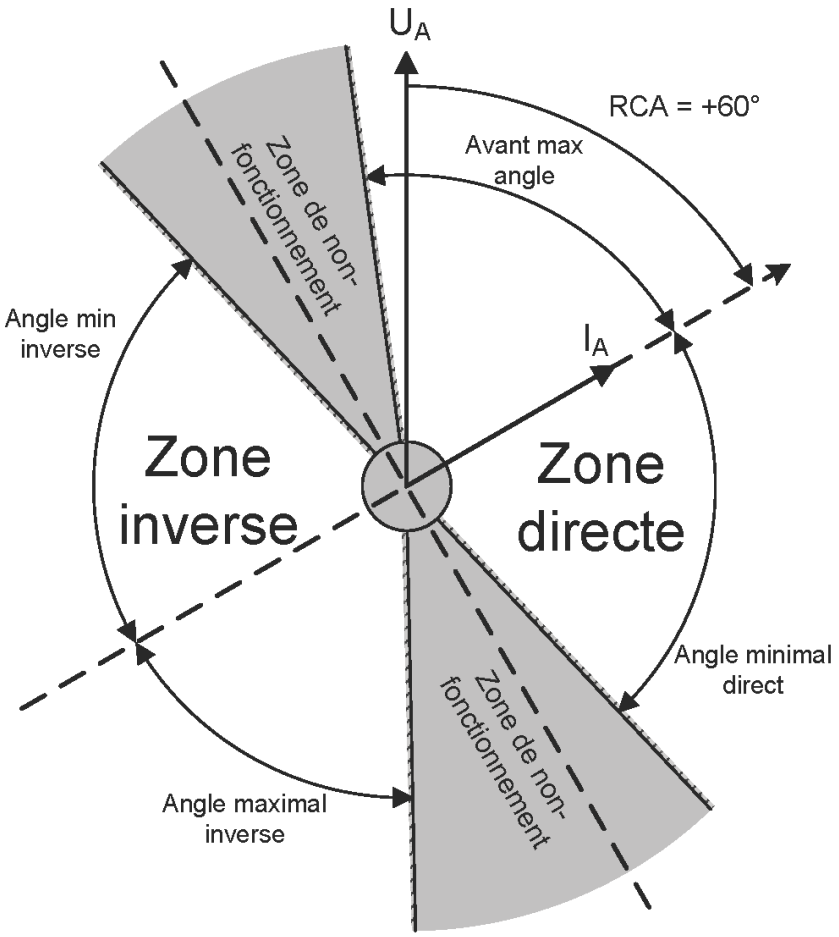


Figure 143: Secteurs de fonctionnement configurables

Tableau 295: Valeur de direction momentanée par phase pour la vue des données surveillées

Critère pour les informations de direction par phase	Valeur pour DIR_A/_B/_C
ANGLE_X n'est dans aucun des secteurs définis, ou le sens ne peut pas être défini à cause d'une amplitude faible	0 = inconnue
ANGLE_X est dans le secteur direct	1 = direct
ANGLE_X est dans le secteur inverse	2 = inverse
ANGLE_X est à la fois dans les secteurs direct et inverse, lorsque les secteurs se chevauchent	3 = les deux

Tableau 296: Valeur de direction momentanée combinée par phase pour la vue des données surveillées

Critère pour les informations de direction combinées par phase	Valeur pour DIRECTION
L'information de direction (DIR_X) est inconnue pour toutes les phases	0 = inconnue
L'information de direction (DIR_X) est le sens direct pour au moins une phase, aucune n'étant en sens inverse	1 = direct
L'information de direction (DIR_X) est le sens inverse pour au moins une phase, aucune n'étant en sens direct	2 = inverse
L'information de direction (DIR_X) est le sens direct pour une certaine phase et le sens inverse pour une certaine phase	3 = les deux

FAULT_DIR donne la direction détectée du défaut en situation de défaut, c'est à dire lorsque la sortie START est active.

Utilisation de l'autopolarisation comme méthode de polarisation

Tableau 297: Équations pour calculer la différence d'angle pour la méthode d'autopolarisation

Phases en défaut	Courant de défaut utilisé	Tension de polarisation utilisée	Différence d'angle
A	$\underline{I}_A$	$\underline{U}_A$	$ANGLE_A = \varphi(\underline{U}_A) - \varphi(\underline{I}_A) - \varphi_{RCA}$
B	$\underline{I}_B$	$\underline{U}_B$	$ANGLE_B = \varphi(\underline{U}_B) - \varphi(\underline{I}_B) - \varphi_{RCA}$
C	$\underline{I}_C$	$\underline{U}_C$	$ANGLE_C = \varphi(\underline{U}_C) - \varphi(\underline{I}_C) - \varphi_{RCA}$
A - B	$\underline{I}_A - \underline{I}_B$	$\underline{U}_{AB}$	$ANGLE_A = \varphi(\underline{U}_{AB}) - \varphi(\underline{I}_A - \underline{I}_B) - \varphi_{RCA}$
B - C	$\underline{I}_B - \underline{I}_C$	$\underline{U}_{BC}$	$ANGLE_B = \varphi(\underline{U}_{BC}) - \varphi(\underline{I}_B - \underline{I}_C) - \varphi_{RCA}$
C - A	$\underline{I}_C - \underline{I}_A$	$\underline{U}_{CA}$	$ANGLE_C = \varphi(\underline{U}_{CA}) - \varphi(\underline{I}_C - \underline{I}_A) - \varphi_{RCA}$

Dans un exemple de phaseurs pour un défaut à la terre monophasé où la phase défectueuse est la phase A, la différence d'angle entre la grandeur de polarisation U_A et la grandeur de fonctionnement I_A est désignée par φ. Avec la méthode d'autopolarisation, il n'est pas nécessaire de faire subir une rotation à la grandeur de polarisation.

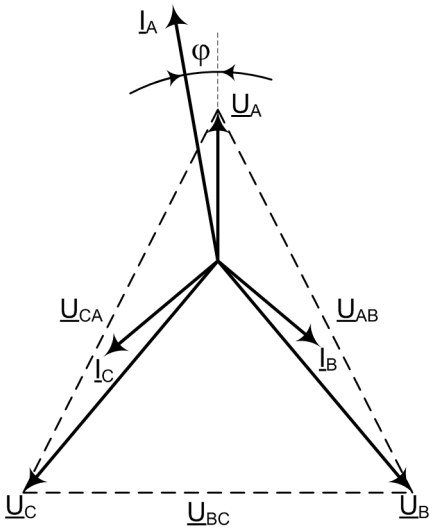


Figure 144: Défaut à la terre monophasé, phase A

Dans un exemple de défaut de court-circuit biphasé lorsque le défaut se situe entre les phases B et C, la différence d'angle est mesurée entre la grandeur de polarisation U_{BC} et la grandeur de fonctionnement $\underline{I}_B$ - $\underline{I}_C$ dans la méthode d'autopolarisation.

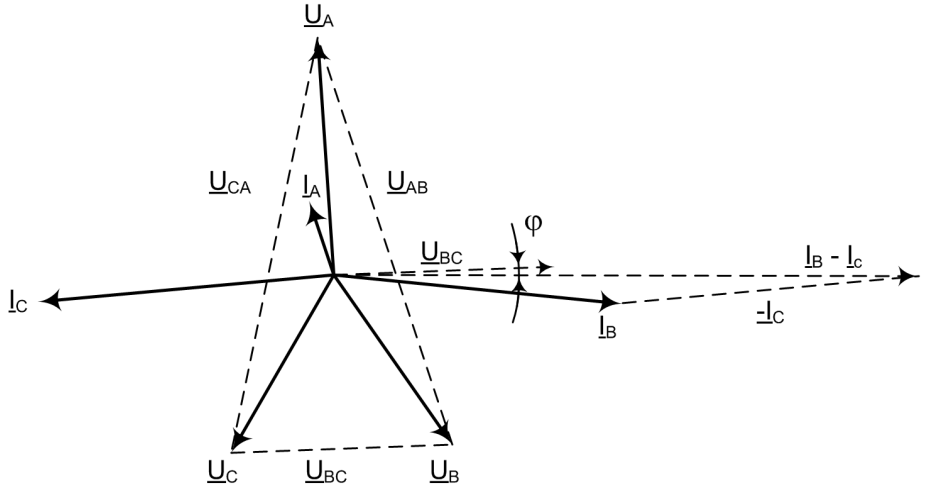


Figure 145: Court-circuit biphasé, le court-circuit se situant entre les phases B et C

Utilisation de la polarisation croisée comme grandeur de polarisation

Tableau 298: Équations pour calculer la différence d'angle pour la méthode de polarisation croisée

Phases en défaut	Courant de défaut utilisé	Tension de polarisation utilisée	Différence d'angle
A	$\underline{I}_A$	$\underline{U}_{BC}$	$ANGLE_A = \varphi(\underline{U}_{BC}) - \varphi(\underline{I}_A) - \varphi_{RCA} + 90^o$
B	$\underline{I}_B$	$\underline{U}_{CA}$	$ANGLE_B = \varphi(\underline{U}_{CA}) - \varphi(\underline{I}_B) - \varphi_{RCA} + 90^o$
C	$\underline{I}_C$	$\underline{U}_{AB}$	$ANGLE_C = \varphi(\underline{U}_{AB}) - \varphi(\underline{I}_C) - \varphi_{RCA} + 90^o$
A - B	$\underline{I}_A - \underline{I}_B$	$\underline{U}_{BC} - \underline{U}_{CA}$	$ANGLE_A = \varphi(\underline{U}_{BC} - \underline{U}_{CA}) - \varphi(\underline{I}_A - \underline{I}_B) - \varphi_{RCA} + 90^o$
B - C	$\underline{I}_B - \underline{I}_C$	$\underline{U}_{CA} - \underline{U}_{AB}$	$ANGLE_B = \varphi(\underline{U}_{CA} - \underline{U}_{AB}) - \varphi(\underline{I}_B - \underline{I}_C) - \varphi_{RCA} + 90^o$
C - A	$\underline{I}_C - \underline{I}_A$	$\underline{U}_{AB} - \underline{U}_{BC}$	$ANGLE_C = \varphi(\underline{U}_{AB} - \underline{U}_{BC}) - \varphi(\underline{I}_C - \underline{I}_A) - \varphi_{RCA} + 90^o$

La différence d'angle entre la grandeur de polarisation U_{BC} et la grandeur de fonctionnement I_A est désignée par φ dans un exemple de phaseurs pour un défaut à la terre monophasé où la phase défectueuse est la phase A. La grandeur de polarisation subit une rotation de 90 degrés. L'angle caractéristique est supposé valoir ~ 0 degrés.

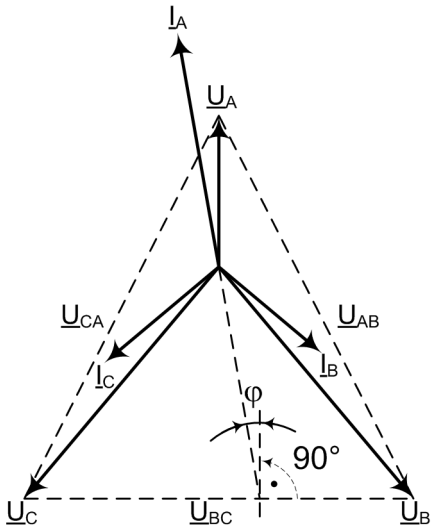


Figure 146: Défaut à la terre monophasé, phase A

Dans un exemple de phaseurs pour un défaut de court-circuit biphasé où le défaut se situe entre les phases B et C, la différence d'angle est mesurée entre la grandeur de polarisation $\underline{U}_{AB}$ et la grandeur de fonctionnement $\underline{I}_B$ - $\underline{I}_C$ désignée par φ.

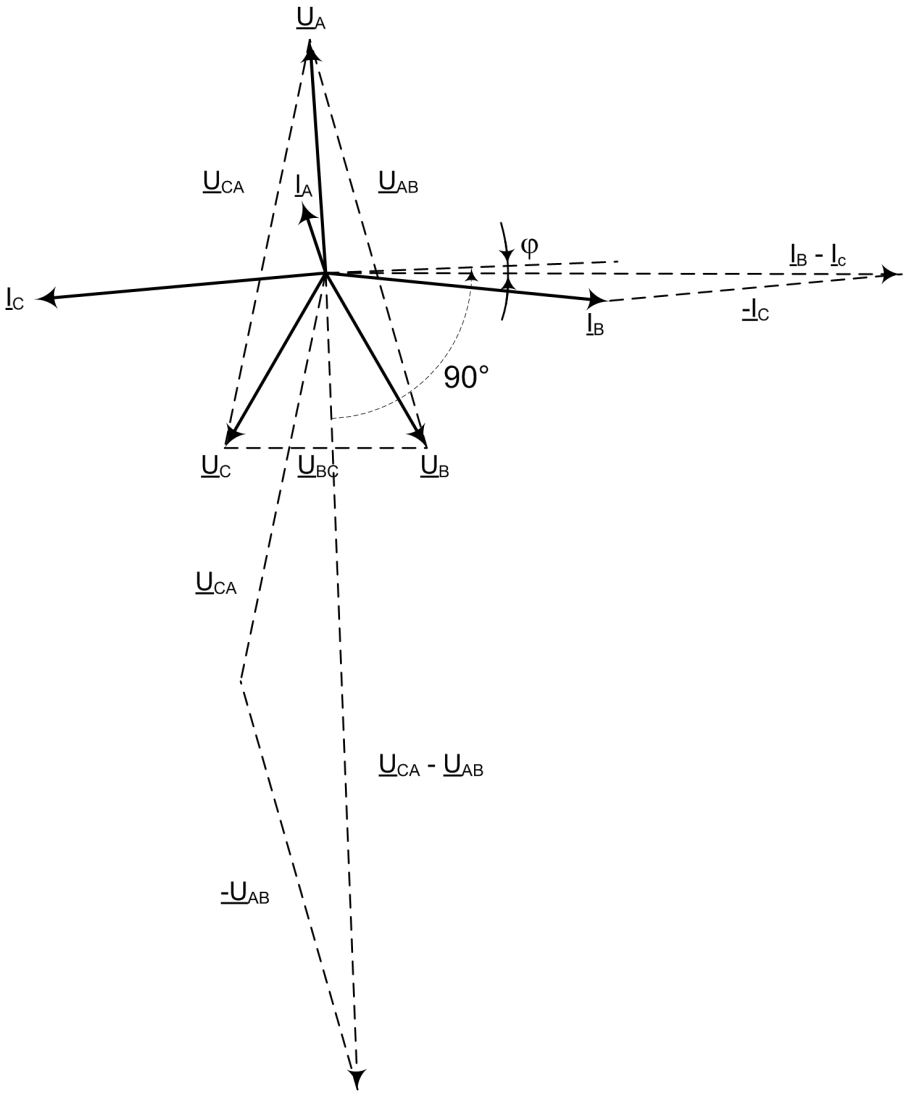


Figure 147: Court-circuit biphasé, le court-circuit se situant entre les phases B et C

Les équations sont valides lorsque le sens de rotation du réseau est le sens antihoraire, c'est à dire ABC. Si la rotation du réseau est inversée, on ajoute 180 degrés à la différence d'angle calculée. Cela s'effectue automatiquement par le biais du paramètre système *Phase rotation* (Rotation de phase).

Utilisation de la tension inverse comme grandeur de polarisation

Lorsque la tension inverse est utilisée comme grandeur de polarisation, la différence d'angle entre les grandeurs de fonctionnement et de polarisation est calculée par la même formule pour tous les types de défaut :

$$ANGLE_X = \varphi(-\underline{U}_2) - \varphi(\underline{I}_2) - \varphi_{RCA}$$

(Équation 6)

Cela signifie que la grandeur de polarisation d'influence est -$\underline{U}_2$.

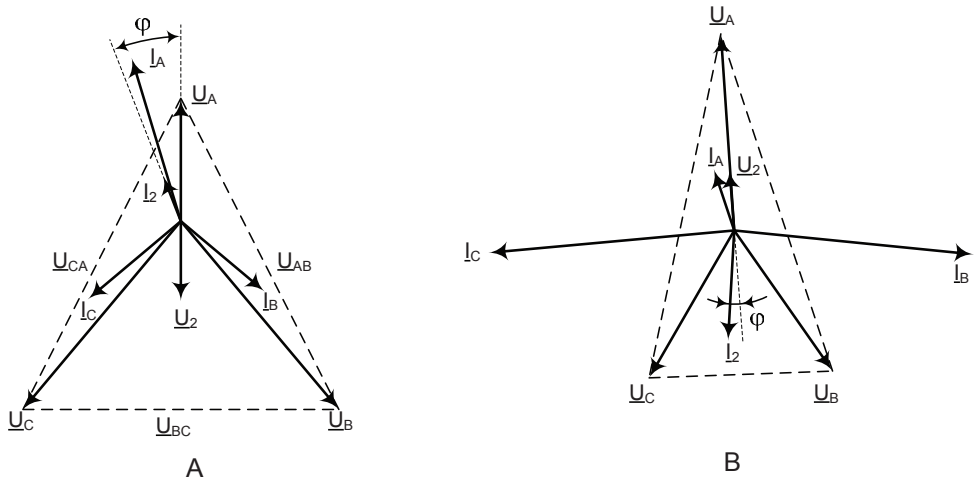


Figure 148: Phaseurs pour un défaut à la terre monophasé, phases A-N, et deux phases en court-circuit, les phases B et C, lorsque la grandeur de polarisation d'influence est la tension inverse -U2

Utilisation de la tension directe comme grandeur de polarisation

Tableau 299: Équations pour calculer la différence d'angle pour la méthode de polarisation utilisant la tension directe

Phases en défaut	Courant de défaut utilisé	Tension de polarisation utilisée	Différence d'angle
A	$\underline{I}_A$	$\underline{U}_1$	$ANGLE_A = \varphi(\underline{U}_1) - \varphi(\underline{I}_A) - \varphi_{RCA}$
B	$\underline{I}_B$	$\underline{U}_1$	$ANGLE_B = \varphi(\underline{U}_1) - \varphi(\underline{I}_B) - \varphi_{RCA} - 120^\circ$
C	$\underline{I}_C$	$\underline{U}_1$	$ANGLE_C = \varphi(\underline{U}_1) - \varphi(\underline{I}_C) - \varphi_{RCA} + 120^\circ$
Suite du tableau à la page suivante			

Phases en défaut	Courant de défaut utilisé	Tension de polarisation utilisée	Différence d'angle
A - B	$\underline{I}_A$ - $\underline{I}_B$	$\underline{U}_1$	$ANGLE_A = \varphi(\underline{U}_1) - \varphi(\underline{I}_A - \underline{I}_B) - \varphi_{RCA} + 30^\circ$
B - C	$\underline{I}_B$ - $\underline{I}_C$	$\underline{U}_1$	$ANGLE_B = \varphi(\underline{U}_1) - \varphi(\underline{I}_B - \underline{I}_C) - \varphi_{RCA} - 90^\circ$
C - A	$\underline{I}_C$ - $\underline{I}_A$	$\underline{U}_1$	$ANGLE_C = \varphi(\underline{U}_1) - \varphi(\underline{I}_C - \underline{I}_A) - \varphi_{RCA} + 150^\circ$

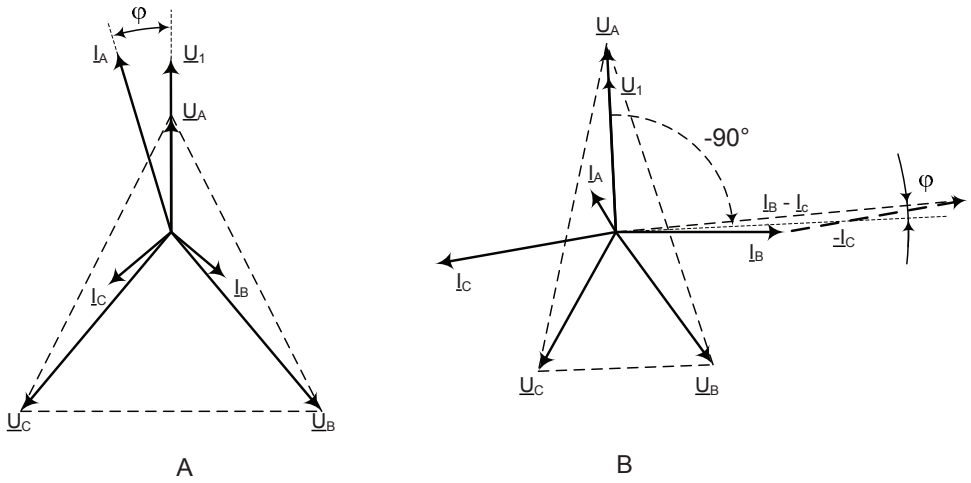


Figure 149: Phaseurs pour un défaut à la terre monophasé, phase A à la terre, et un court-circuit entre deux phases, les phases B-C, lorsque la grandeur de polarisation est la tension directe U_1

Sens de rotation du réseau

En général le sens de rotation du réseau est le sens antihoraire, défini comme "ABC". Si le sens de rotation du réseau est inversé, c'est à dire le sens horaire ou "ACB", les équations pour calculer la différence d'angle doivent être modifiées. Le sens de rotation du réseau est défini par le biais du paramètre système *Phase rotation* (Rotation de phase). Un changement du sens de rotation du réseau affecte la méthode de polarisation des tensions phase-phase, où la différence d'angle calculée doit subir une rotation de 180 degrés. En outre, lorsque les composantes directes ou inverses sont utilisées, le calcul des composantes est affecté mais le calcul de la différence d'angle reste identique. Les composantes directes ou inverses sont les composantes de la tension directe ou la tension inverse. Lorsque les tensions phase-terre sont utilisées comme méthode de polarisation, le changement du sens de rotation du réseau n'a aucun effet sur le calcul du sens.

Le sens de rotation du réseau est défini dans le DEI à l'aide du paramètre du menu de l'IHM : **Configuration/System/Phase rotation**. La valeur de paramètre par défaut est "ABC".

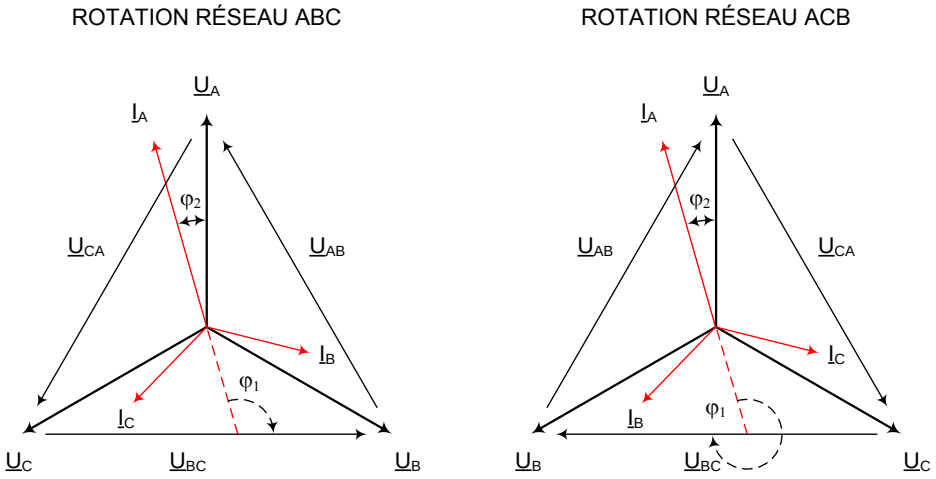


Figure 150: Exemples de sens de rotation du réseau

4.1.4.7 Application

Le DPH3xPDOC est utilisé comme protection contre les courts-circuits dans les réseaux de distribution ou de sous-transmission triphasés fonctionnant à 50 Hz.

Dans les réseaux radiaux, les IED à maximum de courant de phase sont souvent suffisants pour la protection contre les courts-circuits des lignes, des transformateurs et d'autres équipements. La caractéristique courant-temps doit être choisie en fonction de la pratique courante dans le réseau. Il est recommandé d'utiliser la même caractéristique courant-temps pour tous les IED à maximum de courant du réseau. Cela inclut la protection à maximum de courant des transformateurs et autres équipements.

La protection à maximum de courant de phase peut également être utilisée dans les systèmes en boucle fermée comme protection contre les courts-circuits. Comme le paramétrage d'un système de protection à maximum de courant de phase dans les réseaux en boucle fermée peut être compliqué, un grand nombre de calculs de courant de défaut sont nécessaires. Dans certaines situations, il n'est pas possible d'avoir la sélectivité avec un système de protection basé sur des IED à maximum de courant dans un système en boucle fermée.

Dans certaines applications, la possibilité d'obtenir la sélectivité peut être améliorée fortement par l'utilisation du DPH3xPDOC. Cela peut également être réalisé dans les réseaux en boucle fermée et les réseaux radiaux avec la production connectée à distance au système, donnant ainsi une alimentation en courant de défaut en sens

inverse. Les IED à maximum de courant directionnels servent également pour obtenir un programme de protection sélectif, par exemple pour les lignes de distribution parallèles ou les transformateurs électriques alimentés par une source unique. Le DPH3xPDOC est également utilisé dans les lignes d'alimentation connectées en boucle entre les postes ou les lignes d'alimentation avec deux sources d'alimentation.

Lignes parallèles ou transformateurs

Lorsque les lignes sont connectées en parallèle et qu'un défaut se produit sur l'une d'entre elles, il est pratique d'avoir un DPH3xPDOC pour détecter la direction du défaut. Sinon, il se peut que la situation de défaut dans une partie du système d'alimentation puisse mettre hors tension l'ensemble du système connecté au côté BT.

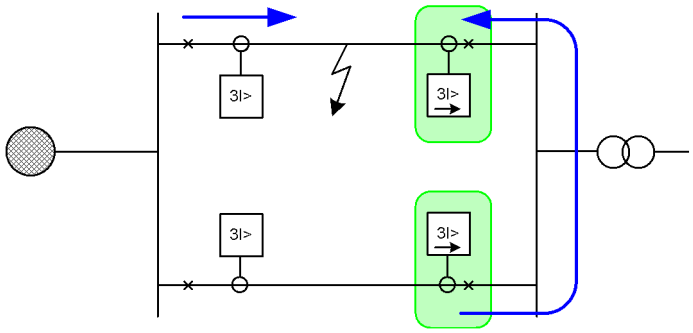


Figure 151: Protection à maximum de courant des lignes parallèles à l'aide d'IED directionnels

Le DPH3xPDOC peut être utilisé pour des applications de transformateurs fonctionnant en parallèle. Dans ces applications, il est possible que le courant de défaut puisse également être alimenté à partir côté BT jusqu'au côté HT. C'est pourquoi le transformateur est également équipé d'une protection directionnelle à maximum de courant.

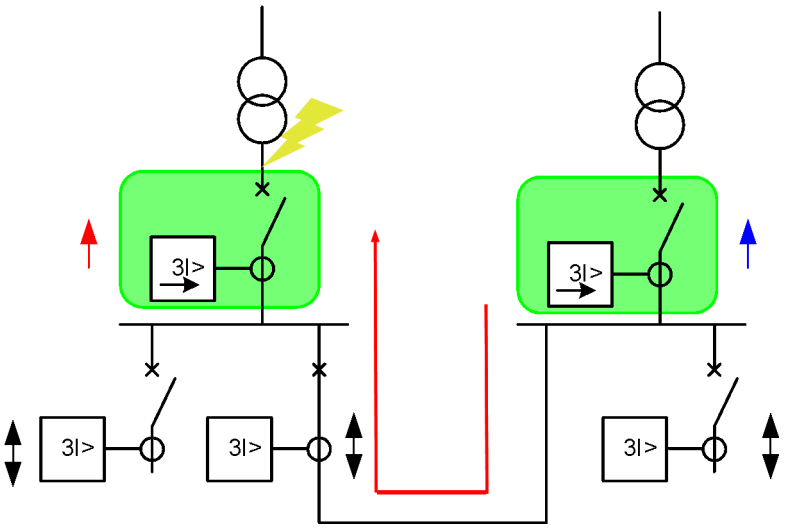


Figure 152: Protection à maximum de courant des transformateurs fonctionnant en parallèle

Topologie d’un réseau en boucle fermée

La topologie d’un réseau en boucle fermée est utilisée dans les applications où la distribution d'électricité pour les consommateurs est sécurisée lors de situations de défaut du réseau. L'alimentation en électricité se fait dans au moins deux directions, ce qui permet de faire varier le sens du courant. Il est difficile d’éviter des retards inutiles dans les paramètres de temps lors du classement des seuils du réseau par le temps. Dans ce cas, il est pratique d'utiliser les IEDs directionnels à maximum de courant pour obtenir un programme de protection sélectif. Les fonctions directionnelles à maximum de courant peuvent être utilisées dans des applications en boucle fermée. Les flèches définissent le sens de fonctionnement de la fonction directionnelle. Les doubles flèches définissent la fonction non directionnelle où les défauts peuvent être détectés dans les deux sens.

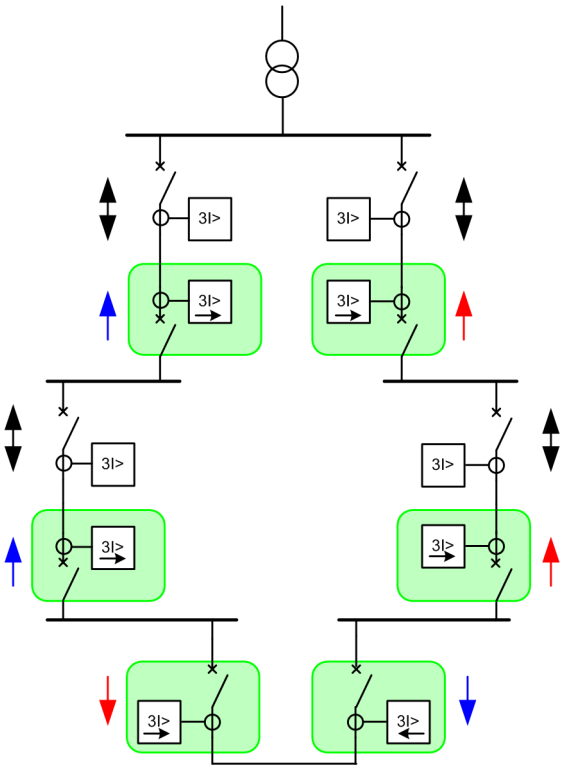


Figure 153: Topologie du réseau en boucle fermée, où les lignes d'alimentation sont protégées par des IED directionnels à maximum de courant

4.1.4.8 Signaux

Tableau 300: Signaux d'entrée DPH3LPDOC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
I_2	SIGNAL	0	Courant de phase inverse
U_A_AB	SIGNAL	0	Tension A phase-à-terre ou tension AB phase-à-phase
U_B_BC	SIGNAL	0	Tension B phase-à-terre ou tension BC phase-à-phase
U_C_CA	SIGNAL	0	Tension C phase-à-terre ou tension CA phase-à-phase
U_1	SIGNAL	0	Tension de phase directe
U_2	SIGNAL	0	Tension de phase inverse

Suite du tableau à la page suivante

Nom	Type	Par défaut	Description
BLOC	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
ENA_MULT	BOOLÉEN	0 = Faux	Active le signal pour multiplicateur de courant
NON_DIR	BOOLÉEN	0 = Faux	Force la protection vers non-directionnel

Tableau 301: Signaux d'entrée DPH3HPDOC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
I_2	SIGNAL	0	Courant de phase inverse
U_A_AB	SIGNAL	0	Tension A phase-à-terre ou tension AB phase-à-phase
U_B_BC	SIGNAL	0	Tension B phase-à-terre ou tension BC phase-à-phase
U_C_CA	SIGNAL	0	Tension C phase-à-terre ou tension CA phase-à-phase
U_1	SIGNAL	0	Tension de phase directe
U_2	SIGNAL	0	Tension de phase inverse
BLOC	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
ENA_MULT	BOOLÉEN	0 = Faux	Active le signal pour multiplicateur de courant
NON_DIR	BOOLÉEN	0 = Faux	Force la protection vers non-directionnel

Tableau 302: Signaux de sortie DPH3LPDOC

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer
OPR_A	BOOLÉEN	Phase de fonctionnement A
OPR_B	BOOLÉEN	Phase de fonctionnement B
OPR_C	BOOLÉEN	Phase de fonctionnement C
ST_A	BOOLÉEN	Phase de démarrage A
ST_B	BOOLÉEN	Phase de démarrage B
ST_C	BOOLÉEN	Phase de démarrage C

Tableau 303: Signaux de sortie DPH3HPDOC

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer
OPR_A	BOOLÉEN	Phase de fonctionnement A
OPR_B	BOOLÉEN	Phase de fonctionnement B
OPR_C	BOOLÉEN	Phase de fonctionnement C
ST_A	BOOLÉEN	Phase de démarrage A
ST_B	BOOLÉEN	Phase de démarrage B
ST_C	BOOLÉEN	Phase de démarrage C

4.1.4.9 Paramètres

Tableau 304: Paramètres de groupe DPH3LPDOC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Seuil de démarrage	0,05...5,00	xIn	0,01	0,05	Seuil de démarrage
Multiplicateur de seuil de démarrage	0,8...10,0		0,1	1,0	Multiplicateur pour mise à l'échelle de la valeur de démarrage
Multiplicateur de temps	0,05...15,00		0,01	1,00	Multiplicateur de temps dans les courbes CEI/ANSI IDMT
Temporisation de fonctionnement	40...200000	ms	10	40	Temporisation de fonctionnement
Suite du tableau à la page suivante					

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Type de courbe de fonctionnement	1 = ANSI extrêmement inverse 2 = ANSI très inverse 3 = ANSI normalement inverse 4 = ANSI modérément inverse 5 = ANSI temps constant Time 6 = Temps long extrêmement inverse 7 = Temps long très inverse 8 = Temps long inverse 9 = CEI normalement inverse 10 = CEI très inverse 11 = CEI inverse 12 = CEI extrêmement inverse 13 = CEI temps court inverse 14 = CEI temps long inverse 15 = CEI temps constant Time 17 = Programmable 18 = Type RI 19 = Type RD			15 = CEI temps constant Time	Sélection du type de courbe du délai d'attente
Mode directionnel	1 = Non directionnel 2 = Vers l'avant 3 = Vers l'arrière			2 = Vers l'avant	Mode directionnel
Angle caractéristique	-179...180	°	1	60	Angle caractéristique
Max forward angle	0...90	°	1	80	Angle de phase maximal vers l'avant
Max reverse angle	0...90	°	1	80	Angle de phase maximal vers l'arrière
Min forward angle	0...90	°	1	80	Angle de phase minimal vers l'avant
Min reverse angle	0...90	°	1	80	Angle de phase minimal vers l'arrière

Tableau 305: Paramètres de groupe DPH3LPDOC (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Type de courbe de réinitialisation	1 = Immédiat 2 = Réarmement temps constant 3 = Réarmement inverse			1 = Immédiat	Sélection du type de courbe de réinitialisation
Grandeur pol.	1 = Polarisation automatique 4 = Tension inverse 5 = Polarisation croisée 6 = Tension de séquence positive			5 = Polarisation croisée	Quantité de référence utilisée pour déterminer le sens du défaut

Tableau 306: Paramètres de non-groupe DPH3LPDOC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Opération	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Nombre de phases de démarrage	1 = 1 sur 3 2 = 2 sur 3 3 = 3 sur 3			1 = 1 sur 3	Nombre de phases requises pour le fonctionnement de l'activation
Paramètre de courbe A	0,0086...120,0000		1	28,2000	Paramètre A pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe B	0,0000...0,7120		1	0,1217	Paramètre B pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe C	0,02...2,00		1	2,00	Paramètre C pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe D	0,46...30,00		1	29,10	Paramètre D pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe E	0,0...1,0		1	1,0	Paramètre E pour la courbe programmable par le client

Tableau 307: Paramètres de non-groupe DPH3LPDOC (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temps min. de fonctionnement	20...60000	ms	10	20	Durée minimale de fonctionnement pour les courbes IDMT
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	10	20	Temporisation de réinitialisation
Mode de mesure	1 = RMS 2 = DFT 3 = Crête à crête			2 = DFT	Sélectionne le mode de mesure utilisé
Allow Non Dir	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Autorise l'activation de protection comme non-directionnelle si l'information de direction n'est pas valide
Courant min. de fonctionnement	0,01...1,00	xIn	0,01	0,01	Courant de fonctionnement minimal
Tension min. de fonctionnement	0,01...1,00	xUn	0,01	0,01	Tension de fonctionnement minimale

Tableau 308: Paramètres de groupe DPH3HPDOC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Seuil de démarrage	0,10...40,00	xIn	0,01	0,10	Seuil de démarrage
Multiplicateur de seuil de démarrage	0,8...10,0		0,1	1,0	Multiplicateur pour mise à l'échelle de la valeur de démarrage
Mode directionnel	1 = Non directionnel 2 = Vers l'avant 3 = Vers l'arrière			2 = Vers l'avant	Mode directionnel
Multiplicateur de temps	0,05...15,00		0,01	1,00	Multiplicateur de temps dans les courbes CEI/ANSI IDMT
Type de courbe de fonctionnement	1 = ANSI extrêmement inverse 3 = ANSI normalement inverse 5 = ANSI temps constant Time 9 = CEI normalement inverse 10 = CEI très inverse 12 = CEI extrêmement inverse 15 = CEI temps constant Time 17 = Programmable			15 = CEI temps constant Time	Sélection du type de courbe du délai d'attente
Temporisation de fonctionnement	40...200000	ms	10	40	Temporisation de fonctionnement
Angle caractéristique	-179...180	°	1	60	Angle caractéristique
Max forward angle	0...90	°	1	80	Angle de phase maximal vers l'avant
Max reverse angle	0...90	°	1	80	Angle de phase maximal vers l'arrière
Min forward angle	0...90	°	1	80	Angle de phase minimal vers l'avant
Min reverse angle	0...90	°	1	80	Angle de phase minimal vers l'arrière

Tableau 309: Paramètres de groupe DPH3HPDOC (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Type de courbe de réinitialisation	1 = Immédiat 2 = Réarmement temps constant 3 = Réarmement inverse			1 = Immédiat	Sélection du type de courbe de réinitialisation
Grandeur pol.	1 = Polarisation automatique 4 = Tension inverse 5 = Polarisation croisée 6 = Tension de séquence positive			5 = Polarisation croisée	Quantité de référence utilisée pour déterminer le sens du défaut

Tableau 310: Paramètres de non-groupe DPH3HPDOC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Opération	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Paramètre de courbe A	0,0086...120,0000		1	28,2000	Paramètre A pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe B	0,0000...0,7120		1	0,1217	Paramètre B pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe C	0,02...2,00		1	2,00	Paramètre C pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe D	0,46...30,00		1	29,10	Paramètre D pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe E	0,0...1,0		1	1,0	Paramètre E pour la courbe programmable par le client
Nombre de phases de démarrage	1 = 1 sur 3 2 = 2 sur 3 3 = 3 sur 3			1 = 1 sur 3	Nombre de phases requises pour le fonctionnement de l'activation

Tableau 311: Paramètres de non-groupe DPH3HPDOC (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	10	20	Temporisation de réinitialisation
Temps min. de fonctionnement	20...60000	ms	10	20	Durée minimale de fonctionnement pour les courbes IDMT
Allow Non Dir	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Autorise l'activation de protection comme non-directionnelle si l'information de direction n'est pas valide
Mode de mesure	1 = RMS 2 = DFT 3 = Crête à crête			2 = DFT	Sélectionne le mode de mesure utilisé
Courant min. de fonctionnement	0,01...1,00	xIn	0,01	0,01	Courant de fonctionnement minimal
Tension min. de fonctionnement	0,01...1,00	xUn	0,01	0,01	Tension de fonctionnement minimale

4.1.4.10 Données surveillées

Tableau 312: Données surveillées DPH3LPDOC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00...100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
FAULT_DIR	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière 3 = Les deux		Direction des défauts détectée
DIRECTION	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière 3 = Les deux		Information sur la direction
DIR_A	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière 3 = Les deux		Phase de direction A
DIR_B	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière 3 = Les deux		Phase de direction B
DIR_C	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière 3 = Les deux		Phase de direction C
ANGLE_A	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Différence d'angle calculée, phase A
ANGLE_B	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Différence d'angle calculée, phase B
ANGLE_C	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Différence d'angle calculée, phase C
DPH3LPDOC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

Tableau 313: Données surveillées DPH3HPDOC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00...100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
FAULT_DIR	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière 3 = Les deux		Direction des défauts détectée
DIRECTION	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière 3 = Les deux		Information sur la direction
Suite du tableau à la page suivante				

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
DIR_A	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière 3 = Les deux		Phase de direction A
DIR_B	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière 3 = Les deux		Phase de direction B
DIR_C	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière 3 = Les deux		Phase de direction C
ANGLE_A	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Différence d'angle calculée, phase A
ANGLE_B	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Différence d'angle calculée, phase B
ANGLE_C	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Différence d'angle calculée, phase C
DPH3HPDOC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.1.4.11 Données techniques

Tableau 314: DPH3xPDOC - Données techniques

Caractéristique		Valeur		
Précision de fonctionnement	DPH3LPDOC	Suivant la fréquence du courant mesuré : f_n ±2 Hz		
		Courant : ±1,5% de la valeur de consigne ou ±0,002 × I_n Tension : ±1,5 % de la valeur de consigne ou ±0,002 × U_n Déphasage : ±2°		
	DPH3HPDOC	±1,5 % de la valeur de consigne ou ±0,002 x I_n (aux courants compris dans la plage 0,1...10 x I_n) ±5,0 % de la valeur de consigne (aux courants compris dans la plage 10…40 × I_n) Tension : ±1,5 % de la valeur de consigne ou ±0,002 × U_n Déphasage : ±2°		
Temps de déclenchement[1)2)]	$I_{Défaut}$ = 2 x *Seuil de déclenchement*	Minimum	Standard	Maximum
		38 ms	40 ms	43 ms
Temps de réinitialisation		<40 ms		
Taux de réinitialisation		Généralement 0,96		
Temps de retard		<35 ms		
Suite du tableau à la page suivante				

Caractéristique	Valeur
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant	±1,0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms
Précision du temps de déclenchement en mode temps inverse	±5,0 % de la valeur théorique ou ±20 ms [3]
Suppression des harmoniques	RMS : Pas de suppression DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5,… Crête à crête : Pas de suppression Crête à crête + secours : Pas de suppression

1) *Mode de mesure* et *Grandeur pol* = par défaut, courant avant défaut = 0,0 x I_n, tension avant défaut = 1,0 x U_n, f_n = 50 Hz, courant de défaut au niveau d'une phase avec fréquence nominale injectée avec un déphasage aléatoire, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie du signal
3) *Seuil de déclenchement* maximal = 2,5 x I_n, *Seuil de déclenchement* : multiples compris entre 1,5 et 20

4.1.5 Protection triphasée à maximum de courant dépendante de la tension PHPVOC

4.1.5.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection triphasée à maximum de courant dépendante de la tension	PHPVOC	3I(U)>	51V

4.1.5.2 Bloc fonctionnel

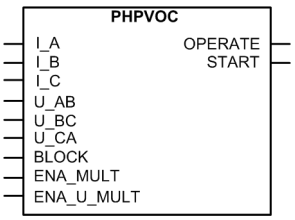


Figure 154: Bloc fonctionnel

4.1.5.3 Fonctionnalité

La fonction de protection triphasée à maximum de courant dépendante de la tension PHPVOC est utilisée pour la protection monophasée, biphasée ou triphasée à maximum de courant dépendante de la tension des générateurs, pour les protéger contre les surintensités et les courts-circuits.

La fonction démarre lorsque le courant de phase en entrée excède une limite calculée de manière dynamique en fonction des tensions mesurées aux bornes. Les

caractéristiques de fonctionnement peuvent être soit temps défini inverse minimum IDMT, soit temps défini DT.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si l'opérateur le souhaite, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur ou la fonction elle-même.

4.1.5.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondants sont « On » et « Off ».

Le fonctionnement de la fonction PHPVOC peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

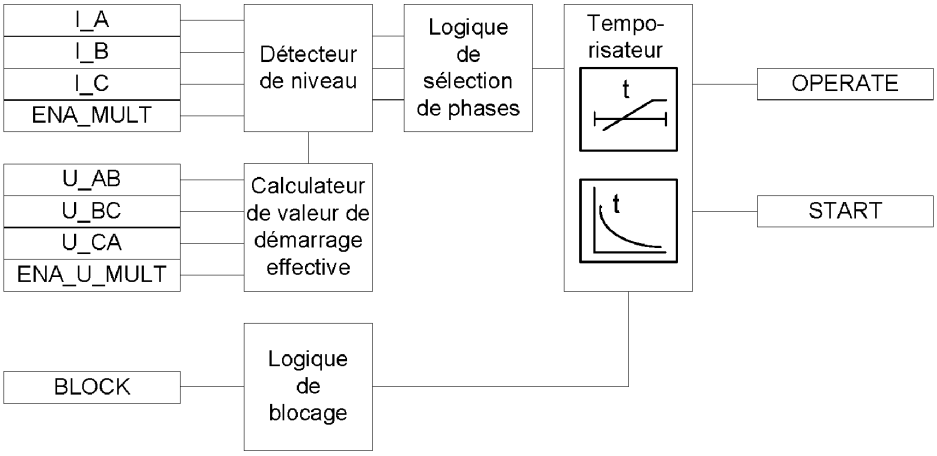


Figure 155: Schéma du module fonctionnel

Calculateur de valeur de démarrage effective

Le courant de démarrage habituel au-dessus duquel la protection à maximum de courant s'active est réglé à l'aide du paramètre *Start value*. Il est possible qu'il soit nécessaire de modifier la valeur de démarrage effective du courant dans certains cas, comme en présence de courant d'appel magnétisant ou en cas de chute des tensions aux bornes due à un défaut. Par conséquent, le module calculateur de valeur de démarrage effective calcule de façon dynamique la valeur de démarrage effective au-dessus de laquelle la protection à maximum de courant se déclenche.

PHPVOC fournit quatre méthodes de calcul de la valeur de démarrage effective. Pour les choisir, le paramètre *Control mode* doit être placé en mode « Voltage control », « Input control », « Volt & Input Ctrl » ou « No Volt dependency ».

La valeur de démarrage effective calculée par phase, `EFF_ST_VAL_A`, `EFF_ST_VAL_B`, `EFF_ST_VAL_C`, est disponible dans la vue des données surveillées et est utilisée par le module détecteur de niveau.

Afin d'assurer le bon fonctionnement de la fonction, il est nécessaire que les trois tensions phase-phase soient toutes disponibles.

Voltage control mode

En mode Voltage control, la valeur de démarrage effective est calculée en fonction de l'amplitude des tensions d'entrée `U_AB`, `U_BC` et `U_CA`. La dépendance de la tension est sensible à la phase, ce qui signifie que l'amplitude d'une tension d'entrée contrôle la valeur de démarrage uniquement de la phase correspondante, c'est-à-dire que l'amplitude des entrées de tension `U_AB`, `U_BC` et `U_CA` contrôle de façon indépendante les valeurs de démarrage de courant des phases A, B et C.

Les paramètres *Voltage high limit* et *Voltage low limit* permettent d'activer deux caractéristiques de contrôle de tension, l'échelon de tension et la pente de tension.

Pour activer la caractéristique d'échelon de tension, il suffit de régler le paramètre *Voltage high limit* à l'identique du paramètre *Voltage low limit* La valeur de démarrage effective est calculée en fonction des équations.

Niveau de tension	Valeur de démarrage effective (I> effective)
U < *Voltage high limit*	*Start value low*
U ≥ *Voltage high limit*	*Start value*

Dans cet exemple, U représente la tension d'entrée mesurée. Cette caractéristique d'échelon de tension est illustrée sous forme de graphique à l'illustration 156.

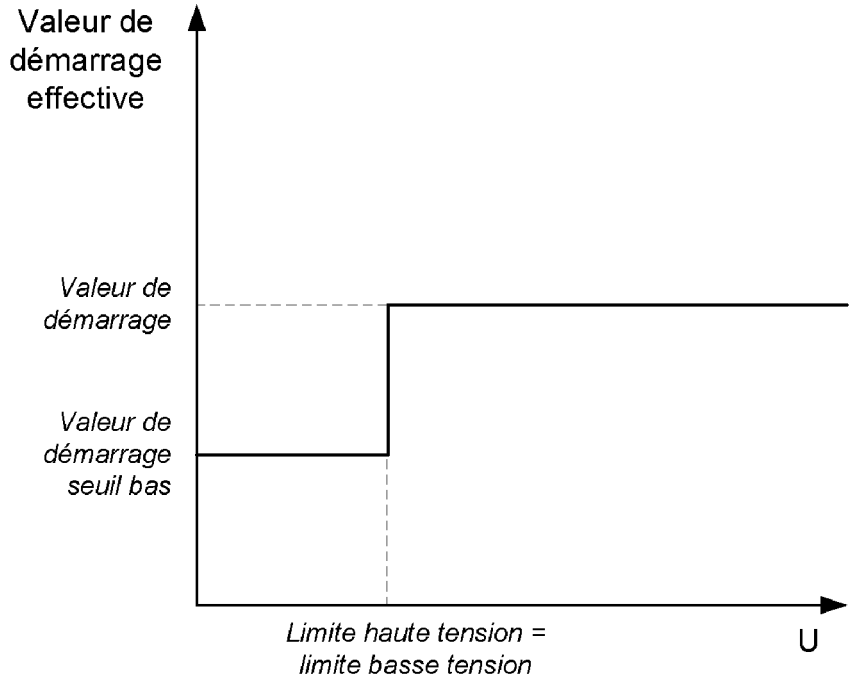


Figure 156: Valeur de démarrage effective pour caractéristique d'échelon de tension

Pour activer la caractéristique de pente de tension, il suffit d'attribuer des valeurs différentes aux paramètres *Voltage high limit* et *Voltage low limit*. La valeur de démarrage effective est calculée en fonction des équations.

Niveau de tension	Valeur de démarrage effective (I> effective)
U < *Voltage low limit*	*Start value low*
U ≥ *Voltage high limit*	*Start value*

Si *Voltage low limit* ≤ U < *Voltage high limit*,

$$I > (efficace) = A - \left[\left(\frac{A - I>}{C - D}\right) \cdot (C - U)\right]$$

(Équation 7)

A Définir *Start value low*

I> Définir *Start value*

C Définir *Voltage high limit*

D Définir *Voltage low limit*

Dans cet exemple, U représente la tension d'entrée mesurée. Cette caractéristique de pente de tension est illustrée sous forme de graphique.

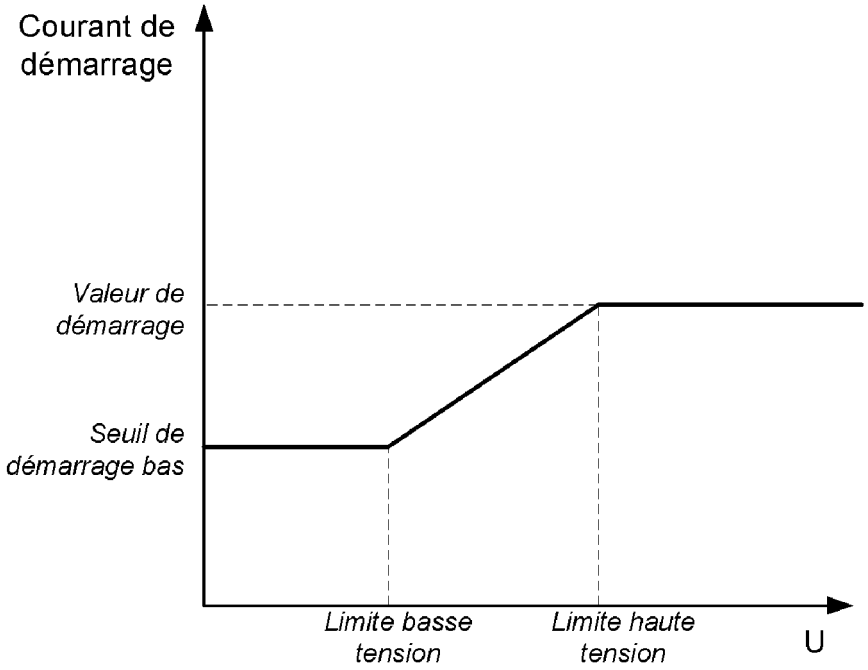


Figure 157: Valeur de démarrage effective ou caractéristique de pente de tension

Pour activer les caractéristiques de pente de tension, le paramètre *Voltage high limit* doit être toujours réglé à une valeur supérieure au paramètre *Voltage low limit*.
Si le paramètre *Voltage high limit* est inférieur au paramètre *Voltage low limit*, la caractéristique d'échelon de tension est active avec le paramètre *Voltage low limit* utilisé comme valeur seuil.

La valeur du paramètre *Start value* doit être toujours supérieure au paramètre *Start value low*. Dans le cas contraire, le paramètre *Start value low* est utilisé comme la valeur de démarrage effective.

Mode de contrôle d'entrées externes

Le mode de contrôle d'entrées externes permet d'activer le réglage de tension depuis une application externe. Si le paramètre *Control mode* est réglé sur « Input Control », la valeur de démarrage effective pour toutes les phases dépendra de l'état de l'entrée binaire `ENA_U_MULT`.

Si ENA_U-MULT est TRUE :
Valeur de démarrage effective =
Valeur de démarrage basse

(Équation 8)

Si ENA_U _MULT est FALSE :
Valeur de démarrage effective - Valeur de démarrage

(Équation 9)

Mode contrôle d'entrées et de tension

Si le paramètre *Control mode* est réglé sur « Voltage and input Ctrl », les deux modes « Voltage control » et « Input control » sont utilisés. Cependant, la fonctionnalité « Input control » prend le dessus du mode « Voltage control » si le réglage ENA_U_MULT est actif.

Mode sans dépendance de la tension

Si le paramètre *Control mode* est réglé sur « No Volt dependency », la valeur de démarrage effective ne dispose d'aucune dépendance de tension, et la fonction s'exécute comme une fonction à maximum de courant habituelle, avec la valeur de démarrage effective égale au paramètre *Start value*.

Détecteur de niveau

Les courants de phases mesurés sont comparés par phases à la valeur de démarrage effective calculée. Si la valeur mesurée est supérieure à la valeur de démarrage effective, le détecteur de niveau signale la valeur en dépassement à la logique de sélection de phases. Si l'entrée ENA_MULT est active, la valeur de démarrage effective est multipliée par le paramètre *Start value Mult*.



Attention à ne pas régler le multiplicateur *Start value Mult* à une valeur supérieure à ce qui est nécessaire. Si la valeur est trop élevée, la fonction risque de ne pas fonctionner du tout en cas de courant d'appel suivi d'un défaut, quelle que soit la sévérité dudit défaut.

La multiplication de la valeur de démarrage s'effectue normalement lorsque la fonction de détection de courant d'appel INRPHAR est connectée à l'entrée ENA_MULT.

Logique de sélection de phases

Si les critères de défaut sont respectés dans le détecteur de niveau, la logique de sélection de phases détecte la phase ou les phases dans lesquelles le courant mesuré est supérieur au paramètre. Si les informations de phases correspondent au paramètre *Num of start phases*, la logique de sélection de phases active le module temporisateur.

Temporisateur

Une fois activé, le module temporisateur active la sortie START.

En fonction de la valeur du paramètre *Operating curve type* (Type de courbe de fonctionnement), les caractéristiques de temps se basent sur les modes DT ou IDMT. Lorsque le temporisateur de fonctionnement a atteint la valeur du paramètre *Operate delay time* (Durée de temporisation du fonctionnement) en mode DT ou la valeur maximale définie par la courbe de temps inverse, la sortie OPERATE est activée.

Lorsque la courbe IDMT programmable par l'utilisateur est sélectionnée, les caractéristiques de durée de fonctionnement sont définies par les paramètres *Curve parameter A*, *Curve parameter B*, *Curve parameter C*, *Curve parameter D* et *Curve parameter E*.

En cas d'une « chute », c'est-à-dire quand un défaut disparaît subitement avant que la durée de fonctionnement ne soit dépassée, l'état de réinitialisation du temporisateur est activé. La fonctionnalité du temporisateur en état de réinitialisation dépend de la combinaison des paramètres *Operating curve type*, *Type of reset curve* et *Reset delay time*. Si l'utilisateur choisir la caractéristique DT, le temporisateur de réinitialisation fonctionne jusqu'à ce que la valeur *Reset delay time* (Durée de temporisation de réinitialisation) définie soit dépassée. Si l'utilisateur sélectionne les courbes IDMT, le paramètre *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation) peut être réglé sur trois modes : « Immediate » (Immédiat), « Def time reset » (Réinitialisation sur durée définie) ou « Inverse reset » (Réinitialisation inversée). La courbe de réinitialisation de type « Immediate » entraîne une réinitialisation immédiate. Avec le type de courbe de réinitialisation « Def time reset », la durée de réinitialisation dépend du paramètre *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation). Avec le type de courbe de réinitialisation « Inverse reset » (Réinitialisation inversée), la durée de réinitialisation est fonction durant présent lors de la « chute ». La sortie `START` est désactivée à l'expiration du temporisateur de réinitialisation.



La sélection de la courbe « Inverse reset » (Réinitialisation inversée) n'est prise en charge que par l'ANSI ou les courbes IDMT programmables par l'utilisateur. Si un autre type de courbe de fonctionnement est sélectionné, une réinitialisation immédiate se produit durant la chute.

Le paramètre *Time multiplier* est utilisé pour mettre à l'échelle les durées de réinitialisation et de déclenchement IDMT.

Le paramètre *Minimum operate time* définit la durée de fonctionnement minimale souhaitée pour le fonctionnement IDMT. Ce paramètre n'est applicable que si les courbes IDMT sont utilisées.



Bien que les paramètres *Time multiplier* et *Minimum operate time* sont couramment utilisés pour différentes courbes IDMT, la durée de fonctionnement dépend pour l'essentiel du type de courbe IDMT sélectionné.

Le temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage `START_DUR` qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et du temps de fonctionnement défini. Cette sortie est disponible dans la vue des données surveillées.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée `BLOCK` et le réglage global

Configuration/System/Blocking mode (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée BLOCK peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de protection. L'influence de l'activation du signal BLOCK est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé à la valeur courante. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie OPERATE (Fonctionnement) n'est pas activée.

4.1.5.5 Application

La protection triphasée à maximum de courant dépendante de la tension est utilisée comme protection de secours pour les générateurs et le système contre les dommages dus aux défauts de phase qui ne sont pas éliminés par la protection primaire et les disjoncteurs associés.

En cas de court-circuit, le courant de défaut prolongé du générateur, déterminé par la réactance synchrone de la machine, pourrait être inférieur au courant de pleine charge. Si la puissance d'excitation du générateur est alimentée par les bornes du générateur, une chute de tension provoquée par un court-circuit entraîne également un faible courant de défaut. La protection primaire, comme la protection normale à maximum de courant, peut ne pas détecter ce type de situation de défaut. Dans certains cas, le régulateur de tension automatique AVR peut aider à maintenir des courants de défaut élevés en contrôlant le système d'excitation du générateur. Si l'AVR est hors service ou s'il y a un défaut interne dans le fonctionnement de l'AVR, les faibles courants de défaut peuvent passer inaperçus et par conséquent une protection à maximum de courant dépendante de la tension doit être utilisée en secours.

Deux caractéristiques de contrôle de tension, le seuil de tension et la pente de tension, sont disponibles dans la fonction PHPVOC. Le choix est fait en fonction des conditions du système et du niveau de protection à fournir.

La caractéristique de seuil de tension est appliquée aux générateurs utilisés dans les systèmes industriels. Dans des conditions de défaut rapproché, lorsque les tensions aux bornes du générateur tombent en dessous de la valeur seuil réglable, une nouvelle valeur de démarrage du courant, bien en dessous du courant de charge normal, est sélectionnée. Le réglage de la tension de commande devrait assurer que la fonction PHPVOC ne se déclenche pas dans les conditions de charge les plus élevées auxquelles le système peut être soumis. Choisir une valeur trop élevée pour la tension de commande peut permettre un fonctionnement non désiré de la fonction lors de perturbations étendues. Lorsque la tension aux bornes du générateur est supérieure à la valeur de la tension de commande, la valeur de démarrage normale est utilisée. Ceci assure que la fonction PHPVOC ne fonctionne pas pendant les surcharges normales lorsque les tensions aux bornes du générateur sont maintenues près des niveaux normaux.

La caractéristique de pente de tension est souvent utilisée comme alternative à la protection d'impédance sur les générateurs de petite à moyenne taille (5...150 MVA) pour fournir un secours à la protection différentielle. D'autres applications de la protection à caractéristique de pente de tension existent dans les réseaux pour assurer une meilleure coordination et détection des défauts que la simple protection à maximum de courant. La méthode de la pente de tension offre une meilleure sensibilité au fonctionnement à maximum de courant en rendant la valeur de départ à maximum de courant proportionnelle à la tension aux bornes. La valeur de départ du courant varie en fonction des tensions aux bornes du générateur entre la limite haute de la tension définie et la limite basse de la tension, assurant le fonctionnement de la fonction PHPVOC malgré la chute de la valeur du courant de défaut.

Le fonctionnement de PHPVOC devrait être classé en fonction du temps par rapport au schéma de protection principal pour s'assurer que PHPVOC ne fonctionne pas avant la protection principale.

4.1.5.6 Signaux

Tableau 315: Signaux d'entrée PHPVOC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
U_AB	SIGNAL	0	Tension phase-phase AB
U_BC	SIGNAL	0	Tension phase-phase BC
U_CA	SIGNAL	0	Tension phase-phase CA
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
ENA_MULT	BOOLÉEN	0 = Faux	Active le signal pour multiplicateur de courant
ENA_LOW_LIM	BOOLÉEN	0 = Faux	Active le signal pour le seuil de démarrage plus bas dépendant de la tension

Tableau 316: Signaux de sortie PHPVOC

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

4.1.5.7 Paramètres

Tableau 317: Paramètres de groupe PHPVOC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Seuil de démarrage	0,05...5,00	xIn	0,01	0,05	Seuil de démarrage
Seuil de démarrage bas	0,05...1,00	xIn	0,01	0,05	Seuil de démarrage plus bas en fonction du contrôle de tension
Limite haute de tension	0,01...1,00	xUn	0,01	1,00	Limite haute de tension pour le contrôle de tension
Limite basse de tension	0,01...1,00	xUn	0,01	1,00	Limite basse de tension pour le contrôle de tension
Multiplicateur de seuil de démarrage	0,8...10,0		0,1	1,0	Multiplicateur pour mise à l'échelle de la valeur de démarrage
Multiplicateur de temps	0,05...15,00		0,01	1,00	Multiplicateur de temps dans les courbes CEI/ANSI IDMT
Type de courbe de fonctionnement	1 = ANSI extrêmement inverse 2 = ANSI très inverse 3 = ANSI normalement inverse 4 = ANSI modérément inverse 5 = ANSI temps constant Time 6 = Temps long extrêmement inverse 7 = Temps long très inverse 8 = Temps long inverse 9 = CEI normalement inverse 10 = CEI très inverse 11 = CEI inverse 12 = CEI extrêmement inverse 13 = CEI temps court inverse 14 = CEI temps long inverse 15 = CEI temps constant Time 17 = Programmable 18 = Type RI 19 = Type RD			15 = CEI temps constant Time	Sélection du type de courbe du délai d'attente
Temporisation de fonctionnement	40...200000	ms	10	40	Temporisation de fonctionnement

Tableau 318: Paramètres de groupe PHPVOC (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Type de courbe de réinitialisation	1 = Immédiat 2 = Réarmement temps constant 3 = Réarmement inverse			1 = Immédiat	Sélection du type de courbe de réinitialisation

Tableau 319: Paramètres de non-groupe PHPVOC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Opération	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Nombre de phases de démarrage	1 = 1 sur 3 2 = 2 sur 3 3 = 3 sur 3			1 = 1 sur 3	Nombre de phases requises pour le fonctionnement de l'activation
Paramètre de courbe A	0,0086...120,0000		1	28,2000	Paramètre A pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe B	0,0000...0,7120		1	0,1217	Paramètre B pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe C	0,02...2,00		1	2,00	Paramètre C pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe D	0,46...30,00		1	29,10	Paramètre D pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe E	0,0...1,0		1	1,0	Paramètre E pour la courbe programmable par le client

Tableau 320: Paramètres de non-groupe PHPVOC (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Mode de mesure	1 = RMS 2 = DFT 3 = Crête à crête			2 = DFT	Sélectionne le mode de mesure utilisé
Mode de contrôle	1=Contrôle de tension 2=Contrôle d'entrée 3=Contrôle d'entrée et de tension 4=Sans dépendance de tension			1=Contrôle de tension	Type de contrôle
Temps min. de fonctionnement	40...60000	ms	1	40	Durée minimale de fonctionnement pour les courbes IDMT
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation

4.1.5.8 Données surveillées

Tableau 321: Données surveillées PHPVOC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
EFF_ST_VAL_A	FLOAT32	0,00 à 50,00	xIn	Valeur de démarrage effective pour phase A
EFF_ST_VAL_B	FLOAT32	0,00 à 50,00	xIn	Valeur de démarrage effective pour phase B
EFF_ST_VAL_C	FLOAT32	0,00 à 50,00	xIn	Valeur de démarrage effective pour phase C
PHPVOC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.1.5.9 Données techniques

Tableau 322: Caractéristiques techniques PHPVOC

Caractéristique	Valeur
Précision de déclenchement	En fonction de la fréquence du courant et de la tension mesurés : f_n ±2 Hz
	Courant : ±1,5 % de la valeur de consigne ou ±0,002 × I_n Tension : ±1,5 % de la valeur de consigne ou ±0,002 × U_n
Temps de réponse déclenchement[1)2)]	Généralement 26 ms
Temps de réinitialisation	Généralement 40 ms
Taux de réinitialisation	Généralement 0,96
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant	±1,0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms
Précision du temps de déclenchement en mode temps inverse	±5,0% de la valeur de consigne ou ±20 ms
Suppression des harmoniques	-50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5,…

1) *Mode de mesure* = par défaut, courant avant défaut = 0,0 × I_n, f_n = 50 Hz, courant de défaut au niveau d'une phase avec fréquence nominale injecté avec un déphasage aléatoire, résultats basés sur la répartition statistique de 1000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie de signal

4.1.6 Protection thermique triphasée pour départs, câbles et transformateurs de distribution T1PTTR

4.1.6.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection thermique triphasée pour départs, câbles et transformateurs de distribution	T1PTTR	3Ith>F	49F

4.1.6.2 Bloc fonctionnel

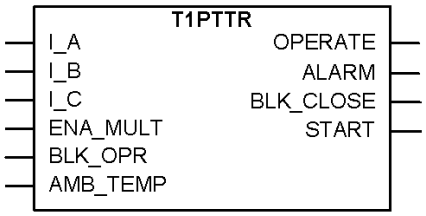


Figure 158: Bloc fonctionnel

4.1.6.3 Fonctionnalité

L'utilisation accrue des systèmes électriques plus près des limites thermiques a rendu également nécessaire une fonction de protection des lignes électriques contre les surcharges thermiques.

Dans certains cas, une surcharge thermique n'est pas détectée par les autres fonctions de protection, et l'introduction de la fonction de protection thermique triphasée pour les lignes d'alimentation, les câbles et les transformateurs de distribution T1PTTR permet au circuit protégé de s'approcher davantage des limites thermiques lors de son fonctionnement.

Un seuil d'alarme émet une alerte précoce qui permet aux opérateurs d'agir avant la mise hors circuit de la ligne. L'alerte précoce est basée sur la fonctionnalité de mesure du courant triphasé à l'aide d'un modèle thermique incluant la perte thermique du premier ordre avec constante de temps réglable. Si l'augmentation de la température perdure, la fonction s'exécute selon le modèle thermique de la ligne.

La remise sous tension de la ligne après le fonctionnement en surcharge thermique peut être empêchée pendant la durée de refroidissement de la ligne. Le refroidissement de la ligne est estimé par le modèle thermique.

4.1.6.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs du paramètre correspondants sont "On" (activé) et "Off" (désactivé).

Le fonctionnement de T1PTTR peut être décrit à l'aide d'un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

La fonction utilise la température ambiante, qui peut être mesurée localement ou à distance. La mesure locale se fait par le relais de protection. La mesure à distance utilise la communication analogique GOOSE pour se connecter à l'entrée `AMB_TEMP`.

Si la qualité de la température mesurée à distance est invalide ou que le canal de communication est défectueux, la fonction utilise la température ambiante définie dans *Env temperature Set*.

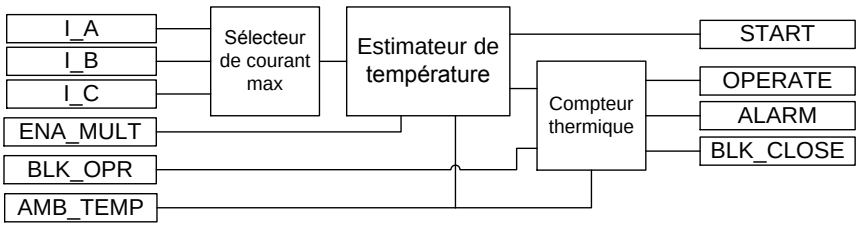


Figure 159: Schéma du module fonctionnel

Sélecteur de courant max

Le sélecteur de courant max de la fonction vérifie en continu la valeur TRMS mesurée la plus élevée du courant de phase. Le sélecteur signale la valeur la plus élevée à l'estimateur de température.

Estimateur de température

L'augmentation finale de la température est calculée à partir du plus fort des courants triphasés selon l'expression :

$$\Theta_{final} = \left(\frac{I}{I_{ref}} \right)^2 \cdot T_{ref}$$

(Équation 10)

I le courant de phase le plus élevé

I_{ref} valeur définie pour *Current reference* (Courant de référence)

T_{ref} valeur définie pour *Temperature rise* (Augmentation de température)

La température ambiante est ajoutée à l'estimation de l'augmentation finale de la température calculée et la valeur de la température ambiante utilisée pour le calcul est également disponible dans les données surveillées dans TEMP_AMB en degrés. Si l'estimation de la température finale est supérieure à la valeur définie pour *Maximum temperature*, la sortie START est activée.

Les valeurs des réglages *Current reference* et *Temperature rise* sont utilisées dans l'estimation de la température finale, de même que la température ambiante. Il est suggéré de définir ces valeurs sur le courant à l'état stable maximum admissible pour la ligne ou le câble en fonctionnement d'urgence pendant quelques heures par an. Les valeurs de courant ainsi que les températures de conducteur correspondantes sont données dans les manuels des câbles. Ces valeurs sont données pour des conditions particulières comme la température du sol, la température de l'air ambiant, le type de pose des câbles et la résistivité thermique du sol.

Compteur thermique

La température réelle lors du cycle d'exécution réel est calculée comme suit :

$$\Theta_n = \Theta_{n-1} + \left(\Theta_{final} - \Theta_{n-1}\right) \cdot \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau}}\right)$$

(Équation 11)

Θ_n température actuelle calculée

Θ_{n-1} température calculée au pas de temps précédent

Θ_{final} température finale calculée avec le courant réel

Δt intervalle de temps entre les calculs de température réelle

τ constante de temps thermique pour le dispositif protégé (ligne ou câble), valeur définie pour *Time constant*

La température réelle du dispositif protégé (ligne ou câble) est calculée en ajoutant la température ambiante à la température calculée, comme indiqué ci-dessus. La température ambiante peut se voir affecter une valeur constante ou être mesurée. La température calculée de l'élément peut être surveillée car elle est exportée de la fonction sous forme de chiffre réel.

Lorsque la température de l'élément atteint le seuil d'alarme défini *Alarm value*, le signal de sortie ALARM est activé. Lorsque la température de l'élément atteint le seuil de déclenchement défini *Maximum temperature*, la sortie OPERATE est activée. La durée d'impulsion du signal OPERATE est fixée à 100 ms.

Un calcul du temps de fonctionnement actuel avec le courant actuel est également effectué. Ce calcul n'est effectué que si la température finale calculée est supérieure à la température de fonctionnement :

$$t_{fonctionnement} = -\tau \cdot \ln\left(\frac{\Theta_{final} - \Theta_{utiliser}}{\Theta_{final} - \Theta_{n}}\right)$$

(Équation 12)

La fonction de protection contre les surcharges thermiques peut provoquer un verrouillage pour reconnecter le circuit déclenché après un fonctionnement. La sortie de verrouillage BLK_CLOSE est activée au même moment que la sortie OPERATE et n'est pas réinitialisée tant que la température du dispositif n'est pas redescendue en dessous de la valeur définie pour le réglage *Reclose temperature* (Température de réenclenchement). La valeur *Maximum temperature* doit être définie au moins deux degrés au-dessus de la valeur définie pour *Reclose temperature*.

Le temps de libération du verrouillage, c'est à dire le temps de refroidissement à une valeur définie, est calculé. La température calculée peut être rétablie à sa valeur initiale (le réglage *Initial temperature*) via un paramètre de contrôle accessible dans le menu Clear (Effacer). Cela est utile au cours des tests lorsque le courant injecté au secondaire produit un niveau erroné de température calculée.

$$t_{\ libération_verrouillage} = -\tau \cdot \ln\left(\frac{\Theta_{\ final} - \Theta_{libération_verrouillage}}{\Theta_{final} - \Theta_{n}}\right)$$

(Équation 13)

Ici la température finale est égale à la température ambiante définie ou mesurée.

Dans certaines applications, le courant mesuré peut concerner un certain nombre de lignes en parallèle. Cela est souvent utilisé pour les lignes de câble pour lesquelles une cellule connecte plusieurs câbles en parallèle. En réglant le paramètre *Current multiplier* (Multiplicateur de courant) sur le nombre de lignes en parallèle (câbles), le courant réel sur une ligne est utilisé dans l'algorithme de protection. Pour activer cette option, l'entrée ENA_MULT doit être activée.

La température ambiante peut être mesurée par la méthode RTD. La valeur de la température mesurée est alors connectée, par exemple, de la sortie AI_VAL3 de la fonction X130 (RTD) à l'entrée AMB_TEMP de T1PTTR.

Le réglage *Env temperature Set* (Température amb. définie) est utilisé pour définir la température ambiante si la valeur de mesure de la température ambiante n'est pas connectée à l'entrée AMB_TEMP. Le réglage *Env temperature Set* est également utilisé lorsque la mesure de la température ambiante connectée à T1PTTR n'est pas définie sur "Not in use" dans la fonction X130 (RTD).

Le calcul de température est lancé à partir de la valeur définie dans le paramètre de réglage *Initial temperature*. Cette opération s'effectue si le relais de protection est alimenté ou la fonction désactivée puis réactivée ou réinitialisée via le menu Clear (Effacer). La température est également enregistrée dans la mémoire non volatile et restaurée lorsque le relais de protection est redémarré.

La constante de temps thermique du circuit protégé est donnée en secondes par le réglage *Time constant*. Voir les manuels des fabricants de câble pour plus d'informations.

Le modèle thermique de T1PTTR est conforme à la norme CEI 60255-149.

4.1.6.5 Application

Les lignes et câbles du système électrique sont construits pour un certain niveau de courant de charge maximal. Si le courant dépasse ce niveau, les pertes seront plus élevées que prévu. En conséquence, la température des conducteurs augmentera. Si la température des lignes et des câbles atteint des valeurs trop élevées, elle peut entraîner un risque de dommages, par exemple :

- Le creux de tension des lignes aériennes peut atteindre une valeur inacceptable.
- Si la température des conducteurs, par exemple des conducteurs en aluminium, devient trop élevée, le matériau sera détruit.
- La surchauffe peut endommager l'isolation des câbles, ce qui augmente le risque de défauts phase-phase ou phase-terre.

Dans les situations de contrainte du système électrique, une surcharge des lignes et des câbles peut être nécessaire pendant une durée limitée. Cela doit être fait sans encourir aucun des risques susmentionnés.

La protection contre les surcharges thermiques fournit des informations qui rendent possible la surcharge temporaire des câbles et des lignes. La protection contre les surcharges thermiques estime la température des conducteurs en continu. Cette estimation est réalisée en utilisant un modèle thermique de la ligne/du câble, basé sur la mesure du courant.

Si la température de l'objet protégé atteint un niveau d'avertissement défini, un signal est donné à l'opérateur. On peut ainsi agir sur le système électrique avant qu'il n'atteigne des températures dangereuses. Si la température continue d'augmenter jusqu'à la valeur de température maximale autorisée, la protection procède à la mise hors circuit de la ligne protégée.

4.1.6.6 Signaux

Tableau 323: Signaux d'entrée T1PTTR

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
BLK_OPR	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloquer le signal pour le fonctionnement des sorties
ENA_MULT	BOOLÉEN	0 = Faux	Activer multiplicateur de courant
AMB_TEMP	FLOAT32	0	La température ambiante utilisée dans le calcul

Tableau 324: Signaux de sortie T1PTTR

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer
ALARM	BOOLÉEN	Alarme thermique
BLK_CLOSE	BOOLÉEN	Indicateur de surcharge thermique. Pour inhiber le réenclenchement.

4.1.6.7 Paramètres

Tableau 325: Paramètres de groupe T1PTTR (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temp. amb. définie	-50...100	°C	1	40	Température ambiante utilisée lorsqu'aucune autre mesure de température externe n'est disponible
Courant de référence	0,05...4,00	xIn	0,01	1,00	Le courant de charge entraînant l'augmentation de la température
Augmentation de la température	0,0...200,0	°C	0,1	75,0	Arrêter l'augmentation de la température au-dessus de la valeur ambiante
Constante de temps	60...60000	s	1	2700	Constante de temps de la ligne en secondes.
Température maximale	20,0...200,0	°C	0,1	90,0	Niveau de température pour le fonctionnement
Seuil alarme	20,0...150,0	°C	0,1	80,0	Niveau de température pour le démarrage (alarme)
Température réenclenchement	20,0...150,0	°C	0,1	70,0	Température pour réinitialiser le réenclenchement de blocage après fonctionnement

Tableau 326: Paramètres de groupe T1PTTR (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Multiplicateur de courant	1...5		1	1	Multiplicateur de courant lorsque la fonction est utilisée pour des lignes parallèles

Tableau 327: Paramètres de non-groupe T1PTTR (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement

Tableau 328: Paramètres de non-groupe T1PTTR (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Température initiale	-50,0...100,0	°C	0,1	0,0	Hausse de température au-dessus de la température ambiante au démarrage

4.1.6.8 Données surveillées

Tableau 329: Données surveillées T1PTTR

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
TEMP	FLOAT32	-100,0 à 9999,9	°C	La température calculée de l'objet protégé
TEMP_RL	FLOAT32	0,00 à 99,99		La température calculée de l'objet protégé relative au niveau de fonctionnement
T_OPERATE	INT32	0...60000	Hz	Durée estimée pour fonctionnement
T_ENA_CLOSE	INT32	0...60000	Hz	Durée estimée pour désactiver BLK_CLOSE
TEMP_AMB	FLOAT32	-99 à 999	°C	La température ambiante utilisée dans le calcul
T1PTTR	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.1.6.9 Données techniques

Tableau 330: T1PTTR - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de déclenchement	Suivant la fréquence du courant mesuré : f_n ±2 Hz
	Mesure du courant : ±1,5% de la valeur de consigne ou ±0,002 x I_n (aux courants compris dans la plage 0,01...4,00 x I_n)
Précision temps de fonctionnement[1)]	±2.0 % de la valeur théorique ou ±0.50 s

1) Courant de surcharge > 1.2 × Température de fonctionnement

4.1.6.10 Historique de révision technique

Tableau 331: Historique de révision technique T1PTTR

Révision technique	Modifier
C	Suppression du paramètre *Sensor available*
D	Ajout de l'entrée `AMB_TEMP`
E	Amélioration interne.
F	Amélioration interne.

4.1.7 Protection triphasée contre les surcharges thermiques, à deux constantes de temps T2PTTR

4.1.7.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection triphasée contre les surcharges thermiques, deux constantes de temps	T2PTTR	3Ith>T/G/C	49T/G/C

4.1.7.2 Bloc fonctionnel

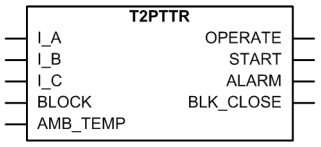


Figure 160: Bloc fonctionnel

4.1.7.3 Fonctionnalité

La fonction de protection triphasée contre les surcharges thermiques à deux constantes de temps T2PTTR protège principalement le transformateur contre les surcharges de courte durée. Le transformateur est protégé contre les surcharges de longue durée grâce au détecteur de température d'huile inclus dans son équipement.

Un signal d'alarme émet une alerte précoce qui permet aux opérateurs d'agir avant la mise hors circuit du transformateur. L'alerte précoce est basée sur la fonctionnalité de mesure du courant triphasé à l'aide d'un modèle thermique incluant deux constantes de temps réglables. Si l'augmentation de la température perdure, T2PTTR s'exécute en fonction du modèle thermique du transformateur.

Après un fonctionnement en surcharge thermique, la remise sous tension du transformateur est empêchée pendant la durée de refroidissement du transformateur. Le refroidissement du transformateur est estimé à l'aide d'un modèle thermique.

4.1.7.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont "On" (activé) et "Off" (désactivé).

Le fonctionnement de T2PTTR peut être décrit à l'aide d'un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

La fonction utilise la température ambiante, qui peut être mesurée localement ou à distance. La mesure locale se fait par le relais de protection. La mesure à distance utilise la communication analogique GOOSE pour se connecter à l'entrée AMB_TEMP.

Si la qualité de la température mesurée à distance est invalide ou que le canal de communication est défectueux, la fonction utilise la température ambiante définie dans *Env temperature Set*.

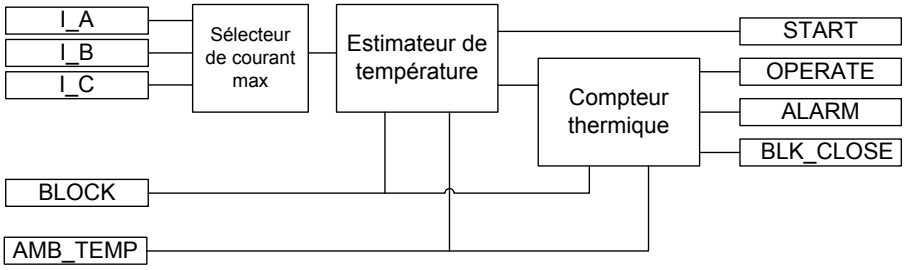


Figure 161: Schéma du module fonctionnel

Sélecteur de courant max

Le sélecteur de courant max de la fonction vérifie en continu la valeur TRMS mesurée la plus élevée du courant de phase. Le sélecteur signale la valeur la plus élevée au compteur thermique.

Estimateur de température

L'augmentation finale de la température est calculée à partir du plus fort des courants triphasés selon l'expression :

$$\Theta_{final} = \left(\frac{I}{I_{ref}} \right)^2 \cdot T_{ref}$$

(Équation 14)

I courant de phase mesuré le plus élevé

I_{ref} valeur du réglage *Operate value* (Seuil de fonctionnement)

T_{ref} valeur définie pour le réglage *Temperature rise* (augmentation de température (°C) avec le courant à l'état stable I_{ref})

La valeur de la température ambiante est ajoutée à l'estimation calculée de l'augmentation finale de la température. Si la valeur totale de la température est supérieure au niveau de température de fonctionnement défini, la sortie START est activée.

Le réglage *Current reference* (Courant de référence) est un courant à l'état stable qui donne la valeur finale de la température à l'état stable *Temperature rise* (Augmentation de température). Il donne une valeur de réglage correspondant à la puissance assignée du transformateur.

Le réglage *Temperature rise* est utilisé lorsque la valeur de l'augmentation de température de référence correspond à la valeur *Current reference*. La valeur de la température et les courants de charge correspondants du transformateur sont généralement donnés par les fabricants de transformateur.

Compteur thermique

T2PTTR applique le modèle thermique à deux constantes de temps pour la mesure de température. L'augmentation de température en degrés Celsius (°C) est calculée à partir du plus fort des courants triphasés selon l'expression :

$$\Delta\Theta = \left[p * \left(\frac{I}{I_{ref}} \right)^2 * T_{ref} \right] \cdot \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau 1}} \right) + \left[(1-p) \cdot \left(\frac{I}{I_{ref}} \right)^2 \cdot T_{ref} \right] \cdot \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau 2}} \right)$$

(Équation 15)

ΔΘ	augmentation de température calculée (°C) dans le transformateur
I	courant de phase mesuré avec la valeur TRMS la plus élevée
Iref	valeur du réglage *Current reference* (courant assigné de l'objet protégé)
Tref	valeur définie pour le réglage *Temperature rise* (augmentation de température (°C) avec le courant à l'état stable I_{ref})
p	valeur définie pour le réglage *Weighting factor p* (facteur de pondération pour la constante de temps courte)
Δt	intervalle de temps entre les calculs de température réelle
τ_1	valeur définie pour le réglage *Short time constant* (la constante de temps courte pour l'échauffement/le refroidissement)
τ_2	valeur définie pour le réglage *Long time constant* (la constante de temps longue pour l'échauffement/le refroidissement)

L'échauffement et le refroidissement selon la courbe thermique à deux constantes de temps sont des caractéristiques des transformateurs. Les constantes de temps thermiques du transformateur protégé sont données en secondes par les paramètres *Short time constant* (constante de temps courte) et *Long time constant* (constante de temps longue). Le réglage *Short time constant* décrit l'échauffement du transformateur en ce qui concerne les enroulements. Le réglage *Long time constant* décrit l'échauffement du transformateur en ce qui concerne l'huile. En utilisant le modèle à deux constantes de temps, le relais de protection est capable de suivre à la fois les variations de température rapides et lentes de l'objet protégé.

Le réglage *Weighting factor p* est le facteur de pondération entre *Short time constant* τ_1 et *Long time constant* τ_2. Plus la valeur de *Weighting factor p* est élevée, plus la partie pentue de la courbe d'échauffement est importante. Lorsque *Weighting factor p* = 1,

seul le réglage *Short time constant* est utilisé. Lorsque *Weighting factor p* = 0, seul le réglage *Long time constant* est utilisé.

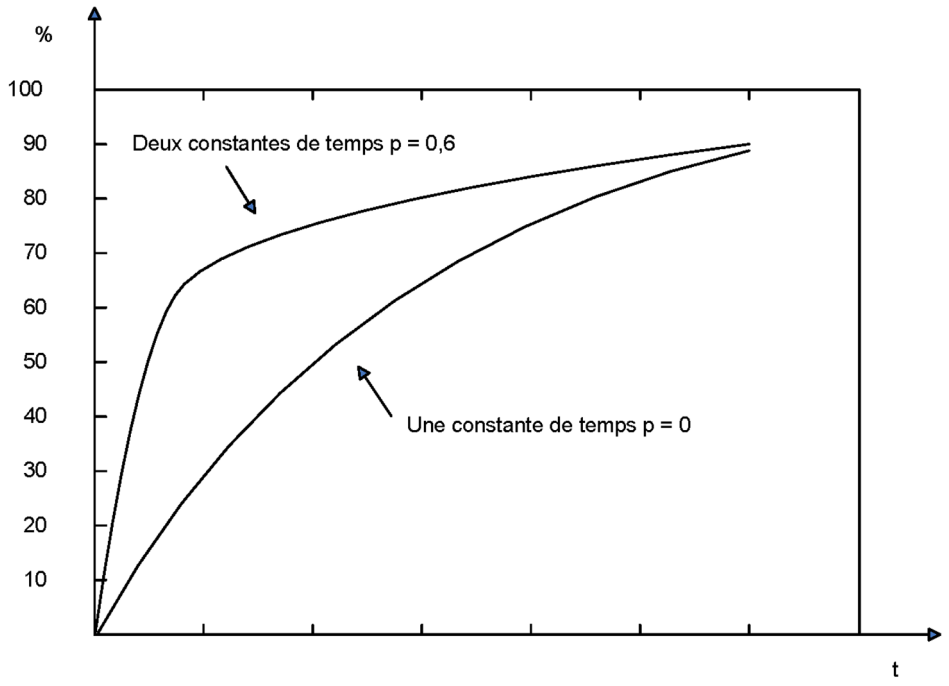


Figure 162: Effet du facteur Weighting factor p (Facteur de pondération p) et différence entre les modèles à deux constantes de temps et à une constante de temps

La température réelle du transformateur est calculée en ajoutant la température ambiante à la température calculée.

$$\Theta = \Delta\Theta + \Theta_{amb}$$

(Équation 16)

- Θ température du transformateur (°C)
- $\Delta\Theta$ augmentation de température calculée (°C) dans le transformateur
- Θ_{amb} valeur définie pour le réglage *Env temperature Set* (Température amb. définie) ou température ambiante mesurée

La température ambiante peut être mesurée par la méthode RTD. La valeur de la température mesurée est connectée, par exemple, de la sortie `AI_VAL3` de la fonction X130 (RTD) à l'entrée `AMB_TEMP` de T2PTTR.

Le réglage *Env temperature Set* est utilisé pour définir la température ambiante si la valeur de mesure de la température ambiante n'est pas connectée à l'entrée `AMB_TEMP`. Le réglage *Env temperature Set* est également utilisé lorsque la mesure de température ambiante connectée à T2PTTR est définie sur "Not in use" dans la fonction X130 (RTD).

Le calcul de température est lancé à partir de la valeur définie dans les paramètres de réglage *Initial temperature* et *Max temperature*. La valeur initiale est un pourcentage de *Max temperature* défini par *Initial temperature*. Cette opération s'effectue lorsque le relais de protection est alimenté ou la fonction désactivée puis réactivée ou réinitialisée via le menu Clear (Effacer). La température est enregistrée dans une mémoire non volatile et restaurée lorsque le relais de protection est redémarré.

Le réglage *Max temperature* définit la température maximale du transformateur en degrés Celsius (°C). La valeur du réglage *Max temperature* est généralement donnée par les fabricants de transformateurs. Les températures réelles d'alarme, de fonctionnement et de verrouillage pour T2PTTR sont données en pourcentages du réglage *Max temperature*.

Lorsque la température du transformateur atteint le seuil d'alarme défini par le réglage *Alarm temperature*, le signal de sortie `ALARM` est activé. Lorsque la température du transformateur atteint le seuil de déclenchement défini par le réglage *Operate temperature*, la sortie `OPERATE` est activée. La sortie `OPERATE` est désactivée lorsque la valeur du courant mesuré tombe en dessous de 10 pour cent de la valeur de *Current reference* (Courant de référence) ou la valeur calculée de la température tombe en dessous de *Operate temperature* (Température de fonctionnement).

Un calcul du temps de fonctionnement actuel avec le courant actuel est également effectué. `T_OPERATE` est calculé uniquement si la température finale calculée est supérieure à la température de fonctionnement. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Après le fonctionnement, il peut y avoir un verrouillage pour reconnecter le circuit déclenché, dû à la fonction de protection contre les surcharges thermiques La sortie de verrouillage `BLK_CLOSE` est activée lorsque la température de l'appareil est supérieure à la valeur de réglage de la température de libération du verrouillage *Reclose temperature* (Température de réenclenchement). Le temps de libération du verrouillage `T_ENA_CLOSE` est également calculé. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

4.1.7.5 Application

Les transformateurs d'un réseau d'alimentation sont construits pour un certain niveau de courant de charge maximale. Si le courant dépasse ce niveau, les pertes sont plus élevées que prévu. Cela donne lieu à une augmentation de la température des transformateurs. Si l'augmentation de la température est trop importante, l'équipement est endommagé :

- L'isolation à l'intérieur du transformateur vieillit plus rapidement, ce qui augmente le risque de défauts internes phase-phase ou phase-terre.
- La formation éventuelle de points chauds à l'intérieur du transformateur dégrade la qualité de l'huile du transformateur.

Dans les situations de contrainte dans les réseaux de distribution, il est nécessaire de surcharger les transformateurs pendant un temps limité sans aucun risque. La

protection thermique contre les surcharges fournit des informations et permet de surcharger temporairement les transformateurs.

Le niveau de charge admissible d'un transformateur de puissance dépend fortement du système de refroidissement du transformateur. Les deux grands principes sont les suivants :

- ONAN : l'air circule naturellement vers les refroidisseurs sans ventilateur, et l'huile circule naturellement sans pompe.
- OFAF : les refroidisseurs sont équipés de ventilateurs pour forcer l'air à refroidir et de pompes pour forcer la circulation de l'huile du transformateur.

La protection a plusieurs jeux de paramètres situés dans les groupes de paramètres, par exemple un pour un refroidissement non forcé et un pour une situation de refroidissement forcé. Le niveau de charge admissible en état d'équilibre ainsi que la constante de temps thermique sont tous deux influencés par le système de refroidissement du transformateur. Le groupe de paramètres actif peut être modifié par un paramètre, ou par une entrée binaire si celle-ci est activée pour ce groupe. Cette fonction peut être utilisée pour les transformateurs où le refroidissement forcé est mis hors service ou le refroidissement supplémentaire est activé. Les paramètres peuvent également être modifiés lorsqu'un ventilateur ou une pompe ne fonctionne pas.

La protection contre les surcharges thermiques estime en permanence le contenu calorifique interne, c'est-à-dire la température du transformateur. Cette estimation est faite en utilisant un modèle thermique du transformateur, basé sur la mesure du courant.

Si le contenu calorifique du transformateur protégé atteint le niveau d'alarme défini, un signal est donné à l'opérateur. Cela permet de prendre les mesures nécessaires dans les réseaux électriques avant que la température n'atteigne une valeur élevée. Si la température continue à augmenter jusqu'à la valeur de déclenchement, la protection actionne le déclenchement du transformateur protégé.

Après le déclenchement, le transformateur doit refroidir jusqu'à un niveau de température permettant de le remettre en service. La fonction T2PTTR continue d'estimer le contenu calorifique du transformateur pendant cette période de refroidissement en utilisant une constante de temps de refroidissement définie. La mise sous tension du transformateur est bloquée jusqu'à ce que le contenu calorifique soit réduit au niveau défini.

La courbe thermique des deux constantes de temps est typique pour un transformateur. Les constantes de temps thermiques du transformateur protégé sont données en secondes par les paramètres *Short time constant* (constante de temps courte) et *Long time constant* (constante de temps longue). Si le fabricant n'indique aucune autre valeur, le paramètre *Long time constant* peut être défini sur 4 920 s (82 minutes) pour un transformateur de distribution et 7 260 s (121 minutes) pour un transformateur d'alimentation. Les valeurs de *Short time constants* correspondantes sont de 306 s (5,1 minutes) et 456 s (7,6 minutes).

Si le fabricant du transformateur de puissance n'en a indiqué qu'une seule, c'est-à-dire une seule constante de temps, celle-ci peut être convertie en deux constantes de temps. La constante de temps unique est également utilisée seule si le paramètre *Weighting factor p* (facteur de pondération p) est défini sur zéro et si la valeur de la constante de temps est réglée sur la valeur du paramètre *Long time constant*. Dans ce cas, l'image thermique correspond au modèle à constante de temps unique.

Tableau 332: Tableau de conversion entre une et deux constantes de temps

Constante de temps unique (min)	*Constante de temps de courte durée* (min)	*Constante de temps de longue durée* (min)	*Facteur pondération p*
10	1,1	17	0,4
15	1,6	25	0,4
20	2,1	33	0,4
25	2,6	41	0,4
30	3,1	49	0,4
35	3,6	58	0,4
40	4,1	60	0,4
45	4,8	75	0,4
50	5,1	82	0,4
55	5,6	90	0,4
60	6,1	98	0,4
65	6,7	107	0,4
70	7,2	115	0,4
75	7,8	124	0,4

Le paramètre par défaut de *Max temperature* est de 105°C. Cette valeur est choisie car même si la norme CEI 60076-7 recommande 98 °C comme température maximale admissible en charge de longue durée, la norme indique également qu'un transformateur peut supporter la charge d'urgence pendant des semaines, voire des mois, ce qui peut faire augmenter la température de l'enroulement à 140 °C. Par conséquent, 105 °C est une valeur de température maximale sûre pour un transformateur si la valeur du paramètre *Max temperature* n'est pas donnée par le fabricant du transformateur.

4.1.7.6 Signaux

Tableau 333: Signaux d'entrée T2PTTR

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
AMB_TEMP	FLOAT32	0	La température ambiante utilisée dans le calcul

Tableau 334: Signaux de sortie T2PTTR

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer
ALARM	BOOLÉEN	Alarme thermique
BLK_CLOSE	BOOLÉEN	Indicateur de surcharge thermique. Pour inhiber le réenclenchement.

4.1.7.7 Paramètres

Tableau 335: Paramètres de groupe T2PTTR (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temp. amb. définie	-50...100	°C	1	40	Température ambiante utilisée lorsqu'aucune autre mesure de température externe n'est disponible
Augmentation de la température	0,0...200,0	°C	0,1	78,0	Arrêter l'augmentation de la température au-dessus de la valeur ambiante
Température maximale	0,0...200,0	°C	0,1	105,0	Température maximale autorisée pour le transformateur
Température de fonctionnement	80,0...120,0	%	0,1	100,0	Température de fonctionnement, valeur en pourcentage
Température d'alarme	40,0...100,0	%	0,1	90,0	Température d'alarme, valeur en pourcentage
Température réenclenchement	40,0...100,0	%	0,1	60,0	Température pour réinitialiser le réenclenchement de blocage après fonctionnement
Constante de temps de courte durée	6...60000	s	1	450	Constante de temps de courte durée en secondes
Constante de temps de longue durée	60...60000	s	1	7200	Constante de temps de longue durée en secondes
Facteur pondération p	0,00...1,00		0,01	0,40	Facteur de pondération de la constante de temps de courte durée

Tableau 336: Paramètres de groupe T2PTTR (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Courant de référence	0,05...4,00	xIn	0,01	1,00	Le courant de charge entraînant l'augmentation de la température

Tableau 337: Paramètres de non-groupe T2PTTR (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement

Tableau 338: Paramètres de non-groupe T2PTTR (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Température initiale	0,0...100,0	%	0,1	80,0	Température initiale, valeur en pourcentage

4.1.7.8 Données surveillées

Tableau 339: Données surveillées T2PTTR

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
TEMP	FLOAT32	-100,0 à 9999,9	°C	La température calculée de l'objet protégé
TEMP_RL	FLOAT32	0,00 à 99,99		La température calculée de l'objet protégé relative au niveau de fonctionnement
T_OPERATE	INT32	0...60000	Hz	Durée estimée pour fonctionnement
T_ENA_CLOSE	INT32	0...60000	Hz	Durée estimée pour désactiver BLK_CLOSE, en secondes
TEMP_AMB	FLOAT32	-99 à 999	°C	La température ambiante utilisée dans le calcul
T2PTTR	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.1.7.9 Données techniques

Tableau 340: T2PTTR - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de déclenchement	Suivant la fréquence du courant mesuré : f_n ±2 Hz
	Mesure du courant : ±1,5% de la valeur de consigne ou ±0,002 x I_n (aux courants compris dans la plage 0,01...4,00 x I_n)
Précision du temps de déclenchement[1)]	±2.0 % de la valeur théorique ou ±0.50 s

1) Courant de surcharge > 1.2 x température de fonctionnement

4.1.7.10 Historique de révision technique

Tableau 341: Historique de révision technique T2PTTR

Révision technique	Modifier
B	Ajout de l'entrée AMB_TEMP
C	Amélioration interne.
D	Amélioration interne.

4.1.8 Protection contre le blocage de la charge moteur JAMPTOC

4.1.8.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection contre le blocage de la charge moteur	JAMPTOC	Ist>	51LR

4.1.8.2 Bloc fonctionnel

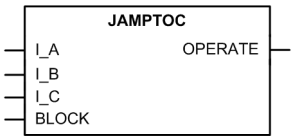


Figure 163: Bloc fonctionnel

4.1.8.3 Fonctionnalité

La fonction de protection contre le blocage de la charge moteur JAMPTOC est utilisée pour protéger le moteur dans les situations de calage ou de blocage mécanique pendant le fonctionnement.

Au démarrage du moteur, une fonction distincte est utilisée pour la protection de démarrage, et la fonction JAMPTOC est normalement bloquée pendant la période de démarrage. Une fois la phase de démarrage passée, JAMPTOC surveille la magnitude des courants de phase. La fonction démarre lorsque le courant mesuré excède le niveau de couple de décrochage, c'est-à-dire est au-dessus de la limite définie. La caractéristique de fonctionnement est temps défini.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Il est possible de bloquer les sorties de la fonction.

4.1.8.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs du paramètre correspondant sont « On » et « Off ».

Le fonctionnement de JAMPTOC peut être décrit à l'aide d'un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

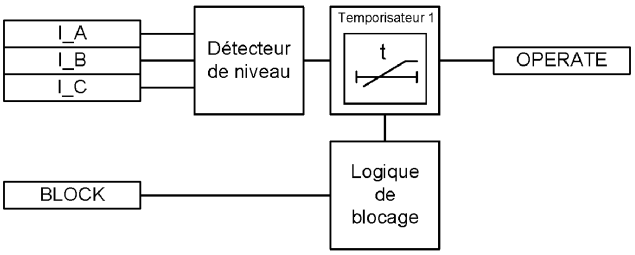


Figure 164: Schéma du module fonctionnel

Détecteur de niveau

Les courants de phases mesurés sont comparés avec la valeur *Start value* (valeur de démarrage) définie. Les valeurs TRMS des courants de phase sont prises en compte pour la détection de niveau. Le module de temporisation est activé si au moins deux des courants de phase mesurés dépassent la valeur *Start value* définie.

Temporisateur

Une fois activé, le signal interne `START` est activé. La valeur est disponible dans l'affichage des données surveillées. La caractéristique du temporisateur se base sur le mode fonctionnement défini (DT). Lorsque le temporisateur de fonctionnement atteint la valeur *Operate delay time*, la sortie `OPERATE` est activée.

Lorsque la temporisation s'est écoulée mais que la condition de blocage du moteur existe toujours, la sortie `OPERATE` reste active jusqu'à ce que les valeurs des courants de phase descendent en dessous de la valeur *Start value*, c'est-à-dire jusqu'à ce que la condition de blocage persiste. Si la situation de chute se produit alors que le temps de fonctionnement est encore en cours de comptage, le temporisateur de réinitialisation est activé. Si la durée de chute dépasse la valeur définie du paramètre *Reset delay time*, le temporisateur de fonctionnement est réinitialisé.

Le temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR, qui indique le pourcentage de la situation de démarrage et du temps de fonctionnement défini. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée `BLOCK` et le réglage global **Configurations/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée `BLOCK` peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de protection. L'influence de l'activation du signal `BLOCK` est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé à la valeur courante. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de

la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie OPERATE (Fonctionnement) n'est pas activée.

4.1.8.5 Application

La protection du moteur en cas de calage est principalement nécessaire pour protéger le moteur de l'augmentation excessive de la température, car le moteur absorbe des courants importants pendant la phase de calage. Cette condition entraîne une hausse de la température dans les enroulements de stator. Du fait de la vitesse réduite, la température augmente également dans le rotor. L'augmentation de la température du rotor est plus critique lorsque le moteur s'arrête.

Les isolations physiques et diélectriques du système se détériorent avec l'âge et cette détérioration est accélérée par la hausse de la température. La durée de vie de l'isolation est liée à l'intervalle de temps pendant lequel l'isolation est maintenue à une température donnée.

Un moteur à induction cale lorsque la valeur de couple de charge excède la valeur de couple de décrochage, entraînant une baisse de la vitesse à zéro ou à un point de fonctionnement stable bien en dessous de la vitesse nominale. Cela se produit, par exemple, lorsque la charge d'arbre appliquée augmente soudainement et dépasse le couple moteur produit en raison des détériorations des coussinets. Cette condition développe un courant moteur presque égal à la valeur du courant de rotor verrouillé.

La fonction JAMPTOC est conçue pour protéger le moteur dans les situations de calage ou de blocage mécanique pendant le fonctionnement. Pour fournir une protection adéquate et fiable aux moteurs en situation de calage, les effets de la température sur le moteur doivent être maintenus dans les limites autorisées.

4.1.8.6 Signaux

Tableau 342: Signaux d'entrée JAMPTOC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 343: Signaux de sortie JAMPTOC

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement

4.1.8.7 Paramètres

Tableau 344: Paramètres de non-groupe JAMPTOC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Valeur démarrage	0,10 à 10,00	xIn	0,01	2,50	Valeur démarrage
Tempo fonctionnement	100...120000	ms	10	2000	Tempo fonctionnement

Tableau 345: Paramètres de non-groupe JAMPTOC (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	100	Temporisation de réinitialisation

4.1.8.8 Données surveillées

Tableau 346: Données surveillées JAMPTOC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Démarrer
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
JAMPTOC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.1.8.9 Données techniques

Tableau 347: JAMPTOC - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de déclenchement	En fonction de la fréquence du courant mesuré : f_n ±2 Hz
	± 1,5 % de la valeur définie ou ± 0,002 × I_n
Temps de réinitialisation	Généralement 40 ms
Taux de réinitialisation	Généralement 0,96
Temps de retard	<35 ms
Précision du temps de fonctionnement en mode temps constant	±1.0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms

4.1.8.10 Historique de révision technique

Tableau 348: Historique de révision technique JAMPTOC

Révision technique	Modification
B	Amélioration interne
C	Amélioration interne

4.1.9 Supervision de la perte de charge LOFLPTUC

4.1.9.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Surveillance de la perte de charge	LOFLPTUC	3I<	37

4.1.9.2 Bloc fonctionnel

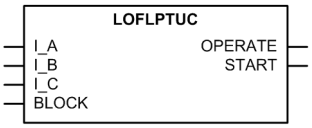


Figure 165: Bloc fonctionnel

4.1.9.3 Fonctionnalité

La fonction de supervision de perte de charge LOFLPTUC est utilisée pour détecter une perte de charge soudaine considérée comme une condition de défaut.

La fonction LOFLPTUC démarre lorsque le courant est inférieur à la limite établie. Elle fonctionne avec la caractéristique de temps défini (DT), ce qui signifie que la fonction s'exécute à l'issue d'un temps de fonctionnement prédéfini et se réinitialise lorsque le courant de défaut disparaît.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si nécessaire, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur défini ou la fonction elle-même.

4.1.9.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs du paramètre correspondant sont « On » et « Off ».

Le fonctionnement de LOFLPTUC peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

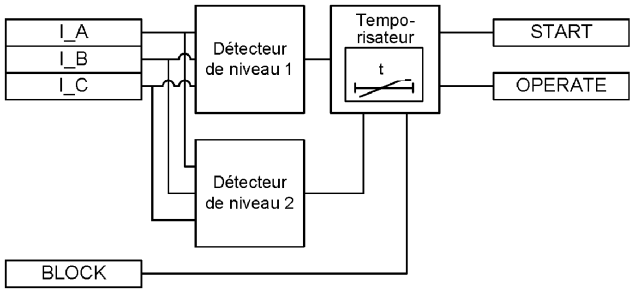


Figure 166: Schéma du module fonctionnel

Détecteur de niveau 1

Ce module compare les courants de phase (valeur efficace) au paramètre *Start value high* (valeur de démarrage haute) défini. Si toutes les valeurs de courant de phase sont inférieures à la valeur *Start value high* définie, la condition de perte de charge est détectée et un signal d'activation est envoyé au temporisateur. Ce signal est désactivé après qu'un ou plusieurs courants de phase aient dépassé la valeur *Start value high* définie de l'élément.

Détecteur de niveau 2

Il s'agit d'un module de détection de courant faible, qui surveille l'état hors tension du moteur. Les courants de phase (valeur efficace) sont comparés au paramètre *Start value low* (valeur de démarrage basse) défini. Si l'une des valeurs de courant de phase est inférieure à la valeur *Start value low* définie, un signal est envoyé pour bloquer le fonctionnement du temporisateur.

Temporisateur

Une fois activé, le temporisateur active la sortie `START`. La caractéristique du temporisateur se base sur le mode fonctionnement défini (DT). Lorsque le temporisateur de fonctionnement atteint la valeur définie par le paramètre *Operate delay time* (Temporisation de fonctionnement), la sortie `OPERATE` est activée. Si le défaut disparaît avant que le module ne puisse fonctionner, le temporisateur de fonctionnement est activé. Si le temporisateur de réinitialisation atteint la valeur définie par *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation), le temporisateur de fonctionnement se réinitialise et la sortie `START` est désactivée.

Le temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR, qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et de la durée de fonctionnement définie. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Le signal `BLOCK` empêche le fonctionnement de la fonction et réinitialise le temporisateur.

4.1.9.5 Application

Lorsqu'un moteur fonctionne avec une charge connectée, il consomme un courant équivalent à une valeur située entre la valeur d'absence de charge et la valeur de courant nominal du moteur. Le courant de charge minimum peut être déterminé en étudiant les caractéristiques de la charge connectée. Lorsque le courant utilisé par le moteur est inférieur au courant de charge minimum utilisé, on peut en déduire que le moteur est déconnecté de la charge ou que le mécanisme d'accouplement est défaillant. Si on laisse le moteur fonctionner dans ces conditions, cela peut aggraver le défaut dans le mécanisme d'accouplement ou causer des blessures au personnel manipulant la machine. C'est pourquoi le moteur doit être déconnecté de l'alimentation électrique dès que la condition ci-dessus est détectée.

LOFLPTUC détecte cette condition en surveillant les valeurs de courant et aide à déconnecter le moteur de l'alimentation électrique instantanément ou au bout d'un certain délai, en fonction des besoins.

Lorsque le moteur est à l'arrêt, le courant est de zéro et il n'est pas recommandé d'activer le déclenchement à ce moment. Le courant minimum utilisé par le moteur lorsqu'il est connecté à l'alimentation électrique est le courant à vide, c'est à dire le courant de seuil de démarrage supérieur. Si le courant utilisé est inférieur au courant de seuil de démarrage inférieur, cela signifie que le moteur est déconnecté de l'alimentation électrique. LOFLPTUC détecte cette condition et en déduit que le moteur est hors tension et désactive la fonction afin d'éviter tout déclenchement inutile.

4.1.9.6 Signaux

Tableau 349: Signaux d'entrée LOFLPTUC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloquer toutes les sorties binaires en réinitialisant les temporisateurs

Tableau 350: Signaux de sortie LOFLPTUC

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

4.1.9.7 Paramètres

Tableau 351: Paramètres de groupe LOFLPTUC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur démarrage seuil bas	0,01 à 0,50	xIn	0,01	0,10	Paramètre de courant/Valeur de démarrage seuil bas
Valeur démarrage seuil haut	0,01 à 1,00	xIn	0,01	0,50	Paramètre de courant/Valeur de démarrage seuil haut
Temporisation de fonctionnement	400...600000	ms	10	2000	Temporisation de fonctionnement

Tableau 352: Paramètres de non-groupe LOFLPTUC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement

Tableau 353: Paramètres de non-groupe LOFLPTUC (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation

4.1.9.8 Données surveillées

Tableau 354: Données surveillées LOFLPTUC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
LOFLPTUC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.1.9.9 Données techniques

Tableau 355: LOFLPTUC - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de déclenchement	En fonction de la fréquence du courant mesuré : f_n ±2 Hz
	± 1,5 % de la valeur définie ou ± 0,002 × I_n
Temps de démarrage	Généralement 300 ms
Temps de réinitialisation	Généralement 40 ms
Suite du tableau à la page suivante	

Caractéristique	Valeur
Taux de réinitialisation	Généralement 1,04
Temps de retard	<35 ms
Précision du temps de fonctionnement en mode temps constant	±1.0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms

4.1.9.10 Historique de révision technique

Tableau 356: Historique de révision technique LOFLPTUC

Révision technique	Modification
B	Amélioration interne
C	Amélioration interne

4.1.10 Perte de phase, minimum de courant PHPTUC

4.1.10.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Perte de phase, minimum de courant	PHPTUC	3I<	37

4.1.10.2 Bloc fonctionnel

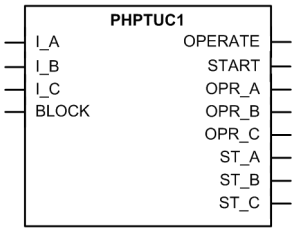


Figure 167: Bloc fonctionnel

4.1.10.3 Fonctionnalité

La fonction de protection contre la perte de phase, minimum de courant PHPTUC est utilisée pour détecter un minimum de courant considéré comme une condition de défaut.

PHPTUC démarre lorsque le courant est inférieur à la limite établie. Les caractéristiques de temps de fonctionnement sont basées sur le temps défini (DT).

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si nécessaire, il est possible de bloquer les sorties de la fonction et de réinitialiser le temporisateur à temps défini.

4.1.10.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs du paramètre correspondant sont « On » et « Off ».

Le fonctionnement de PHPTUC peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

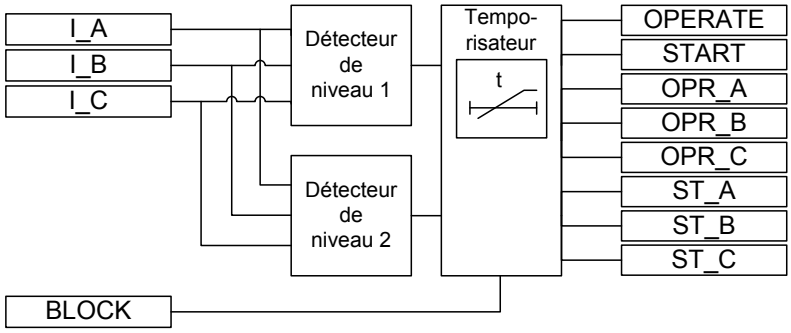


Figure 168: Schéma du module fonctionnel

Détecteur de niveau 1

Ce module compare les courants de phase (valeur efficace) au paramètre *Start value*. Le paramètre *Operation mode* peut être utilisé pour sélectionner le mode « Three phase » (triphasé) ou « Single phase » (monophasé).

Si, en mode « Three phase », toutes les valeurs de courant de phase sont inférieures à la valeur du paramètre *Start value*, la condition est détectée et un signal d'activation est envoyé au temporisateur. Ce signal est désactivé après qu'un ou plusieurs courants de phase aient dépassé la valeur *Start value* définie de l'élément.

Si, en mode « Single phase », l'une des valeurs de courant de phase est inférieure à la valeur du paramètre *Start value*, la condition est détectée et un signal d'activation est envoyé au temporisateur. Ce signal est désactivé après que tous les courants de phase aient dépassé la valeur *Start value* définie de l'élément.

Le relais de protection n'accepte pas que la valeur *Start value* soit inférieure à la valeur *Current block value* (valeur du bloc de courant)

Détecteur de niveau 2

Il s'agit d'un module de détection de courant faible qui surveille l'état hors tension de l'objet protégé. Le module compare les courants de phase (valeur efficace) au paramètre *Start value low*. Si toutes les valeurs de courant de phase sont inférieures au

paramètre *Start value low*, un signal est envoyé pour bloquer le fonctionnement du temporisateur.

Temporisateur

Une fois activé, le temporisateur active la sortie START et la sortie spécifique à la phase ST_X. La caractéristique du temporisateur se base sur le mode fonctionnement défini (DT). Lorsque la temporisation de fonctionnement a atteint la valeur définie par *Operate delay time*, la sortie OPERATE et la sortie spécifique à la phase OPR_X sont activées. Si le défaut disparaît avant que le module ne puisse fonctionner, le temporisateur de fonctionnement est activé. Si le temporisateur de réinitialisation atteint la valeur définie par *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation), le temporisateur de fonctionnement se réinitialise et la sortie START est désactivée.

Le temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR, qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et de la durée de fonctionnement définie. La valeur est disponible dans l'affichage des données surveillées.

Le signal BLOCK empêche le fonctionnement de la fonction et réinitialise le temporisateur.

4.1.10.5 Application

On utilise parfois des transformateurs de puissance de distribution plus petits lorsque la protection à l'extrémité supérieure repose uniquement sur des fusibles de puissance. Lorsqu'un des fusibles à l'extrémité supérieure saute dans une condition monophasée, le côté secondaire n'en a pas connaissance. Le courant inverse qui en résulte entraîne une défaillance prématurée due à l'échauffement excessif et à la rupture de l'isolation du transformateur. La connaissance de cette condition au moment où elle se produit permet un remplacement rapide du fusible et épargne la ressource.

Le paramètre *Current block value* (Valeur de blocage courant) peut être défini à zéro pour ne pas bloquer PHPTUC avec un courant triphasé faible. Cependant, cela génère un envoi d'événement inutile lorsque le transformateur ou l'objet protégé est déconnecté.

Un démarrage et un fonctionnement par phase peuvent donner un meilleur aperçu de l'évolution des défauts lorsqu'une phase a démarré en premier et qu'une autre suit.

La fonction PHPTUC est pensée comme une fonction de protection générale, de sorte à pouvoir être utilisée dans d'autres cas également.

Pour la protection de moteur basée sur la condition de minimum de courant, voir la protection contre la perte de charge.

4.1.10.6 Signaux

Tableau 357: Signaux d'entrée PHPTUC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloquer toutes les sorties binaires en réinitialisant les temporisateurs

Tableau 358: Signaux de sortie PHPTUC

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
OPR_A	BOOLÉEN	Phase de fonctionnement A
OPR_B	BOOLÉEN	Phase de fonctionnement B
OPR_C	BOOLÉEN	Phase de fonctionnement C
START	BOOLÉEN	Démarrer
ST_A	BOOLÉEN	Phase de démarrage A
ST_B	BOOLÉEN	Phase de démarrage B
ST_C	BOOLÉEN	Phase de démarrage C

4.1.10.7 Paramètres

Tableau 359: Paramètres de groupe PHPTUC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur de blocage courant	0,00...0,50	xIn	0,01	0,10	Paramètre de courant faible pour blocage en interne
Valeur de démarrage	0,01...1,00	xIn	0,01	0,50	Paramètre de courant pour démarrage
Temporisation de fonctionnement	50...200000	ms	10	2000	Temporisation de fonctionnement

Tableau 360: Paramètres de non-groupe PHPTUC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Mode de fonctionnement	1 = Triphasé 2 = Monophasé			1 = Triphasé	Nombre de phases nécessaires pour démarrer

Tableau 361: Paramètres de non-groupe PHPTUC (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation

4.1.10.8 Données surveillées

Tableau 362: Données surveillées PHPTUC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
PHPTUC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.1.10.9 Données techniques

Tableau 363: PHPTUC - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de mesure	En fonction de la fréquence de courant mesurée : f_n ± 2 Hz
	± 1,5 % de la valeur définie ou ± 0,002 × I_n
Temps de réponse déclenchement	Généralement < 55 ms
Temps de réinitialisation	<40 ms
Taux de réinitialisation	Généralement 1,04
Temps de retard	<35 ms
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant	±1,0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms

4.1.11 Protection contre les surcharges thermiques des moteurs MPTTR

4.1.11.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection contre les surcharges thermiques des moteurs	MPTTR	3Ith>M	49M

4.1.11.2 Bloc fonctionnel

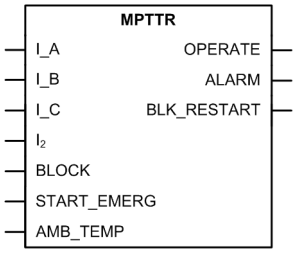


Figure 169: Bloc fonctionnel

4.1.11.3 Fonctionnalité

La fonction de protection des moteurs contre les surcharges thermiques MPTTR protège les moteurs électriques de la surchauffe. MPTTR modélise le comportement thermique du moteur sur la base du courant de charge mesuré et déconnecte le moteur lorsque le contenu thermique atteint 100 %.

Les conditions de surcharge thermique sont les conditions anormales les plus souvent rencontrées dans les applications de moteurs industrielles. Les conditions de surcharge thermique sont généralement le fruit d'une hausse anormale du courant de fonctionnement du moteur, ce qui provoque une augmentation de la dissipation de chaleur du moteur et de la température ou réduit le refroidissement. MPTTR empêche un moteur électrique d'absorber un courant excessif et de surchauffer, car cela entraîne des ruptures prématurées de l'isolation des enroulements et, dans le pire des cas, la combustion des moteurs.

4.1.11.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont "On" (activé) et "Off" (désactivé).

Le fonctionnement de MPTTR peut être décrit à l'aide d'un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

La fonction utilise la température ambiante, qui peut être mesurée localement ou à distance. La mesure locale se fait par le relais de protection. La mesure à distance utilise la communication analogique GOOSE pour se connecter à l'entrée `AMB_TEMP`.

Si la qualité de la température mesurée à distance est invalide ou que le canal de communication est défectueux, la fonction utilise la température ambiante définie dans *Env temperature Set*.

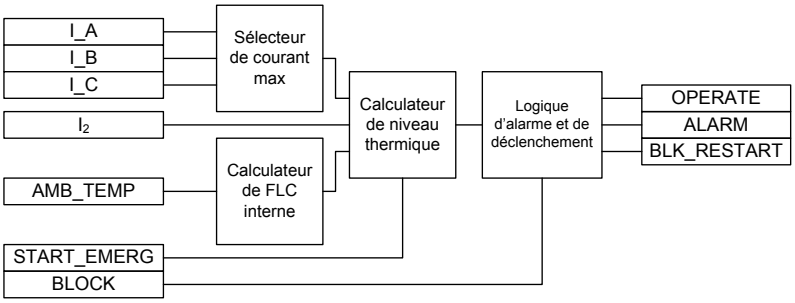


Figure 170: Schéma du module fonctionnel

Sélecteur de courant max

Le sélecteur de courant max sélectionne le courant de phase présentant la valeur TRMS mesurée la plus élevée et le signale au Calculateur de niveau thermique.

Calculateur de FLC interne

Le courant à pleine charge (FLC) du moteur est défini par le fabricant pour une température ambiante de 40 °C. Des précautions particulières doivent être prises pour une application où la température ambiante d'un moteur dépasse ou reste en dessous de 40 °C. Un moteur fonctionnant à une température plus élevée, même à la charge ou en dessous de la charge assignée, peut soumettre ses enroulements à une température excessive similaire à celle résultant d'un fonctionnement en surcharge à température ambiante normale. La puissance du moteur doit être réduite de façon appropriée pour un fonctionnement à ces températures ambiantes élevées. De la même manière, lorsque la température ambiante est considérablement inférieure à 40 °C, le moteur peut être légèrement surchargé. Pour calculer le niveau thermique, il est préférable que les valeurs FLC soient pondérées pour différentes températures. Les courants pondérés sont appelés FLC internes. Un FLC interne se calcule en fonction de la température ambiante indiquée dans le tableau. Le réglage *Env temperature mode* (Mode température amb.) définit si les calculs de niveau thermique sont basés sur le FLC ou le FLC interne.

Lorsque la valeur du réglage *Env temperature mode* est définie sur le mode "FLC Only", aucun FLC interne n'est calculé. À la place, le FLC donné dans la fiche technique du fabricant est utilisé. Lorsque la valeur du réglage *Env temperature mode* est définie sur le mode "Set Amb Temp", le FLC interne est calculé en fonction de la température ambiante utilisée en tant qu'entrée via le réglage *Env temperature Set*. Lorsque la valeur du réglage *Env temperature mode* est définie sur le mode "Use input", le FLC interne est calculé d'après les données de température disponibles via les détecteurs de température à résistance (RTD) en utilisant l'entrée `AMB_TEMP`.

Tableau 364: Modification du FLC interne

Température ambiante T_{amb}	FLC interne
< 20 °C	FLC x 1,09
20 à < 40 °C	FLC x (1,18 - T_{amb} x 0,09/20)
40 °C	FLC
>40 à 65 °C	FLC x (1 –[(T_{amb} -40)/100])
> 65 °C	FLC x 0,75

La température ambiante sert à calculer le niveau thermique et elle est disponible dans la vue des données surveillées sur la sortie `TEMP_AMB`. L'activation de l'entrée `BLOCK` n'affecte pas la sortie `TEMP_AMB`.

Le réglage *Env temperature Set* est utilisé :

- si la valeur de mesure de la température ambiante n'est pas connectée à l'entrée AMB_TEMP dans ACT ;
- lorsque la mesure de la température ambiante connectée à 49M est définie sur "Not in use" dans la fonction RTD ;
- en cas d'erreur ou de mauvais fonctionnement de la sortie RTD.

Calculateur de niveau thermique

Le module calcule la charge thermique en prenant en compte les courants TRMS et inverses. L'échauffement du moteur est déterminé par la valeur quadratique du courant de charge.

Toutefois, en présence de courants de phase déséquilibrés, le courant inverse entraîne un échauffement supplémentaire. En déployant une protection basée sur les deux composantes de courant, on évite un échauffement anormal du moteur.

La charge thermique est calculée en fonction des différentes situations ou des différents fonctionnements et dépend également du niveau du courant de phase. Les équations utilisées pour les calculs d'échauffement sont les suivantes :

$$\theta_B = \left[\left(\frac{I}{k \times I_r} \right)^2 + K_2 \times \left(\frac{I_2}{k \times I_r} \right)^2 \right] \times \left(1 - e^{-t/\tau} \right) \times p\%$$

(Équation 17)

$$\theta_A = \left[\left(\frac{I}{k \times I_r} \right)^2 + K_2 \times \left(\frac{I_2}{k \times I_r} \right)^2 \right] \times \left(1 - e^{-t/\tau} \right) \times 100\%$$

(Équation 18)

I valeur TRMS max. mesurée des courants de phase

I_r valeur définie de *Current reference* (Courant de référence), FLC ou FLC interne

I_2 courant inverse mesuré

k valeur définie de *Overload factor* (Facteur de surcharge)

K_2 valeur définie de *Negative Seq factor* (Facteur inverse)

p valeur définie de *Weighting factor* (Facteur de pondération)

τ constante de temps

L'équation θ_B est utilisée lorsque les valeurs de tous les courants de phase sont en dessous de la limite de surcharge, à savoir k x I_r. L'équation θ_A est utilisée lorsque la valeur de l'un quelconque des courants de phase dépasse la limite de surcharge.

En condition de surcharge, le calculateur de niveau thermique calcule la valeur de θ_B en arrière-plan, et lorsque la surcharge prend fin le niveau thermique passe linéairement de θ_A à θ_B à une vitesse de 1,66 pour cent par seconde. Lorsque le moteur est à l'arrêt, c'est à dire quand le courant est inférieur à la valeur de 0,12 x I_r, le refroidissement est exprimé comme suit :

$$\theta = \theta_{02} \times e^{\frac{-t}{\tau}}$$

(Équation 19)

θ_{02} niveau thermique initial au démarrage du refroidissement

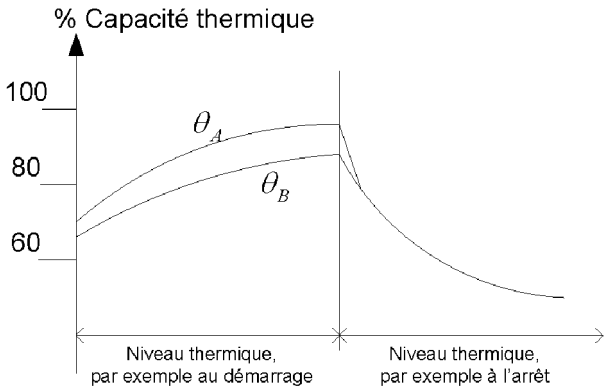


Figure 171: Comportement thermique

Le facteur de surcharge et le facteur d'échauffement du courant inverse requis sont définis par les valeurs des réglages *Overload factor* et *Negative Seq factor*.

Afin de calculer précisément l'état thermique du moteur, différentes constantes de temps sont utilisées dans les équations ci-dessus. Ces constantes de temps sont

utilisées selon les différentes conditions de fonctionnement du moteur, par exemple le démarrage, le fonctionnement normal ou l'arrêt, et sont définies par les réglages *Time constant start*, *Time constant normal* et *Time constant stop*. Seule une constante de temps peut être valide à un instant donné.

Tableau 365: Constantes de temps et valeurs de courant de phase correspondantes

Constante de temps (tau) utilisée	Courant de phase
Constante de temps démarrage	Tous les courants dont la valeur est supérieure à 2,5 x I_r
Constante de temps fonc. normal	Tous les courants dont la valeur est supérieure 0,12 x I_r et tous les courants en dessous de 2,5 x I_r
Constante de temps arrêt	Tous les courants dont la valeur est inférieure à 0,12 x I_r

Le réglage *Weighting factor p* (Facteur de pondération p) détermine le rapport d'augmentation de la température des deux courbes θ_A et θ_B.

Le niveau thermique à la mise sous tension du relais de protection est défini par le réglage *Initial thermal Val* (Niv. thermique initial).

Le calcul de température est lancé à partir de la valeur définie dans le réglage *Initial thermal Val*. Cette opération s'effectue si le relais de protection est alimenté ou la fonction désactivée puis réactivée ou réinitialisée via le menu Clear (Effacer).

La température calculée de l'objet protégé relative au niveau de fonctionnement, la sortie `TEMP_RL`, est disponible dans la vue des données surveillées. L'activation de l'entrée `BLOCK` n'affecte pas la température calculée.

Le niveau thermique au début de la condition de démarrage d'un moteur et à la fin de la condition de démarrage est disponible dans la vue des données surveillées sur les sorties `THERMLEV_ST` et `THERMLEV_END` respectivement. L'activation de l'entrée `BLOCK` n'a aucun effet sur ces sorties.

Logique d'alarme et de déclenchement

Le module génère des signaux d'alarme, d'inhibition de redémarrage et de déclenchement.

Lorsque le niveau thermique dépasse la valeur définie pour le réglage *Alarm thermal value* (Seuil thermique d'alarme), la sortie `ALARM` est activée. Une condition survient parfois lorsqu'il devient nécessaire d'inhiber le redémarrage d'un moteur, par exemple en cas de condition de démarrage extrême comme un temps de démarrage long. Lorsque le niveau thermique dépasse la valeur définie pour le réglage *Restart thermal val* (Seuil thermique de redémarrage), la sortie `BLK_RESTART` est activée. Le temps pour le prochain démarrage de moteur possible est disponible dans la vue des données surveillées sur la sortie `T_ENARESTART`. La sortie `T_ENARESTART` estime le temps pour la désactivation de `BLK_RESTART` en considérant que le moteur est à l'arrêt.

Lorsque le signal de démarrage d'urgence START_EMERG est à l'état haut, le niveau thermique est défini sur une valeur inférieure au niveau thermique d'inhibition de redémarrage. Cela permet au moins un démarrage du moteur, même si le niveau thermique a dépassé le niveau thermique d'inhibition de redémarrage.

Lorsque le niveau thermique atteint 100 pour cent, la sortie OPERATE est activée. La sortie OPERATE est désactivée lorsque la valeur du courant mesuré tombe en dessous de 12 pour cent de *Current reference* (Courant de référence) ou le niveau thermique tombe en dessous de 100 pour cent.

L'activation de l'entrée BLOCK bloque les sorties ALARM, BLK_RESTART et OPERATE.

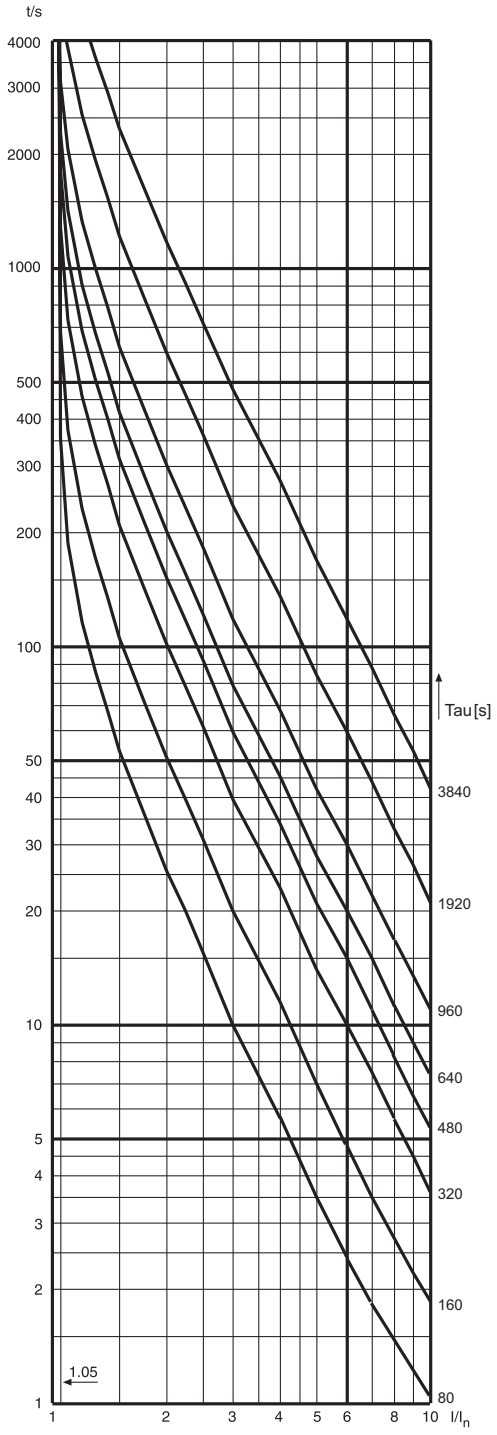


Figure 172: Courbes de déclenchement sans charge préalable et p = 20 à 100 %. Facteur de surcharge = 1,05.

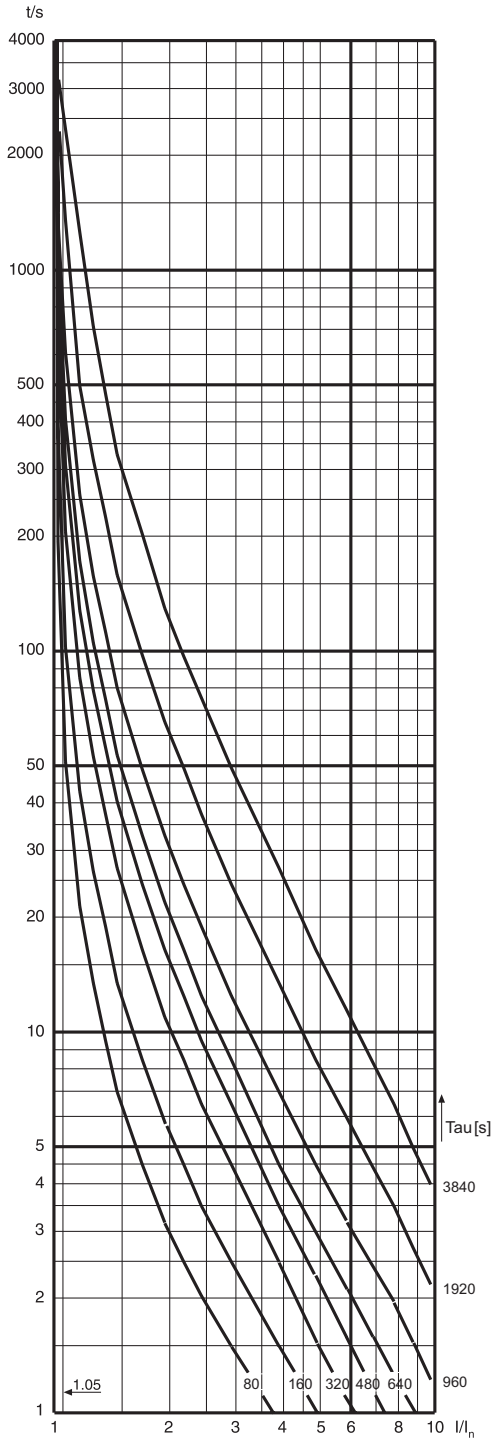


Figure 173: Courbes de déclenchement pour une charge préalable de 1 x FLC et p = 100 %. Facteur de surcharge = 1,05.

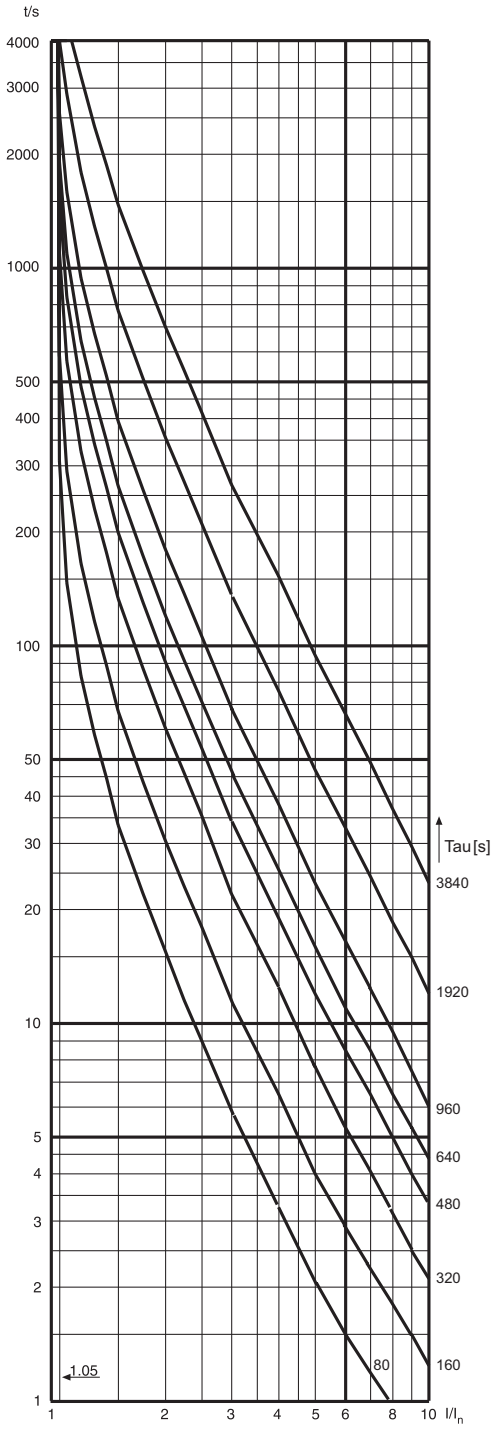


Figure 174: Courbes de déclenchement pour une charge préalable de 1 x FLC et p = 50 %. Facteur de surcharge = 1,05.

4.1.11.5 Application

MPTTR est conçue pour limiter le niveau thermique du moteur à des valeurs prédéterminées en conditions de fonctionnement anormales du moteur. Cela permet d'éviter une défaillance prématurée de l'isolation du moteur.

Les conditions anormales produisent une surchauffe et incluent les surcharges, les blocages, l'impossibilité de démarrer, les températures ambiantes élevées, l'obstruction de la ventilation du moteur, le fonctionnement à vitesse réduite, les démarrages fréquents ou le fonctionnement saccadé, les tensions ou fréquences de ligne faibles ou élevées, les défaillances mécaniques de la charge entraînée, les mauvaises installations et les déséquilibres de tension de ligne ou les tensions monophasées. La protection contre les défaillances d'isolation par la mise en œuvre de capteurs de courant ne peut pas détecter certaines de ces conditions, comme l'obstruction de la ventilation. De la même manière, la protection par mesure de la température uniquement peut s'avérer inappropriée dans les cas de démarrage fréquent ou de fonctionnement saccadé. La protection contre la surcharge thermique prend en compte ces déficiences plus largement en déployant un modèle thermique de moteur basé sur le courant de charge.

La charge thermique est calculée à l'aide de la valeur efficace réelle de la phase et de la valeur de la composante inverse du courant. L'échauffement du moteur est déterminé par la valeur quadratique du courant de charge. Toutefois, lors du calcul du niveau thermique, le courant assigné doit être réévalué ou déclassé en fonction de la valeur de la température ambiante. En-dehors du courant, la vitesse d'échauffement ou de refroidissement du moteur est régie par la constante de temps du moteur.

Réglage du facteur de pondération

Il existe deux courbes thermiques : une qui caractérise les charges de courte durée et les surcharges de longue durée et qui sert également pour le déclenchement et une autre qui est utilisée pour surveiller l'état thermique du moteur. La valeur du réglage *Weighting factor p* (Facteur de pondération p) détermine le rapport d'augmentation de la température des deux courbes.

Lorsque la valeur de *Weighting factor p* est de 100 pour cent, une unité thermique de constante de temps unique pure est produite qui est utilisée pour l'application avec les câbles. Comme présenté sur la Figure 175, la courbe chaude avec une valeur de *Weighting factor p* de 100 pour cent permet uniquement un temps de fonctionnement d'environ 10 pour cent de celui sans charge préalable. Par exemple, lorsque la constante de temps définie est de 640 secondes, le temps de fonctionnement avec une charge préalable de 1 x FLC (courant à pleine charge) et un facteur de surcharge de 1,05 est seulement de 2 secondes, même si le moteur pourrait supporter au moins 5 à 6 secondes. Pour pouvoir utiliser le moteur à pleine capacité, une valeur inférieure de *Weighting factor p* doit être utilisée.

Normalement, une valeur approchée de la moitié de la capacité thermique est utilisée lorsque le moteur tourne à pleine charge. Le réglage *Weighting factor p* est alors de 50 pour cent et le relais de protection notifie une utilisation de 45 à 50 pour cent de la capacité thermique à pleine charge.

Pour les moteurs à démarrage direct sur le réseau avec des tendances aux points chauds, la valeur de *Weighting factor p* est généralement définie sur 50 pour cent, ce qui assure une distinction appropriée entre les contraintes thermiques de courte durée et l'évolution thermique à long terme. Après une courte période de contraintes thermiques, par exemple au démarrage du moteur, le niveau thermique commence à décroître assez brutalement, simulant la stabilisation des points chauds. Par conséquent, la probabilité de démarrages successifs autorisés augmente.

Pour la protection des objets sans tendance aux points chauds, par exemple les moteurs à démarrage progressif, et les câbles, la valeur de *Weighting factor p* est définie sur 100 pour cent. Avec une valeur de *Weighting factor p* de 100 pour cent, le niveau thermique décroît lentement après une condition de charge importante. Cela rend la protection adaptée aux applications pour lesquelles on ne prévoit pas de point chaud. Une valeur entre 50 et 100 pour cent n'est nécessaire que dans des cas particuliers où la protection contre les surcharges thermiques doit suivre plus étroitement les caractéristiques de l'objet à protéger et la capacité thermique de l'objet est très bien connue.

Pour les applications de moteur où, par exemple, deux démarrages à chaud sont autorisés à la place de trois démarrages à froid, une valeur du réglage *Weighting factor p* de 40 pour cent s'est révélée utile. Il convient d'être vigilant en cas de réglage de la valeur de *Weighting factor p* significativement en dessous de 50 pour cent car il existe une possibilité de surcharge de l'objet protégé, une unité thermique pouvant permettre de trop nombreux démarrages à chaud ou l'évolution thermique du moteur pouvant n'avoir pas été suffisamment prise en compte.

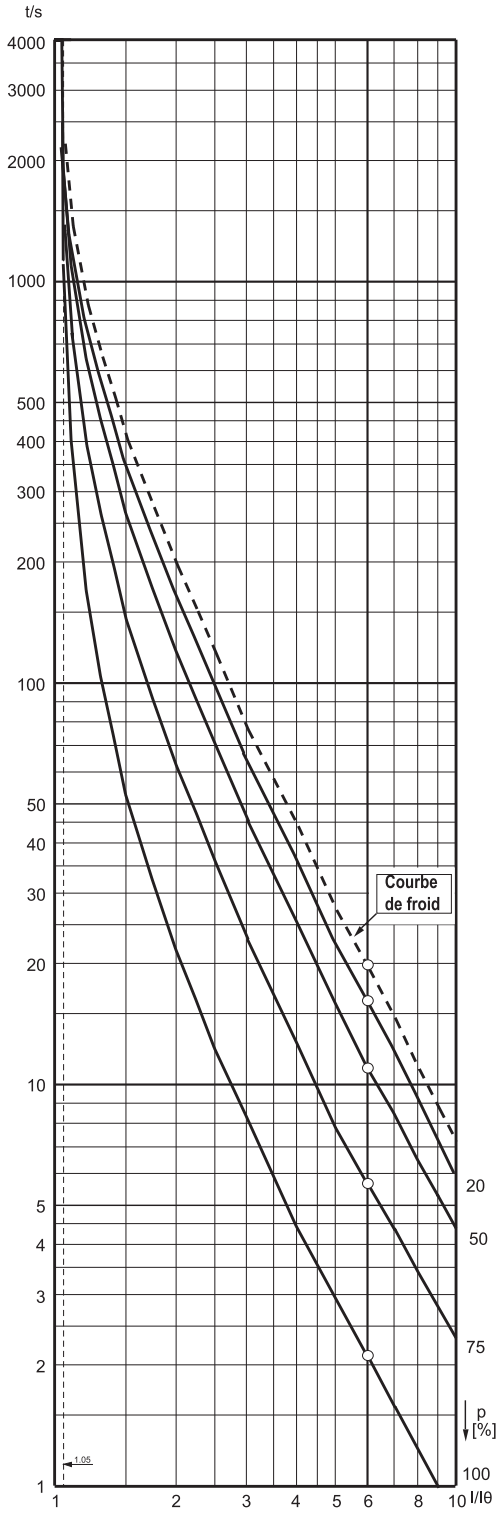


Figure 175: Influence de Weighting factor p pour une charge précédente de 1xFLC, une constante de temps = 640 s et Overload factor = 1,05

Réglage du facteur de surcharge

La valeur de *Overload factor* (Facteur de surcharge) définit la charge continue admissible la plus élevée. La valeur recommandée est 1,05.

Réglage du facteur inverse

En condition de déséquilibre, la symétrie des courants statoriques est perturbée et un courant de composante inverse contrarotative s'établit. L'augmentation du courant statorique entraîne un échauffement supplémentaire du stator et le courant de composante inverse entraîne un échauffement excessif du rotor. Des problèmes mécaniques comme des vibrations du rotor peuvent également survenir.

La cause la plus courante de déséquilibre des moteurs triphasés est la perte de phase résultant d'un fusible, connecteur ou conducteur ouvert. Les problèmes mécaniques peuvent souvent être plus graves que les effets d'échauffement et une protection distincte contre les déséquilibres est donc mise en œuvre.

Les déséquilibres dans les autres charges connectées sur le même jeu de barres peuvent aussi affecter le moteur. Un déséquilibre de tension produit généralement un déséquilibre de courant 5 à 7 fois supérieur. La protection contre les surcharges thermiques étant basée sur la valeur efficace vraie (TRMS) la plus élevée du courant de phase, l'échauffement supplémentaire dans l'enroulement du stator est automatiquement pris en compte. Pour une modélisation thermique plus précise, le réglage *Negative Seq factor* (Facteur inverse) est utilisé pour prendre en compte l'effet d'échauffement du rotor.

$$Negative\,Seq\ factor = \frac{R_{R2}}{R_{R1}}$$

(Équation 20)

R_{R2} résistance inverse du rotor

R_{R1} résistance directe du rotor

Une estimation prudente du réglage peut être calculée :

$$Negative\,Seq\ factor = \frac{175}{I_{LR}^2}$$

(Équation 21)

I_{LR} courant rotor bloqué (multiple de la valeur de *Rated current* (Courant assigné) définie). Identique au courant de démarrage au début du démarrage du moteur.

Par exemple, si le courant assigné d'un moteur vaut 230 A, le courant de démarrage est 5,7 x I_r,

$$Negative\,Seq\ factor = \frac{175}{5.7^2} = 5.4$$

(Équation 22)

Réglage du seuil de redémarrage thermique

Le seuil de désactivation du démarrage peut être calculé comme suit :

$$\theta_i = 100\% - \left(\frac{\text{temps de démarrage du moteur}}{\text{temps de fonctionnement en l'absence de charge préalable}} \times 100\% + \text{marge} \right)$$

(Équation 23)

Par exemple, le temps de démarrage du moteur est de 11 secondes, le courant de démarrage vaut 6 x courant assigné et *Time constant start* (Constante de temps démarrage) est défini sur 800 secondes. À l'aide de la courbe de déclenchement sans charge préalable, le temps de fonctionnement à 6 x courant assigné est de 25 secondes, un démarrage de moteur utilise 11/25 ≈ 45 pour cent de la capacité thermique du moteur. Par conséquent, le seuil de désactivation du démarrage doit être réglé en dessous de 100 pour cent - 45 pour cent = 55 pour cent, par exemple sur 50 pour cent (100 pour cent - (45 pour cent + marge), où la marge est de 5 pour cent).

Réglage du seuil d'alarme thermique

On évite le déclenchement causé par une surcharge importante en réduisant la charge du moteur sur une alarme préalable.

La valeur de *Alarm thermal value* (Seuil d'alarme thermique) est réglée sur un niveau qui permet d'utiliser la pleine capacité thermique du moteur sans provoquer de déclenchement en raison d'une durée de surcharge importante. En général, le seuil d'alarme préalable est réglé sur une valeur de 80 à 90 pour cent du seuil de déclenchement.

4.1.11.6 Signaux

Tableau 366: Signaux d'entrée MPTTR

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
I_2	SIGNAL	0	Courant inverse
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
START_EMERG	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal pour indiquer la nécessité d'un démarrage d'urgence
AMB_TEMP	FLOAT32	0	La température ambiante utilisée dans le calcul

Tableau 367: Signaux de sortie MPTTR

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
ALARM	BOOLÉEN	Alarme thermique
BLK_RESTART	BOOLÉEN	Indicateur de surcharge thermique, pour inhiber le redémarrage

4.1.11.7 Paramètres

Tableau 368: Paramètres de groupe MPTTR (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Facteur surcharge	1,00...1,20		0,01	1,05	Facteur de surcharge (k)
Seuil alarme thermique	50,0...100,0	%	0,1	95,0	Niveau thermique au-dessus duquel la fonction émet une alarme
Seuil therm. redem.	20,0...80,0	%	0,1	40,0	Niveau thermique au-dessus duquel la fonction empêche le redémarrage du moteur
Facteur inverse	0,0...10,0		0,1	0,0	Facteur d'échauffement du courant inverse
Facteur pondération p	20,0...100,0	%	0,1	50,0	Facteur de pondération (p)
Cte temps normal	80...4000	s	1	320	Constante de temps du moteur pendant le fonctionnement normal du moteur
Constante de temps démarrage	80...4000	s	1	320	Constante de temps du moteur pendant le démarrage du moteur
Constante de temps arrêt	80...60000	s	1	500	Constante de temps du moteur pendant la condition d'arrêt du moteur
Mode temp amb	1 = FLC seulement 2 = Utiliser entrée 3 = Temp. amb. déf.			1 = FLC seulement	Mode de mesure de la température ambiante
Temp. amb. définie	-20,0...70,0	°C	0,1	40,0	Température ambiante utilisée lorsqu'aucune autre mesure de température externe n'est disponible

Tableau 369: Paramètres de non-groupe MPTTR (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement

Tableau 370: Paramètres de non-groupe MPTTR (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Courant de référence	0,30...2,00	xIn	0,01	1,00	Le courant de charge entraînant l'augmentation de la température
Niv. thermique initial	0,0...100,0	%	0,1	74,0	Niveau thermique initial du moteur

4.1.11.8 Données surveillées

Tableau 371: Données surveillées MPTTR

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
TEMP_RL	FLOAT32	0,00...9,99		La température calculée de l'objet protégé relative au niveau de fonctionnement
TEMP_AMB	FLOAT32	-99...999	°C	La température ambiante utilisée dans le calcul
THERMLEV_ST	FLOAT32	0,00...9,99		Niveau thermique au début du démarrage du moteur
THERMLEV_END	FLOAT32	0,00...9,99		Niveau thermique à la fin de la condition de démarrage du moteur
T_ENARESTART	INT32	0...99999	Hz	Durée estimée pour réinitialiser le redémarrage du bloc
MPTTR	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État
Therm-Lev	FLOAT32	0,00...9,99		Niveau thermique de l'objet protégé (1.00 correspond au niveau de fonctionnement)

4.1.11.9 Données techniques

Tableau 372: MPTTR - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de déclenchement	Suivant la fréquence du courant mesuré : f_n ±2 Hz
	Mesure du courant : ±1,5% de la valeur de consigne ou ±0,002 x I_n (aux courants compris dans la plage 0,01...4,00 x I_n)
Précision du temps de déclenchement[1)]	±2.0 % de la valeur théorique ou ±0.50 s

1) Courant de surcharge > 1,2 × Température de déclenchement

4.1.11.10 Historique de révision technique

Tableau 373: Historique de révision technique MPTTR

Révision technique	Modification
B	Ajout d'une nouvelle entrée AMB_TEMP. Ajout d'une nouvelle sélection pour le paramètre *Env temperature mode* « Entrée d'utilisation ».
C	Amélioration interne.
D	Passage de la valeur maximale de plage d'arrêt de constante de temps de 8 000 s à 60 000 s.
E	Amélioration interne.

4.2 Protection contre les défauts à la terre

4.2.1 Protection non directionnelle contre les défauts à la terre EFxPTOC

4.2.1.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection non directionnelle contre les défauts à la terre, seuil bas	EFLPTOC	Io>	51N-1
Protection non directionnelle contre les défauts à la terre, seuil haut	EFHPTOC	Io>>	51N-2
Protection non directionnelle contre les défauts à la terre, seuil instantané	EFIPTOC	Io>>>	50N/51N

4.2.1.2 Bloc fonctionnel

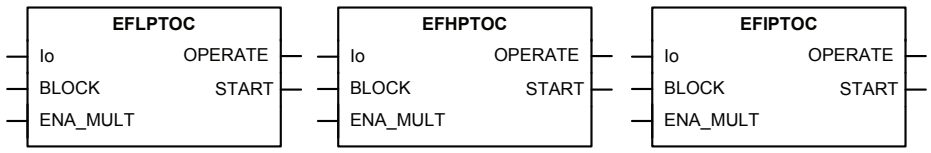


Figure 176: Bloc fonctionnel

4.2.1.3 Fonctionnalité

La protection non directionnelle contre les défauts à la terre EFxPTOC sert de protection non directionnelle contre les défauts à la terre pour les lignes d'alimentation.

La fonction démarre et fonctionne lorsque le courant résiduel dépasse la limite établie. La caractéristique de temps de fonctionnement pour le seuil bas EFLPTOC et le seuil haut EFHPTOC peut être sélectionnée pour être soit un temps constant (DT) ou un temps minimum constant inverse (IDMT). Le seuil instantané EFIPTOC fonctionne toujours avec la caractéristique DT.

En mode DT, la fonction s'active après un temps de fonctionnement prédéfini et se réinitialise lorsque le courant de défaut disparaît. Le mode IDMT fournit des caractéristiques du temporisateur en fonction du courant.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si l'opérateur le souhaite, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur ou la fonction elle-même.

4.2.1.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont "On" (activé) et "Off" (désactivé).

Le fonctionnement de EFxPTOC peut être décrit à l'aide d'un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

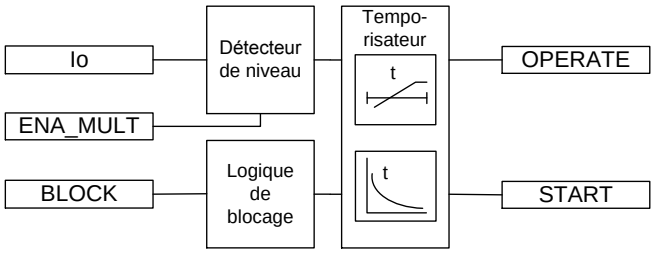


Figure 177: Schéma du module fonctionnel

Détecteur de niveau

La grandeur de fonctionnement peut être sélectionnée par le réglage *Io signal Sel* (Sél. signal Io). Les options disponibles sont "Measured Io" (Io mesuré) et "Calculated Io » (Io calculé). La grandeur de fonctionnement est comparée à la valeur définie pour *Start value* (Seuil de démarrage). Si la valeur mesurée dépasse la valeur de *Start value*, le détecteur de niveau transmet un signal d'activation au module temporisateur. Si l'entrée `ENA_MULT` est active, le paramètre *Start value* (Valeur de démarrage) est multiplié par le paramètre *Start value Mult* (Multiplicateur de valeur de démarrage).

Le relais de protection n'accepte pas les réglages *Start value* ou *Start value Mult* si le produit de ces réglages sort de la plage de réglage du paramètre *Start value* (Seuil de démarrage).

La multiplication de la valeur de démarrage s'effectue normalement lorsque la fonction de détection de courant d'appel (INRPHAR) est connectée à l'entrée ENA_MULT.

Temporisateur

Une fois activé, le temporisateur active la sortie START. En fonction de la valeur du paramètre *Operating curve type* (Type de courbe de fonctionnement), les caractéristiques de temps se basent sur les modes DT ou IDMT. Lorsque le temporisateur de fonctionnement a atteint la valeur du paramètre *Operate delay time* (Durée de temporisation du fonctionnement) en mode DT ou la valeur maximale définie par la courbe de temps inverse, la sortie OPERATE est activée.

Lorsque la courbe IDMT programmable par l'utilisateur est sélectionnée, les caractéristiques de durée de fonctionnement sont définies par les paramètres *Curve parameter A*, *Curve parameter B*, *Curve parameter C*, *Curve parameter D* et *Curve parameter E* (Paramètres de courbe).

En cas de situation de « chute », c'est-à-dire quand un défaut disparaît subitement avant que la durée de fonctionnement ne soit dépassée, l'état de réinitialisation du temporisateur est activé. La fonctionnalité du temporisateur en état de réinitialisation dépend de la combinaison des paramètres *Operating curve type* (Type de courbe de fonctionnement), *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation) et *Reset delay time* (Durée de temporisation de réinitialisation). Si l'utilisateur choisir la caractéristique DT, le temporisateur de réinitialisation fonctionne jusqu'à ce que la valeur *Reset delay time* (Durée de temporisation de réinitialisation) définie soit dépassée. Si l'utilisateur sélectionne les courbes IDMT, le paramètre *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation) peut être réglé sur trois modes : « Immediate » (Immédiat), « Def time reset » (Réinitialisation sur durée définie) ou « Inverse reset » (Réinitialisation inversée). La courbe de réinitialisation de type « Immediate » entraîne une réinitialisation immédiate. Avec le type de courbe de réinitialisation « Def time reset », la durée de réinitialisation dépend du paramètre *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation). Avec le type de courbe de réinitialisation « Inverse reset » (Réinitialisation inversée), la durée de réinitialisation est fonction durant présent lors de la « chute ». La sortie START est désactivée à l'expiration du temporisateur de réinitialisation.



La sélection de la courbe « Inverse reset » (Réinitialisation inversée) n'est prise en charge que par l'ANSI ou les courbes IDMT programmables par l'utilisateur. Si un autre type de courbe de fonctionnement est sélectionné, une réinitialisation immédiate se produit durant la chute.

Le réglage *Time multiplier* (Facteur multiplicateur de temps) est utilisé pour mettre à l'échelle les durées de fonctionnement et de réinitialisation IDMT.

Le paramètre *Minimum operate time* (Durée de fonctionnement minimum) définit la durée de fonctionnement minimale souhaitée pour le mode IDMT. Ce paramètre n'est applicable que si les courbes IDMT sont utilisées.

Le paramètre *Minimum operate time* (Durée de fonctionnement minimum) doit être utilisé avec une grande précaution, car la durée de fonctionnement est basée sur la courbe IDMT, mais utilise toujours au moins la valeur du paramètre *Minimum operate time*. Pour plus d'informations, voir la section Courbes IDMT pour la protection à maximum de cournat dans ce manuel.

Le temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR, qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et de la durée de fonctionnement définie. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée `BLOCK` et le réglage global **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée `BLOCK` peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de protection. L'influence de l'activation du signal `BLOCK` est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé sur la valeur courante, mais la sortie `OPERATE` (Fonctionnement n'est pas désactivée lorsque le blocage est activé. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie `OPERATE` (Fonctionnement) n'est pas activée.

4.2.1.5 Modes de mesure

La fonction utilise trois modes de mesure différents : « RMS » (valeur efficace), « DFT » (transformée de Fourier discrète) et « Peak-to-Peak » (crête-à-crête). Le paramètre *Measurement mode* permet de sélectionner un de ces modes de mesure.

Tableau 374: Modes de mesure pris en charge par les seuils EFxPTOC

Mode de mesure	EFLPTOC	EFHPTOC	EFIPTOC
RMS	x	x	
DFT	x	x	
Peak-to-Peak	x	x	x

Pour obtenir une description détaillée des modes de mesure, reportez-vous à la section Modes de mesure du présent manuel.

4.2.1.6 Caractéristiques de temporisateur

EFxPTOC prend en charge à la fois les caractéristiques DT et IDMT. L'utilisateur peut sélectionner les caractéristiques du temporisateur avec les paramètres *Operating curve type* et *Type of reset curve*. Lorsque la caractéristique DT est sélectionnée, il est uniquement affecté par les paramètres *Operate delay time* et *Reset delay time*.

Le relais de protection fournit 16 courbes de caractéristiques IDMT, dont sept sont conformes à la norme IEEE C37.112 et six à la norme CEI 60255-3. Deux courbes suivent les caractéristiques spéciales de la praxie ABB, et sont nommées RI et RD. En outre, une courbe programmable par l'utilisateur peut être utilisée si aucune des courbes standard n'est applicable. L'utilisateur peut choisir la caractéristique DT en sélectionnant la valeur « ANSI Def » pour le paramètre *Operating curve type*. Time" ou "IEC Def. Time". Dans les deux cas, la fonctionnalité est identique.

Les caractéristiques suivantes, conformes à la liste de la spécification CEI 61850-7-4, indiquent les caractéristiques prises en charge par différents seuils :

Tableau 375: Caractéristiques de temporisateur prises en charge par différents seuils

Type de courbe de fonctionnement	EFLPTOC	EFHPTOC
(1) ANSI extrêmement inverse	x	x
(2) ANSI très inverse	x	
(3) ANSI inverse normal	x	x
(4) ANSI modérément inverse	x	
(5) ANSI temps constant	x	x
(6) Temps long extrêmement inverse	x	
(7) Temps long très inverse	x	
(8) Temps long inverse	x	
(9) IEC inverse normal	x	x
(10) IEC très inverse	x	x
(11) IEC inverse	x	
(12) IEC extrêmement inverse	x	x
(13) IEC temps inverse court	x	
(14) IEC temps inverse long	x	
(15) IEC temps constant	x	x
(17) Courbe programmable par l'utilisateur	x	x
(18) type RI	x	
(19) type RD	x	

La fonction EFIPTOC ne prend en charge que les caractéristiques de temps défini.

Pour obtenir une description détaillée du temporisateur, reportez-vous à la section Fonctionnalités du bloc fonctionnel général du présent manuel.

Tableau 376: Caractéristiques du temps de réinitialisation prises en charge par différents seuils

Type de courbe de réinitialisation	EFLPTOC	EFHPTOC	Remarque
(1) Immédiat	x	x	Disponible pour toutes les courbes de temps de fonctionnement
(2) Réarmement temps constant	x	x	Disponible pour toutes les courbes de temps de fonctionnement
(3) Réarmement inverse	x	x	Disponible uniquement pour les courbes ANSI et les courbes programmables par l'utilisateur

Le paramètre *Type of reset curve* ne s'applique pas à EFIPTOC ni lorsque le fonctionnement DT est sélectionné. La réinitialisation est purement définie par le paramètre *Reset delay time*.

4.2.1.7 Application

EFxPTOC est conçu pour la protection et l'élimination des défauts à la terre dans les réseaux de distribution et de sous-transmission dans lesquels le point neutre est isolé ou relié à la terre via une bobine de résonance ou une faible résistance. Il s'applique également aux réseaux mis directement à la terre et à la protection contre les défauts à la terre de différents équipements raccordés aux systèmes d'alimentation, tels que les batteries de condensateurs shunt, les inductances shunt ou la protection de secours contre les défauts à la terre des transformateurs électriques.

De nombreuses applications nécessitent plusieurs étapes utilisant différents niveaux de démarrage de courant et différentes temporisations. EFxPTOC se compose de trois seuils de protection différents

- EFLPTOC bas
- EFHPTOC haut
- EFIPTOC instantané

EFLPTOC contient plusieurs types de caractéristiques de temporisation. EFHPTOC et EFIPTOC sont utilisés pour l'élimination rapide des graves défauts à la terre.

4.2.1.8 Signaux

Tableau 377: Signaux d'entrée EFLPTOC

Nom	Type	Par défaut	Description
Io	SIGNAL	0	Courant résiduel
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
ENA_MULT	BOOLÉEN	0 = Faux	Active le signal pour multiplicateur de courant

Tableau 378: Signaux d'entrée EFHPTOC

Nom	Type	Par défaut	Description
Io	SIGNAL	0	Courant résiduel
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
ENA_MULT	BOOLÉEN	0 = Faux	Active le signal pour multiplicateur de courant

Tableau 379: Signaux d'entrée EFIPTOC

Nom	Type	Par défaut	Description
Io	SIGNAL	0	Courant résiduel
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
ENA_MULT	BOOLÉEN	0 = Faux	Active le signal pour multiplicateur de courant

Tableau 380: Signaux de sortie EFLPTOC

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

Tableau 381: Signaux de sortie EFHPTOC

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

Tableau 382: Signaux de sortie EFIPTOC

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

4.2.1.9 Paramètres

Tableau 383: Paramètres de groupe EFLPTOC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Seuil de démarrage	0,010...5,000	xIn	0,005	0,010	Seuil de démarrage
Multiplicateur de seuil de démarrage	0,8...10,0		0,1	1,0	Multiplicateur pour mise à l'échelle de la valeur de démarrage
Multiplicateur de temps	0,05...15,00		0,01	1,00	Multiplicateur de temps dans les courbes CEI/ANSI IDMT
Temporisation de fonctionnement	40...200000	ms	10	40	Temporisation de fonctionnement
Type de courbe de fonctionnement	1 = ANSI extrêmement inverse 2 = ANSI très inverse 3 = ANSI normalement inverse 4 = ANSI modérément inverse 5 = ANSI temps constant Heure 6 = Temps long extrêmement inverse 7 = Temps long très inverse 8 = Temps long inverse 9 = CEI normalement inverse 10 = CEI très inverse 11 = CEI inverse 12 = CEI extrêmement inverse 13 = CEI temps court inverse 14 = CEI temps long inverse 15 = CEI temps constant Heure 17 = Programmable 18 = Type RI 19 = Type RD			15 = CEI temps constant Heure	Sélection du type de courbe du délai d'attente

Tableau 384: Paramètres de groupe EFLPTOC (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Type de courbe de réinitialisation	1 = Immédiat 2 = Réarmement temps constant 3 = Réarmement inverse			1 = Immédiat	Sélection du type de courbe de réinitialisation

Tableau 385: Paramètres de non-groupe EFLPTOC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Opération	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Paramètre de courbe A	0,0086...120,0000		1	28,2000	Paramètre A pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe B	0,0000...0,7120		1	0,1217	Paramètre B pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe C	0,02...2,00		1	2,00	Paramètre C pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe D	0,46...30,00		1	29,10	Paramètre D pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe E	0,0...1,0		1	1,0	Paramètre E pour la courbe programmable par le client

Tableau 386: Paramètres de non-groupe EFLPTOC (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temps min. de fonctionnement	20...60000	ms	1	20	Durée minimale de fonctionnement pour les courbes IDMT
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation
Mode de mesure	1 = RMS 2 = DFT 3 = Crête à crête			2 = DFT	Sélectionne le mode de mesure utilisé
Io signal Sel	1 = Io mesuré 2 = Io calculé			1 = Io mesuré	Sélection à utiliser pour le signal

Tableau 387: Paramètres de groupe EFHPTOC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur démarrage	0,10...40,00	xIn	0,01	0,10	Valeur de démarrage
Multiplicateur valeur démarrage	0,8...10,0		0,1	1,0	Multiplicateur pour mise à l'échelle de la valeur de démarrage
Facteur multiplicateur de temps	0,05...15,00		0,01	1,00	Multiplicateur de temps dans les courbes CEI/ANSI IDMT
Tempo fonctionnement	40...200000	ms	10	40	Temporisation de fonctionnement
Type de courbe de fonctionnement	1 = ANSI extrêmement inverse 3 = ANSI normalement inverse 5 = ANSI temps constant Time 9 = CEI normalement inverse 10 = CEI très inverse 12 = CEI extrêmement inverse 15 = CEI temps constant Time 17 = Programmable			15 = CEI temps constant Time	Sélection du type de courbe du délai d'attente

Tableau 388: Paramètres de groupe EFHPTOC (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Type de courbe de réinitialisation	1 = Immédiat 2 = Réarmement temps constant 3 = Réarmement inverse			1 = Immédiat	Sélection du type de courbe de réinitialisation

Tableau 389: Paramètres de non-groupe EFHPTOC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Paramètre de courbe A	0,0086...120,0000		1	28,2000	Paramètre A pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe B	0,0000...0,7120		1	0,1217	Paramètre B pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe C	0,02...2,00		1	2,00	Paramètre C pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe D	0,46...30,00		1	29,10	Paramètre D pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe E	0,0...1,0		1	1,0	Paramètre E pour la courbe programmable par le client

Tableau 390: Paramètres de non-groupe EFHPTOC (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temps min de fonctionnement	20...60000	ms	1	20	Durée minimale de fonctionnement pour les courbes IDMT
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation
Mode de mesure	1 = RMS 2 = DFT 3 = Crête à crête			2 = DFT	Sélectionne le mode de mesure utilisé
Io signal Sel	1 = Io mesuré 2 = Io calculé			1 = Io mesuré	Sélection à utiliser pour le signal

Tableau 391: Paramètres de groupe EFIPTOC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur démarrage	1,00...40,00	xIn	0,01	1,00	Valeur démarrage
Multiplicateur valeur démarrage	0,8...10,0		0,1	1,0	Multiplicateur pour mise à l'échelle de la valeur de démarrage
Temporisation de fonctionnement	20...200000	ms	10	20	Temporisation de fonctionnement

Tableau 392: Paramètres de non-groupe EFIPTOC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement

Tableau 393: Paramètres de non-groupe EFIPTOC (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation
Io signal Sel	1 = Io mesuré 2 = Io calculé			1 = Io mesuré	Sélection à utiliser pour le signal

4.2.1.10 Données surveillées

Tableau 394: Données surveillées EFLPTOC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
EFLPTOC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

Tableau 395: Données surveillées EFHPTOC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
EFHPTOC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

Tableau 396: Données surveillées EFIPTOC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
EFIPTOC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.2.1.11 Données techniques

Tableau 397: EFxPTOC - Données techniques

Caractéristique		Valeur		
Précision de déclenchement		En fonction de la fréquence du courant mesuré : f_n ±2 Hz		
	EFLPTOC	± 1,5 % de la valeur définie ou ± 0,002 × I_n		
	EFHPTOC et EFIPTOC	±1.5 % de la valeur de consigne ou ±0.002 x I_n (avec des courants de l'ordre de 0.1...10 × I_n) ±5,0% de la valeur de consigne (avec des courants de l'ordre de 10...40 × I_n)		
Temps de démarrage [1)2)]		Minimum	Standard	Maximum
	EFIPTOC : $I_{Défaut}$ = 2 × *Seuil de déclenchement* $I_{Défaut}$ = 10 × *Seuil de déclenchement*	16 ms 11 ms	19 ms 12 ms	23 ms 14 ms
	EFHPTOC et EFLPTOC : $I_{Défaut}$ = 2 × *Seuil de déclenchement*	23 ms	26 ms	29 ms
Temps de réinitialisation		Généralement 40 ms		
Taux de réinitialisation		Généralement 0,96		
Temps de retard		<30 ms		

Suite du tableau à la page suivante

Caractéristique	Valeur
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant	±1,0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms
Précision du temps de déclenchement en mode temps inverse	±5,0 % de la valeur théorique ou ±20 ms [3]
Suppression des harmoniques	RMS : Pas de suppression DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5,… Crête à crête : Pas de suppression

1) *Measurement mode* (Mode de mesure) = défaut (dépend du seuil), courant avant défaut = 0,0 × I_n, f_n = 50 Hz, courant de défaut à la terre avec fréquence nominale injecté à partir d'un déphasage aléatoire, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie de signal
3) *Seuil de déclenchement* maximum = 2.5 × I_n, *Seuil de déclenchement* : multiples compris entre 1.5 et 20

4.2.1.12 Historique de révision technique

Tableau 398: Historique de révision technique EFIPTOC

Révision technique	Modifier
B	Les valeurs minimum et par défaut sont passées à 40 ms pour le paramètre *Operate delay time* (Temporisation de fonctionnement).
C	Les valeurs minimum et par défaut sont passées à 20 ms pour le paramètre *Operate delay time*. La valeur minimum est passée à 1,00 x I_n pour le paramètre *Start value* (Seuil de démarrage).
D	Un paramètre de réglage a été ajouté pour la sélection « Measured Io » (Io mesuré) ou « Calculated Io » (Io calculé).
E	Amélioration interne
F	Amélioration interne

Tableau 399: Historique de révision technique EFHPTOC

Révision technique	Modifier
B	Les valeurs minimum et par défaut sont passées à 40 ms pour le paramètre *Operate delay time*.
C	Un paramètre de réglage a été ajouté pour la sélection « Measured Io » (Io mesuré) ou « Calculated Io » (Io calculé).
D	La valeur d'incrément est passée de 0,05 à 0,01 pour le réglage *Time multiplier*
E	Amélioration interne
F	Amélioration interne

Tableau 400: Historique de révision technique EFLPTOC

Révision technique	Modifier
B	Les valeurs minimum et par défaut sont passées à 40 ms pour le paramètre *Operate delay time* (Temporisation de fonctionnement).
C	Le pas *Start value* (Seuil de démarrage) est passé à 0,005
D	Un paramètre de réglage a été ajouté pour la sélection « Measured Io » (Io mesuré) ou « Calculated Io » (Io calculé).
E	La valeur d'incrément est passée de 0,05 à 0,01 pour le réglage *Time multiplier*
F	Amélioration interne
G	Amélioration interne

4.2.2 Protection directionnelle contre les défauts à la terre DEFxPDEF

4.2.2.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection directionnelle contre les défauts de terre, seuil bas	DEFLPDEF	Io> ->	67N-1
Protection directionnelle contre les défauts de terre, seuil haut	DEFHPDEF	Io>> ->	67N-2

4.2.2.2 Bloc fonctionnel

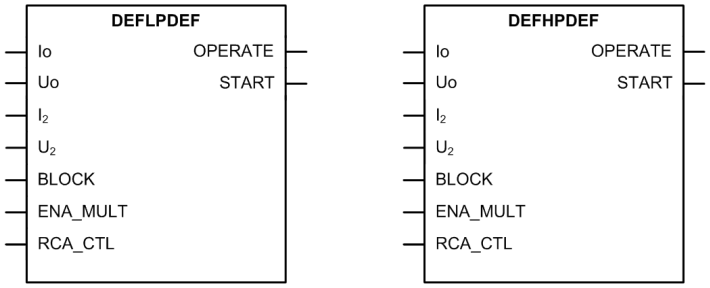


Figure 178: Bloc fonctionnel

4.2.2.3 Fonctionnalité

La protection directionnelle contre les défauts à la terre DEFxPDEF sert de protection directionnelle contre les défauts à la terre pour les lignes d'alimentation.

La fonction démarre et fonctionne lorsque la quantité en fonctionnement (courant) et la grandeur de polarisation (tension) dépassent les limites établies et que l'angle entre elles se trouve dans le secteur de fonctionnement défini. La caractéristique de temps de fonctionnement pour le seuil bas DEFLPDEF et le seuil haut DEFHPDEF peut être sélectionnée pour être soit un temps constant (DT) ou un temps minimum constant inverse (IDMT).

En mode DT, la fonction s'active après un temps de fonctionnement prédéfini et se réinitialise lorsque le courant de défaut disparaît. Le mode IDMT fournit des caractéristiques du temporisateur en fonction du courant.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si l'opérateur le souhaite, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur ou la fonction elle-même.

4.2.2.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondants sont « On » et « Off ».

Le fonctionnement de la fonction DEFxPDEF peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

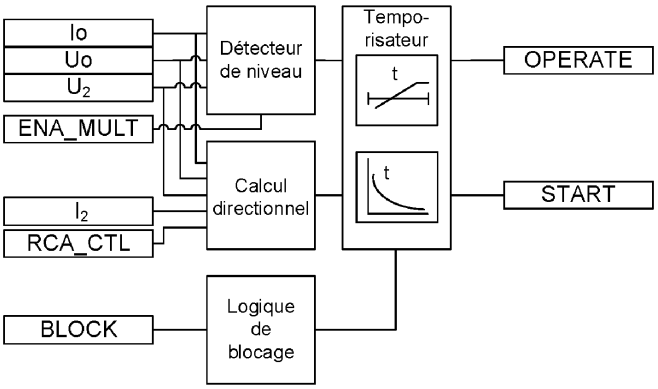


Figure 179: Schéma du module fonctionnel

Détecteur de niveau

L'amplitude de la grandeur de fonctionnement est comparée à *Start value* et l'amplitude de la grandeur de polarisation est comparée à *Voltage start value*. Si les deux limites sont dépassées, le détecteur de niveau transmet un signal d'activation au module temporisateur. Lorsque le paramètre *Enable voltage limit* est réglé sur « False », *Voltage start value* n'a aucun effet et la détection du niveau est purement basée sur la grandeur de fonctionnement. Si l'entrée `ENA_MULT` est active, le paramètre *Start value* (Valeur de démarrage) est multiplié par le paramètre *Start value Mult* (Multiplicateur de valeur de démarrage).

La grandeur de fonctionnement (courant résiduel) peut être sélectionnée avec le paramètre *Io signal Sel*. Les options sont « Measured Io » et « Calculated Io ». Si « Measured Io » est sélectionnée, le rapport de courant pour le canal Io est donné dans **Configuration/Analog inputs/Current (Io,CT)**. Si « Calculated Io » est sélectionnée, le rapport de courant est obtenu à partir des canaux de courant de phase donnés dans **Configuration/Analog inputs/Current (3I,CT)**.

La grandeur de fonctionnement (tension résiduelle) peut être sélectionnée avec le paramètre *Uo signal Sel*. Les options sont « Measured Uo » et « Calculated Uo ». Si « Measured Uo » est sélectionnée, le rapport de tension pour le canal Uo est donné dans **Configuration/Analog inputs/Voltage (Uo,VT)**. Si « Calculated Uo » est sélectionnée, le rapport de tension est obtenu à partir des canaux de tension de phase indiqués dans **Configuration/Analog inputs/Voltage (3U,VT)**.

Exemple 1: Io est mesuré avec le câble à noyau TC (100/1 A) et Uo est mesuré à partir des TT connectés en triangle ouvert (20/√(3) kV : 100/racine carrée (3) V : 100/3 V). Dans ce cas, « Measured Io » et « Measured Uo » sont sélectionnés. Les valeurs nominales du courant résiduel et de la tension résiduelle sont obtenues à partir des rapports de TC et de TT saisis dans « Residual current Io » : **Configuration/Analog inputs/Current (Io,CT)** : 100 A : 1 A. la tension résiduelle Uo : **Configuration/ Analog inputs/Voltage (Uo,VT)** : 11,547 kV : 100 V. *Start value* de 1,0 × In correspond à 1,0 * 100 A = 100 A au primaire. *Voltage start value* de 1,0 × Un correspond à 1,0 * 11,547 kV = 11,547 kV au primaire.

Exemple 2: Io et Uo sont tous deux calculés à partir des grandeurs de phase. Le rapport TC de phase est de 100 : 1 A et le rapport TT de phase est de 20/√(3) kV : 100/√(3) V. Dans ce cas, « Calculated Io » et « Calculated Uo » sont sélectionnés. Les valeurs nominales du courant résiduel et de la tension résiduelle sont obtenues à partir des rapports de TC et de TT saisis dans « Residual current Io » : **Configuration/Analog inputs/Current (3I,CT)** : 100 A : 1 A. La tension résiduelle Uo : **Configuration/ Analog inputs/Voltage (3U,VT)** : 20.000 kV : 100 V. *Start value* de 1,0 × In correspond à 1,0 * 100 A = 100 A au primaire. *Voltage start value* de 1,0 × Un correspond à 1,0 * 20,000 kV = 20,000 kV au primaire.



Si « Calculated Uo » est sélectionnée, la valeur nominale de la tension résiduelle est toujours la tension phase-phase. Ainsi, le paramètre maximum valable pour la valeur de démarrage de la tension résiduelle est 0,577 × Un. L'Uo calculée nécessite que les trois tensions phase-terre soient connectées au relais de protection. Uo ne peut pas être calculé à partir des tensions phase-phase.



Si le paramètre *Enable voltage limit* est défini sur la valeur « True », l'amplitude de la grandeur de polarisation est vérifiée même si *Directional mode* a été réglé sur « Non-directional » ou *Allow Non Dir* sur la valeur « True ». Le relais de protection n'accepte pas *Start value* ou le paramètre *Start value Mult* si le produit de ces paramètres dépasse la plage du paramètre *Start value*.

En général, l'entrée ENA_MULT est connectée à la fonction de détection d'appel INRHPAR. En cas d'appel, INRPHAR active l'entrée ENA_MULT, qui multiplie *Start value* par le paramètre *Start value Mult*.

Calcul directionnel

Le module de calcul directionnel surveille l'angle entre la grandeur de polarisation et la grandeur de fonctionnement. Selon le paramètre *Pol quantity*, la grandeur de polarisation peut être la tension résiduelle (mesurée ou calculée) ou la tension inverse. Lorsque l'angle est dans le secteur de fonctionnement, le module envoie le signal d'activation au module temporisateur.

Le niveau de signal minimum qui permet le fonctionnement directionnel peut être réglé avec les paramètres *Min operate current* et *Min operate voltage*.

Si le paramètre *Pol quantity* est réglé sur « Zero. seq. volt », le courant résiduel et la tension résiduelle sont utilisés pour le calcul directionnel.

Si *Pol quantity* est réglée sur « Neg. seq. volt », le courant inverse et la tension inverse sont utilisés pour le calcul directionnel.

Dans les schémas de phaseur représentant le fonctionnement de DEFxPDEF, la polarité de la grandeur polarisation (Uo ou U2) est inversée, c'est-à-dire que la grnadeur de polarisation dans les schémas de phaseur est soit -Uo soit -U2. L'inversion se fait en inversant la polarité du canal de mesure du courant résiduel (voir le schéma de connexion dans le manuel d'application). De même, la polarité des Io et I_2 calculés est également inversée.

Pour définir le secteur de fonctionnement, il existe cinq modes disponibles via le paramètre *Operation mode*.

Tableau 401: Modes de fonctionnement

Mode de fonctionnement	Description
Angle de phase	Les secteurs de fonctionnement direct et inverse sont définis avec les paramètres *Min forward angle*, *Max forward angle*, *Min reverse angle* et *Max reverse angle*.
IoSin	Les secteurs de fonctionnement sont définis comme « forward » lorsque |Io| x sin (ANGLE) a une valeur positive et « reverse » lorsque la valeur est négative. ANGLE est la différence d'angle entre -Uo et Io.
IoCos	En mode « IoSin ». Seul le cosinus est utilisé pour le calcul du courant de fonctionnement.
Angle de phase 80	Les valeurs maximales du secteur sont immobilisées à 80 degrés respectivement. Seuls les paramètres *Min forward angle* et *Min reverse angle* sont réglables.
Angle de phase 88	Les valeurs maximales du secteur sont immobilisées à 88 degrés. Sinon, il s'agit du mode « Phase angle 80 ».

La sélection de la grandeur de polarisation « Neg. seq. volt. » n'est disponible que dans le mode de fonctionnement « Phase angle ».

Le fonctionnement directionnel peut être sélectionné par le paramètre *Directional mode*. Les alternatives sont le fonctionnement « Non-directional », « Forward » et « Reverse ». Le critère de fonctionnement est sélectionné par le paramètre *Operation mode*. En réglant *Allow Non Dir* sur la valeur « True », le fonctionnement non directionnel est autorisé lorsque l'information directionnelle n'est pas valide, c'est-à-dire lorsque l'amplitude de la grandeur de polarisation est inférieure à la valeur du paramètre *Min operate voltage*.

En général, le sens de rotation du réseau est antihoraire et défini comme « ABC ». Si le sens de rotation du réseau est inversé, c'est-à-dire dans le sens horaire, c'est-à-dire « ACB », l'équation de calcul de la composante de tension inverse doit être modifiée. Le sens de rotation du réseau est défini par un paramètre système *Phase rotation*. Le calcul de la composante est affecté mais le calcul de la différence d'angle reste le même. Lorsque la tension résiduelle est utilisée comme méthode de polarisation, le changement de sens de rotation du réseau n'a aucun effet sur le calcul du sens.

Le sens de rotation du réseau est défini dans le relais de protection à l'aide du paramètre du menu de l'IHM : **Configuration/System/ Phase rotation**.
La valeur du paramètre par défaut est « ABC ».

Si le paramètre *Enable voltage limit* est défini sur la valeur « True », l'amplitude de la grandeur de polarisation est vérifiée même si *Directional mode* a été réglé sur « Non-directional » ou *Allow Non Dir* sur la valeur « True ».

Le paramètre *Characteristic angle* est utilisé dans le mode « Phase angle » pour ajuster le fonctionnement selon la méthode de mise à la terre du point neutre de sorte que dans un réseau isolé *Characteristic angle* (φ_{RCA}) = -90° et dans un réseau compensé φ_{RCA} = 0°. En outre, l'angle caractéristique peut être modifié par le signal de commande `RCA_CTL`. `RCA_CTL` affecte le paramètre *Characteristic angle*.

Le paramètre *Correction angle* peut être utilisé pour améliorer la sélectivité en raison des imprécisions des transformateurs de mesure. Le paramètre diminue le secteur de fonctionnement. La correction ne peut être utilisée qu'avec les modes « IoCos » ou « IoSin ».

La polarité de la grandeur de polarisation peut être inversée en réglant le paramètre *Pol reversal* sur la valeur « True », ce qui fait tourner la grandeur de polarisation de 180 degrés.

Pour les définitions des différentes caractéristiques directionnelles de défaut de terre, voir la section Caractéristiques directionnelles de défaut de terre de ce manuel.

Pour les définitions des différentes caractéristiques directionnelles de défaut de terre, reportez-vous aux informations générales sur les caractéristiques des blocs fonctionnels.

Le module de calcul directionnel calcule plusieurs valeurs qui sont présentées dans les données surveillées.

Tableau 402: Surveillance des valeurs des données

Surveillance des valeurs des données	Description
FAULT_DIR	La direction de défaut détectée lors de situations de défaut, c'est-à-dire lorsque la sortie START est active.
DIRECTION	La sortie momentanée de l'indication du sens de fonctionnement.
ANGLE	Aussi appelé angle de fonctionnement, il indique la différence d'angle entre la grandeur de polarisation (Uo, U_2) et la grandeur de fonctionnement (Io, I_2).
ANGLE_RCA	La différence d'angle entre l'angle de fonctionnement et le *Characteristic angle*, c'est-à-dire ANGLE_RCA = ANGLE - *Characteristic angle*.
I_OPER	Le courant qui est utilisé pour la détection des défauts. Si le paramètre *Operation mode* est « Phase angle », « Phase angle 80 » ou « Phase angle 88 », I_OPER est le courant résiduel mesuré ou calculé. Si le paramètre *Operation mode* de fonctionnement est « IoSin », I_OPER est calculé comme suit I_OPER = Io x sin(ANGLE). Si le paramètre *Operation mode* est « IoCos », I_OPER est calculé comme suit I_OPER = Io x cos(ANGLE).

Les valeurs des données surveillées sont accessibles sur l'IHML ou par des outils de communication.

Temporisateur

Une fois activé, le temporisateur active la sortie START. En fonction de la valeur du paramètre *Operating curve type* (Type de courbe de fonctionnement), les caractéristiques de temps se basent sur les modes DT ou IDMT. Lorsque le temporisateur de fonctionnement a atteint la valeur du paramètre *Operate delay time* (Durée de temporisation du fonctionnement) en mode DT ou la valeur maximale définie par la courbe de temps inverse, la sortie OPERATE est activée.

Lorsque la courbe IDMT programmable par l'utilisateur est sélectionnée, les caractéristiques de durée de fonctionnement sont définies par les paramètres *Curve parameter A*, *Curve parameter B*, *Curve parameter C*, *Curve parameter D* et *Curve parameter E* (Paramètres de courbe).

En cas de situation de « chute », c'est-à-dire quand un défaut disparaît subitement avant que la durée de fonctionnement ne soit dépassée, l'état de réinitialisation du temporisateur est activé. La fonctionnalité du temporisateur en état de réinitialisation dépend de la combinaison des paramètres *Operating curve type* (Type de courbe de fonctionnement), *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation) et *Reset delay time* (Durée de temporisation de réinitialisation). Si l'utilisateur choisir la caractéristique DT, le temporisateur de réinitialisation fonctionne jusqu'à ce que la valeur *Reset delay time* (Durée de temporisation de réinitialisation) définie soit dépassée. Si l'utilisateur sélectionne les courbes IDMT, le paramètre *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation) peut être réglé sur trois modes : « Immediate » (Immédiat), « Def time reset » (Réinitialisation sur durée définie) ou « Inverse reset » (Réinitialisation inversée). La courbe de réinitialisation de type « Immediate » entraîne une réinitialisation immédiate. Avec le type de courbe de réinitialisation « Def time reset », la durée de réinitialisation dépend du paramètre *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation). Avec le type de courbe de réinitialisation « Inverse reset » (Réinitialisation inversée), la durée de réinitialisation est fonction durant présent lors de la « chute ». La sortie `START` est désactivée à l'expiration du temporisateur de réinitialisation.



La sélection de la courbe « Inverse reset » (Réinitialisation inversée) n'est prise en charge que par l'ANSI ou les courbes IDMT programmables par l'utilisateur. Si un autre type de courbe de fonctionnement est sélectionné, une réinitialisation immédiate se produit durant la chute.

Le réglage *Time multiplier* (Facteur multiplicateur de temps) est utilisé pour mettre à l'échelle les durées de fonctionnement et de réinitialisation IDMT.

Le paramètre *Minimum operate time* (Durée de fonctionnement minimum) définit la durée de fonctionnement minimale souhaitée pour le mode IDMT. Ce paramètre n'est applicable que si les courbes IDMT sont utilisées.



Le paramètre *Minimum operate time* (Durée de fonctionnement minimum) doit être utilisé avec une grande précaution, car la durée de fonctionnement est basée sur la courbe IDMT, mais utilise toujours au moins la valeur du paramètre *Minimum operate time*. Pour plus d'informations, voir la section Courbes IDMT pour la protection à maximum de cournat dans ce manuel.

Le temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR, qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et de la durée de fonctionnement définie. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée BLOCK et le réglage global **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée BLOCK peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de protection. L'influence de l'activation du signal BLOCK est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode*.

.

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé sur la valeur courante, mais la sortie OPERATE (Fonctionnement n'est pas désactivée lorsque le blocage est activé. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie OPERATE (Fonctionnement) n'est pas activée.

4.2.2.5 Principes de défaut de terre directionnel

Dans de nombreux cas, il est difficile d'obtenir une protection sélective contre les défauts de terre en se basant uniquement sur l'amplitude du courant résiduel. Pour obtenir un système de protection sélective contre les défauts de terre, il est nécessaire de prendre en compte l'angle de phase de Io. Pour ce faire, on compare l'angle de phase avec la grandeur de fonctionnement et la grandeur de polarisation.

Angle caractéristique du relais

Le paramètre *Characteristic angle*, également appelé angle caractéristique de relais (RCA), angle de base du relais ou angle de couple maximal (MTA), est utilisé dans le mode « Phase angle » pour faire tourner la caractéristique directionnelle si l'angle du courant de défaut attendu ne coïncide pas avec la quantité de polarisation pour produire le couple maximal. Autrement dit, le RCA est l'angle entre la ligne de couple maximum et la quantité de polarisation. Si la quantité de polarisation est en phase avec la ligne de couple maximum, RCA est de 0 degré. L'angle est positif si le courant de fonctionnement ralentit par rapport à la quantité de polarisation et négatif s'il est en avance par rapport à la quantité de polarisation.

Exemple 1

Le mode « Phase angle » est sélectionné, réseau compensé (φRCA = 0 degré)

=> *Characteristic angle* = 0 deg

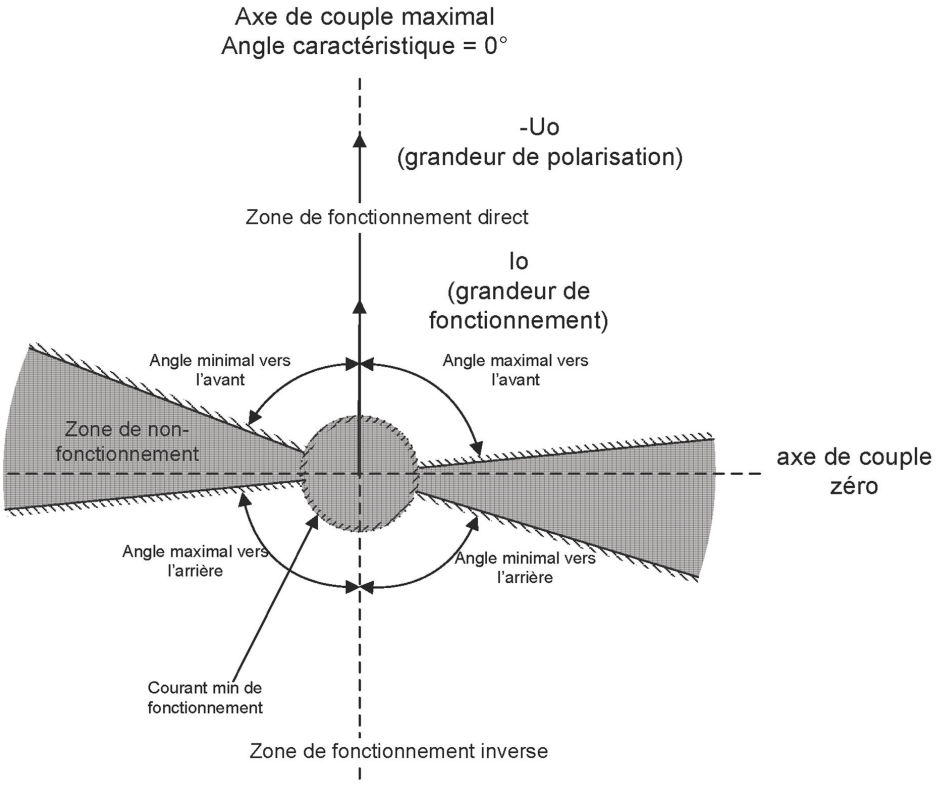


Figure 180: Définition de l'angle caractéristique du relais, RCA = 0 degrés dans un réseau compensé

Exemple 2

Le mode « Phase angle » est sélectionné, réseau solidement relié à la terre (φRCA = +60 deg)

=> *Characteristic angle* = +60 deg

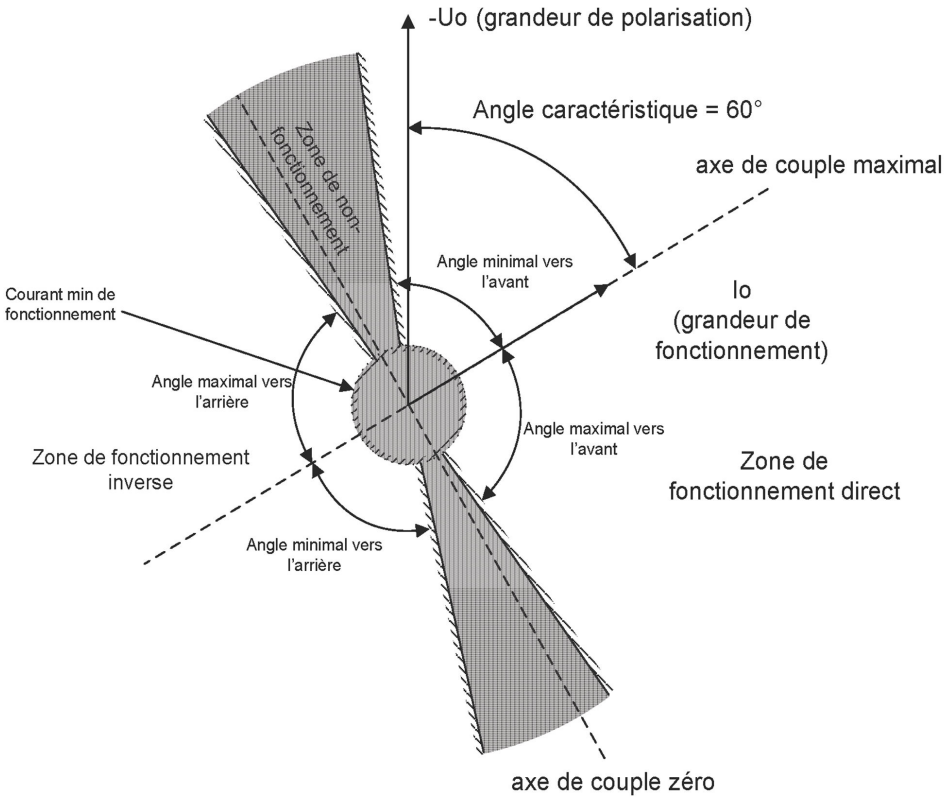


Figure 181: Définition de l'angle caractéristique du relais, RCA = +60 degrés dans un réseau solidement relié à la terre

Exemple 3

Le mode « Phase angle » est sélectionné, réseau isolé (φRCA = -90 deg)

=> *Characteristic angle* = -90 deg

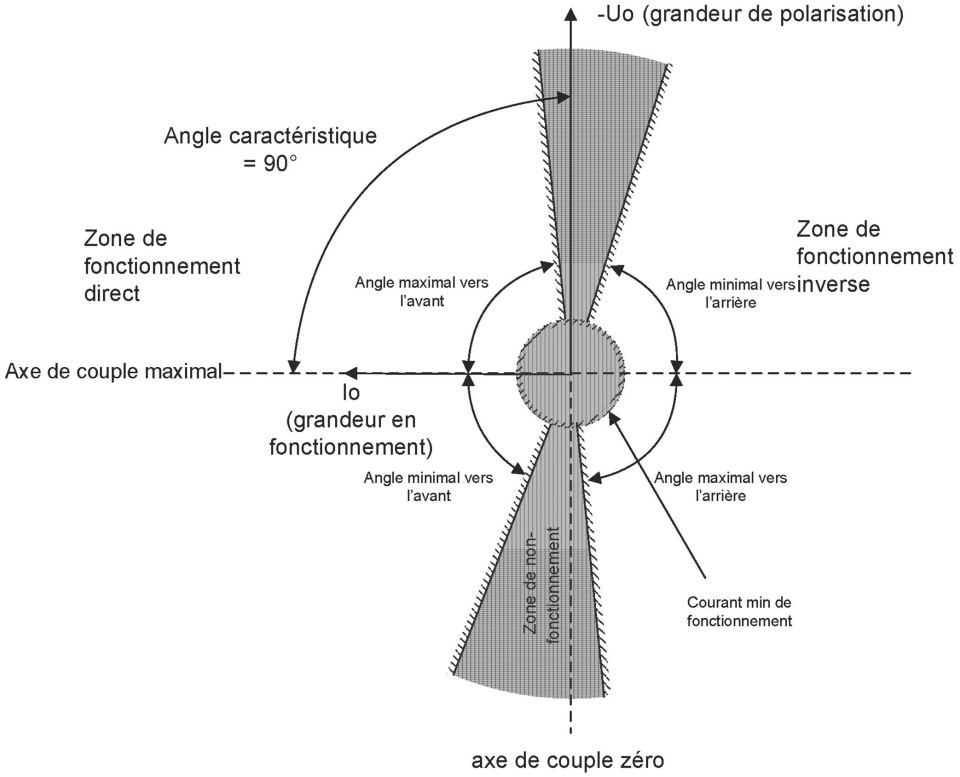


Figure 182: Définition de l'angle caractéristique du relais, RCA = –90 degrés dans un réseau isolé

Protection directionnelle contre les défauts de terre dans un réseau à neutre isolé

Dans les réseaux isolés, il n'y a pas de connexion intentionnelle entre le point neutre du système et la terre. La seule connexion est assurée par les capacités phase-terre (C_0) des phases et les résistances de fuite (R_0). Cela signifie que le courant résiduel est principalement capacitif et présente un décalage de phase de -90 degrés par rapport à la tension de polarisation. Par conséquent, l'angle caractéristique du relais (RCA) doit être fixé à -90 degrés et les critères de fonctionnement à « IoSin » ou « Phase angle ». La largeur du secteur de fonctionnement dans les critères d'angle de phase peut être sélectionné avec les paramètres *Min forward angle*, *Max forward angle*, *Min reverse angle* ou *Max reverse angle*. L'illustration 183 présente un circuit équivalent simplifié pour un réseau non mis à la terre avec un défaut de terre dans la phase C.

Pour les définitions des différentes caractéristiques directionnelles de défaut de terre, voir les Principes directionnels de défaut de terre.

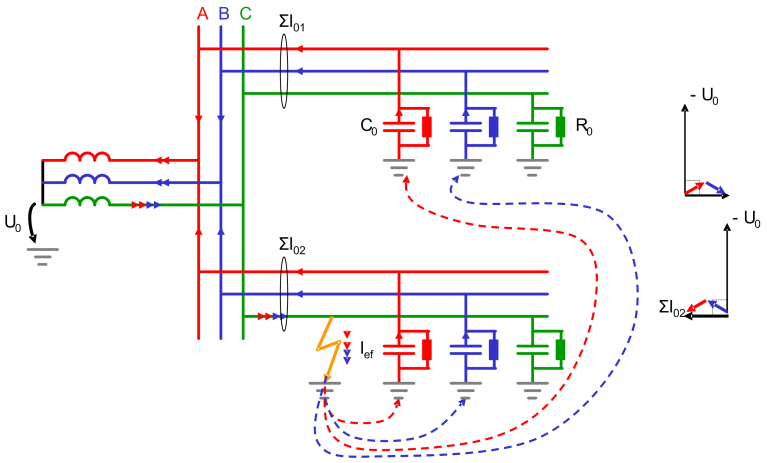


Figure 183: Situation de défaut de terre dans un réseau isolé

Protection directionnelle contre les défauts de terre dans un réseau compensé

Dans les réseaux compensés, le courant de défaut capacitif et le courant de la bobine de résonance inductive se compensent mutuellement. La protection ne peut pas être basée sur la mesure du courant réactif, car le courant de la bobine de compensation perturberait le fonctionnement des relais de protection. Dans ce cas-là, la sélectivité se base sur la mesure du composant de courant actif. L'amplitude de cette composante est souvent faible et doit être augmentée au moyen d'une résistance parallèle dans l'équipement de compensation. Lors de la mesure de la partie résistive du courant résiduel, l'angle caractéristique du relais (RCA) doit être fixé à 0 degré et les critères de fonctionnement à « IoCos » ou « Phase angle ». L'illustration 184 présente un circuit équivalent simplifié pour un réseau compensé avec un défaut de terre en phase C.

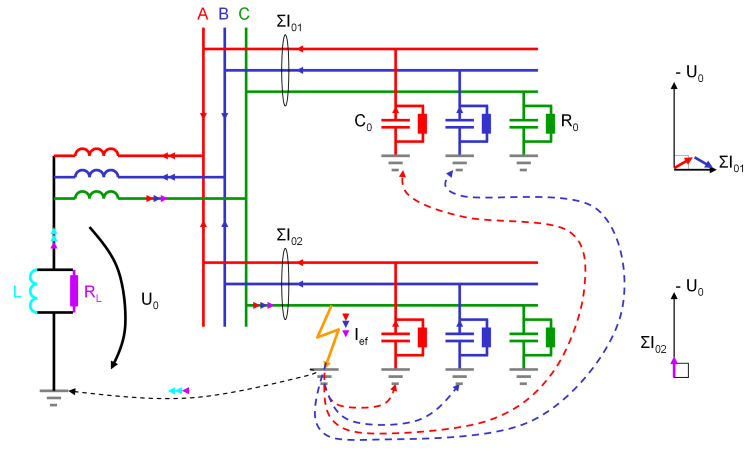


Figure 184: Situation de défaut de terre dans un réseau compensé

La bobine de Petersen ou la résistance de mise à la terre peuvent être temporairement hors service. Pour que le système de protection reste sélectif, il est nécessaire de mettre

à jour le paramètre *Characteristic angle* en conséquence. Cela peut être fait avec une entrée auxiliaire dans le relais de protection qui reçoit un signal d'un interrupteur auxiliaire du sectionneur de la bobine de Petersen dans les réseaux compensés. L'angle caractéristique est alors automatiquement réglé en fonction de la méthode de mise à la terre utilisée. L'entrée RCA_CTL peut être utilisée pour modifier les critères de fonctionnement comme décrit dans le tableau 403 et le tableau 404.

Tableau 403: Commande de l'angle caractéristique du relais dans les critères de fonctionnement de Iosin(φ) et Iocos(φ)

Paramètre *Operation mode* :	RCA_CTL = FALSE	RCA_CTL = TRUE
Iosin	Mode de fonctionnement réel : Iosin	Mode de fonctionnement réel : Iocos
Iocos	Mode de fonctionnement réel : Iocos	Mode de fonctionnement réel : Iosin

Tableau 404: Commande Characteristic angle en mode fonctionnement d'angle de phase

Paramètre *Characteristic angle*	RCA_CTL = FALSE	RCA_CTL = TRUE
-90°	φ_{RCA} = -90°	φ_{RCA} = 0°
0°	φ_{RCA} = 0°	φ_{RCA} = -90°

Utilisation de la caractéristique d'angle de phase étendu

La méthode traditionnelle d'adaptation de la fonction de protection directionnelle contre les défauts de terre aux conditions de mise à la terre du neutre qui prévalent est réalisée avec le paramètre *Characteristic angle*. Dans un réseau non mis à la terre, *Characteristic angle* est fixé à -90 degrés et dans un réseau compensé, *Characteristic angle* est fixé à 0 degré. Si la méthode de mise à la terre du réseau passe temporairement de compensée à non mise à la terre en raison de la déconnexion de la bobine de suppression d'arc, le paramètre *Characteristic angle* doit être modifié en conséquence. Cela peut être fait en utilisant les groupes de paramètres ou l'entrée RCA_CTL. Sinon, le secteur de fonctionnement de la fonction de protection directionnelle contre les défauts à la terre peut être étendue pour couvrir les secteurs de fonctionnement des deux principes de mise à la terre du neutre. Cette caractéristique est valable à la fois pour le réseau non mis à la terre et pour le réseau compensé et ne nécessite aucune modification dans le cas où la mise à la terre du neutre passe temporairement du réseau non mis à la terre au réseau compensé ou vice versa.

La caractéristique d'angle de phase étendu est créée en entrant une valeur de plus de 90 degrés pour le paramètre *Min forward angle* ; une valeur typique est de 170 degrés (*Min reverse angle* si *Directional mode* est défini sur « Reverse »). Le paramètre *Max forward angle* doit être défini de manière à couvrir les éventuelles inexactitudes de mesure des transformateurs de courant et de tension ; une valeur typique est de 80 degrés (*Max reverse angle* si *Directional mode* est défini sur « Reverse »).

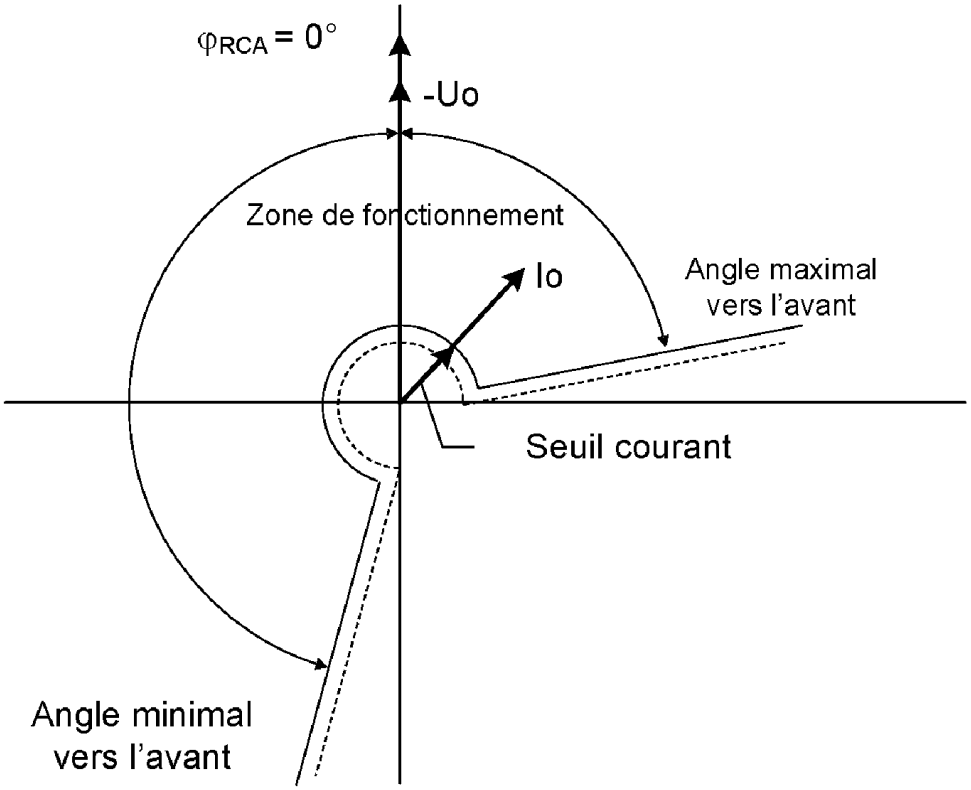


Figure 185: Zone de fonctionnement étendue dans la protection directionnelle de terre

4.2.2.6 Modes de mesure

La fonction utilise trois modes de mesure différents : « RMS » (valeur efficace), « DFT » (transformée de Fourier discrète) et « Peak-to-Peak » (crête-à-crête). Le paramètre *Measurement mode* permet de sélectionner un de ces modes de mesure.

Tableau 405: Modes de mesure pris en charge par les seuils DEFxPDEF

Mode de mesure	DEFLPDEF	DEFHPDEF
RMS	x	x
DFT	x	x
Peak-to-Peak	x	x

Pour obtenir une description détaillée des modes de mesure, reportez-vous à la section Modes de mesure du présent manuel.

4.2.2.7 Caractéristiques de temporisateur

La fonction DEFxPDEF prend en charge à la fois les caractéristiques DT et IDMT. L'utilisateur peut sélectionner les caractéristiques du temporisateur avec le paramètre *Operating curve type*.

Le relais de protection fournit 16 courbes de caractéristiques IDMT, dont sept sont conformes à la norme IEEE C37.112 et six à la norme CEI 60255-3. Deux courbes suivent les caractéristiques spéciales de la praxie ABB, et sont nommées RI et RD. En outre, une courbe programmable par l'utilisateur peut être utilisée si aucune des courbes standard n'est applicable. L'utilisateur peut choisir la caractéristique DT en sélectionnant la valeur « ANSI Def » pour le paramètre *Operating curve type*. Time" ou "IEC Def. Time". Dans les deux cas, la fonctionnalité est identique.

Les caractéristiques suivantes, conformes à la liste de la spécification CEI 61850-7-4, indiquent les caractéristiques prises en charge par différents seuils :

Tableau 406: Caractéristiques de temporisateur prises en charge par différents seuils

Type de courbe de fonctionnement	DEFLPDEF	DEFHPDEF
(1) ANSI extrêmement inverse	x	x
(2) ANSI très inverse	x	
(3) ANSI inverse normal	x	x
(4) ANSI modérément inverse	x	
(5) ANSI temps constant	x	x
(6) Temps long extrêmement inverse	x	
(7) Temps long très inverse	x	
(8) Temps long inverse	x	
(9) IEC inverse normal	x	
(10) IEC très inverse	x	
(11) IEC inverse	x	
(12) IEC extrêmement inverse	x	
(13) IEC temps inverse court	x	
(14) IEC temps inverse long	x	
(15) IEC temps constant	x	x
(17) Courbe programmable par l'utilisateur	x	x
(18) type RI	x	
(19) type RD	x	

Pour obtenir une description détaillée des caractéristiques des temporisateurs, reportez-vous à la section Fonctionnalités du bloc fonctionnel général du présent manuel.

Tableau 407: Caractéristiques du temps de réinitialisation prises en charge par différents seuils

Type de courbe de réinitialisation	DEFLPDEF	DEFHPDEF	Remarque
(1) Immédiat	x	x	Disponible pour toutes les courbes de temps de fonctionnement
(2) Réarmement temps constant	x	x	Disponible pour toutes les courbes de temps de fonctionnement
(3) Réarmement inverse	x	x	Disponible uniquement pour les courbes ANSI et les courbes programmables par l'utilisateur

4.2.2.8 Caractéristiques directionnelles de terre

Caractéristique angle de phase

Le critère de fonctionnement d'angle de phase est sélectionné avec le paramètre *Operation mode* en utilisant la valeur « Phase angle ».

Lorsque le critère d'angle de phase est utilisé, la fonction indique avec la sortie DIRECTION si la quantité de fonctionnement se trouve dans le secteur de fonctionnement direct ou inverse, ou dans le secteur non directionnel.

Les secteurs directs et inverses sont définis séparément. Le secteur de fonctionnement direct est limité avec les paramètres *Min forward angle* et *Max forward angle*. Le secteur de fonctionnement inverse est limité par les paramètres *Min reverse angle* et *Max reverse angle*.

Les limites de secteur sont toujours données sous forme de valeurs de degrés positives.

Dans la zone de fonctionnement direct, le paramètre *Max forward angle* donne le secteur dans le sens horaire et le paramètre *Min forward angle* donne par conséquent le secteur dans le sens antihoraire, mesuré à partir du paramètre *Characteristic angle*.

Dans la zone de fonctionnement inverse, le paramètre *Max reverse angle* donne le secteur dans le sens horaire et le paramètre *Min reverse angle* donne par conséquent le secteur dans le sens antihoraire, mesuré à partir du complément du paramètre *Characteristic angle* (décalage de phase de 180 degrés).

L'angle caractéristique du relais (RCA) est réglé sur positif si le courant de fonctionnement ralentit par rapport à la quantité de polarisation. Il est réglé sur négatif s'il est en avance sur la quantité de polarisation.

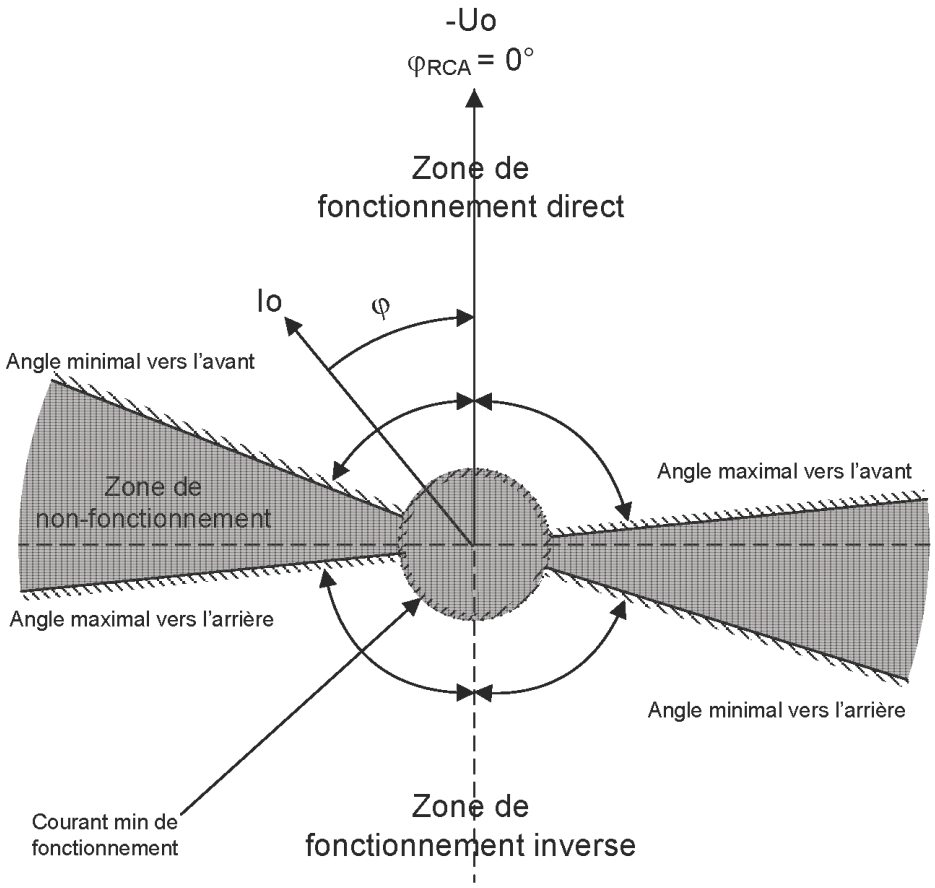


Figure 186: Secteurs de fonctionnement configurables dans l'angle caractéristique de phase

Tableau 408: Direction opérationnelle momentanée

Direction du défaut	La valeur de la DIRECTION
L'angle entre la quantité polarisante et la quantité de fonctionnement ne se trouve dans aucun des secteurs définis.	0 = inconnue
L'angle entre la quantité polarisante et la quantité de fonctionnement se trouve dans le secteur direct.	1 = direct
L'angle entre la quantité polarisante et la quantité de fonctionnement se trouve dans le secteur inverse.	2 = inverse
L'angle entre la quantité polarisante et la quantité de fonctionnement se trouve dans les secteurs direct et inverse, c'est-à-dire que les secteurs se chevauchent.	3 = les deux

Si le paramètre *Allow Non Dir* est défini sur « False », le fonctionnement directionnel (direct, inverse) n'est pas autorisé lorsque les quantités de polarisation ou de

fonctionnement mesurées ne sont pas valides, c'est-à-dire que leur amplitude est inférieure aux valeurs minimales définies. Les valeurs minimales peuvent être définies avec les paramètres *Min operate current* et *Min operate voltage*. En cas de faibles amplitudes, les sorties FAULT_DIR et DIRECTION sont réglées sur 0 = inconnu, sauf lorsque le paramètre *Allow non dir* est défini sur la valeur « True ». Dans ce cas, la fonction est autorisée à fonctionner en mode directionnel comme non-directionnel, puisque l'information directionnelle est invalide.

Critères Iosin(φ) et Iocos(φ)

Une approche plus moderne de la protection directionnelle est la mesure du courant actif ou réactif. La caractéristique de fonctionnement de la protection directionnelle dépend du principe de mise à la terre du réseau. La caractéristique Iosin(φ) est utilisée dans un réseau isolé, en mesurant la composante réactive du courant de défaut causé par la capacité de terre. La caractéristique Iocos(φ) est utilisée dans un réseau compensé, en mesurant la composante active du courant de défaut.

Les critères de fonctionnement Iosin(φ) et Iocos(φ) sont sélectionnés avec le paramètre *Operation mode* en utilisant les valeurs « IoSin » ou « IoCos » respectivement.

Le paramètre de la correction de l'angle peut être utilisé pour améliorer la sélectivité. Le paramètre diminue le secteur de fonctionnement. La correction ne peut être utilisée qu'avec le critère Iosin(φ) ou Iocos(φ). L'entrée RCA_CTL est utilisée pour modifier la caractéristique Io :

Tableau 409: Contrôle de l'angle caractéristique du relais dans les critères de fonctionnement IoSin et IoCos

Mode de fonctionnement :	RCA_CTL = « False »	RCA_CTL = « True »
IoSin	Critère de fonctionnement réel : Iosin(φ)	Critère de fonctionnement réel : Iocos(φ)
IoCos	Critère de fonctionnement réel : Iocos(φ)	Critère de fonctionnement réel : Iosin(φ)

Lorsque le critère Iosin(φ) ou Iocos(φ) est utilisé, la composante indique un défaut de type direct ou inverse par le biais des sorties FAULT_DIR et DIRECTION, dans lesquelles 1 équivaut à un défaut direct et 2 à un défaut inverse. Le fonctionnement directionnel n'est pas autorisé (le paramètre *Allow non dir* est défini sur « False ») lorsque les quantités de polarisation ou de fonctionnement mesurées ne sont pas valides, c'est-à-dire lorsque leur amplitude est inférieure aux valeurs minimales fixées. Les valeurs minimales peuvent être définies avec les paramètres *Min operate current* et *Min operate voltage*. En cas de faible amplitude, les sorties FAULT_DIR et DIRECTION sont réglées sur 0 = inconnu, sauf lorsque le paramètre *Allow non dir* est défini sur la valeur « True ». Dans ce cas, la fonction est autorisée à fonctionner en mode directionnel comme non-directionnel, puisque l'information directionnelle est invalide.

Le courant Iosin(φ) ou Iocos(φ) calculé utilisé dans la détermination de la direction peut être lu à travers les données surveillées I_OPER. La valeur peut être transmise

directement à un élément décisif, qui fournit les signaux finaux de démarrage et de fonctionnement.

Les données surveillées I_OPER donnent une valeur absolue du courant calculé.

Les exemples suivants montrent les caractéristiques des différents critères de fonctionnement :

Exemple 1.

Critère Iosin(φ) sélectionné, défaut de type direct

```
=> FAULT_DIR = 1
```

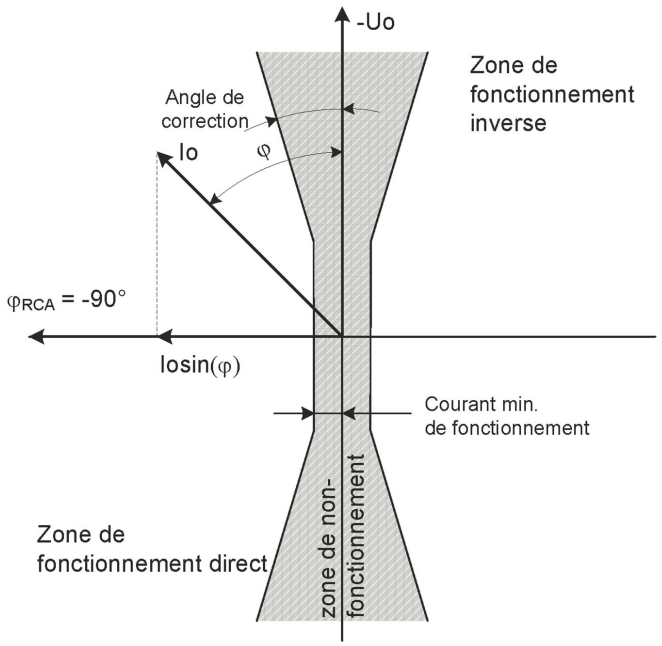


Figure 187: Caractéristique de fonctionnement Iosin(φ) en défaut direct

Le secteur opérationnel est limité par la correction d'angle, c'est-à-dire que le secteur de fonctionnement est de 180 degrés - 2*(correction d'angle).

Exemple 2.

Critère Iosin(φ) sélectionné, défaut de type inverse

```
=> FAULT_DIR = 2
```

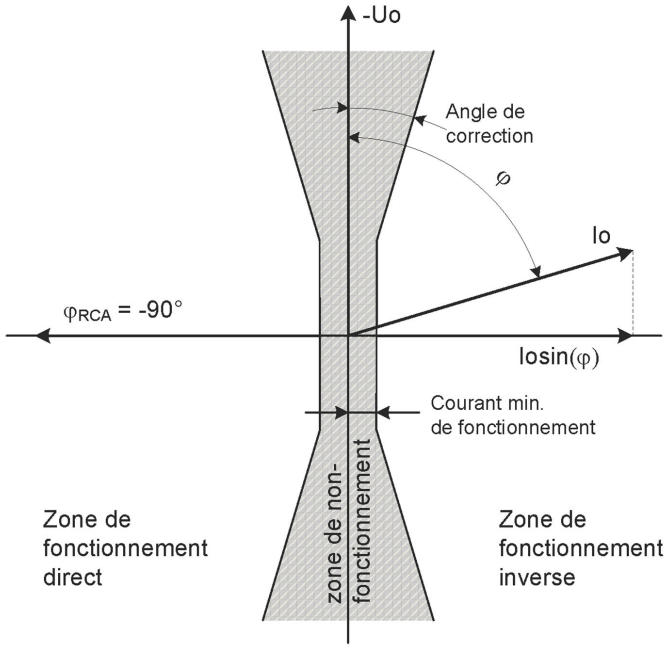


Figure 188: Caractéristique de fonctionnement Iosin(φ) en défaut inverse

Exemple 3.

Critère Iocos(φ) sélectionné, défaut de type inverse

```
=> FAULT_DIR = 1
```

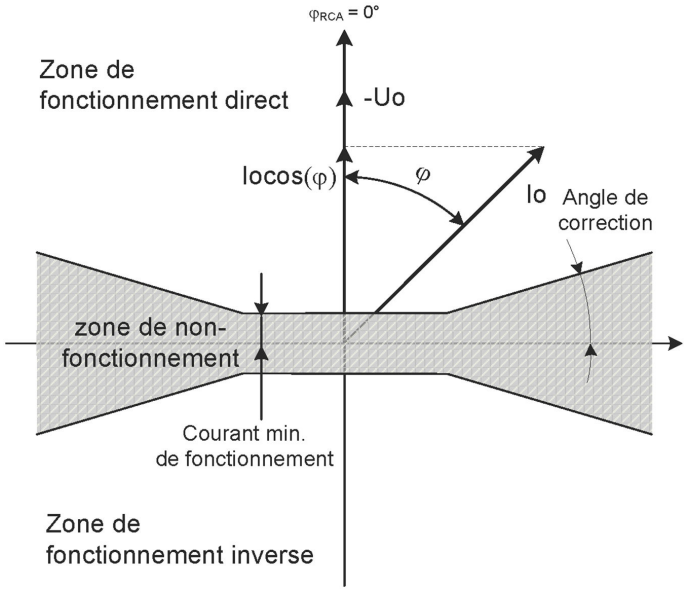


Figure 189: Caractéristique de fonctionnement Iocos(φ) en défaut direct

Exemple 4.

Critère Iocos(φ) sélectionné, défaut de type inverse

```
=> FAULT_DIR = 2
```

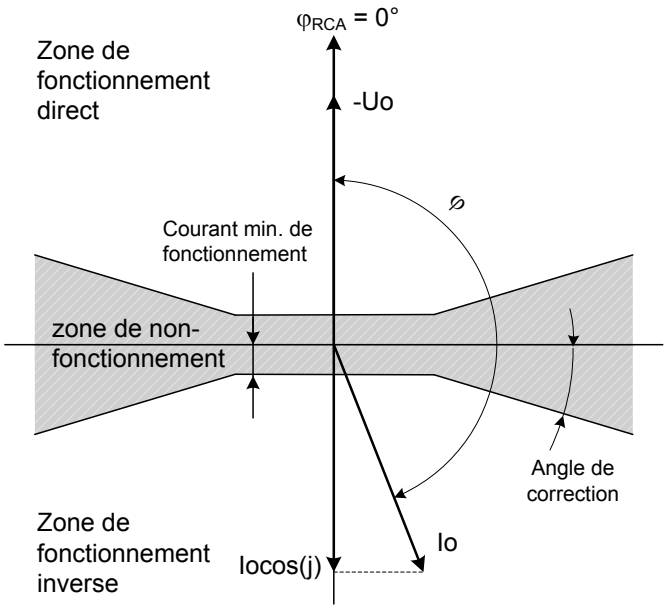


Figure 190: Caractéristique de fonctionnement Iocos(φ) en défaut inverse

Angle de phase 80

Le critère de fonctionnement « phase angle 80 » est sélectionné avec le paramètre *Operation mode* en utilisant la valeur « Phase angle 80 ».

L'angle de phase 80 met en œuvre la même fonctionnalité que l'angle de phase mais avec les différences suivantes :

- Les paramètres *Max forward angle* et *Max reverse angle* ne peuvent pas être définis mais ils ont une valeur fixe de 80 degrés
- Les limites des secteurs fixes sont arrondies.

L'arrondi des secteurs est utilisé pour annuler les erreurs de mesure des TC à faibles amplitudes de courant. Lorsque l'amplitude du courant tombe en dessous de trois pour cent du courant nominal, le secteur est réduit à 70 degrés du côté du secteur fixe. Cela rend la protection plus sélective, ce qui signifie que les erreurs de mesure de l'angle de phase ne provoquent pas de mauvais fonctionnement.

Il n'y a pas d'arrondi de secteur de l'autre côté du secteur.

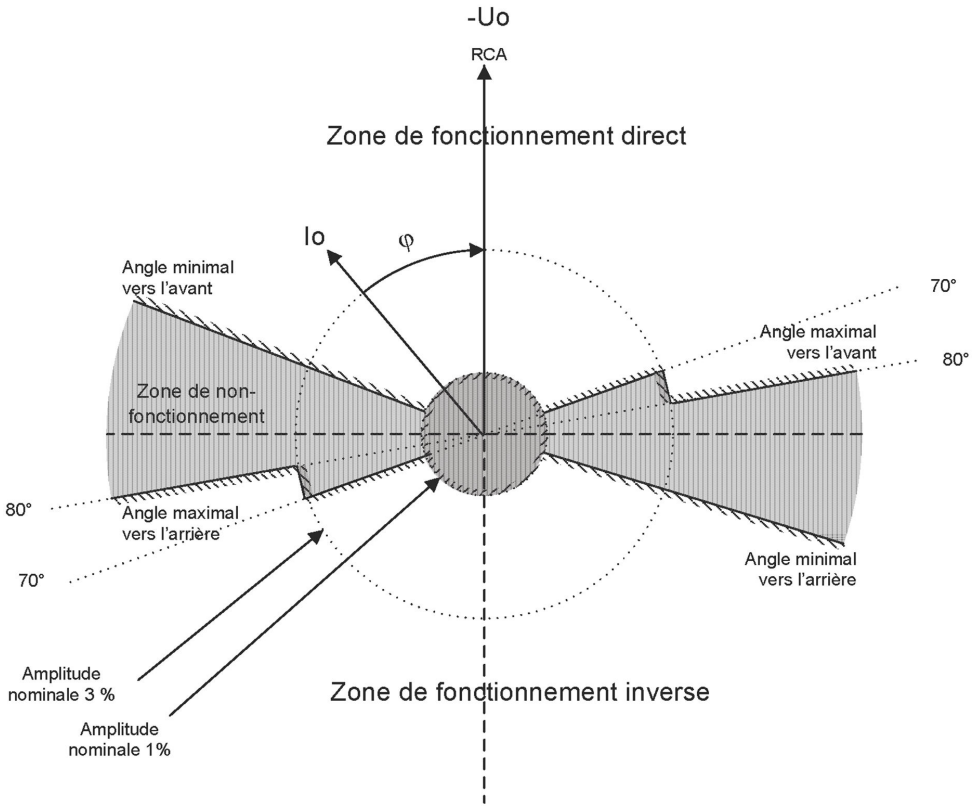


Figure 191: Caractéristique de fonctionnement pour l'angle de phase 80

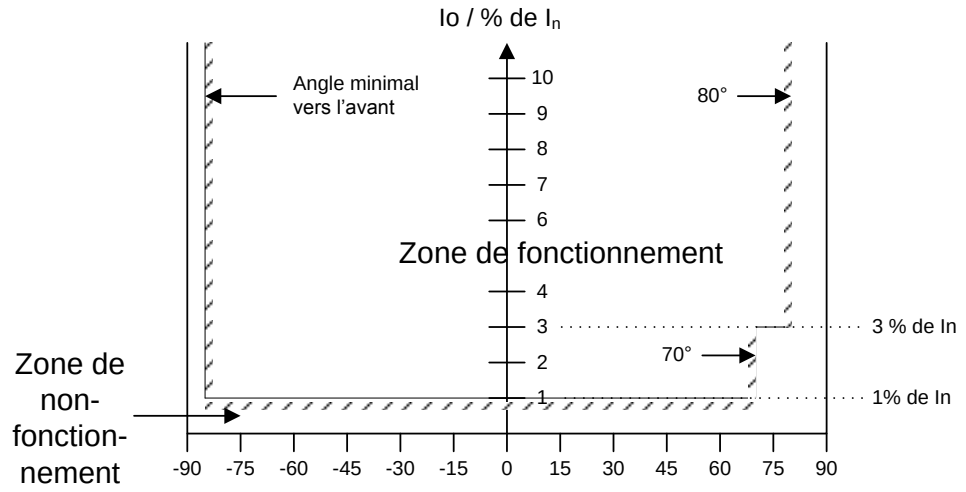


Figure 192: Amplitude de l'angle de phase 80 (Directional mode = direct)

Angle de phase 88

Le critère de fonctionnement « phase angle 88 » est sélectionné avec le paramètre *Operation mode* en utilisant la valeur « Phase angle 88 ».

L'angle de phase 88 met en œuvre la même fonctionnalité que l'angle de phase mais avec les différences suivantes :

- Les paramètres *Max forward angle* et *Max reverse angle* ne peuvent pas être définis mais ils ont une valeur fixe de 88 degrés
- Les limites des secteurs fixes sont arrondies.

L'arrondi du secteur dans l'angle de phase 88 se compose de trois parties :

- Si l'amplitude du courant est comprise entre 1...20 % du courant nominal, la limite du secteur augmente linéairement de 73 degrés à 85 degrés
- Si l'amplitude du courant est comprise entre 20...100 pour cent du courant nominal, la limite du secteur augmente linéairement de 85 degrés à 88 degrés
- Si l'amplitude du courant est supérieure à 100 % du courant nominal, la limite du secteur est de 88 degrés.

Il n'y a pas d'arrondi de secteur de l'autre côté du secteur.

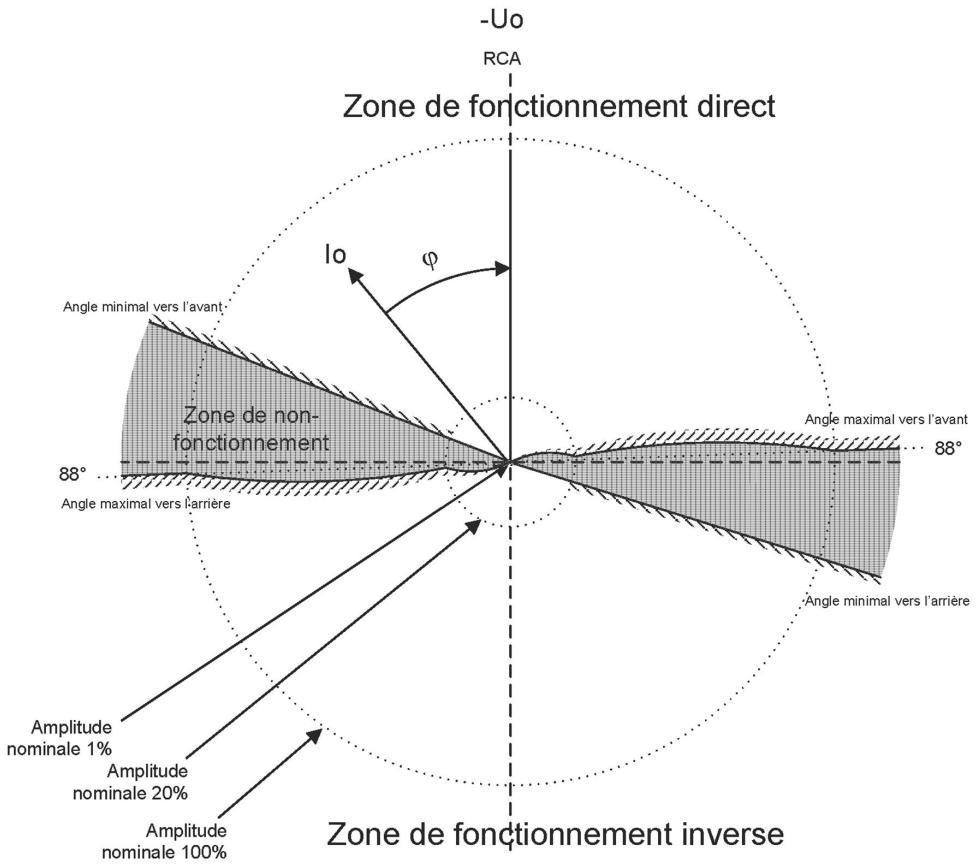


Figure 193: Caractéristique de fonctionnement pour l'angle de phase 88

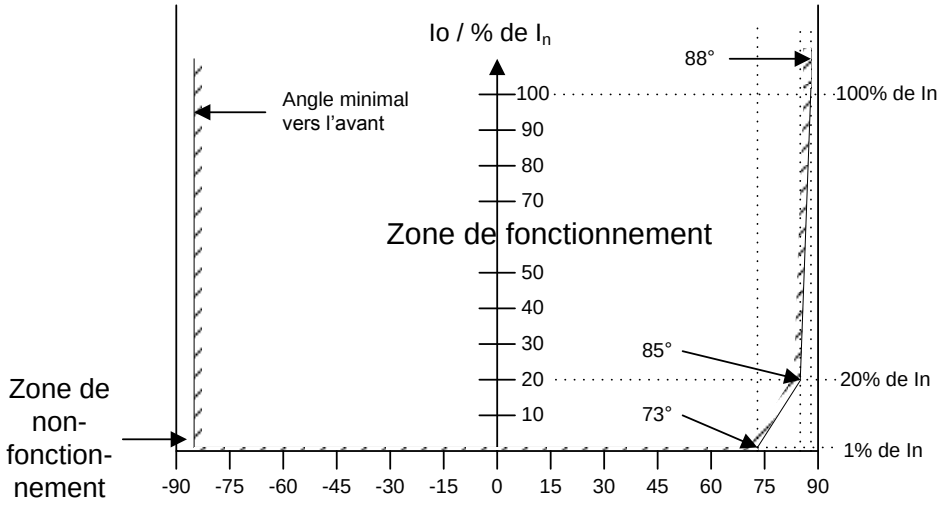


Figure 194: Amplitude de l'angle de phase 88 (Directional mode = direct)

4.2.2.9 Application

La protection directionnelle contre les défauts de terre DEFxPDEF est conçue pour la protection et l'élimination des défauts de terre et pour la protection contre les défauts de terre de différents équipements connectés aux réseaux électriques, tels que les batteries de condensateurs shunt ou les réacteurs shunt, et pour la protection de secours contre les défauts de terre des transformateurs de puissance.

De nombreuses applications nécessitent plusieurs étapes utilisant différents niveaux de démarrage de courant et temporisation. DEFxPDEF consiste en deux seuils différents.

- DEFLPDEF basse
- DEFHPDEF élevée

DEFLPDEF contient plusieurs types de caractéristiques de temporisation. DEFHPDEF est utilisée pour l'élimination rapide des défauts de terre graves.

La protection peut être basée sur le critère de l'angle de phase avec un secteur de fonctionnement étendu. Elle peut également être basée sur la mesure de la partie réactive Iosin(φ) ou de la partie active Iocos(φ) du courant résiduel. Dans les réseaux isolés ou dans les réseaux avec mise à la terre à haute impédance, le courant de défaut phase-terre est nettement inférieur aux courants de court-circuit. En outre, l'amplitude du courant de défaut est presque indépendante de l'emplacement du défaut dans le réseau.

La fonction utilise les composantes de courant résiduel Iocos(φ) ou Iosin(φ) selon la méthode de mise à la terre, où φ est l'angle entre le courant résiduel et la tension résiduelle de référence (-Uo). Dans les réseaux compensés, le critère d'angle de phase avec secteur de fonctionnement étendu peut également être utilisé. Lorsque l'angle caractéristique du relais RCA est de 0 degré, le quadrant négatif du secteur de

fonctionnement peut être étendu avec le paramètre *Min forward angle*. Le secteur de fonctionnement peut être réglé entre 0 et -180 degrés, de sorte que le secteur de fonctionnement total est de +90 à -180 degrés. En d'autres termes, le secteur peut avoir une largeur allant jusqu'à 270 degrés. Cela permet aux paramètres de protection de rester les mêmes lorsque la bobine de résonance est déconnectée entre le point neutre et la terre.

La mise à la terre du neutre du système est destinée à protéger le personnel et les équipements et à réduire les interférences, par exemple dans les systèmes de télécommunication. La mise à la terre du neutre pose des défis aux systèmes de protection, en particulier pour la protection contre les défauts de terre.

Dans les réseaux isolés, il n'y a pas de connexion intentionnelle entre le point neutre du système et la terre. La seule connexion est assurée par les capacités ligne-terre (C_0) des phases et les résistances de fuite (R_0). Cela signifie que le courant résiduel est principalement capacitif et a un décalage de phase de -90 degrés par rapport à la tension résiduelle (-Uo). L'angle caractéristique est de -90 degrés.

Dans les réseaux mis à la terre par résonance, le courant de défaut capacitif et le courant de la bobine de résonance inductive se compensent mutuellement. La protection ne peut pas être basée sur la mesure du courant réactif, car le courant de la bobine de compensation perturberait le fonctionnement des relais. Dans ce cas-là, la sélectivité se base sur la mesure du composant de courant actif. Cela signifie que le courant résiduel est principalement résistif et a un décalage de phase nul par rapport à la tension résiduelle (-Uo) et l'angle caractéristique est de 0 degré. Souvent, l'amplitude de cette composante est faible et doit être augmentée au moyen d'une résistance parallèle dans l'équipement de compensation.

Dans les réseaux où le point neutre est mis à la terre par une faible résistance, l'angle caractéristique est également de 0 degré (pour l'angle de phase). On peut également utiliser le fonctionnement de Iocos(φ).

Dans les réseaux solidement mis à la terre, *Characteristic angle* est généralement fixé à +60 degrés pour l'angle de phase. Le fonctionnement Iosin(φ) peut également être utilisé avec une quantité de polarisation inverse. La quantité de polarisation peut être tournée de 180 degrés en réglant le paramètre *Pol reversal* sur la valeur « True » ou en inversant la polarité des fils de mesure de la tension résiduelle. Bien que le fonctionnement Iosin(φ) puisse être utilisé dans les réseaux solidement mis à la terre, l'angle de phase est recommandé.

Connexion des transformateurs de mesure dans les applications de défaut de terre directionnel

Le courant résiduel Io peut être mesuré avec un transformateur de courant cumulé ou avec la connexion résiduelle des signaux de courant de phase. Si le neutre du réseau est soit isolé, soit mis à la terre avec une impédance élevée, il est recommandé d'utiliser un transformateur de courant cumulé pour la protection contre les défauts de terre. Pour garantir une précision suffisante des mesures de courant résiduel et, par conséquent, la sélectivité du système, les transformateurs de courant cumulé doivent

avoir un rapport de transformation d'au moins 70:1. Des rapports de transformation inférieurs, tels que 50:1 ou 50:5, ne sont pas recommandés.

Il faut veiller à ce que les transformateurs de mesure soient correctement connectés afin que la fonction DEFxPDEF puisse détecter le sens du courant de défaut sans défaillance. Comme le défaut de terre directionnel utilise un courant résiduel et une tension résiduelle (-Uo), les pôles des transformateurs de mesure doivent correspondre entre eux et aussi au sens du courant de défaut. La mise à la terre de la gaine du câble doit également être prise en compte lors de l'utilisation de transformateurs de courant cumulé. L'illustration suivante décrit comment les transformateurs de mesure peuvent être connectés au relais de protection.

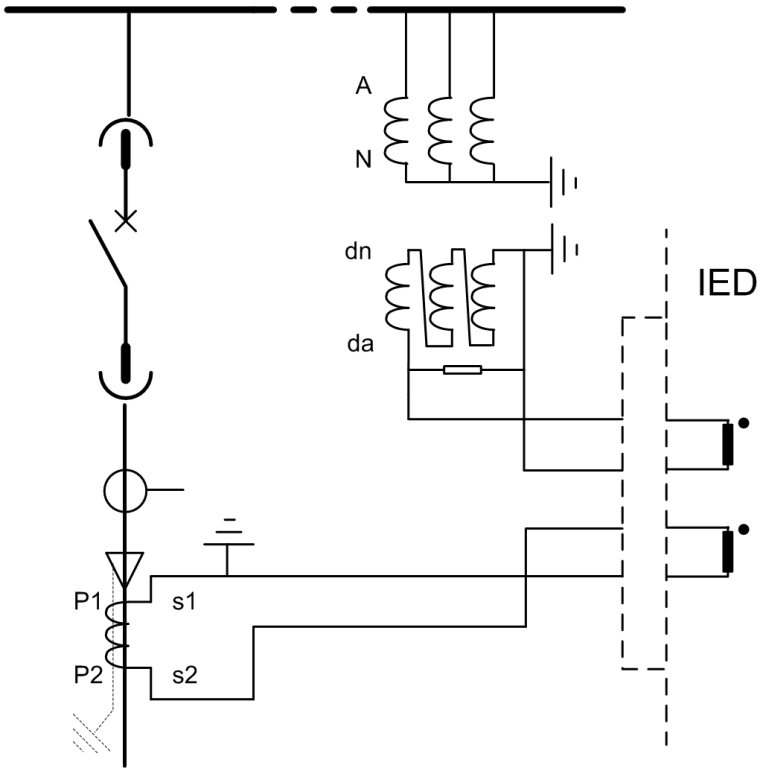


Figure 195: Raccordement des transformateurs de mesure

4.2.2.10 Signaux

Tableau 410: Signaux d'entrée DEFLPDEF

Nom	Type	Par défaut	Description
Io	SIGNAL	0	Courant résiduel
Uo	SIGNAL	0	Tension résiduelle
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
ENA_MULT	BOOLÉEN	0 = Faux	Active le signal pour multiplicateur de courant
RCA_CTL	BOOLÉEN	0 = Faux	Commande d'angle caractéristique de relais

Tableau 411: Signaux d'entrée DEFHPDEF

Nom	Type	Par défaut	Description
Io	SIGNAL	0	Courant résiduel
Uo	SIGNAL	0	Tension résiduelle
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
ENA_MULT	BOOLÉEN	0 = Faux	Active le signal pour multiplicateur de courant
RCA_CTL	BOOLÉEN	0 = Faux	Commande d'angle caractéristique de relais

Tableau 412: Signaux de sortie DEFLPDEF

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

Tableau 413: Signaux de sortie DEFHPDEF

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

4.2.2.11 Paramètres

Tableau 414: Paramètres de groupe DEFLPDEF (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Valeur démarrage	0,010...5,000	xIn	0,005	0,010	Valeur démarrage
Multiplicateur valeur démarrage	0,8...10,0		0,1	1,0	Multiplicateur pour mise à l'échelle de la valeur de démarrage
Mode directionnel	1 = Non directionnel 2 = Vers l'avant 3 = Vers l'arrière			2 = Vers l'avant	Mode directionnel
Facteur multiplicateur de temps	0,05...15,00		0,01	1,00	Multiplicateur de temps dans les courbes CEI/ANSI IDMT
Type de courbe de fonctionnement	1 = ANSI extrêmement inverse 2 = ANSI très inverse 3 = ANSI normalement inverse 4 = ANSI modérément inverse 5 = ANSI temps constant Temps 6 = Temps long extrêmement inverse 7 = Temps long très inverse 8 = Temps long inverse 9 = CEI normalement inverse 10 = CEI très inverse 11 = CEI inverse 12 = CEI extrêmement inverse 13 = CEI temps court inverse 14 = CEI temps long inverse 15 = CEI temps constant Temps 17 = Programmable 18 = Type RI 19 = Type RD			15 = CEI temps constant Temps	Sélection du type de courbe du délai d'attente
Temporisation de fonctionnement	50...200000	ms	10	50	Temporisation de fonctionnement
Angle caractéristique	-179...180	°	1	-90	Angle caractéristique
Max forward angle	0...180	°	1	80	Angle de phase maximal vers l'avant
Max reverse angle	0...180	°	1	80	Angle de phase maximal vers l'arrière

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Min forward angle	0...180	°	1	80	Angle de phase minimal vers l'avant
Min reverse angle	0...180	°	1	80	Angle de phase minimal vers l'arrière
Valeur de démarrage de la tension	0,010...1,000	xUn	0,001	0,010	Valeur de démarrage de la tension

Tableau 415: Paramètres de groupe DEFLPDEF (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Type de courbe de réinitialisation	1 = Immédiat 2 = Réarmement temps constant 3 = Réarmement inverse			1 = Immédiat	Sélection du type de courbe de réinitialisation
Mode de fonctionnement	1 = Angle de phase 2 = IoSin 3 = IoCos 4 = Angle de phase 80 5 = Angle de phase 88			1 = Angle de phase	Critère de fonctionnement
Activation de limite de tension	0 = Faux 1 = Vrai			1 = Vrai	Activation de limite de tension

Tableau 416: Paramètres de non-groupe DEFLPDEF (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Paramètre de courbe A	0,0086...120,0000		1	28,2000	Paramètre A pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe B	0,0000...0,7120		1	0,1217	Paramètre B pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe C	0,02...2,00		1	2,00	Paramètre C pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe D	0,46...30,00		1	29,10	Paramètre D pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe E	0,0...1,0		1	1,0	Paramètre E pour la courbe programmable par le client

Tableau 417: Paramètres de non-groupe DEFLPDEF (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation
Temps min de fonctionnement	50...60000	ms	1	50	Durée minimale de fonctionnement pour les courbes IDMT
Allow Non Dir	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Autorise l'activation de protection comme non-directionnelle si l'information de direction n'est pas valide

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Mode de mesure	1 = RMS 2 = DFT 3 = Crête à crête			2 = DFT	Sélectionne le mode de mesure utilisé
Courant min de fonctionnement	0,005...1,000	xIn	0,001	0,005	Courant de fonctionnement minimal
Tension min de fonctionnement	0,01...1,00	xUn	0,01	0,01	Tension de fonctionnement minimale
Angle de correction	0,0...10,0	°	0,1	0,0	Angle correction
Inversion polaire	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Rotation de la grandeur de polarisation
Io signal Sel	1 = Io mesuré 2 = Io calculé			1 = Io mesuré	Sélection à utiliser pour le signal
Uo signal Sel	1 = Uo mesuré 2 = Uo calculé			1 = Uo mesuré	Sélection à utiliser pour le signal Uo
Grandeur pol	3 = Tension homopolaire 4 = Tension inverse			3 = Tension homopolaire	Quantité de référence utilisée pour déterminer le sens du défaut

Tableau 418: Paramètres de groupe DEFHPDEF (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Seuil de démarrage	0,10...40,00	xIn	0,01	0,10	Seuil de démarrage
Multiplicateur de seuil de démarrage	0,8...10,0		0,1	1,0	Multiplicateur pour mise à l'échelle de la valeur de démarrage
Mode directionnel	1 = Non directionnel 2 = Vers l'avant 3 = Vers l'arrière			2 = Vers l'avant	Mode directionnel
Multiplicateur de temps	0,05...15,00		0,01	1,00	Multiplicateur de temps dans les courbes CEI/ANSI IDMT
Type de courbe de fonctionnement	1 = ANSI extrêmement inverse 3 = ANSI normalement inverse 5 = ANSI temps constant Heure 15 = CEI temps constant Heure 17 = Programmable			15 = CEI temps constant Heure	Sélection du type de courbe du délai d'attente
Temporisation de fonctionnement	40...200000	ms	10	40	Temporisation de fonctionnement
Angle caractéristique	-179...180	°	1	-90	Angle caractéristique
Max forward angle	0...180	°	1	80	Angle de phase maximal vers l'avant
Max reverse angle	0...180	°	1	80	Angle de phase maximal vers l'arrière
Min forward angle	0...180	°	1	80	Angle de phase minimal vers l'avant
Min reverse angle	0...180	°	1	80	Angle de phase minimal vers l'arrière
Seuil de démarrage de la tension	0,010...1,000	xUn	0,001	0,010	Seuil de démarrage de la tension

Tableau 419: Paramètres de groupe DEFHPDEF (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Type de courbe de réinitialisation	1 = Immédiat 2 = Réarmement temps constant 3 = Réarmement inverse			1 = Immédiat	Sélection du type de courbe de réinitialisation
Mode de fonctionnement	1 = Angle de phase 2 = IoSin 3 = IoCos 4 = Angle de phase 80 5 = Angle de phase 88			1 = Angle de phase	Critère de fonctionnement
Activation de limite de tension	0 = Faux 1 = Vrai			1 = Vrai	Activation de limite de tension

Tableau 420: Paramètres de non-groupe DEFHPDEF (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Opération	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Paramètre de courbe A	0,0086...120,0000		1	28,2000	Paramètre A pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe B	0,0000...0,7120		1	0,1217	Paramètre B pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe C	0,02...2,00		1	2,00	Paramètre C pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe D	0,46...30,00		1	29,10	Paramètre D pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe E	0,0...1,0		1	1,0	Paramètre E pour la courbe programmable par le client

Tableau 421: Paramètres de non-groupe DEFHPDEF (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation
Temps min. de fonctionnement	40...60000	ms	1	40	Durée minimale de fonctionnement pour les courbes IDMT
Allow Non Dir	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Autorise l'activation de protection comme non-directionnelle si l'information de direction n'est pas valide
Mode de mesure	1 = RMS 2 = DFT 3 = Crête à crête			2 = DFT	Sélectionne le mode de mesure utilisé
Courant min. de fonctionnement	0,005...1,000	xIn	0,001	0,005	Courant de fonctionnement minimal
Tension min. de fonctionnement	0,01...1,00	xUn	0,01	0,01	Tension de fonctionnement minimale
Angle de correction	0,0...10,0	°	0,1	0,0	Angle correction
Suite du tableau à la page suivante					

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Inversion polaire	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Rotation de la grandeur de polarisation
Io signal Sel	1 = Io mesuré 2 = Io calculé			1 = Io mesuré	Sélection à utiliser pour le signal
Uo signal Sel	1 = Uo mesuré 2 = Uo calculé			1 = Uo mesuré	Sélection à utiliser pour le signal Uo
Grandeur pol.	3 = Tension homopolaire 4 = Tension inverse			3 = Tension homopolaire	Quantité de référence utilisée pour déterminer le sens du défaut

4.2.2.12 Données surveillées

Tableau 422: Données surveillées DEFLPDEF

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
FAULT_DIR	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière 3 = Les deux		Direction des défauts détectée
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
DIRECTION	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière 3 = Les deux		Information sur la direction
ANGLE_RCA	FLOAT32	-180,00 à 180,00	°	Angle entre l'angle de fonctionnement et l'angle caractéristique
ANGLE	FLOAT32	-180,00 à 180,00	°	Angle entre la polarisation et la quantité en fonctionnement
I_OPER	FLOAT32	0,00 à 40,00	xIn	Courant de fonctionnement calculé
DEFLPDEF	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

Tableau 423: Données surveillées DEFHPDEF

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
FAULT_DIR	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière 3 = Les deux		Direction des défauts détectée
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
DIRECTION	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière 3 = Les deux		Information sur la direction
ANGLE_RCA	FLOAT32	-180,00 à 180,00	°	Angle entre l'angle de fonctionnement et l'angle caractéristique
ANGLE	FLOAT32	-180,00 à 180,00	°	Angle entre la polarisation et la quantité en fonctionnement
I_OPER	FLOAT32	0,00 à 40,00	xIn	Courant de fonctionnement calculé
DEFHPDEF	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.2.2.13 Données techniques

Tableau 424: DEFxPDEF - Données techniques

Caractéristique		Valeur
Précision de déclenchement	DEFLPDEF	En fonction de la fréquence du courant mesuré : f_n ±2 Hz
		Courant : ±1,5 % de la valeur de consigne ou ±0,002 × I_n Tension ±1.5 % de la valeur de consigne ou ±0.002 × U_n Déphasage : ±2°
	DEFHPDEF	Courant : ±1,5 % de la valeur de consigne ou ±0,002 × I_n (avec des courants de l'ordre de 0.1...10 × I_n) ±5,0% de la valeur de consigne (avec des courants de l'ordre de 10...40 × I_n) Tension : ±1.5 % de la valeur de consigne ou ±0.002 × U_n Déphasage : ±2°
Suite du tableau à la page suivante		

Caractéristique		Valeur		
Temps de démarrage 1)2)		Minimum	Standard	Maximum
	DEFHPDEF $I_{Défaut}$ = 2 × *Seuil de déclenchement*	42 ms	46 ms	49 ms
	DEFLPDEF $I_{Défaut}$ = 2 × *Seuil de déclenchement*	58 ms	62 ms	66 ms
Temps de réinitialisation		Généralement 40 ms		
Taux de réinitialisation		Généralement 0,96		
Temps de retard		<30 ms		
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant		±1,0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms		
Précision du temps de déclenchement en mode temps inverse		±5,0 % de la valeur théorique ou ±20 ms 3)		
Suppression des harmoniques		RMS : Pas de suppression DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5,… Crête à crête : Pas de suppression		

1) *Measurement mode* (Mode de mesure) = défaut (dépend du seuil), courant avant défaut = 0,0 × I_n, f_n = 50 Hz, défaut à la terre avec fréquence nominale injecté à partir d'un déphasage aléatoire, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie de signal
3) *Seuil de déclenchement* maximum = 2.5 × I_n, *Seuil de déclenchement* : multiples compris entre 1.5 et 20

4.2.2.14 Historique de révision technique

Tableau 425: Historique de révision technique DEFHPDEF

Révision technique	Modifier
B	La valeur maximale est passée à 180 degrés pour le paramètre *Max forward angle* (Angle avant max.).
C	Un paramètre de réglage a été ajouté pour la sélection « Measured Io » (Io mesuré) ou « Calculated Io » (Io calculé) et un paramètre de réglage a été ajouté pour la sélection de « Measured Uo » (Uo mesuré), « Calculated Uo » (Uo calculé) ou « Neg. seq. volt. » (Tension inverse) pour la polarisation. *Operate delay time* (Temporisation de fonctionnement) et *Minimum operate time* (Temps min. de fonctionnement) sont passés de 60 ms à 40 ms. Les valeurs de réglage par défaut du secteur sont passées de 88 degrés à 80 degrés.
D	Valeur d'incrément passé de 0,05 à 0,01 pour le réglage *Time multiplier* (Multiplicateur de temps).
E	Une unité a été ajoutée pour calculer la sortie courant de fonctionnement (I_OPER).
F	Le réglage *Pol quantity* (Grandeur pol.) a été ajouté.

Tableau 426: Historique de révision technique DEFLPDEF

Révision technique	Modifier
B	La valeur maximale est passée à 180 degrés pour le paramètre *Max forward angle* (Angle avant max.). Le pas *Start value* (Seuil de démarrage) est passé à 0,005
C	Un paramètre de réglage a été ajouté pour la sélection « Measured Io » (Io mesuré) ou « Calculated Io » (Io calculé) et un paramètre de réglage a été ajouté pour la sélection de « Measured Uo » (Uo mesuré), « Calculated Uo » (Uo calculé) ou « Neg. seq. volt. » (Tension inverse) pour la polarisation. Les valeurs de réglage par défaut du secteur sont passées de 88 degrés à 80 degrés.
D	Valeur d'incrément passé de 0,05 à 0,01 pour le réglage *Time multiplier* (Multiplicateur de temps).
E	Une unité a été ajoutée pour calculer la sortie courant de fonctionnement (I_OPER).
F	Le réglage *Pol quantity* (Grandeur pol.) a été ajouté. Les valeurs minimum pour *Operate delay time* (Temporisation de fonctionnement) et *Minimum operate time* (Temps min. de fonctionnement) sont passées de « 60 ms » à « 50 ms ». Les valeurs par défaut pour *Operate delay time* (Temporisation de fonctionnement) et *Minimum operate time* (Temps min. de fonctionnement) sont passées de « 60 ms » à « 50 ms ».

4.2.3 Protection contre les défauts à la terre transitoires/ intermittents INTRPTEF

4.2.3.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection contre les défauts de terre transitoires/intermittents	INTRPTEF	Io> -> IEF	67NIEF

4.2.3.2 Bloc fonctionnel

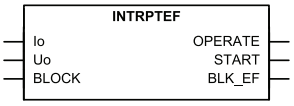


Figure 196: Bloc fonctionnel

4.2.3.3 Fonctionnalité

La fonction de protection contre les défauts à la terre transitoires/intermittents INTRPTEF est une fonction conçue pour la protection et l'élimination des défauts à la terre permanents et intermittents sur les réseaux de distribution et de sous-transmission. La détection des défauts se fait à partir des signaux de courant et de tension résiduels en surveillant les transitoires.

Les caractéristiques de temps de fonctionnement sont basées sur le temps défini (DT).

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si l'opérateur le souhaite, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur ou la fonction elle-même.

4.2.3.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondants sont « On » et « Off ».

Le fonctionnement de INTRPTEF peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

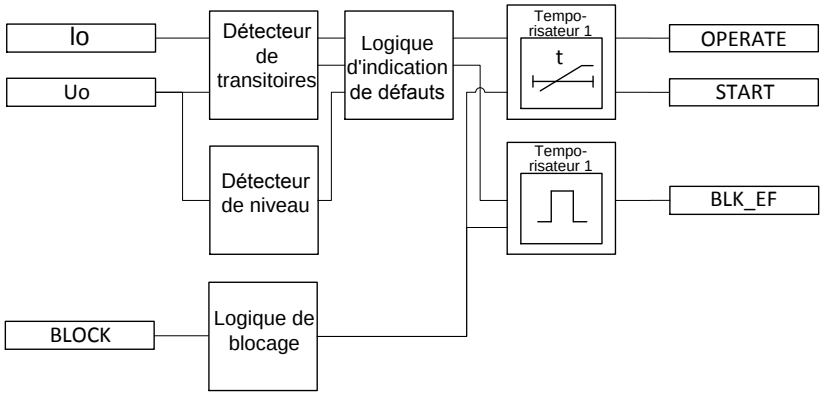


Figure 197: Schéma du module fonctionnel

Détecteur de niveau

La tension résiduelle peut être sélectionnée à partir du paramètre *Uo signal Sel*. Les options sont « Measured Uo » et « Calculated Uo ». Si « Measured Uo » est sélectionnée, le rapport de tension pour le canal Uo est donné dans les paramètres généraux **Configuration/Analog inputs/Voltage (Uo,VT)**. Si « Measured Uo » est sélectionnée, le rapport de tension est obtenu par les canaux phase-tension donnés dans les paramètres généraux **Configuration/Analog inputs/Voltage (3U, VT)**.

Exemple 1: Uo est mesurée à partir des TT connectés en triangle ouvert (20/√(3) kV : 100/racine carrée (3) V : 100/3 V). Dans ce cas, « Measured Uo » est sélectionnée. Les valeurs nominales de la tension résiduelle sont obtenues à partir des rapports TT saisis

dans le paramètre Residual voltage Uo : **Configuration/Analog inputs/Voltage (Uo,VT)** : 11,547 kV : 100 V. La valeur de démarrage de la tension résiduelle de 1,0 × Un correspond à 1,0 × 11,547 kV = 11,547 kV dans le primaire.

Exemple 2: Uo est calculée à partir des quantités de phase. Le rapport TT-phase est 20/racine carrée (3) kV : 100/√(3) V. Dans ce cas, « Calculated Uo » est sélectionnée. Les valeurs nominales du courant résiduel et de la tension résiduelle sont obtenues à partir des rapports TT saisis dans le paramètre Residual voltage Uo : **Configuration/ Analog inputs/Voltage (3U,VT)** : 20,000 kV : 100 V. La valeur de démarrage de la tension résiduelle de 1,0 × Un correspond à 1,0 × 20,000 kV = 20,000 kV dans le primaire.



Si « Calculated Uo » est sélectionnée, la valeur nominale de la tension résiduelle est toujours la tension phase-phase. Ainsi, le paramètre maximum valable pour la valeur de démarrage de la tension résiduelle est 0,577 × Un. L'Uo calculée nécessite que les trois tensions phase-terre soient connectées au relais de protection. Uo ne peut pas être calculé à partir des tensions phase-phase.

Détecteur transitoire

Le module du détecteur transitoire est utilisé pour détecter les transitoires dans les signaux de courant résiduel et de tension résiduelle.

La détection transitoire est surveillée par un seuil de courant paramétrable. Avec une technique spéciale de filtrage, le paramètre *Min operate current* est basé sur le courant de fréquence fondamentale. Ce paramètre devrait être paramétré en se basant sur la valeur de la résistance parallèle de la bobine, avec une marge de sécurité. Par exemple, si le courant résistif de la résistance est de 10 A, alors une valeur de 0,7×10 A = 7 A peut être utilisée. Le même paramètre est également applicable dans le cas où la bobine est déconnectée et le réseau n'est pas mis à la terre. Généralement, une plus petite valeur devrait être utilisée et ne doit jamais dépasser la valeur de la résistance parallèle de manière à permettre le fonctionnement du dispositif d'alimentation en défaut.

Logique d'indication de défaut

Selon le *Operation mode* défini, INTRPTEF a deux modes indépendants pour détecter les défauts de terre. Le mode « Transient EF » doit détecter tous les types de défauts de terre. Le mode « Intermittent EF » doit détecter les défauts de terre intermittents dans les réseaux de lignes.



Pour satisfaire aux exigences de sensibilité, la protection de base contre les défauts de terre (basée sur des phaseurs de fréquence fondamentale) doit toujours être utilisée en parallèle avec la fonction INTRPTEF.

Le module de logique d'indication de défaut détermine le sens du défaut. La détermination du sens du défaut est garantie par la mesure d'admission du neutre multifréquence et des techniques spéciales de filtrage. Cela permet de déterminer le sens du défaut qui n'est pas sensible aux perturbations des signaux Io et Uo mesurés, par exemple les transitoires de commutation.

Lorsque le paramètre *Directional mode* est défini sur « Forward », la protection fonctionne lorsque le défaut est dans le dispositif d'alimentation protégé. Lorsque le paramètre *Directional mode* est défini sur « Reverse », la protection fonctionne lorsque le défaut est hors du dispositif d'alimentation protégé (dans le réseau d'arrière-plan). Si le sens n'a pas d'importance, la valeur « Non-directional » peut être sélectionnée. Le sens du défaut détecté (FAULT_DIR) est disponible dans l'affichage des données surveillées.

En mode « Transient EF », lorsque le transitoire de démarrage du défaut est détecté et que le niveau de Uo dépasse la valeur définie de "Voltage start value", le temporisateur 1 est activé. Le temporisateur 1 est maintenu actif jusqu'à ce que le niveau de Uo dépasse la valeur définie ou, en cas de chute, que la durée de chute soit plus courte que *Reset delay time*.

En mode « Intermittent EF », lorsque le transitoire de démarrage du défaut est détecté et que le niveau de Uo dépasse la valeur définie de *Voltage start value*, le temporisateur 1 est activé. Lorsqu'une quantité requise de transitoires intermittents de défaut de terre définie avec le paramètre *Peak counter limit* est détectée sans que la fonction soit réinitialisée (selon la durée de chute définie avec le paramètre *Reset delay time*), la sortie `START` est activée. Le temporisateur 1 est maintenu actif tant que des transitoires se produisent pendant la durée de chute définie par le paramètre *Reset delay time*.

Temporisateur 1

La caractéristique du temporisateur se base sur le mode fonctionnement défini (DT).

Dans le mode « Transient EF », la sortie `OPERATE` est activée après le paramètre *Operate delay time* si la tension résiduelle dépasse la valeur définie "Voltage start value". *Reset delay time* commence à s'écouler lorsque la tension résiduelle tombe en dessous de *Voltage start value*. Si la sortie `OPERATE` n'est pas activée, par exemple, le défaut disparaît momentanément, la sortie `START` reste activée jusqu'à ce que *Reset delay time* s'écoule. Après l'activation de la fonction `OPERATE`, les signaux `START` et `OPERATE` sont réinitialisés dès que Uo tombe en dessous de *Voltage start value*.

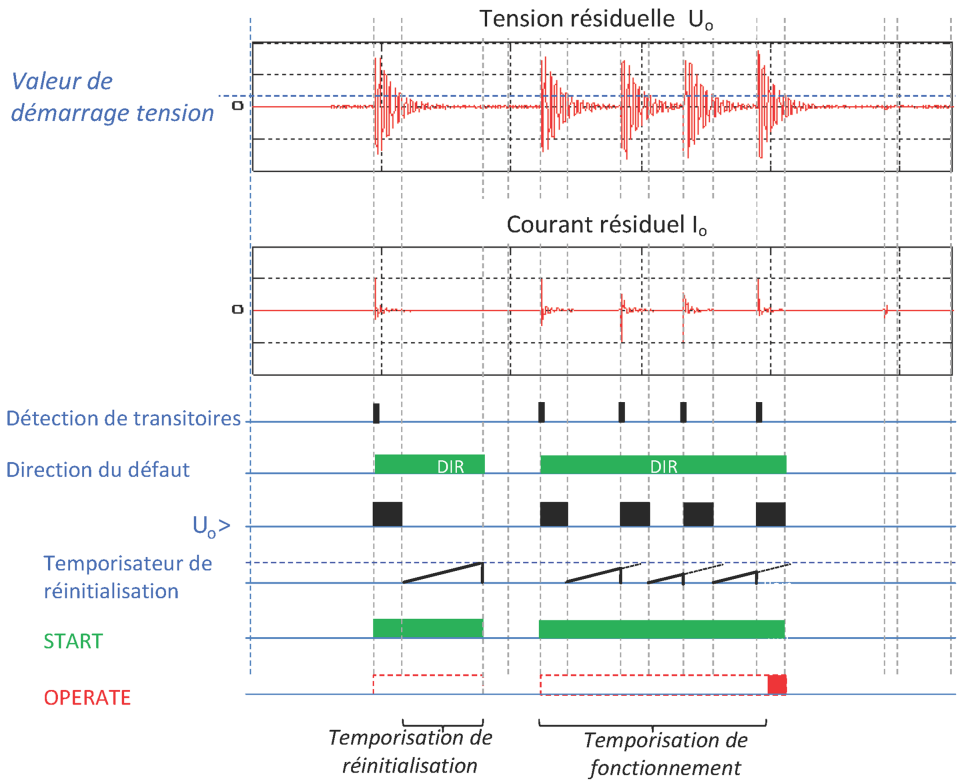


Figure 198: Exemple de fonctionnement de INTRPTEF en mode « Transient EF » dans le dispositif d'alimentation défectueux

En mode « Intermittent EF », la sortie OPERATE est activée lorsque les conditions suivantes sont remplies :

- le nombre de transitoires détectés dépasse *Peak counter limit*
- le temporisateur a atteint la durée fixée avec *Operate delay time*
- et un transitoire supplémentaire est détecté pendant le cycle de chute

Reset delay time commence à s'écouler à partir de chaque transitoire (pic) détecté. Si, par exemple, OPERATE n'est pas activée, le défaut disparaît momentanément, START reste activée jusqu'à ce que *Reset delay time* s'écoule, c'est-à-dire que la réinitialisation a lieu si le temps entre les transitoires est supérieur à *Reset delay time*. Après l'activation de OPERATE, une durée d'impulsion fixe de 100 ms est donnée pour OPERATE, tandis que START est réinitialisée après l'écoulement de *Reset delay time*

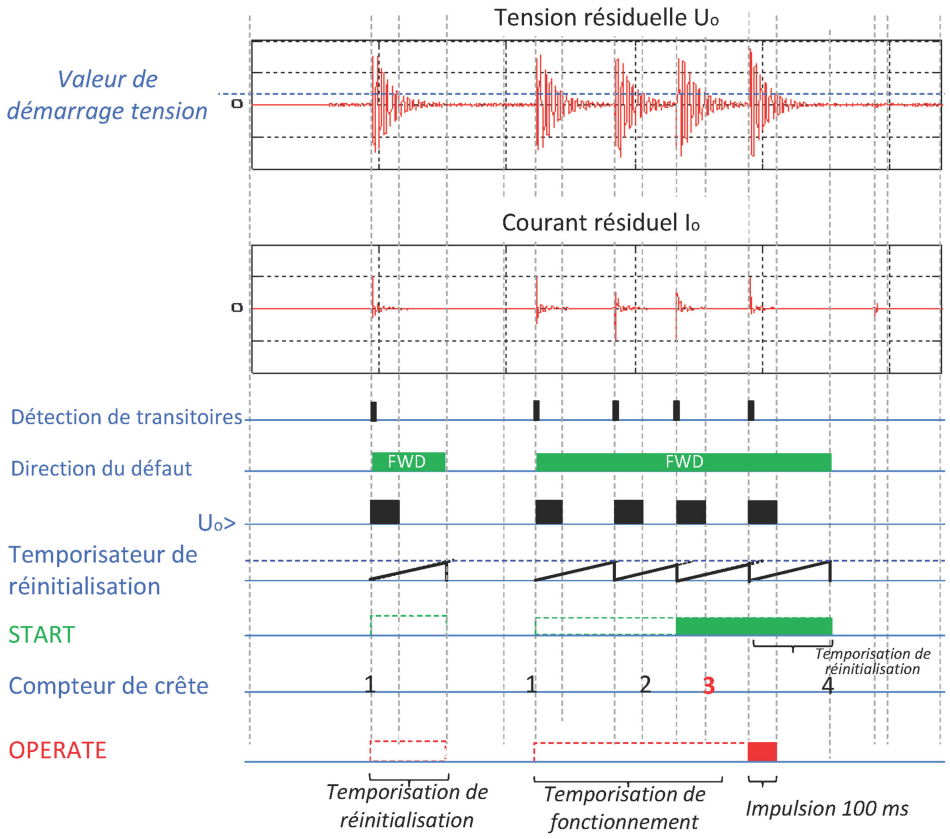


Figure 199: Exemple de fonctionnement de INTRPTEF en mode « Intermittent EF » dans le dispositif d'alimentation défectueux, limite compte de crête = 3

Le temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR, qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et du temps de fonctionnement défini. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Temporisateur 2

Si la fonction est utilisée en mode directionnel et qu'un transitoire de direction opposée est détecté, la sortie `BLK_EF` est activée pour la durée fixe de 25 ms. Si la sortie `START` est activée alors que la sortie `BLK_EF` est active, la sortie `BLK_EF` est désactivée.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée `BLOCK` et le réglage global **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée `BLOCK` peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de protection. L'influence de l'activation du signal `BLOCK` est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé à la valeur courante. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie `OPERATE` (Fonctionnement) n'est pas activée.

4.2.3.5 Application

INTRPTEF est une fonction de défaut de terre qui fonctionne en cas de défauts de terre intermittents et permanents survenant dans les réseaux de distribution et de sous-transmission. La détection des défauts se fait à partir des signaux de courant et de tension résiduels en surveillant les défauts transitoires selon des critères prédéfinis. Comme la fonction sert spécialement aux types de défauts, une détection et une élimination rapides des défauts peuvent être réalisées.

Défaut de terre intermittent

Le défaut de terre intermittent est un type particulier de défaut que l'on rencontre surtout dans les réseaux compensés avec des câbles souterrains. Une raison typique de ce type de défaut est la détérioration de l'isolation du câble, soit à cause de contraintes mécaniques, soit à cause du processus de vieillissement du matériau isolant par lequel l'eau ou l'humidité pénètre progressivement dans l'isolation du câble. Cela finit par réduire la résistance à la tension de l'isolation, ce qui entraîne une série de ruptures de l'isolation du câble. Le défaut débute lorsque la tension phase-terre dépasse le niveau d'isolation réduit du point de défaut et s'éteint la plupart du temps de lui-même, lorsque le courant du défaut tombe à zéro pour la première fois, comme le montre la figure 200. De ce fait, des défauts transitoires très courts, c'est-à-dire des variations rapides sous forme de pics de courant résiduel (Io) et de tension résiduelle (Uo), peuvent être mesurés de manière répétée. En règle générale, la résistance de défaut en cas de défaut de terre intermittent n'est que de quelques ohms.

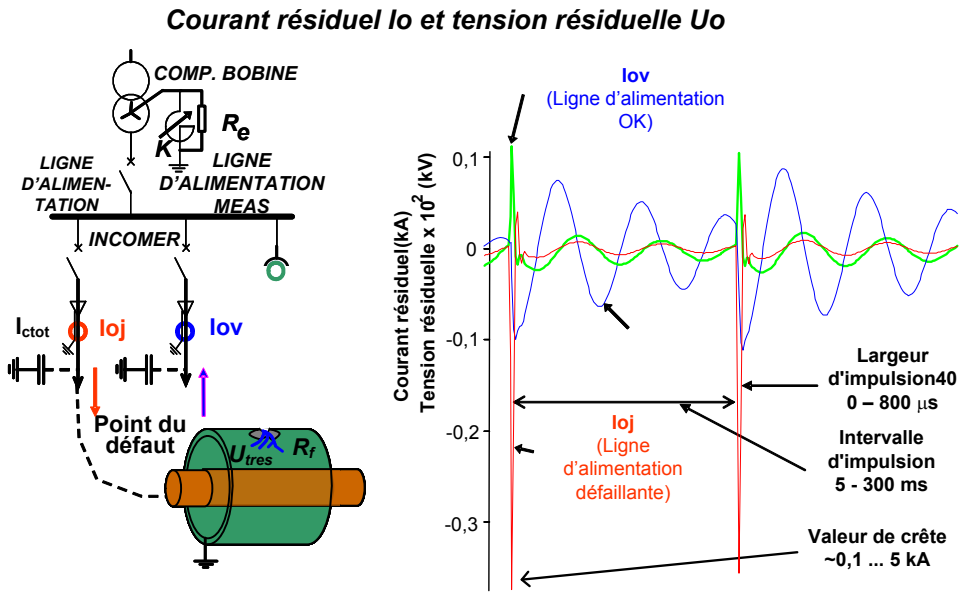
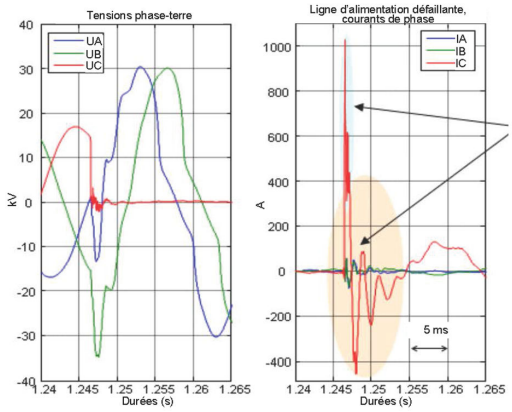


Figure 200: Caractéristiques typiques d'un défaut de terre intermittent

Défauts de terre transitoires

En général, les défauts de terre génèrent des défauts transitoires de courant et de tension. Plusieurs facteurs influent sur l'amplitude et la fréquence de ces défauts transitoires, comme le moment du défaut sur l'onde de tension, la localisation du défaut, la résistance du défaut et les paramètres des lignes d'alimentation et des transformateurs d'alimentation. Lors du lancement du défaut, la tension de la phase défectueuse diminue et la capacité correspondante est déchargée de terre (→ décharges transitoires). En même temps, les tensions des phases non défectueuses augmentent et les capacités correspondantes sont chargées (→ charges transitoires).

Si le défaut est de nature permanente (non transitoire), seul le défaut transitoire du défaut initial de courant et de tension peut être mesuré, alors que le défaut intermittent crée des transitoires répétitifs.



- Transmis depuis un réseau câblé réel 20 kV
- I_{EF} ~ 60 A
- Les deux composants de charge sont clairement visibles et superposés l'un sur l'autre

Figure 201: Exemple de transitoires de défaut de terre, dont les composantes transitoires de décharge et de charge, lorsqu'un défaut permanent survient dans un réseau 20 kV en phase C

4.2.3.6 Signaux

Tableau 427: Signaux d'entrée INTRPTEF

Nom	Type	Par défaut	Description
Io	SIGNAL	0	Courant résiduel
Uo	SIGNAL	0	Tension résiduelle
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 428: Signaux de sortie INTRPTEF

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer
BLK_EF	BOOLÉEN	Signal de blocage pour les défauts à la terre afin d'indiquer les crêtes en sens inverse

4.2.3.7 Paramètres

Tableau 429: Paramètres de groupe INTRPTEF (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Mode directionnel	1 = Non directionnel 2 = Vers l'avant 3 = Vers l'arrière			2 = Vers l'avant	Mode directionnel
Tempo fonctionnement	40...1200000	ms	10	500	Temporisation de fonctionnement
Valeur de démarrage de la tension	0,05...0,50	xUn	0,01	0,20	Valeur de démarrage de la tension

Tableau 430: Paramètres de non-groupe INTRPTEF (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Mode de fonctionnement	1 = Défaut à la terre intermittent 2 = Défaut à la terre transitoire			1 = Défaut à la terre intermittent	Critère de fonctionnement
Uo signal Sel	1 = Uo mesuré 2 = Uo calculé			1 = Uo mesuré	Sélection à utiliser pour le signal Uo

Tableau 431: Paramètres de non-groupe INTRPTEF (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	40...60000	ms	1	500	Temporisation de réinitialisation
Limite compteur de crête	2...20		1	2	Valeur minimale du compteur de crête avant le démarrage en mode IEF
Courant fonctionnement min	0,01...1,00	xIn	0,01	0,01	Courant de fonctionnement minimal pour le détecteur de transitoires

4.2.3.8 Données surveillées

Tableau 432: Données surveillées INTRPTEF

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
FAULT_DIR	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière 3 = Les deux		Direction des défauts détectée
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
INTRPTEF	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.2.3.9 Données techniques

Tableau 433: INTRPTEF - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de déclenchement (critères Uo avec protection transitoire)	En fonction de la fréquence du courant mesuré : f_n ±2 Hz
	±1.5 % de la valeur de consigne ou ±0.002 × Uo
Précision du temps de déclenchement	±1,0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms
Suppression des harmoniques	DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5

4.2.3.10 Historique de révision technique

Tableau 434: Historique de révision technique INTRPTEF

Révision technique	Modification
B	Les valeurs minimum et par défaut sont passées à 40 ms pour le paramètre *Operate delay time*.
C	Le paramètre *Minimum operate current* (Courant de fonctionnement minimal) a été ajouté. Correction dans le mappage CEI 61850 : DO BlkEF a été renommé InhEF. La valeur minimale 0,01 a été remplacée par 0,10 (et la valeur par défaut 0,01 remplacée par 0,20) pour le paramètre *Voltage start value* (Valeur de démarrage de la tension). La valeur minimale 0 ms a été remplacée par 40 ms pour le paramètre *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation).
D	La description de la valeur de démarrage de tension « Valeur de démarrage de tension pour les défauts à la terre transitoires » a été remplacée par « Valeur de démarrage de la tension », car la valeur de démarrage est effective dans les deux modes de fonctionnement. Une aide a été ajoutée pour la valeur Uo calculée. « Uo signal Sel » (Sél. signal Uo) permet de sélectionner la source Uo (mesurée/calculée). La valeur minimale du paramètre *Voltage start value* (Valeur de démarrage de la tension) 0,10 a été remplacée par 0,05.
E	La mise à l'échelle du paramètre *Min operate current* (Courant fonctionnement min) est passée du niveau de crête au niveau effectif.

4.2.4 Protection contre les défauts à la terre basée sur la mesure d'admittance EFPADM

4.2.4.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection contre les défauts de terre basée sur la mesure d'admittance	EFPADM	Yo> ->	21YN

4.2.4.2 Bloc fonctionnel

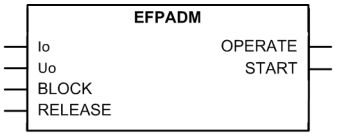


Figure 202: Bloc fonctionnel

4.2.4.3 Fonctionnalité

La protection contre les défauts à la terre basée sur la mesure d'admittance EFPADM fournit une protection contre les défauts à la terre sélective pour les réseaux à haute résistance reliés à la terre, non reliés à la terre et compensés. Elle peut être utilisée pour la protection des lignes aériennes ainsi que des câbles enterrés. Elle peut être utilisée comme solution alternative aux protections traditionnelles contre les défauts à la terre basées sur le courant résiduel, comme le mode IoCos dans DEFxPDEF. Les avantages principaux d'EFPADM comprennent la polyvalence d'application, la bonne sensibilité et la facilité des principes de réglage.

EFPADM est basé sur l'évaluation de l'admittance neutre du réseau, c'est à dire, le quotient :

$$\underline{Yo} = \underline{Io} / -\underline{Uo}$$

(Équation 24)

L'admittance mesurée est comparée aux limites caractéristiques d'admittance dans le plan d'admittance. Les caractéristiques prises en charge comprennent la suradmittance, la sursusceptance, la surconductance ou toute combinaison des trois. La directivité des critères de sursusceptance et de surconductance peut être définie comme avant, arrière ou non directionnelle et les lignes de délimitation peuvent être inclinées si l'application le requiert. Cela permet l'optimisation de la forme des caractéristiques d'admittance pour n'importe quelle application.

La fonction prend en charge deux algorithmes de calcul pour l'admittance. Le calcul d'admittance peut être réglé pour inclure ou exclure les valeurs de séquence homopolaire avant défaut de Io et Uo. De plus, l'admittance calculée est enregistrée au moment du déclenchement et peut être surveillée à des fins d'analyse post défaut.

Afin de garantir la sécurité de la protection, le calcul d'admittance est surveillé par une condition de surtension résiduelle qui déclenche la protection d'admittance pendant une condition de défaut. Sinon, il est également possible de fournir le signal de déclenchement via un signal binaire externe.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si l'opérateur le souhaite, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur ou la fonction elle-même.

4.2.4.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondants sont « On » et « Off ».

Le fonctionnement de la fonction EFPADM peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

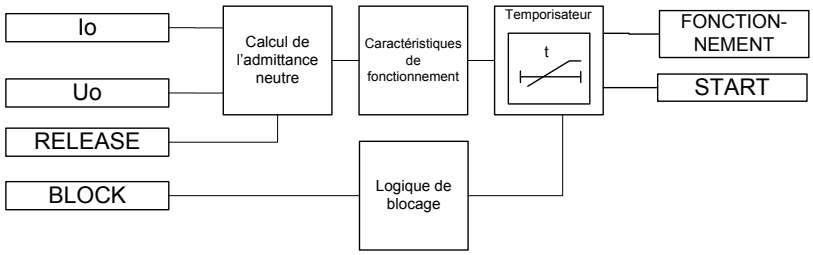


Figure 203: Schéma du module fonctionnel

Calcul d'admission du neutre

Le courant résiduel peut être sélectionné à partir du paramètre *Io signal Sel*. Les options de paramètre sont « Measured Io » et « Calculated Io ». Si « Measured Io » est sélectionnée, le rapport de courant pour le canal Io est donné dans **Configuration/ Analog inputs/Current (Io,CT)**. Si « Calculated Io » est sélectionnée, le rapport de courant est obtenu par les canaux phase-courant donnés dans **Configuration/Analog inputs/Current (3I, CT)**.

Respectivement, la tension résiduelle peut être sélectionnée à partir du paramètre *Uo signal Sel*. Les options de paramètre sont « Measured Uo » et « Calculated Uo ». Si « Measured Uo » est sélectionnée, le rapport de tension pour le canal Uo est donné dans **Configuration/Analog inputs/Voltage (Uo,VT)**. Si « Calculated Uo » est sélectionnée, le rapport de tension est obtenu par les canaux phase-tension donnés dans **Configuration/Analog inputs/Voltage (3U, VT)**.

Exemple 1: Uo est mesurée à partir des TT connectés en triangle ouvert (20/√(3) kV : 100/√(3) V : 100/3 V). Dans ce cas, « Measured Uo » est sélectionnée. Les valeurs nominales de la tension résiduelle sont obtenues à partir des rapports TT saisis dans le paramètre Residual voltage Uo : **Configuration/Analog inputs/Voltage (Uo,VT)** : 11,547 kV : 100 V. La valeur de démarrage de la tension résiduelle de 1,0 × Un correspond à 1,0 × 11,547 kV = 11,547 kV dans le primaire.

Exemple 2: Uo est calculée à partir des quantités de phase. Le rapport TT-phase est 20/racine carrée (3) kV : 100/√(3) V. Dans ce cas, « Calculated Uo » est sélectionnée. La valeur nominale de la tension résiduelle est obtenue à partir des rapports TT saisis dans le paramètre Residual voltage Uo : **Configuration/Analog inputs/Voltage (3U,VT)** : 20,000 kV : 100 V. La valeur de démarrage de la tension résiduelle de 1,0 × Un correspond à 1,0 × 20,000 kV = 20,000 kV dans le primaire.



Dans le cas où, si « Calculated Uo » est sélectionnée, la valeur nominale de la tension résiduelle est toujours une tension phase-phase. Ainsi, le paramètre maximum valable pour la valeur de démarrage de la tension résiduelle est 0,577 × Un. L'Uo calculée nécessite que les trois tensions phase-terre soient connectées au relais de protection. Uo ne peut pas être calculé à partir des tensions phase-phase.

Lorsque la tension résiduelle dépasse le seuil fixé par *Voltage start value*, un défaut de terre est détecté et le calcul de l'admission du neutre est déclenché.

Pour garantir une précision suffisante des mesures de Io et Uo, il est nécessaire que la tension résiduelle dépasse la valeur fixée par le paramètre *Min operate voltage*. Si le mode de calcul de l'admission est « Delta », la variation minimale de la tension résiduelle due à un défaut doit être de 0,01 × Un pour permettre le fonctionnement. De même, le courant résiduel doit dépasser la valeur fixée par le paramètre *Min operate current*.

La polarité de la quantité de polarisation Uo peut être modifiée, c'est-à-dire tournée de 180 degrés, en réglant le paramètre *Pol reversal* sur la valeur « True » ou en inversant la polarité des fils de mesure de la tension résiduelle.

Comme alternative à la condition de démarrage interne basée sur le maximum de tension résiduelle, la protection d'admission du neutre peut également être libérée à l'extérieur en utilisant l'entrée `RELEASE`.

Lorsque *Admittance Clc mode* est réglé sur « Delta », la logique externe utilisée doit être capable de fournir un déclenchement en moins de 0,1 s à partir de l'initiation du défaut. Sinon, les valeurs pré-défaillance collectées sont écrasées par les valeurs de temps du défaut. S'il est plus lent, le paramètre *Admittance Clc mode*doit être réglé sur « Normal ».

L'admission du neutre est calculée comme le quotient entre le courant résiduel et la tension résiduelle (polarité inversée) des phaseurs de fréquence fondamentale. Le paramètre *Admittance Clc mode* définit le mode de calcul.

Admittance Clc mode = « Normal »

$$\underline{Yo} = \frac{\underline{Io}_{défaut}}{-\underline{Uo}_{défaut}}$$

(Équation 25)

Admittance Clc mode = « Delta »

$$Yo = \frac{\underline{Io}_{défaut} - \underline{Io}_{avant\ défaut}}{-(\underline{Uo}_{défaut} - \underline{Uo}_{avant\ défaut})} = \frac{\Delta\underline{Io}}{-\Delta\underline{Uo}}$$

(Équation 26)

$\underline{Yo}$	Admission calculée du neutre [Siemens]
$\underline{Io}_{fault}$	Courant résiduel pendant le défaut [ampères]
$\underline{Uo}_{fault}$	Tension résiduelle pendant le défaut [volts]
$\underline{Io}_{prefault}$	Courant résiduel pré défaut [ampères]
$\underline{Uo}_{prefault}$	Tension résiduelle pré défaut [volts]
$\Delta\underline{Io}$	Changement dans le courant résiduel dû à un défaut [ampères]
$\Delta\underline{Uo}$	Changement dans la tension résiduelle dû à un défaut [volts]

Traditionnellement, le calcul d'admission se fait en mode de calcul « Normal », c'est-à-dire avec les valeurs de courant et de tension directement mesurées pendant le défaut. Autrement, en sélectionnant le mode de calcul « Delta », l'asymétrie homopolaire du réseau avant le défaut peut être supprimée du calcul de l'admission. Théoriquement, cela rend le calcul d'admission totalement insensible à la résistance de défaut, c'est-à-dire que la valeur d'admission estimée n'est pas affectée par la résistance de défaut. L'utilisation de la variation de Uo et Io due à un défaut dans le calcul d'admission permet également d'atténuer les effets des erreurs de mesure des TT et TC, améliorant ainsi la précision de mesure, la sensibilité et la sélectivité de la protection.

Le mode de calcul « Delta » est recommandé dans le cas où une sensibilité élevée de la protection est requise, si le réseau présente un degré élevé d'asymétrie pendant l'état sain ou si la mesure du courant résiduel est basée sur la connexion de somme, c'est-à-dire la connexion Holmgren.

Le calcul de l'admission du neutre produit certaines valeurs lors de défauts en sens direct et en sens inverse.

Défaut en sens inverse, c'est-à-dire en dehors du dispositif d'alimentation protégé.

$$\underline{Yo} = -\underline{Y}_{Fdtot}$$

(Équation 27)

$$\approx -j \cdot \frac{I_{eFd}}{U_{ph}}$$

(Équation 28)

$\underline{Y}_{Fdtot}$	Somme des admissions phase-terre ($\underline{Y}_{FdA}$, $\underline{Y}_{FdB}$, $\underline{Y}_{FdC}$) du dispositif d'alimentation protégé
I_{eFd}	Amplitude du courant de défaut de terre du dispositif d'alimentation protégé lorsque la résistance de défaut est de zéro ohm
U_{ph}	Amplitude de la tension phase-terre nominale du système

L'équation 27 montre qu'en cas de défauts extérieurs, l'admission mesurée est égale à l'admission du dispositif d'alimentation protégé avec un signe négatif. L'admission mesurée est principalement réactive ; la petite partie résistive de l'admission mesurée est due aux pertes de fuite du dispositif d'alimentation. Théoriquement, l'admission mesurée est située dans le troisième quadrant du plan d'admission près de l'axe im($\underline{Y}$o), voir figure 204.

Le résultat de l'équation 27 est valable quelle que soit la méthode de mise à la terre du neutre. Dans les réseaux compensés, le degré de compensation n'affecte pas le résultat. Cela permet un principe de réglage simple pour la protection de l'admission du neutre : la

caractéristique d'admission est réglée pour couvrir la valeur $\underline{Y}o = -\underline{Y}_{Fdtot}$ avec une marge appropriée.



En raison d'imprécisions dans la mesure de la tension et du courant, la petite partie réelle de l'admission du neutre calculée peut apparaître comme positive, ce qui amène l'admission mesurée dans le quatrième quadrant du plan d'admission. Il convient d'en tenir compte lors de la définition de la caractéristique d'admission.

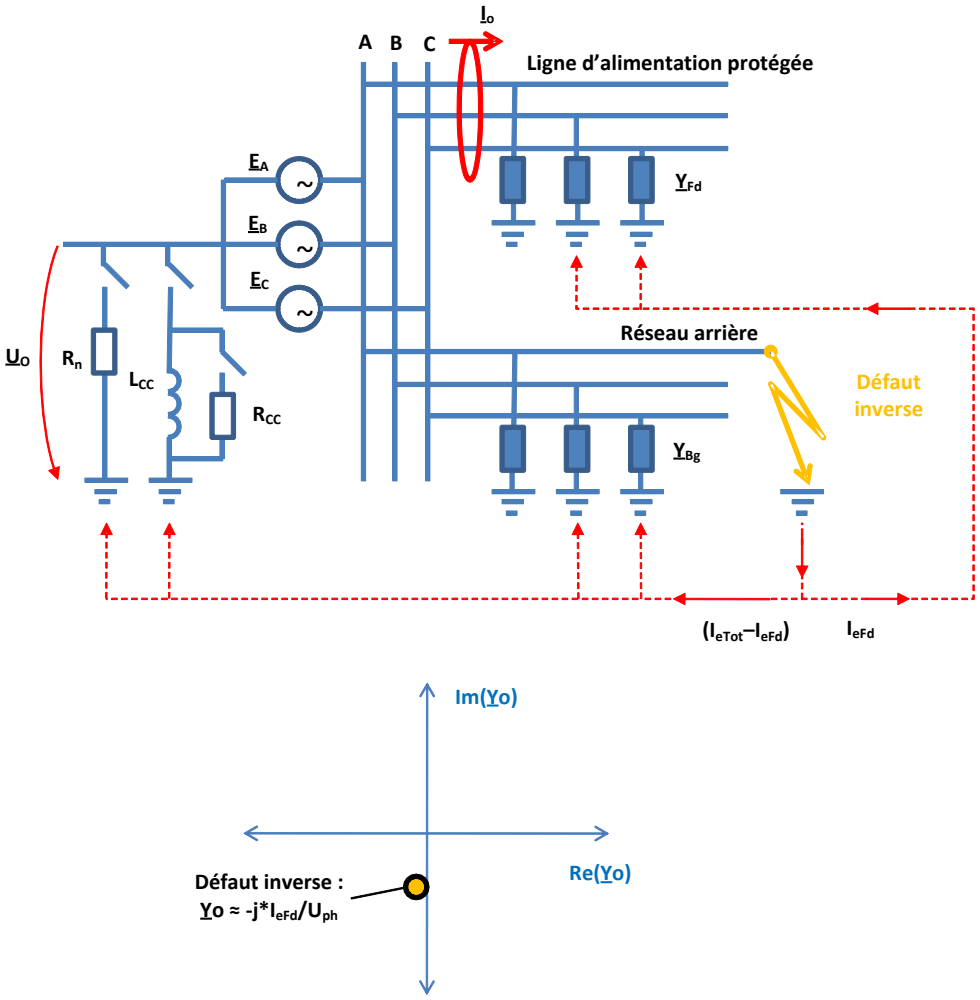


Figure 204: Calcul de l'admission lors d'un défaut inverse

R_{CC}	Résistance de la résistance parallèle
L_{CC}	Inductance de la bobine de compensation
R_n	Résistance de la résistance de mise à la terre du neutre
$\underline{Y}_{Fd}$	Admission phase-terre du dispositif d'alimentation protégé
$\underline{Y}_{Bg}$	Admission phase-terre du réseau d'arrière-plan

Par exemple, dans un réseau compensé de 15 kV où l'amplitude du courant de défaut de terre dans le dispositif d'alimentation protégé est de 10 A (Rf = 0 Ω), on peut calculer la valeur théorique de l'admission mesurée pendant un défaut de terre en sens inverse, c'est-à-dire en dehors du dispositif d'alimentation protégé.

$$\underline{Yo} \approx -j \cdot \frac{I_{eFd}}{U_{ph}} = -j \cdot \frac{10A}{15/\sqrt{3}kV} = -j \cdot 1.15 \text{ milliSiemens}$$

(Équation 29)

Le résultat est valable quelle que soit la méthode de mise à la terre du neutre.

Dans ce cas, la partie résistive de l'admission mesurée est due aux pertes de fuite du dispositif d'alimentation protégé. Comme elles sont généralement très faibles, la partie résistive est proche de zéro. En raison d'imprécisions dans la mesure de la tension et du courant, la petite partie réelle de l'admission apparente du neutre peut sembler positive. Il convient d'en tenir compte lors de la définition de la caractéristique d'admission.

Défaut en sens inverse, c'est-à-dire à l'intérieur du dispositif d'alimentation protégé.

Réseau non mis à la terre :

$$\underline{Yo} = \underline{Y}_{Bgtot}$$

(Équation 30)

$$\approx j \cdot \left(\frac{I_{eTot} - I_{eFd}}{U_{ph}} \right)$$

(Équation 31)

Réseau compensé :

$$\underline{Yo} = \underline{Y}_{Bgtot} + \underline{Y}_{CC}$$

(Équation 32)

$$\approx \frac{I_{Rcc} + j \cdot \left(I_{eTot} \cdot (1 - K) - I_{eFd} \right)}{U_{ph}}$$

(Équation 33)

Réseau mis à la terre à haute résistance :

$$\underline{Yo} = \underline{Y}_{Bgtot} + \underline{Y}_{Rn}$$

(Équation 34)

$$\approx \frac{I_{Rn} + j \cdot \left(I_{eTot} - I_{eFd} \right)}{U_{ph}}$$

(Équation 35)

$\underline{Y}_{Bgtot}$	Somme des admissions phase-terre ($\underline{Y}_{FdA}$, $\underline{Y}_{FdB}$, $\underline{Y}_{FdC}$) du réseau d'arrière-plan
$\underline{Y}_{CC}$	Admission du montage de mise à la terre (bobine de compensation et résistance parallèle)
I_{Rcc}	Courant assigné de la résistance parallèle
I_{eFd}	Amplitude du courant de défaut de terre du dispositif d'alimentation protégé lorsque la résistance de défaut est de zéro ohm
I_{eTot}	Amplitude du courant de défaut de terre non compensé du réseau lorsque Rf est de zéro ohm
K	Degré de compensation, K = 1 résonance complète, K<1 sous-compensé, K>1 surcompensé
I_{Rn}	Courant assigné de la résistance de mise à la terre du neutre

L'équation 30 montre qu'en cas de défaut à l'intérieur du dispositif d'alimentation protégé dans les réseaux non mis à la terre, l'admission mesurée est égale à l'admission du réseau d'arrière-plan. L'admission est principalement réactive ; la petite partie résistive de l'admission mesurée est due aux pertes de fuite du réseau d'arrière-plan. Théoriquement, l'admission mesurée est située dans le premier quadrant du plan d'admission, près de l'axe im(Yo), voir figure 205.

L'équation 32 montre qu'en cas de défaut à l'intérieur du dispositif d'alimentation protégé dans les réseaux compensés, l'admission mesurée est égale à l'admission du réseau d'arrière-plan et de la bobine, y compris la résistance parallèle. En fait, le degré de compensation détermine la partie imaginaire de l'admission mesurée et la partie résistive est due à la résistance parallèle de la bobine et aux pertes de fuite du réseau d'arrière-plan et aux pertes de la bobine. Théoriquement, l'admission mesurée est située dans le premier ou le quatrième quadrant du plan d'admission, en fonction du degré de compensation, voir figure 205.



Avant que la résistance parallèle ne soit connectée, la partie résistive de l'admission mesurée est due aux pertes de fuite du réseau d'arrière-plan et aux pertes de la bobine. Comme elles sont généralement petites, la partie résistive peut ne pas être suffisamment grande pour assurer la distinction du défaut et de sa direction sur la base de la conductance mesurée. Il convient de tenir compte de cette caractéristique, ainsi que du calibre et de la logique de fonctionnement de la résistance parallèle, lors du réglage de la caractéristique d'admission dans les réseaux compensés.

L'équation 34 montre qu'en cas de défaut à l'intérieur du dispositif d'alimentation protégé dans les systèmes de mise à la terre à haute résistance, l'admission mesurée est égale à l'admission du réseau d'arrière-plan et de la résistance de mise à la terre du neutre. En fait, la partie imaginaire de l'admission mesurée est due aux capacités phase-terre du réseau d'arrière-plan, et la partie résistive est due à la résistance de mise à la terre du neutre et aux pertes de fuite du réseau d'arrière-plan. Théoriquement, l'admission mesurée est située dans le premier quadrant du plan d'admission, voir figure 205.

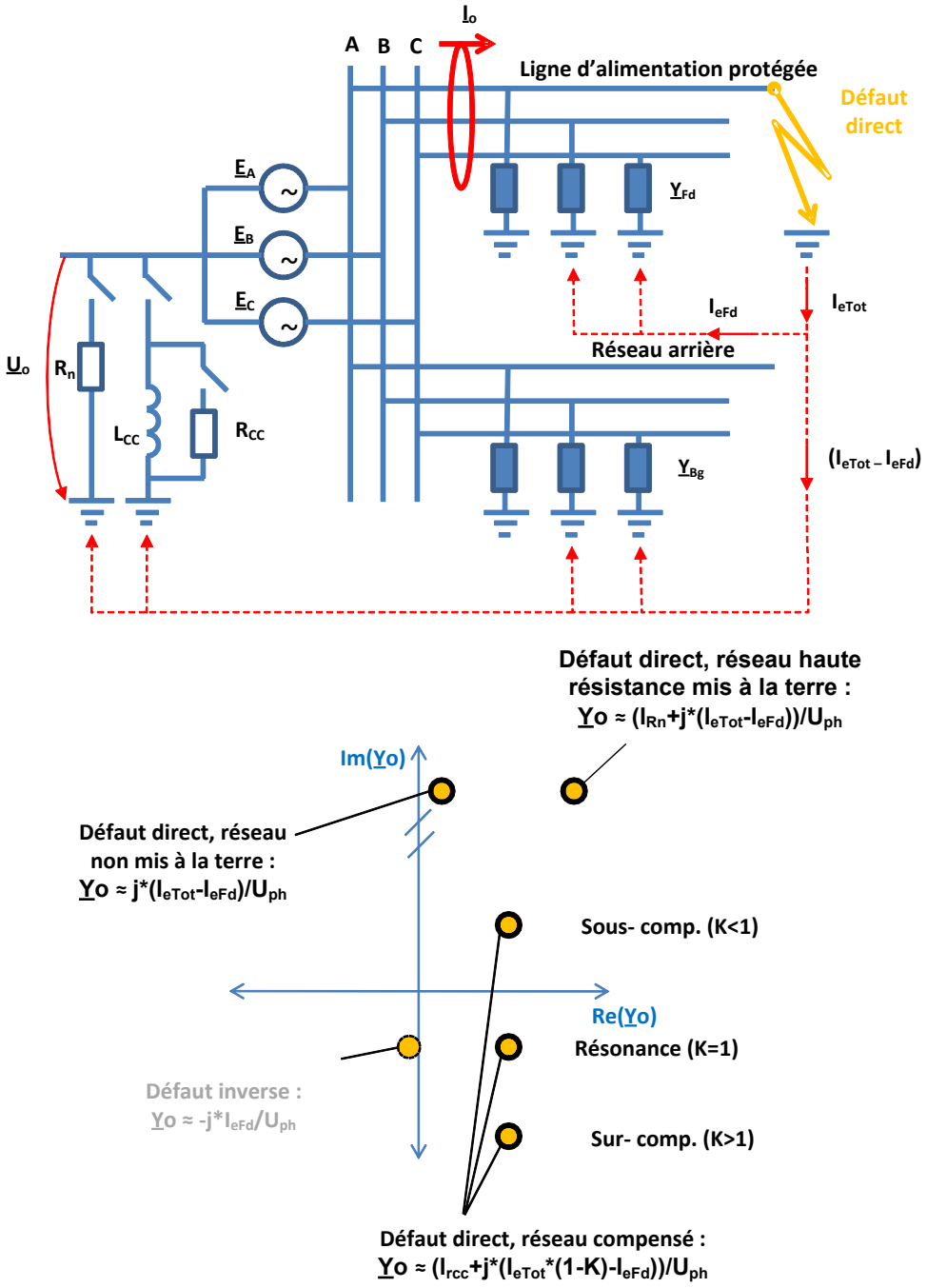


Figure 205: Calcul de l'admission lors d'un défaut direct

Lorsque le réseau est entièrement compensé dans des réseaux compensés, théoriquement lors d'un défaut direct, la partie imaginaire de l'admission mesurée est égale à la susceptance du dispositif d'alimentation protégé avec un signe négatif. La distinction entre un défaut direct et un défaut inverse doit donc être basée sur la partie réelle de l'admission mesurée, c'est-à-dire la conductance. Ainsi, la

meilleure sélectivité est obtenue lorsque le réseau compensé est exploité soit en mode sous-compensé, soit en mode surcompensé.

Par exemple, dans un réseau compensé de 15 kV, l'amplitude du courant de défaut de terre du dispositif d'alimentation protégé est de 10 A (Rf = 0 Ω) et l'amplitude du réseau est de 100 A (Rf = 0 Ω). Lors d'un défaut de terre, une résistance de 15 A est connectée en parallèle à la bobine après un délai de 1,0 seconde. Le degré de compensation est surcompensé, K = 1,1.

Lors d'un défaut à la terre dans le sens direct, c'est-à-dire à l'intérieur du dispositif d'alimentation protégé, on peut calculer la valeur théorique de l'admission mesurée après la connexion de la résistance en parallèle.

$$\underline{Y}_O \approx \frac{I_{Rcc} + j \cdot \left(I_{eTot} \cdot (1-K) - I_{eFd}\right)}{U_{ph}}$$

$$= \frac{15A + j \cdot \left(100A \cdot (1-1.1) - 10A\right)}{15kV/\sqrt{3}} \approx (1.73 - j \cdot 2.31) \text{ milliSiemens}$$

(Équation 36)

Avant que la résistance parallèle ne soit connectée, la partie résistive de l'admission mesurée est due aux pertes de fuite du réseau d'arrière-plan et aux pertes de la bobine. Comme elles sont généralement petites, la partie résistive peut ne pas être suffisamment grande pour assurer la distinction du défaut et de sa direction sur la base de la conductance mesurée. Il convient de tenir compte de cette caractéristique, ainsi que du calibre et de la logique de fonctionnement de la résistance parallèle, lors du réglage de la caractéristique d'admission.

Lorsqu'une sensibilité élevée de la protection est requise, le courant résiduel doit être mesuré avec un TC à noyau de câble/anneau, c'est-à-dire le TC Ferranti. L'utilisation de l'entrée `Io` sensible doit également être envisagée. La mesure de la tension résiduelle doit être effectuée avec une connexion en triangle ouvert des trois transformateurs de tension unipolaires isolés.

Le signe des paramètres de la caractéristique d'admission doit être considéré en fonction de l'emplacement de la limite de la caractéristique dans le plan d'admission. Tous les réglages directs sont donnés avec un signe positif et les réglages inverses avec un signe négatif.

Caractéristique de fonctionnement

Après la libération du calcul d'admission, l'admission du neutre calculée est comparée aux limites de la caractéristique d'admission dans le plan d'admission. Si l'admission du neutre calculée Yo se déplace hors de la caractéristique, le signal d'activation est envoyé au temporisateur.

L'EFPADM prend en charge un large éventail de caractéristiques différentes afin d'obtenir une flexibilité et une sensibilité maximales dans différentes applications. La forme de la caractéristique de base est sélectionnée à l'aide des paramètres *Operation mode* et *Directional mode*. *Operation mode* définit le ou les critères de fonctionnement qui sont activés et *Directional mode* définit si les lignes de limite directes, inverses ou non directionnelles pour ce mode de fonctionnement particulier sont activées.

Tableau 435: Critère de fonctionnement

Mode de fonctionnement	Description
Yo	Critère d'admission
Bo	Critère de susceptance
Go	Critère de conductance
Yo, Go	Critère d'admission combiné avec le critère de conductance
Yo, Bo	Critère d'admission combiné avec le critère de susceptance
Go, Bo	Critère de conductance combiné avec le critère de susceptance
Yo, Go, Bo	Critère d'admission combiné avec le critère de conductance et de susceptance

Il est possible de sélectionner les options « Forward » et « Reverse » pour le paramètre *Directional mode*.

L'illustration 206, l'illustration 207 et l'illustration 208 présentent les caractéristiques d'admission prises en charge par l'EFPADM et les paramètres pertinents pour cette caractéristique particulière. Les caractéristiques les plus typiques sont mises en évidence et expliquées en détail dans le chapitre Caractéristiques d'admission du neutre. Le fonctionnement est réalisé lorsque l'admission du neutre calculée Yo se déplace en dehors de la caractéristique (la zone de fonctionnement est marquée en gris).

Les paramètres définissant les caractéristiques d'admission sont donnés en milliSiemens primaires (mS). L'équation de conversion pour l'admission du secondaire au primaire est :

$$Y_{pri} = Y_{sec} \cdot \frac{ni_{CT}}{nu_{VT}}$$

(Équation 37)

ni_{CT} Rapport du TC pour le courant résiduel Io

nu_{TT} Rapport TT pour la tension résiduelle Uo

Exemple : Le paramètre d'admission dans le secondaire est de 5,00 milliSiemens. Le rapport TC est de 100/1 A et le rapport TT est de

11 547/100 V. Le paramètre d'admission dans le primaire peut être calculé.

$$Y_{pri} = 5.00\ milliSiemens \cdot \frac{100/1A}{11547/100V} = 4.33\ milliSiemens$$

(Équation 38)

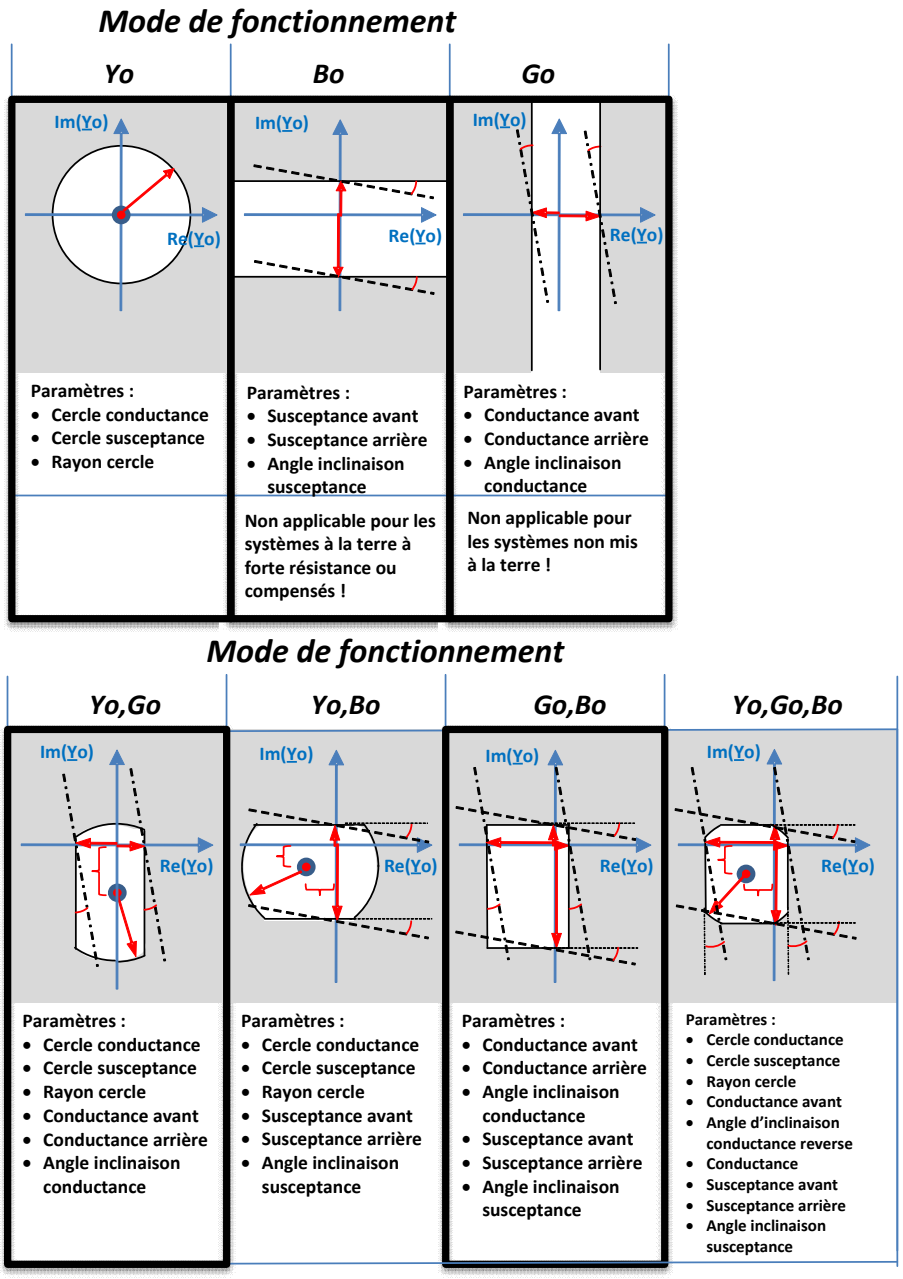


Figure 206: Caractéristique d'admission avec différents modes de fonctionnement lorsque Directional mode = « Non-directional »

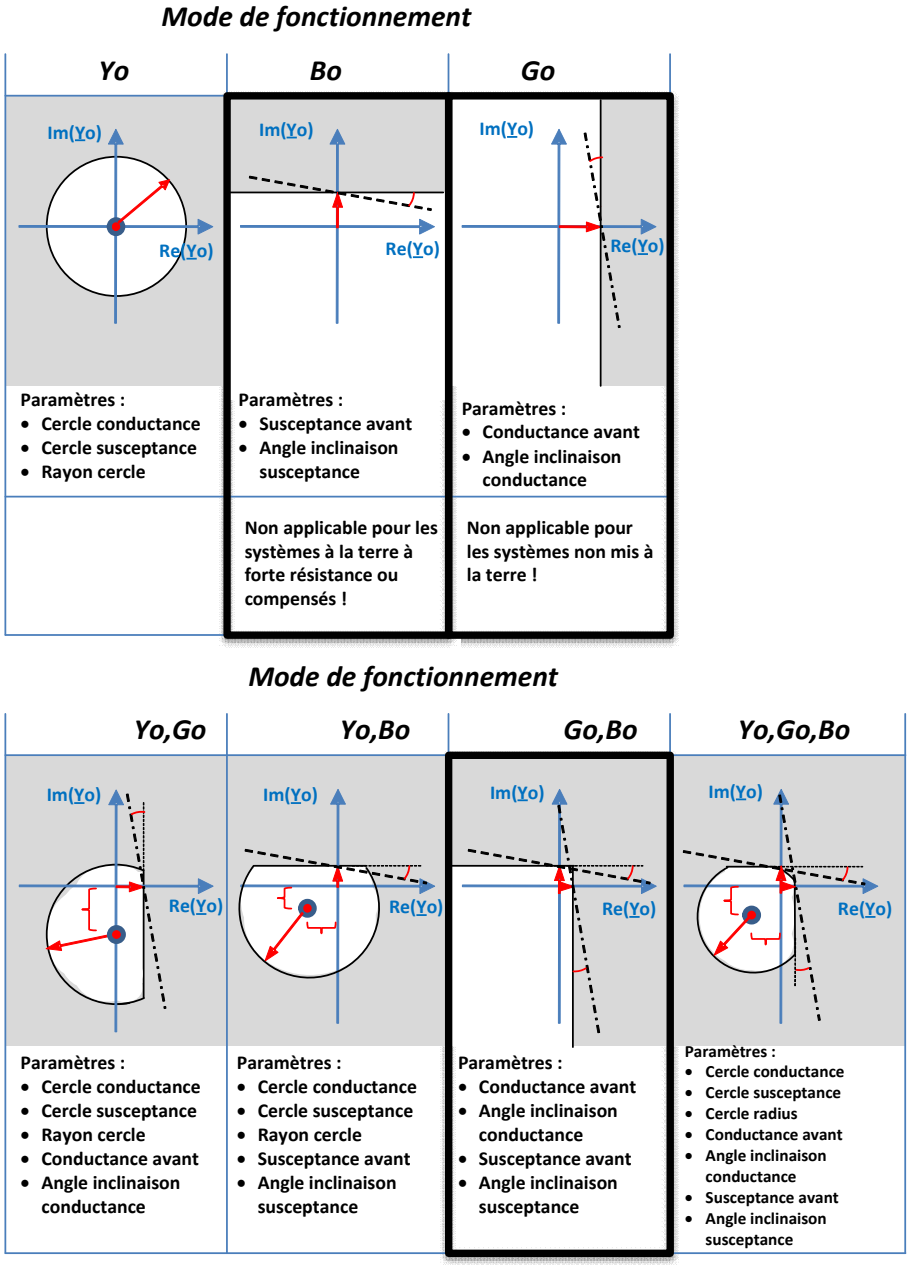


Figure 207: Caractéristique d'admission avec différents modes de fonctionnement lorsque Directional mode = « Forward »

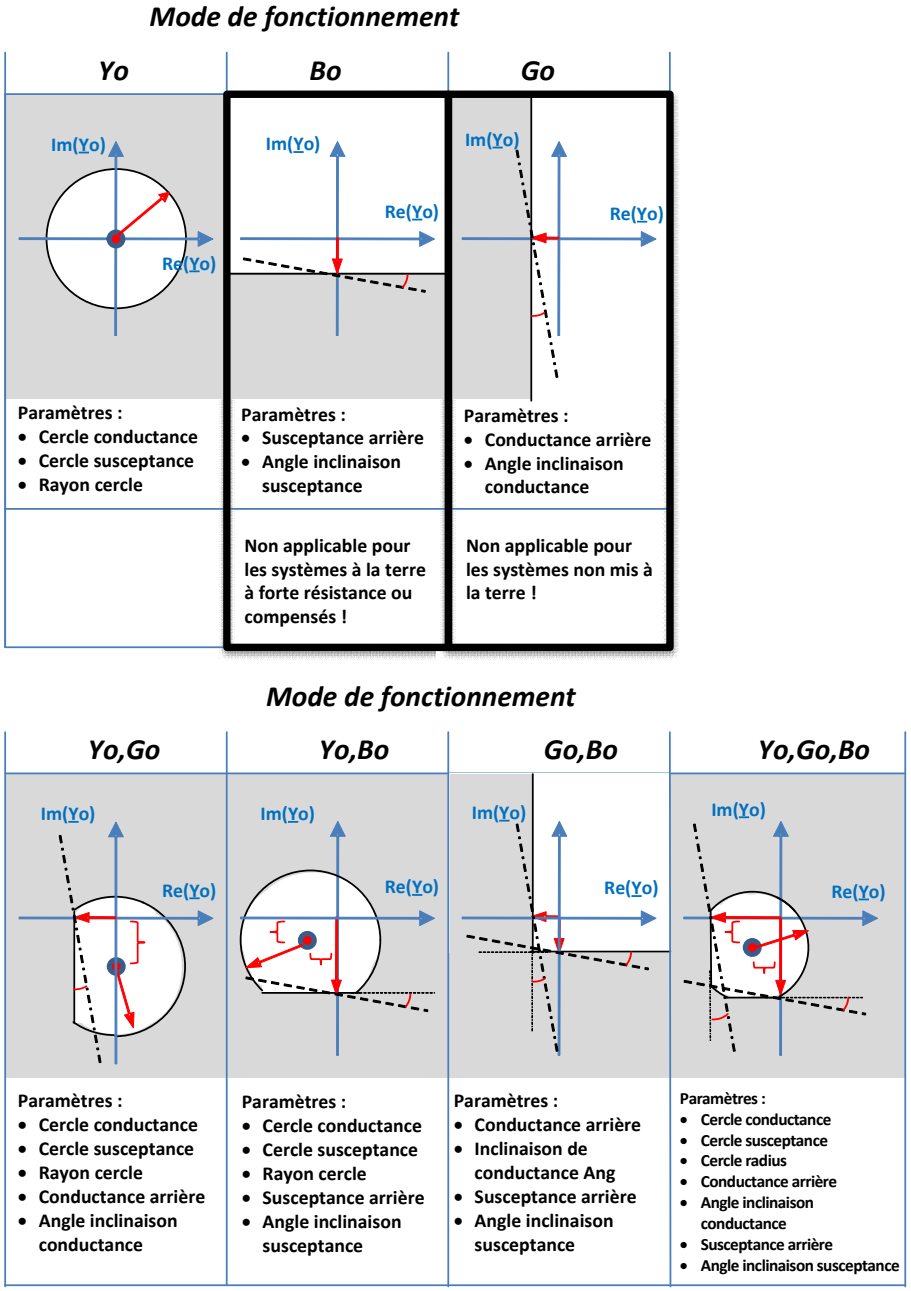


Figure 208: Caractéristique d'admission avec différents modes de fonctionnement lorsque Directional mode = « Reverse »

Temporisateur

Une fois activé, le temporisateur active la sortie `START`. La caractéristique du temporisateur se base sur le mode fonctionnement défini (DT). Lorsque le temporisateur de fonctionnement atteint la valeur du paramètre *Operate delay time*, la sortie `OPERATE` est activée. Si le défaut disparaît avant que le module ne puisse fonctionner, le temporisateur de fonctionnement est activé. Si le temporisateur de

réinitialisation atteint la valeur définie par le paramètre *Reset delay time*, le temporisateur de fonctionnement se réinitialise et la sortie START est désactivée. Le temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR, qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et de la durée de fonctionnement définie. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée BLOCK et le réglage global **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée BLOCK peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de protection. L'influence de l'activation du signal BLOCK est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers », le temporisateur de fonctionnement est immobilisé sur la valeur courante, mais la sortie OPERATE n'est pas désactivée lorsque le blocage est activé. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie OPERATE (Fonctionnement) n'est pas activée.

4.2.4.5 Caractéristiques de l'admission du neutre

La caractéristique appliquée doit toujours être fixée de manière à couvrir la totalité de l'admission de la source protégée avec une marge appropriée. Toutefois, les principes de sélection des valeurs de réglage plus détaillées dépendent de la caractéristique en question.



Les paramètres définissant les caractéristiques d'admission sont donnés en milliSiemens primaires.

Les paramètres de limite directe et inverse doivent être réglés de manière à ce que le paramètre direct soit toujours plus grand que le paramètre inverse et qu'il y ait un espace entre eux.

Caractéristique de la suradmission

Le critère de suradmission est activé avec le paramètre *Operation mode* réglé sur « Yo ». La caractéristique est un cercle dont le rayon est défini avec le paramètre *Circle radius*. Pour une plus grande souplesse d'application, le point médian du cercle peut être éloigné de l'origine avec les paramètres *Circle conductance* et *Circle susceptance*. Les valeurs par défaut de *Circle conductance* et *Circle susceptance* sont de 0,0 mS, c'est-à-dire que la caractéristique est un cercle centré sur l'origine.

Le fonctionnement est obtenu lorsque l'admission mesurée se déplace à l'extérieur du cercle.

Le critère de suradmission est généralement appliqué dans les réseaux non mis à la terre, mais il peut également être utilisé dans les réseaux compensés, en particulier si le cercle est décalé par rapport à l'origine.

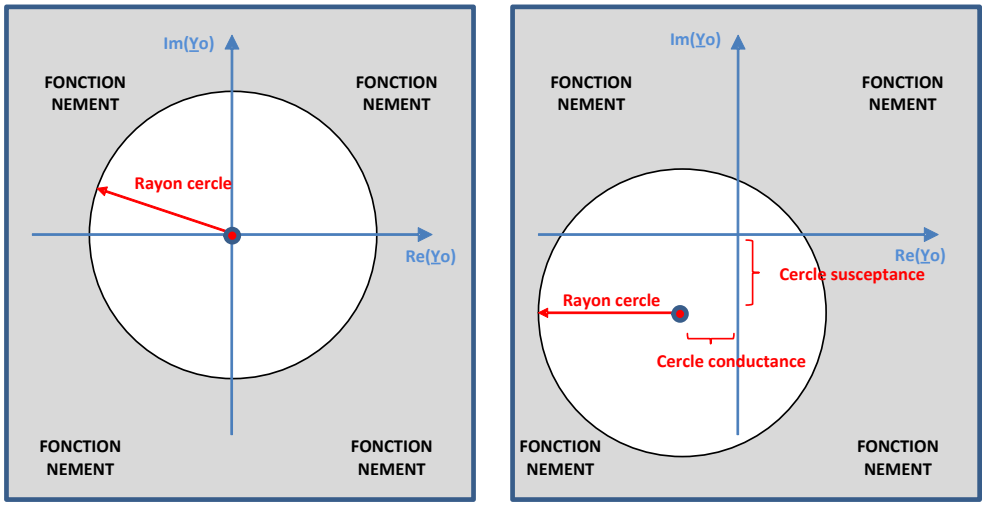


Figure 209: Caractéristique de la suradmission. Illustration de gauche : cercle d'admission classique centré sur l'origine. Illustration de droite : le cercle d'admission est décalé par rapport à l'origine.

Caractéristiques de la surconductance non-directionnelle

Le critère de surconductance non directionnelle est activé avec le paramètre *Operation mode* défini sur « Go » et *Directional mode* défini sur « Non-directional ». La caractéristique est définie avec deux lignes de limite de surconductance par les paramètres *Conductance forward* et *Conductance reverse*. Pour une plus grande flexibilité d'application, les lignes de limite peuvent être inclinées selon l'angle défini par le paramètre *Conductance tilt Ang*. Par défaut, l'angle d'inclinaison est de zéro degré, c'est-à-dire que la ligne de limite est une ligne verticale dans le plan d'admission. Une valeur d'inclinaison positive fait tourner la ligne de limite dans le sens inverse des aiguilles d'une montre par rapport à l'axe vertical.

En cas de critère de conductance non directionnelle, le paramètre *Conductance reverse* doit être réglé sur une valeur plus petite que celle du paramètre *Conductance forward*.

Le fonctionnement est obtenu lorsque l'admission mesurée se déplace au-dessus de l'une ou l'autre des lignes limites.



Le critère de surconductance non directionnelle est applicable dans les réseaux à haute résistance mis à la terre et compensés. Il ne doit pas être appliqué dans les réseaux non mis à la terre.

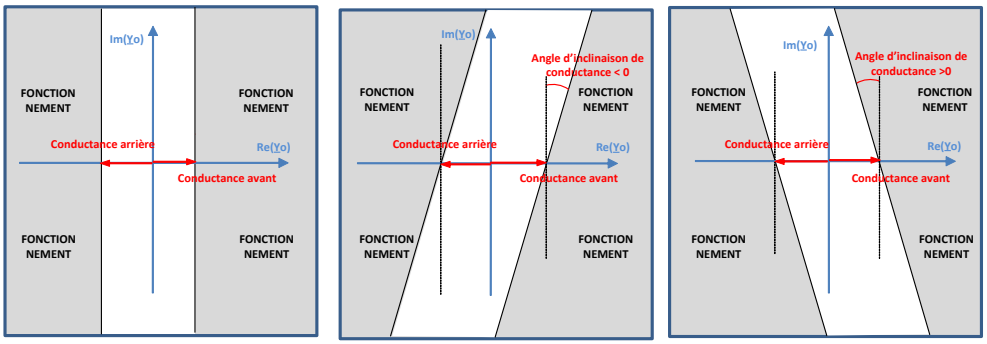


Figure 210: Caractéristique de la surconductance non directionnelle. Illustration de gauche : critère classique de surconductance non directionnelle. Figure du centre : la caractéristique est incliné selon un angle d'inclinaison négatif. Figure de droite : la caractéristique est incliné selon un angle d'inclinaison positif.

Caractéristique de la surconductance directionnelle directe

Le critère de surconductance directionnelle directe est activé avec le paramètre *Operation mode* réglé sur « Go » et *Directional mode* réglé sur « Forward ». La caractéristique est définie par une ligne de limite de surconductance avec le paramètre *Conductance forward*. Pour une plus grande flexibilité d'application, les lignes de limite peuvent être inclinées selon l'angle défini par le paramètre *Conductance tilt Ang*. Par défaut, l'angle d'inclinaison est de zéro degré, c'est-à-dire que la ligne de limite est une ligne verticale dans le plan d'admission. Une valeur d'inclinaison positive fait tourner la ligne de limite dans le sens inverse des aiguilles d'une montre par rapport à l'axe vertical.

Le fonctionnement est obtenu lorsque l'admission mesurée se déplace au-dessus de la ligne de limite.

Le critère de surconductance directionnelle directe est applicable dans les réseaux à haute résistance mis à la terre et compensés. Il ne doit pas être appliqué dans les réseaux non mis à la terre.

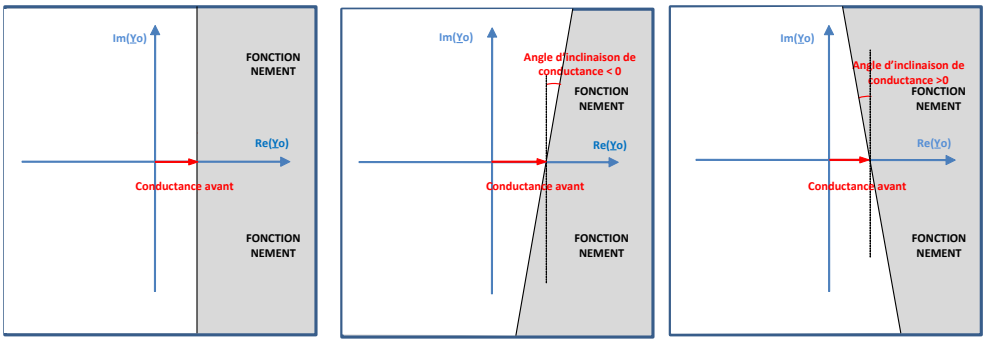


Figure 211: Caractéristique de la surconductance directionnelle directe. Illustration de gauche : critère classique de surconductance directionnelle directe. Figure du centre : la caractéristique est incliné selon un angle d'inclinaison négatif. Figure de droite : la caractéristique est incliné selon un angle d'inclinaison positif.

Caractéristique de la sursusceptance directionnelle directe.

Le critère de sursusceptance directionnelle directe est activé avec le paramètre *Operation mode* défini sur « Bo » et *Directional mode* sur « Forward ». La caractéristique est définie par une ligne de limite de sursusceptance avec le paramètre *Susceptance forward*. Pour une plus grande flexibilité d'application, la ligne de limite peut être inclinées selon l'angle défini par le paramètre *Susceptance tilt Ang*. Par défaut, l'angle d'inclinaison est de zéro degré, c'est-à-dire que la ligne de limite est une ligne horizontale dans le plan d'admission. Une valeur d'inclinaison positive fait tourner la ligne de limite dans le sens inverse des aiguilles d'une montre par rapport à l'axe horizontal.

Le fonctionnement est obtenu lorsque l'admission mesurée se déplace au-dessus de la ligne de limite.

Le critère de sursusceptance directionnelle directe est applicable dans les réseaux non mis à la terre. Il ne doit pas être appliqué aux réseaux compensés.

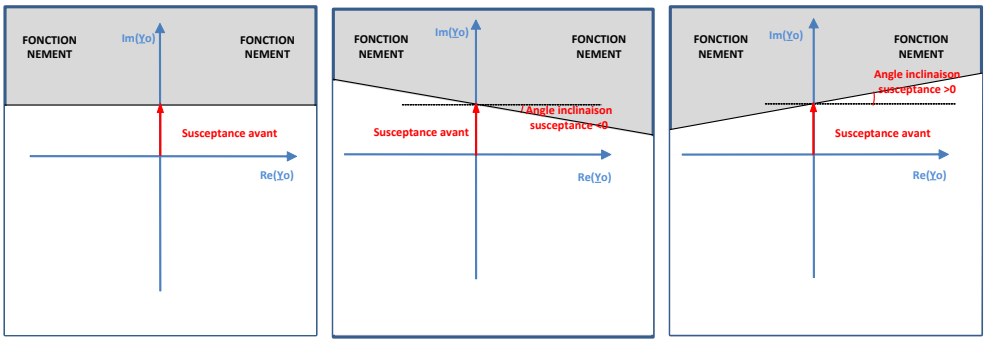


Figure 212: Caractéristique de la sursusceptance directionnelle directe. Illustration de gauche : critère classique de sursusceptance directionnelle directe. Figure du centre : la caractéristique est incliné selon un angle d'inclinaison négatif. Figure de droite : la caractéristique est incliné selon un angle d'inclinaison positif.

Caractéristique combinée de suradmission et de surconductance

Le critère combiné de suradmission et de surconductance est activé avec le paramètre du *Operation mode* défini sur « Yo, Go » et le *Directional mode* sur « Non-directional ». La caractéristique est la combinaison d'un cercle dont le rayon est défini par le paramètre *Circle radius* et de deux lignes de limite de surconductance avec les paramètres *Conductance forward* et *Conductance reverse*. Pour une plus grande souplesse d'application, le point médian du cercle peut être déplacé de son origine avec les paramètres *Circle conductance* et *Circle susceptance*. Les lignes de limite peuvent également être inclinées selon l'angle défini par le paramètre *Conductance tilt Ang*. Par défaut, les paramètres *Circle conductance* et *Circle susceptance* sont définis sur 0,0 mS et *Conductance tilt Ang* est de zéro degré, c'est-à-dire que la caractéristique est une combinaison d'un cercle centré sur l'origine et de deux lignes limites verticales de surconductance. Une valeur d'inclinaison positive pour le paramètre *Conductance tilt Ang* fait tourner les lignes de limite dans le sens antihoraire par rapport à l'axe vertical.

Dans le cas du critère de conductance non directionnelle, le paramètre *Conductance reverse* doit être réglé à une valeur plus petite que celle du paramètre *Conductance forward*.

Le fonctionnement est réalisé lorsque l'admission mesurée se déplace en dehors de la caractéristique.

Le critère combiné de suradmission et de surconductance est applicable dans les réseaux non mis à la terre, mis à la terre à haute résistance et compensés ou dans les systèmes où la mise à la terre du système peut changer temporairement pendant le fonctionnement normal, passant du réseau compensé au système non mis à la terre.

Par rapport au critère de suradmission, la caractéristique combinée améliore la sensibilité dans les réseaux mis à la terre et compensés à haute résistance. Par rapport au critère de surconductance non directionnelle, la caractéristique combinée permet d'appliquer la protection également dans les systèmes non mis à la terre.

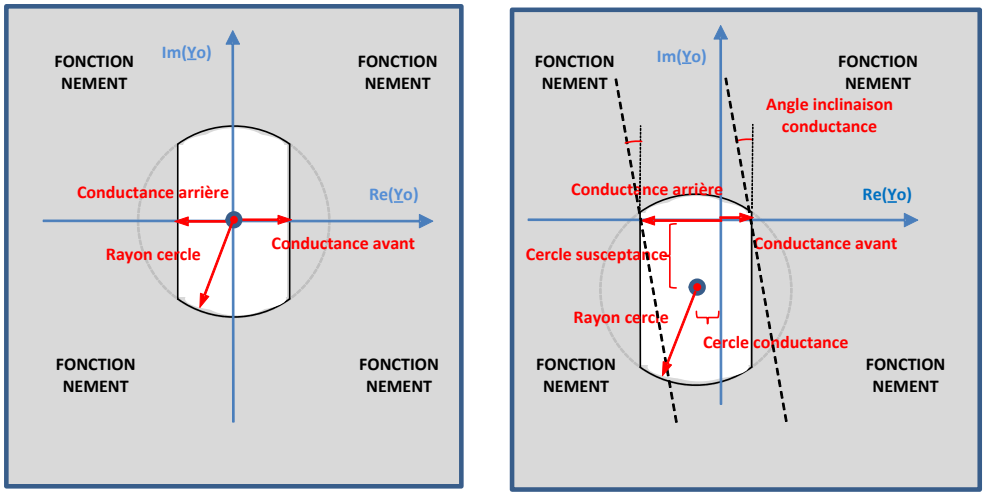


Figure 213: Caractéristique combinée de suradmission et de surconductance. Illustration de gauche : cercle d'admission classique centré sur l'origine, combiné à deux lignes de limite de surconductance. Illustration de droite : le cercle d'admission est décalé par rapport à l'origine.

Caractéristique combinée de surconductance et sursusceptance

Le critère combiné de surconductance et de sursusceptance est activé avec le paramètre *Operation mode* réglé sur « Go, Bo ».

En réglant le paramètre *Directional mode* sur « Forward », la caractéristique est une combinaison de deux lignes de limite avec les paramètres *Conductance forward* et *Susceptance forward*. Voir l'illustration 214.

En réglant le paramètre *Directional mode* sur « Non-directional », la caractéristique est une combinaison de quatre lignes de limite avec les paramètres *Conductance forward*, *Conductance reverse*, *Susceptance forward* et *Susceptance reverse*. Voir l'illustration 215.

Pour une plus grande flexibilité d'application, les lignes de limite peuvent être inclinées selon l'angle défini par le paramètre *Conductance tilt Ang* et *Susceptance tilt Ang*. Par défaut, les angles d'inclinaison sont de zéro degré, c'est-à-dire que les lignes de limite sont des lignes droites dans le plan d'admission. Une valeur positive de *Conductance tilt Ang* fait tourner la ligne de limite de la surconductance dans le sens antihoraire par rapport à l'axe vertical. Une valeur positive de *Susceptance tilt Ang* fait tourner la ligne de limite dans le sens antihoraire par rapport à l'axe horizontal.

Dans le cas des critères de conductance et de susceptance non directionnelles, le paramètre *Conductance reverse* doit être réglé à une valeur inférieure à *Conductance forward*, et *Susceptance reverse* doit être réglé à une valeur inférieure à *Susceptance forward*.

Le fonctionnement est réalisé lorsque l'admission mesurée se déplace en dehors de la caractéristique.

Le critère combiné de surconductance et de sursusceptance est applicable dans les réseaux à haute résistance mis à la terre, non mis à la terre et compensés ou dans les systèmes où la mise à la terre du système peut temporairement passer, en fonctionnement normal, d'un système compensé à un système non mis à la terre.

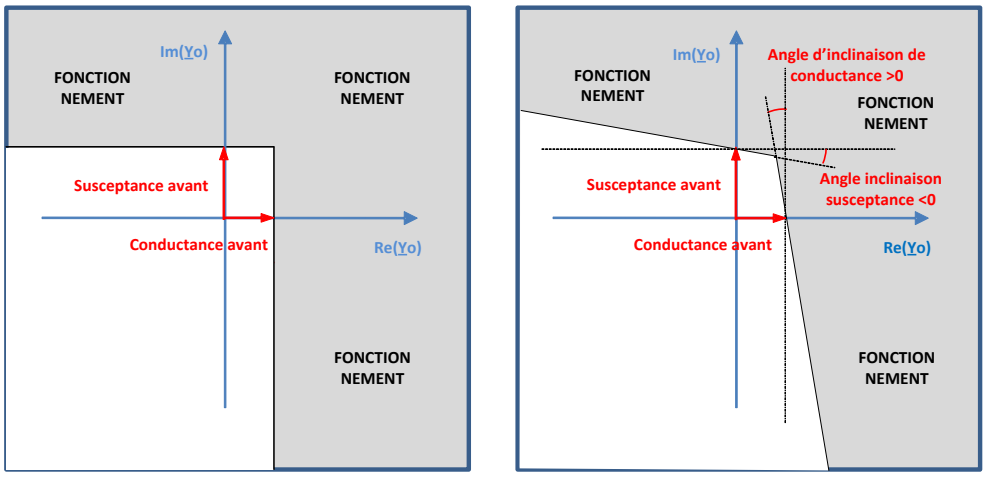


Figure 214: Caractéristique combinée de surconductance directionnelle directe et de sursusceptance directionnelle directe. Illustration de gauche : les paramètres Conductance tilt Ang et Susceptance tilt Ang sont égaux à zéro degré. Illustration de droite : le paramètre Conductance tilt Ang > 0 degré et le paramètre Susceptance tilt Ang < 0 degré.

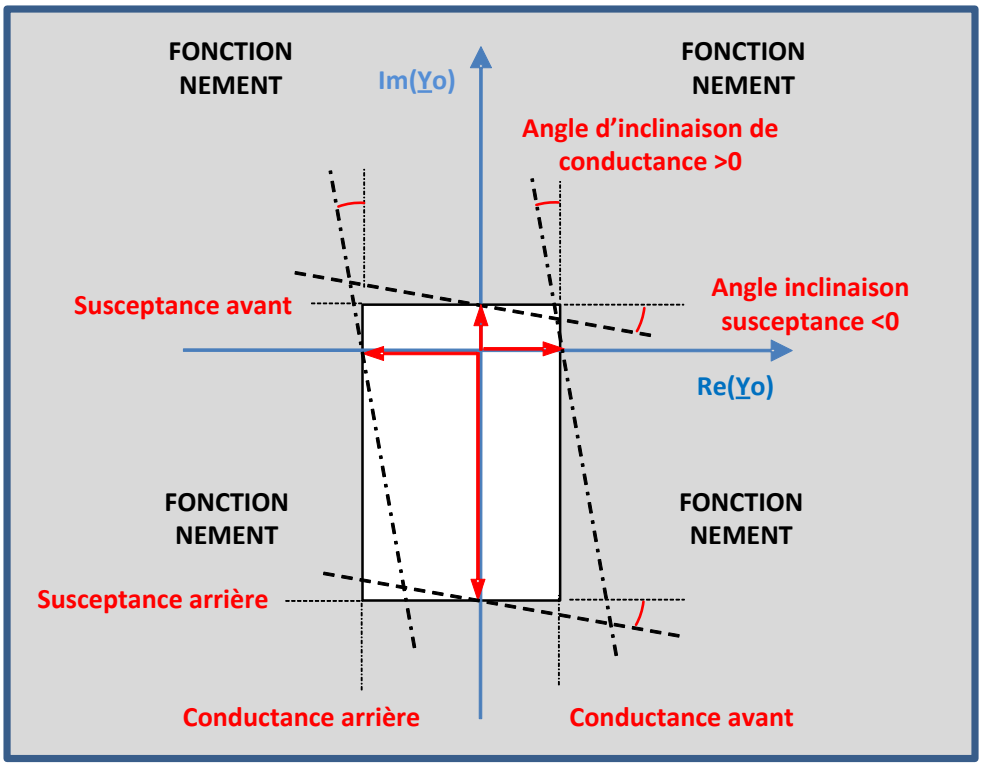


Figure 215: Caractéristique combinée de la surconductance non directionnelle et de la sursusceptance non directionnelle

La caractéristique de surconductance non directionnelle et de sursusceptance non directionnelle offre une bonne sensibilité et une bonne sélectivité lorsque la caractéristique est réglée pour couvrir l'admission totale du dispositif d'alimentation protégé avec une marge appropriée.

Le signe des paramètres de la caractéristique d'admission doit être considéré en fonction de l'emplacement de la limite de la caractéristique dans le plan d'admission. Tous les réglages directs sont donnés avec un signe positif et les réglages inverses avec un signe négatif.

4.2.4.6 Application

La protection contre les défauts de terre basée sur l'admission fournit une protection sélective contre les défauts de terre pour les réseaux à haute résistance mis à la terre, non mis à la terre et compensés. Elle peut être appliquée à la protection des lignes aériennes et des câbles souterrains. Elle peut être utilisée comme solution alternative aux fonctions traditionnelles de protection contre les défauts de terre basées sur le

courant résiduel, par exemple le mode IoCos dans la fonction DEFxPDEF. Les principaux avantages de la fonction EFPADM sont une application polyvalente, une bonne sensibilité et des principes de réglage simples.

La condition à maximum de tension résiduelle est utilisée comme condition de démarrage pour la protection contre les défauts à la terre basée sur l'admission. Lorsque la tension résiduelle dépasse le seuil fixé par *Voltage start value*, un défaut de terre est détecté et le calcul de l'admission du neutre est déclenché. Afin de garantir une haute sécurité de protection, c'est-à-dire d'éviter les faux départs, le paramètre *Voltage start value* doit être fixé au-dessus de la valeur la plus élevée possible de Uo en fonctionnement normal avec une marge appropriée. Il doit tenir compte de toutes les conditions de fonctionnement possibles et des changements de configuration du réseau. Dans les systèmes non mis à la terre, l'état sain Uo est généralement inférieur à 1 %×Uph (Uph = tension phase-terre nominale). Dans les réseaux compensés, le Uo à l'état sain peut atteindre des valeurs allant même jusqu'à 30 %×Uph si le réseau comprend de grandes parties de lignes aériennes sans transposition de phase. En général, le Uo le plus élevé est atteint lorsque la bobine de compensation est ajustée sur la résonance totale et lorsque la résistance parallèle de la bobine n'est pas connectée.

La condition de démarrage basée sur le maximum de tension résiduelle pour la protection par admission permet un principe de protection à plusieurs seuils. Ainsi, un exemple d'EFPADM pourrait être utilisé pour alerter lors de la détection des défauts ayant une résistance élevée en utilisant une valeur relativement faible pour le paramètre *Voltage start value*. Un autre exemple d'EFPADM pourrait alors être réglé pour se déclencher avec une sensibilité plus faible en sélectionnant une valeur plus élevée du paramètre *Voltage start value* que dans l'exemple d'alarme (seuil).

Pour appliquer la protection contre les défauts à la terre par admission, il faut au moins les données de réseau suivantes :

- Méthode de mise à la terre du système
- Valeur maximale de Uo pendant l'état sain
- Courant maximal de défaut de terre du dispositif d'alimentation protégé lorsque la résistance de défaut Rf est de zéro ohm
- Courant maximal de défaut de terre non compensé du système (Rf = 0 Ω)
- Courant assigné de la résistance parallèle de la bobine (système de forçage du courant actif) dans le cas d'un réseau à neutre compensé
- Courant assigné de la résistance de mise à la terre du neutre dans le cas d'un système de mise à la terre à haute résistance
- Connaissance de l'amplitude de Uo en fonction de la résistance aux défauts pour vérifier la sensibilité de la protection en termes de résistance aux défauts

L'illustration 216 montre l'influence de la résistance aux défauts sur l'amplitude de la tension résiduelle dans les réseaux non mis à la terre et compensés. Ces informations doivent être disponibles pour vérifier le bon réglage du paramètre *Voltage start value*, ce qui permet de répondre aux exigences de sensibilité de la protection en termes de résistance aux défauts.

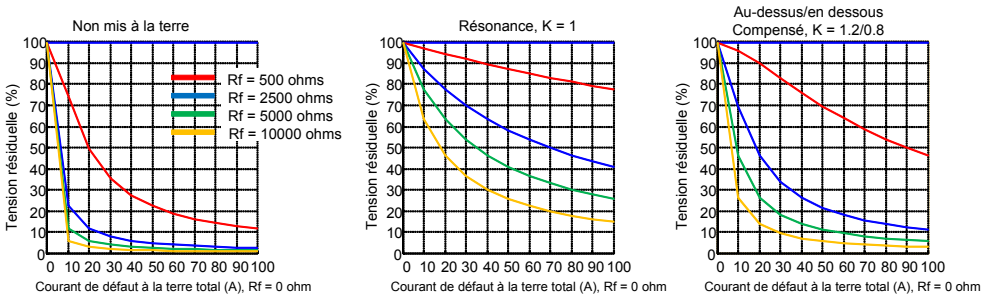


Figure 216: Influence de la résistance aux défauts sur l'amplitude de la tension résiduelle dans les réseaux de 10 kV non mis à la terre et compensés. Il est supposé que la résistance de fuite est 30 fois plus grande que la valeur absolue de la réactance capacitive du réseau. Il est supposé que la résistance parallèle de la bobine de compensation est déconnectée.

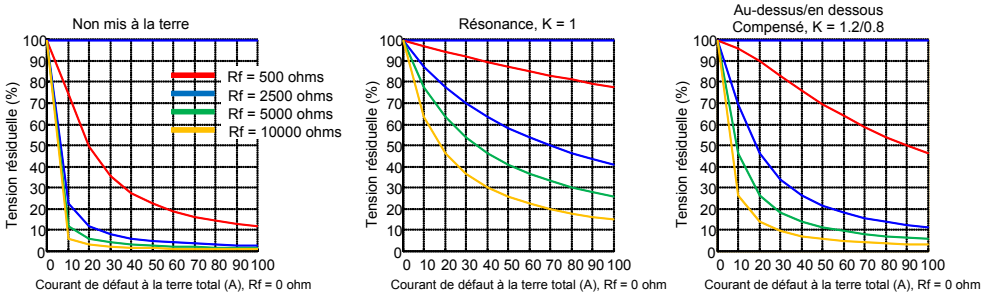


Figure 217: Influence de la résistance aux défauts sur l'amplitude de la tension résiduelle dans les réseaux de 15 kV non mis à la terre et compensés. Il est supposé que la résistance de fuite est 30 fois plus grande que la valeur absolue de la réactance capacitive du réseau. Il est supposé que la résistance parallèle de la bobine de compensation est déconnectée.

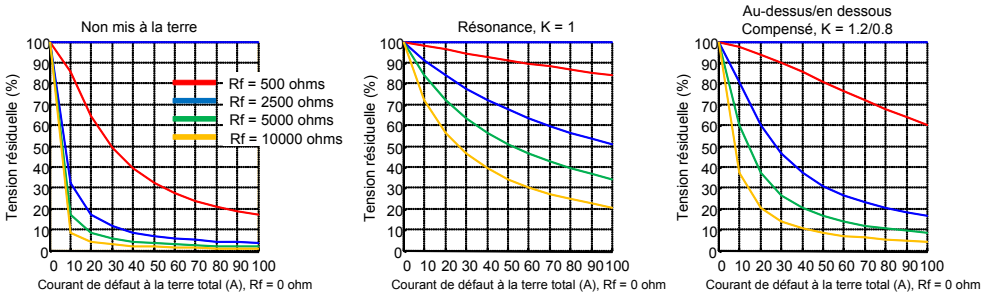


Figure 218: Influence de la résistance aux défauts sur l'amplitude de la tension résiduelle dans les réseaux de 20 kV non mis à la terre et compensés. Il est supposé que la résistance de fuite est 30 fois plus grande que la valeur absolue de la réactance capacitive du réseau. Il est supposé que la résistance parallèle de la bobine de compensation est déconnectée.

Exemple

Dans un réseau compensé de 15 kV, 50 Hz, la valeur maximale de Uo pendant l'état sain est de 10 %×Uph. Le courant maximal de défaut de terre du réseau est de 100 A. Le courant maximal de défaut de terre du dispositif d'alimentation protégé est de 10 A (Rf = 0 Ω). Le système de forçage du courant actif appliqué utilise une résistance de 15 A (à 15 kV), connectée en parallèle à la bobine pendant le défaut après un délai de 1,0 seconde.

Solution : La condition à maximum de tension résiduelle interne de l'EFPADM est utilisée comme condition de démarrage pour la protection contre les défauts de terre basée sur l'admission. Le paramètre *Voltage start value* doit être fixé au-dessus de l'état sain maximal Uo de 10 %×Uph avec une marge appropriée.

Voltage start value = 0,15 × Un

Selon l'illustration 217, cette sélection assure au moins une sensibilité correspondant à une résistance aux défauts de 2 000 ohm lorsque le degré de compensation varie entre 80 et 120 %. La plus grande sensibilité est obtenue lorsque le degré de compensation est proche de la résonance totale.

Un courant de défaut de terre de 10 A peut être converti en admission.

$$\underline{Y}_{Fdtot} = \frac{10A}{15kV/\sqrt{3}} \approx j \cdot 1.15 \text{ mS}$$

(Équation 39)

Un courant de résistance parallèle de 15 A peut être converti en admission.

$$G_{cc} = \frac{15A}{15kV/\sqrt{3}} \approx 1.73 \text{ mS}$$

(Équation 40)

Selon l'équation 27, lors d'un défaut externe, la fonction EFPADM mesure l'admission suivante :

$$\underline{Yo} = -\underline{Y}_{Fdtot} \approx -j \cdot 1.15 \text{ mS}$$

(Équation 41)

Selon l'équation 30, lors d'un défaut interne, la fonction EFPADM mesure l'admission après la connexion de la résistance parallèle :

$$\underline{Yo} = \underline{Y}_{Bgtot} + \underline{Y}_{CC} \approx \left(1.73 + j \cdot B\right) \text{ mS}$$

(Équation 42)

Où la partie imaginaire de l'admission, B, dépend de l'ajustement de la bobine (degré de compensation).

La caractéristique d'admission est sélectionnée pour être la caractéristique combinée de surconductance et de sursusceptance (caractéristiques « Box ») avec quatre lignes de limite :

Operation mode = « Go, Bo »

Directional mode = « Non-directional »

La caractéristique d'admission est définie de manière à couvrir l'admission totale du dispositif d'alimentation protégé avec une marge appropriée, voir illustration 219. Différents groupes de paramètres peuvent être utilisés pour permettre l'adaptation des paramètres de protection à différentes configurations de dispositifs d'alimentation et de réseaux.

Conductance directe

Ce paramètre doit être réglé sur la base de la valeur la résistance parallèle de la bobine. Il doit être réglé à une valeur inférieure à la conductance de la résistance parallèle, afin de permettre un fonctionnement fiable. La valeur sélectionnée doit déplacer la ligne de limite depuis l'origine afin d'inclure une certaine marge pour le point de fonctionnement de l'admission en raison des erreurs de TC/TT, lorsque le défaut est situé à l'extérieur du dispositif d'alimentation.

Conductance forward : 15 A/(15 kV/√(3)) * 0,2 = +0,35 mS correspondant à 3,0 A (à 15 kV). La valeur choisie fournit une marge en tenant compte également de l'effet des erreurs de TC/TT en cas de défauts externes.

En cas de valeur assignée plus faible de la résistance parallèle, par exemple 5 A (à 15 kV), la marge de sécurité recommandée devrait être plus importante, par exemple 0,7, de manière à obtenir une marge suffisante pour les erreurs de TC/TT.

Susceptance directe

Par défaut, ce réglage doit être basé sur le courant de fonctionnement minimum de 1 A.

Susceptance forward : 1 A/(15 kV/√(3)) = +0,1 mS

Susceptance inverse

Ce paramètre doit être défini sur la base de la valeur du courant maximum de défaut de terre produit par le dispositif d'alimentation (en tenant compte des éventuels changements de topologie du dispositif d'alimentation) avec une marge de sécurité. Cela permet de garantir que le point de fonctionnement de l'admission reste à l'intérieur des caractéristiques « Box » lors d'un défaut externe. La marge de sécurité recommandée ne doit pas être inférieure à 1,5.

Susceptance reverse : - (10 A * 1,5)/ (15 kV/√(3)) = -1,73 mS

Conductance inverse

Ce paramètre est utilisé pour compléter les caractéristiques non directionnelles en enclenchant la caractéristique « Box ». Afin de conserver une forme raisonnable de la caractéristique et de laisser une marge suffisante pour le point de fonctionnement de l'admission en cas de défaut externe, il est recommandé d'utiliser la même valeur que pour le paramètre de susceptance inverse.

Conductance reverse = -1,73 mS

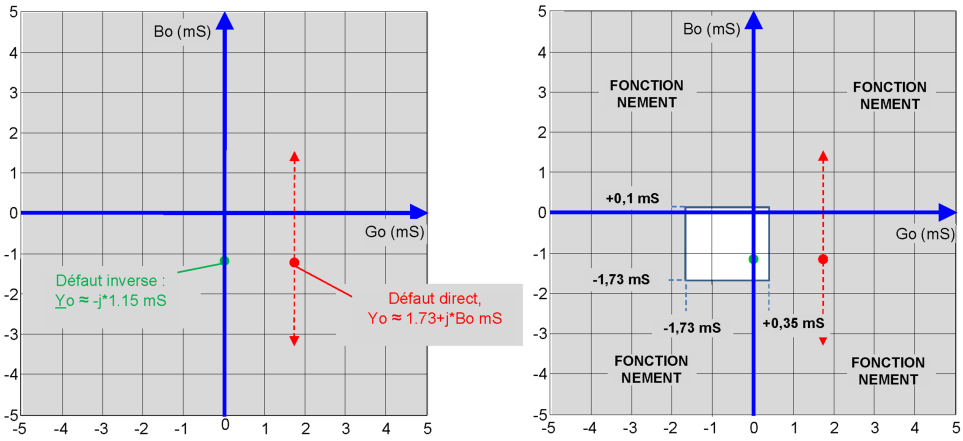


Figure 219: Admissions de l'exemple

4.2.4.7 Signaux

Tableau 436: Signaux d'entrée EFPADM

Nom	Type	Par défaut	Description
Io	SIGNAL	0	Courant résiduel
Uo	SIGNAL	0	Tension résiduelle
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
RELEASE	BOOLÉEN	0 = Faux	Déclencheur externe activant la protection d'admittance de neutre

Tableau 437: Signaux de sortie EFPADM

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

4.2.4.8 Paramètres

Tableau 438: Paramètres de groupe EFPADM (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Seuil de démarrage de la tension	0,01...2,00	xUn	0,01	0,15	Seuil de démarrage de la tension
Mode directionnel	1 = Non directionnel 2 = Vers l'avant 3 = Vers l'arrière			2 = Vers l'avant	Mode directionnel
Mode de fonctionnement	1 = Yo 2=Go 3=Bo 4=Yo, Go 5=Yo, Bo 6=Go, Bo 7=Yo, Go, Bo			1 = Yo	Critère de fonctionnement
Temporisation de fonctionnement	60...200000	ms	10	60	Temporisation de fonctionnement
Rayon de cercle	0,05...500,00	mS	0,01	1,00	Rayon de cercle d'admittance
Conductance de cercle	-500,00...500,00	mS	0,01	0,00	Point central du cercle d'admittance, conductance
Susceptance du cercle	-500,00...500,00	mS	0,01	0,00	Point central du cercle d'admittance, susceptance
Conductance avant	-500,00...500,00	mS	0,01	1,00	Seuil de conductance vers l'avant
Conductance arrière	-500,00...500,00	mS	0,01	-1,00	Seuil de conductance vers l'arrière
Susceptance avant	-500,00...500,00	mS	0,01	1,00	Seuil de susceptance vers l'avant
Susceptance arrière	-500,00...500,00	mS	0,01	-1,00	Seuil de susceptance vers l'arrière

Tableau 439: Paramètres de groupe EFPADM (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Angle d'inclinaison de conductance	-30...30	°	1	0	Angle d'inclinaison de la ligne limite de conductance
Angle inclinaison de susceptance	-30...30	°	1	0	Angle d'inclinaison de la ligne limite de susceptance

Tableau 440: Paramètres de non groupe EFPADM (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Opération	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement

Tableau 441: Paramètres de non-groupe EFPADM (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Mode de calcul d'admittance	1 = Normal 2=Delta			1 = Normal	Mode de calcul d'admittance
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation
Inversion polaire	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Rotation de la grandeur de polarisation
Courant min. de fonctionnement	0,01...1,00	xIn	0,01	0,01	Courant de fonctionnement minimal
Tension min. de fonctionnement	0,01...1,00	xUn	0,01	0,01	Tension de fonctionnement minimale
Io signal Sel	1 = Io mesuré 2 = Io calculé			1 = Io mesuré	Sélection à utiliser pour le signal
Uo signal Sel	1 = Uo mesuré 2 = Uo calculé			1 = Uo mesuré	Sélection à utiliser pour le signal Uo

4.2.4.9 Données surveillées

Tableau 442: Données surveillées EFPADM

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
FAULT_DIR	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière 3 = Les deux		Direction des défauts détectée
COND_RES	FLOAT32	-1000,00 à 1000,00	mS	Partie réelle de l'admittance neutre calculée
SUS_RES	FLOAT32	-1000,00 à 1000,00	mS	Partie imaginaire de l'admittance neutre calculée
EFPADM	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.2.4.10 Données techniques

Tableau 443: EFPADM - Données techniques

Caractéristique	Valeur		
Précision[1)]	À la fréquence f = f_n		
	±1.0 % ou ±0.01 mS (plage de valeurs comprises entre 0.5 et 100 mS)		
Temps démarrage[2)]	Minimum	Standard	Maximum
	56 ms	60 ms	64 ms
Temps de réinitialisation	40 ms		
Précision du temps de déclenchement	±1.0 % de la valeur de consigne (±20 ms)		
Suppression des harmoniques	-50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5, etc.		

1) Uo = 1.0 × Un
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie du signal, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures

4.2.5 Protection contre les défauts à la terre du rotor MREFPTOC

4.2.5.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection contre les défauts de terre du rotor	MREFPTOC	Io>R	64R

4.2.5.2 Bloc fonctionnel

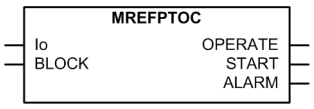


Figure 220: Bloc fonctionnel

4.2.5.3 Fonctionnalités

MREFPTOC, la fonction de protection de rotor contre les défauts à la terre, permet de détecter les défauts à la terre dans le circuit de rotor des machines synchrones. La fonction MREFPTOC est utilisée avec le dispositif d'injection REK510, qui nécessite une source d'entrée sécurisée 58, 100 ou 230 VCA à 50/60 Hz, et injecte une tension de 100 VCA via ses condensateurs de couplage au circuit de rotor vers la terre.

MREFPTOC se compose d'une alarme indépendante et de seuils de fonctionnement. La caractéristique de temps de fonctionnement se base sur le temps constant (DT) pour les deux seuils.

4.2.5.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont « On » (Activé) et « Off » (Désactivé).

Le fonctionnement de MREFPTOC peut être décrit à l'aide d'un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

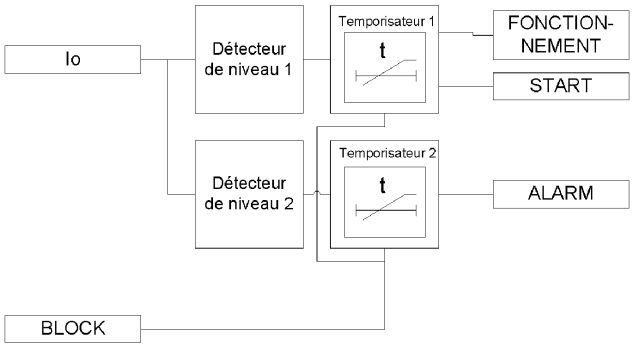


Figure 221: Schéma du module fonctionnel

Détecteur de niveau 1

Le courant de défaut à la terre du rotor mesuré (valeur DFT) est comparé au paramètre *Operate start value* (Seuil de démarrage de fonctionnement). Si la valeur mesurée dépasse la valeur du paramètre *Operate start value* (Seuil de démarrage de fonctionnement), le détecteur 1 de niveau transmet un signal d'activation du module Temporisateur 1.

Détecteur de niveau 2

Le courant de défaut à la terre du rotor mesuré (valeur DFT) est comparé au paramètre *Alarm start value* (Seuil de démarrage d'alarme) défini. Si la valeur mesurée dépasse la valeur du paramètre *Alarm start value* (Seuil de démarrage d'alarme), le détecteur 2 de niveau transmet un signal d'activation du module Temporisateur 2.

Pour MREFPTOC, le courant de défaut à la terre est le courant qui passe à cause de la tension injectée par le dispositif d'injection dans le circuit du rotor en cas de défaut à la terre.

Une grande quantité d'harmoniques, en particulier le 3e et le 6e, peuvent se produire dans le courant d'excitation dans des conditions normales sans défaut, en particulier avec les systèmes d'excitation de

thyristor et de redresseur à diodes rotatif. MREFPTOC utilise le calcul de la valeur DFT pour filtrer les composants DC et harmoniques qui pourraient, autrement, indiquer des fausses alarmes ou des déclenchements.

Temporisateur 1

Une fois activé, le temporisateur active la sortie START. La caractéristique du temporisateur correspond à DT. Lorsque le temporisateur de fonctionnement atteint la valeur définie par le paramètre *Operate delay time* (Temporisation de fonctionnement) en mode DT, la sortie OPERATE est activée. En cas de situation de « chute », c'est-à-dire quand un défaut disparaît subitement avant que la temporisation de fonctionnement ne soit dépassée, l'état de réinitialisation du temporisateur est activé. Le temps de réinitialisation est tributaire du paramètre *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation).

L'entrée binaire BLOCK peut être utilisée pour bloquer la fonction. L'activation de l'entrée BLOCK désactive toutes les sorties et réinitialise les temporisateurs internes.

Temporisateur 2

Une fois activé, le temporisateur active le temporisateur d'alarme. Les caractéristiques du temporisateur se basent sur le mode fonctionnement défini (DT). Lorsque le temporisateur d'alarme atteint la valeur définie par le paramètre *Alarm delay time* (Temporisation d'alarme) en mode DT, la sortie ALARM est activée. En cas de situation de « chute », c'est-à-dire quand un défaut disparaît subitement avant que la temporisation d'alarme ne soit dépassée, l'état de réinitialisation du temporisateur est activé. Le temps de réinitialisation est tributaire du paramètre *Alm Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation d'alarme).

L'entrée binaire BLOCK peut être utilisée pour bloquer la fonction. L'activation de l'entrée BLOCK désactive toutes les sorties et réinitialise les temporisateurs internes.

4.2.5.5 Application

Le circuit du rotor des machines synchrones est normalement isolé de la terre. Le circuit du rotor peut être exposé à une contrainte mécanique ou thermique anormale due, par exemple, à des vibrations, à un maximum de courant et à un flux de fluide de refroidissement arrêté. Cela peut entraîner une rupture de l'isolation entre l'enroulement du champ et le fer du rotor au point exposé à une contrainte excessive. Si la résistance de l'isolation est réduite de manière significative, cela peut être considéré comme un défaut de terre. Pour les générateurs avec bagues collectrices, la résistance de l'isolation du rotor est parfois réduite en raison de la couche de poussière de carbone accumulée produite par les brosses de carbone. Comme le circuit a une impédance élevée à la terre, un seul défaut de terre n'entraîne pas de dommages immédiats car le courant de défaut est faible en raison d'une faible tension. Il y a cependant un risque qu'un deuxième défaut de terre apparaisse, créant un défaut entre

spires du rotor et provoquant un déséquilibre magnétique grave et de fortes vibrations du rotor qui conduisent rapidement à des dégâts importants.

Il est donc essentiel de détecter un défaut d'isolation dès son apparition et de déconnecter la machine le plus rapidement possible. Normalement, le dispositif est déclenché après une courte temporisation.

Une tension de 50/60 Hz est injectée par le dispositif d'injection REK 510 dans le circuit d'enroulement du champ du rotor de la machine synchrone, comme indiqué sur la figure 222. La tension injectée est de 100 V CA par l'intermédiaire des condensateurs de couplage. Un condensateur de couplage empêche une fuite de CC à travers le dispositif d'injection.

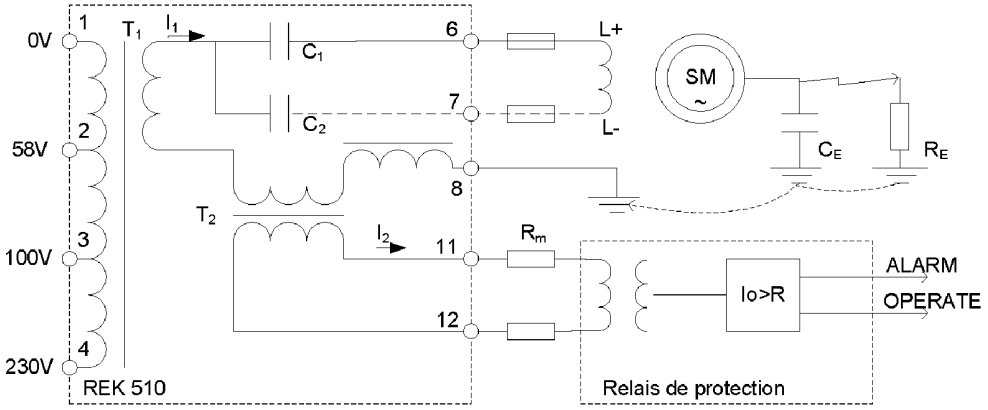


Figure 222: Principe de la protection contre les défauts de terre du rotor avec le dispositif d'injection de courant

La tension CA auxiliaire forme un petit courant de charge I_1 qui passe par les condensateurs de couplage, les résistances des brosses et la capacité de fuite entre le circuit du champ et la terre. La capacité champ-terre C_E a un effet sur le niveau du courant résultant dans une mesure de quelques milliampères dans des conditions normales de fonctionnement sans défaut.

Si un défaut de terre survient dans le circuit du champ du rotor, ce courant augmente et peut atteindre un niveau de 130 mA en cas de défaut de terre entièrement développé (résistance de défaut $R_E = 0$, un condensateur de couplage $C_1 = 2$ µF est utilisé). Le transformateur de courant intégré de l'appareil d'injection REK 510 amplifie alors ce courant avec le rapport 1:10 à un niveau mesurable. La mesure de ce courant s'effectue à l'aide de la fonction MREFPTOC.

Un exemple des courbes mesurées avec différentes valeurs de capacité de fuite champ-terre est donné dans la figure 223.

Il est recommandé d'utiliser à la fois les seuils d'alarme et de fonctionnement de MREFPTOC. Le seuil d'alarme permettant de donner une indication pour les défauts de terre faiblement développés avec un réglage de la valeur de démarrage correspond à une résistance de défaut de 10 kΩ avec un retard de 10 secondes. Le seuil de fonctionnement pour une protection contre les défauts de terre entièrement

développés avec un réglage de la valeur de démarrage correspond à une résistance de défaut de 1...2 kΩ avec une temporisation de 0,5 seconde.

Les valeurs de réglage du courant correspondant aux résistances de défaut de fonctionnement requises peuvent être testées en connectant une résistance de simulation de défaut réglable entre les pôles de l'enroulement d'excitation et la terre. Il convient de déterminer au cas par cas si un seul des condensateurs de couplage ou les deux doivent être utilisés dans un montage en parallèle, en tenant compte des conséquences d'un courant excessif éventuel en cas de défaut direct de terre.

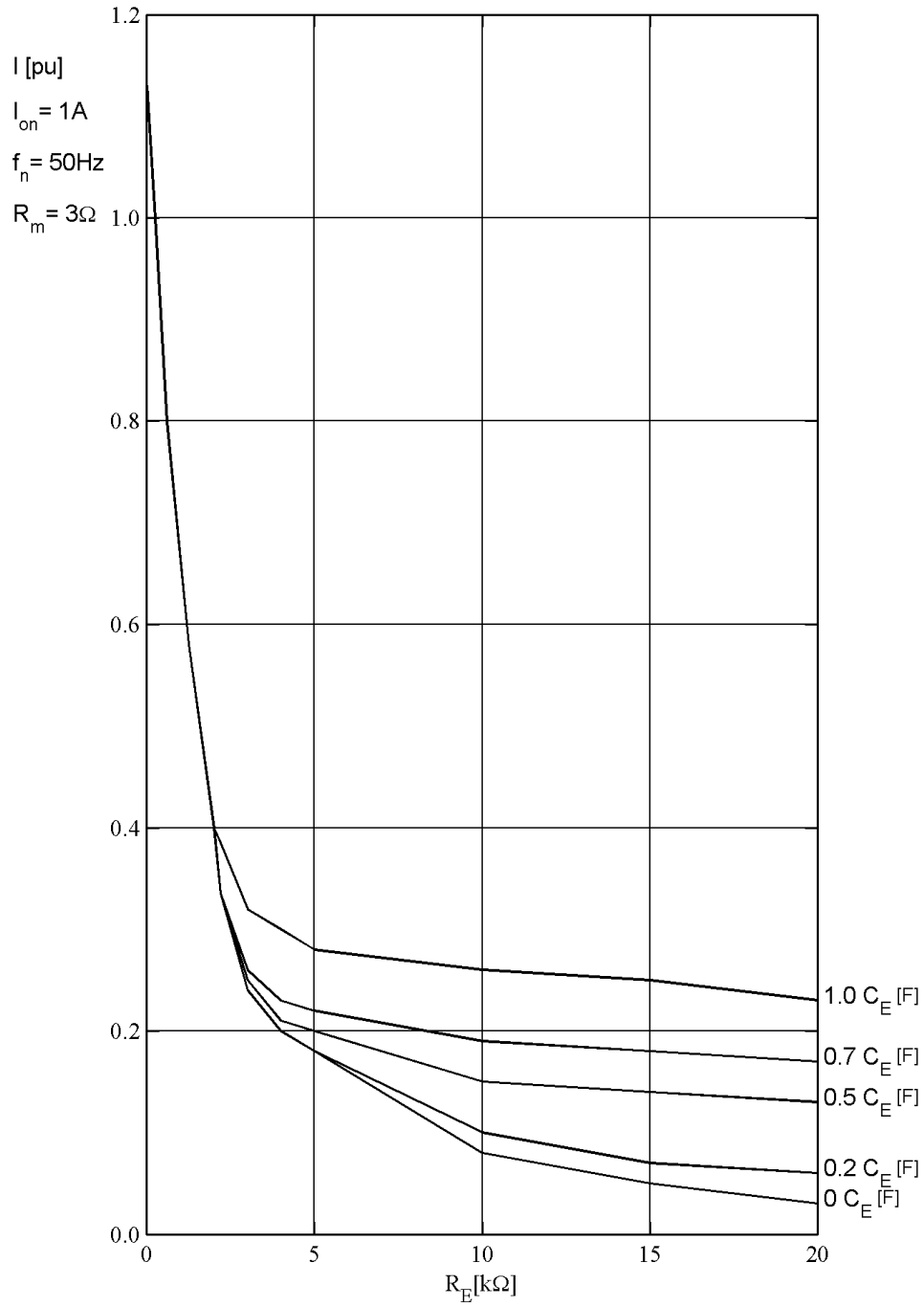


Figure 223: Courant mesuré en tant que fonction de la résistance de défaut de terre du rotor avec différentes valeurs de capacité champ-terre avec la résistance du circuit de mesure R_m = 3,0 Ω, f_n = 50 Hz. Un seul condensateur de couplage est utilisé.

4.2.5.6 Signaux

Tableau 444: Signaux d'entrée MREFPTOC

Nom	Type	Par défaut	Description
Io	SIGNAL	0	Courant résiduel
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 445: Signaux de sortie MREFPTOC

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer
ALARM	BOOLÉEN	Alarme

4.2.5.7 Paramètres

Tableau 446: Paramètres de groupe MREFPTOC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur de démarrage pour fonctionnement	0,010...2,000	xIn	0,001	0,010	Valeur de démarrage pour fonctionnement
Valeur de démarrage alarme	0,010...2,000	xIn	0,001	0,010	Valeur de démarrage alarme
Temporisation de fonctionnement	40...20000	ms	1	500	Temporisation de fonctionnement
Temporisation d'alarme	40...200000	ms	1	10000	Temporisation d'alarme

Tableau 447: Paramètres de non-groupe MREFPTOC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement

Tableau 448: Paramètres de non-groupe MREFPTOC (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation
Alm reset delay time	0...60000	ms	1	20	Durée de temporisation de réinitialisation d'alarme

4.2.5.8 Données surveillées

Tableau 449: Données surveillées MREFPTOC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
MREFPTOC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.2.5.9 Données techniques

Tableau 450: MREFPTOC - Données techniques

Caractéristique		Valeur		
Précision de fonctionnement		Suivant la fréquence du courant mesuré : f_n ±2 Hz		
		±1,5% de la valeur de consigne ou ±0,002 × I_n		
Temps de démarrage[1)2)]	$I_{Défaut}$ = 1,2 x *Seuil de déclenchement*	Minimum	Standard	Maximum
		30 ms	34 ms	38 ms
Temps de réinitialisation		<50 ms		
Taux de réinitialisation		Généralement 0,96		
Temps de retard		<50 ms		
Précision du temps de fonctionnement		±1,0 % de la valeur de consigne (±20 ms)		
Suppression des harmoniques		-50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5,…		

1) Courant avant défaut = 0,0 × I_n, f_n = 50 Hz, courant de défaut de terre avec fréquence nominale injectée à partir d'un déphasage aléatoire, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie de signal

4.2.6 Protection contre les défauts à la terre basée sur la mesure des harmoniques HAEFPTOC

4.2.6.1 Identification

Description	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection contre les défauts de terre basée sur la mesure des harmoniques	HAEFPTOC	Io>HA	51NHA

4.2.6.2 Bloc fonctionnel

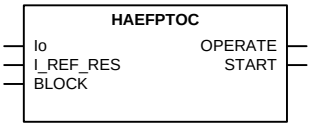


Figure 224: Bloc fonctionnel

4.2.6.3 Fonctionnalité

La fonction de protection contre les défauts à la terre basée sur la mesure des harmoniques HAEFPTOC remplace une protection contre les défauts à la terre traditionnelle sur les réseaux avec une faible composante de fréquence fondamentale du courant de défaut à la terre en raison d'une compensation.

Par défaut, la fonction HAEFPTOC est utilisée en tant que mode autonome. L'application à l'échelle du poste peut être réalisée grâce à une communication horizontale, où la détection d'une ligne d'alimentation défectueuse s'effectue en comparant les mesures de courant de défaut à la terre sur la base des harmoniques.

La fonction démarre lorsque le contenu harmonique du courant de défaut à la terre dépasse la limite établie. Les caractéristiques de temps de fonctionnement sont soit temps défini (DT), soit temps défini inverse minimum (IDMT). Si la communication horizontale est utilisée pour l'échange de valeurs de courant entre les relais de protection, la fonction s'exécute selon la caractéristique DT.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si nécessaire, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur ou la fonction elle-même.

4.2.6.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondants sont « On » et « Off ».

Le fonctionnement de la fonction HAEFPTOC peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

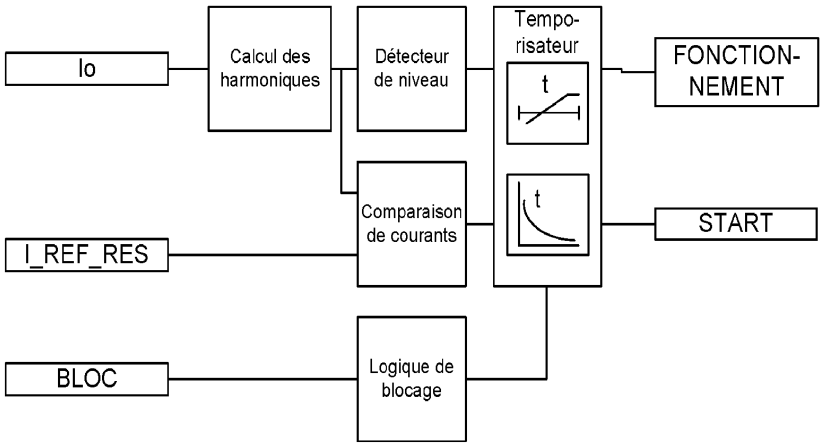


Figure 225: Schéma du module fonctionnel

Calcul d'harmoniques

Ce module achemine le courant résiduel mesuré vers filtre passe-haut, où la gamme de fréquence est limitée pour partir de deux fois la fréquence fondamentale du réseau (par exemple, dans un réseau de 50 Hz, la fréquence de coupure est de 100 Hz), c'est-à-dire en additionnant les composantes harmoniques du réseau à partir de la deuxième harmonique. La sortie du filtre, appelée par la suite courant d'harmoniques, est alimentée par les modules de détection de niveau et de comparaison de courant.

Le courant d'harmoniques I_HARM_RES est disponible dans l'affichage des données surveillées. La valeur est également envoyée par communication horizontale aux autres relais de protection sur les dispositifs d'alimentation parallèles configurés dans le système de protection.

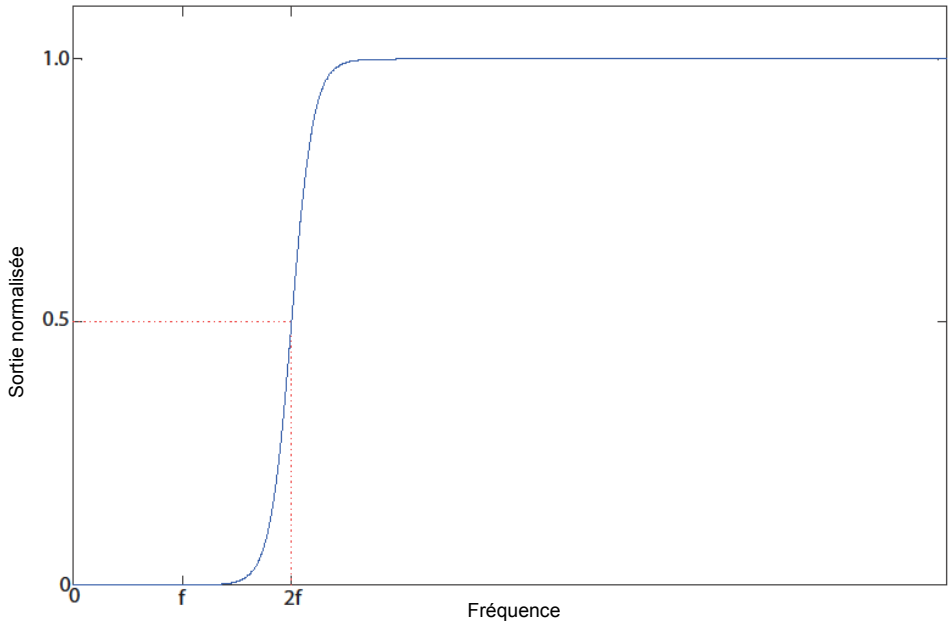


Figure 226: Filtre passe-haut

Détecteur de niveau

Le courant d'harmoniques est comparé au paramètre *Start value*. Si la valeur dépasse la valeur du paramètre *Start value*, le détecteur de niveau transmet un signal d'activation au module temporisateur.

Comparaison de courant

Le maximum des courants d'harmoniques signalés par d'autres dispositifs d'alimentation parallèles dans le poste, c'est-à-dire dans le même jeu de barres, est transmis à la fonction par l'entrée `I_REF_RES`. Si le courant d'harmoniques mesuré localement est supérieur à `I_REF_RES`, le signal d'activation est envoyé au temporisateur.

Si le courant d'harmoniques mesuré localement est inférieur à `I_REF_RES`, le défaut n'est pas dans ce dispositif d'alimentation. La situation détectée bloque le temporisateur en interne, et la sortie `BLKD_I_REF` est simultanément activée.

Le module surveille également la validité du canal de communication qui est signalée au temporisateur.

Temporisateur

La sortie `START` est activée lorsque le détecteur de niveau envoie le signal d'activation. La fonctionnalité et les caractéristiques de temps dépendent de la valeur sélectionnée du paramètre *Enable reference use*.

Tableau 451: Valeurs du paramètre Activer l'utilisation de référence

Enable reference use		Fonctionnalités
Autonome		En mode autonome, selon la valeur du paramètre *Operating curve type*, les caractéristiques de temps sont ajustées sur le DT ou l'IDMT. Lorsque le temporisateur de fonctionnement a atteint la valeur du paramètre *Operate delay time* dans le mode DT ou la valeur définie par la courbe de temps inverse, la sortie OPERATE est activée.
Utilisation de référence	Communication valide	Lors de l'utilisation de la communication horizontale, la fonction est forcée d'utiliser les caractéristiques DT. Lorsque le temporisateur de fonctionnement a atteint la valeur du paramètre *Minimum operate time* et que, simultanément, le signal d'activation à partir du module de comparaison de courant est actif, le signal OPERATE est activé.
	Communication invalide	La fonction s'exécute comme en mode autonome.

Le paramèter *Enable reference use* force la fonction à utiliser les caractéristiques DT où le temps de fonctionnement est réglé avec le paramètre *Minimum operate time*.

Si la communication échoue pour une raison quelconque, la fonction passe à l'utilisation du paramètre *Operation curve type*, et si DT est sélectionné, *Operate delay time* est utilisé. Si la courbe IDMT est sélectionnée, les caractéristiques de temps sont en fonction de la courbe sélectionnée et le paramètre *Minimum operate time* est utilisé pour limiter un temps de fonctionnement trop rapide.

En cas de défaillance de la communication, la durée de démarrage peut varier considérablement en fonction des paramètres de l'utilisateur.

Lorsque la courbe IDMT programmable par l'utilisateur est sélectionnée, les caractéristiques de durée de fonctionnement sont définies par les paramètres *Curve parameter A*, *Curve parameter B*, *Curve parameter C*, *Curve parameter D* et *Curve parameter E*.

En cas de situation de chute, c'est-à-dire quand un défaut disparaît subitement avant que la durée de fonctionnement ne soit dépassée, l'état de réinitialisation du temporisateur est activé. La fonctionnalité du temporisateur en état de réinitialisation dépend de la combinaison des paramètres *Operating curve type*, *Type of reset curve* et *Reset delay time*. Si l'utilisateur choisir la caractéristique DT, le temporisateur de réinitialisation fonctionne jusqu'à ce que la valeur *Reset delay time* définie soit dépassée. Si l'utilisateur sélectionne les courbes IDMT, le paramètre *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation) peut être réglé sur trois modes : « Immediate » (Immédiat), « Def time reset » (Réinitialisation sur durée définie) ou « Inverse reset » (Réinitialisation inversée). La courbe de réinitialisation de type « Immediate » entraîne une réinitialisation immédiate. Avec le type de courbe de réinitialisation « Def time reset », la durée de réinitialisation dépend du paramètre *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation). Avec le type de courbe de réinitialisation « Inverse reset » (Réinitialisation inversée), la durée de réinitialisation

est fonction durant présent lors de la « chute ». Si la situation de chute continue, le temporisateur de réinitialisation est réinitialisé et la sortie START est désactivée.

La sélection « Inverse reset » n'est prise en charge que par l'ANSI ou les courbes IDMT de fonctionnement programmables. Si un autre type de courbe de fonctionnement est sélectionné, une réinitialisation immédiate se produit durant la chute.

Le paramètre *Time multiplier* est utilisé pour mettre à l'échelle les durées de réinitialisation et de fonctionnement de l'IDMT.

Le réglage du paramètre *Minimum operate time* définit la durée de fonctionnement minimale souhaitée pour le fonctionnement de l'IDMT. Ce paramètre n'est applicable que si les courbes IDMT sont utilisées.

Le paramètre *Minimum operate time* doit être utilisé avec précaution parce que le temps de fonctionnement est basé sur la courbe IDMT, mais a toujours au moins la valeur du paramètre *Minimum operate time*. De plus amples informations sont disponibles dans la section Courbes IDMT pour la protection à maximum de courant

Le temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR, qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et du temps de fonctionnement défini, qui peut être ajusté soit au DT, soit à l'IDMT. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

De plus amples informations sont disponibles dans la section Caractéristiques générales des blocs fonctionnels

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée BLOCK et le réglage global **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée BLOCK peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de protection. L'influence de l'activation du signal BLOCK est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé sur la valeur courante, mais la sortie OPERATE (Fonctionnement n'est pas désactivée lorsque le blocage est activé. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie OPERATE (Fonctionnement) n'est pas activée.

4.2.6.5 Application

Pendant un défaut à la terre, HAEFPTOC calcule le courant maximal pour la ligne d'alimentation. La valeur est transmise aux autres relais de protection du jeu de barres du poste par l'intermédiaire d'un GOOSE analogique. Au niveau configuration, toutes les valeurs reçues par l'intermédiaire d'un GOOSE analogique sont comparées via la fonction MAX pour identifier la valeur maximale. La valeur maximale est renvoyée à HAEFPTOC en tant qu'entrée `I_REF_RES`. Le fonctionnement de la fonction HAEFPTOC est autorisé dans le cas où `I_REF_RES` est inférieur à l'harmonique de courant mesuré localement. Si `I_REF_RES` excède l'harmonique de courant mesuré localement, le fonctionnement de la fonction HAEFPTOC est bloqué.

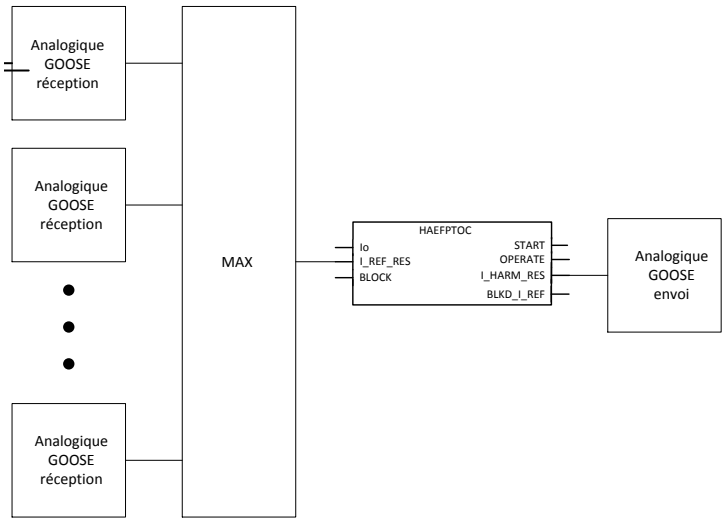


Figure 227: Schéma de protection basé sur la communication GOOSE analogique avec trois récepteurs GOOSE analogiques

4.2.6.6 Signaux

Tableau 452: Signaux d'entrée HAEFPTOC

Nom	Type	Par défaut	Description
Io	SIGNAL	0	Courant résiduel
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
I_REF_RES	FLOAT32	0,0	Courant de référence

Tableau 453: Signaux de sortie HAEFPTOC

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

4.2.6.7 Paramètres

Tableau 454: Paramètres de groupe HAEFPTOC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Seuil de démarrage	0,05...5,00	xIn	0,01	0,10	Seuil de démarrage
Multiplicateur de temps	0,05...15,00		0,01	1,00	Multiplicateur de temps dans les courbes CEI/ANSI IDMT
Temporisation de fonctionnement	100...200000	ms	10	600	Temporisation de fonctionnement
Type de courbe de fonctionnement	1 = ANSI extrêmement inverse 2 = ANSI très inverse 3 = ANSI normalement inverse 4 = ANSI modérément inverse 5 = ANSI temps constant Heure 6 = Temps long extrêmement inverse 7 = Temps long très inverse 8 = Temps long inverse 9 = CEI normalement inverse 10 = CEI très inverse 11 = CEI inverse 12 = CEI extrêmement inverse 13 = CEI temps court inverse 14 = CEI temps long inverse 15 = CEI temps constant Heure 17 = Programmable 18 = Type RI 19 = Type RD			15 = CEI temps constant Heure	Sélection du type de courbe du délai d'attente

Tableau 455: Paramètres de groupe HAEFPTOC (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temps min. de fonctionnement	100...200000	ms	10	500	Durée minimale de fonctionnement pour les courbes IDMT
Type de courbe de réinitialisation	1 = Immédiat 2 = Réarmement temps constant 3 = Réarmement inverse			1 = Immédiat	Sélection du type de courbe de réinitialisation
Activer l'utilisation de référence	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Activer l'utilisation de la référence de courant à partir des autres IED plutôt que d'un dispositif autonome

Tableau 456: Paramètres de non-groupe HAEFPTOC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Opération	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Paramètre de courbe A	0,0086...120,0000		1	28,2000	Paramètre A pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe B	0,0000...0,7120		1	0,1217	Paramètre B pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe C	0,02...2,00		1	2,00	Paramètre C pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe D	0,46...30,00		1	29,10	Paramètre D pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe E	0,0...1,0		1	1,0	Paramètre E pour la courbe programmable par le client

Tableau 457: Paramètres de non-groupe HAEFPTOC (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	10	20	Temporisation de réinitialisation

4.2.6.8 Données surveillées

Tableau 458: Données surveillées HAEFPTOC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
I_HARM_RES	FLOAT32	0,0 à 30000,0	A	Courant harmonique calculé
BLKD_I_REF	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Indicateur d'état de comparaison de courant
HAEFPTOC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.2.6.9 Données techniques

Tableau 459: HAEFPTOC - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de déclenchement	En fonction de la fréquence du courant mesuré : f_n ±2 Hz
	± 5 % de la valeur définie ou ± 0,004 × I_n
Temps de démarrage 1)2)	Généralement 77 ms
Temps de réinitialisation	Généralement 40 ms
Taux de réinitialisation	Généralement 0,96
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant	±1.0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms
Précision du temps de fonctionnement en mode IDMT3)	±5.0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms
Suppression des harmoniques	-50 dB à f = f_n
	-3 dB à f = 13 × f_n

1) Courant à la fréquence fondamentale = 1,0 × I_n, harmonique de courant avant défaut = 0,0 × I_n, harmonique de courant de défaut 2,0 × *Start value* (Valeur démarrage), résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie du signal
3) Valeur de démarrage *Start value* maximale = 2,5 × I_n, plusieurs valeurs *Start value* dans une plage de 2 à 20

4.2.7 Protection contre les défauts à la terre basée sur la mesure wattmétrique WPWDE

4.2.7.1 Identification

Description de la fonction	Identification CEI 61850	Identification CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection contre les défauts de terre basée sur la mesure wattmétrique	WPWDE	Po> ->	32N

4.2.7.2 Bloc de fonctions

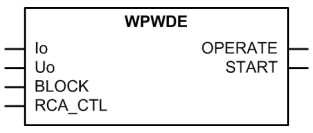


Figure 228: Bloc de fonctions

4.2.7.3 Fonctionnalité

La protection contre les défauts à la terre basée sur la mesure wattmétrique WPWDE peut être utilisée pour détecter les défauts à la terre dans les réseaux non reliés à la terre ou compensés (réseaux reliés à la terre à bobine Petersen) ou les réseaux présentant une liaison à la terre à forte impédance. Elle peut être utilisée comme solution alternative aux protections traditionnelles contre les défauts à la terre basées sur le courant résiduel, comme le mode IoCos dans la protection directionnelle contre les défauts à la terre DEFxPDEF.

WPWDE mesure la puissance du défaut à la terre 3UoIoCosφ et émet un signal de fonctionnement lorsque le courant résiduel Io, la tension résiduelle Uo et la puissance du défaut à la terre dépassent les limites établies et que l'angle (φ) entre le courant résiduel et la tension résiduelle se trouve dans le secteur de fonctionnement établi, c'est à dire le secteur avant ou arrière. La caractéristique du temps de fonctionnement peut être sélectionnée soit en tant que temps constant (DT), soit en tant que temps minimum constant inverse (IDMT de type wattmétrique).

La protection contre les défauts à la terre basée sur la mesure wattmétrique est très sensible aux erreurs du transformateur de courant et il est recommandé d'utiliser un transformateur de courant cumulé pour mesurer le courant résiduel.

La fonction comprend une fonctionnalité de blocage qui permet, au besoin, de bloquer les sorties de la fonction, les temporisateurs ou la fonction elle-même.

4.2.7.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée et désactivée au moyen du paramètre *Fonctionnement*. Les valeurs du paramètre en question sont "On" (active) et "Off" (inactive).



Pour la fonction WPWDE, des notations et définitions particulières sont utilisées.
Tension résiduelle Uo = (UA+UB+UC)/3 = U_0, où U_0 = tension homopolaire
Courant résiduel Io = -(IA+IB+IC) = 3×- I_0, où I_0 = courant homopolaire
Le signe moins (-) est nécessaire pour faire correspondre la polarité des courants résiduels calculés et mesurés.

Le fonctionnement de WPWDE peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

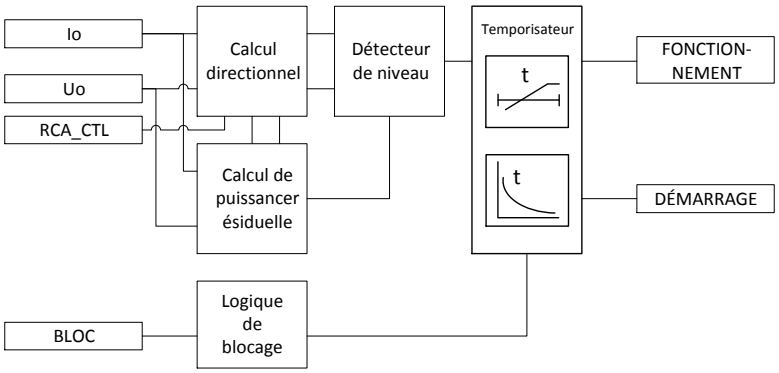


Figure 229: Diagramme de modules fonctionnels

Calcul directionnel

Le module de calcul directionnel surveille l'angle entre la quantité de fonctionnement (courant résiduel Io) et la quantité de polarisation (tension résiduelle Uo). La quantité de fonctionnement peut être sélectionnée avec le paramètre *Io signal Sel*. Les options de paramètre sont « Measured Io » et « Calculated Io ». La quantité de polarisation peut être sélectionnée avec le paramètre *Pol signal Sel*. Les options de paramètre sont « Measured Uo » et « Calculated Uo ». Lorsque l'angle entre la grandeur de fonctionnement et la grandeur de polarisation, après avoir pris en compte le paramètre *Characteristic angle*, se trouve dans le secteur de fonctionnement, le module envoie un signal d'activation au détecteur de niveau. Le fonctionnement directionnel est sélectionné par le paramètre *Directional mode*. Les modes de fonctionnement « Forward » ou « Reverse » peuvent être sélectionnés. La direction du défaut est calculée sur la base de la différence d'angle de phase entre la grandeur de fonctionnement Io et la grandeur de polarisation Uo, et la valeur (ANGLE) est disponible dans l'affichage des données surveillées.

Dans les schémas de phaseur représentant le fonctionnement de la WPWDE, la polarité de la grandeur de polarisation (tension résiduelle Uo) est inversée. L'inversion se fait en inversant la polarité du canal de mesure du courant résiduel (voir le schéma de connexion dans le manuel d'application).

Si la différence d'angle est comprise entre -90° et 0° ou entre 0° et +90°, on considère qu'il s'agit d'un défaut de sens direct. Si la différence d'angle de phase se situe entre -90° et -180° ou entre +90° et +180°, un défaut de sens inverse est détecté. Ainsi, la largeur normale d'un secteur est de 180°.

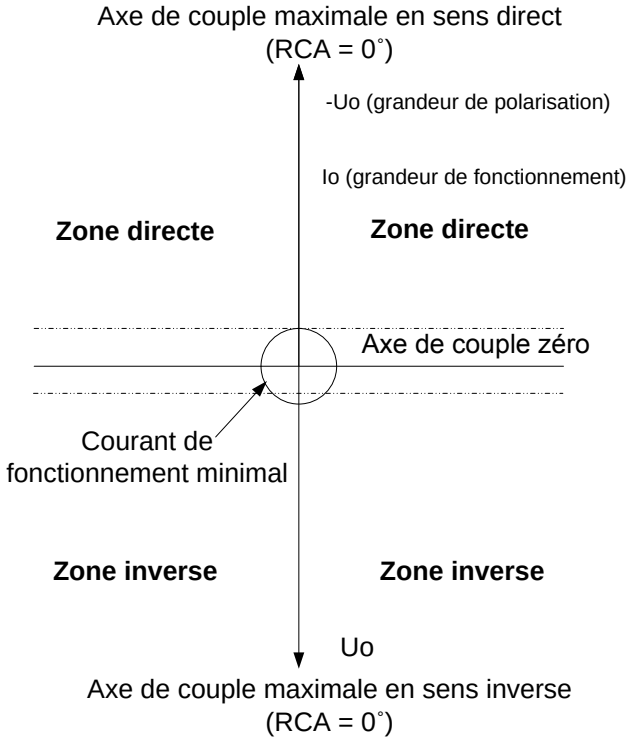


Figure 230: Définition de l'angle caractéristique de relais

La différence d'angle de phase est calculée sur la base du paramètre *Characteristic angle* (également appelé angle caractéristique de relais (RCA) ou angle de base de relais ou angle de couple maximal (MTA)). Le paramètre *Characteristic angle* est réalisé en fonction de la méthode de mise à la terre utilisée dans le réseau. Par exemple, dans le cas d'un réseau non mis à la terre, le paramètre *Characteristic angle* est fixé à -90 degrés et dans cas d'un réseau compensé, *Characteristic angle* est fixé à 0 degré. En général, le *Characteristic angle* est sélectionné de manière à être proche de la valeur de l'angle de défaut attendue, ce qui se traduit par une sensibilité maximale. *Characteristic angle* peut être réglé entre -179° et +180°. Ainsi, l'angle de phase effectif (ϕ) pour calculer la puissance résiduelle en tenant compte de l'angle caractéristique est conforme à l'équation.

$$\phi = \left(\angle(-Uo) - \angle Io - Angle\ caractØristique\right)$$

(Équation 43)

En outre, l'angle caractéristique peut être modifié via le signal de commande `RCA_CTL`. L'entrée `RCA_CTL` est utilisée dans les réseaux compensés où la bobine de compensation est parfois déconnectée temporairement. Lorsque la bobine est déconnectée, le réseau compensé devient isolé et le paramètre *Angle caractéristique* doit être modifié. Ceci peut être effectué automatiquement via l'entrée `RCA_CTL` entraînant l'ajout de -90˚ au paramètre *Angle caractéristique.*

La valeur (ANGLE_RCA) est disponible dans la vue Données visualisées.

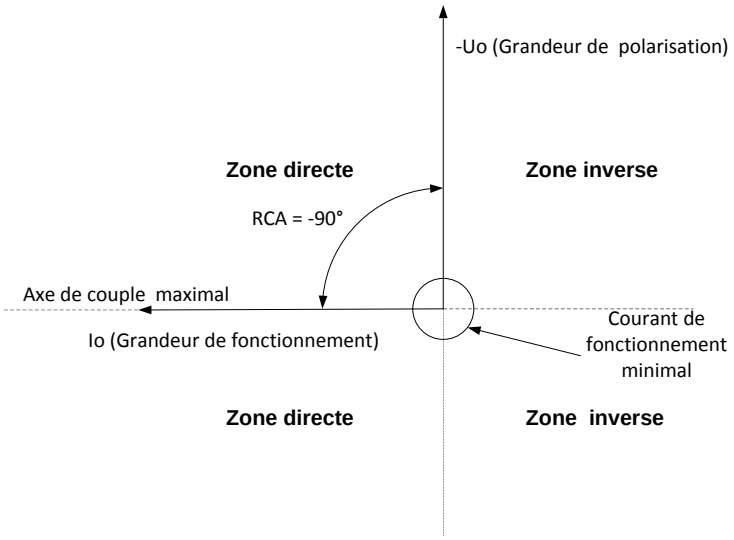


Figure 231: Définition de l'angle caractéristique de relais, RCA = -90° dans un réseau isolé

L'angle caractéristique doit être réglé sur une valeur positive si le signal de fonctionnement est en retard par rapport au signal de polarisation et sur une valeur négative si le signal de fonctionnement est en avance par rapport au signal de polarisation.

Type de réseau	Angle caractéristique recommandé
Réseau compensé	0°
Réseau non mis à la terre	-90°

Dans les réseaux non mis à la terre, lorsque l'angle caractéristique est de -90°, la puissance résiduelle mesurée est réactive (puissance varmétrique).

Le sens du défaut est également indiqué `FAULT_DIR` (disponible dans la vue Données visualisées), qui indique 0 si aucun défaut n'est détecté, 1 pour les défauts dans le sens aval et 2 pour les défauts dans le sens amont.

Le sens du défaut est détecté uniquement lorsque le calcul d'angle correct peut être réalisé. Si l'amplitude de la grandeur de fonctionnement ou de polarisation n'est pas assez élevée, le calcul du sens n'est pas fiable. De ce fait, l'amplitude de la grandeur de fonctionnement est comparée au paramètre *Courant de fonctionnement minimum* et l'amplitude de la grandeur de polarisation est comparée à la *Tension de fonctionnement minimum*. Si la grandeur de fonctionnement et la grandeur de polarisation sont plus élevées que leur limite respective, un angle valide est calculé et le module de calcul de puissance résiduelle est activé.

Le paramètre *Angle de correction* peut être utilisé pour améliorer la sélectivité lorsqu'il existe des imprécisions dues au transformateur de mesure. Ce paramètre réduit le secteur de fonctionnement. Le réglage du paramètre *Angle de correction* doit être effectué avec précision, l'erreur de déphasage du transformateur de mesure variant avec la charge connectée, ainsi qu'avec l'amplitude du courant primaire réel mesuré. Voici un exemple de la façon dont le paramètre *Angle de correction* altère la zone de fonctionnement :

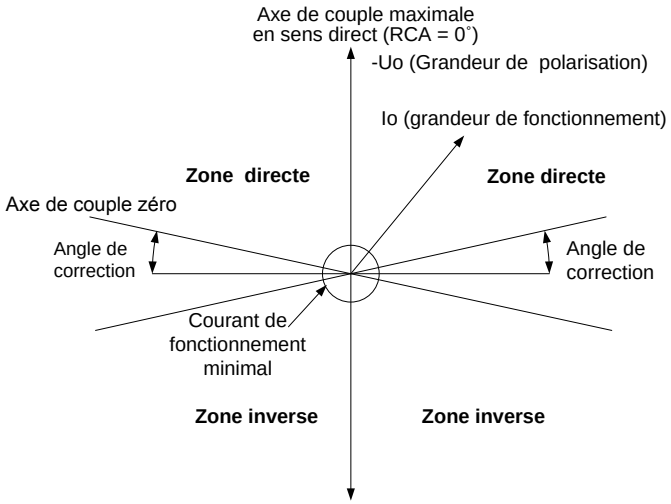


Figure 232: Définition de l'angle de correction

La polarité de la grandeur de polarisation peut être modifiée (tournée de 180°) en réglant le paramètre *Inversion Pol* sur "Oui" ou en inversant la polarité des câbles de mesure de la tension résiduelle.

Calcul de la puissance résiduelle

Le module de calcul de la puissance résiduelle calcule l'amplitude de la puissance résiduelle 3UoIoCosφ. L'angle φ est l'angle entre la grandeur de fonctionnement et la grandeur de polarisation, compensé par un angle caractéristique. La valeur de l'angle est reçue du module de calcul directionnel. Le module de calcul directionnel permet le calcul de la puissance résiduelle uniquement si les niveaux de signal minimum pour la grandeur de fonctionnement et la grandeur de polarisation sont dépassées. Toutefois, si le calcul de l'angle n'est pas valide, la puissance résiduelle calculée est nulle. La puissance résiduelle (RES_POWER) est calculée en continu et elle est disponible dans l'affichage des données surveillées. La puissance est donnée par rapport à la puissance nominale calculée de sorte que Pn = Un × In, où Un et In sont obtenus à partir des rapports de transformateur de tension et de transformateur de courant saisis, et dépendent des paramètres *Io signal Sel* et *Uo signal Sel*.

Détecteur de seuil

Le détecteur de niveau compare les amplitudes de la grandeur de fonctionnement mesurée (courant résiduel Io), de la grandeur de polarisation (tension résiduelle Uo) et de la puissance résiduelle calculée respectivement aux valeurs définies des paramètres *Current start value* (×In), *Voltage start value* (×Un) et *Power start value* (×Pn). Lorsque ces trois grandeurs dépassent les limites, le détecteur de niveau active le module de temporisation.

Lors du calcul des valeurs de réglage pour le détecteur de niveau, il faut tenir compte du fait que les valeurs nominales pour le courant, la tension et la puissance dépendent du fait que les grandeurs résiduelles sont mesurées à partir d'un canal de mesure dédié ou calculées à partir de grandeurs de phase, comme défini dans les paramètres *Io signal Sel* et *Uo signal Sel*.

Pour le courant résiduel Io, si « Measured Io » est sélectionné, les valeurs nominales pour le primaire et le secondaire sont obtenues à partir du rapport de transformation du courant saisi pour le canal de courant résiduel **Configuration/Analog inputs/ Current (Io, CT)**. Si « Calculated Io » est sélectionné, les valeurs nominales du primaire et du secondaire sont obtenues à partir du rapport du transformateur de courant saisi pour les canaux de courant de phase **Configuration/Analog inputs/ Current (3I,CT)**.

Pour la tension résiduelle Uo, si « Measured Uo » est sélectionné, les valeurs nominales pour le primaire et le secondaire sont obtenues à partir du rapport du transformateur de tension saisi pour le canal de tension résiduelle **Configuration/ Analog inputs/Voltage (Uo, VT)**. Si « Calculated Uo » est sélectionné, les valeurs nominales du primaire et du secondaire sont obtenues à partir du rapport du transformateur de tension saisi pour les canaux de tension de phase **Configuration/ Analog inputs/Voltage (3U, VT)**.



L'Uo calculée nécessite que les trois tensions phase-terre soient connectées au relais de protection. Uo ne peut pas être calculé à partir des tensions phase-phase.

Comme la puissance nominale est le résultat de la multiplication du courant nominal et de la tension nominale Pn = Un × In, le calcul de la valeur du paramètre *Power start value* (×Pn) dépend du fait que Io et Uo sont mesurés ou calculés à partir des grandeurs de phase.

Tableau 460: Io et Uo mesurés ou calculés

	Io mesuré	Io calculé
Uo mesuré	Pn = (Uo, VT) × (Io, CT)	Pn = (Uo, VT) × (3I, CT)
Uo calculé	Pn = (3U, VT) × (Io, CT)	Pn = (3U, VT) × (3I, CT)

Exemple 1. Io est mesuré avec le câble à noyau TC (100/1 A) et Uo est mesuré à partir des TT connectés en triangle ouvert (20/√(3) kV : 100/√(3) V : 100/3 V). Dans ce cas,

« Measured Io » et « Measured Uo » sont sélectionnés. Les valeurs nominales pour le courant résiduel et la tension résiduelle sont obtenues à partir des rapports TC et TT.

Courant résiduel Io : **Configuration/Analog inputs/Current (Io, CT)** : 100 A : 1 A

Tension résiduelle Uo : **Configuration/Analog inputs/Current (Uo, VT)** : 11,547 kV : 100 V

Residual Current start value de 1,0 × In correspond alors à 1,0 × 100 A = 100 A dans le primaire

Residual Voltage start value de 1,0 × Un correspond alors à 1,0 × 11,547 kV = 11,547 kV dans le primaire

Residual Power start value de 1,0 × Pn correspond alors à 1,0 × 11,547 kV × 100 A = 1154,7kW dans le primaire

Exemple 2 Io et Uo sont tous deux calculés à partir de grandeurs de phase. Le rapport TC de phase est de 100 :1 A et le rapport TT de phase est de 20/√(3) kV : 100/√(3) V. Dans ce cas, « Calculated Io » et « Calculated Uo » sont sélectionnés. Les valeurs nominales du courant résiduel et de la tension résiduelle sont obtenus à partir des rapports TC et TT saisis dans :

Courant résiduel Io : **Configuration/Analog inputs/Current (3I, CT)** : 100 A : 1 A

Tension résiduelle Uo : **Configuration/Analog inputs/Current (3U, VT)** : 20,000 kV : 100 V

Residual Current start value de 1,0 × In correspond alors à 1,0 × 100 A = 100 A dans le primaire

Residual Voltage start value de 1,0 × Un correspond alors à 1,0 × 20,000 kV = 20,000 kV dans le primaire

Residual Power start value de 1,0 × Pn correspond alors à 1,0 × 20,000 kV × 100 A = 2 000kW dans le primaire



Si « Calculated Uo » est sélectionné pour le paramètre *Uo signal Sel*, la valeur nominale pour la tension résiduelle Un est toujours la tension phase-phase. Ainsi, le réglage maximal valide pour la valeur *Voltage start value* résiduelle est de 0,577 × Un, ce qui correspond à la tension phase-terre complète dans le primaire.

Temporisation

Une fois validée, la temporisation active la sortie `START`. En fonction de la valeur définie pour *Type de courbe de déclenchement,* les caractéristiques de temps sont du type DT (temps indépendant) ou IDMT wattmétrique (temps dépendant). Lorsque la temporisation de fonctionnement atteint la valeur définie par *Durée de temporisation du déclenchement* en mode DT ou la valeur maximum définie par la courbe de temps

inverse, la sortie OPERATE est activée. Si une retombée se produit, c'est-à-dire si un défaut disparaît soudainement avant que la temporisation de déclenchement ne soit dépassée, la réinitialisation est activée. Le temps de réinitialisation est identique pour DT et IDMT wattmétrique. Le temps de réinitialisation dépend du paramètre *Réinitialisation temporisation.*

La temporisation calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et du temps de fonctionnement défini. La valeur est disponible dans la vue Données visualisées.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée BLOCK et le paramètre global **Configuration/System/Blocking mode**, qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée BLOCK peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de protection. L'influence de l'activation du signal BLOCK est présélectionnée à l'aide du paramètre global *Blocking mode*.

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers », le temporisateur de fonctionnement est immobilisé sur la valeur courante, mais la sortie OPERATE n'est pas désactivée lorsque le blocage est activé. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output », la fonction s'exécute normalement mais la sortie OPERATE n'est pas activée.

4.2.7.5 Caractéristiques de temporisation

Avec le mode IDMT wattmétrique, la sortie OPERATE est activée selon la base des caractéristiques du temporisateur :

$$t[s] = \frac{k * P_{ref}}{P_{cal}}$$

(Équation 44)

t[s]	temps de fonctionnement en secondes
k	valeur définie pour *Facteur multiplicateur de temps*
$P_{réf}$	valeur définie pour *Puissance de référence*
P_{cal}	puissance résiduelle calculée

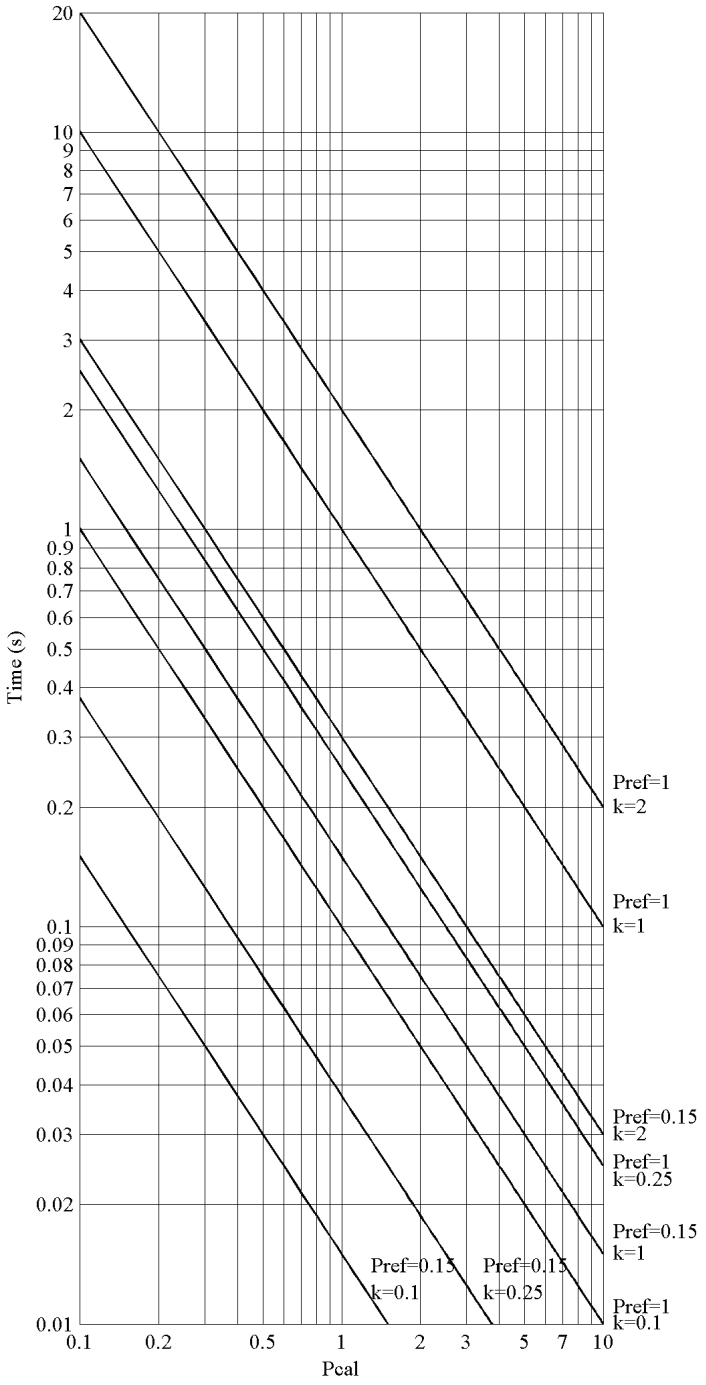


Figure 233: Courbes de temps de fonctionnement pour IDMT wattmétrique avec $S_{réf}$ = 0.15 x Pn

4.2.7.6 Modes de mesure

La fonction se déclenche suivant trois modes de mesure : "RMS", "DFT" et "Crête à crête". Le mode de mesure est sélectionné avec le paramètre *Mode de mesure.*

4.2.7.7 Application

La méthode wattmétrique est l'une des méthodes directionnelles couramment utilisées pour détecter les défauts à la terre, en particulier dans les réseaux compensés. La protection utilise la composante de puissance résiduelle 3UoIoCosφ (φ est l'angle entre la grandeur de polarisation et la grandeur de fonctionnement compensé par l'angle caractéristique de relais).

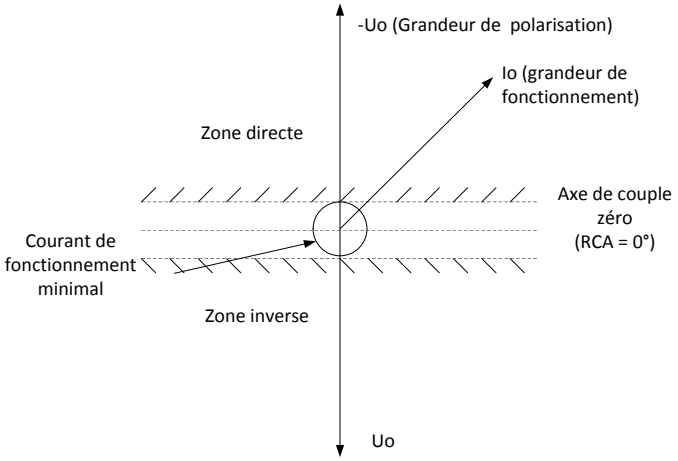


Figure 234: Caractéristiques de la protection wattmétrique

Dans un réseau radial totalement compensé avec deux départs, les courants de défaut de terre dépendent généralement des capacités de fuite à la terre (C_0) des lignes et de la bobine de compensation (L). Si la bobine compense exactement la capacité du système, le courant de défaut n'a qu'une composante résistive. Ceci est dû aux résistances de la bobine et des lignes de distribution, ainsi qu'aux résistances de fuite du système (R_0). Une résistance (R_L) est généralement utilisée en parallèle avec la bobine pour augmenter le courant de défaut.

Lorsqu'un défaut entre phase et terre se produit, la capacité de la phase défectueuse est court-circuitée et le système devient asymétrique. Le courant de défaut se compose des courants circulant dans les capacités de terre des deux phases non défectueuses. Le relais de protection sur la ligne d'alimentation saine surveille uniquement le courant capacitif circulant dans ses capacités par rapport à la terre. Le courant capacitif du réseau complet (somme de toutes les lignes d'alimentation) est compensé par la bobine.

Un réseau type disposant de la protection wattmétrique est un réseau sous compensé où le courant dans la bobine $I_L = I_{Ctot} - I_{Cfd}$ (I_{Ctot} est le courant de défaut à la terre total du réseau et I_{Cfd} est le courant de défaut à la terre de la ligne d'alimentation saine).

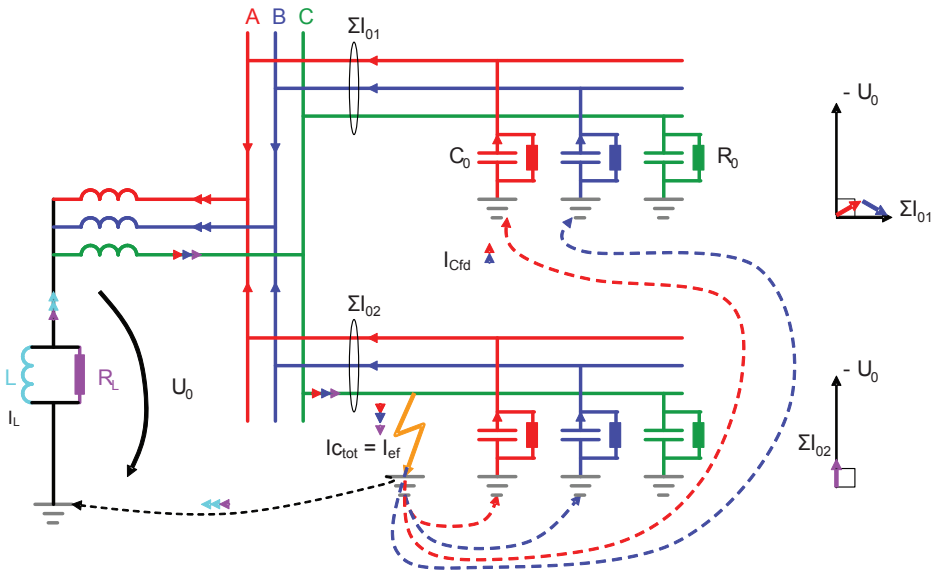


Figure 235: Réseau radial compensé standard utilisé avec une protection wattmétrique

La fonction wattmétrique est activée lorsque la composante de puissance active résiduelle dépasse la limite définie. Toutefois, afin d'assurer un fonctionnement sélectif, il est nécessaire que le courant résiduel et la tension résiduelle dépassent aussi la limite définie.

Il est fortement recommandé d'utiliser des transformateurs de courant cumulé pour mesurer Io lorsque l'on utilise la méthode wattmétrique. En cas de rapport de transformation faible, le transformateur de courant peut rencontrer des problèmes de précision et même subir une déformation de la forme d'onde de courant secondaire avec certains transformateurs de courant cumulé. Par conséquent, afin de garantir une précision suffisante de la mesure du courant résiduel et donc une meilleure sélectivité du schéma, le transformateur de courant cumulé doit avoir de préférence un rapport de transformation d'au moins 70/1. Les rapports de transformation inférieurs tels que 50:1 ou 50:5 ne sont pas recommandés, à moins de vérifier d'abord les erreurs de déphasage et l'amplitude du courant.

Il n'est pas recommandé d'utiliser la protection wattmétrique directionnelle avec un système bouclé ou maillé étant donné que la protection wattmétrique nécessite un flux de puissance radiale pour fonctionner.

L'angle caractéristique du relais doit être réglé en fonction de la mise à la terre du système. Dans un réseau non relié à la terre, c'est à dire lorsque le réseau est uniquement couplé à la terre via les capacités entre les conducteurs de phase et la terre, l'angle caractéristique choisi est -90°.

Dans les réseaux compensés, le courant de défaut capacitif et le courant inductif de la bobine de résonance se compensent mutuellement, ce qui signifie que le courant de défaut est essentiellement résistif et présente un déphasage nul par rapport à la tension

résiduelle. Dans ces réseaux, l'angle caractéristique choisi est 0°. Il arrive souvent que l'amplitude d'une composante active soit faible et doive être augmentée au moyen d'une résistance en parallèle dans une bobine de compensation. Dans les réseaux où le point neutre est mis à la terre via une résistance de faible valeur, l'angle caractéristique est toujours 0°.

Etant donné que l'amplitude du courant résiduel est indépendante de l'emplacement du défaut, la sélectivité de la protection de terre est obtenue grâce à une coordination chronométrique.

L'utilisation d'une protection wattmétrique donne la possibilité d'utiliser les caractéristiques à temps dépendant (IDMT) dédiées. Cela s'applique dans les grands réseaux avec mise à la terre à haute impédance avec un courant capacitif de défaut à la terre important.

Dans un réseau avec un système de mise à la terre à basse impédance, une résistance de point neutre de valeur moyenne est utilisée. Cette résistance donne une composante résistive de courant de défaut à la terre d'environ 200 à 400 A pour un défaut à la terre excessif. Dans un tel système, la protection de la puissance résiduelle directionnelle offre de meilleures possibilités pour la sélectivité rendues possibles par les caractéristiques de puissance à temps dépendant.

4.2.7.8 Signaux

Tableau 461: Signaux d'entrée WPWDE

Nom	Type	Par défaut	Description
Io	SIGNAL	0	Courant résiduel
Uo	SIGNAL	0	Tension résiduelle
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
RCA_CTL	BOOLÉEN	0 = Faux	Commande d'angle caractéristique de relais

Tableau 462: Signaux de sortie WPWDE

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

4.2.7.9 Paramètres

Tableau 463: Paramètres de groupe WPWDE (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Mode directionnel	2 = Vers l'avant 3 = Vers l'arrière			2 = Vers l'avant	Mode directionnel
Seuil courant	0,010...5,000	xIn	0,001	0,010	Courant résiduel de fonctionnement minimal pour décider de la direction du défaut
Valeur de démarrage de la tension	0,010...1,000	xUn	0,001	0,010	Valeur de démarrage pour la tension résiduelle
Valeur de démarrage de la puissance	0,003...1,000	xPn	0,001	0,003	Valeur de démarrage pour la puissance active résiduelle
Puissance de référence	0,050...1,000	xPn	0,001	0,150	Valeur de référence de la puissance résiduelle pour les courbes IDMT wattmétriques
Angle caractéristique	-179...180	°	1	-90	Angle caractéristique
Facteur multiplicateur de temps	0,05...2,00		0,01	1,00	Multiplicateur de temps pour les courbes IDMT wattmétriques
Type de courbe de fonctionnement	5 = ANSI temps constant Time 15 = CEI temps constant Time 20 = IDMT wattmétrique			15 = CEI temps constant Time	Sélection du type de courbe du délai d'attente
Tempo fonctionnement	60...200000	ms	10	60	Temporisation de fonctionnement pour le temps défini

Tableau 464: Paramètres de non-groupe WPWDE (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement

Tableau 465: Paramètres de non-groupe WPWDE (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Mode de mesure	1 = RMS 2 = DFT 3 = Crête à crête			2 = DFT	Sélectionne le mode de mesure du courant utilisé
Angle de correction	0,0...10,0	°	0,1	2,0	Angle correction
Courant fonctionnement min	0,010...1,000	xIn	0,001	0,010	Courant de fonctionnement minimal
Tension min	0,01...1,00	xUn	0,01	0,01	Tension de fonctionnement minimale
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation
Suite du tableau à la page suivante					

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Inversion polaire	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Rotation de la grandeur de polarisation
Io signal Sel	1 = Io mesuré 2 = Io calculé			1 = Io mesuré	Sélection à utiliser pour le signal
Uo signal Sel	1 = Uo mesuré 2 = Uo calculé			1 = Uo mesuré	Sélection pour le signal de polarisation utilisé

4.2.7.10 Données surveillées

Tableau 466: Données surveillées WPWDE

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
FAULT_DIR	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière 3 = Les deux		Direction des défauts détectée
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
DIRECTION	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière 3 = Les deux		Information sur la direction
ANGLE	FLOAT32	-180,00 à 180,00	°	Angle entre la polarisation et la quantité en fonctionnement
ANGLE_RCA	FLOAT32	-180,00 à 180,00	°	Angle entre l'angle de fonctionnement et l'angle caractéristique
RES_POWER	FLOAT32	-160,000 à 160,000	xPn	Puissance active résiduelle calculée
WPWDE	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.2.7.11 Données techniques

Tableau 467: WPWDE - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de déclenchement	En fonction de la fréquence du courant mesuré : f_n ±2 Hz
	Courant et tension : ±1,5 % de la valeur de consigne ou ±0,002 × I_n Puissance : ±3 % de la valeur de consigne ou ±0.002 × P_n
Temps de démarrage [1)2)]	Généralement 63 ms
Temps de réinitialisation	Généralement 40 ms
Suite du tableau à la page suivante	

Caractéristique	Valeur
Taux de réinitialisation	Généralement 0,96
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant	±1.0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms
Précision du temps de déclenchement en mode temps inverse	±5.0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms
Suppression des harmoniques	-50 dB à f = n × f_n, où n = 2,3,4,5…

1) Io variable pendant l'essai, Uo = 1,0 × U_n = tension phase-terre pendant un défaut à la terre dans un réseau compensé ou non mis à la terre, puissance résiduelle avant défaut = 0,0 pu, f_n = 50 Hz, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie du signal

4.2.8 Protection contre les défauts à la terre basée sur l'admittance multifréquence MFADPSDE

4.2.8.1 Identification

Description	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection contre les défauts de terre basée sur l'admittance multifréquence	MFADPSDE	Io> ->Y	67YN

4.2.8.2 Bloc fonctionnel

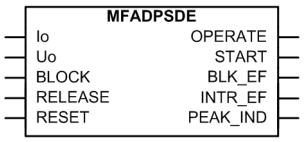


Figure 236: Bloc fonctionnel

4.2.8.3 Fonctionnalité

La protection contre les défauts à la terre basée sur l'admittance multifréquence MFADPSDE fournit une protection directionnelle sélective contre les défauts à la terre pour les réseaux raccordés à la terre à haute impédance, c'est-à-dire pour les systèmes compensés, non reliés à la terre et reliés à la terre à forte résistance. Cela peut être appliqué pour la protection contre les défauts à la terre des lignes aériennes et des câbles souterrains.

Le fonctionnement du MFADPSDE est basé sur la mesure de l'admittance neutre multifréquence en utilisant la technique de somme cumulée des phaseurs. Ce concept offre une protection contre les défauts à la terre extrêmement sûre, fiable et sélective, même dans les cas où les quantités résiduelles sont fortement déformées et contiennent des composantes de fréquence non fondamentales.

La sensibilité qui peut être obtenue est comparable aux méthodes traditionnelles basées sur la fréquence fondamentale telles que l'IoCos/IoSin (DEFxPDEF), le Watt/Varmétrique (WPWDE) et l'admittance du neutre (EFPADM).

MFADPSDE est capable de détecter des défauts ayant un contenu de fréquence fondamentale dominant ainsi que des défauts de terre transitoires, intermittents et de remise en marche. MFADPSDE peut être utilisé comme solution alternative à la fonction transitoire ou intermittente INTRPTEF.

MFADPSDE prend en charge l'indication de la direction du défaut dans la direction de fonctionnement et de non fonctionnement qui peut être utilisée pendant le processus de localisation du défaut. Le détecteur de défauts transitoires intégré peut être utilisé pour identifier les défauts à la terre de remise en marche ou intermittents, et les distinguer des défauts à la terre permanents ou continus.

La caractéristique de fonctionnement est définie par un secteur de fonctionnement incliné, qui est valable dans le monde entier, aussi bien dans les réseaux non reliés à la terre que dans les réseaux compensés.

La caractéristique du temps de fonctionnement varie selon le temps défini (DT).

La fonction possède une fonctionnalité de blocage des sorties, des temporisateurs ou de la fonction elle-même.

4.2.8.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont « On » (Activé) et « Off » (Désactivé).

Le fonctionnement de MFADPSDE peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du diagramme sont décrits dans les sections suivantes.

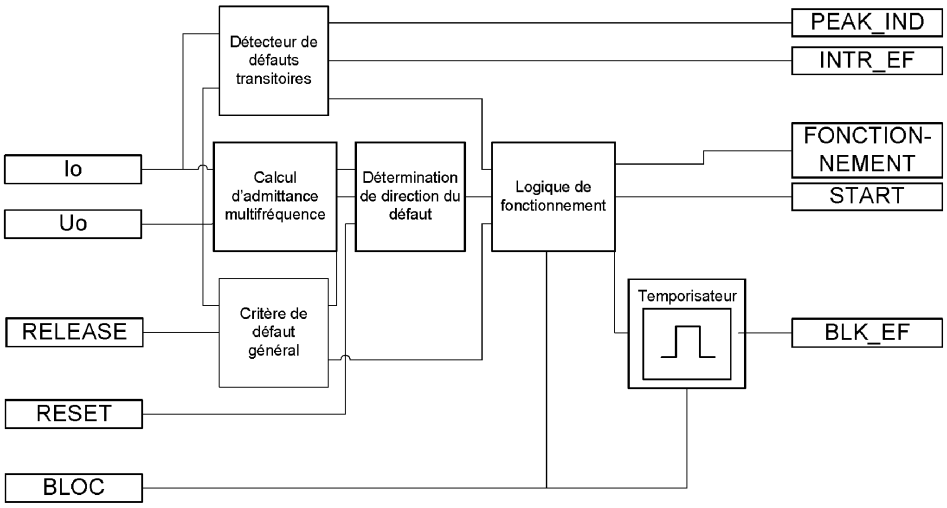


Figure 237: Schéma du module fonctionnel

Critère de défaut général

Le module GFC (General Fault Criterion, critère de défaut général) surveille la présence d'un défaut à la terre sur le réseau ; il est basé sur la valeur de la tension homopolaire à la fréquence fondamentale définie comme la somme vectorielle des phaseurs de tension de phase à la fréquence fondamentale divisée par trois.

$$\overline{U_0^1} = \left(\overline{U_A^1} + \overline{U_B^1} + \overline{U_C^1}\right) / 3$$

(Équation 45)

Lorsque la magnitude de $\underline{U}_o^1$ excède le paramètre *Voltage start value* (Valeur de démarrage de la tension), un défaut à la terre est détecté. Le module GFC transmet la valeur dépassée au module de détermination de direction du défaut et à la logique de fonctionnement. Cette transmission est référencée en tant que libération de critère de défaut général.

Le paramètre *Voltage start value* définit la sensibilité de base de la fonction MFADPSDE. Pour éviter un démarrage ou un fonctionnement intempestif, le paramètre *Voltage start value* doit toujours être défini sur une valeur excédant la valeur de tension homopolaire maximale en état sans défaillance, en prenant en compte les changements possibles de topologie du réseau, l'état de commutation de bobine de compensation et résistance parallèle et les variations de degré de compensation.

En alternative à la condition de démarrage basée sur une surtension homopolaire résiduelle interne, la fonction MFADPSDE peut également être déclenchée en externe en utilisant l'entrée `RELEASE`. Dans ce cas, le signal de déclenchement externe prévaut sur le paramètre *Voltage start value* et définit la limite interne sur la valeur minimale.

Calcul d'admittance multifréquence

Le module de calcul d'admittance multifréquence calcule les admittances neutres en utilisant la fréquence fondamentale et les composantes harmoniques de rang 2, 3, 5, 7 et 9 du courant résiduel et de la tension homopolaire. Les admittances suivantes sont calculées, si la magnitude d'un harmonique particulier dans le courant résiduel et la tension homopolaire est mesurable par le relais de protection.

Admittance à la fréquence fondamentale (conductance et susceptance)

$$\overline{Y_0^1} = \frac{3 \cdot \overline{I_0^1}}{-\overline{U_0^1}} = G_o^1 + j \cdot B_o^1$$

(Équation 46)

$\overline{Y_0^1}$ Le phaseur d'admittance neutre à la fréquence fondamentale.

$\overline{I_0^1}$ Le phaseur de courant homopolaire à la fréquence fondamentale $(= (\overline{I_A^1} + \overline{I_B^1} + \overline{I_C^1}) / 3)$

$\overline{U_0^1}$ Le phaseur de tension homopolaire à la fréquence fondamentale $(= (\overline{U_A^1} + \overline{U_B^1} + \overline{U_C^1}) / 3)$

G_o^1 La conductance à la fréquence fondamentale, $\mathrm{Re}\left(\overline{Y_0^1}\right)$

B_o^1 La susceptance à la fréquence fondamentale, $\mathrm{Im}\left(\overline{Y_0^1}\right)$

Susceptance harmonique

$$\mathrm{Im}\left[\overline{Y_0^n}\right] = \mathrm{Im}\left[\frac{3 \cdot \overline{I_0^n}}{-\overline{U_0^n}}\right] = j \cdot B_o^n$$

(Équation 47)

où n = 2, 3, 5, 7 et 9

$\overline{Y_0^n}$ Le phaseur d'admittance neutre à la fréquence harmonique de rang n.

$\overline{I_0^n}$ Le phaseur de courant homopolaire à la fréquence harmonique de rang n.

$\overline{U_0^n}$ Le phaseur de tension homopolaire à la fréquence harmonique de rang n.

B_o^n La susceptance à la fréquence harmonique de rang n, $\mathrm{Im}\left(\overline{Y_0^n}\right)$

Pour la détermination de la direction du défaut, l'admittance à la fréquence fondamentale et les susceptances harmoniques sont additionnées au format phaseur. Le résultat est le phaseur d'admittance somme défini comme suit.

$$\overline{Y}_{osum} = \mathrm{Re}\left[\overline{Y_0^1}\right] + j \cdot \mathrm{Im}\left[\overline{Y_0^1} + \sum_{n=2}^{9} \overline{Y_0^n}\right] = G_o^1 + j \cdot B_{osum}$$

(Équation 48)

La polarité de la grandeur de polarisation (tension résiduelle) peut être modifiée (rotation à 180 degrés) en définissant le paramètre *Pol reversal* (Inversion polaire) sur « True » ou en inversant la polarité des fils de mesure de la tension résiduelle.

Détermination de direction du défaut

Si un défaut à la terre est détecté par le module GFC, la direction du défaut est évaluée sur la base du phaseur d'admittance somme calculé $\overline{Y}_{osum}$ obtenu à partir du module de calcul d'admittance multifréquence. Pour obtenir une détermination de direction du défaut fiable et sûre indépendamment du type de défaut (transitoire, intermittent, de remise en marche, permanent, à haute ou faible résistance ohmique), la direction du défaut est calculée à l'aide d'un algorithme de filtrage spécial, la technique de somme cumulée des phaseurs (CPS, Cumulative Phasor Summing). Cette méthode de filtrage est avantageuse lors des défauts à la terre transitoires, intermittents et de remise en marche à contenu majoritairement non sinusoïdal ou transitoire. Elle est tout aussi valide lors des défauts à la terre continus (stables).

Le concept de CPS est illustré à la Figure 238. C'est le résultat de l'addition des valeurs des phaseurs d'admittance somme mesurés au format phaseur dans l'ordre chronologique pendant le défaut. En utilisant les différents phaseurs d'admittance somme $\overline{Y}_{osum}$ à différents moments dans le temps (t_1...t_5), on calcule le phaseur d'admittance somme cumulée correspondant $\overline{Y}_{osum_CPS}$. Ce phaseur est utilisé en tant que phaseur directionnel pour déterminer la direction du défaut.

$$\overline{Y}_{osum_CPS}(t_1) = \overline{Y}_{osum}(t_1)$$

(Équation 49)

$$\overline{Y}_{osum_CPS}(t_2) = \overline{Y}_{osum}(t_1) + \overline{Y}_{osum}(t_2)$$

(Équation 50)

$$\overline{Y}_{osum_CPS}(t_3) = \overline{Y}_{osum}(t_1) + \overline{Y}_{osum}(t_2) + \overline{Y}_{osum}(t_3)$$

(Équation 51)

$$\overline{Y}_{osum_CPS}(t_4) = \overline{Y}_{osum}(t_1) + \overline{Y}_{osum}(t_2) + \overline{Y}_{osum}(t_3) + \overline{Y}_{osum}(t_4)$$

(Équation 52)

$$\overline{Y}_{osum_CPS}(t_5) = \overline{Y}_{osum}(t_1) + \overline{Y}_{osum}(t_2) + \overline{Y}_{osum}(t_3) + \overline{Y}_{osum}(t_4) + \overline{Y}_{osum}(t_5)$$

(Équation 53)

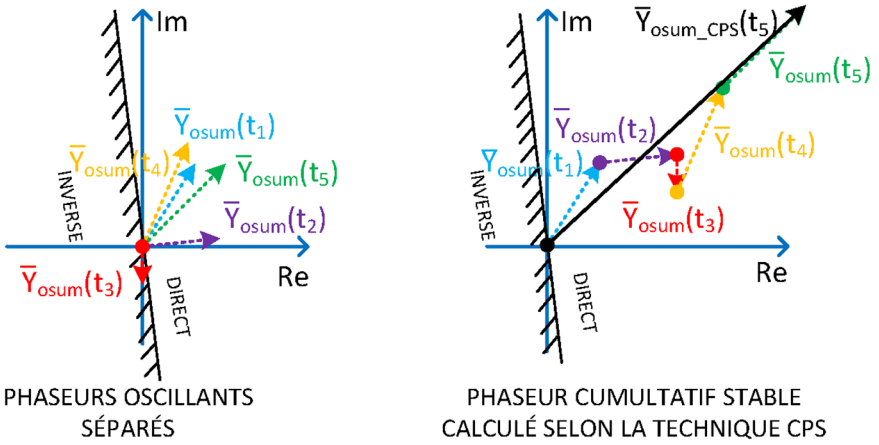


Figure 238: Principe de somme cumulée des phaseurs (CPS)

La technique CPS fournit une grandeur de phaseur directionnel stable bien que les différents phaseurs varient en magnitude et en angle de phase dans le temps en raison d'un type de défaut non stable comme le défaut à la terre intermittent ou de remise en marche. Cela vaut également pour les composantes harmoniques incluses dans le phaseur d'admittance somme. Les harmoniques ont généralement un caractère hautement fluctuant.

Les composantes harmoniques fournissent une détermination directionnelle plus distinctive sur les réseaux compensés que la composante fréquence fondamentale. Plus les fréquences sont élevées, plus la bobine de compensation apparaît comme une impédance très élevée et les harmoniques ne sont pas affectés par la bobine de compensation et le degré de compensation. Lorsque des harmoniques sont présents, ils conduisent le phaseur d'admittance somme à se comporter comme dans le cas d'un réseau non mis à la terre, les phaseurs directionnels pointant dans des directions complètement opposées dans la ligne d'alimentation saine et défectueuse.

La direction de la fonction MFADPSDE est définie avec le paramètre *Directional mode* (Mode directionnel), sur « Forward » (Vers l'avant) ou « Reverse » (Vers l'arrière). La caractéristique de fonctionnement est définie par un secteur de fonctionnement incliné comme illustré à la Figure 239. La caractéristique offre une applicabilité universelle, en d'autres termes, elle est valide sur les réseaux compensés comme sur les réseaux non mis à la terre, et également si la bobine de compensation est temporairement à l'arrêt. L'inclinaison du secteur de fonctionnement est définie par le paramètre *Tilt angle* (Angle d'inclinaison) pour compenser les erreurs de mesure des transformateurs de courant et de tension résiduels. La valeur de réglage type de 5 degrés est recommandée, mais elle doit toujours refléter les erreurs de mesure maximales effectivement attendues.

Dans le cas d'un réseau non mis à la terre, l'angle d'inclinaison adéquat doit être autorisé pour garantir un fonctionnement fiable de MFADPSDE.

À la Figure 240, les phaseurs 1 à 4 montrent le comportement du phaseur directionnel dans différentes conditions de défaut de réseau.

- Le phaseur 1 représente la direction du phaseur d'admittance somme cumulée dans le cas d'un défaut à la terre à l'extérieur de la ligne d'alimentation protégée (en supposant que l'admittance de la ligne d'alimentation protégée soit majoritairement capacitive). Le résultat est valide quel que soit le type de défaut (à faible résistance ohmique, à résistance ohmique (plus) élevée, permanent, intermittent ou de remise en marche). Dans le cas où des composantes harmoniques seraient présentes parmi les défauts, elles feraient s'aligner le phaseur sur l'axe $\mathrm{Im}(\overline{Yo})$ négatif.
- Le phaseur 2 représente la direction du phaseur d'admittance somme cumulée dans le cas d'un défaut à la terre à l'intérieur de la ligne d'alimentation protégée lorsque le réseau n'est pas mis à la terre. Le résultat est également valide sur les réseaux compensés lorsque des composantes harmoniques sont présentes parmi les défauts (généralement des défauts à faible résistance ohmique, permanents ou intermittents ou de remise en marche). Dans ce cas, le résultat est valide quel que soit le degré de compensation réel du réseau. Des harmoniques aligneraient le phaseur sur l'axe $\mathrm{Im}(\overline{Yo})$ positif.
- Les phaseurs 3 et 4 représentent la direction du phaseur d'admittance somme cumulée dans le cas d'un défaut à la terre de résistance ohmique plus élevée dans la ligne d'alimentation protégée sans harmoniques parmi les défauts lorsque le réseau est compensé. Du fait de l'absence de composantes harmoniques, l'angle de phase du phaseur cumulé est déterminé par le degré de compensation du réseau. Avec un haut degré de surcompensation, le phaseur s'oriente vers l'axe $\mathrm{Im}(\overline{Yo})$ négatif (comme le phaseur 4).

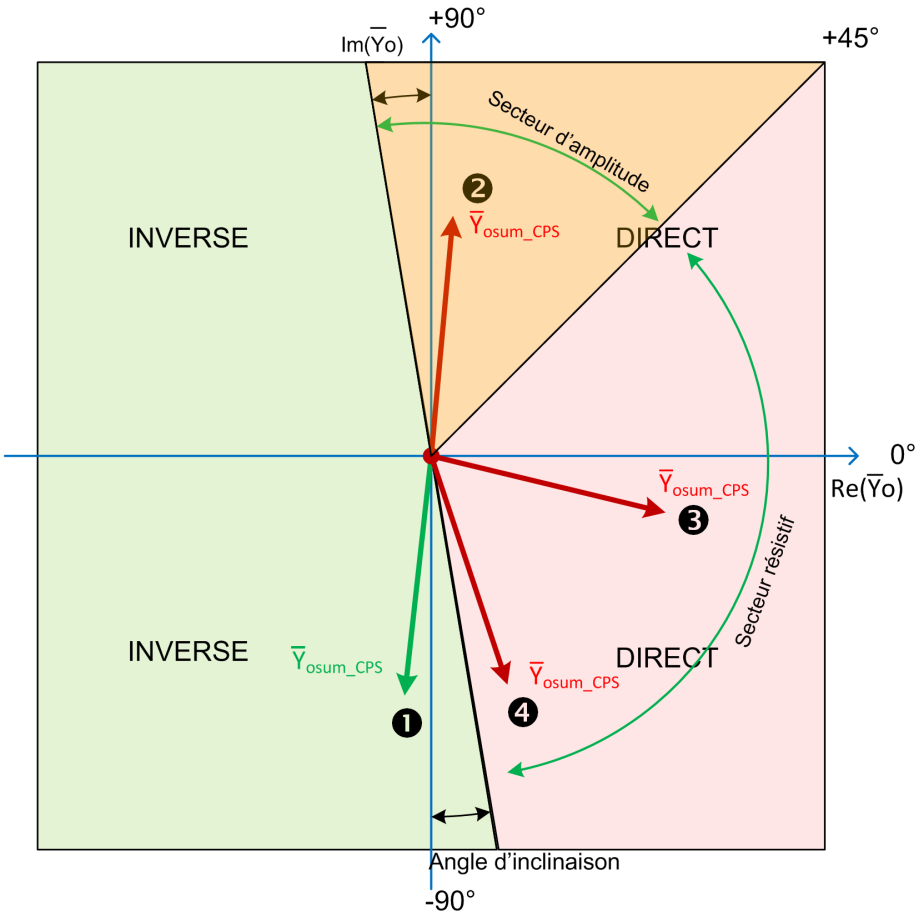


Figure 239: Caractéristique directionnelle de MFADPSDE

Il est recommandé de mesurer le courant résiduel avec un transformateur de courant cumulé précis pour minimiser les erreurs de mesure, surtout le déphasage. C'est d'autant plus important lorsque l'on vise une protection à haute sensibilité.

La caractéristique *Tilt angle* doit refléter les erreurs de mesure, à savoir plus les erreurs de mesure sont importantes, plus la valeur du paramètre *Tilt angle* doit être élevée. La valeur de réglage type de 5 degrés est recommandée.

La direction de défaut détectée est disponible dans la vue des données surveillées sous la forme du paramètre *DIRECTION*.

Pour adapter la détermination de direction du défaut à un changement possible de direction du défaut pendant le défaut, par exemple, pendant le processus de

localisation de défaut manuelle, une accumulation cyclique de phaseurs d'admittance somme est réalisée. La durée de ce cycle d'évaluation directionnelle est 1,2 fois la valeur *Reset delay time* (minimum de 600 ms). Si la direction de défaut basée sur l'accumulation de phaseurs cyclique est à l'opposé de la sortie de direction de la fonction pour *Reset delay time* ou 500 ms (minimum de 500 ms), la fonction est réinitialisée et le calcul de direction de défaut de MFADPSDE est redémarré.

Dans le cas d'une protection contre les défauts à la terre alarmante, la fonction MFADPSDE inclut également une entrée RESET, qui peut être utilisée pour redéclencher en externe la détermination de direction du défaut, si une ré-évaluation de la direction du défaut pendant un défaut à la terre persistant est nécessaire. Il est par ailleurs recommandé de connecter le signal de démarrage de la protection non directionnelle contre les défauts à la terre (EFxPTOC), paramétré pour s'exécuter en cas de défaut simultané, à l'entrée RESET de MFADPSDE afin de réinitialiser l'accumulation de phaseurs lors d'un défaut simultané. MFADPSDE est ensuite en mesure de s'adapter aux changements de direction de défaut éventuels plus rapidement, si chaque défaut à la terre monophasé persiste dans le système après la mise hors circuit de l'autre ligne d'alimentation défectueuse (le défaut simultané a été retransformé en défaut à la terre monophasé).

La direction de la fonction MFADPSDE est supervisée par un seuil de magnitude de courant réglable. Le courant de fonctionnement utilisé dans la supervision de magnitude est mesuré à l'aide d'une méthode de filtrage spéciale, qui fournit une estimation de courant résiduel très stable quel que soit le type de défaut. Cette estimation de courant stabilisée est le résultat d'un calcul d'admittance à la fréquence fondamentale utilisant la technique CPS. La valeur de courant stabilisée est obtenue (après conversion) à partir de la valeur d'admittance correspondante en la multipliant par la valeur de tension phase-terre nominale du système, qui est saisie en tant que valeur de base pour la tension résiduelle ($U_{baseres}$). Les équations pour le calcul des valeurs stabilisées de l'admittance à la fréquence fondamentale et du courant correspondant sont fournies ci-dessous.

$$\overline{Y^1_{o\ stab}} = \frac{3 \cdot \overline{I^1_{0\,CPS}}}{-\overline{U^1_{0\,CPS}}} = \mathrm{Re}\left[\overline{Y^1_{o\ stab}}\right] + j \cdot \mathrm{Im}\left[\overline{Y^1_{o\ stab}}\right] = G^1_{ostab} + j \cdot B^1_{ostab}$$

(Équation 54)

$\overline{Y^1_{o\ stab}}$ L'estimation d'admittance à la fréquence fondamentale stabilisée, qui est le résultat du calcul d'admittance à la fréquence fondamentale à l'aide de la technique de somme cumulée des phaseurs (CPS).

$\overline{I^1_{0\,CPS}}$ Le phaseur de courant homopolaire à la fréquence fondamentale calculé à l'aide de la technique de somme cumulée des phaseurs (CPS).

$\overline{U^1_{0\,CPS}}$ Le phaseur de tension homopolaire à la fréquence fondamentale calculé à l'aide de la technique de somme cumulée des phaseurs (CPS).

G^1_{ostab} La part réelle de l'estimation de conductance à la fréquence fondamentale stabilisée.

B^1_{ostab} La part imaginaire de l'estimation de susceptance à la fréquence fondamentale stabilisée.

$$\overline{I^{1}_{o\ stab}} = (G^{1}_{ostab} + j \cdot B^{1}_{ostab}) \cdot U_{baseres} = I^{1}_{oCosstab} + j \cdot I^{1}_{oSinstab}$$

(Équation 55)

$\overline{I^{1}_{o\ stab}}$ L'estimation du courant résiduel à la fréquence fondamentale stabilisée, qui est obtenue (après conversion) à partir de la valeur d'admittance correspondante en la multipliant par la valeur de tension phase-terre nominale du système.

$\overline{I^{1}_{o\ Cosstab}}$ La part réelle de l'estimation du courant résiduel à la fréquence fondamentale stabilisée.

$\overline{I^{1}_{o\ Sinstab}}$ La part imaginaire de l'estimation du courant résiduel à la fréquence fondamentale stabilisée.

L'avantage principal de la méthode de filtrage est qu'en raison du calcul d'admittance, la valeur de courant résultante ne dépend pas de la valeur de résistance de défaut, à savoir que la magnitude de courant estimée est égale à la valeur qui serait mesurée pendant un défaut à la terre permanent ($R_f = 0\ \Omega$). Un autre avantage de la méthode est qu'elle est également capable d'estimer la magnitude de courant correcte pendant les défauts intermittents ou de remise en marche.

Le paramètre *Min operate current* définit le courant minimal de fonctionnement.

Le paramètre *Operating quantity* définit si la supervision de magnitude de courant est basée sur la méthode « Adaptive » ou « Amplitude ».

Lorsque « Adaptive » est sélectionné, la méthode adapte automatiquement le principe de supervision de magnitude à la condition de mise à la terre du système. Dans le cas où l'angle de phase du phaseur d'admittance somme cumulée dépasse 45 degrés, le seuil de courant de fonctionnement minimal défini est comparé à l'amplitude de $\overline{I^{1}_{o\ stab}}$ (voir la Figure 240). Dans le cas où l'angle de phase du phaseur d'admittance somme cumulée est inférieur à 45 degrés, le seuil de courant de fonctionnement minimal défini est comparé à la composante résistive de $\overline{I^{1}_{o\ stab}}$. Cette adaptation automatique de la supervision de magnitude permet une détermination directionnelle sûre et fiable sur les réseaux compensés, et elle est également valide lorsque le réseau n'est pas mis à la terre (la bobine de compensation est à l'arrêt).

Dans le cas où la direction est définie sur « Reverse » (Vers l'arrière), les secteurs « Resistive » et « Amplitude » sont mis en miroir dans les caractéristiques de fonctionnement.

Lorsque « Amplitude » est sélectionné, le seuil de courant de fonctionnement minimal défini est comparé à l'amplitude de $\overline{I^{1}_{o\ stab}}$. Cette sélection peut être utilisée sur les réseaux non mis à la terre.

Sur les réseaux compensés, le paramètre *Operating quantity* doit être défini sur « Adaptive ». Cela permet une détermination directionnelle sûre et fiable sur les réseaux compensés et cela est également valide

lorsque la bobine de compensation est à l'arrêt et que le réseau n'est plus mis à la terre.

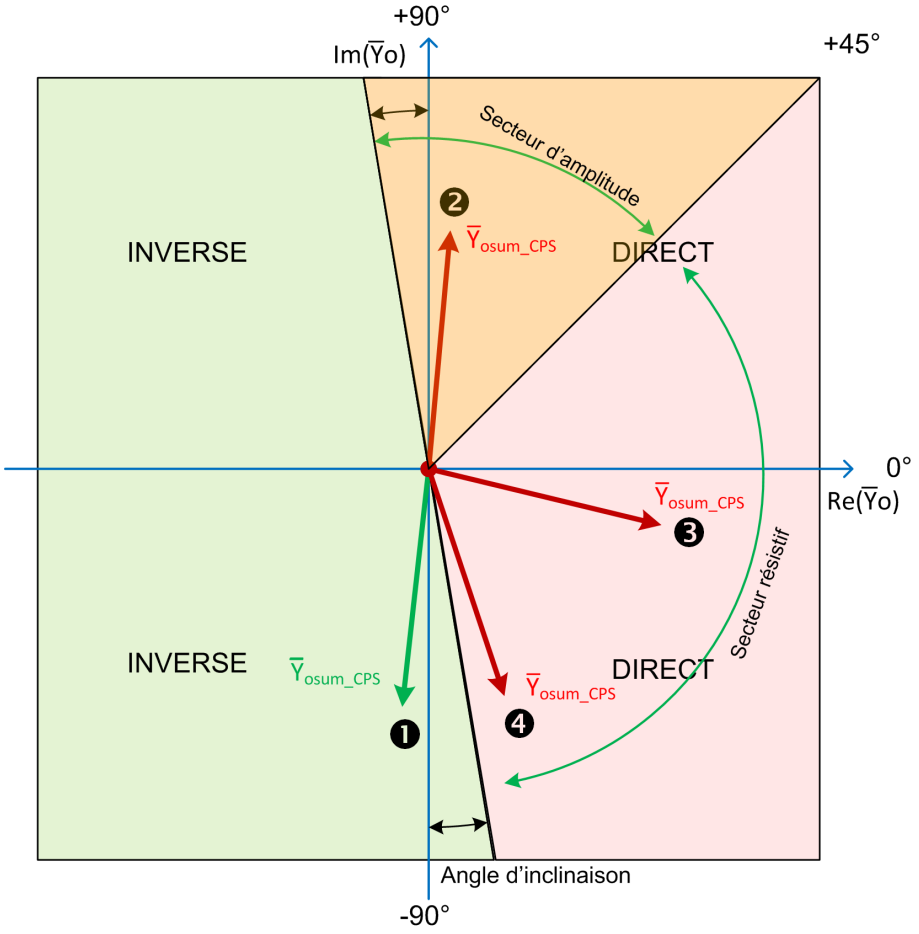


Figure 240: Illustration des secteurs de courant « Amplitude » et « Resistive » si Operating quantity est défini sur « Adaptive » et Directional mode est défini sur « Forward »

Les règles de définition des seuils de courant sont fournies ci-dessous.

Dans le cas où Operating quantity est défini sur « Adaptive », le paramètre *Min operate current* doit être défini sur la valeur :

$$[pu] < p \cdot IRtot$$

(Équation 56)

IRtot Le courant de défaut à la terre résistif total du réseau correspondant au courant résistif de la résistance parallèle de la bobine et aux pertes naturelles du système (généralement de l'ordre de 1 à 5 % du courant de défaut à la terre capacitif total du réseau).

p Facteur de sécurité = 0,5…0,7

Ce paramètre doit être défini sur la base du courant de défaut à la terre résistif total du réseau, en incluant la résistance parallèle de la bobine et les pertes du réseau. Il doit être défini sur une valeur inférieure au courant de défaut à la terre résistif total pour permettre un fonctionnement fiable.

Par exemple, si le courant résistif de la résistance parallèle est de 10 A (au niveau de la tension primaire), une valeur de 0,5 · 10 A = 5 A peut être utilisée. Le même paramètre est également applicable dans le cas où la bobine est déconnectée et où le réseau n'est plus mis à la terre (comme dans le cas où ce paramètre est comparé à l'amplitude de $\overline{I^{1}_{o\ stab}}$). La valeur de réglage sélectionnée ne doit jamais excéder la valeur en ampères de la résistance parallèle afin de permettre le fonctionnement sur la ligne d'alimentation défectueuse. Dans le cas d'une valeur en ampères plus petite de la résistance parallèle, par exemple 5 A, le facteur de sécurité recommandé doit être rehaussé, par exemple 0,7, de manière à obtenir une marge suffisante pour les erreurs de TC et TT.

Dans le cas où Operating quantity est défini sur « Amplitude », le paramètre doit être sélectionné sur la base des valeurs de courant de défaut à la terre capacitif produites par le réseau arrière en présence d'un défaut à la terre permanent avec une marge de sécurité.

La tâche principale du module de supervision de magnitude de courant est de réaliser la détermination directionnelle correcte d'un défaut à la terre, de sorte que seule la ligne d'alimentation défectueuse soit déconnectée ou en état d'alarme. Par conséquent, les valeurs seuils doivent être sélectionnées soigneusement et ne pas être paramétrées trop haut, car cela peut empêcher la déconnexion de la ligne d'alimentation défectueuse.

Le courant résiduel doit être mesuré avec un transformateur de courant cumulé précis pour minimiser les erreurs de mesure, surtout le déphasage.

Détecteur de transitoires

Le module détecteur de transitoires est utilisé pour détecter les transitoires dans les signaux de courant résiduel et de tension homopolaire. Chaque fois qu'un transitoire est détecté, cela est indiqué par la sortie `PEAK_IND`. Lorsque le nombre de transitoires détectés est égal ou supérieur au paramètre *Peak counter limit* (sans que la fonction ne soit réinitialisée, selon le temps de chute défini avec le paramètre *Reset delay time*), la sortie `INTR_EF` est activée. Cela indique la détection d'un défaut à la terre intermittent ou de remise en marche sur le réseau. Le détecteur de transitoires affecte le fonctionnement de MFADPSDE (sorties `START` et `OPERATE`) lorsque le mode de fonctionnement est « Défaut à la terre intermittent ». Pour les autres modes de fonctionnement (« Défaut à la terre général », « Défaut à la terre alarmant »), les

sorties PEAK_IND et INTR_EF peuvent être utilisées à des fins de surveillance. Le fonctionnement du détecteur de transitoires est illustré à la Figure 241.

Plusieurs facteurs influent sur la magnitude et la fréquence des transitoires de défaut, comme l'angle de création du défaut sur l'onde de tension, la localisation du défaut, la résistance du défaut et les paramètres des lignes d'alimentation et des transformateurs d'alimentation. Si le défaut est permanent par nature (non transitoire), le transitoire de défaut initial dans le courant et la tension peut être mesuré, alors que le défaut intermittent crée des transitoires répétitifs. La sensibilité pratique de la détection de transitoire est limitée à une résistance du défaut d'environ quelques centaines d'ohms. Par conséquent, l'application de la détection de transitoire est limitée aux défauts à la terre à faible résistance ohmique.

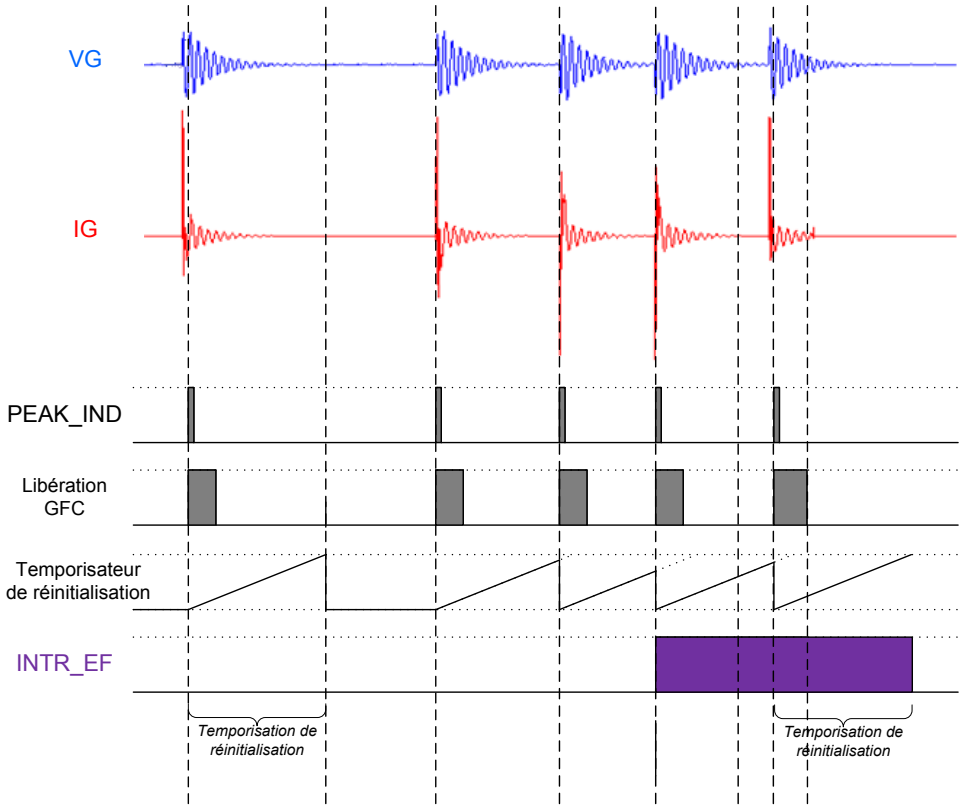


Figure 241: Exemple de fonctionnement du détecteur de transitoires : indication du transitoire détecté par la sortie PEAK_IND et détection de défaut à la terre intermittent ou de remise en marche par la sortie INTR_EF (paramètre Peak counter limit = 3)

Logique de fonctionnement

MFADPSDE prend en charge trois modes de fonctionnement sélectionnés à l'aide du paramètre Operation mode : « Défaut à la terre général », « Défaut à la terre alarmant » et « Défaut à la terre intermittent ».

Le mode de fonctionnement « Défaut à la terre général » est applicable dans tous les types de défauts à la terre sur les réseaux compensés et non mis à la terre. Il est destiné à détecter tous les types de défauts à la terre quels qu'ils soient (transitoires, intermittents ou de remise en marche, permanents, à résistance ohmique faible ou élevée). Le paramètre *Voltage start value* définit la sensibilité de base de la fonction MFADPSDE.

En mode « Défaut à la terre général », le temporisateur de fonctionnement est démarré dans les conditions suivantes.

- Un défaut à la terre est détecté par le module GFC
- La direction du défaut correspond au paramètre *Directional mode*
- Le courant résiduel à la fréquence fondamentale stabilisé estimé excède le niveau *Min operate current* défini

La sortie `START` est activée une fois le délai de démarrage *Start delay time* écoulé. La sortie `OPERATE` est activée une fois le délai de fonctionnement *Operate delay time* écoulé et les trois conditions précitées remplies. Le temporisateur de réinitialisation est démarré si l'une des trois conditions précitées n'est pas remplie. Dans le cas où le défaut est transitoire et disparaît spontanément, la sortie `START` reste activée jusqu'à l'écoulement du temporisateur de réinitialisation (paramètre Reset delay time). Après l'activation de la sortie `OPERATE`, les sorties `START` et `OPERATE` sont immédiatement réinitialisées, si l'une des trois conditions précitées n'est pas remplie. La valeur de durée de démarrage START_DUR, disponible dans la vue des données surveillées, indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et du temps de fonctionnement défini.



Dans le cas où la détection des défauts à la terre temporaires n'est pas souhaitée, l'activation de la sortie `START` peut être retardée avec le paramètre *Start delay time*. Le même paramètre peut également être utilisé pour éviter le redémarrage de la fonction pendant les oscillations post-défaut durables, si la constante de temps des oscillations post-défaut est très longue (pertes du réseau et amortissement faible).



Pour maintenir le temporisateur de fonctionnement activé entre les pics de courant pendant les défauts à la terre intermittents ou de remise en marche, le paramètre *Reset delay time* doit être défini sur une valeur excédant l'intervalle de temps maximal attendu entre les pics de défaut (obtenus avec une résonance totale). La valeur recommandée est d'au moins 300 ms.

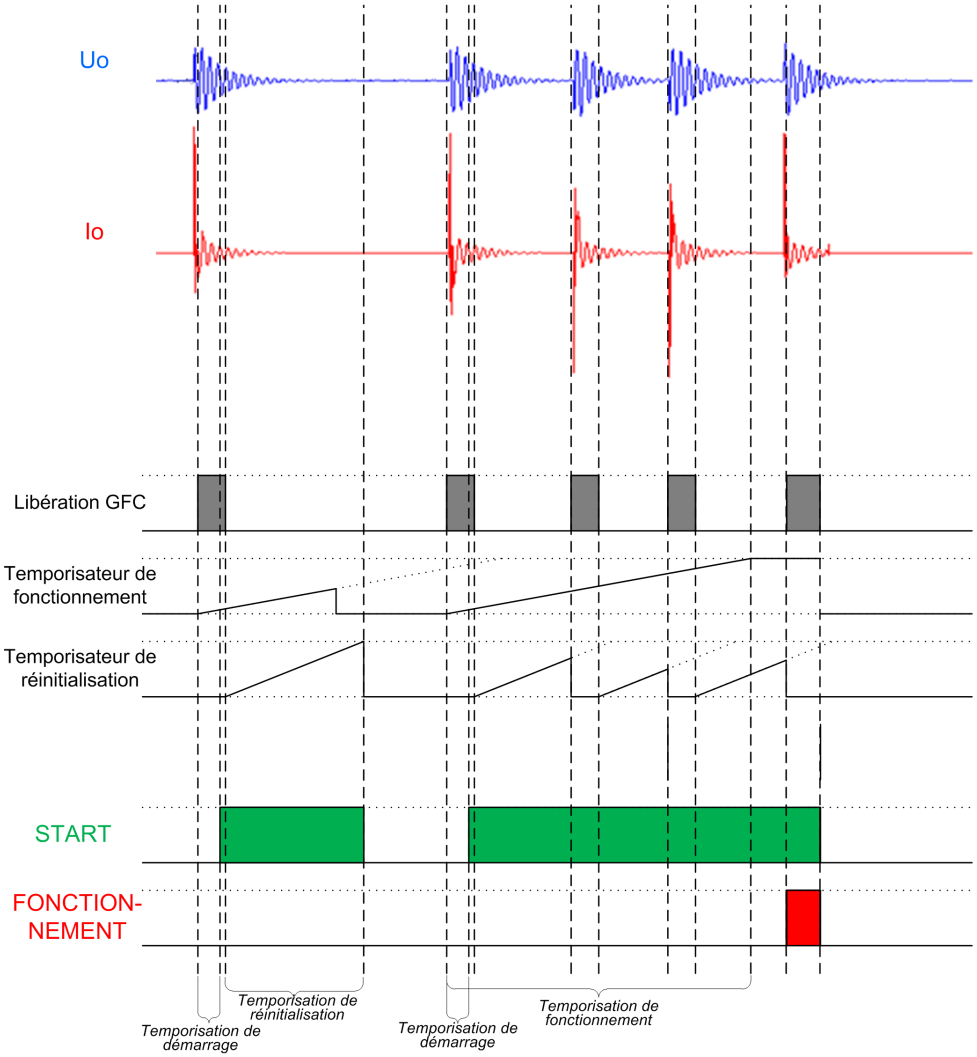


Figure 242: Fonctionnement en mode « Défaut à la terre général »

Le mode de fonctionnement « Défaut à la terre alarmant » est applicable dans tous les types de défauts à la terre sur les réseaux compensés et non mis à la terre, lorsque la détection de défauts génère uniquement des alarmes. Il est destiné à détecter tous les types de défauts à la terre quels qu'ils soient (transitoires, intermittents ou de remise en marche, permanents, à résistance ohmique faible ou élevée). Le paramètre *Voltage start value* définit la sensibilité de base de la fonction MFADPSDE. En mode « Défaut à la terre alarmant », le temporisateur de fonctionnement est démarré dans les conditions suivantes.

- Un défaut à la terre est détecté par le module GFC
- La direction du défaut correspond au paramètre *Directional mode*
- Le courant résiduel à la fréquence fondamentale stabilisé estimé excède le niveau *Min operate current* défini

La sortie START est activée une fois le délai de démarrage *Start delay time* écoulé. La sortie OPERATE n'est pas valide en mode « Défaut à la terre alarmant ». Le temporisateur de réinitialisation est démarré si l'une des trois conditions précitées n'est pas remplie. Dans le cas où le défaut est transitoire et disparaît spontanément, la sortie START reste activée jusqu'à l'écoulement du temporisateur de réinitialisation (paramètre *Reset delay time*).

Dans le cas où la détection des défauts à la terre temporaires n'est pas souhaitée, l'activation de la sortie START peut être retardée avec le paramètre *Start delay time*.

Pour maintenir le temporisateur de fonctionnement activé entre les pics de courant pendant les défauts à la terre intermittents ou de remise en marche, le paramètre *Reset delay time* doit être défini sur une valeur excédant l'intervalle de temps maximal attendu entre les pics de défaut (obtenus avec une résonance totale). La valeur recommandée est d'au moins 300 ms.

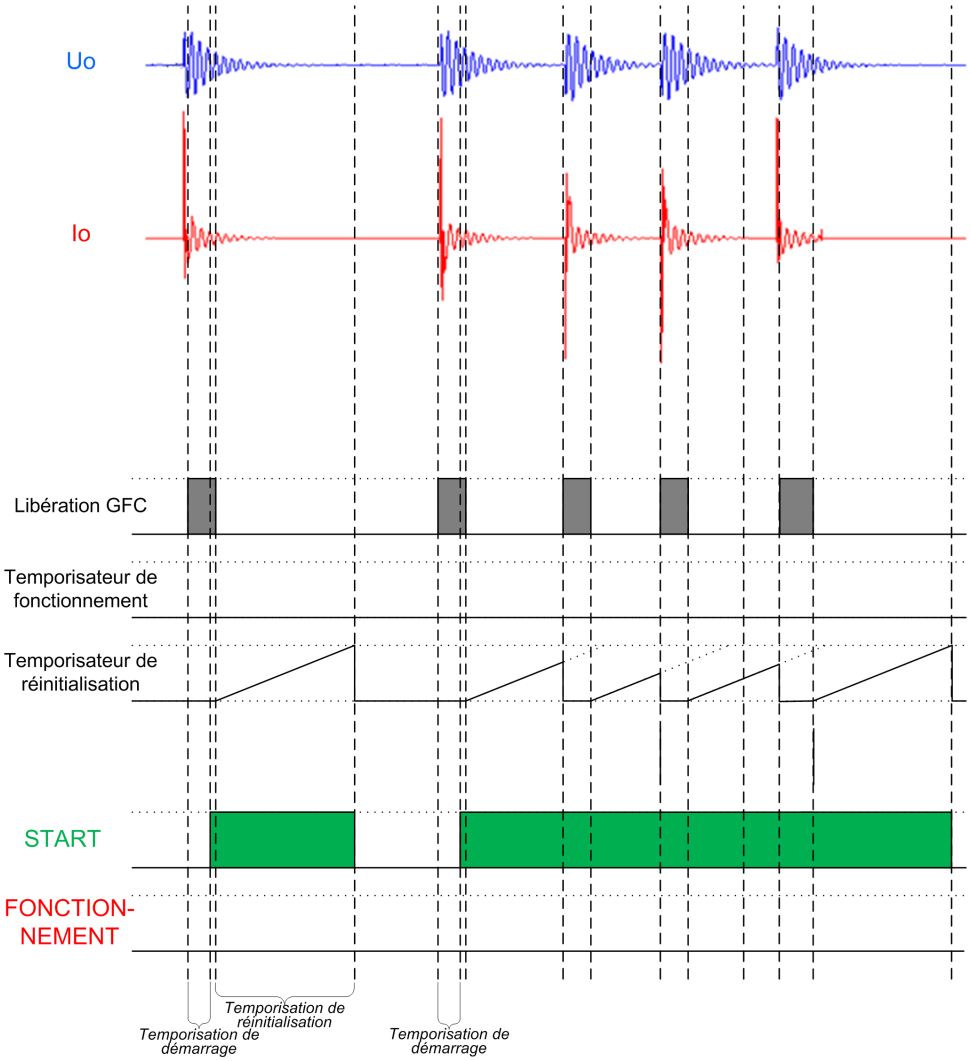


Figure 243: Fonctionnement en mode « Défaut à la terre alarmant »

Le mode de fonctionnement « Défaut à la terre intermittent » est destiné à détecter les défauts à la terre intermittents ou de remise en marche. Un nombre requis de transitoires de défaut à la terre intermittent défini avec le paramètre *Peak counter limit* doit être détecté pour ce mode de fonctionnement. Par conséquent, les défauts transitoires ou les défauts permanents avec uniquement le transitoire initial de lancement du défaut ne sont pas détectés en mode « Défaut à la terre intermittent ». L'application du mode « Défaut à la terre intermittent » est limitée aux défauts à la terre intermittents ou de remise en marche à faible résistance ohmique.

En mode « Défaut à la terre intermittent », le temporisateur de fonctionnement est démarré lorsque les conditions suivantes sont remplies.

- Un transitoire est détecté par le détecteur de transitoires (indiqué par la sortie PEAK_IND)
- Un défaut à la terre est détecté par le module GFC au moment du transitoire
- La direction du défaut correspond au paramètre *Directional mode*
- Le courant résiduel à la fréquence fondamentale stabilisé estimé excède le niveau *Min operate current* défini

Lorsque le nombre requis de transitoires de défaut à la terre intermittent défini par le paramètre *Peak counter limit* est détecté sans que la fonction ne soit réinitialisée (selon le temps de chute défini avec le paramètre *Reset delay time*), la sortie START est activée. La sortie INTR_EF est activée pour indiquer que le défaut est un défaut à la terre intermittent ou de remise en marche. Le temporisateur de fonctionnement reste activé tant que des transitoires se produisent pendant le temps de chute défini par le paramètre *Reset delay time*.

La sortie OPERATE est activée lorsque le délai *Operate delay time* est écoulé, que le nombre requis de transitoires a été détecté, qu'un défaut à la terre est détecté par le module GFC, que la direction du défaut correspond au paramètre *Directional mode* et que le courant résiduel à la fréquence fondamentale stabilisé estimé excède la valeur définie pour *Minimum operate current*.

Le délai *Reset delay time* commence à s'écouler à chaque transitoire détecté. La fonction est réinitialisée si le temps entre les pics de courant est supérieur au délai *Reset delay time* ou si la libération du critère de défaut général est réinitialisée. Après l'activation de la sortie OPERATE, les sorties START et OPERATE sont immédiatement réinitialisées sur le front descendant de la libération du critère de défaut général, à savoir, lorsque la tension homopolaire chute en dessous de la valeur *Voltage start value*. Cela doit être pris en compte si le mode « Défaut à la terre intermittent » est appliqué dans le cas où les défauts à la terre génèrent simplement des alarmes, afin d'éviter les événements de démarrage et de fonctionnement répétitifs.



Pour maintenir le temporisateur de fonctionnement activé entre les pics de courant pendant les défauts à la terre intermittents ou de remise en marche, le paramètre *Reset delay time* doit être défini sur une valeur excédant l'intervalle de temps maximal attendu entre les pics de défaut (obtenus avec une résonance totale). La valeur recommandée est d'au moins 300 ms.

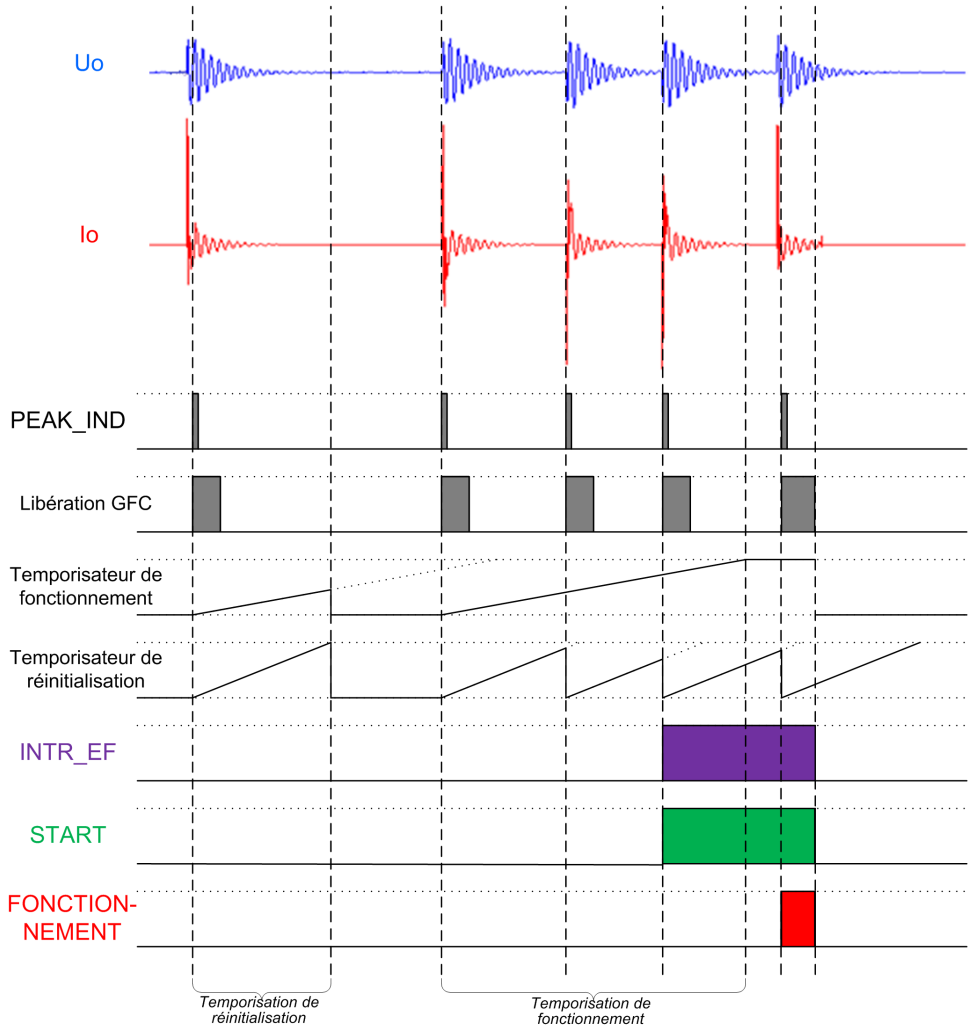


Figure 244: Fonctionnement en mode « Défaut à la terre intermittent », Peak counter limit = 3

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée BLOCK et le réglage global **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée BLOCK peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de protection. L'influence de l'activation du signal BLOCK est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé à la valeur courante. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block

OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie OPERATE (Fonctionnement) n'est pas activée.

Temporisateur

Si la direction du défaut détecté est à l'opposé du mode directionnel défini et que la libération GFC est active, la sortie BLK_EF est activée une fois le délai *Start delay time* écoulé. Le temporisateur de réinitialisation est activé sur le front descendant de la libération du critère de défaut général, à savoir, lorsque la tension homopolaire chute en dessous de la valeur *Voltage start value*. BLK_EF est réinitialisé après expiration du délai Reset delay time. L'activation de l'entrée BLOCK désactive la sortie BLK_EF et réinitialise le temporisateur.

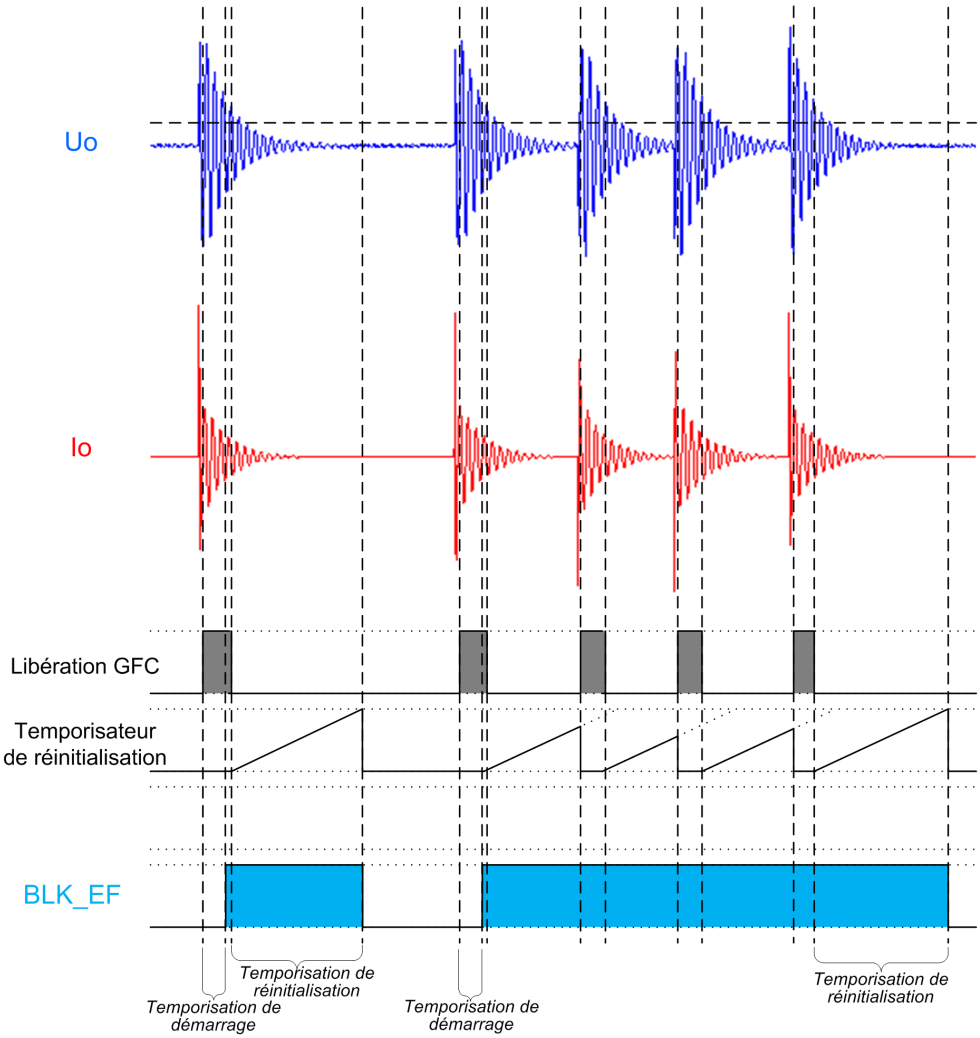


Figure 245: Activation de la sortie BLK_EF (indication que le défaut est situé à l'opposé de la direction de fonctionnement définie)

4.2.8.5 Application

La fonction MFADPSDE fournit une protection directionnelle sélective contre les défauts de terre pour les réseaux de mise à la terre à haute impédance, c'est-à-dire pour les systèmes de mise à la terre compensés, non compensés et à haute résistance. Elle peut être appliquée pour la protection contre les défauts de terre des lignes aériennes et des câbles souterrains.

Le fonctionnement de MFADPSDE est basé sur la mesure de l'admittance neutre multifréquence en utilisant la technique de somme cumulée des phaseurs. Ce concept offre une protection contre les défauts de terre extrêmement sûre, fiable et sélective, même dans les cas où les quantités résiduelles sont fortement déformées et contiennent des composantes de fréquence non fondamentales. MFADPSDE est bien adaptée aux réseaux compensés où les signaux de mesure peuvent avoir de telles caractéristiques, par exemple, lors de défauts de terre intermittents.

MFADPSDE est capable de fonctionner aussi bien avec des défauts de terre à faible résistance ohmique qu'avec des défauts de terre à résistance ohmique plus élevée, où la limite de sensibilité est définie en fonction d'une condition à maximum de tension résiduelle. Cela permet de détecter des défauts de terre avec une résistance de défaut de plusieurs kil ohms dans un système symétrique. La sensibilité qui peut être obtenue est comparable aux méthodes traditionnelles basées sur la fréquence fondamentale telles que l'IoCos/IoSin (DEFxPDEF), le Watt/Varmétrique (32N) et l'admittance du neutre (21YN).

MFADPSDE est capable de détecter des défauts ayant un contenu de fréquence fondamentale dominant ainsi que des défauts de terre transitoires, intermittents ou de remise en marche. MFADPSDE peut être utilisée comme solution alternative à la fonction transitoire ou intermittente INTRPTEF.

MFADPSDE prend en charge l'indication de la direction du défaut dans la direction de fonctionnement et de non fonctionnement qui peut être utilisée pendant le processus de localisation du défaut. Le détecteur de défauts transitoires intégré peut être utilisé pour identifier les défauts de terre de remise en marche ou intermittents, et les distinguer des défauts de terre permanents ou continus.

La direction de la fonction MFADPSDE peut être réglée sur marche avant ou marche arrière. La caractéristique de fonctionnement est définie par un secteur de fonctionnement incliné, qui est valable dans le monde entier, aussi bien dans les réseaux non mis à la terre que dans les réseaux compensés. L'inclinaison du secteur de fonctionnement doit être choisie en fonction des erreurs de mesure des transformateurs de mesure de courant et de tension résiduels appliqués.

La caractéristique du temps de fonctionnement varie selon le temps défini (DT).

La fonction possède une fonctionnalité de blocage des sorties, des temporisateurs ou de la fonction elle-même.

MFADPSDE prend aussi bien en charge les modes de fonctionnement de déclenchement et d'alarme. Pour les applications de protection contre les défauts de terre, la fonction possède un mode de fonctionnement dédié.

MFADPSDE offre la fiabilité et la sensibilité de la protection avec une seule fonction. Cela permet une mise en œuvre plus simple des schémas de protection car les fonctions de défaut de terre dédiées à des types de défauts distincts et la coordination entre elles ne sont pas forcément nécessaires. Parmi les autres avantages de la fonction MFADPSDE, citons la polyvalence d'application, la bonne sélectivité, la bonne sensibilité et la facilité de réglage des principes.

Une instance (seuil) de la fonction MFADPSDE est disponible.

4.2.8.6 Signaux

Tableau 468: Signaux d'entrée MFADPSDE

Nom	Type	Par défaut	Description
Io	SIGNAL	0	Courant résiduel
Uo	SIGNAL	0	Tension résiduelle
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
RELEASE	BOOLÉEN	0 = Faux	Déclencheur externe activant la protection d'admittance de neutre
RESET	BOOLÉEN	0 = Faux	Déclencheur externe réinitialisant le calcul de la direction

Tableau 469: Signaux de sortie MFADPSDE

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer
BLK_EF	BOOLÉEN	Signal de blocage pour les défauts à la terre afin d'indiquer les crêtes en sens inverse
INTR_EF	BOOLÉEN	Indication de défauts à la terre intermittents
PEAK_IND	BOOLÉEN	Indication de détection de courant transitoire

4.2.8.7 Paramètres

Tableau 470: Paramètres de groupe MFADPSDE (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Mode directionnel	2 = Vers l'avant 3 = Vers l'arrière			2 = Vers l'avant	Mode directionnel
Valeur de démarrage de la tension	0,01...1,00	xUn	0,01	0,10	Valeur de démarrage de la tension
Tempo fonctionnement	60...1200000	ms	10	500	Temporisation de fonctionnement

Tableau 471: Paramètres de groupe MFADPSDE (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Quantité en fonctionnement	1 = Adaptive 2 = Amplitude			1 = Adaptive	Sélection de la quantité en fonctionnement
Courant fonctionnement min	0,005...5,000	xIn	0,001	0,010	Courant de fonctionnement minimal
Angle d'inclinaison	2,0...20,0	°	0,1	5,0	Angle d'inclinaison caractéristique

Tableau 472: Paramètres de non-groupe MFADPSDE (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Mode de fonctionnement	1 = Défaut à la terre intermittent 3 = Défaut à la terre général 4 = Défaut à la terre alarmant			3 = Défaut à la terre général	Critère de fonctionnement

Tableau 473: Paramètres de non-groupe MFADPSDE (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Io signal Sel	1 = Io mesuré 2 = Io calculé			1 = Io mesuré	Sélection à utiliser pour le signal
Uo signal Sel	1 = Uo mesuré 2 = Uo calculé			1 = Uo mesuré	Sélection à utiliser pour le signal Uo
Limite compteur de crête	2...20		1	2	Limite de compteur de crête pour les défauts à la terre de remise en marche
Temporisation de démarrage	30...60000	ms	1	30	Temporisation de démarrage
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	500	Temporisation de réinitialisation
Inversion polaire	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Rotation de la grandeur de polarisation

4.2.8.8 Données surveillées

Tableau 474: Données surveillées MFADPSDE

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
FAULT_DIR	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière 3 = Les deux		Direction des défauts détectée
DIRECTION	Enum	0 = inconnu 1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière 3 = Les deux		Information sur la direction
ANGLE	FLOAT32	-180,00 à 180,00	°	Angle entre la polarisation et la quantité en fonctionnement
MFADPSDE	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.2.8.9 Données techniques

Tableau 475: MFADPSDE - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de déclenchement	En fonction de la fréquence de tension mesurée : f_n ±2 Hz
	± 1,5% de la valeur définie ou ± 0,002 × U_n
Temps de réponse déclenchement[1)]	Généralement 35 ms
Temps de réinitialisation	Généralement 40 ms
Précision du temps de déclenchement	±1,0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms

1) Inclut le temps de réponse du contact de sortie de signal, résultats basés sur la répartition statistique de 1000 mesures

4.3 Protection différentielle

4.3.1 Protection différentielle stabilisée et instantanée pour machines MPDIF

4.3.1.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection différentielle stabilisée et instantanée pour machines	MPDIF	3dI>M/G	87M/G

4.3.1.2 Bloc fonctionnel

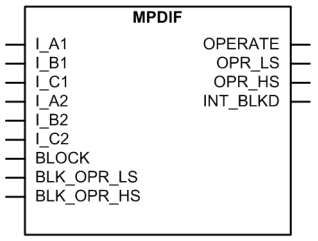


Figure 246: Bloc fonctionnel

4.3.1.3 Fonctionnalité

La protection différentielle stabilisée et instantanée pour machines MPDIF est une protection d'unité. Le risque de défaillances internes de la machine est relativement faible. Cependant, les conséquences en termes de coûts et de perte de production sont souvent graves, ce qui fait de la protection différentielle une protection importante.

La stabilité de la protection différentielle est améliorée par une fonction de retenue DC. Cette fonctionnalité diminue la sensibilité de la protection différentielle en option pour une période limitée, afin d'éviter toute déconnexion inutile de la machine pendant les défauts externes présentant un courant de défaut avec des courants CC élevés. MPDIF comprend également un dispositif de blocage basé sur la saturation du TC qui empêche tout déclenchement inutile en cas de détection de courants d'appel magnétisants susceptibles d'être présents lors des opérations de commutation, en cas de surtension en cas de défauts externes.

4.3.1.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondants sont « On » et « Off ».

Le fonctionnement de la fonction MPDIF peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

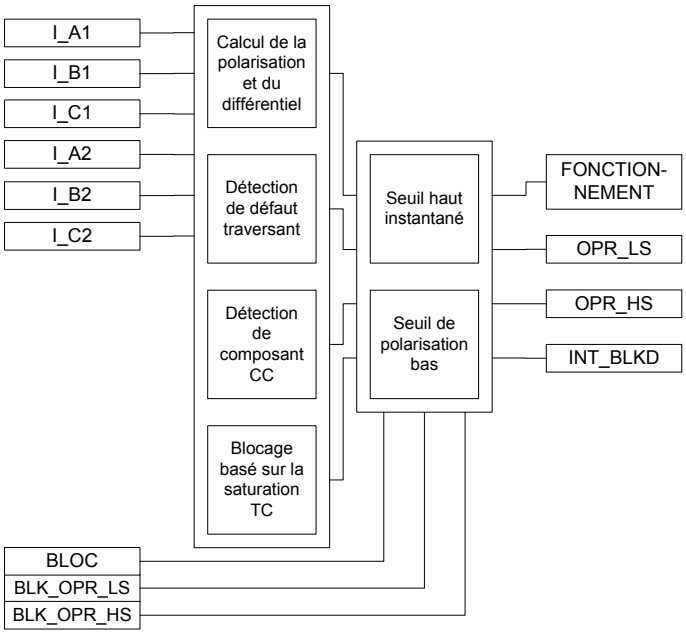


Figure 247: Schéma du module fonctionnel

Calcul différentiel et de polarisation

Le module de calcul différentiel calcule le courant différentiel. Le courant différentiel est la différence de courant entre le côté phase et le côté neutre de la machine. Les courants de phase $\bar{I}_1$ et $\bar{I}_2$ désignent les composantes de fréquence fondamentale sur les côtés phase et neutre du courant. L'amplitude du courant différentiel I_d est obtenue à l'aide de l'équation (en supposant que le sens positif du courant est dirigé vers la machine) :

$$I_d = \left|\bar{I}_1 + \bar{I}_2\right|$$

(Équation 57)

En conditions normales, il n'y a pas de défaut dans la zone protégée par le bloc fonctionnel, donc les courants $\bar{I}_1$ et $\bar{I}_2$ sont égaux et le courant différentiel $I_d = 0$. Cependant, dans la pratique, il existe un certain courant différentiel dû à des imprécisions dans le transformateur de courant du côté de la phase et du neutre, mais il est très faible dans des conditions normales.

Le module calcule le courant différentiel pour les trois phases.

La protection différentielle à seuil bas est stabilisée par un courant de polarisation. Le courant de polarisation est également connu sous le nom de courant de stabilisation. La stabilisation signifie que le courant différentiel nécessaire au déclenchement augmente en fonction du courant de polarisation et des caractéristiques de

fonctionnement. Lorsqu'un défaut interne se produit, les courants des deux côtés de l'objet protégé circulent dans celui-ci. Le courant de polarisation est alors considérablement réduit, ce qui rend le fonctionnement plus sensible en cas de défaut interne.

La méthode traditionnelle de calcul du courant stabilisé est la suivante :

$$I_b = \left| \frac{\bar{I}_1 - \bar{I}_2}{2} \right|$$

(Équation 58)

Le module calcule le courant de polarisation pour les trois phases.

Détection des défauts traversants

Le module de détection des défauts traversants (TF) permet de détecter si le défaut est externe, c'est-à-dire s'il passe au travers, ou s'il est interne. Cette information est essentielle pour assurer le bon fonctionnement de la protection en cas de saturation du TC.

- Dans une situation de défaut traversant, les TC peuvent saturer en raison d'une amplitude de courant de défaut élevée. Une telle saturation en courant alternatif ne se produit pas immédiatement lorsque le défaut commence. Ainsi, le module TF considère le défaut comme externe car le courant de polarisation est élevé mais le courant différentiel reste faible. Si la saturation en CA se produit, un blocage basé sur la saturation du TC est autorisé pour empêcher le déclenchement.
- Normalement, l'angle de phase entre le neutre de la machine et les TC côté ligne est de 180 degrés. Si un défaut interne se produit pendant un défaut traversant, un angle inférieur à 50 degrés indique clairement un défaut interne et le module TF prévaut, c'est-à-dire qu'il débloque tout blocage dû à la saturation du TC.

Blocage basé sur la saturation du TC

Des courants plus élevés au démarrage du moteur ou des courants magnétisants anormalement élevés en cas de surtension (moteur alimenté par transformateur) ou de défaut externe peuvent saturer les transformateurs de courant. La saturation inégale des TC en étoile et côté ligne (par exemple, en raison de différences de charge) peut entraîner un courant différentiel qui peut faire fonctionner une protection différentielle. Ce module bloque le fonctionnement du seuil inférieur polarisé MPDIF en interne en cas de saturation du TC. Une fois le blocage activé, il est maintenu pendant un certain temps après que les conditions de blocage ont cessé d'être remplies.

Détection de la composante CC

Lors de la détection d'une composante DC, la fonction désensibilise temporairement la protection différentielle. Le fonctionnement de ce module dépend du paramètre *DC restrain Enable* Les composantes CC sont extraites en permanence des trois courants différentiels instantanés. La composante CC la plus élevée des trois est considérée comme une sorte de limitation CC, en ce sens que la sensibilité temporaire la plus

efficace de la protection est temporairement diminuée en fonction de ce décalage CC le plus élevé. Le CC de retenue calculé ne peut pas diminuer (à partir de sa valeur la plus élevée jamais mesurée) plus rapidement qu'avec une constante de temps d'une seconde. La valeur de la limite de sensibilité temporairement efficace est limitée pour la valeur maximale du courant assigné de la machine ou à 3,3 fois la valeur du paramètre *Low operate value*, la valeur la plus faible étant retenue. La limite supplémentaire temporaire décroît de façon exponentielle par rapport à sa valeur maximale avec une constante de temps d'une seconde.

Cette caractéristique doit être utilisée dans le cas de réseaux où l'on s'attend à des constantes de temps très longues. La limite de sensibilité temporaire est supérieure aux caractéristiques de fonctionnement définies. En d'autres termes, la limite temporaire a superposé les caractéristiques de fonctionnement inchangées et détermine temporairement la sensibilité la plus élevée de la protection. La sensibilité temporaire est inférieure à la sensibilité de la section 1 de la caractéristique de fonctionnement et est censée empêcher un déclenchement indésirable lors des défauts externes avec des courants plus faibles.

Seuil bas polarisé

La protection différentielle de courant doit être polarisée en raison de l'apparition possible d'un courant différentiel qui peut être dû à autre chose qu'à un défaut réel de la machine. Dans le cas d'une protection différentielle, un faux courant différentiel peut être causé par :

- des erreurs de TC
- la saturation du TC à des courants élevés traversant la machine

Le courant différentiel causé par les erreurs de TC augmente selon le même rapport en pourcentage que le courant de charge.

Les courants élevés qui traversent l'objet protégé peuvent être causés par le défaut traversant. Par conséquent, le fonctionnement de la protection différentielle est polarisé en fonction du courant de charge. Dans la protection différentielle polarisée, plus le courant différentiel requis pour la protection du fonctionnement est élevé, plus le courant de charge est élevé.

Sur la base des conditions vérifiées par le module de détection de défaut traversant, le module de détection (composante) CC et les modules de blocage basés sur la saturation du TC, le module de seuil bas polarisé décide si le courant différentiel est dû aux défauts internes ou à une fausse raison. En cas de détection de la saturation du TF, CC ou CT, le signal de blocage différentiel interne est généré, ce qui bloque à son tour le signal de fonctionnement. En cas de défauts internes, le fonctionnement de la protection différentielle est affecté par le courant de polarisation.

Le paramètre *Low operate value* pour le seuil stabilisé du bloc fonctionnel est déterminé par l'équation :

$$Valeur\ Lowoperate = I_{d1}$$

(Équation 59)

Les paramètres *Slope section 2* et *Slope section 3* sont déterminés en conséquence :

$$Pente\ section\ 2 = \frac{I_{d2}}{I_{b2}} \cdot 100\%$$

(Équation 60)

$$Pente\ section\ 3 = \frac{I_{d3}}{I_{b3}} \cdot 100\%$$

(Équation 61)

La fin de la première section *End section 1* peut être fixée à un point souhaité dans la fourchette de 0 à 100 % (ou % I_r). En conséquence, la fin de la deuxième section *End section 2* peut être fixée dans une fourchette de 100 à 300 % (ou % I_r).

La déclivité de la courbe de caractéristique de fonctionnement du bloc fonctionnel varie dans les différentes parties de la plage.

Dans la section 1, où 0,0 < I_b/I_n < *End section 1*, le courant différentiel requis pour le déclenchement est constant. La valeur du courant différentiel est la même que le paramètre *Low operate value* sélectionné pour le bloc fonctionnel. Le paramètre *Low operate value* permet de petites imprécisions des transformateurs de courant, mais il peut également être utilisé pour influencer le niveau global de la caractéristique de fonctionnement.

La section 2, où *End section 1* < I_b/I_n < *End section 2*, est appelée la zone d'influence du paramètre *Slope section 2*. Dans cette section, les variations dans *End section 2* affectent la déclivité de la caractéristique, c'est-à-dire à quel point la modification requise pour permettre le déclenchement dans le courant différentiel est importante par rapport à la modification dans le courant de charge. Le paramètre *End section 2* permet les erreurs de TC.

Dans la section 3, où I_b/I_n > *End section 2*, la pente de la caractéristique peut être définie par *Slope section 3* qui définit l'augmentation du courant différentiel par rapport à l'augmentation correspondante du courant de polarisation.

Le courant différentiel requis pour le déclenchement à un certain niveau de courant de stabilisation peut être calculé à l'aide des formules :

Pour un courant de stabilisation inférieur à *End section 1*

$$I_{doperate}[\%\ I_r] = \textit{Valeur de fonctionnement seuil bas}$$

(Équation 62)

Pour un courant de stabilisation supérieur à *End section 1* mais inférieur à *End section 2*

$$Idoperate\ [\%\ I_r] = \textit{Valeur Low operate} + (I_b[\%\ I_r] - \textit{Section de fin}\ 1) \cdot \textit{Wopesection}\ 2$$

(Équation 63)

Pour des valeurs courantes de stabilisation plus élevées dépassant *End section 2*

$$\textit{Fonctionnement par ID}\ [\%\ I_r] = \textit{Seuil de fonctionnement bas} + (\textit{section fin}\ 2 - \textit{section fin}\ 1)\ \textit{Pente section}\ 2 + (I_b[\%I_r] - \textit{Section fin}\ 2)\ \textit{Pente section}\ 3$$

(Équation 64)

Lorsque le courant différentiel dépasse la valeur de fonctionnement déterminée par les caractéristiques de fonctionnement, la sortie `OPR_LS` est activée. La sortie `OPERATE` est toujours active lorsque la sortie `OPR_LS` s'active.

Le signal de fonctionnement dû au seuil de polarisation peut être bloqué par l'activation de l'entrée BLK_OPR_LS ou BLOCK. De même, lorsque le fonctionnement du seuil bas polarisé est bloqué par la fonctionnalité de blocage de la forme d'onde, la sortie INT_BLKD est activée en fonction des informations de phase.

La différence d'angle de phase entre les deux courants I_A1 et I_A2 est théoriquement de 180 degrés électriques pour le défaut externe et de 0 degré électrique pour les conditions de défaut interne. Si la différence d'angle de phase est inférieure à 50 degrés électriques ou si le courant de polarisation tombe en dessous de 30 % du courant différentiel, un défaut s'est très probablement produit dans la zone protégée par le MPDIF. Les signaux de blocage internes (saturation du TC et blocage du CC) du seuil de polarisation sont alors inhibés.

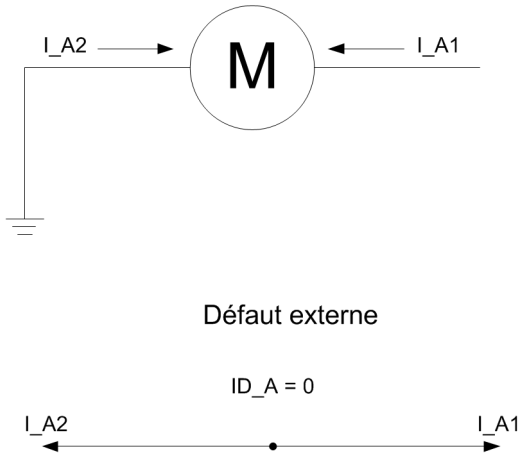


Figure 248: Sens positif du courant

Seuil élevé instantané

La protection différentielle comprend un seuil haut instantané non polarisé. Le seuil instantané fonctionne et la sortie OPR_HS est activée lorsque l'amplitude de la composante de fréquence fondamentale du courant différentiel dépasse la valeur définie du paramètre *High operate value* ou lorsque les valeurs de crête instantanées du courant différentiel dépassent 2,5 *High operate value*. Le facteur 2,5 (= 1,8 √2) est dû au courant de court-circuit asymétrique maximum.

La sortie OPERATE est toujours active lorsque la sortie OPR_HS s'active.

Les signaux de blocage interne du bloc fonctionnel n'empêchent pas le fonctionnement du seuil instantané. Si nécessaire, le signal de fonctionnement dû au fonctionnement instantané peut être bloqué par les entrées binaires BLK_OPR_HS ou BLOCK.

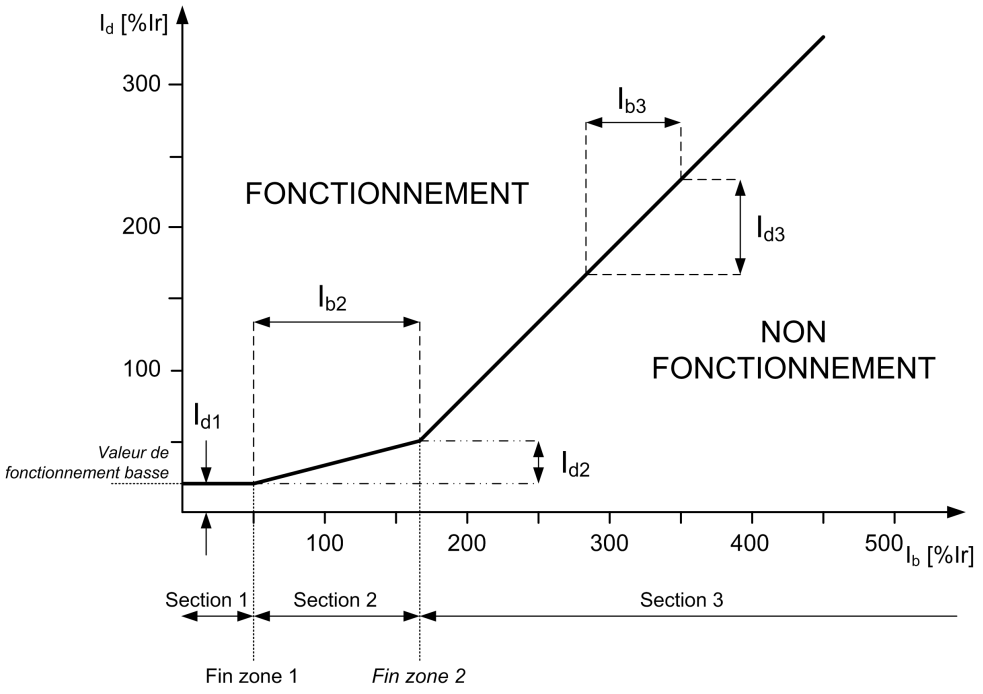


Figure 249: Caractéristique de fonctionnement du seuil stabilisé de la fonction de protection différentielle du générateur

4.3.1.5 Application

La protection différentielle fonctionne sur le principe du calcul du courant différentiel aux deux extrémités de l'enroulement, c'est-à-dire que le courant entrant dans l'enroulement est comparé au courant sortant de l'enroulement. En cas de défaut interne, les courants entrant et sortant de l'enroulement sont différents, ce qui donne un courant différentiel, qui est ensuite utilisé comme base pour générer le signal de fonctionnement. Grâce à ce principe, la protection différentielle ne se déclenche pas lors de défauts externes. Toutefois, il convient de noter que les défauts entre spires dans la même phase ne sont généralement pas détectés, à moins qu'ils ne se transforment en un autre type de défaut.

Le court-circuit entre les phases des enroulements du stator provoque normalement des courants de défaut importants. Le court-circuit crée un risque de dommages à l'isolation, aux enroulements et au noyau du stator. Les courants de court-circuit importants provoquent des forces de courant importantes qui peuvent endommager d'autres composants de la machine. Le court-circuit peut également provoquer une explosion et un incendie. Lorsqu'un court-circuit se produit dans une machine, il y a un dommage qui doit être réparé. La gravité et le temps de réparation dépendent du degré de dommage, qui dépend fortement de la durée du défaut. L'élimination rapide de ce type de défaut est de la plus haute importance pour limiter les dommages et la perte économique.

Pour limiter les dommages liés aux courts-circuits de l'enroulement du stator, le temps de réparation doit être aussi court que possible (instantané). Les apports de courant de défaut provenant à la fois du système d'alimentation externe (via la machine ou le disjoncteur de bloc) et de la machine elle-même doivent être déconnectés le plus rapidement possible.

La fonction de limitation du CC doit être utilisée dans le cas d'une application où les courants de défaut présentent une longue constante de temps en CC. Ce courant de défaut peut être d'une amplitude moindre (inférieure au courant assigné) mais il est désagréable et tend à saturer le TC et à faire fonctionner la protection différentielle pour défauts externes. Cette caractéristique est efficace pour des courants traversants modérés et inefficace pour des courants traversants plus élevés.

Bien que le courant de défaut de court-circuit soit normalement très important, c'est-à-dire nettement supérieur au courant assigné de la machine, il est possible qu'un court-circuit se produise entre des phases proches du point neutre de la machine, provoquant un courant de défaut relativement faible. Le courant de défaut alimenté par la machine synchrone peut également être limité en raison d'une faible excitation du générateur synchrone. C'est normalement le cas au démarrage de la machine synchrone, avant la synchronisation au réseau. Il est donc souhaitable que la détection des courts-circuits de phase-phase de la machine soit relativement sensible, afin de détecter les petits courants de défaut.

Il est également important que la protection contre les courts-circuits de la machine ne se déclenche pas pour des défauts externes lorsqu'un courant de défaut important est distribué par la machine. Pour combiner une élimination rapide des défauts, la sensibilité et la sélectivité, la protection différentielle de courant de la machine est normalement la meilleure alternative pour les courts-circuits phase-phase.

Le risque d'un fonctionnement indésirable de la protection différentielle causé par la saturation du transformateur de courant est un problème universel de protection différentielle. Si une grosse machine synchrone est déclenchée en raison d'un court-circuit externe, elle présente un risque accru d'effondrement du réseau électrique. En outre, chaque déclenchement indésirable de la machine entraîne une perte de production. Par conséquent, la prévention de la déconnexion non désirée des machines a une grande valeur économique.

Recommandations pour les transformateurs de courant

Plus l'objet à protéger est important, plus il faut prêter attention aux transformateurs de courant. Il n'est normalement pas possible de régler les transformateurs de courant de manière à ce qu'ils reproduisent les courants avec des composantes CC de grande amplitude sans saturer lorsque le flux résiduel du transformateur de courant est élevé. Le bloc fonctionnel de protection différentielle fonctionne de façon fiable même si les transformateurs de courant sont partiellement saturés.

La classe de précision recommandée pour les transformateurs de courant à utiliser avec le bloc fonctionnel différentiel est 5P, dans laquelle la limite de l'erreur de courant pour le courant primaire assigné est de 1 % et la limite du décalage de phase

est de 60 minutes. La limite de l'erreur du composite au courant primaire de limite de précision assignée est de 5 %.

La valeur approximative du facteur limite de précision F_a correspondant à la charge réelle du TC peut être calculée en fonction du facteur limite de précision assigné F_n (ALF) pour la charge assignée, de la charge assignée S_n, de la charge interne S_{in}et de la charge réelle S_a du transformateur de courant.

$$F_a = F_n \times \frac{S_{in} + S_n}{S_{in} + S_a}$$

(Équation 65)

Exemple 1

La charge assignée S_n du transformateur de courant 5P20 est de 10 VA, le courant secondaire assigné est de 5 A, la résistance interne R_{in}= 0,07 Ω et le facteur limite de précision assigné F_n correspondant à la charge assignée est de 20 (5P20). Par conséquent, la charge interne du transformateur de courant est S_{in}= (5 A)² * 0,07 Ω = 1,75 VA. L'impédance d'entrée du relais de protection pour un courant assigné de 5 A est < 20 mΩ. Si les conducteurs de mesure ont une résistance de 0,113 Ω, la charge réelle du transformateur de courant est S_a=(5 A)² × (0,113 + 0,020) Ω = 3,33 VA. Par conséquent, le facteur limite de précision F_a correspondant à la charge réelle est d'environ 46.

La charge réelle du TC peut augmenter considérablement pour un courant assigné de 5 A. La charge réelle du transformateur de courant diminue pour un courant assigné de 1 A tandis que la répétabilité augmente simultanément.

Lorsque des défauts se produisent dans la zone protégée, les courants peuvent être très élevés par rapport aux courants assignés des transformateurs de courant. En raison du seuil instantané du bloc fonctionnel différentiel, il suffit que les transformateurs de courant soient capables de répéter le courant requis pour le déclenchement instantané durant le premier cycle.

Par conséquent, les transformateurs de courant peuvent généralement reproduire le courant de défaut asymétrique sans saturer pendant les 10 ms suivant la survenue du défaut afin de garantir que les temps de fonctionnement du relais de protection respectent le temps de retard.

Les facteurs limites de précision correspondant à la charge réelle du transformateur de courant de phase à utiliser dans la protection différentielle respectent les exigences :

$$F_a > K_r \times Ik_{\max} \times (T_{dc} \times \omega \times (1 - e^{\frac{-T_m}{T_{dc}}}) + 1)$$

(Équation 66)

Ik_{max}	Le courant de défaut traversant maximum (en I_R) pour lequel la protection n'est pas autorisée à fonctionner
T_{cc}	la constante de temps CC primaire associée à Ik_{max}
ω	La fréquence d'angle, à savoir 2 x π x f_n
T_m	Le temps pour atteindre la saturation, c'est à dire la durée de la transformation sans saturation
K_r	le facteur de rémanence 1/(1-r), où r est le flux rémanent maximum par unité de flux de saturation

Le paramètre r est la densité de flux rémanent maximale dans le noyau du TC par unité de densité de flux de saturation. La valeur du paramètre r dépend du matériau magnétique utilisé et de la construction du TC. Par exemple, si la valeur de r = 0,4, la densité de flux rémanent peut valoir 40 % de la densité du flux de saturation. Il faut contacter le fabricant du TC lorsqu'une valeur précise du paramètre r est nécessaire. La valeur r = 0,4 est recommandée lorsqu'aucune valeur précise n'est disponible.

Le temps minimum pour atteindre la saturation T_m dans MPDIF vaut une demi période de cycle fondamental (10 ms lorsque f_n = 50 Hz).

Deux cas types sont pris en compte pour la détermination du facteur limite de précision suffisant F_a :

1. Un défaut survenant sur le bus du poste.

   La protection doit être stable lors d'un défaut se produisant en situation de fonctionnement normal. La remise sous tension du transformateur en réponse à un défaut de bus génère des courants de défaut et des contraintes thermiques très élevés. Cette méthode n'est donc pas privilégiée dans ce cas. Par conséquent, la rémanence peut être négligée.
   Le courant de défaut traversant maximum Ik_{max} est généralement de 6 I_R pour un moteur. En cas de défaut de court-circuit proche du transformateur d'alimentation, la constante de temps CC (T_{cc}) du courant de défaut est presque la même que celle du transformateur, la valeur typique étant 100 ms.

Ik_{max}	= 6 I_R
T_{cc}	= 100 ms
ω	= 100π Hz
T_m	= 10 ms
K_r	= 1

   L'équation 66 avec ces valeurs donne le résultat :

$$F_a > K_r \times Ik_{\max} \times (T_{dc} \times \omega \times (1 - e^{\frac{-T_m}{T_{dc}}}) + 1) \approx 24$$

2. Remise sous tension en réponse à un défaut survenant plus en aval dans le réseau :

   La protection doit également être stable durant la remise sous tension en réponse à un défaut sur la ligne. Dans ce cas, l'existence d'une rémanence est très probable. On suppose ici qu'elle est de 40 %.
   D'un autre côté, le courant de défaut est maintenant plus faible et puisque le rapport de la résistance et la réactance est supérieur à cet endroit, il n'est pas possible d'avoir un décalage CC complet. En outre, la constante de temps CC (T_{cc}) du courant de défaut est maintenant plus faible, avec une valeur supposée de 50 ms ici.
   En faisant l'hypothèse d'un courant de défaut maximum inférieur de 30 % par rapport au défaut de bus et d'un décalage CC de 90 % au maximum.

   Ik_{max} = 0,7 × 6 = 4,2 (I_R)
   T_{cc} = 50 ms
   ω = 100π Hz
   T_m = 10 ms
   K_r = 1/(1-0,4) = 1,6667

   L'équation 66 avec ces valeurs donne le résultat :

$$F_a > K_r \times Ik_{\max} \times 0.9 \times (T_{dc} \times \omega \times (1 - e^{\frac{-T_m}{T_{dc}}}) + 1) \approx 24$$

Si la charge réelle du transformateur de courant S_a dans l'équation du facteur limite de précision ne peut pas être réduite à un niveau assez bas pour fournir une valeur suffisante pour F_a, il existe deux possibilités pour gérer la situation.

1. Un transformateur de courant avec une charge assignée plus élevée S_n peut être choisi (ce qui signifie également une limite de précision assignée F_n plus haute) ;
2. Un transformateur de courant avec un courant primaire nominal I_{1n} plus élevé (mais la même charge assignée) peut être choisi.

L'alternative 2 est plus rentable et donc souvent meilleure, bien que la sensibilité du système soit légèrement réduite.

Exemple 2

Les mesures correspondant à l'alternative 2 ci-dessus sont prises afin d'améliorer le facteur limite de précision réel :

$$F_a = \left(\frac{I_R CT}{I_R Moteur} \right) \times F_n$$

(Équation 67)

I_RCT	courant primaire assigné du TC, par exemple, 1 500 A
I_RMoteur	courant assigné du moteur sous protection, par exemple, 1 000 A
F_n	facteur limite de précision assigné du TC, par exemple, 30
F_a	facteur limite de précision réel du fait du surdimensionnement du TC, substituant les valeurs dans l'équation, F_a = 45

Dans les protections différentielles, il est important que les facteurs limites de précision F_a des transformateurs de courant de phase des deux côtés correspondent les uns avec les autres, c'est à dire que les charges des transformateurs de courant des deux côtés soient le plus égales possible. Si des courants d'appel ou de démarrage avec des composantes CC de grande amplitude traversent l'objet protégé lorsqu'il est connecté au réseau, il faut porter une attention particulière aux performances et aux charges des transformateurs de courant et aux paramètres du bloc fonctionnel.

Raccordement des transformateurs de courant

Les raccordements des transformateurs de courant primaire sont désignés en tant que « Type 1 » et « Type 2 ».

- Si les sens positifs des courants de relais de protection des enroulements 1 et 2 sont opposés, le paramètre *CT connection type* est défini sur « Type 1 ». Les exemples de connexion de « Type 1 » sont illustrés aux figures 250 et 251.
- Si les sens positifs des courants de relais de protection des enroulements 1 et 2 sont identiques, le paramètre *CT connection type* est défini sur « Type 2 ». Les exemples de connexion de « Type 2 » sont illustrés aux figures 252 et 253.
- La valeur par défaut du paramètre *CT connection type* est « Type 1 ».

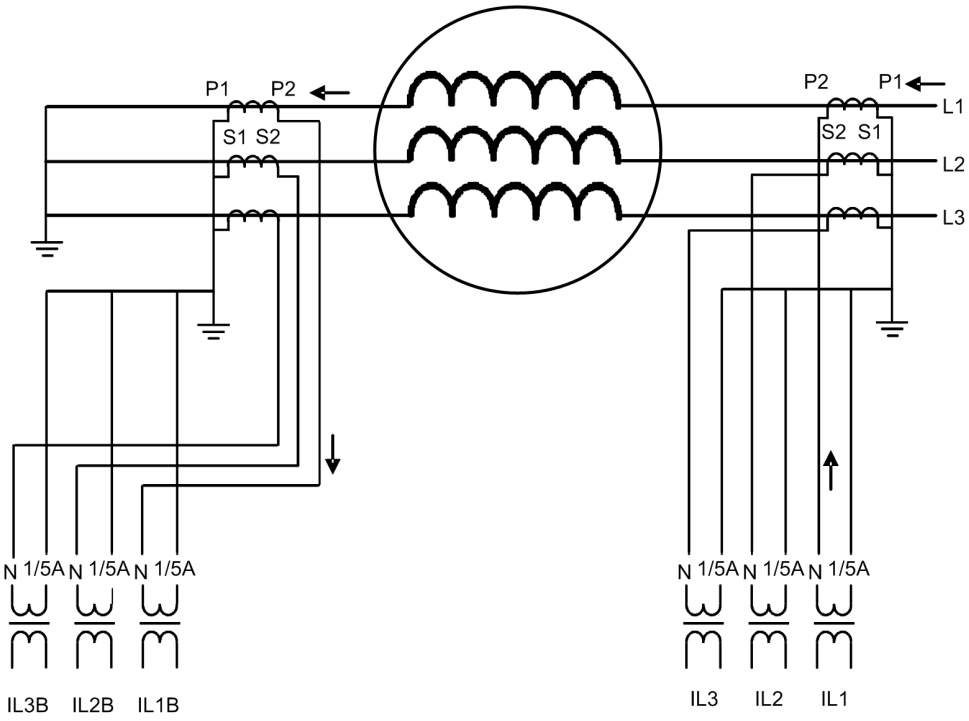


Figure 250: Connexion de transformateurs de courant de type 1, exemple 1

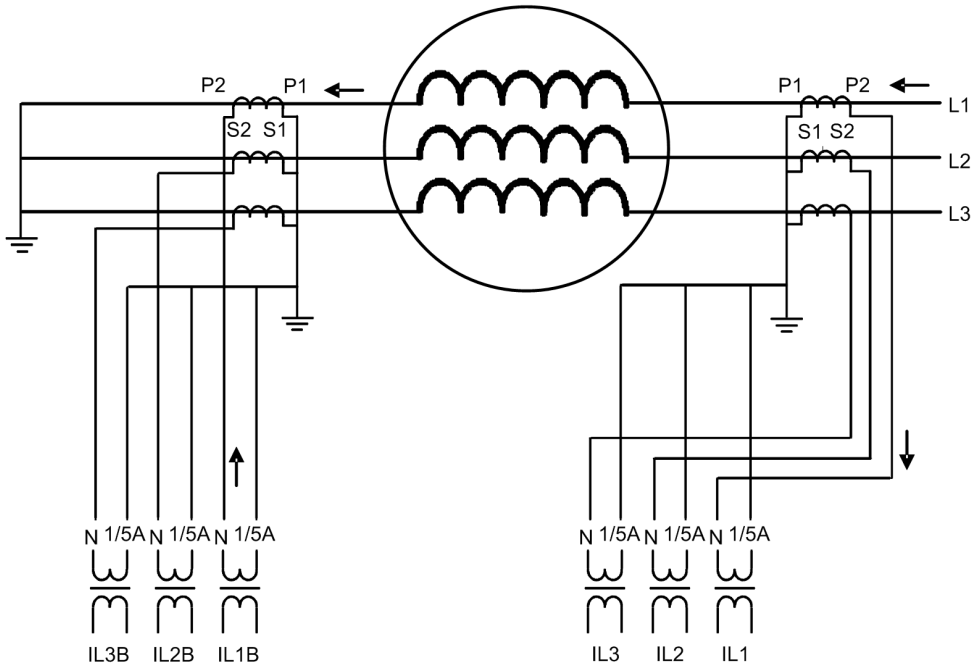


Figure 251: Connexion de transformateurs de courant de type 1, exemple 2

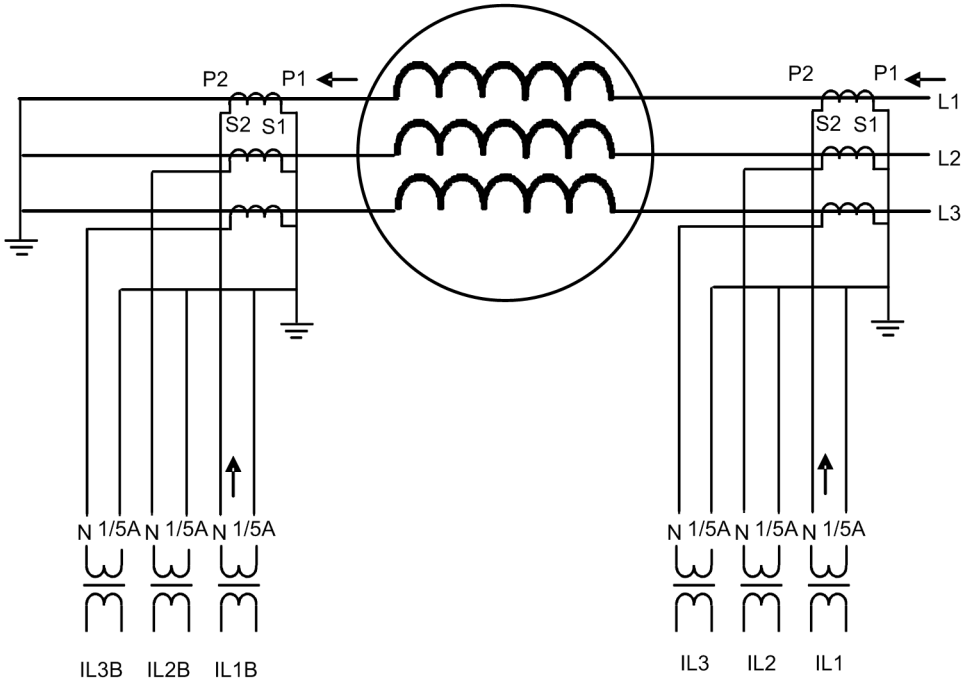


Figure 252: Connexion de transformateurs de courant de type 2, exemple 1

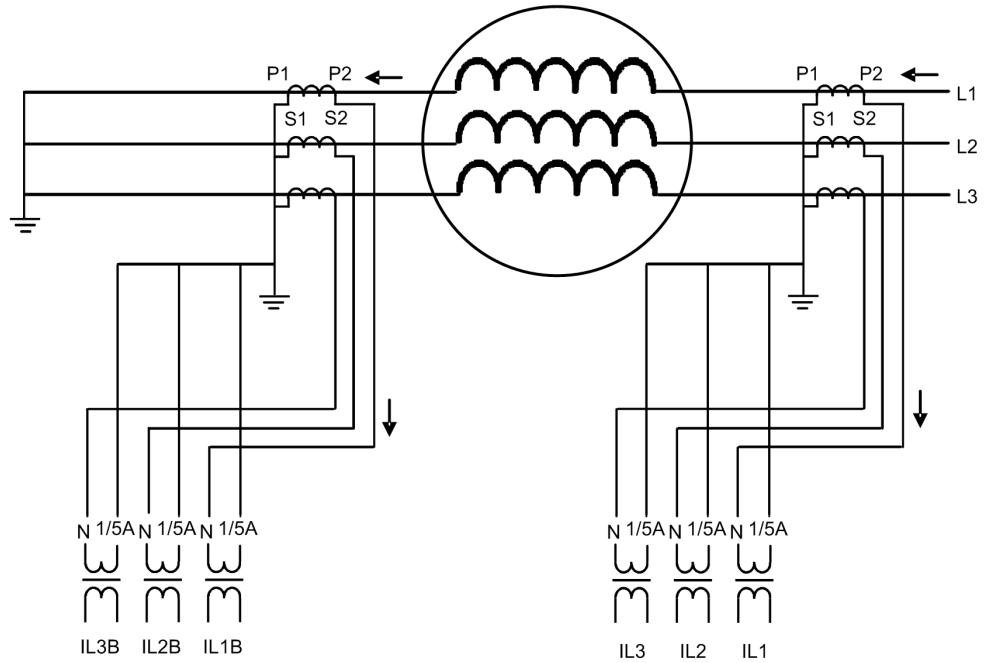


Figure 253: Connexion de transformateurs de courant de type 2, exemple 2

Saturation des transformateurs de courant

Il existe principalement deux types de phénomènes de saturation à détecter : la saturation CA et la saturation CC. La saturation CA est causée par un courant de défaut élevé où le flux magnétique du TC dépasse sa valeur maximale. En conséquence, le courant secondaire est déformé comme le montre l'illustration 254. Une composante CC dans le courant provoque également une augmentation du flux jusqu'à la saturation du TC. C'est ce qu'on appelle la saturation CC.

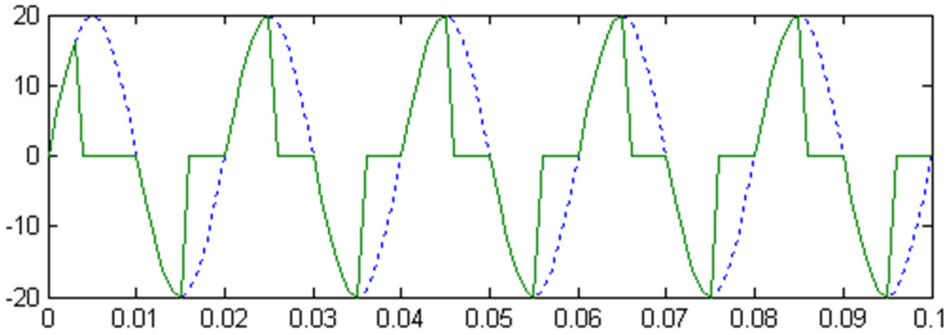


Figure 254: Saturation CA

Lorsqu'il y a un court-circuit dans une ligne électrique, le courant de court-circuit contient une composante CC. L'amplitude de la composante CC dépend de l'angle de phase au moment où le court-circuit se produit. L'illustration 255 montre le courant secondaire du TC dans la situation de défaut. En raison de la composante DC, le flux atteint sa valeur maximale à 0,07 seconde, ce qui provoque une saturation. Au fur et à mesure que la composante CC diminue, le TC se remet progressivement de la saturation.

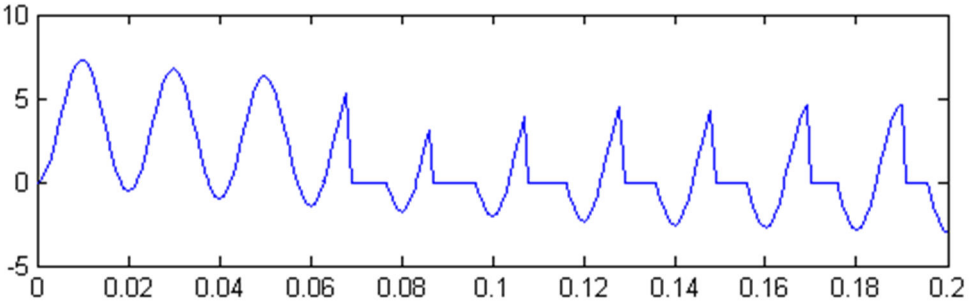


Figure 255: Saturation CC

4.3.1.6 Signaux

Tableau 476: Signaux d'entrée MPDIF

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A1	Signal	0	Courant primaire de phase A
I_B1	Signal	0	Courant primaire de phase B
I_C1	Signal	0	Courant primaire de phase C
I_A2	Signal	0	Courant secondaire de phase A
I_B2	Signal	0	Courant secondaire de phase B
I_C2	Signal	0	Courant secondaire de phase C
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
BLK_OPR_LS	BOOLÉEN	0 = Faux	Les blocs font fonctionner les sorties depuis le seuil polarisé
BLK_OPR_HS	BOOLÉEN	0 = Faux	Les blocs font fonctionner les sorties depuis le seuil instantané

Tableau 477: Signaux de sortie MPDIF

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
OPR_LS	BOOLÉEN	Fonctionnement depuis seuil bas
OPR_HS	BOOLÉEN	Fonctionnement depuis seuil haut
INT_BLKD	BOOLÉEN	État du bloc interne

4.3.1.7 Paramètres

Tableau 478: Paramètres de groupe MPDIF (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur de fonctionnement basse	5...30	%Ir	1	5	Paramètre de base pour le démarrage de seuil stabilisé
Valeur fonctionnement haute	100...1000	%Ir	10	500	Valeur de fonctionnement de seuil instantané
Pente section 2	10...50	%	1	30	Pente de la deuxième ligne des caractéristiques de fonctionnement
Fin zone 1	0...100	%Ir	1	50	Point d'inflexion entre la première et la deuxième ligne des caractéristiques de fonctionnement
Fin zone 2	100...300	%Ir	1	150	Point d'inflexion entre la deuxième et la troisième ligne des caractéristiques de fonctionnement

Tableau 479: Paramètres de groupe MPDIF (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Pente section 3	10...100	%	1	100	Pente de la troisième ligne des caractéristiques de fonctionnement
DC retenu activé	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Paramètre pour activer la fonction DC retenu

Tableau 480: Paramètres de non-groupe MPDIF (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Type de connexion CT	1 = Type 1 2 = Type 2			1 = Type 1	Type de connexion TT. Déterminé par les directions des transformateurs de courant connectés
Cor Coeff TI ligne	0,40...4,00		0,01	1,00	Correction du rapport TT, côté ligne
Cor Coeff TI neutre	0,40...4,00		0,01	1,00	Correction du rapport TT, côté neutre

4.3.1.8 Données surveillées

Tableau 481: Données surveillées MPDIF

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
OPR_A	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Phase de fonctionnement A
OPR_B	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Phase de fonctionnement B
OPR_C	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Phase de fonctionnement C
INT_BLKD_A	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		État de bloc interne, phase A
INT_BLKD_B	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		État de bloc interne, phase B
INT_BLKD_C	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		État de bloc interne, phase C
ID_A	FLOAT32	0,00...80,00	xIr	Courant différentiel phase A
ID_B	FLOAT32	0,00...80,00	xIr	Courant différentiel phase B
ID_C	FLOAT32	0,00...80,00	xIr	Courant différentiel phase C
IB_A	FLOAT32	0,00...80,00	xIr	Courant de polarisation, phase A
IB_B	FLOAT32	0,00...80,00	xIr	Courant de polarisation, phase B
IB_C	FLOAT32	0,00...80,00	xIr	Courant de polarisation, phase C
I_ANGL_A1_B1	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Déphasage de courant, phase A à B, côté de ligne

Suite du tableau à la page suivante

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
I_ANGL_B1_C1	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Déphasage de courant, phase B à C, côté de ligne
I_ANGL_C1_A1	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Déphasage de courant, phase C à A, côté de ligne
I_ANGL_A2_B2	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Déphasage de courant, phase A à B, côté neutre
I_ANGL_B2_C2	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Déphasage de courant, phase B à C, côté neutre
I_ANGL_C2_A2	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Déphasage de courant, phase C à A, côté neutre
I_ANGL_A1_A2	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Déphasage de courant, différentiel entre côté de ligne et côté neutre, Phase A
I_ANGL_B1_B2	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Déphasage de courant, différentiel entre côté de ligne et côté neutre, Phase B
I_ANGL_C1_C2	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Déphasage de courant, différentiel entre côté de ligne et côté neutre, Phase C
MPDIF	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État
IL1-diff	FLOAT32	0,00...80,00		Amplitude mesurée du courant différentiel phase IL1
IL2-diff	FLOAT32	0,00...80,00		Amplitude mesurée du courant différentiel, phase IL2
IL3-diff	FLOAT32	0,00...80,00		Amplitude mesurée du courant différentiel, phase IL3
IL1-polarité	FLOAT32	0,00...80,00		Amplitude mesurée du courant de polarisation phase IL1
IL2-polarité	FLOAT32	0,00...80,00		Amplitude mesurée du courant de polarisation, phase IL2
IL3-polarité	FLOAT32	0,00...80,00		Amplitude mesurée du courant de polarisation, phase IL3

4.3.1.9 Données techniques

Tableau 482: MPDIF - Données techniques

Caractéristique		Valeur
Précision de mesure		A la fréquence f = fn
		±3 % de la valeur de consigne ou ±0,002 x In
Temps de réponse [1)2)]	Seuil bas polarisé Seuil haut instantané[3)]	Valeur standard : 40 ms (±10 ms) Valeur standard : 15 ms (±10 ms)
Temps de réinitialisation		<40 ms
Taux de réinitialisation		Généralement 0,96
Temps de retard		<20 ms

1) Fn = 50 Hz, résultats basés sur la répartition statistique de 1000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie de puissance grande vitesse
3) Idéfaut = 2 x *Seuil haut*

4.3.2 Protection différentielle stabilisée et instantanée pour les transformateurs à deux enroulements TR2PTDF

4.3.2.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection différentielle stabilisée et instantanée pour les transformateurs à deux enroulements	TR2PTDF	3dI>T	87T

4.3.2.2 Bloc fonctionnel

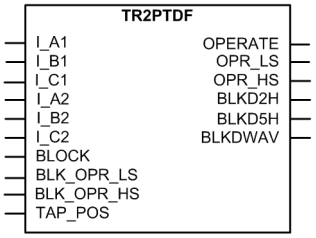


Figure 256: Bloc fonctionnel

4.3.2.3 Fonctionnalité

La fonction de protection différentielle stabilisée et instantanée TR2PTDF est conçue pour protéger les transformateurs à deux enroulements et les blocs générateur-transformateur. TR2PTDF comprend un seuil bas polarisé et un seul haut instantané.

Le seuil bas polarisé assure une élimination rapide des défauts tout en demeurant stable, les courants élevés qui traversent la zone protégée augmentant les erreurs de mesure du courant. La retenue du deuxième harmonique ainsi que les algorithmes basés sur les ondes garantissent la non-exécution du seuil bas du fait des courants d'appel du transformateur. La retenue du cinquième harmonique garantit la non-exécution du seuil bas du fait du courant différentiel apparent provoqué par une surexcitation anodine du transformateur.

Le seuil haut instantané assure une élimination très rapide des défauts graves avec un courant différentiel élevé, quels que soient leurs harmoniques.

La sensibilité de la caractéristique de paramétrage peut être accrue à l'aide de la compensation de position du changeur de prise. L'ajustement du rapport de transformation en raison des changements de position de prise est effectué automatiquement grâce aux informations d'état du changeur de prise.

4.3.2.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont "On" (activé) et "Off" (désactivé).

Le fonctionnement de TR2PTDF peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

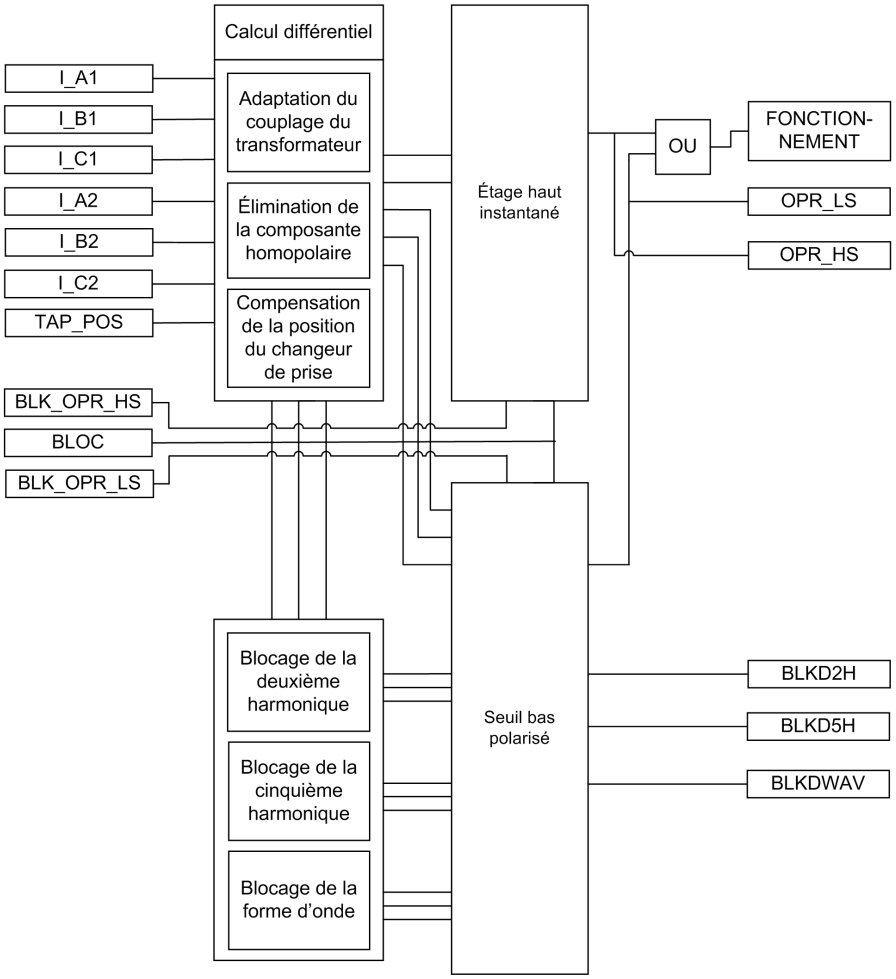


Figure 257: Schéma du module fonctionnel

Calcul différentiel

TR2PTDF fonctionne phase par phase sur une différence entre les courants entrants et sortants. Les courants sont de sens positifs lorsqu'ils circulent vers l'objet protégé.

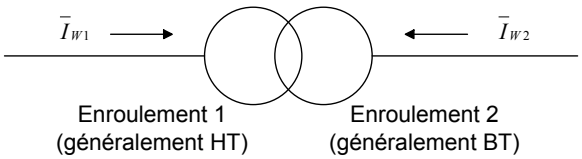


Figure 258: Sens positif des courants

$$I_d = \left|\bar{I}_{W1} + \bar{I}_{W2}\right|$$

(Équation 68)

En situation normale, aucun défaut ne survient dans la zone protégée par TR2PTDF. Les courants $\bar{I}_{W1}$ et $\bar{I}_{W2}$ sont alors égaux et le courant différentiel I_d est nul. En pratique toutefois, le courant différentiel s'écarte de zéro en situation normale. Dans la protection de transformateur de puissance, le courant différentiel est dû aux imprécisions des TC, aux variations de position des changeur de prise (en l'absence de compensation), au courant à vide des transformateur et aux courants d'appel instantanés des transformateur. Un accroissement du courant de charge entraîne une augmentation selon le même pourcentage du courant différentiel, causé par les imprécisions du TC et la position du changeur de prise.

Dans un relais de protection différentielle polarisée en fonctionnement normal ou lors de défauts externes, plus le courant de charge est élevé, plus le courant différentiel nécessaire au déclenchement est élevé. Lorsqu'un défaut interne se produit, les courants des deux côtés de l'objet protégé circulent vers lui. Cela génère un courant de polarisation considérablement plus faible, ce qui rend le fonctionnement plus sensible lors de défauts internes.

$$I_b = \frac{\left|\bar{I}_{W1} - \bar{I}_{W2}\right|}{2}$$

(Équation 69)

Si le courant de polarisation est faible par rapport au courant différentiel ou si l'angle de phase entre les courants de phase de l'enroulement 1 et de l'enroulement 2 est proche de zéro (en situation normale, la différence de phase est de 180 degrés), un défaut s'est très certainement produit dans la zone protégée par le relais de protection différentielle. Alors, la valeur de fonctionnement définie pour l'étage instantané est automatiquement divisée par deux et les signaux de blocage interne de l'étage de polarisation sont inhibés.

Adaptation du couplage du transformateur

La différence de phase entre les courants de l'enroulement 1 et de l'enroulement 2 qui est due au couplage du transformateur de puissance est compensée numériquement. L'adaptation de la différence de phase est basée sur le décalage de phase et la connexion numérique en triangle à l'intérieur du relais de protection. Le paramètre *Winding 1 type* (Type enroulement 1) détermine la connexion sur l'enroulement 1 (”Y”, ”YN”, ”D”, ”Z”, ”ZN”). Le paramètre *Winding 2 type* (Type enroulement 2) détermine les connexions des enroulements de phase côté basse tension ((“y”, ”yn”, ”d”, ”z”, ”zn”).

L'adaptation du couplage peut être implémentée sur les deux enroulements (1 et 2), ou sur l'enroulement 1 ou 2 uniquement, à intervalles de 30° avec le réglage *Clock number* (Numéro d'horloge).

Lorsque l'adaptation du couplage est Yy0 et que *CT connection type* (Type de connexion TC) correspond à "Type 2", l'angle de phase des courants de phase connectés au relais de protection ne change pas. Lorsque l'adaptation du couplage est Yy6, les courants de phase subissent une rotation de 180° dans le relais de protection.

Exemple 1

Adaptation du couplage d'un transformateur de puissance connecté à Ynd11 sur l'enroulement 1, *CT connection type* selon le type 1. Le réglage *Winding 1 type* est défini sur ”YN”, le réglage *Winding 2 type* sur “d” et le réglage *Clock number* sur “Clk Num 11”. Ceci est compensé en interne en donnant à l'enroulement 1 une valeur de compensation interne de +30° et à l'enroulement 2 une valeur de compensation interne de 0° :

$$\bar{I}_{L1mHV} = \frac{\bar{I}_{L1} - \bar{I}_{L2}}{\sqrt{3}}$$
$$\bar{I}_{L2mHV} = \frac{\bar{I}_{L2} - \bar{I}_{L3}}{\sqrt{3}}$$
$$\bar{I}_{L3mHV} = \frac{\bar{I}_{L3} - \bar{I}_{L1}}{\sqrt{3}}$$

(Équation 70)

Exemple 2

Mais si le couplage est Yd11 et que *CT connection type* correspond au type 1, la compensation est un peu différente. Le réglage *Winding 1 type* est défini sur ”Y”, le réglage *Winding 2 type* sur “d” et le réglage *Clock number* sur “Clk Num 11”. Ceci est compensé en interne en donnant à l'enroulement 1 une valeur de compensation interne de 0° et à l'enroulement 2 une valeur de compensation interne de -30° :

$$\bar{I}_{L1mLV} = \frac{\bar{I}_{L1} - \bar{I}_{L3}}{\sqrt{3}}$$
$$\bar{I}_{L2mLV} = \frac{\bar{I}_{L2} - \bar{I}_{L1}}{\sqrt{3}}$$
$$\bar{I}_{L3mLV} = \frac{\bar{I}_{L3} - \bar{I}_{L2}}{\sqrt{3}}$$

(Équation 71)

Les courants côté "Y" restent intacts, tandis que les courants côté "d" sont compensés pour correspondre aux courants qui circulent réellement dans les enroulements.

Dans cet exemple, il n'y a pas de courant de neutre de chaque côté du transformateur (en supposant qu'aucun transformateur de mise à la terre n'est installé). Dans l'exemple précédent, toutefois, l'adaptation est faite différemment pour que le courant de neutre de l'enroulement 1 soit compensé en même temps.

Élimination de la composante homopolaire

Si *Clock number* est défini sur "Clk Num 2", "Clk Num 4", "Clk Num 8" ou "Clk Num 10", l'adaptation du couplage est toujours effectuée sur les deux enroulements (1 et 2). Cette association entraîne une compensation appropriée. Dans ce cas, la composante homopolaire est toujours éliminée automatiquement des deux côtés. Le paramètre *Zro A elimination* (Élimination courant homopolaire) ne permet pas de changer cela.

Si *Clock number* est défini sur "Clk Num 1", "Clk Num 5", "Clk Num 7" ou "Clk Num 11", l'adaptation du couplage est effectuée sur un côté uniquement. Toute éventuelle composante homopolaire des courants de phase lors de défauts à la terre se produisant en dehors de la zone de protection est éliminée dans la connexion en triangle implémentée numériquement avant que le courant différentiel et le courant de polarisation ne soient calculés. C'est pourquoi l'adaptation du couplage a presque toujours lieu sur le côté connecté en étoile des transformateurs connectés en "Ynd" et "Dyn".

Si *Clock number* est défini sur "Clk Num 0" ou "Clk Num 6", la composante homopolaire des courants de phase n'est pas éliminée automatiquement des deux côtés. Par conséquent, la composante homopolaire du côté connecté en étoile qui est mis à la terre au niveau du point en étoile doit être éliminée en utilisant le paramètre *Zro A elimination* (Élimination courant homopolaire).

Le même paramètre doit être utilisé pour éliminer la composante homopolaire si, par exemple, un transformateur de mise à la terre sur le côté connecté en triangle du transformateur de puissance "Ynd" se trouve dans la zone à protéger. Dans ce cas, l'adaptation du couplage est normalement effectuée du côté de la connexion en étoile. Du côté de la connexion en triangle, l'élimination de la composante homopolaire doit être sélectionnée séparément.

En utilisant le paramètre *Zro A elimination* (Élimination courant homopolaire), la composante homopolaire des courants de phase est calculée et réduite pour chaque courant de phase :

$$\bar{I}_{L1m} = \bar{I}_{L1} - \frac{1}{3} x \left(\bar{I}_{L1} + \bar{I}_{L2} + \bar{I}_{L3} \right)$$

$$\bar{I}_{L2m} = \bar{I}_{L2} - \frac{1}{3} x \left(\bar{I}_{L1} + \bar{I}_{L2} + \bar{I}_{L3} \right)$$

$$\bar{I}_{L3m} = \bar{I}_{L3} - \frac{1}{3} x \left(\bar{I}_{L1} + \bar{I}_{L2} + \bar{I}_{L3} \right)$$

(Équation 72)

Dans de nombreux cas, avec le neutre d'un enroulement "wye" mis à la terre, il est possible de réaliser la compensation de sorte qu'une composante homopolaire des courants de phase soit automatiquement éliminée. Par exemple, dans le cas d'un transformateur "Ynd", la compensation est réalisée du côté de l'enroulement 1 pour éliminer automatiquement la composante homopolaire des courants de phase sur ce côté (et ils ne sont pas présents du côté "d"). Dans ces cas, une élimination explicite n'est pas nécessaire.

Compensation de la position du changeur de prise

La position du changeur de prise utilisé pour le contrôle de la tension peut être compensée et l'information de position est fournie par la fonction de protection par le biais de la fonction d'indication de la position de prise TPOSYLTC.

En général, le changeur de prise se situe au niveau de l'enroulement haute tension, c'est à dire l'enroulement 1, du transformateur de puissance. Le paramètre *Tapped winding* (Enroulement à prises) spécifie si le changeur de prise est connecté à l'enroulement du côté haute tension ou à l'enroulement du côté basse tension. Ce paramètre est aussi utilisé pour activer et désactiver l'adaptation automatique à la position du changeur de prise. Les valeurs possibles sont "Not in use », (Non utilisé), "Winding 1" (Enroulement 1) ou "Winding 2" (Enroulement 2).

Le paramètre *Tap nominal* (Prise nominale) donne le numéro de la prise, qui détermine la tension nominale (ainsi que le courant nominal). Lorsque la position de la prise de courant s'écarte de cette valeur, les valeurs de courant d'entrée du côté où se trouve le changeur de prise sont adaptées pour correspondre aux courants de l'autre côté.

L'adaptation correcte est déterminée par le nombre de crans et le sens de l'écart par rapport à la prise nominale et le pourcentage de variation de tension résultant d'un écart d'un cran de prise. La valeur en pourcentage est définie par le paramètre *Step of tap* (Cran de prise).

La plage de fonctionnement du changeur de prise est définie par les paramètres *Min winding tap* (Prise d'enroulement min) et *Max winding tap* (Prise d'enroulement max). Le paramètre *Min winding tap* indique le numéro de la position de prise correspondant au nombre minimum de tours d'enroulement effectifs sur le côté du transformateur où est connecté le changeur de prises. De la même manière, le paramètre *Max winding tap* indique le numéro de la position de prise correspondant au nombre maximum de tours d'enroulement effectifs.

Les paramètres *Min winding tap* et *Max winding tap* permettent à l'algorithme de compensation de position de savoir dans quel sens réaliser la compensation. Cela garantit aussi que si l'information de position de prise de courant est corrompue pour une raison quelconque, l'adaptation automatique de la position du changeur de prise n'essaie pas de se conformer à des valeurs de position irréalistes.

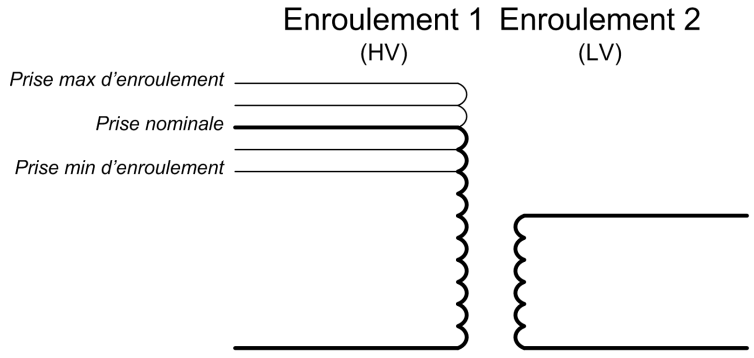


Figure 259: Présentation simplifiée des enroulements haute et moyenne tension avec démonstration des paramètres Max winding tap, Min winding tap et Tap nominal

La valeur de position est disponible dans la vue des données surveillées de l'IHML ou via d'autres outils de communication de la fonction d'indication de la position de prise. Lorsque la qualité de la valeur TAP_POS n'est pas bonne, l'information de position dans TAP_POS n'est pas utilisée mais la dernière valeur disposant d'une information de bonne qualité est utilisée à la place. De plus, la sensibilité minimale de l'étage de polarisation, définie par le réglage *Low operate value* (Seuil de fonctionnement bas), est automatiquement rendue insensible sur la plage totale de correction de la position de prise. Le nouveau seuil de fonctionnement bas actif est

Valeur fonctionnement faible insensible = Valeur Lowoperate + ABS (Prise d'enroulement max - Prise d'enroulement min) • Pas de la prise

(Équation 73)

Blocage de la deuxième harmonique

Les courants d'appel magnétisants du transformateur surviennent à la mise sous tension du transformateur après une période hors tension. La valeur du courant d'appel peut être plusieurs fois celle du courant assigné et le temps pour qu'il baisse de moitié peut atteindre plusieurs secondes. Pour la protection différentielle, le courant d'appel constitue un courant différentiel, qui va provoquer le fonctionnement de la protection différentielle presqu'à chaque fois que le transformateur est connecté au réseau. En général, le courant d'appel contient une grande quantité de deuxièmes harmoniques.

Le blocage du fonctionnement de l'étage de polarisation bas de TR2PTDF en cas de courant d'appel magnétisant est basé sur le rapport des amplitudes de la deuxième harmonique filtrée numériquement du courant différentiel et de la fréquence fondamentale (Id2f /Id1f).

Le blocage empêche également un fonctionnement indésirable en cas de courants d'appel de récupération ou magnétisants favorables. En cas de courant d'appel de récupération, le courant magnétisant du transformateur à protéger augmente momentanément lorsque la tension revient à la normale après l'élimination d'un défaut en dehors de la zone protégée. Le courant d'appel favorable est causé par la mise sous tension d'un autre transformateur fonctionnant en parallèle avec le transformateur protégé déjà connecté au réseau.

Le rapport de la deuxième harmonique et de la composante fondamentale peut varier considérablement entre les phases. En particulier, lorsque la compensation en triangle est réalisée pour un transformateur connecté en Ynd1 et que les deux phases des courants d'appel sont par ailleurs égales mais d'angle de phase opposé, la soustraction des phases dans une compensation en triangle donne une composante de deuxième harmonique très petite.

Certaines mesures doivent être prises afin d'éviter un déclenchement indésirable d'une phase ayant un rapport trop bas entre la seconde harmonique et la composante fondamentale. Une méthode consiste à bloquer systématiquement toutes les phases lorsque les conditions de blocage de la deuxième harmonique sont satisfaites sur au moins une phase. L'autre méthode consiste à calculer les rapports pondérés entre la deuxième harmonique et la composante fondamentale pour chaque phase à l'aide des

rapports initiaux des phases. Cette dernière option est utilisée ici. Les rapports de la deuxième harmonique I_2H_RAT_x sont indiqués dans les données surveillées.

Le rapport à utiliser pour le blocage de la deuxième harmonique est, par conséquent, calculé comme une moyenne pondérée en fonction des rapports calculés à partir des courants différentiels des trois phases. Le rapport de la phase concernée a un poids fort comparé aux rapports des deux autres phases. Dans ce relais de protection, si les facteurs de pondération sont quatre, un et un, le facteur de la phase concernée est quatre. Le fonctionnement de l'étage de polarisation de la phase concernée est bloqué si le rapport pondéré de cette phase est au-dessus de la limite de blocage *Start value 2.H* (Seuil de démarrage 2.H) définie et si le blocage est activé par le paramètre *Restraint mode* (Mode de retenue).

L'utilisation de blocages distincts pour les phases individuelles et de moyennes calculées pour les différentes phases fournit un schéma de blocage qui est stable en cas de courant d'appel à la connexion.

Si la valeur de crête du courant différentiel est très élevée, c'est à dire si I_r>12×In, la limite pour le blocage de la deuxième harmonique est rendue insensible (dans la phase concernée) en l'augmentant proportionnellement jusqu'à la valeur de crête du courant différentiel.

La connexion du transformateur de puissance en réponse à un défaut dans la zone protégée ne retarde pas le fonctionnement du déclenchement, parce que dans une telle situation le blocage fondé sur la deuxième harmonique du courant différentiel est empêché par un algorithme distinct basé sur une forme d'onde différente et un taux de variation différent du courant d'appel normal et du courant d'appel contenant le courant de défaut. L'algorithme n'élimine pas le blocage en cas de courant d'appel, à moins qu'il y ait un défaut dans la zone protégée.

La fonctionnalité peut également être activée et désactivée à l'aide du paramètre *Harmonic deblock 2.H* (Déblocage harmonique 2.H).

Blocage de la cinquième harmonique

L'inhibition du fonctionnement de TR2PTDF dans les situations de surexcitation est basée sur le rapport de la cinquième harmonique et de la composante fondamentale du courant différentiel (Id5f/Id1f). Le rapport est calculé séparément pour chaque phase sans pondération . Si le rapport dépasse la valeur du réglage *Start value 5.H* (Seuil de démarrage 5.H) et si le blocage est activé par le paramètre *Restraint mode* (Mode de retenue), le fonctionnement de l'étage de polarisation de TR2PTDF dans la phase concernée est bloqué.Les rapports de la cinquième harmonique I_5H_RAT_x sont indiqués dans les données surveillées.

Aux niveaux de surtension dangereux, qui peuvent endommager le transformateur, le blocage peut être éliminé automatiquement. Si le rapport de la cinquième harmonique et de la composante fondamentale du courant différentiel dépasse la valeur du paramètre *Stop value 5.H* (Seuil d'arrêt 5.H), l'élimination du blocage est activée. L'activation et la désactivation de la fonctionnalité de déblocage s'effectuent également par le paramètre *Harmonic deblock 5.H* (Débloquage harmonique 5.H).

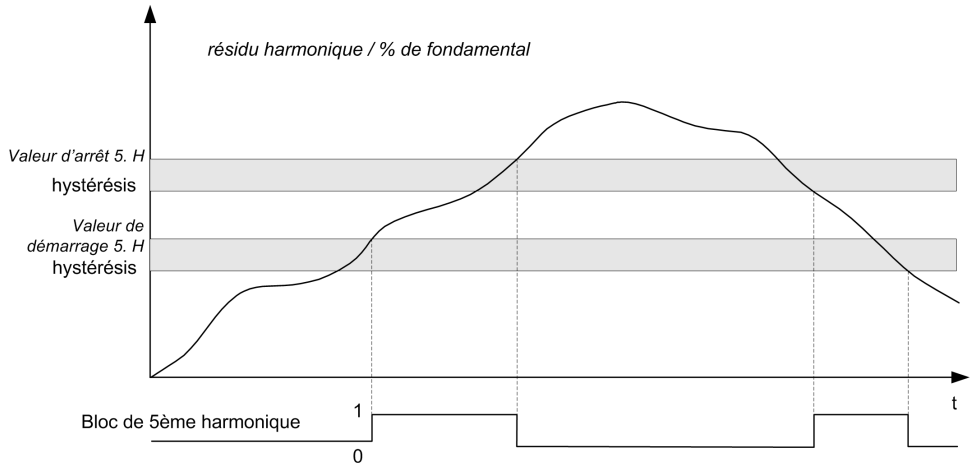


Figure 260: Limites et fonctionnement du blocage de la cinquième harmonique lorsque les fonctionnalités de blocage et de déblocage sont toutes deux activées à l'aide du paramètre de contrôle Harmonic deblock 5.H.

Le blocage de la cinquième harmonique présente un hystérésis afin d'éviter les fluctuations rapides entre "TRUE" et "FALSE". Le blocage dispose également d'un compteur, qui compte les fois où la condition requise est satisfaite consécutivement. Lorsque la condition n'est pas satisfaite, le compteur est décrémenté (si >0).

Le déblocage de la cinquième harmonique présente également un hystérésis et un compteur qui compte les fois où la condition requise est satisfaite consécutivement. Lorsque la condition n'est pas satisfaite, le compteur est décrémenté (si >0).

Blocage de la forme d'onde

L'étage de polarisation bas peut toujours être bloqué par un blocage de la forme d'onde. L'étage ne peut pas être désactivé à l'aide du paramètre *Restraint mode* (Mode de retenue). L'algorithme est constitué de deux parties. La première partie est conçue pour les défauts externes tandis que la deuxième partie est conçue pour les situations de courant d'appel. L'algorithme dispose de critères pour une période de courant faible en cas de courant d'appel où le courant différentiel (non dérivé) est également vérifié.

Étage de polarisation bas

La protection différentielle doit être polarisée parce que l'apparition possible d'un courant différentiel peut être causée par autre chose que le défaut en cours dans le transformateur (ou l'alternateur).

Dans le cas de la protection de transformateur, un courant différentiel erroné peut avoir les causes suivantes :

- erreurs de TC
- variations de position du changeur de prise (en l’absence de compensation automatique)
- courant à vide du transformateur
- courants d’appel du transformateur
- surexcitation du transformateur en cas de surtension
- situation de sous-fréquence
- saturation du TC en cas de courants forts traversant le transformateur

Le courant différentiel généré par les erreurs de TC ou les positions du changeur de prise augmente selon le même rapport que le courant de charge.

Dans le cas de la protection des alternateurs, un courant différentiel erroné peut avoir les causes suivantes :

- erreurs de TC
- saturation du TC en cas de courants forts traversant l’alternateur

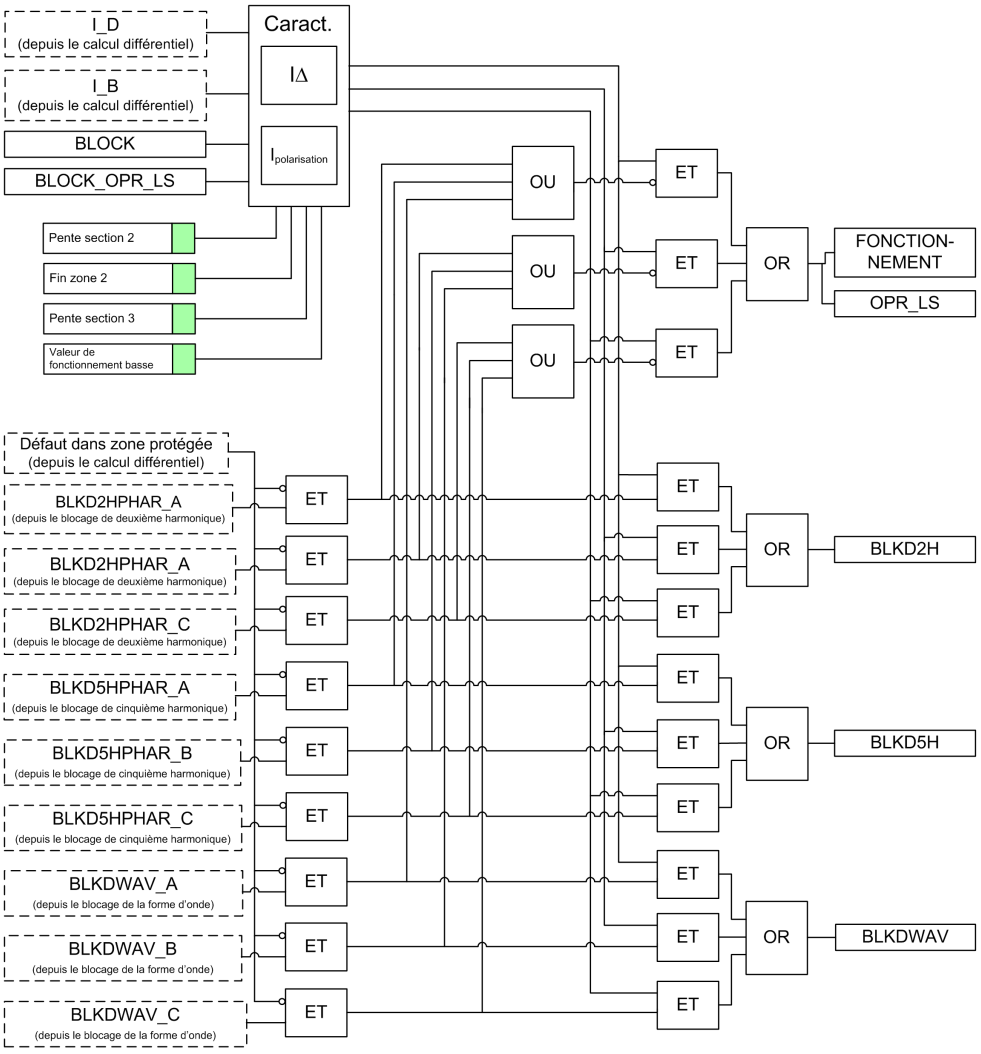


Figure 261: Logique de fonctionnement de l'étage de polarisation bas

Les courants forts traversant un objet protégé peuvent être causés par les courts-circuits en dehors de la zone protégée, les courants importants produits par le transformateur au démarrage de moteurs ou les courants d'appel du transformateur. Par conséquent, le fonctionnement de la protection différentielle est polarisé par rapport au courant de charge. Dans la protection différentielle à polarisation, plus le courant différentiel requis pour que la protection fonctionne est élevé, plus le courant de charge est élevé.

Les caractéristiques de fonctionnement de l'étage de polarisation bas sont déterminées par *Low operate value* (Seuil de fonctionnement bas), *Slope section 2* (Pente section 2) et le réglage du deuxième point d'inflexion de la courbe des caractéristiques de fonctionnement, *End section 2* (Fin section 2), le premier point d'inflexion étant fixe. Les réglages sont identiques pour toutes les phases. Lorsque le courant différentiel dépasse la valeur de fonctionnement déterminée par les caractéristiques de fonctionnement, la fonction différentielle se réveille. Si le courant

différentiel se maintient au-dessus de la valeur de fonctionnement de façon continue pendant un laps de temps approprié, qui vaut 1,1 fois le cycle fondamental, la sortie OPR_LS est activée. La sortie OPERATE est toujours activée lorsque la sortie OPR_LS est activée.

L'étage peut être bloqué en interne par la retenue de la deuxième ou la cinquième harmonique, ou par des algorithmes spéciaux qui détectent les courants d'appel et la saturation du transformateur de courant lors de défauts externes. Lorsque le fonctionnement de l'étage de polarisation bas est bloqué par la fonctionnalité de blocage de la deuxième harmonique, la sortie BLKD2H est activée.

Lorsque le fonctionnement de l'étage de polarisation bas est bloqué par la fonctionnalité de blocage de la cinquième harmonique, la sortie BLKD5H est activée. De la même façon, lorsque le fonctionnement de l'étage de polarisation bas est bloqué par la fonctionnalité de blocage de la forme d'onde, la sortie BLKDWAV est activée selon les informations de phase.

Si nécessaire, les sorties de fonctionnement de l'étage de polarisation bas peuvent être bloquées par les signaux de commande externe BLK_OPR_LS ou BLOCK.

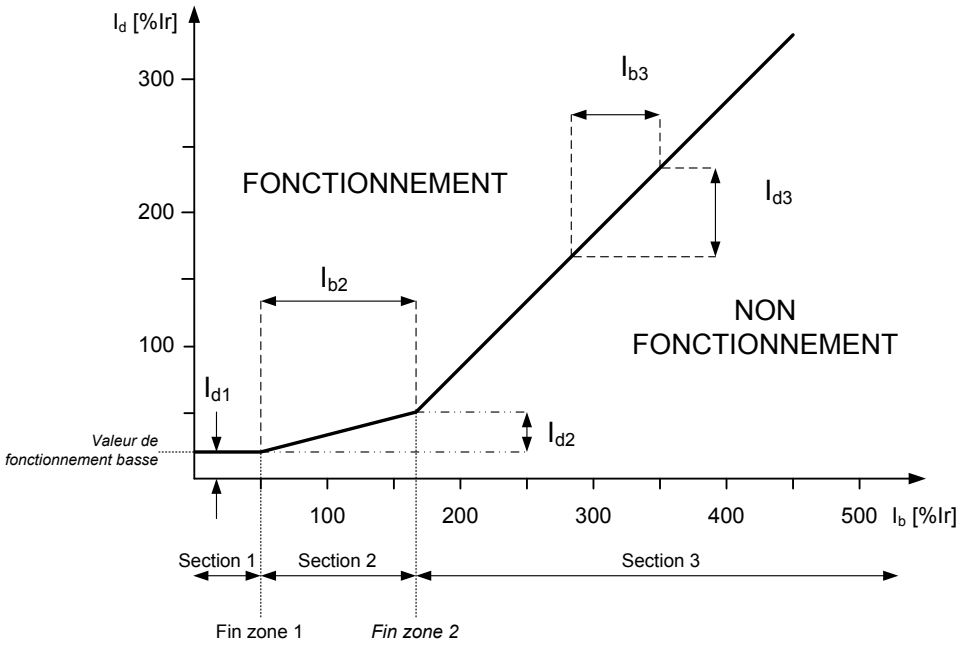


Figure 262: Caractéristiques de fonctionnement polarisé de TR2PTDF

Le réglage *Low operate value* (Seuil de fonctionnement bas) de l'étage de polarisation de la fonction différentielle est déterminé selon les caractéristiques de fonctionnement :

Low operate value = Id1

Slope section 2 et *Slope section 3* sont déterminés en conséquence :

$$Pente\ section\ 2 = \frac{I_{d2}}{I_{b2}} \bullet 100\%$$

(Équation 74)

$$Pente\ section\ 3 = \frac{I_{d3}}{I_{b3}} \bullet 100\%$$

(Équation 75)

Le deuxième point d'inflexion *End section 2* (Fin section 2) peut être défini dans la plage de 100 à 500 pour cent.

La pente de la courbe des caractéristiques de fonctionnement de la fonction différentielle varie dans les différentes sections de la plage.

- Dans la section 1, où 0 % de Ir < Ib < End section 1, End section 1 étant fixé sur 50 % de Ir, le courant différentiel nécessaire au déclenchement est constant. La valeur du courant différentiel est la même que celle du paramètre *Low operate value* (Seuil de fonctionnement bas) sélectionné pour la fonction. *Low operate value* autorise essentiellement le courant à vide du transformateur de puissance et des petites imprécisions des transformateurs de courant, mais peut être aussi utilisé pour influencer le niveau global des caractéristiques de fonctionnement. Au courant assigné, les pertes à vide du transformateur de puissance sont environ de 0,2 pour cent. Si la tension d'alimentation du transformateur de puissance augmente brusquement en raison de perturbations du fonctionnement, le courant magnétisant du transformateur augmente également. En général, la densité de flux magnétique du transformateur est plutôt élevée à la tension assignée et une augmentation de tension de quelques pour cent entraîne une augmentation du courant magnétisant de quelques dizaines de pour cent. Cela doit être pris en compte pour *Low operate value*
- La section 2, où End section 1 < Ib/In < *End section 2*, est appelée zone d'influence de *Slope section 2*. Dans cette section, les variations dans le rapport de démarrage affectent la pente de la courbe de caractéristiques, c'est-à-dire le niveau de modification du courant différentiel nécessaire à un déclenchement par rapport à la modification du courant de charge. Le rapport de démarrage doit prendre en compte les erreurs de TC et les variations de la position du changeur de prise du transformateur (en l'absence de compensation). Un rapport de démarrage trop élevé doit être évité, parce que la sensibilité de la protection pour la détection des défauts inter-spires dépend essentiellement du rapport de démarrage.
- Dans la section 3, où Ib/In > *End section 2*, la pente de la courbe de caractéristiques peut être définie par *Slope section 3* qui spécifie l'augmentation du courant différentiel pour l'augmentation correspondante du courant de polarisation.

Courbe	*Valeur de fonctionnement basse*	*Pente section 2*	*Section d'extrémité 2*
1	50 %Ir	50 %	100 %Ir
2	20 %Ir	30 %	150 %Ir
3	5 %Ir	10 %	500 %Ir

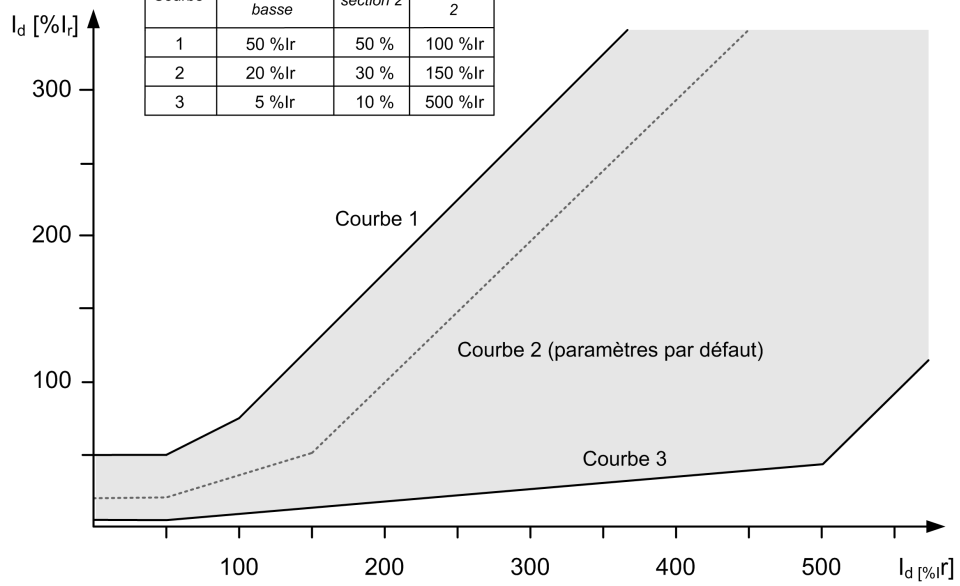


Figure 263: Plage de réglage de l'étage de polarisation bas

Si le courant de polarisation est petit par rapport au courant différentiel ou l'angle de phase entre les courants de phase de l'enroulement 1 et de l'enroulement 2 est proche de zéro (en situation normale, la différence de phase est de 180 degrés), un défaut s'est très probablement produit dans la zone protégée par TR2PTDF. Les courants de blocage interne de l'étage de polarisation sont alors inhibés.

Étage haut instantané

Le fonctionnement de l'étage haut instantané peut être activé ou désactivé à l'aide du réglage *Enable high set* (Activation seuil haut). Les valeurs de paramètre correspondantes sont "TRUE" et "FALSE".

Le fonctionnement de l'étage haut instantané n'est pas polarisé. L'étage instantané fonctionne et la sortie `OPR_HS` est activée lorsque l'amplitude de la composante de fréquence fondamentale du courant différentiel dépasse la valeur *High operate value* (Seuil de fonctionnement haut) définie ou lorsque la valeur instantanée du courant différentiel dépasse 2,5 fois la valeur de *High operate value*. Le facteur 2,5 (=1,8 × √2) provient du courant de court-circuit asymétrique maximum.

Si le courant de polarisation est faible par rapport au courant différentiel ou si l'angle de phase entre les courants de phase de l'enroulement 1 et de l'enroulement 2 est proche de zéro (en situation normale, la différence de phase est de 180 degrés), un défaut s'est produit dans la zone protégée par TR2PTDF. Le seuil de fonctionnement défini pour l'étage instantané est alors automatiquement divisé par deux et les signaux de blocage interne de l'étage de polarisation sont inhibés.

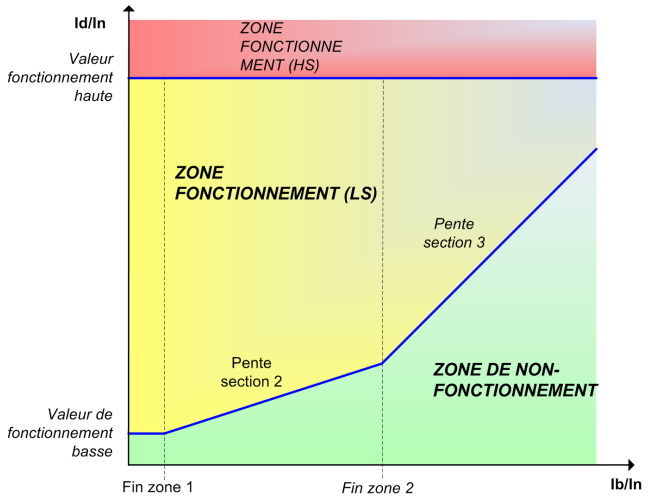


Figure 264: Caractéristiques de fonctionnement de la protection. (LS) correspond à l'étage de polarisation bas et (HS) à l'étage instantané haut.

La sortie OPERATE est toujours activée lorsque la sortie OPR_HS est activée.

Les signaux de blocage interne de la fonction différentielle n'inhibent pas le signal de fonctionnement de l'étage de courant différentiel instantané. Si nécessaire, les sorties de fonctionnement de l'étage instantané haut peuvent être bloquées par les signaux de commande externe BLK_OPR_HS et BLOCK.

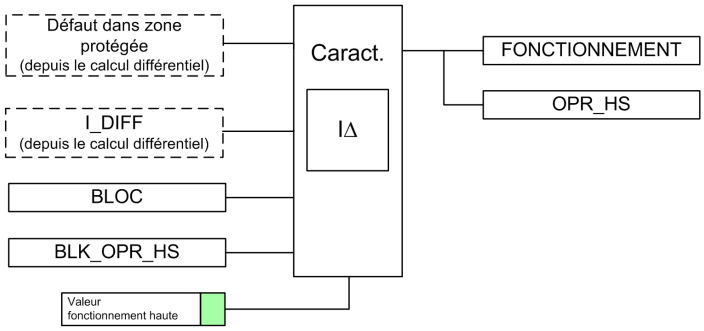


Figure 265: Logique de fonctionnement de l'étage instantané haut

Réinitialisation des signaux de blocage (déblocage)

Les trois signaux de blocage, c'est à dire la forme d'onde, la deuxième harmonique et la cinquième harmonique, disposent d'un compteur, qui maintient le blocage actif pendant un certain temps après que les conditions de blocage ont cessé d'être remplies. Le déblocage intervient à l'expiration de ces compteurs. Il s'agit d'un cas normal de déblocage.

Les signaux de blocage peuvent être réinitialisés immédiatement si un courant différentiel très élevé est mesuré ou si la différence de phase des courants comparés

(l'angle entre les courants comparés) est proche de zéro après réalisation de l'adaptation du couplage (en situation normale, la différence de phase est de 180 degrés). Toutefois, cette opération ne réinitialise pas les compteurs maintenant le blocage, les signaux de blocage pouvant donc être rétablis lorsque ces conditions ne sont plus valides.

Fonctionnalité de blocage externe

TR2PTDF dispose de trois entrées pour le blocage.

- Lorsque l'entrée BLOCK est active ("TRUE"), l'exécution de la fonction est bloquée mais les signaux de la sortie de mesure sont toujours mis à jour.
- Lorsque l'entrée BLK_OPR_LS est active ("TRUE"), TR2PTDF fonctionne normalement, à ceci près que la sortie OPR_LS n'est pas active ou activée en toutes circonstances. De plus, la sortie OPERATE ne peut être activée que par l'étage haut instantané (s'il n'est pas également bloqué).
- Lorsque l'entrée BLK_OPR_HS est active ("TRUE"), TR2PTDF fonctionne normalement, à ceci près que la sortie OPR_HS n'est pas active ou activée en toutes circonstances. De plus, la sortie OPERATE ne peut être activée que par l'étage de polarisation bas (s'il n'est pas également bloqué).

4.3.2.5 Application

TR2PTDF est une fonction d'unité de protection servant de protection principale pour les transformateurs en cas de défaillance d'un enroulement. La zone de protection d'une protection différentielle comprend le transformateur, le jeu de barres ou les câbles entre le transformateur de courant et le transformateur de puissance. Lorsque des transformateurs de courant de traversée sont utilisés pour le relais de protection différentielle, la zone de protection ne comprend pas le jeu de barres ou les câbles entre le disjoncteur et le transformateur de puissance.

Dans certains postes, il y a une protection différentielle de courant pour le jeu de barres. La protection du jeu de barres comprend le jeu de barres ou les câbles entre le disjoncteur et le transformateur de puissance. Les défauts électriques internes sont très graves et causent des dommages immédiats. Les courts-circuits et les défauts de terre dans les enroulements et les bornes sont normalement détectés par la protection différentielle. Si suffisamment de spires sont court-circuitées, les défauts entre spires, qui sont des arcs électriques entre les conducteurs d'un même enroulement physique, sont également détectés. Les défauts entre spires sont les défauts d'enroulement de transformateur les plus difficiles à détecter avec les protections électriques. Un petit défaut entre spires comprenant quelques spires entraîne une quantité de courant indétectable jusqu'à ce que le défaut se transforme en défaut de terre. Par conséquent, il est important que la protection différentielle ait un niveau de sensibilité élevé et qu'il soit possible d'utiliser un réglage sensible sans provoquer de manœuvres indésirables pour les défauts externes.

Il est important que le transformateur défectueux soit déconnecté le plus rapidement possible. Comme TR2PTDF est une fonction d'unité de protection, elle peut être conçue pour un déclenchement rapide, permettant ainsi une déconnexion sélective du

transformateur défectueux. TR2PTDF ne doit jamais fonctionner sur des défauts en dehors de la zone de protection.

TR2PTDF compare le courant entrant dans le transformateur au courant qui en sort. Une analyse correcte des conditions de défaut par TR2PTDF doit tenir compte des changements de tension. des courants et des angles de phase. Les fonctions traditionnelles de protection différentielle des transformateurs nécessitaient des transformateurs auxiliaires pour la correction du décalage de phase et du rapport de transformation. L'algorithme différentiel basé sur un microprocesseur numérique mis en œuvre dans la fonction TR2PTDF compense à la fois le rapport de transformation et le décalage de phase en interne dans le logiciel.

Le courant différentiel devrait théoriquement être nul en charge normale ou en cas de défaut externe, si le rapport de transformation et le décalage de phase sont correctement compensés. Cependant, il existe plusieurs phénomènes différents, autres que les défauts internes, qui provoquent des courants différentiels indésirables et faux. Les principales raisons des courants différentiels indésirables sont les suivantes :

- incohérence due à la variation des positions des changeurs de prises
- différentes caractéristiques, charges et conditions de fonctionnement des transformateurs de courant
- courants homopolaires qui ne circulent que d'un côté du transformateur de puissance
- courants magnétisants normaux
- courants d'appel magnétisants
- courants magnétisants à maximum d'excitation.

TR2PTDF est conçue principalement pour la protection des transformateurs à deux enroulements TR2PTDF peut également être utilisée pour la protection des blocs générateurs-transformateurs ainsi que des câbles courts et des lignes aériennes. Si la distance entre les points de mesure est relativement longue dans la protection des lignes, l'interposition de plusieurs TC peut être nécessaire pour réduire la charge des TC.

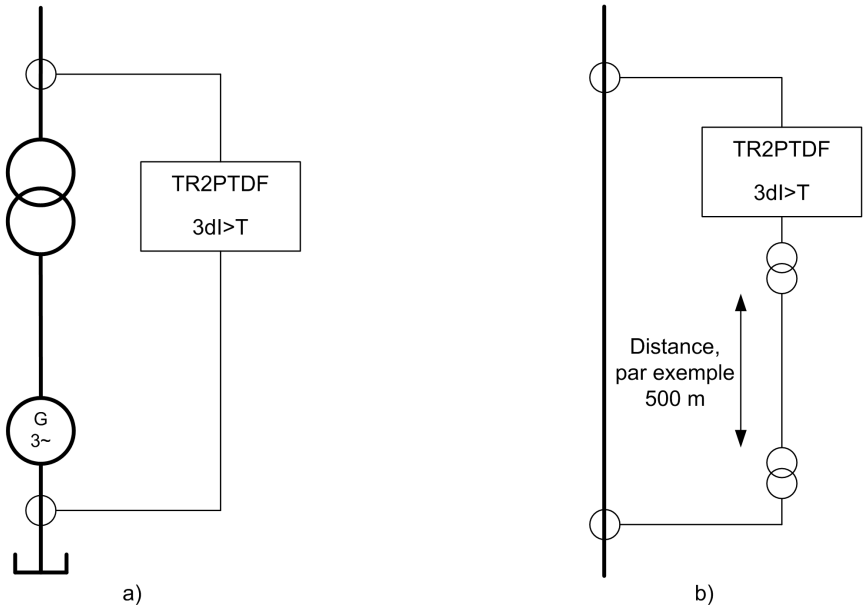


Figure 266: Protection différentielle d'un bloc générateur-transformateur et de câbles courts/lignes

TR2PTDF peut également être utilisée dans des applications de transformateur à trois enroulements ou dans des applications de transformateur à deux enroulements avec deux dispositifs d'alimentation de sortie.

Du côté de la double alimentation du transformateur de puissance, le courant des deux TC par phase doit être additionné en connectant les deux TC de chaque phase en parallèle. En général, cela nécessite que les TC interposés gèrent le décalage du couplage et/ou du rapport entre les deux enroulements/dispositifs d'alimentation.

Le facteur limite de précision pour le TC interposé doit répondre aux mêmes exigences que celles des TC principaux. Veuillez noter que le TC interposé impose une charge supplémentaire aux TC principaux.

La règle la plus importante dans ces applications est qu'au moins 75 % de la puissance de court-circuit doit être fournie du côté du transformateur de puissance avec une seule connexion au relais de protection.

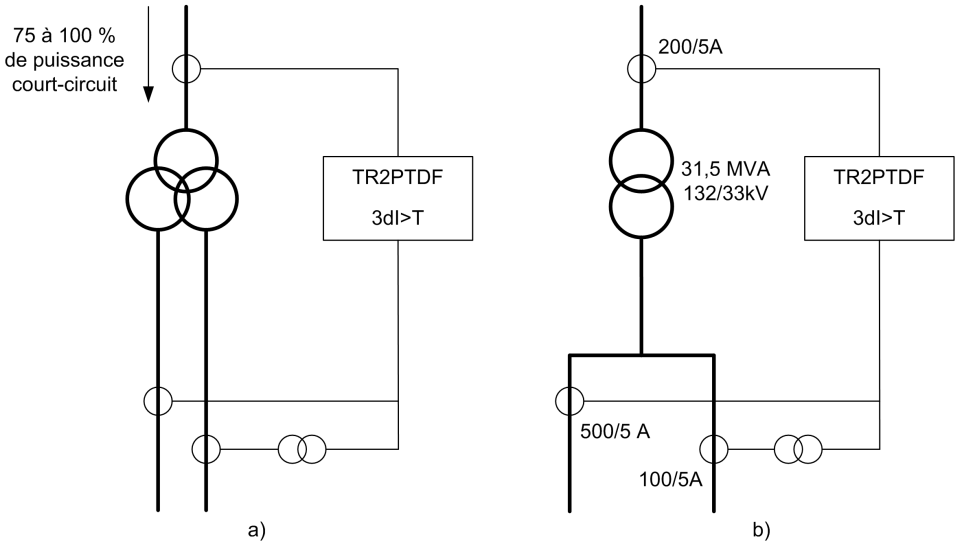


Figure 267: Protection différentielle d'un transformateur à trois enroulements et d'un transformateur avec deux alimentations de sortie

TR2PTDF peut également être utilisée pour la protection du transformateur de puissance alimentant le convertisseur de fréquence. Un TC interposé est nécessaire pour adapter les courants du transformateur à trois enroulements à un relais de protection à deux enroulements.

La composante de fréquence fondamentale est filtrée numériquement avec un filtre de Fourier, DFT. Le filtre supprime les fréquences autres que la fréquence fondamentale définie, et par conséquent le relais de protection n'est pas adapté à la mesure de la sortie du convertisseur de fréquence, c'est-à-dire que TR2PTDF n'est pas adaptée à la protection d'un transformateur de puissance ou d'un moteur alimenté par un convertisseur de fréquence

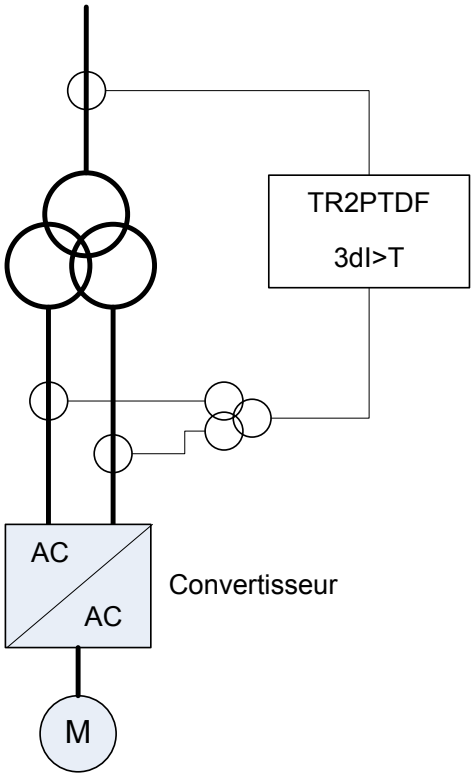


Figure 268: Protection du transformateur de puissance alimentant le convertisseur de fréquence

Correction du rapport de transformation des TC

Les courants secondaires du TC diffèrent souvent du courant assigné à la charge assignée du transformateur de puissance. Les rapports de transformation des TC peuvent être corrigés aux deux extrémités des transformateurs de puissance grâce aux paramètres *CT ratio Cor Wind 1* et *CT ratio Cor Wnd 2*.

Tout d'abord, la charge assignée du transformateur de puissance doit être calculée des deux côtés lorsque la puissance apparente et la tension phase-phase sont connues.

$$I_{nT} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U_n}$$

(Équation 76)

I_{nT} charge assignée du transformateur de puissance

S_n puissance assignée du transformateur de puissance

U_n tension assignée phase-phase

Ensuite, les paramètres de la correction de rapport TC peuvent être calculés.

$$Correction\ rapport\ TC = \frac{I_{1n}}{I_{nT}}$$

(Équation 77)

I_{1n} courant primaire nominal du TC

Après la correction du rapport TC, les courants mesurés et les valeurs des paramètres correspondants de la fonction TR2PTDF sont exprimés en multiples du courant assigné du transformateur de puissance I_r (xI_r) ou de la valeur en pourcentage I_r ($\%I_r$).

Le courant d'entrée assigné (1 A ou 5 A) du relais n'a pas à être le même pour le côté HT et le côté BT. Par exemple, le courant secondaire assigné de 5 A peut être utilisé du côté HT, tandis que 1 A est utilisé du côté BT ou vice versa.

Exemple

Lorsque la puissance assignée du transformateur est de 25 MVA, le rapport des TC côté 110 kV est de 300/1 et de 1000/1 côté 21 kV.

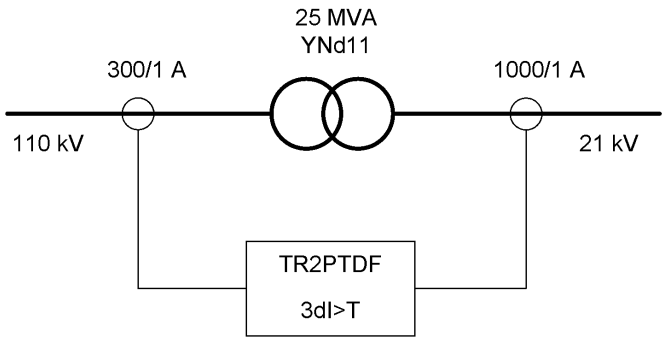


Figure 269: Exemple de la protection différentielle d'un transformateur de puissance à deux enroulements

La charge assignée du transformateur est calculée comme suit :

Côté HT : I_{nT_Wnd1} = 25 MVA / (1,732 x 110 kV) = 131,2 A

Côté BT : I_{nT_Wnd2} = 25 MVA / (1,732 x 21 kV) = 687,3 A

Paramètres :

CT ratio Cor Wnd 1= 300 A / 131,2 A = « 2,29 »

CT ratio Cor Wnd 2= 1000 A / 687,3 A = « 1,45 »

Adaptation du couplage et élimination du composant homopolaire

Le couplage du transformateur de puissance est adapté numériquement sur les côtés haute et basse tension à l'aide des paramètres *Winding 1 type*, *Winding 2 type* et *Clock number*. Ainsi, il n'est pas nécessaire d'interposer un TC s'il n'y a qu'un

transformateur de puissance à l'intérieur de la zone protégée. L'adaptation est basée sur le décalage de phase et une connexion numérique en triangle dans le relais de protection. Si le neutre d'un transformateur de puissance connecté en étoile est mis à la terre, tout défaut de terre dans le réseau est perçu par le relais de protection comme un courant différentiel. L'élimination du composant homopolaire peut être sélectionnée pour cet enroulement en définissant le paramètre *Zro A elimination*.

Tableau 483: Paramètres TR2PTDF correspondant aux couplages du transformateur de puissance et à l'élimination du composant homopolaire

Couplage du transformateur	Type enroulement 1	Type enroulement 2	Indice horaire	Élimination courant homopolaire
Yy0	O	y	Clk Num 0	Non nécessaire
YNy0	YN	y	Clk Num 0	Côté HT
YNyn0	YN	yn	Clk Num 0	Côté HT et BT
Yyn0	O	yn	Clk Num 0	Côté BT
Yy2	O	y	Clk Num 2	Non nécessaire
YNy2	YN	y	Clk Num 2	Non nécessaire
YNyn2	YN	yn	Clk Num 2	Non nécessaire
Yyn2	O	yn	Clk Num 2	Non nécessaire
Yy4	O	y	Clk Num 4	Non nécessaire
YNy4	YN	y	Clk Num 4	Non nécessaire
YNyn4	YN	yn	Clk Num 4	Non nécessaire
Yyn4	O	yn	Clk Num 4	Non nécessaire
Yy6	O	y	Clk Num 6	Non nécessaire
YNy6	YN	y	Clk Num 6	Côté HT
YNyn6	YN	yn	Clk Num 6	Côté HT et BT
Yyn6	O	yn	Clk Num 6	Côté BT
Yy8	O	y	Clk Num 8	Non nécessaire
YNy8	YN	y	Clk Num 8	Non nécessaire
YNyn8	YN	yn	Clk Num 8	Non nécessaire
Yyn8	O	yn	Clk Num 8	Non nécessaire
Yy10	O	y	Clk Num 10	Non nécessaire
YNy10	YN	y	Clk Num 10	Non nécessaire
YNyn10	YN	yn	Clk Num 10	Non nécessaire
Yyn10	O	yn	Clk Num 10	Non nécessaire
Yd1	O	d	Clk Num 1	Non nécessaire
YNd1	YN	d	Clk Num 1	Non nécessaire
Yd5	O	d	Clk Num 5	Non nécessaire
YNd5	YN	d	Clk Num 5	Non nécessaire
Yd7	O	d	Clk Num 7	Non nécessaire
YNd7	YN	d	Clk Num 7	Non nécessaire
Yd11	O	d	Clk Num 11	Non nécessaire

Suite du tableau à la page suivante

Couplage du transformateur	Type enroulement 1	Type enroulement 2	Indice horaire	Élimination courant homopolaire
YNd11	YN	d	Clk Num 11	Non nécessaire
Dd0	D	d	Clk Num 0	Non nécessaire
Dd2	D	d	Clk Num 2	Non nécessaire
Dd4	D	d	Clk Num 4	Non nécessaire
Dd6	D	d	Clk Num 6	Non nécessaire
Dd8	D	d	Clk Num 8	Non nécessaire
Dd10	D	d	Clk Num 10	Non nécessaire
Dy1	D	y	Clk Num 1	Non nécessaire
Dyn1	D	yn	Clk Num 1	Non nécessaire
Dy5	D	y	Clk Num 5	Non nécessaire
Dyn5	D	yn	Clk Num 5	Non nécessaire
Dy7	D	y	Clk Num 7	Non nécessaire
Dyn7	D	yn	Clk Num 7	Non nécessaire
Dy11	D	y	Clk Num 11	Non nécessaire
Dyn11	D	yn	Clk Num 11	Non nécessaire
Yz1	O	z	Clk Num 1	Non nécessaire
YNz1	YN	z	Clk Num 1	Non nécessaire
YNzn1	YN	zn	Clk Num 1	Côté BT
Yzn1	O	zn	Clk Num 1	Non nécessaire
Yz5	O	z	Clk Num 5	Non nécessaire
YNz5	YN	z	Clk Num 5	Non nécessaire
YNzn5	YN	zn	Clk Num 5	Côté BT
Yzn5	O	zn	Clk Num 5	Non nécessaire
Yz7	O	z	Clk Num 7	Non nécessaire
YNz7	YN	z	Clk Num 7	Non nécessaire
YNzn7	YN	zn	Clk Num 7	Côté BT
Yzn7	O	zn	Clk Num 7	Non nécessaire
Yz11	O	z	Clk Num 11	Non nécessaire
YNz11	YN	z	Clk Num 11	Non nécessaire
YNzn11	YN	zn	Clk Num 11	Côté BT
Yzn11	O	zn	Clk Num 11	Non nécessaire
Zy1	Z	y	Clk Num 1	Non nécessaire
Zyn1	Z	yn	Clk Num 1	Non nécessaire
ZNyn1	ZN	yn	Clk Num 1	Côté HT
ZNy1	ZN	y	Clk Num 1	Non nécessaire
Zy5	Z	y	Clk Num 5	Non nécessaire
Zyn5	Z	yn	Clk Num 5	Non nécessaire
ZNyn5	ZN	yn	Clk Num 5	Côté HT
ZNy5	ZN	y	Clk Num 5	Non nécessaire

Suite du tableau à la page suivante

Couplage du transformateur	Type enroulement 1	Type enroulement 2	Indice horaire	Élimination courant homopolaire
Zy7	Z	y	Clk Num 7	Non nécessaire
Zyn7	Z	yn	Clk Num 7	Non nécessaire
ZNyn7	ZN	yn	Clk Num 7	Côté HT
ZNy7	ZN	y	Clk Num 7	Non nécessaire
Zy11	Z	y	Clk Num 11	Non nécessaire
Zyn11	Z	yn	Clk Num 11	Non nécessaire
ZNyn11	ZN	yn	Clk Num 11	Côté HT
ZNy11	ZN	y	Clk Num 11	Non nécessaire
Dz0	D	z	Clk Num 0	Non nécessaire
Dzn0	D	zn	Clk Num 0	Côté BT
Dz2	D	z	Clk Num 2	Non nécessaire
Dzn2	D	zn	Clk Num 2	Non nécessaire
Dz4	D	z	Clk Num 4	Non nécessaire
Dzn4	D	zn	Clk Num 4	Non nécessaire
Dz6	D	z	Clk Num 6	Non nécessaire
Dzn6	D	zn	Clk Num 6	Côté BT
Dz8	D	z	Clk Num 8	Non nécessaire
Dzn8	D	zn	Clk Num 8	Non nécessaire
Dz10	D	z	Clk Num 10	Non nécessaire
Dzn10	D	zn	Clk Num 10	Non nécessaire
Zd0	Z	d	Clk Num 0	Non nécessaire
ZNd0	ZN	d	Clk Num 0	Côté HT
Zd2	Z	d	Clk Num 2	Non nécessaire
ZNd2	ZN	d	Clk Num 2	Non nécessaire
Zd4	Z	d	Clk Num 4	Non nécessaire
ZNd4	ZN	d	Clk Num 4	Non nécessaire
Zd6	Z	d	Clk Num 6	Non nécessaire
ZNd6	ZN	d	Clk Num 6	Côté HT
Zd8	Z	d	Clk Num 8	Non nécessaire
ZNd8	ZN	d	Clk Num 8	Non nécessaire
Zd10	Z	d	Clk Num 10	Non nécessaire
ZNd10	ZN	d	Clk Num 10	Non nécessaire
Zz0	Z	z	Clk Num 0	Non nécessaire
ZNz0	ZN	z	Clk Num 0	Côté HT
ZNzn0	ZN	zn	Clk Num 0	Côté HT et BT
Zzn0	Z	zn	Clk Num 0	Côté BT
Zz2	Z	z	Clk Num 2	Non nécessaire
ZNz2	ZN	z	Clk Num 2	Non nécessaire
ZNzn2	ZN	zn	Clk Num 2	Non nécessaire

Suite du tableau à la page suivante

Couplage du transformateur	Type enroulement 1	Type enroulement 2	Indice horaire	Élimination courant homopolaire
Zzn2	Z	zn	Clk Num 2	Non nécessaire
Zz4	Z	z	Clk Num 4	Non nécessaire
ZNz4	ZN	z	Clk Num 4	Non nécessaire
ZNzn4	ZN	zn	Clk Num 4	Non nécessaire
Zzn4	Z	zn	Clk Num 4	Non nécessaire
Zz6	Z	z	Clk Num 6	Non nécessaire
ZNz6	ZN	z	Clk Num 6	Côté HT
ZNzn6	ZN	zn	Clk Num 6	Côté HT et BT
Zzn6	Z	zn	Clk Num 6	Côté BT
Zz8	Z	z	Clk Num 8	Non nécessaire
ZNz8	ZN	z	Clk Num 8	Non nécessaire
ZNzn8	ZN	zn	Clk Num 8	Non nécessaire
Zzn8	Z	zn	Clk Num 8	Non nécessaire
Zz10	Z	z	Clk Num 10	Non nécessaire
ZNz10	ZN	z	Clk Num 10	Non nécessaire
ZNzn10	ZN	zn	Clk Num 10	Non nécessaire
Zzn10	Z	zn	Clk Num 10	Non nécessaire
Yy0	O	y	Clk Num 0	Non nécessaire
YNy0	YN	y	Clk Num 0	Côté HT
YNyn0	YN	yn	Clk Num 0	Côté HT et BT
Yyn0	O	yn	Clk Num 0	Côté BT
Yy2	O	y	Clk Num 2	Non nécessaire
YNy2	YN	y	Clk Num 2	Non nécessaire
YNyn2	YN	yn	Clk Num 2	Non nécessaire
Yyn2	O	yn	Clk Num 2	Non nécessaire
Yy4	O	y	Clk Num 4	Non nécessaire
YNy4	YN	y	Clk Num 4	Non nécessaire
YNyn4	YN	yn	Clk Num 4	Non nécessaire
Yyn4	O	yn	Clk Num 4	Non nécessaire
Yy6	O	y	Clk Num 6	Non nécessaire
YNy6	YN	y	Clk Num 6	Côté HT
YNyn6	YN	yn	Clk Num 6	Côté HT et BT
Yyn6	O	yn	Clk Num 6	Côté BT
Yy8	O	y	Clk Num 8	Non nécessaire
YNy8	YN	y	Clk Num 8	Non nécessaire
YNyn8	YN	yn	Clk Num 8	Non nécessaire
Yyn8	O	yn	Clk Num 8	Non nécessaire
Yy10	O	y	Clk Num 10	Non nécessaire
YNy10	YN	y	Clk Num 10	Non nécessaire

Suite du tableau à la page suivante

Couplage du transformateur	Type enroulement 1	Type enroulement 2	Indice horaire	Élimination courant homopolaire
YNyn10	YN	yn	Clk Num 10	Non nécessaire
Yyn10	O	yn	Clk Num 10	Non nécessaire
Yd1	O	d	Clk Num 1	Non nécessaire
YNd1	YN	d	Clk Num 1	Non nécessaire
Yd5	O	d	Clk Num 5	Non nécessaire
YNd5	YN	d	Clk Num 5	Non nécessaire
Yd7	O	d	Clk Num 7	Non nécessaire
YNd7	YN	d	Clk Num 7	Non nécessaire
Yd11	O	d	Clk Num 11	Non nécessaire
YNd11	YN	d	Clk Num 11	Non nécessaire
Dd0	D	d	Clk Num 0	Non nécessaire
Dd2	D	d	Clk Num 2	Non nécessaire
Dd4	D	d	Clk Num 4	Non nécessaire
Dd6	D	d	Clk Num 6	Non nécessaire
Dd8	D	d	Clk Num 8	Non nécessaire
Dd10	D	d	Clk Num 10	Non nécessaire
Dy1	D	y	Clk Num 1	Non nécessaire
Dyn1	D	yn	Clk Num 1	Non nécessaire
Dy5	D	y	Clk Num 5	Non nécessaire
Dyn5	D	yn	Clk Num 5	Non nécessaire
Dy7	D	y	Clk Num 7	Non nécessaire
Dyn7	D	yn	Clk Num 7	Non nécessaire
Dy11	D	y	Clk Num 11	Non nécessaire
Dyn11	D	yn	Clk Num 11	Non nécessaire
Yz1	O	z	Clk Num 1	Non nécessaire
YNz1	YN	z	Clk Num 1	Non nécessaire
YNzn1	YN	zn	Clk Num 1	Côté BT
Yzn1	O	zn	Clk Num 1	Non nécessaire
Yz5	O	z	Clk Num 5	Non nécessaire
YNz5	YN	z	Clk Num 5	Non nécessaire
YNzn5	YN	zn	Clk Num 5	Côté BT
Yzn5	O	zn	Clk Num 5	Non nécessaire
Yz7	O	z	Clk Num 7	Non nécessaire
YNz7	YN	z	Clk Num 7	Non nécessaire
YNzn7	YN	zn	Clk Num 7	Côté BT
Yzn7	O	zn	Clk Num 7	Non nécessaire
Yz11	O	z	Clk Num 11	Non nécessaire
YNz11	YN	z	Clk Num 11	Non nécessaire
YNzn11	YN	zn	Clk Num 11	Côté BT

Suite du tableau à la page suivante

Couplage du transformateur	Type enroulement 1	Type enroulement 2	Indice horaire	Élimination courant homopolaire
Yzn11	O	zn	Clk Num 11	Non nécessaire
Zy1	Z	y	Clk Num 1	Non nécessaire
Zyn1	Z	yn	Clk Num 1	Non nécessaire
ZNyn1	ZN	yn	Clk Num 1	Côté HT
ZNy1	ZN	y	Clk Num 1	Non nécessaire
Zy5	Z	y	Clk Num 5	Non nécessaire
Zyn5	Z	yn	Clk Num 5	Non nécessaire
ZNyn5	ZN	yn	Clk Num 5	Côté HT
ZNy5	ZN	y	Clk Num 5	Non nécessaire
Zy7	Z	y	Clk Num 7	Non nécessaire
Zyn7	Z	yn	Clk Num 7	Non nécessaire
ZNyn7	ZN	yn	Clk Num 7	Côté HT
ZNy7	ZN	y	Clk Num 7	Non nécessaire
Yy0	O	y	Clk Num 0	Non nécessaire

Mise en service

Les paramètres corrects, qui sont *CT connection type*, *Winding 1 type*, *Winding 2 type* et *Clock number*, de la compensation du groupe de connexion peuvent être vérifiés en surveillant les valeurs d'angle `I_ANGL_A1_B1`, `I_ANGL_B1_C1`, `I_ANGL_C1_A1`, `I_ANGL_A2_B2`, `I_ANGL_B2_C2`, `I_ANGL_C2_A2`, `I_ANGL_A1_A2`, `I_ANGL_B1_B2` et `I_ANGL_C1_C2` au cours de l'injection du courant dans le transformateur. Ces valeurs d'angle sont calculées à partir des courants compensés. Voir la description du signal dans le tableau des données surveillées.

Lorsqu'un transformateur de service de station est disponible, il peut être utilisé pour fournir du courant aux enroulements du côté haute tension alors que les enroulements du côté basse tension sont court-circuités. De cette façon, le courant peut circuler dans les enroulements haute tension et basse tension. Les signaux de mise en service peuvent également être fournis par d'autres moyens. Le courant minimum pour permettre la surveillance du courant de phase et de l'angle est de 0,015 I_r.

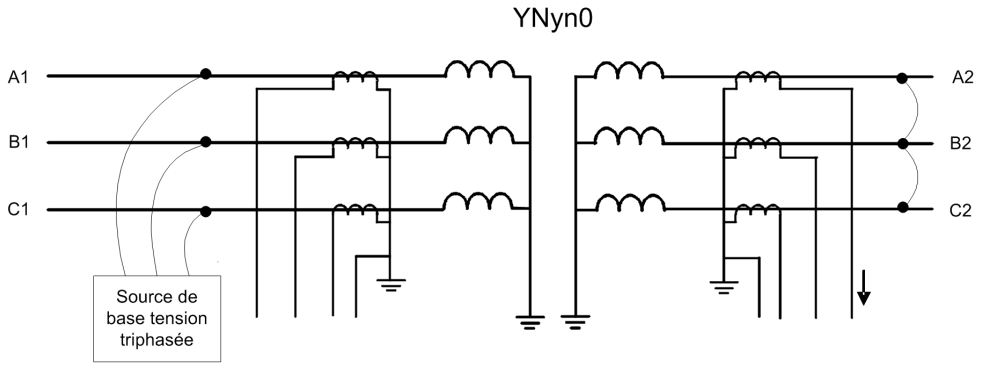


Figure 270: Montage de test basse tension. La source de basse tension triphasée peut être le transformateur de service de la station.

Le paramètre de réglage de la commande *Tapped winding* (enroulement à prises) doit être réglé sur « Not in use » pour s'assurer que les valeurs de courant surveillées ne sont pas mises à l'échelle par l'adaptation automatique à la position du changeur de prises. Lorsque seules les valeurs d'angle sont requises, le paramètre *Tapped winding* n'est pas nécessaire puisque les valeurs d'angle ne sont pas affectées par l'adaptation de la position du changeur de prises.

Lors de l'injection des courants dans l'enroulement haute tension, les valeurs des angles `I_ANGL_A1_B1`, `I_ANGL_B1_C1`, `I_ANGL_C1_A1`, `I_ANGL_A2_B2`, `I_ANGL_B2_C2` et `I_ANGL_C2_A2` doivent afficher +120 degrés. Sinon, l'ordre des phases peut être erroné ou la polarité d'un transformateur de courant est différente des polarités des autres transformateurs de courant du même côté.

Si les valeurs des angles `I_ANGL_A1_B1`, `I_ANGL_B1_C1` et `I_ANGL_C1_A1` indiquent -120 degrés, l'ordre des phases est incorrect du côté haute tension. Si les valeurs des angles `I_ANGL_A2_B2`, `I_ANGL_B2_C2` et `I_ANGL_C2_A2` indiquent -120 degrés, l'ordre des phases est incorrect du côté basse tension. Si les valeurs des angles `I_ANGL_A1_B1`, `I_ANGL_B1_C1` et `I_ANGL_C1_A1` n'affichent pas la même valeur de +120 degrés, un transformateur de courant peut avoir la mauvaise polarité. Par exemple, si la polarité du transformateur de courant mesurant IL2 n'est pas la bonne, `I_ANGL_A1_B1` affiche -60 degrés, `I_ANGL_B1_C1` affiche -60 degrés et `I_ANGL_C1_A1` affiche +120 degrés.

Lorsque l'ordre des phases et les valeurs des angles sont corrects, les valeurs des angles `I_ANGL_A1_A2`, `I_ANGL_B1_B2` et `I_ANGL_C1_C2` affichent généralement ±180 degrés. Il peut y avoir plusieurs raisons si les valeurs des angles ne sont pas ±180 degrés. Si les valeurs sont 0 degrés, la valeur donnée pour *CT connection type* est probablement incorrecte. Si les valeurs d'angle sont différentes, la valeur *Clock number* peut être erronée. Une autre raison peut être que la combinaison de *Winding 1 type* et *Winding 2 type* ne correspond pas à *Clock number*. Cela signifie que le groupe de connexion résultant n'est pas pris en charge.

Exemple

Si *Winding 1 type* est défini sur « Y », *Winding 2 type* est défini sur « y » et *Clock number* est défini sur « Clk num 1 », le groupe de connexion résultant « Yy1 » est une combinaison non prise en charge. De même, si *Winding 1 type* est défini sur « Y », *Winding 2 type* est défini sur « d » et *Clock number* est défini sur « Clk num 0 », le groupe de connexion résultant « Yd0 » est une combinaison non prise en charge. L'ensemble des combinaisons non prises en charge des paramètres *Winding 1 type*, *Winding 2 type* et *Clock number* entraînent la compensation par défaut du groupe de connexion qui est « Yy0 ».

Recommandations pour les transformateurs de courant

Plus l'objet à protéger est important, plus il faut prêter attention aux transformateurs de courant. Il n'est normalement pas possible de régler les transformateurs de courant de sorte qu'ils répètent les courants avec des composantes CC de grande amplitude sans saturer lorsque le flux résiduel du transformateur de courant est élevé. La fonction TR2PTDF fonctionne de façon fiable même si les transformateurs de courant sont partiellement saturés.

La classe de précision recommandée pour les transformateurs de courant à utiliser avec TR2PTDF est 5P, dans laquelle la limite de l'erreur de courant pour le courant primaire assigné est de 1 pour cent et la limite du déphasage est de 60 minutes. La limite de l'erreur composée pour le courant primaire de limite de précision assigné est de 5 pour cent.

La valeur approchée du facteur limite de précision F_a correspondant à la charge réelle du transformateur de courant peut être calculée en fonction du facteur limite de précision assigné F_n pour la charge assignée, de la charge assignée S_n, de la charge interne S_{in}et de la charge réelle S_a du transformateur de courant.

$$F_a = F_n \times \frac{S_{in} + S_n}{S_{in} + S_a}$$

(Équation 78)

F_a la valeur approchée du facteur limite de précision (ALF) correspondant à la charge réelle du TC

F_n le facteur limite de précision assigné pour la charge assignée du transformateur de courant

S_n la charge assignée du transformateur de courant

S_{in} la charge interne du transformateur de courant

S_a la charge réelle du transformateur de courant

Exemple 1

La charge assignée S_n du transformateur de courant 5P20 est de 10 VA, le courant secondaire assigné est de 5 A, la résistance interne R_{in}= 0,07 Ω et le facteur limite de précision F_n correspondant à la charge assignée est de 20 (5P20). Par conséquent, la charge interne du transformateur de courant est S_{in}= (5 A)^2 * 0,07 Ω = 1,75 VA.

L'impédance d'entrée du relais de protection pour un courant assigné de 5 A est < 20 mΩ. Si les conducteurs de mesure ont une résistance de 0,113 Ω, la charge réelle du transformateur de courant est S_a=(5 A)^2 * (0,113 + 0,020) Ω = 3,33 VA. Par conséquent, le facteur limite de précision F_a correspondant à la charge réelle est d'environ 46.

La charge réelle du TC peut augmenter considérablement pour un courant assigné de 5 A. La charge réelle du transformateur de courant diminue pour un courant assigné de 1 A tandis que la répétabilité augmente simultanément.

Lorsque des défauts se produisent dans la zone protégée, les courants peuvent être très élevés par rapport aux courants assignés des transformateurs de courant. En raison du seuil instantané du bloc fonctionnel différentiel, il suffit que les transformateurs de courant soient capables de répéter le courant requis pour le déclenchement instantané durant le premier cycle.

Par conséquent, les transformateurs de courant peuvent généralement reproduire le courant de défaut asymétrique sans saturer pendant les 10 ms suivant la survenue du défaut afin de garantir que les temps de fonctionnement du relais de protection respectent le temps de retard.

Les facteurs limites de précision correspondant à la charge réelle du transformateur de courant de phase à utiliser dans la protection différentielle respectent les exigences.

$$F_a > K_r \times Ik_{\max} \times (T_{dc} \times \omega \times (1 - e^{-T_m/T_{dc}}) + 1)$$

(Équation 79)

Ik_{max}	Le courant de défaut traversant maximum (en I_r) pour lequel la protection n'est pas autorisée à fonctionner
T_{cc}	la constante de temps CC primaire associée à Ik_{max}
ω	la pulsation, à savoir 2*π*fn
T_m	le temps pour atteindre la saturation, c'est à dire la durée de la transformation sans saturation
K_r	le facteur de rémanence 1/(1-r), où r est le flux rémanent maximum par unité de flux de saturation

Les facteurs limites de précision correspondant à la charge réelle du transformateur de courant de phase sont utilisés dans la protection différentielle.

Le paramètre *r* est la densité de flux rémanent maximale dans le noyau du TC par unité de densité de flux de saturation. La valeur du paramètre *r* dépend du matériau magnétique utilisé et de la construction du TC. Par exemple, si la valeur de *r* = 0,4, la densité de flux rémanent peut valoir 40 pour cent de la densité du flux de saturation. Il faut contacter le fabricant du TC lorsqu'une valeur précise du paramètre *r* est nécessaire. La valeur *r* = 0,4 est recommandée lorsqu'aucune valeur précise n'est disponible.

Le temps minimum pour atteindre la saturation T_m dans TR2PTDF vaut une demi période de cycle fondamental (10 ms lorsque fn = 50 Hz).

Deux cas types sont pris en compte pour la détermination du facteur limite de précision suffisant (F_a) :

1. Un défaut survenant sur le bus du poste :
   La protection doit être stable lors d'un défaut se produisant en situation de fonctionnement normal. La remise sous tension du transformateur en réponse à un défaut de bus génère des courants de défaut et des contraintes thermiques très élevés et cette méthode n'est donc pas privilégiée dans ce cas. Par conséquent, la rémanence peut être négligée.
   Le courant de défaut traversant maximum Ik_{max} est généralement de 10 I_r pour le transformateur principal d'un poste. En cas de défaut de court-circuit proche du transformateur d'alimentation, la constante de temps CC (T_{dc}) du courant de défaut est presque la même que celle du transformateur, la valeur typique étant 100 ms.

Ik_{max}	10 I_r
T_{cc}	100 ms
ω	100π Hz
T_m	10 ms
K_r	1

   Lorsque les valeurs sont remplacées dans l'équation 79, le résultat est le suivant :

   $$F_a > K_r \times Ik_{\max} \times (T_{dc} \times \omega \times (1 - e^{-T_m / T_{dc}}) + 1) \approx 40$$

2. Remise sous tension en réponse à un défaut survenant plus en aval dans le réseau : la protection doit également être stable durant le remise sous tension en réponse à un défaut sur la ligne. Dans ce cas, l'existence d'une rémanence est très probable. On suppose ici qu'elle est de 40 pour cent.
   D'un autre côté, le courant de défaut est maintenant plus faible et puisque le rapport de la résistance et la réactance est supérieur à cet endroit, il n'est pas possible d'avoir un décalage CC complet. En outre, la constante de temps CC (T_{dc}) du courant de défaut est maintenant plus faible, avec une valeur supposée de 50 ms ici.
   En faisant l'hypothèse d'un courant de défaut maximum inférieur de 30 pour cent par rapport au défaut de bus et d'un décalage CC de 90 pour cent au maximum.

Ik_{max}	0,7* 10 = 7 (I_r)
T_{cc}	50 ms
ω	100π Hz
T_m	10 ms

K_r	1/(1-0,4) = 1,6667

Lorsque les valeurs sont remplacées dans l'équation, le résultat est le suivant :

$$F_a > K_r \times Ik_{\max} \times 0.9 \times (T_{dc} \times \omega \times (1 - e^{-T_m / T_{dc}}) + 1) \approx 40$$

Si la charge réelle du transformateur de courant (S_a) dans l'équation 78 ne peut pas être réduite à un niveau assez bas pour fournir une valeur suffisante pour F_a, il existe deux possibilités pour gérer la situation :

- un TC avec une charge assignée plus élevée S_n peut être choisi (ce qui signifie également une limite de précision assignée F_n plus haute) ;
- un TC avec un courant primaire nominal I_{1n} plus élevé (mais la même charge assignée) peut être choisi.

Exemple 2

En supposant que les mesures correspondant à la deuxième possibilité ci-dessus sont prises afin d'améliorer le facteur limite de précision réel :

$$F_a = \frac{IrCT}{IrTR} \times F_n$$

(Équation 80)

IrTR	1000 A (courant assigné côté secondaire du transformateur de puissance)
IrCT	1500 A (courant primaire assigné du TC côté secondaire du transformateur)
F_n	30 (facteur limite de précision assigné du TC)
F_a	(IrCT / IrTR) * Fn (facteur limite de précision réel du fait du surdimensionnement du TC) = (1500/1000) * 30 = 45

Dans la fonction TR2PTDF, il est important que les facteurs limites de précision F_a des transformateurs de courant de phase des deux côtés correspondent les uns avec les autres, c'est à dire que les charges des transformateurs de courant des deux côtés soient le plus égales possible. Si des courants d'appel ou de démarrage avec des composantes CC de grande amplitude traversent l'objet protégé lorsqu'il est connecté au réseau, il faut porter une attention particulière aux performances et aux charges des transformateurs de courant et aux réglages du bloc fonctionnel.

4.3.2.6 Connexions TC et ajustement du rapport de transformation

Les connexions des transformateurs de courant primaire sont désignées en tant que « Type 1 » et « Type 2 ».

- Si les directions positives des courants de relais de protection des enroulements 1 et 2 sont opposées, le réglage du paramètre *CT connection type* est « Type 1 ».

Des exemples de connexion de « Type 1 » sont présentés à la Figure 271 et à la Figure 272.

- Si les directions positives des courants de relais de protection des enroulements 1 et 2 sont identiques, le réglage du paramètre *CT connection type* est « Type 2 ». Des exemples de connexion de « Type 2 » sont présentés à la Figure 273 et à la Figure 274.
- La valeur par défaut du paramètre *CT connection type* est « Type 1 ».

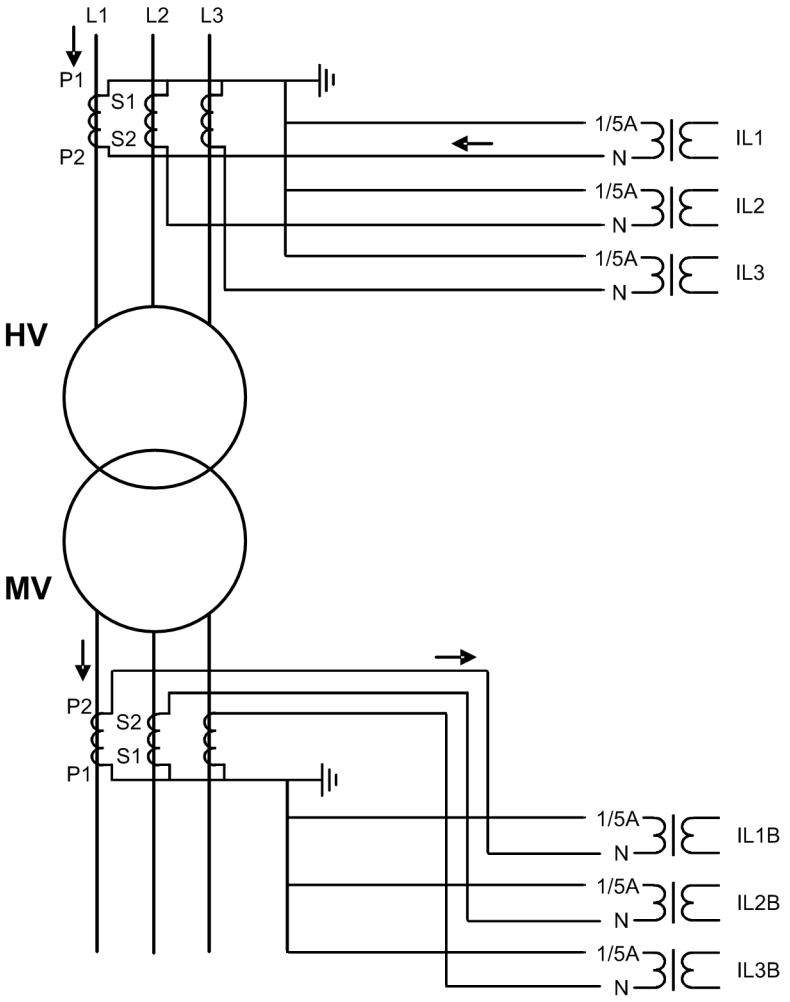


Figure 271: Exemple de connexion des transformateurs de courant de Type 1

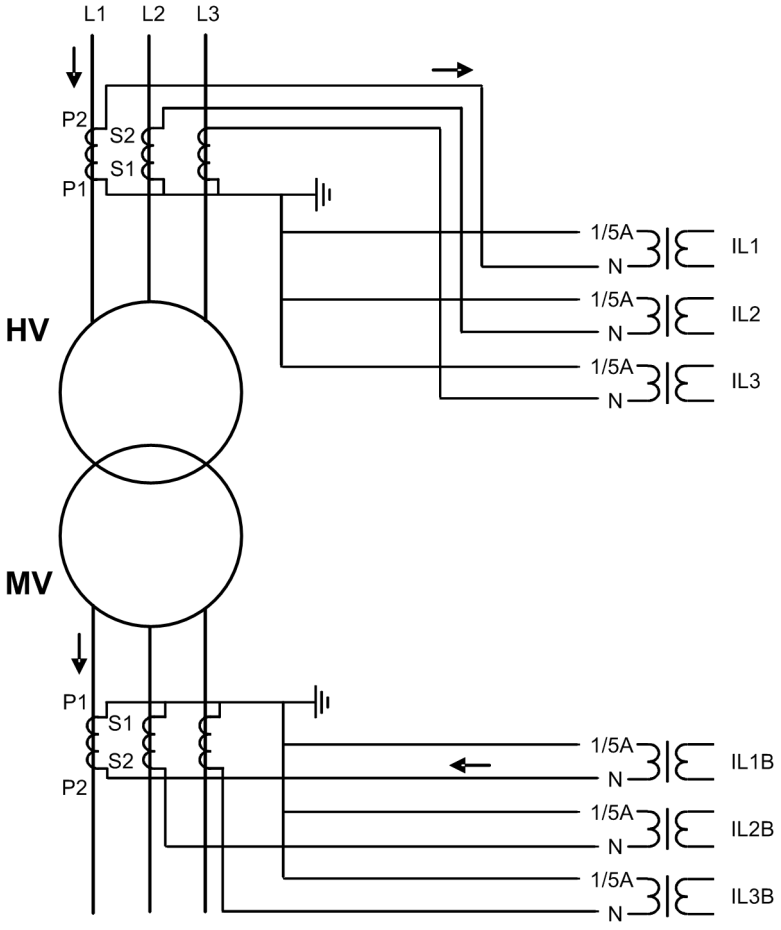


Figure 272: Autre exemple de connexion des transformateurs de courant de Type 1

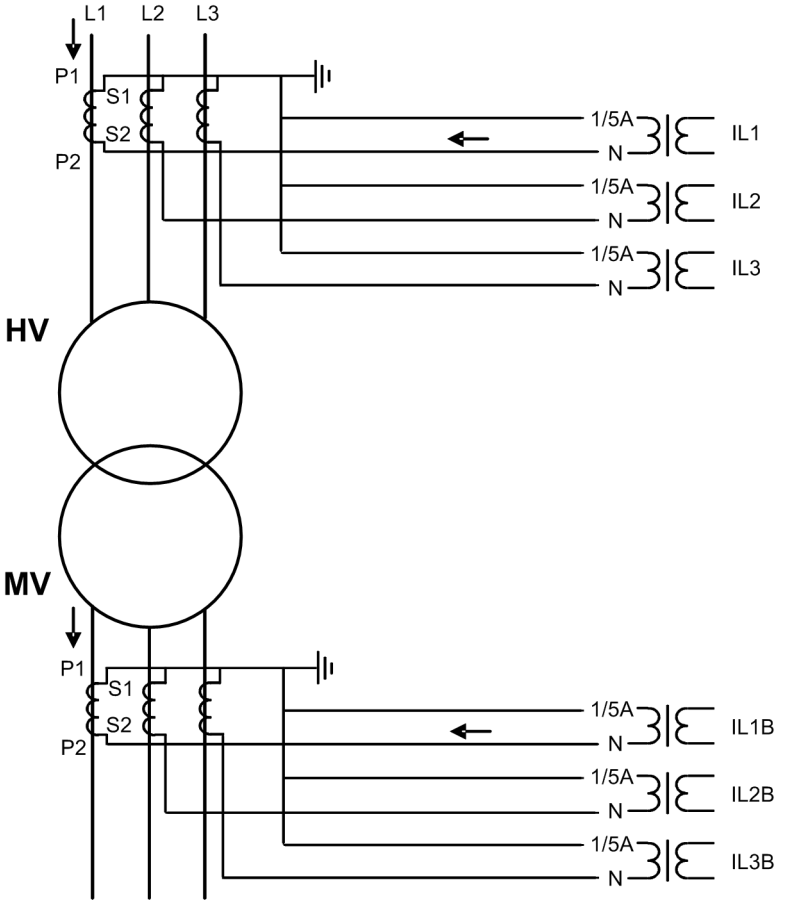


Figure 273: Connexion des transformateurs de courant de Type 2 et exemple des courants pendant un défaut externe

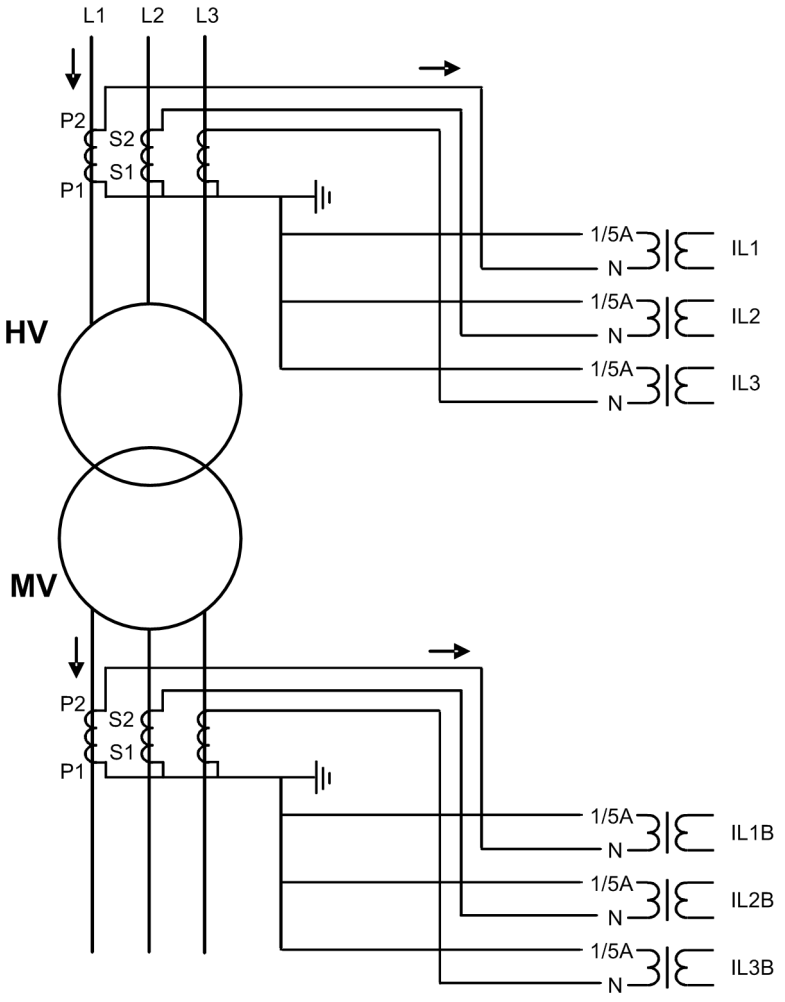


Figure 274: Autre exemple de connexion des transformateurs de courant de Type 2

Les courants secondaires du TC diffèrent souvent du courant assigné à la charge assignée du transformateur de puissance. Les rapports de transformation des TC peuvent être corrigés aux deux extrémités des transformateurs de puissance grâce aux paramètres *CT ratio Cor Wnd 1* et *CT ratio Cor Wnd 2*.

4.3.2.7 Signaux

Tableau 484: Signaux d'entrée TR2PTDF

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A1	SIGNAL	0	Courant primaire de phase A
I_B1	SIGNAL	0	Courant primaire de phase B
I_C1	SIGNAL	0	Courant primaire de phase C
I_A2	SIGNAL	0	Courant secondaire de phase A
Suite du tableau à la page suivante			

Nom	Type	Par défaut	Description
I_B2	SIGNAL	0	Courant secondaire de phase B
I_C2	SIGNAL	0	Courant secondaire de phase C
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Blocage
BLK_OPR_LS	BOOLÉEN	0 = Faux	Les blocs font fonctionner les sorties depuis le seuil polarisé
BLK_OPR_HS	BOOLÉEN	0 = Faux	Les blocs font fonctionner les sorties depuis le seuil instantané
TAP_POS	INT8	0	Indication de position de prise

Tableau 485: Signaux de sortie TR2PTDF

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement combiné
OPR_LS	BOOLÉEN	Fonctionnement depuis seuil bas
OPR_HS	BOOLÉEN	Fonctionnement depuis seuil haut
BLKD2H	BOOLÉEN	État du bloc de retenue de la seconde harmonique
BLKD5H	BOOLÉEN	État du bloc de retenue de la cinquième harmonique
BLKDWAV	BOOLÉEN	État du bloc de forme d'onde

4.3.2.8 Paramètres

Tableau 486: Paramètres de groupe TR2PTDF (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Valeur fonctionnement haute	500...3000	%Ir	10	1000	Réglage seuil instantané
Valeur de fonctionnement basse	5...50	%Ir	1	20	Réglage de base pour le fonctionnement polarisé
Pente section 2	10...50	%	1	30	Pente de la seconde ligne des caractéristiques de fonctionnement
Fin zone 2	100...500	%Ir	1	150	Point d'inflexion entre la deuxième et la troisième ligne des caractéristiques de fonctionnement
Mode limité	5 = Forme d'onde 6 = H2 + forme d'onde 8 = H5 + forme d'onde 9 = H2 + H5 + forme d'onde			9 = H2 + H5 + forme d'onde	Mode limité
Valeur démarrage H2	7...20	%	1	15	Seconde harmonique de rapport de blocage
Valeur démarrage H5	10...50	%	1	35	Cinquième harmonique de rapport de blocage

Tableau 487: Paramètres de groupe TR2PTDF (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Activation seuil haut	0 = Faux 1 = Vrai			1 = Vrai	Activation seuil haut
Pente section 3	10...100	%	1	100	Pente de la troisième ligne des caractéristiques de fonctionnement
Déblocage de la seconde harmonique	0 = Faux 1 = Vrai			1 = Vrai	Déblocage de la seconde harmonique en cas d'enclenchement sur défaut
Valeur arrêt H5	10...50	%	1	35	Cinquième harmonique de rapport de blocage
Déblocage de la cinquième harmonique	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Déblocage de la cinquième harmonique en cas de surtension grave

Tableau 488: Paramètres de non-groupe TR2PTDF (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Type de connexion TC	1 = Type 1 2 = Type 2			1 = Type 1	Type de connexion TC. Déterminé par les directions des transformateurs de courant connectés
Type enroulement 1	1 = Y 2 = YN 3 = D 4 = Z 5 = ZN			1 = Y	Raccord des enroulements côté HT
Type enroulement 2	1 = y 2 = yn 3 = d 4 = z 5 = zn			1 = y	Raccord des enroulements côté BT
Indice horaire	0 = Clk Num 0 1 = Clk Num 1 2 = Clk Num 2 4 = Clk Num 4 5 = Clk Num 5 6 = Clk Num 6 7 = Clk Num 7 8 = Clk Num 8 10 = Clk Num 10 11 = Clk Num 11			0 = Clk Num 0	Réglage du décalage de phase entre HT et BT avec un indice horaire pour la compensation des groupes de connexion (par ex. Dyn11 -> 11)
Élimination courant homopolaire	1 = Non éliminé 2 = Enroulement 1 3 = Enroulement 2 4 = Enroulement 1 et 2			1 = Non éliminé	Élimination du courant inverse
Cor Coeff TC Wnd 1	0,40...4,00		0,01	1,00	Correction rapport TC, enroulement 1
Cor Coeff TC Wnd 2	0,40...4,00		0,01	1,00	Correction rapport TC, enroulement 2

Tableau 489: Paramètres de non-groupe TR2PTDF (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Prise min d'enroulement	-36...36		1	36	Le numéro de position de prise résultant du nombre minimum de tours d'enroulement effectifs sur le côté du transformateur où se trouve le changeur de prises.
Prise max d'enroulement	-36...36		1	0	Le numéro de position de prise résultant du nombre maximum de tours d'enroulement effectifs sur le côté du transformateur où se trouve le changeur de prises.
Prise nominale	-36...36		1	18	La position nominale du changeur de prises résultant du rapport de transformation par défaut du transformateur (comme s'il n'y avait pas de changeur de prises)
Enroulement à prises	1 = Non utilisé 2 = Enroulement 1 3 = Enroulement 2			1 = Non utilisé	L'enroulement avec le changeur de prises est connecté au
Pas de prise	0,60...9,00	%	0,01	1,50	La variation en pourcentage de la tension correspondant à un pas du changeur de prises

4.3.2.9 Données surveillées

Tableau 490: Données surveillées TR2PTDF

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
OPR_A	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Phase de fonctionnement A
OPR_B	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Phase de fonctionnement B
OPR_C	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Phase de fonctionnement C
BLKD2H_A	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		État de la phase A du bloc de retenue de la seconde harmonique
BLKD2H_B	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		État de la phase B du bloc de retenue de la seconde harmonique
BLKD2H_C	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		État de la phase C du bloc de retenue de la seconde harmonique
BLKD5H_A	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		État de la phase A du bloc de retenue de la cinquième harmonique
BLKD5H_B	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		État de la phase B du bloc de retenue de la cinquième harmonique
BLKD5H_C	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		État de la phase C du bloc de retenue de la cinquième harmonique
Suite du tableau à la page suivante				

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
BLKDWAV_A	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		État de la phase A du bloc en forme d'onde
BLKDWAV_B	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		État de la phase B du bloc en forme d'onde
BLKDWAV_C	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		État de la phase C du bloc en forme d'onde
BLKD2HPHAR	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Blocage de retenue de deuxième harmonique pour PHAR LN, combiné
BLKD2HPHAR_A	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Blocage de retenue de deuxième harmonique pour PHAR LN, phase A
BLKD2HPHAR_B	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Blocage de retenue de deuxième harmonique pour PHAR LN, phase B
BLKD2HPHAR_C	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Blocage de retenue de deuxième harmonique pour PHAR LN, phase C
BLKD5HPHAR	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Blocage de retenue de cinquième harmonique pour PHAR LN, combiné
BLKD5HPHAR_A	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Blocage de retenue de cinquième harmonique pour PHAR LN, phase A
BLKD5HPHAR_B	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Blocage de retenue de cinquième harmonique pour PHAR LN, phase B
BLKD5HPHAR_C	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Blocage de retenue de cinquième harmonique pour PHAR LN, phase C
I_AMPL_A1	FLOAT32	0,00...40,00	xIr	Groupe de connexion courant primaire compensé phase A
I_AMPL_B1	FLOAT32	0,00...40,00	xIr	Groupe de connexion courant primaire compensé phase B
I_AMPL_C1	FLOAT32	0,00...40,00	xIr	Groupe de connexion courant primaire compensé phase C
I_AMPL_A2	FLOAT32	0,00...40,00	xIr	Groupe de connexion courant secondaire compensé phase A
I_AMPL_B2	FLOAT32	0,00...40,00	xIr	Groupe de connexion courant secondaire compensé phase B
I_AMPL_C2	FLOAT32	0,00...40,00	xIr	Groupe de connexion courant secondaire compensé phase C
ID_A	FLOAT32	0,00...80,00	xIr	Courant différentiel phase A
ID_B	FLOAT32	0,00...80,00	xIr	Courant différentiel phase B

Suite du tableau à la page suivante

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
ID_C	FLOAT32	0,00...80,00	xIr	Courant différentiel phase C
IB_A	FLOAT32	0,00...80,00	xIr	Courant de polarisation phase A
IB_B	FLOAT32	0,00...80,00	xIr	Courant de polarisation phase B
IB_C	FLOAT32	0,00...80,00	xIr	Courant de polarisation phase C
I_2H_RAT_A	FLOAT32	0,00...1,00		Rapport de courant différentiel de la deuxième harmonique, phase A
I_2H_RAT_B	FLOAT32	0,00...1,00		Rapport de courant différentiel de la deuxième harmonique, phase B
I_2H_RAT_C	FLOAT32	0,00...1,00		Rapport de courant différentiel de la deuxième harmonique, phase C
I_ANGL_A1_B1	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Courant d'angle de phase, phase A à B, enroulement 1
I_ANGL_B1_C1	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Courant d'angle de phase, phase B à C, enroulement 1
I_ANGL_C1_A1	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Courant d'angle de phase, phase C à A, enroulement 1
I_ANGL_A2_B2	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Courant d'angle de phase, phase A à B, enroulement 2
I_ANGL_B2_C2	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Courant d'angle de phase, phase B à C, enroulement 2
I_ANGL_C2_A2	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Courant d'angle de phase, phase C à A, enroulement 2
I_ANGL_A1_A2	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Courant différentiel d'angle de phase entre enroulement 1 et 2, phase A
I_ANGL_B1_B2	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Courant différentiel d'angle de phase entre enroulement 1 et 2, phase B
I_ANGL_C1_C2	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Courant différentiel d'angle de phase entre enroulement 1 et 2, phase C
I_5H_RAT_A	FLOAT32	0,00...1,00		Rapport de courant différentiel de la cinquième harmonique, phase A

Suite du tableau à la page suivante

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
I_5H_RAT_B	FLOAT32	0,00...1,00		Rapport de courant différentiel de la cinquième harmonique, phase B
I_5H_RAT_C	FLOAT32	0,00...1,00		Rapport de courant différentiel de la cinquième harmonique, phase C
TR2PTDF	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État
IL1-diff	FLOAT32	0,00...80,00		Amplitude mesurée du courant différentiel phase IL1
IL2-diff	FLOAT32	0,00...80,00		Amplitude mesurée du courant différentiel phase IL2
IL3-diff	FLOAT32	0,00...80,00		Amplitude mesurée du courant différentiel phase IL3
IL1-bias	FLOAT32	0,00...80,00		Amplitude mesurée du courant de polarisation phase IL1
IL2-bias	FLOAT32	0,00...80,00		Amplitude mesurée du courant de polarisation phase IL2
IL3-bias	FLOAT32	0,00...80,00		Amplitude mesurée du courant de polarisation phase IL3

4.3.2.10 Données techniques

Tableau 491: TR2PTDF - Données techniques

Caractéristique		Valeur		
Précision de déclenchement		En fonction de la fréquence du courant mesuré : f_n ±2 Hz		
		± 3,0 % de la valeur définie ou ± 0,002 × I_n		
Temps de démarrage[1)2)]		Minimum	Standard	Maximum
	Seuil bas Seuil haut	36 ms 21 ms	41 ms 22 ms	46 ms 24 ms
Temps de réinitialisation		Généralement 40 ms		
Taux de réinitialisation		Généralement 0,96		
Suppression des harmoniques		DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5, …		

1) Courant avant défaut = 0,0, f_n = 50 Hz, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie. Lorsque le courant différentiel = 2 × valeur de fonctionnement définie et f_n = 50 Hz.

4.3.2.11 Historique de révision technique

Tableau 492: Historique de révision technique TR2PTDF

Révision technique	Modifier
B	Blocages de forme d'onde et de cinquième harmonique transmises à l'ensemble de données d'évènement
C	Ajout du paramètre *Slope section 3*. Ajout de l'entrée `TAP_POS`

4.3.3 Protection différentielle numériquement stabilisée contre les défauts à la terre à basse impédance LREFPNDF

4.3.3.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection différentielle numérique stabilisée contre les défauts de terre à basse impédance	LREFPNDF	dIoLo>	87NL

4.3.3.2 Bloc fonctionnel

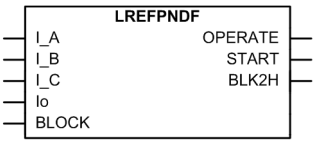


Figure 275: Bloc fonctionnel

4.3.3.3 Fonctionnalité

La fonction de protection limitée numériquement stabilisée contre les défauts à la terre à basse impédance LREFPNDF pour un transformateur à deux enroulements est basée sur le principe de courant différentiel numériquement stabilisé. Aucune résistance externe pour la stabilisation ou résistance non linéaire n'est nécessaire.

Les composantes fondamentales des courants sont utilisées pour calculer le courant résiduel des courants de phase, le courant neutre, les courants différentiels et les courants de stabilisation. Les caractéristiques de fonctionnement sont basées sur le temps défini.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Le deuxième harmonique du courant neutre est utilisé pour le blocage pendant la situation de courants d'appel du

transformateur. Si nécessaire, il est également possible de bloquer les sorties de la fonction, les temporisateurs ou la fonction elle-même.

4.3.3.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont "On" (activé) et "Off" (désactivé).

Le fonctionnement de LREFPNDF peut être décrit à l'aide d'un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

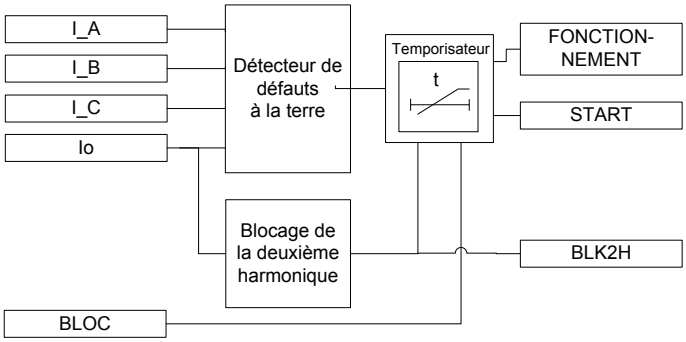


Figure 276: Schéma du module fonctionnel

Détecteur de défauts à la terre

Le fonctionnement est basé sur la comparaison de l'amplitude et de la différence de phase entre la somme des composantes de fréquence fondamentale des courants de phase (ΣI, courant résiduel) et la composante de fréquence fondamentale du courant de neutre (Io) circulant dans le conducteur entre le point neutre du transformateur ou de l'alternateur et la terre. Le courant différentiel est calculé comme la valeur absolue de la différence entre le courant résiduel, c'est à dire la somme des composantes de fréquence fondamentale des courants de phase I_A, I_B et I_C et du courant de neutre. Le courant différentiel directionnel ID_COSPHI est le produit du courant différentiel et de cosφ. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

$$ID_COSPHI = (\left|\overline{\Sigma I} - \bar{I}o\right|) \times \cos\varphi$$

(Équation 81)

$\overline{\Sigma I}$ Courant résiduel

φ Différence de phase entre le courant résiduel et le courant de neutre

$\bar{I}o$ Courant de neutre

Un défaut à la terre survenant dans la zone protégée, c'est à dire entre les TC de phase et le TC de connexion au neutre, génère un courant différentiel. Les sens, c'est à dire la différence de phase entre le courant résiduel et le courant de neutre, sont pris en compte dans les critères de fonctionnement pour maintenir la sélectivité. La valeur correcte de *CT connection type* (Type de connexion TC) est déterminée par les polarités de connexion du transformateur de courant.

Une incohérence de rapport de transformation entre le transformateur de courant de phase et le transformateur de courant de neutre (courant résiduel dans les réglages d'entrée analogique) est prise en compte par la fonction avec des valeurs de réglage d'entrée analogiques correctement définies.

Lors d'un défaut à la terre dans la zone protégée, les courants ΣI et Io sont dirigés vers la zone protégée. Le facteur cosφ vaut 1 lorsque la différence de phase entre le courant résiduel et le courant de neutre est de 180 degrés, c'est à dire lorsque les courants sont de sens opposés lors de défauts à la terre dans la zone protégée. De façon similaire, ID_COSPHI est spécifié sur 0 lorsque la différence de phase entre le courant résiduel et le courant de neutre est inférieure à 90 degrés dans des situations où il n'y a pas de défaut à la terre dans la zone protégée. Par conséquent, un déclenchement est uniquement possible lorsque la différence de phase entre le courant résiduel et le courant de neutre est supérieure à 90 degrés.

Le courant de stabilisation IB utilisé par le principe de courant de stabilisation est calculé comme la moyenne des courants de phase dans les enroulements à protéger. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

$$IB = \frac{\left|\overline{I_A}\right| + \left|\overline{I_B}\right| + \left|\overline{I_C}\right|}{3}$$

(Équation 82)

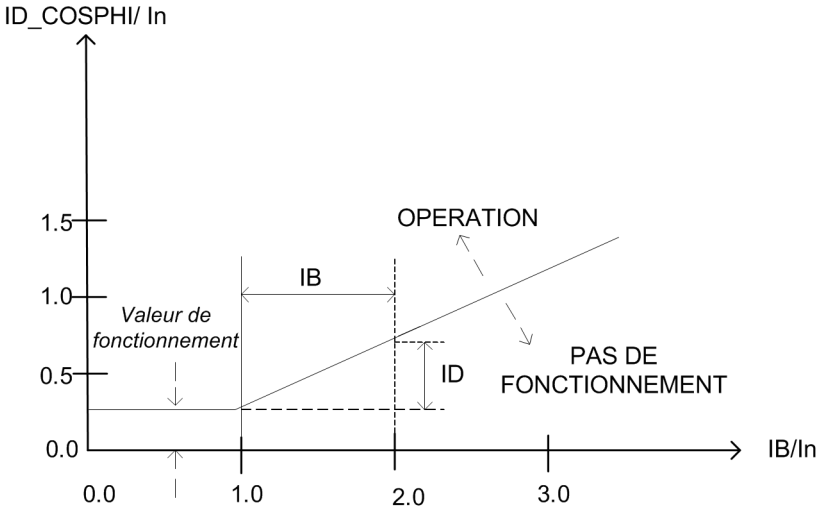


Figure 277: Caractéristiques de fonctionnement de la fonction de protection différentielle de terre stabilisée

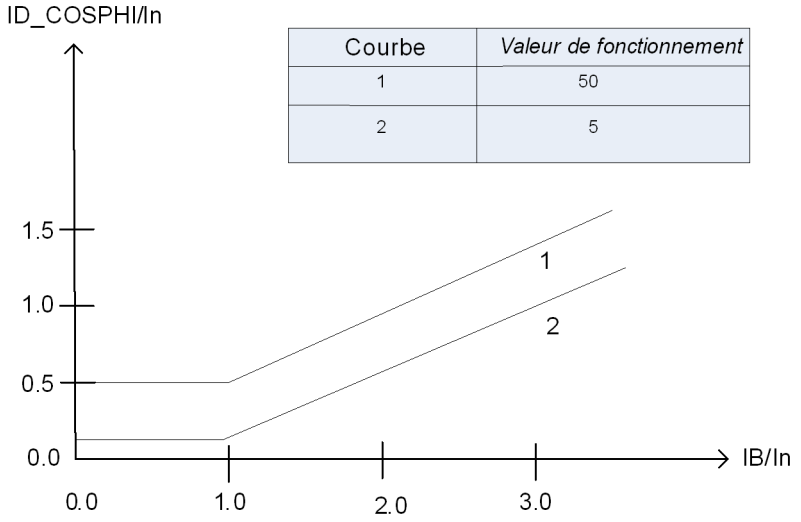


Figure 278: Plage de réglage des caractéristiques de fonctionnement pour le principe de courant différentiel stabilisé de la fonction de protection contre les défauts à la terre

Le réglage *Operate value* (Seuil de fonctionnement) est utilisé pour définir les caractéristiques de la fonction. La valeur du courant différentiel requise pour le déclenchement est constante pour les valeurs de courant de stabilisation 0,0 < IB/In < 1,0, où In est le courant nominal et In dans ce contexte représente la valeur nominale des entrées de courant de phase. Lorsque le courant de stabilisation est supérieur à 1,0, la pente de la caractéristique de fonctionnement (ID/IB) est constante à 50 pour cent. Des caractéristiques de fonctionnement différentes sont possibles selon le réglage *Operate value* (Seuil de fonctionnement).

Pour la protection du déclenchement, le courant de neutre mesuré doit être supérieur à 4 pour cent. Lorsque la condition est satisfaite, le courant de neutre mesuré doit rester au-dessus de 2 pour cent, sinon la temporisation de réinitialisation est démarrée.

Pour calculer le courant différentiel directionnel ID_COSPHI, l'amplitude de la fréquence fondamentale du courant résiduel et du courant de neutre doit être supérieure à 4 pour cent de In. Si à un instant donné aucune condition n'est satisfaite ou seulement l'une d'entre elles l'est, le terme cosφ test forcé sur 1. Lorsque les conditions sont satisfaites, les deux courants doivent rester au-dessus de 2 pour cent de In pour permettre le calcul continu du terme cosφ.

Blocage de la deuxième harmonique

Ce module compare le rapport entre la deuxième harmonique du courant (I_0_2H) et I_0 à la valeur *Start value 2.H* (Seuil de démarrage 2.H) définie. Si la valeur du rapport (I_0_2H / I_0) dépasse la valeur définie, la sortie `BLK2H` est activée.

Le blocage empêche également un fonctionnement indésirable en cas de courants d'appel de récupération ou de magnétisation favorable. En cas de courant d'appel de récupération, le courant magnétisant du transformateur à protéger augmente momentanément lorsque la tension revient à la normale après l'élimination d'un

défaut en dehors de la zone protégée. Le courant d'appel favorable est causé par la mise sous tension d'un transformateur fonctionnant en parallèle avec le transformateur protégé connecté au réseau.

Le blocage de la deuxième harmonique est désactivé lorsque *Restraint mode* (Mode de retenue) est réglé sur "None" et activé lorsqu'il est réglé sur "Harmonic2".

Temporisateur

Une fois activé, le temporisateur active la sortie START. La caractéristique du temporisateur se base sur le mode fonctionnement défini (DT). Lorsque le temporisateur de fonctionnement atteint la valeur définie par *Minimum operate time* (Temps de fonctionnement minimum), la sortie OPERATE est activée. Si le défaut disparaît avant que le module ne puisse fonctionner, le temporisateur de fonctionnement est activé. Si le temporisateur de réinitialisation atteint la valeur définie par *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation), le temporisateur de réinitialisation se réinitialise et la sortie START est désactivée.

Le Temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et de la durée de fonctionnement définie. La valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée BLOCK et le réglage global **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée BLOCK peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de protection. L'influence de l'activation du signal BLOCK est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode "Freeze timers" (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé sur la valeur courante, mais la sortie OPERATE n'est pas désactivée lorsque le blocage est activé. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie OPERATE (Fonctionnement) n'est pas activée. L'activation de la sortie du signal de blocage de la deuxième harmonique BLK2H désactive la sortie OPERATE.

4.3.3.5 Application

Une protection contre les défauts de terre utilisant un élément à maximum de courant ne protège pas de manière adéquate l'enroulement du transformateur en général et l'enroulement en étoile en particulier.

La protection limitée contre les défauts de terre est principalement utilisée comme protection d'unité des enroulements de transformateur. LREFPNDF est une

protection sensible appliquée pour protéger l'enroulement en étoile d'un transformateur. Ce système de protection reste stable pour tous les défauts en dehors de la zone protégée.

LREFPNDF offre une plus grande sensibilité pour la détection des défauts de terre que la protection différentielle globale du transformateur. Il s'agit d'un système de protection d'unité à grande vitesse appliqué à l'enroulement en étoile du transformateur. LREFPNDF est normalement appliquée lorsque le transformateur est solidement mis à la terre ou lorsqu'il est mis à la terre par une résistance à basse impédance (NER). LREFPNDF peut également être appliquée sur le côté triangle du transformateur si un transformateur de mise à la terre (transformateur en zigzag) y est utilisé. Dans LREFPNDF, la différence entre la composante fondamentale des trois courants de phase et le courant de neutre est fournie à l'élément différentiel pour détecter le défaut de terre dans l'enroulement du transformateur sur la base du principe du courant différentiel stabilisé numériquement.

Raccordement des transformateurs de courant

Les raccordements des transformateurs de courant primaire sont désignés en tant que « Type 1 » et « Type 2 ».

- Si les sens positifs des courants de relais de protection des enroulements 1 et 2 sont opposés, le paramètre *CT connection type* est défini sur « Type 1 ». Les exemples de connexion de « Type 1 » sont illustrés aux figures 279 et 280.
- Si les sens positifs des courants de relais de protection des enroulements 1 et 2 sont identiques, le paramètre *CT connection type* est défini sur « Type 2 ». Les exemples de connexion de « Type 2 » sont illustrés aux figures 281 et 282.
- La valeur par défaut du paramètre *CT connection type* est « Type 1 ».

Si les mises à la terre des transformateurs de courant du côté phase et du côté neutre sont toutes deux situées à l'intérieur ou à l'extérieur de la zone à protéger, le paramètre de réglage *CT connection type* est défini sur « Type 1 ».

Si la mise à la terre des transformateurs de courant du côté phase se trouve à l'intérieur de la zone à protéger et le côté neutre à l'extérieur de la zone à protéger ou si la mise à la terre du côté phase se trouve à l'extérieur de la zone et le côté neutre à l'intérieur de la zone, le paramètre de réglage *CT connexion type* est défini sur « Type 2 ».

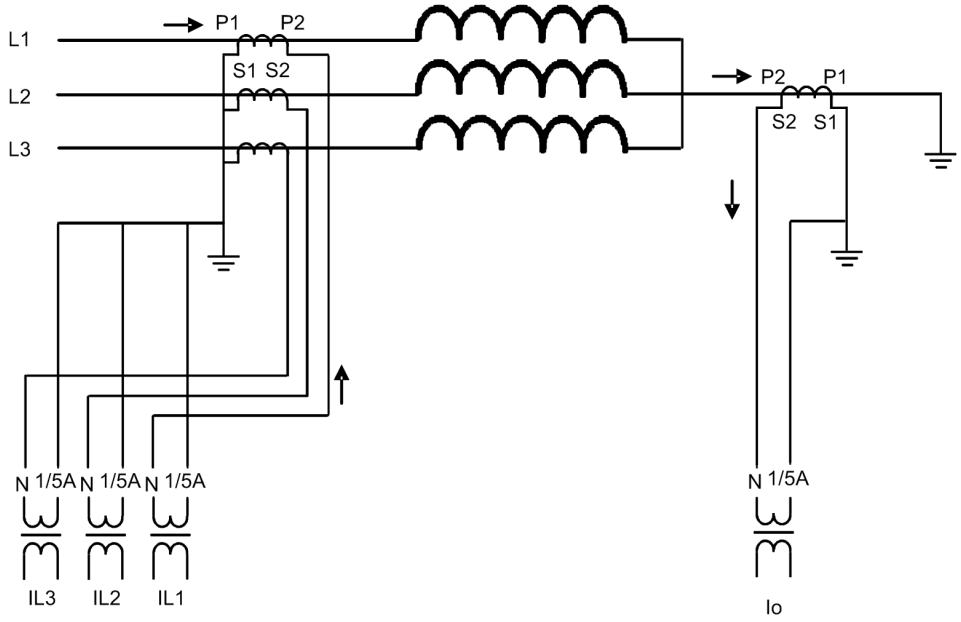


Figure 279: Connexion des transformateurs de courant de type 1. Les courants de phase et de neutre connectés vont dans des directions opposées en cas de défaut de terre externe. Les deux mises à la terre se trouvent à l'intérieur de la zone à protéger.

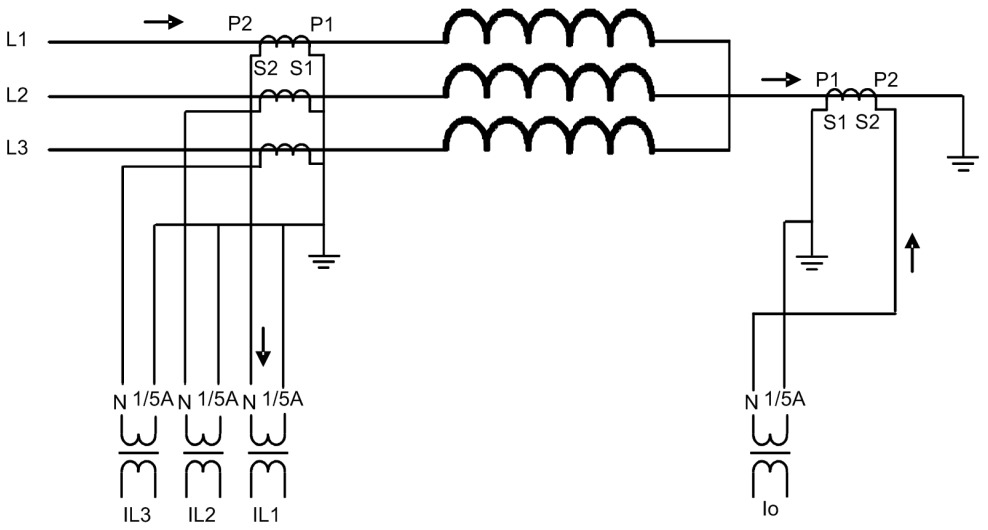


Figure 280: Connexion des transformateurs de courant de type 1. Les courants de phase et de neutre connectés vont dans des directions opposées en cas de défaut de terre externe. Les deux mises à la terre se trouvent en dehors de la zone à protéger.

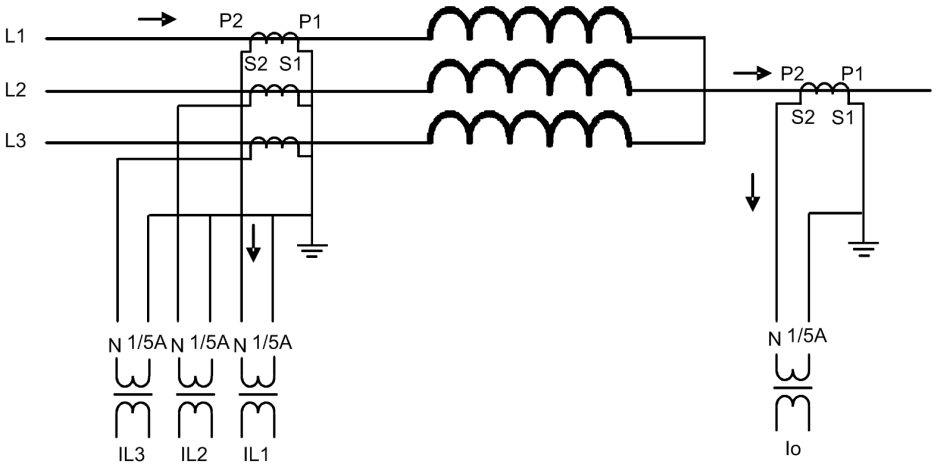


Figure 281: Connexion des transformateurs de courant de type 2. Les courants de phase et le courant de neutre vont dans la même direction dans une situation de défaut de terre externe. La mise à la terre de la phase se trouve à l'intérieur et celle du neutre est à l'extérieur de la zone à protéger.

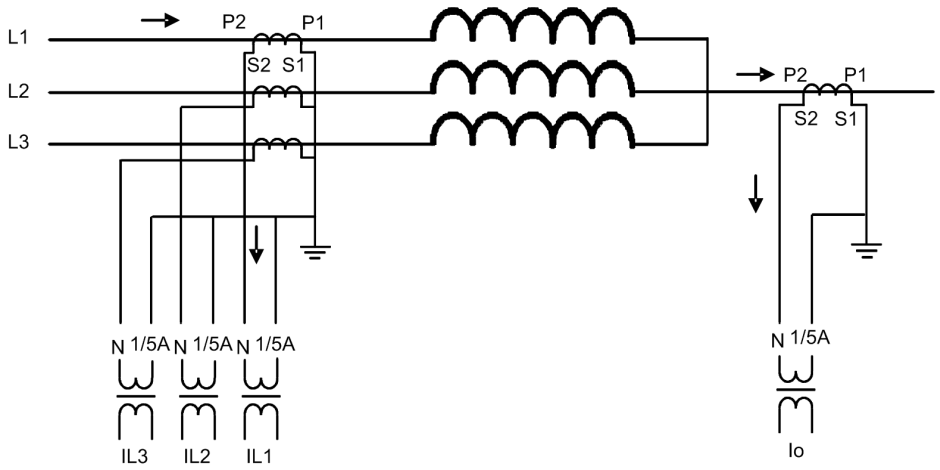


Figure 282: Connexion des transformateurs de courant de type 2. Les courants de phase et le courant de neutre vont dans la même direction dans une situation de défaut de terre externe. La mise à la terre de la phase se trouve à l'extérieur et celle du neutre à l'intérieur de la zone à protéger.

Défauts internes et externes

LREFPNDF ne répond à aucun défaut en dehors de la zone protégée. Un défaut externe est détecté en vérifiant la différence d'angle de phase du courant de neutre et la somme des courants de phase. Lorsque la différence est inférieure à 90 degrés, le fonctionnement est limité ou bloqué en interne. La protection n'est donc pas sensible à un défaut externe.

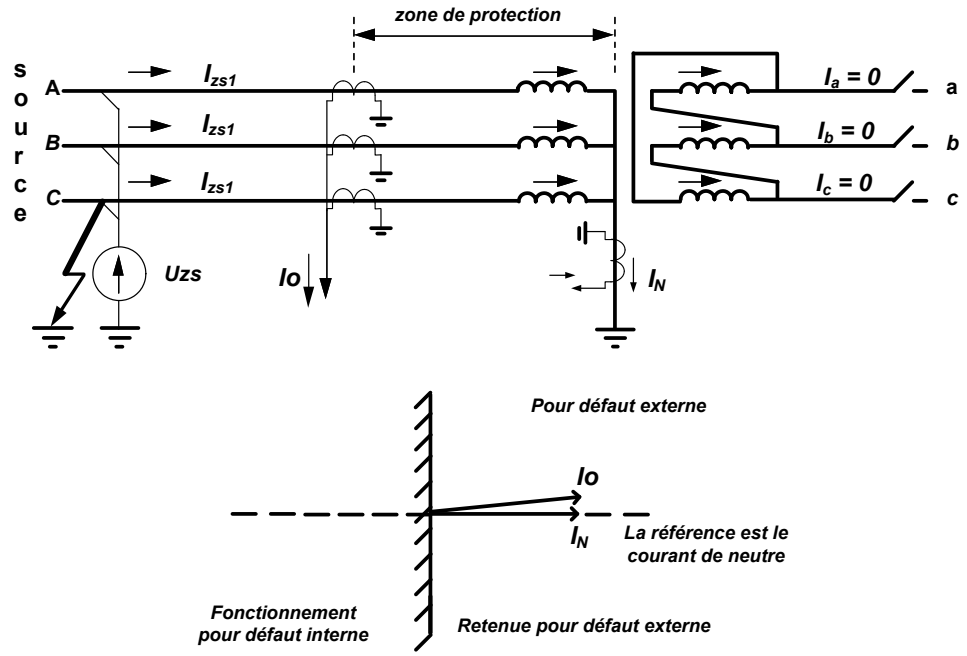


Figure 283: Circulation du courant dans tous les TC pour un défaut externe

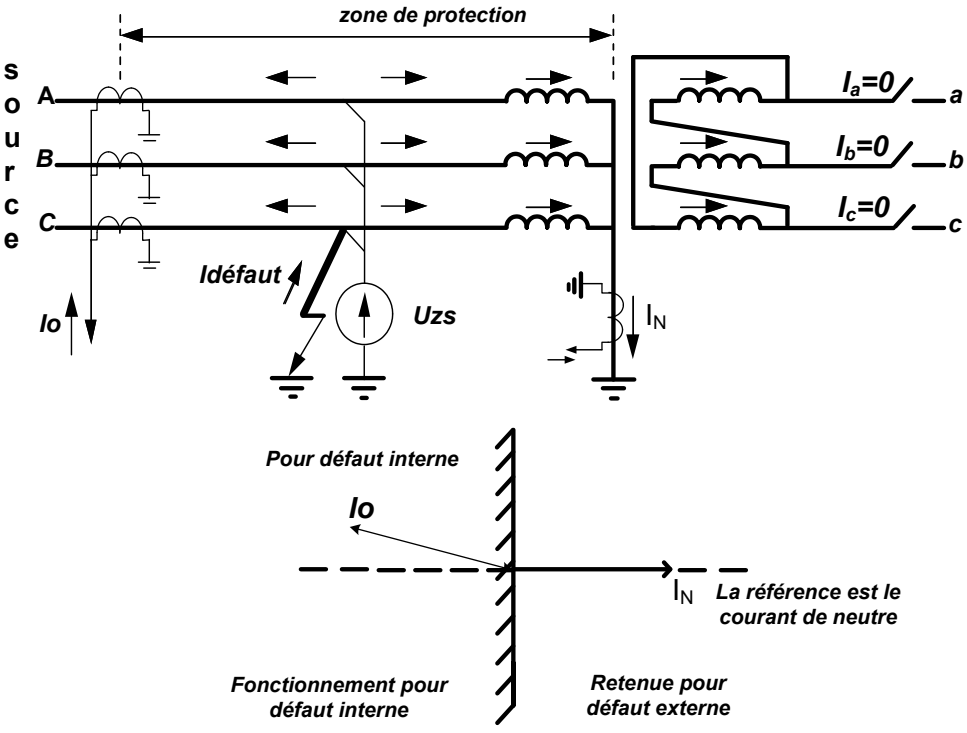


Figure 284: Circulation du courant dans tous les TC pour un défaut externe

LREFPNDF ne répond pas non plus aux défauts phase-phase, car dans ce cas, le courant de défaut circule entre les deux TC de ligne et le TC de neutre ne subit donc pas ce courant de défaut.

Blocage basé sur la deuxième harmonique du courant de neutre

Les courants d'appel magnétisants du transformateur se produisent lorsque le transformateur est mis sous tension après une période de hors tension. Le courant d'appel peut être plusieurs fois supérieur au courant assigné, et le temps de réduction de moitié peut aller jusqu'à plusieurs secondes. Pour le relais de protection différentielle, le courant d'appel représente le courant différentiel, ce qui fait que le relais de protection fonctionne presque toujours lorsque le transformateur est connecté au réseau. En général, le courant d'appel contient une grande quantité de secondes harmoniques.

Le blocage empêche également tout fonctionnement indésirable au niveau de la récupération et les courants d'appel magnétisants favorables. Lors du courant d'appel de récupération, le courant magnétisant du transformateur à protéger augmente momentanément lorsque la tension revient à la normale après l'élimination d'un défaut en dehors de la zone protégée. Le courant d'appel favorable est causé par la mise sous tension d'un transformateur fonctionnant en parallèle avec le transformateur protégé déjà connecté au réseau.

Le blocage du démarrage de la protection limitée contre les défauts de terre au niveau du courant d'appel magnétisant est basé sur le rapport de la deuxième harmonique et des amplitudes de la fréquence fondamentale du courant du neutre Io_2H / Io. Généralement, le contenu de la deuxième harmonique du courant de neutre au niveau du courant d'appel magnétisant est plus élevé que celui des courants de phase.

4.3.3.6 Signaux

Tableau 493: Signaux d'entrée LREFPNDF

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
Io	SIGNAL	0	Courant résiduel
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 494: Signaux de sortie LREFPNDF

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer
BLK2H	BOOLÉEN	Bloc de 2ème harmonique

4.3.3.7 Paramètres

Tableau 495: Paramètres de groupe LREFPNDF (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur de fonctionnement	5,0...50,0	%In	1,0	5,0	Valeur de fonctionnement

Tableau 496: Paramètres de groupe LREFPNDF (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temps min de fonctionnement	40...300000	ms	1	40	Temps minimal de fonctionnement
Mode de retenue	1=Aucun 2 = Harmonic2			1=Aucun	Mode de retenue
Valeur démarrage H2	10...50	%	1	50	Le rapport du deuxième harmonique et de la composante fondamentale nécessaire pour le blocage

Tableau 497: Paramètres de non-groupe LREFPNDF (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Type de connexion CT	1 = Type 1 2 = Type 2			2 = Type 2	Type de connexion TT

Tableau 498: Paramètres de non-groupe LREFPNDF (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation

4.3.3.8 Données surveillées

Tableau 499: Données surveillées LREFPNDF

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
RES2H	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Retenue harmonique 2
ID_COSPHI	FLOAT32	0,00 à 80,00	xIn	ID_COSPHI de courant différentiel directionnel
IB	FLOAT32	0,00 à 80,00	xIn	Courant de polarisation
LREFPNDF	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.3.3.9 Données techniques

Tableau 500: LREFPNDF - Données techniques

Caractéristique		Valeur		
Précision de mesure		En fonction de la fréquence du courant mesuré : f_n ±2 Hz		
		±2,5 % de la valeur définie ou ±0,002 x I_n		
Temps de démarrage[1)2)]	$I_{Défaut}$ = 2,0 × valeur de fonctionnement *Operate value* définie	Minimum	Standard	Maximum
		37 ms	41 ms	45 ms
Temps de réinitialisation		Généralement 40 ms		
Taux de réinitialisation		Généralement 0,96		
Temps de retard		<35 ms		
Précision du temps de fonctionnement en mode temps défini		±1,0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms		
Suppression des harmoniques		DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5, …		

1) Courant avant défaut = 0,0, f_n = 50 Hz, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie du signal

4.3.3.10 Historique de révision technique

Tableau 501: Historique de révision technique LREFPNDF

Révision technique	Modifier
B	Changement d'unité du paramètre *Start value 2.H* de %In à %.
C	Amélioration interne.

4.3.4 Protection différentielle contre les défauts à la terre à haute impédance HREFPDIF

4.3.4.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection différentielle de terre à haute impédance	HREFPDIF	dIoHi>	87NH

4.3.4.2 Bloc fonctionnel

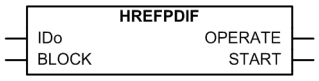


Figure 285: Bloc fonctionnel

4.3.4.3 Fonctionnalités

La fonction de protection différentielle contre les défauts à la terre à haute impédance, HREFPDIF, est utilisée pour la protection des générateurs et transformateurs de puissance contre les défauts à la terre à haute impédance.

Cette fonction démarre dès que le courant neutre différentiel dépasse la limite définie. La fonction HREFPDIF s'exécute avec la caractéristique DT.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si l'opérateur le souhaite, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur ou la fonction elle-même.

4.3.4.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont « On » (Activé) et « Off » (Désactivé).

Le fonctionnement de HREFPDIF peut être décrit à l'aide d'un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

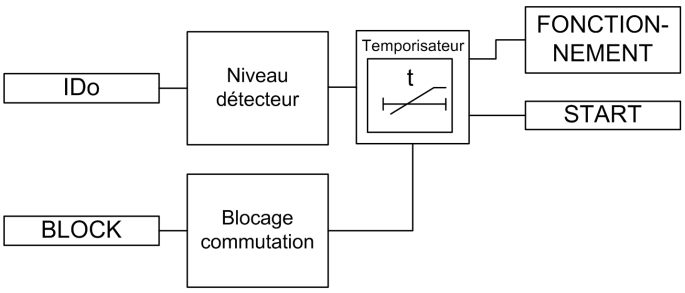


Figure 286: Schéma du module fonctionnel

Détecteur de niveau

Le détecteur de niveau compare le courant neutre différentiel IDo à la valeur établie du paramètre *Operate value* (Seuil de fonctionnement). Si le courant neutre différentiel dépasse la valeur du paramètre *Operate value* (Seuil de fonctionnement), le détecteur de niveau envoie un signal d'activation au module de temporisateur pour démarrer le temporisateur constant.

Temporisateur

Une fois activé, le temporisateur active la sortie START. La caractéristique du temporisateur se base sur le mode fonctionnement défini (DT). Lorsque le temporisateur de fonctionnement atteint la valeur définie par *Minimum operate time* (Temps de fonctionnement minimum), la sortie OPERATE est activée. Si le défaut disparaît avant que le module ne puisse fonctionner, le temporisateur de fonctionnement est activé. Si le temporisateur de réinitialisation atteint la valeur définie par le paramètre *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation), le temporisateur de fonctionnement se réinitialise et la sortie START est désactivée.

Le temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR qui indique le rapport entre la situation de démarrage et le temps de fonctionnement défini. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée BLOCK et le réglage global **Configurations/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée BLOCK peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée de communication horizontale ou un signal interne du programme du IED. L'influence de l'activation du signal BLOCK est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé à la valeur courante. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie OPERATE (Fonctionnement) n'est pas activée.

4.3.4.5 Application

Dans des systèmes solidement mis à la terre, la protection limitée contre les défauts de terre est toujours utilisée en complément de la protection différentielle normale du transformateur. L'avantage de la protection limitée contre les défauts de terre est sa grande sensibilité. Des sensibilités de près de 1,0 % peuvent être atteintes, alors que les DEI différentiels normaux ont une sensibilité minimale comprise entre 5 et 10 %. Le niveau de la fonction HREFPDIF dépend des courants magnétisants des transformateurs de courant. La protection limitée contre les défauts de terre est également très rapide grâce au principe de mesure simple car il s'agit d'un type d'unité de protection.

Les différences dans le principe de mesure limitent la possibilité de détection des défauts de terre par le DEI différentiel à polarisation. De tels défauts sont alors uniquement détectés par la fonction limitée de détection de défaut de terre.

Le DEI limité de défaut de terre est connecté aux bornes de chaque DEI directement ou à l'enroulement de transformateur de mise à la terre à faible résistance ohmique. Si les mêmes TC sont connectés à d'autres DEI, il faut utiliser des noyaux séparés.

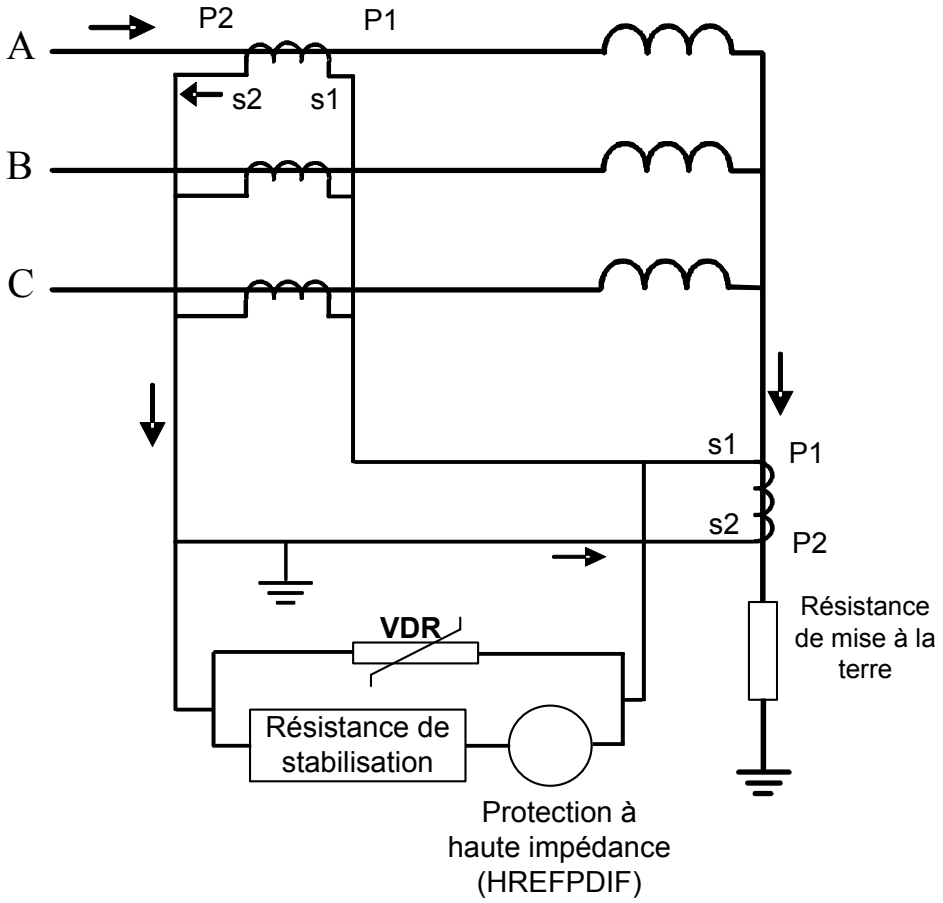


Figure 287: Schéma de connexion de la protection limitée contre les défauts de terre selon le principe de l'impédance élevée

Principe de haute impédance

Le principe de l'impédance élevée est stable pour tous les types de défauts en dehors de la zone de protection. La stabilisation est obtenue par une résistance de stabilisation dans le circuit différentiel. Cette méthode exige que tous les TC utilisés aient une caractéristique magnétisante similaire, le même rapport et une tension de coude relativement élevée. Les TC de chaque côté sont connectés en parallèle avec une branche de mesure de relais comme indiqué sur la figure 288. La branche de mesure est un montage en série d'une résistance de stabilisation et d'un DEI.

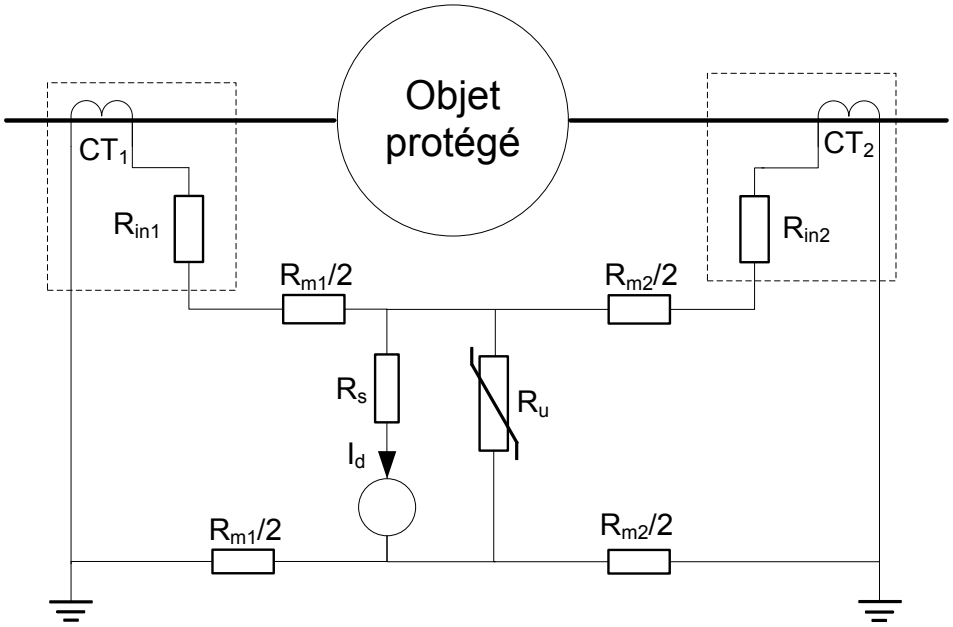


Figure 288: Principe de haute impédance

La stabilité de la protection est basée sur l'utilisation de la résistance de stabilisation (Rs) et sur le fait que l'impédance du secondaire du TC diminue rapidement au fur et à mesure que le TC se sature. La réactance de magnétisation d'un TC complètement saturé tombe à zéro et l'impédance est formée uniquement par la résistance de l'enroulement (R_{in}) et la résistance du fil (R_m).

La saturation du TC provoque un courant différentiel qui a maintenant deux voies de circulation : à travers le TC saturé en raison de la réactance de magnétisation proche de zéro et à travers la branche de mesure. La résistance de stabilisation est choisie de telle sorte que le courant dans la branche de mesure soit inférieur au courant de fonctionnement du relais en cas de défaut hors zone. Par conséquent, le fonctionnement est stable pendant la saturation et peut encore être sensible aux parties non saturées de la forme d'onde du courant, comme le montre la figure 289.

En cas de défaut interne, le courant de défaut ne peut pas circuler à travers les TC mais il circule dans la branche de mesure et la protection fonctionne. Une saturation partielle des TC peut se produire en cas de défaut interne, mais la partie non saturée de la forme d'onde du courant provoque le fonctionnement de la protection.

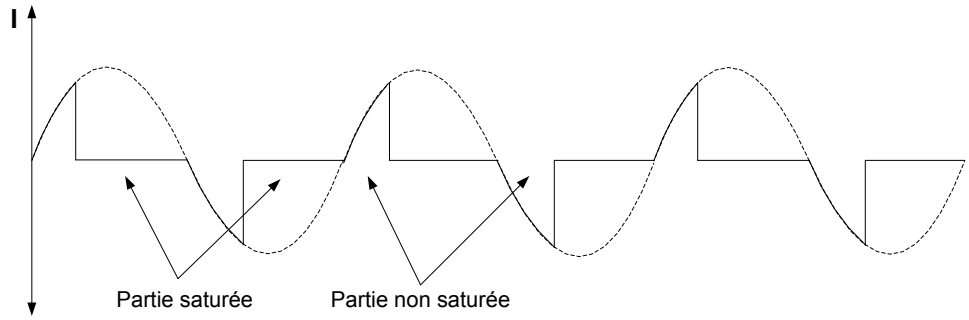


Figure 289: Forme d'onde secondaire d'un TC saturé

En cas de défaut interne, la tension du circuit secondaire peut facilement dépasser la tension d'isolement des TC, des fils de connexion et des DEI. Pour limiter cette tension, on utilise une résistance dépendant de la tension VDR, comme indiqué sur la figure 288.

L'ensemble du schéma, c'est-à-dire la résistance de stabilisation, la résistance dépendant de la tension et le câblage, doit être correctement entretenu (test de fonctionnement et d'isolation régulier) pour pouvoir supporter les impulsions de haute tension qui apparaissent lors d'un défaut interne pendant toute la durée de vie de l'équipement. Dans le cas contraire, lors d'un défaut dans la zone de protection, tout arc électrique dans les circuits secondaires du TC ou dans toute autre partie du schéma peut empêcher un fonctionnement correct de la fonction d'impédance élevée différentielle.

4.3.4.6 Configuration de mesure

La configuration de mesure externe est composée de quatre transformateurs de courant mesurant les courants et d'une résistance de stabilisation. Une varistance est nécessaire si des surtensions importantes sont attendues.

La valeur de la résistance de stabilisation est calculée à l'aide de la formule :

$$R_s = \frac{U_s}{I_{rs}}$$

(Équation 83)

R_s la valeur de la résistance de stabilisation

U_s la tension de stabilisation du DEI

I_{rs} la valeur de fonctionnement basse *Low Operate value*

La tension de stabilisation est calculée à l'aide de la formule :

$$U_s = \frac{I_{k\,\max}}{n}(R_{in} + R_m)$$

(Équation 84)

I_{kmax} le courant de défaut traversant le plus élevé

n le rapport de transformation du TC

R_{in} la résistance interne secondaire du TC

R_m la résistance de la plus longue boucle du circuit secondaire

En outre, il est nécessaire que les tensions de point de coude des transformateurs de courant U_k soient au moins le double de la valeur de tension de stabilisation U_s.

4.3.4.7 Recommandations pour les transformateurs de courant

La sensibilité et la fiabilité de la protection dépendent beaucoup des caractéristiques des transformateurs de courant. Les TC doivent avoir des rapports de transformation identiques. Il est recommandé que tous les transformateurs de courant aient une charge et des caractéristiques identiques et qu'ils soient du même type, provenant de préférence du même lot de fabrication, c'est à dire qu'ils soient de construction identique. Si les caractéristiques et les valeurs de charge ne sont pas identiques, il faut réaliser des calculs distincts pour chaque branche du schéma et utiliser les résultats correspondant au pire des cas.

Tout d'abord, la tension de stabilisation, c'est à dire la tension qui apparaît aux bornes de la branche de mesure lors d'un défaut en dehors de la zone, est calculée en supposant que l'un des TC connectés en parallèle est complètement saturé. La tension de stabilisation peut être calculée à l'aide de la formule

$$U_s = \frac{I_{k\,\max}}{n}(R_{in} + R_m)$$

(Équation 85)

I_{kmax} le courant de défaut traversant le plus élevé en ampère de courant primaire le courant de défaut à la terre ou de court-circuit le plus élevé lors du défaut en dehors de la zone.

n le rapport de transformation du TC

R_{in} la résistance interne secondaire du TC en ohms

R_m la résistance (maximum de R_{in} + R_m) du circuit secondaire du TC en ohm

Les transformateurs de courant doivent être capables de forcer le passage d'un courant suffisant pour actionner le DEI à travers le circuit différentiel lors d'une condition de défaut à l'intérieur de la zone de protection. Pour ce faire, la tension du point de coude U_{kn} doit être au moins deux fois supérieure à la tension de stabilisation U_s.

La tension du point de coude requise U_{kn} du transformateur de courant est calculée à l'aide de lla formule

$$U_{kn} \geq 2 \times U_s$$

(Équation 86)

U_{kn} la tension du point de coude

U_s la tension de stabilisation

Le facteur deux est utilisé lorsqu'aucun retard dans le temps de fonctionnement de la protection n'est admissible quelle que soit la situation. Afin d'éviter que la tension du point de coude n'augmente trop, il est conseillé d'utiliser des transformateurs de courant avec une résistance d'enroulement secondaire identique à la résistance de la boucle de mesure.

Comme l'impédance du DEI est faible, une résistance de stabilisation est nécessaire. La valeur de la résistance de stabilisation est calculée à l'aide de la formule

$$R_s = \frac{U_s}{I_{rs}}$$

(Équation 87)

R_s la valeur de la résistance de stabilisation

U_s la tension de stabilisation du DEI

I_{rs} La valeur du réglage *Operate value* (Seuil de fonctionnement) en ampère de courant secondaire.

La résistance de stabilisation doit être capable de dissiper une énergie élevée en un temps très court ; par conséquent, il faut utiliser une résistance de type bobinée. En raison de la possible imprécision du TC, qui peut générer un courant à travers la résistance de stabilisation en situation de charge normale, la puissance assignée doit être de 25 W au minimum.

Si U_{kn} est élevée ou la tension de stabilisation est faible, il est nécessaire d'utiliser une résistance de puissance assignée plus élevée. Les fabricants de résistance prévoient souvent un dépassement de 10 fois la puissance assignée pendant cinq secondes. La puissance de la résistance peut donc être calculée à l'aide de l'équation

$$\frac{U_{kn}^2}{R_s \times 10}$$

(Équation 88)

La sensibilité réelle de la protection est affectée par le réglage du DEI, les courants magnétisants des TC connectés en parallèle et l'effet de shunt de la varistance (VDR). La valeur du courant primaire I_{prim} pour laquelle le DEI fonctionne à un certain réglage peut être calculée à l'aide de la formule

$$I_{prim} = n \times (I_{rs} + I_u + m \times I_m)$$

(Équation 89)

I_{prim} le courant primaire pour lequel la protection doit démarrer

n le rapport de transformation du transformateur de courant

I_{rs} la valeur du réglage *Operate value* (Seuil de fonctionnement)

I_u le courant de fuite s'écoulant dans la VDR sous la tension U_s

m le nombre de transformateurs de courant inclus dans la protection par phase (= 4)

I_m le courant magnétisant par transformateur de courant sous la tension U_s

La valeur I_e donnée dans de nombreux catalogues est le courant d'excitation sous la tension du point de coude. En faisant l'hypothèse $U_{kn} \approx 2 \times U_s$, la valeur de $I_m \approx \frac{I_e}{2}$ donne une valeur approchée pour l'équation 89.

La sélection des transformateurs de courant peut être subdivisée en procédures :

1. En principe, le défaut traversant le plus élevé doit être connu. Toutefois, lorsque les données requises ne sont pas disponibles, des approximations peuvent être utilisées :
   - Petits transformateurs de puissance : $I_{kmax} = 16 \times I_n$ (correspond à $z_k = 6$ % et réseau infini)
   - Grands transformateurs de puissance : $I_{kmax} = 12 \times I_n$ (correspond à $z_k = 8$ % et réseau infini)
   - Alternateurs et moteurs : $I_{kmax} = 6 \times I_n$

     Où I_n = courant assigné et z_k = impédance de court-circuit de l'objet protégé
2. Le courant primaire assigné I_{1n} du TC doit être supérieur au courant assigné de la machine.
   Le choix du TC spécifie aussi R_{in}.
3. La tension U_{kn} requise est calculée à l'aide de l'équation 86. Si la tension U_{kn} du TC n'est pas assez élevée, un autre TC doit être choisi. La valeur de la tension U_{kn} est donnée par le fabricant dans le cas des transformateurs de courant classe X ou peut être estimée par l'équation 90.
4. La sensibilité I_{prim} est calculée par l'équation 89. Si la sensibilité obtenue est suffisante, le TC actuel est choisi. Si une sensibilité plus élevée est nécessaire, un TC avec un noyau plus gros est choisi.

Si des TC autres que les TC classe X sont utilisés, une estimation de la tension U_{kn} est calculée à l'aide de l'équation

$$U_{kn} = 0.8 \times F_n \times I_{2n} \times \left(R_{in} + \frac{S_n}{I_{2n}^2} \right)$$

(Équation 90)

F_n le facteur limite de précision assigné correspondant à la charge assignée S_n

I_{2n} le courant secondaire assigné du TC

R_{in} la résistance interne secondaire du TC

S_n la caractéristique tension-courant assignée du TC

Les formules sont basées sur un choix des TC selon l'équation 86 qui donne un schéma absolument stable. Dans certains cas, il est possible d'atteindre la stabilité avec des tensions du point de coude inférieures à celles indiquées dans les formules. Toutefois, les conditions dans le réseau doivent être suffisamment bien connues pour garantir la stabilité.

1. Si $U_k \geq 2$ x U_s, le fonctionnement rapide du DEI est garanti.
2. Si $U_k \geq 1{,}5$ x U_s et < 2 x U_s, le fonctionnement du DEI peut être légèrement allongé et doit être étudié cas par cas.
   Si $U_k < 1.5$ x U_s, le fonctionnement du DEI est compromis. Il faut choisir un autre TC.

La nécessité d'utiliser une VDR dépend de certaines conditions.

Tout d'abord, la tension U_{max}, en ignorant la saturation du TC lors du défaut, est calculée à l'aide de l'équation

$$U_{max} = \frac{I_{k\,max\,in}}{n} \times \left(R_{in} + R_m + R_s \right) \approx \frac{I_{k\,max\,in}}{n} \times R_s$$

(Équation 91)

I_{kmaxin} le courant de défaut maximum à l'intérieur de la zone, en ampère de courant primaire

n le rapport de transformation du TC

R_{in} la résistance interne du TC en ohm

R_m la résistance de la plus longue boucle du circuit secondaire du TC , en ohm

R_s la valeur de la résistance de stabilisation, en ohm

Ensuite, la tension de crête û, qui inclut la saturation du TC, est estimée à l'aide de la formule (donnée par P. Mathews, 1955)

$$\hat{u} = 2\sqrt{2U_{kn}\left(U_{max} - U_{kn}\right)}$$

(Équation 92)

U_{kn} la tension du point de coude du TC

Il est recommandé d'utiliser une VDR lorsque la tension de crête $\hat{u} \geq 2kV$, qui est le niveau d'isolement pour lequel le DEI est testé.

Si la résistance R_s est plus petite, la VDR n'est pas nécessaire. Toutefois, la valeur de R_s dépend du courant de fonctionnement et de la tension de stabilisation du DEI. Par conséquent, il faut utiliser un réglage supérieur du DEI ou abaisser la tension de stabilisation.

4.3.4.8 Exemples de réglage

Exemple 1

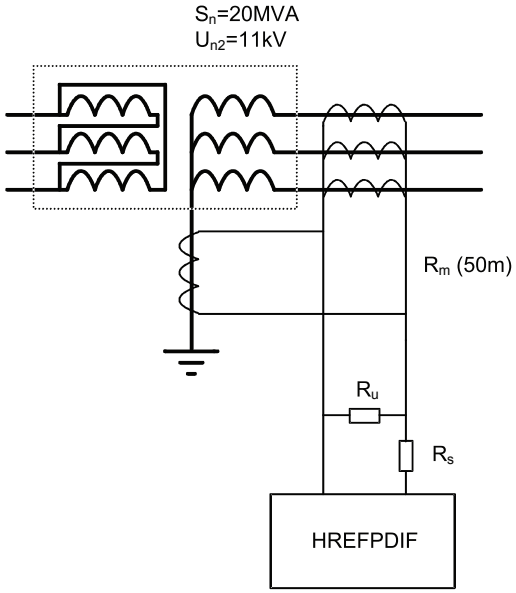


Figure 290: Protection limitée contre les défauts de terre d'un transformateur

Les données pour le transformateur de puissance protégé sont :

S_n = 20 MVA

U_{2n} = 11 kV

La plus grande distance du circuit secondaire est de 50 m (la boucle entière est de 100 m) et la surface de la section transversale est de 10 mm^2.

$I_n = S_n / (\sqrt{3} \cdot U_n) = 1050$ A

$I_{kmax} = 12 \cdot I_n = 12600$ A

Dans cet exemple, le TC est un type IHBF 12, la taille du noyau est de 35 %, le courant primaire est de 1200 A et le courant secondaire est de 5 A.

$R_{in} = 0{,}26\ \Omega$ (valeur donnée par le fabricant).

$U_k = 40$ V (valeur donnée par le fabricant).

$I_e = 0{,}055$ A (valeur donnée par le fabricant).

$R_m = 1{,}81\ \Omega/km \cdot 2 \cdot 0{,}05\ km = 0{,}181\ \Omega \approx 0{,}18\ \Omega$

$$U_s = \frac{12600 \times (0.26 + 0.18)}{240} V \approx 23V$$

Selon le critère, la valeur de U_k doit être $2 \cdot U_s = 2 \cdot 23$ V = 46 V. Cela dépend si la stabilité du schéma est atteinte avec $U_k = 40$ V. Sinon, il est possible de choisir un noyau plus important de 65 % avec :

$R_{in} = 0{,}47\ \Omega$ (valeur donnée par le fabricant).

$U_k = 81$ V (valeur donnée par le fabricant).

$R_m = 0{,}18\ \Omega$

$$U_s = \frac{12600 \times (0.47 + 0.18)}{240} V \approx 34V$$

$U_k = 2 \cdot U_s = 68$ V (valeur requise).

Comme mentionné précédemment, $I_m = 0{,}5 \cdot I_e$ donne une valeur réaliste pour I_{prim} dans l'équation 89. Si $I_u = 0$ et $I_{rs} = m \cdot 0{,}5 \cdot I_o$, la valeur de la sensibilité est :

$I_{prim} = n \cdot m \cdot I_e = 240 \cdot 4 \cdot 0{,}055$ A ≈ 53 A

$I_{rs} = 4 \cdot 0{,}5 \cdot 0{,}055$ A $= 0{,}11$ A

La valeur de réglage peut être calculée par :

$$Valeur\ de\ fonctionnement = \left(\frac{I_{rs}}{I_{CT_n2}} \right) = \left(\frac{0.11A}{5A} \right) \approx 2.2\%$$

La valeur de la résistance de stabilisation peut être calculée par :

$R_s = U_s / I_{rs} = 34\ V / 0{,}11\ A \approx 309\ \Omega$

Cependant, la sensibilité peut être calculée avec plus de précision lorsque les valeurs réelles de I_u et I_{rs} sont connues. La résistance de stabilisation du relais est choisie librement dans l'exemple ci-dessus et on suppose que la valeur de la résistance n'est pas fixe.

Exemple 2a

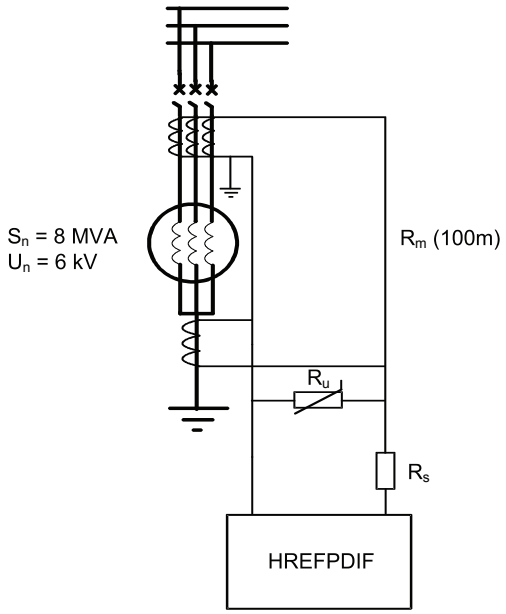


Figure 291: Protection limitée contre les défauts de terre d'un générateur

Dans le générateur protégé :

$S_n = 8$ MVA

$U_n = 6$ kV.

$I_n = 770$ A

$I_{kmax} = 6 \cdot I_n = 6 \cdot 770\ A = 4620\ A$

Dans cet exemple, le type de TC est KOFD 12 A 21 avec :

I_{CT_1n} = 1000 A (valeur donnée par le fabricant).

I_{CT_2n} = 1 A (valeur donnée par le fabricant).

U_k = 323 V (valeur donnée par le fabricant).

R_{in} = 15,3 Ω (valeur donnée par le fabricant).

I_e = 0,012 A (valeur donnée par le fabricant).

Si la longueur du circuit secondaire est de 100 m (la boucle entière est de 200 m) et si la surface de la section transversale est de 2,5 mm^2 :

R_m = 7,28 Ω/km · 2 · 0,1 km ≈ 1,46 Ω

La tension du point de coude requise peut être calculée à l'aide de l'équation 86.

U_k = 2 · (4620 A / 1000) · (15,3 + 1,46) ≈ 155 V.

La valeur 155 V est inférieure à la valeur 323 V, ce qui signifie que la valeur de U_k est suffisamment élevée.

Comme mentionné précédemment, $I_m = 0,5 \cdot I_e$ donne une valeur réaliste pour I_{prim} dans l'équation 89. Si I_u = 0 et $I_{rs} = m \cdot 0,5 \cdot I_e$, la valeur de la sensibilité est :

$I_{prim} = n \cdot m \cdot I_e$ = 1000 · 4 · 0,012 A = 48 A (≈ 6 % x I_n).

I_{rs} = 4 · 0,5 · 0,012 A = 0,024 A.

La valeur de réglage peut être calculée par :

$$Valeur\ de\ fonctionnement = \left(\frac{I_{rs}}{I_{CT_2n}} \right) = \left(\frac{0.024\,A}{1A} \right) \approx 2.4\%$$

La valeur de la résistance de stabilisation peut maintenant être calculée par :

$R_s = U_s / I_{rs}$ = 78 V / (2 · I_e) = 78 V / (2 · 0,012 A) = 3250 Ω.

Exemple 2b

Dans cet exemple, I_{rs} = 4 x 12 mA = 48 mA et I_u = 30 mA. En découle la sensibilité suivante :

$I_{prim} = n \cdot (I_{rs} + I_u + m \cdot I_m)$ = 1000 · (48 + 30 + 24) mA = 102 A

La valeur de réglage peut être calculée par :

$$Valeur\ de\ fonctionnement = \left(\frac{I_{rs}}{I_{CT_2n}} \right) = \left(\frac{0.048\,A}{1A} \right) \approx 4.8\%$$

La valeur de la résistance de stabilisation est maintenant :

$R_s = U_s / I_{rs} = 78\ V / 48\ mA \approx 1630\ \Omega$

Dans cet exemple, le relais est d'un type tel que la résistance de stabilisation peut être choisie librement.

4.3.4.9 Signaux

Tableau 502: Signaux d'entrée HREFPDIF

Nom	Type	Par défaut	Description
IDo	SIGNAL	0	Courant différentiel
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 503: Signaux de sortie HREFPDIF

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

4.3.4.10 Paramètres

Tableau 504: Paramètres de groupe HREFPDIF (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur de fonctionnement	1,0 à 50,0	%In	0,1	1,0	Valeur de fonctionnement faible, pourcentage du courant nominal
Temps min de fonctionnement	40...300000	ms	1	40	Temps min de fonctionnement

Tableau 505: Paramètres de non-groupe HREFPDIF (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement

Tableau 506: Paramètres de non-groupe HREFPDIF (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation

4.3.4.11 Données surveillées

Tableau 507: Données surveillées HREFPDIF

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
HREFPDIF	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.3.4.12 Données techniques

Tableau 508: HREFPDIF - Données techniques

Caractéristique		Valeur		
Précision de fonctionnement		Suivant la fréquence du courant mesuré : f_n ±2 Hz		
		±1,5% de la valeur de consigne ou ±0,002 × I_n		
Heure de démarrage[1)2)]		Minimum	Standard	Maximum
	I_{Fault} = 2.0 × set *Seuil de fonctionnement* I_{Fault} = 10.0 × set *Seuil de fonctionnement*	16 ms 11 ms	21 ms 13 ms	23 ms 14 ms
Temps de réinitialisation		Généralement 40 ms		
Taux de réinitialisation		Généralement 0,96		
Temps de retard		<35 ms		
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant		±1,0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms		

1) Courant avant défaut = 0,0, f_n = 50 Hz, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie de signal

4.3.4.13 Historique de révision technique

Tableau 509: Historique de révision technique HREFPDIF

Révision technique	Modifier
B	Amélioration interne.
C	Amélioration interne.

4.3.5 Protection différentielle à haute impédance HIxPDIF

4.3.5.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection différentielle à haute impédance pour la phase A	HIAPDIF	dHi_A>	87A
Protection différentielle à haute impédance pour la phase B	HIBPDIF	dHi_B	87B
Protection différentielle à haute impédance pour la phase C	HICPDIF	dHi_C>	87C

4.3.5.2 Bloc fonctionnel

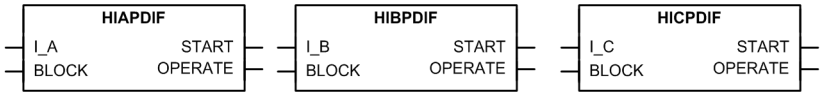


Figure 292: Bloc fonctionnel

4.3.5.3 Fonctionnalités

La fonction de protection à impédance élevée différentielle HIxPDIF est une protection différentielle générale. Elle fournit une protection contre les courts-circuits à séparation de phase pour le jeu de barres. Cependant, cette fonction peut être également utilisée pour protéger le générateur, le moteur, le transformateur et le réacteur.

La fonction démarre et fonctionne lorsque le courant différentiel dépasse la limite établie. Les caractéristiques de temps de fonctionnement sont basées sur le temps constant (DT).

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur ou l'ensemble de la fonction.

4.3.5.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs du paramètre correspondant sont « On » et « Off ».

Le fonctionnement de la fonction HIxPDIF peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

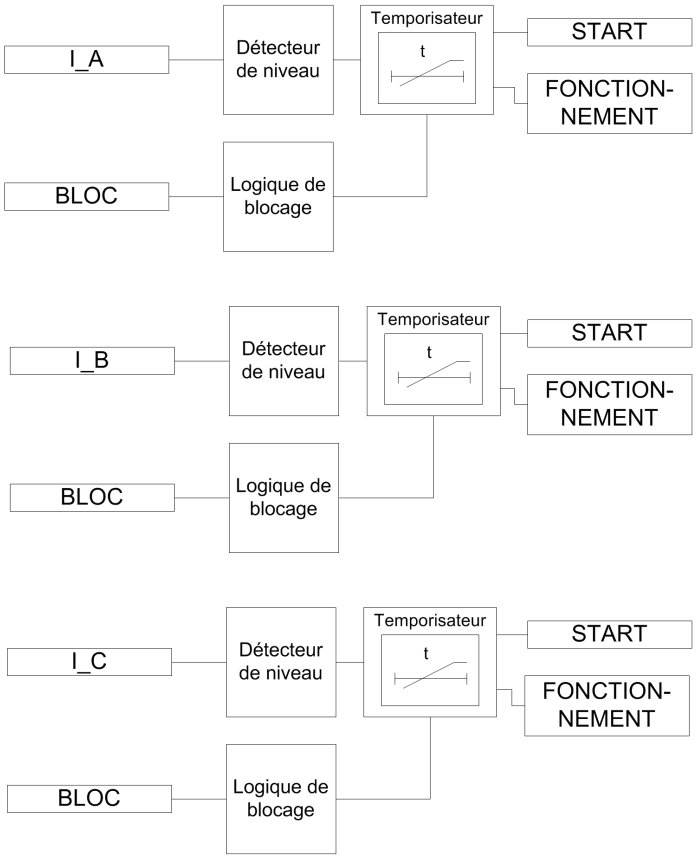


Figure 293: Schéma du module fonctionnel

Le schéma de module illustre toutes les phases de la fonction. Les phases A, B et C fonctionnent de la même manière.

Chaque phase a des paramètres qui lui sont propres.

Détecteur de niveau

Le module compare les courants différentiels `I_A` calculés par le mode de mesure crête à crête à la valeur *Operate value* définie. Le module Temporisateur est activé si le courant différentiel dépasse la valeur du paramètre *Operate value*.

Temporisateur

Une fois activé, le Temporisateur active la sortie `START`. La caractéristique du temporisateur se base sur le mode fonctionnement défini (DT). Lorsque le temporisateur de fonctionnement atteint la valeur définie par *Minimum operate time*, la sortie `OPERATE` est activée. Si le défaut disparaît avant que le module ne puisse fonctionner, le temporisateur de fonctionnement est activé. Si le temporisateur de réinitialisation atteint la valeur définie par le paramètre *Reset delay time*

(Temporisation de réinitialisation), le temporisateur de fonctionnement se réinitialise et la sortie START est désactivée.

Le temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et la durée de fonctionnement définie. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

L'activation de l'entrée BLOCK réinitialise le temporisateur et désactive les sorties START et OPERATE.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée BLOCK et le réglage global **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée BLOCK peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de protection. L'influence de l'activation du signal BLOCK est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé à la valeur courante. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie OPERATE (Fonctionnement) n'est pas activée.

4.3.5.5 Application

HIxPDIF fournit une fonction de protection fiable et sécurisée contre tous les types de défauts. Le principe de l'impédance élevée est utilisé à des fins de protection différentielle, grâce à sa capacité de gérer les défauts traversants avec une forte saturation du transformateur de courant (TC).



Pour obtenir les recommandations en matière de TC, se reporter à la section Exigences pour les transformateurs de mesure du présent manuel.

Principe de haute impédance

Les courants de phase sont mesurés à la fois du côté de l'arrivée et du côté de la sortie du jeu de barres. Le secondaire du transformateur de courant de chaque phase est connecté en parallèle avec une branche de mesure du relais de protection. Ainsi, le relais ne mesure que la différence des courants. Dans une situation idéale, il y a un courant différentiel pour faire fonctionner le relais uniquement s'il y a un défaut entre les TC, c'est-à-dire à l'intérieur de la zone protégée.

S'il y a un défaut en dehors de la zone, un courant élevé, appelé courant de défaut, peut traverser l'objet protégé. Cela peut provoquer une saturation partielle des TC. Le

fonctionnement du relais est évité grâce à une résistance de stabilisation (R_s) dans la branche de mesure du relais de protection. La R_s augmente l'impédance du relais de protection, d'où le nom du schéma d'impédance élevée différentielle.

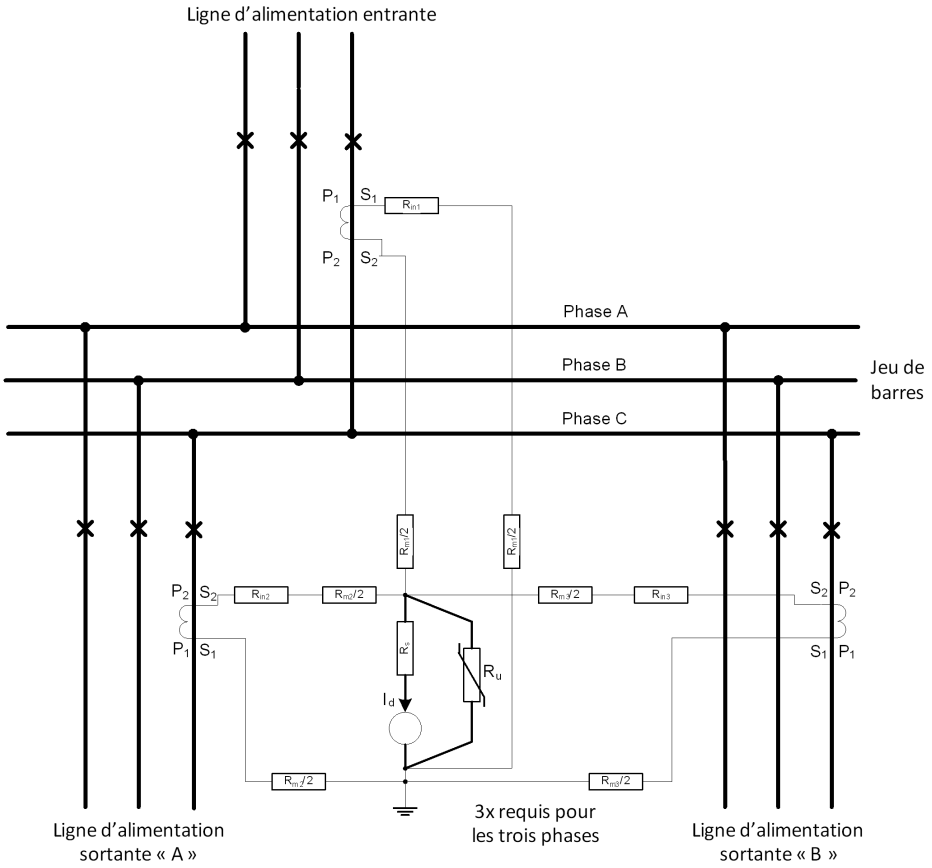


Figure 294: Protection différentielle de bus à séparation de phases basée sur le principe de l'impédance élevée

Les résistances des enroulements secondaires du TC (R_{in}) et les résistances des fils de connexion ($R_m/2$) sont également indiquées sur la figure 295.

La figure 295 montre un circuit simplifié composé d'une seule arrivée et d'une seule sortie d'alimentation. Pour plus de simplicité, la résistance dépendant de la tension (R_u) n'est pas incluse. Les résistances de câblage sont présentées comme des résistances de câblage totales R_{m1} et R_{m2}.

R_{m1} est la résistance de câblage maximale pour tous les jeux d'alimentation entrants, tandis que R_{m2} est la résistance de câblage maximale pour tous les jeux d'alimentation sortants.

La partie inférieure de la figure 295 montre l'équilibre de la tension lorsqu'il n'y a pas de défaut dans le système et pas de saturation du TC.

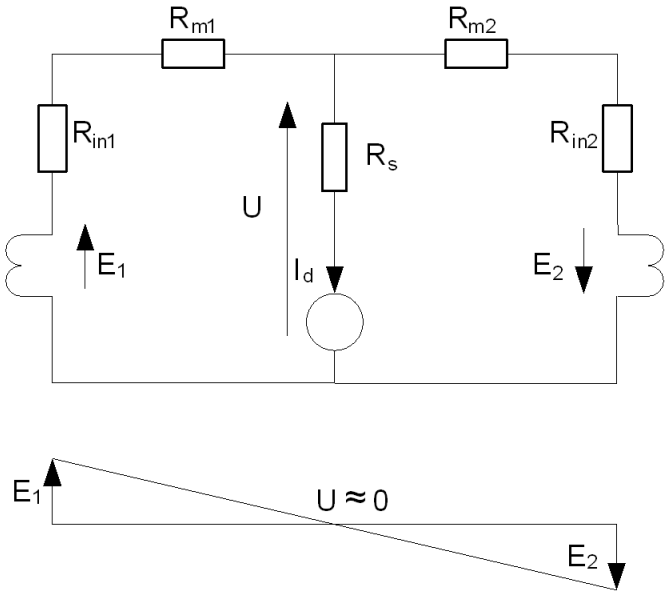


Figure 295: Circuit équivalent en l'absence de défaut ou de saturation du TC

En l'absence de défaut, les courants secondaires du TC et les tensions de ses champs électromagnétiques (CEM), E_1 et E_2, sont opposés et la branche de mesure du relais de protection n'a ni tension ni courant. Si un défaut se produit dans la zone, les courants secondaires vont dans le même sens. Le relais mesure la somme des courants comme un différentiel et déclenche le disjoncteur. Si le courant de défaut passe par un seul TC, son CEM secondaire magnétise le TC opposé, c'est-à-dire $E_1 \approx E_2$.

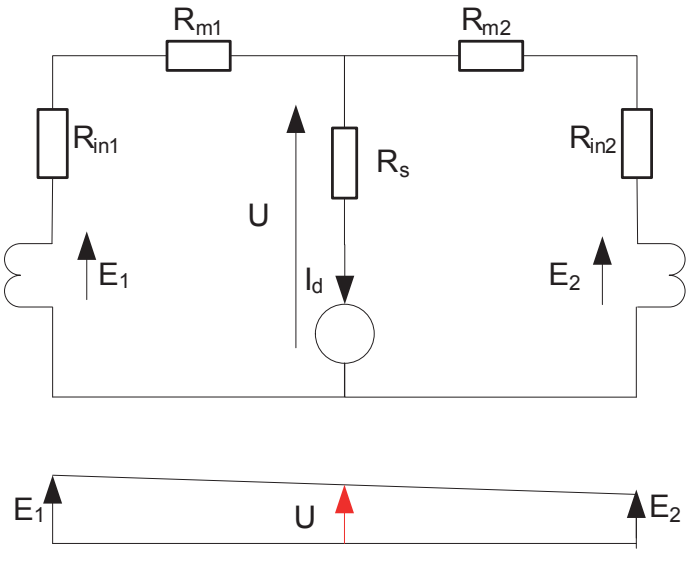


Figure 296: Circuit équivalent en cas de défaut de zone

La figure 297 montre la saturation du TC dans une situation de défaut traversant, c'est-à-dire hors zone. L'impédance de magnétisation d'un TC saturé est presque nulle. L'enroulement du TC saturé peut être présenté comme un court-circuit. Lorsqu'un TC est saturé, le courant du TC non saturé suit deux chemins : l'un à travers la branche de mesure du relais de protection (R_s + relais) et l'autre à travers le TC saturé (R_m + R_{in2}).

Le relais de protection ne doit pas fonctionner pendant la saturation. Pour ce faire, on augmente l'impédance du relais en utilisant la résistance de stabilisation (R_s) qui force la majorité du courant différentiel à passer par le TC saturé. Ainsi, le fonctionnement du relais est évité, c'est-à-dire que le fonctionnement du relais est stabilisé contre la saturation du TC à un courant de défaut traversant. La tension de stabilisation U_s est la base de tous les calculs.

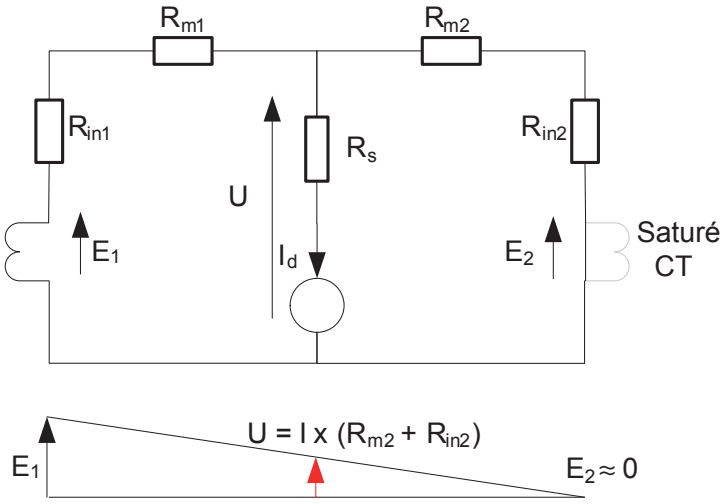


Figure 297: Circuit équivalent en cas de saturation du TC au défaut traversant

La saturation du TC se produit très probablement dans le cas d'un défaut dans la zone. Ce n'est pas un problème, car bien que le fonctionnement reste stable (non opérationnel) pendant les parties saturées de la forme d'onde du courant secondaire du TC, la partie non saturée de la forme d'onde du courant fait fonctionner la protection.

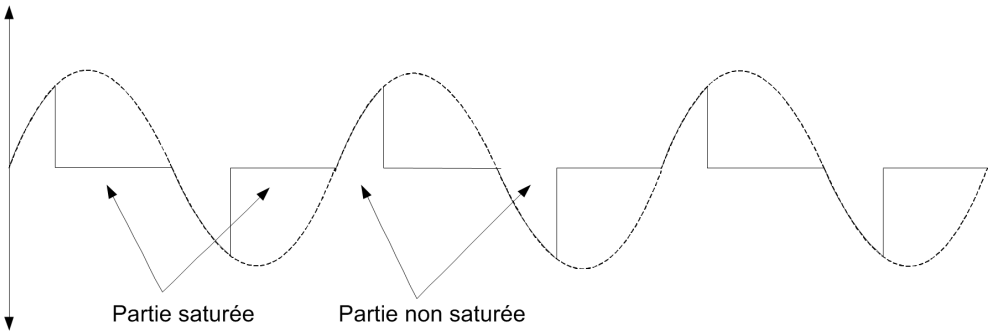


Figure 298: Forme d'onde secondaire d'un TC saturé

La tension du circuit secondaire peut facilement dépasser la tension d'isolement des TC, des fils de connexion et du relais de protection en raison de la résistance de stabilisation et de la saturation du TC. Une résistance dépendante de la tension (VDR, R_u) est utilisée pour limiter la tension comme indiqué sur la figure 294.

Schéma de protection de jeux de barres

Le concept de base pour tout relais de protection différentielle de bus est une utilisation directe de la première loi de Kirchoff, selon laquelle la somme de tous les courants connectés à une zone de protection différentielle est nulle. Si la somme n'est pas nulle, un défaut interne s'est produit. En d'autres termes, comme le montre la protection différentielle de jeu de barres, la somme de tous les courants qui entrent dans la zone de protection, c'est-à-dire les courants de valeur positive, doit être égale aux courants qui sortent de la zone de protection, c'est-à-dire les courants de valeur négative, à tout moment.

La figure 299 montre un exemple d'une protection de jeu de barres simple à séparation de phases utilisant une protection d'impédance élevée différentielle. L'exemple de système consiste en une seule entrée d'alimentation de jeu de barres et deux sorties. Les TC des sorties et des entrées d'alimentation des jeux de barres sont connectés en parallèle avec la polarité. Dans des conditions de charge normales, le courant total instantané à l'entrée est égal au courant total instantané à la sortie et le courant différentiel est négligeable. Un défaut dans le jeu de barres entraîne un déséquilibre entre le courant entrant et le courant sortant. Le courant différentiel circule dans le relais de protection, qui génère un signal de déclenchement.

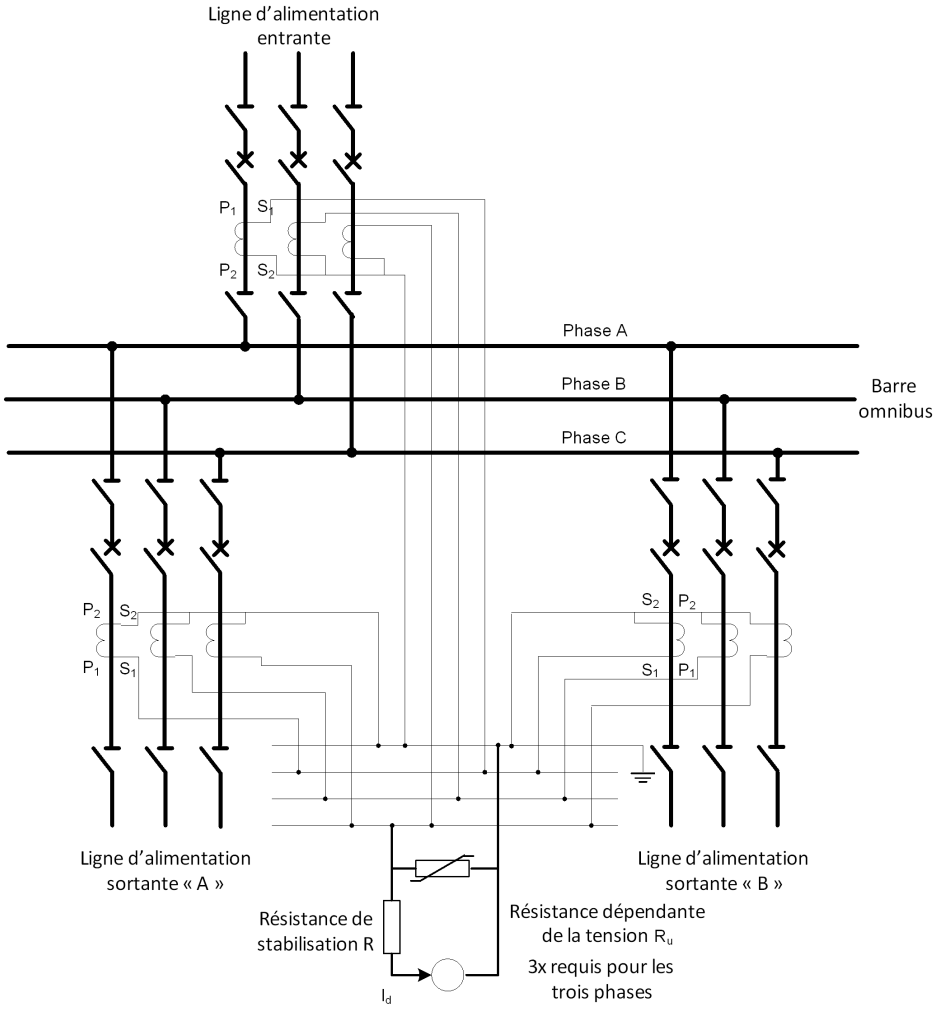


Figure 299: Protection de jeu de barres simple à séparation de phases utilisant une protection d'impédance élevée différentielle

La figure 300 montre un exemple pour un système composé de deux sections de jeux de barres couplées à un coupleur de bus. Chaque section de jeu de barres est constituée de deux dispositifs d'alimentation et les deux sections sont dotées d'une protection différentielle séparée pour former des zones différentes. Les zones formées se chevauchent au niveau du coupleur de bus.

Lorsque le coupleur de bus est en position ouverte, chaque section du jeu de barres gère le flux de courant indépendamment, c'est-à-dire que le courant instantané entrant est égal au courant instantané total sortant et que le courant différentiel est négligeable. Le courant différentiel n'est plus nul en cas de défaut dans le jeu de barres et la protection fonctionne.

Lorsque le coupleur de bus est en position fermée, le courant circule également d'une section du jeu de barres à une autre. Ainsi, le courant qui circule dans le coupleur de bus doit être pris en compte dans le calcul du courant différentiel. En condition normale, la somme du courant sur chaque section du jeu de barres est nulle. Toutefois,

s’il y a un défaut dans une section du jeu de barres, le courant différentiel n’est plus nul et la protection fonctionne.

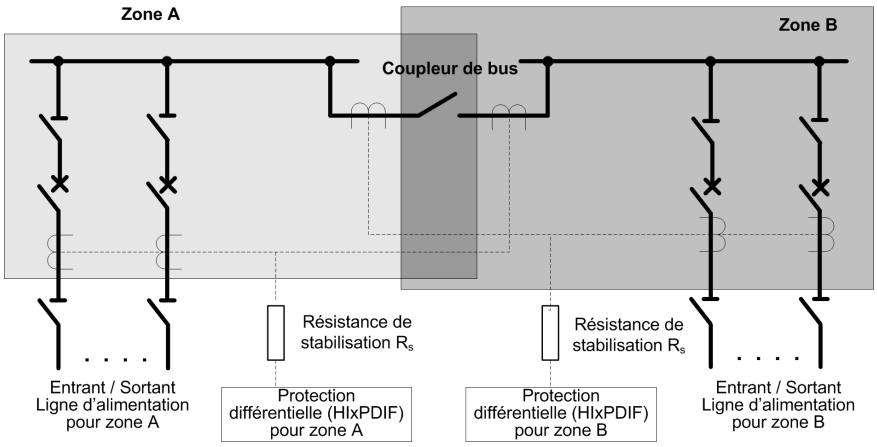


Figure 300: Protection différentielle sur le jeu de barres avec coupleur de bus (représentation monophasée)

4.3.5.6 Exemple de calculs pour la protection différentielle de jeux de barres à haute impédance

L’objet protégé dans l’exemple de protection différentielle de jeux de barres est un système à bus simple avec deux zones de protection.

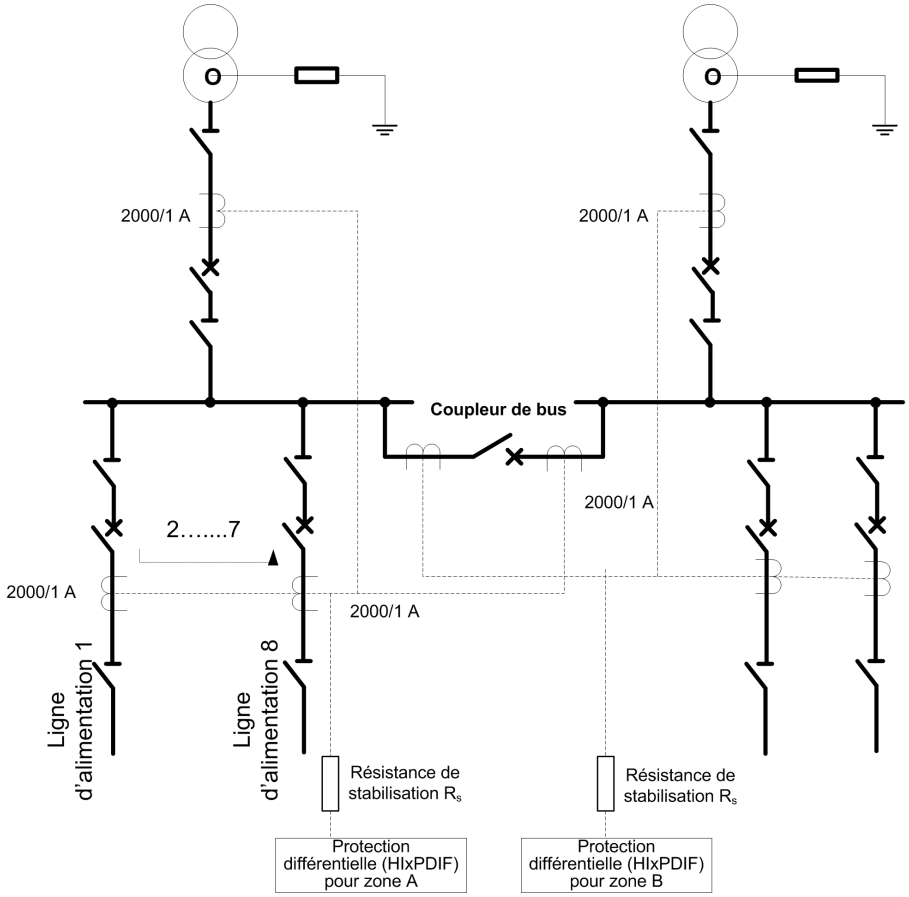


Figure 301: Exemple de protection différentielle de jeux de barres

Données de bus :

U_n	20 kV
I_n	2000 A
I_{kmax}	25 kA

10 lignes d'alimentation par zone protégée, y compris le coupleur de bus et le dispositif d'entrée.

Les données TC doivent être :

TC	2 000/1 A
R_{in}	15,75 Ω
U_{kn}	436 V
I_e	<7 mA (à U_{kn})
R_m	1Ω

La tension de stabilisation est calculée à l'aide de la formule :

$$U_s = \frac{25000A}{2000}(15.75\Omega + 1.\Omega) \approx 209.37\ V$$

(Équation 93)

Dans ce cas, la valeur requise pour la tension du point de coude du transformateur de courant est obtenue car $U_{kn} > 2U_s$.

On considère que la courbe magnétisante du TC est linéaire. Le courant magnétisant à la tension de stabilisation peut être estimé comme suit :

$$I_m = \frac{U_s}{U_{kn}} \cdot I_e$$

(Équation 94)

$$I_m = \frac{209.37V}{436V} \cdot 7mA \approx 3.4mA$$

(Équation 95)

Pour obtenir une stabilité de protection adéquate, le courant de réglage I_{rs} doit être au minimum de la somme des courants magnétisants de tous les TC raccordés.

$$I_{rs} = 10 \cdot 3.4mA \approx 34\,mA$$

(Équation 96)

La résistance de la résistance de stabilisation est calculée à partir de l'équation 97.

$$R_S = \frac{209.37\ V}{0.034A} \approx 6160\,\Omega$$

(Équation 97)

La valeur calculée est la valeur maximale pour la résistance de stabilisation. Si la valeur n'est pas disponible, la valeur disponible inférieure suivante doit être sélectionnée et le courant de réglage de relais de protection est réglé conformément à la résistance sélectionnée. Par exemple, dans ce cas, la valeur de résistance 5 900 Ω est utilisée.

$$I_{rs} = \frac{209.37V}{5900\,\Omega} \approx 35\,mA$$

(Équation 98)

La sensibilité de la protection est obtenue conformément à l'équation 99, en supposant que $I_u = 0$.

$$I_{prim} = 2000 \cdot (0.035\,A + 10 \cdot 0.0034\,A + 0\,A) \approx 140A$$

(Équation 99)

La puissance de la résistance de stabilisation est calculée :

$$P \geq \frac{(436V)^2}{5900\Omega} \approx 32W$$

(Équation 100)

À partir de l'équation 101 et de l'équation 102, le besoin d'une résistance tributaire de la tension est vérifié.

$$U_{max} = \frac{25000A}{2000}(5900\Omega + 15.75\Omega + 1.00\Omega) \approx 74.0kV$$

(Équation 101)

$$\breve{u} = 2 \cdot \sqrt{2 \cdot 436V \cdot (74000V - 436V)} \approx 16.0kV$$

(Équation 102)

La résistance tributaire de la tension (une pour chaque phase) est nécessaire dans ce cas car la tension pendant le défaut est supérieure à 2 kV.

Le courant de fuite par le VDR à la tension de stabilisation peut être disponible dans le manuel VDR, en supposant qu'il soit d'à peu près 2 mA à la tension de stabilisation.

$$Iu \approx 0.002\,A$$

(Équation 103)

La sensibilité de la protection peut être recalculée en tenant compte du courant de fuite qui traverse le VDR, conformément à l'équation 104.

$$I_{prim} = 2000 \cdot (0.035\,A + 10 \cdot 0.0034\,A + 0.002\,A) \approx 142A$$

(Équation 104)

4.3.5.7 Signaux

Tableau 510: Signaux d'entrée HIAPDIF

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 511: Signaux d'entrée HIBPDIF

Nom	Type	Par défaut	Description
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 512: Signaux d'entrée HICPDIF

Nom	Type	Par défaut	Description
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 513: Signaux de sortie HIAPDIF

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

Tableau 514: Signaux de sortie HIBPDIF

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

Tableau 515: Signaux de sortie HICPDIF

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

4.3.5.8 Paramètres

Tableau 516: Paramètres de groupe HIAPDIF (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur de fonctionnement	1,0 à 200,0	%In	1,0	5,0	Valeur de fonctionnement, pourcentage du courant nominal
Temps min de fonctionnement	20...300000	ms	10	20	Temps min de fonctionnement

Tableau 517: Paramètres de non-groupe HIAPDIF (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement

Tableau 518: Paramètres de non-groupe HIAPDIF (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	10	20	Temporisation de réinitialisation

Tableau 519: Paramètres de groupe HIBPDIF (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur de fonctionnement	1,0 à 200,0	%In	1,0	5,0	Valeur de fonctionnement, pourcentage du courant nominal
Temps min de fonctionnement	20...300000	ms	10	20	Temps min de fonctionnement

Tableau 520: Paramètres de non-groupe HIBPDIF (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement

Tableau 521: Paramètres de non-groupe HIBPDIF (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	10	20	Temporisation de réinitialisation

Tableau 522: Paramètres de groupe HICPDIF (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur de fonctionnement	1,0 à 200,0	%In	1,0	5,0	Valeur de fonctionnement, pourcentage du courant nominal
Temps min de fonctionnement	20...300000	ms	10	20	Temps min de fonctionnement

Tableau 523: Paramètres de non-groupe HICPDIF (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement

Tableau 524: Paramètres de non-groupe HICPDIF (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	10	20	Temporisation de réinitialisation

4.3.5.9 Données surveillées

Tableau 525: Données surveillées HIAPDIF

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
HIAPDIF	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

Tableau 526: Données surveillées HIBPDIF

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
HIBPDIF	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

Tableau 527: Données surveillées HICPDIF

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
HICPDIF	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.3.5.10 Données techniques

Tableau 528: HIxPDIF - Données techniques

Caractéristique		Valeur		
Précision de déclenchement		En fonction de la fréquence de courant mesurée : f_n ±2 Hz		
		± 1,5 % de la valeur définie ou ± 0,002 × I_n		
Temps de démarrage[1)2)]		Minimum	Standard	Maximum

Suite du tableau à la page suivante

Caractéristique		Valeur		
	I_{Fault} = 2,0 × valeur de démarrage *Start value* définie	12 ms	16 ms	24 ms
	I_{Fault} = 10 × valeur de démarrage *Start value* définie	10 ms	12 ms	14 ms
Temps de réinitialisation		<40 ms		
Taux de réinitialisation		Généralement 0,96		
Temps de retard		<35 ms		
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant		±1,0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms		

1) *Measurement mode* (Mode de mesure) = défaut (dépend du seuil), courant avant défaut = 0,0 × I_n, f_n = 50 Hz, courant de défaut avec fréquence nominale injecté à partir d'un déphasage aléatoire, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie de signal

4.3.5.11 Historique de révision technique

Tableau 529: Historique de révision technique HIxPDIF

Révision technique	Modification
B	Changement du nom de la fonction HIPDIF en HIAPDIF, HIBPDIF, HICPDIF

4.3.6 Protection différentielle à haute impédance/à compensation de flux pour les moteurs MHZPDIF

4.3.6.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection différentielle à haute impédance / à compensation de flux pour les moteurs	MHZPDIF	3dIHi>M	87MH

4.3.6.2 Bloc fonctionnel

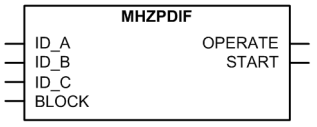


Figure 302: Bloc fonctionnel

4.3.6.3 Fonctionnalités

Le fonction MHZPDIF de protection différentielle à haute impédance/à compensation de flux pour les moteurs garantit une protection contre les courts-circuits des enroulements des moteurs.

La fonction MHZPDIF démarre et fonctionne dès lors que l'un des trois courants triphasés différentiels, ID_A, ID_B ou ID_C, dépasse la limite définie. La caractéristique du temporisateur de fonctionnement est basée sur le temps constant (DT).

Cette fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si nécessaire, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, les temporisateurs ou la fonction elle-même.

4.3.6.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont « On » (Activé) et « Off » (Désactivé).

Le fonctionnement de la fonction MHZPDIF peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

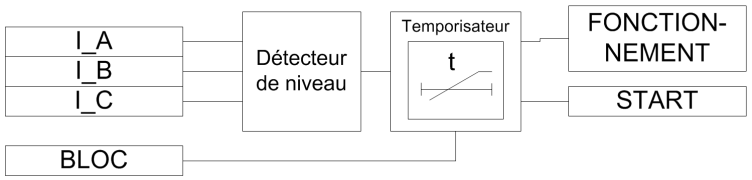


Figure 303: Schéma du module fonctionnel

Détecteur de niveau

Ce module compare les courants différentiels triphasés à la valeur de fonctionnement *Operate value* définie. Si l'un des courants différentiels ID_A, ID_B ou ID_C dépasse la valeur de fonctionnement *Operate value* définie, le module détecteur de niveau envoie un signal d'activation au module temporisateur pour démarrer le temporisateur à temps défini (DT).

Temporisateur

Une fois activé, le temporisateur active la sortie `START`. Les caractéristiques du temporisateur sont basées sur le temps défini (DT). Lorsque le temporisateur de fonctionnement atteint la valeur définie par *Minimum operate time* (Temps de fonctionnement minimum), la sortie `OPERATE` est activée. Si le défaut disparaît avant que le module ne puisse fonctionner, le temporisateur de fonctionnement est activé. Si le temporisateur de réinitialisation atteint la valeur définie par le paramètre *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation), le temporisateur de fonctionnement se réinitialise et la sortie `START` est désactivée.

Le temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et du temps de fonctionnement défini. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

L'activation du signal BLOCK réinitialise le temporisateur et désactive les sorties START et OPERATE.

4.3.6.5 Application

MHZPDIF assure la protection des moteurs contre les courts-circuits des enroulements et les défauts de terre. Le principe de l'impédance élevée ou de compensation de flux est utilisé depuis de nombreuses années pour la protection différentielle grâce à la capacité de gérer les défauts traversants avec une forte saturation du transformateur de courant (TC).

Principe de haute impédance

Le principe de l'impédance élevée est stable pour tous les types de défauts en dehors de la zone de protection. La stabilisation est obtenue par une résistance de stabilisation dans le circuit différentiel. Cette méthode exige que tous les TC aient une caractéristique magnétisante similaire, le même rapport et une tension de coude relativement élevée. Les TC de chaque phase sont connectés en parallèle avec une branche de mesure à relais. La branche de mesure est un montage en série de la résistance de stabilisation et du relais de protection.

La stabilité de la protection est basée sur l'utilisation de la résistance de stabilisation (R_s) et sur le fait que l'impédance du secondaire du TC diminue rapidement au fur et à mesure que le TC se sature. La réactance de magnétisation d'un TC complètement saturé tombe à zéro et l'impédance est formée uniquement par la résistance de l'enroulement (R_{in}) et la résistance du fil (R_m).

La saturation du TC provoque un courant différentiel qui peut circuler à travers le TC saturé, en raison de la réactance de magnétisation proche de zéro, ou à travers la branche de mesure. La résistance de stabilisation est choisie de manière à ce que le courant dans la branche de mesure soit inférieur au courant de fonctionnement du relais de protection lors de défauts hors zone. Ainsi, le fonctionnement est stable pendant la saturation et peut encore être sensible aux parties non déformées de la forme d'onde du courant.

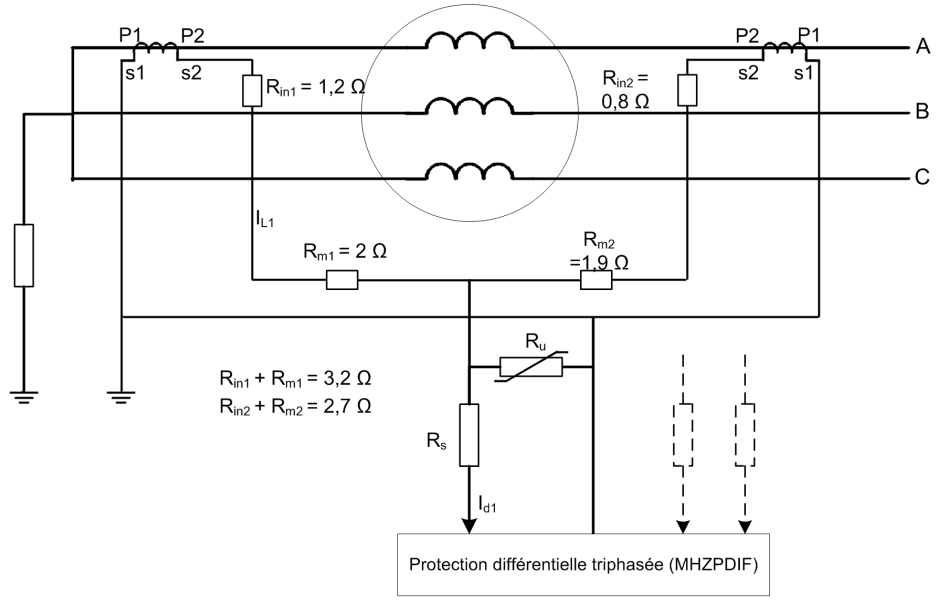


Figure 304: Protection différentielle triphasée pour moteurs basée sur le principe de l'impédance élevée

En cas de défaut interne, le courant de défaut ne peut pas circuler dans les TC. Il circule dans la branche de mesure, et la protection fonctionne. Une saturation partielle du TC peut se produire en cas de défaut interne, mais la partie non déformée de la forme d'onde du courant fait fonctionner la protection.

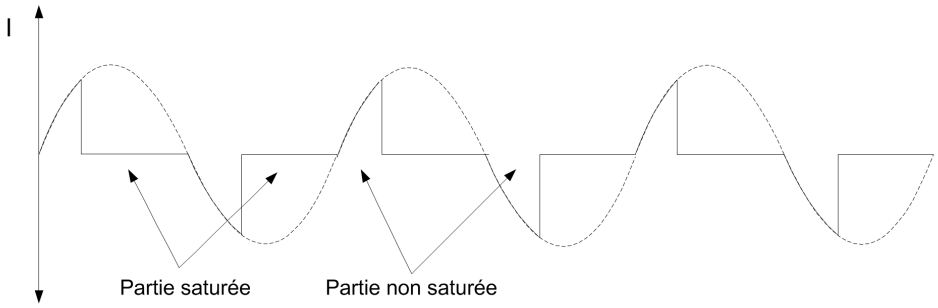


Figure 305: Forme d'onde secondaire d'un TC saturé

En cas de défaut interne, la tension du circuit secondaire peut facilement dépasser la tension d'isolement des TC, des fils de connexion et du relais de protection. Pour limiter cette tension, une résistance dépendant de la tension (VDR) est utilisée.

L'ensemble du schéma, c'est-à-dire la résistance de stabilisation, la résistance dépendant de la tension et le câblage, doit être correctement entretenu (test de fonctionnement et d'isolation régulier) pour pouvoir supporter les impulsions de haute tension qui apparaissent lors d'un défaut interne pendant toute la durée de vie de l'équipement. Dans le cas contraire, lors d'un défaut dans la zone de protection, tout

arc électrique dans les circuits secondaires du TC ou toute autre partie du schéma peut empêcher le bon fonctionnement de MHZPDIF.

Principe de compensation de flux

Dans une configuration de mesure pour les courants différentiels triphasés selon le principe de compensation de flux, aucune résistance de stabilisation n'est nécessaire. Cette configuration nécessite cependant l'utilisation de transformateurs de courant cumulé. Les courants comparés, l'un à l'extrémité de la ligne et l'autre à l'extrémité du neutre, sont tous deux mesurés par le même transformateur de courant cumulé.

Dans ce schéma, les courants circulant dans un transformateur de courant cumulé s'annulent mutuellement lorsqu'il n'y a pas de défaut dans la zone protégée. Lorsqu'un défaut se produit dans la zone protégée, les courants circulant dans le transformateur de courant cumulé s'amplifient mutuellement et la protection différentielle fonctionne.

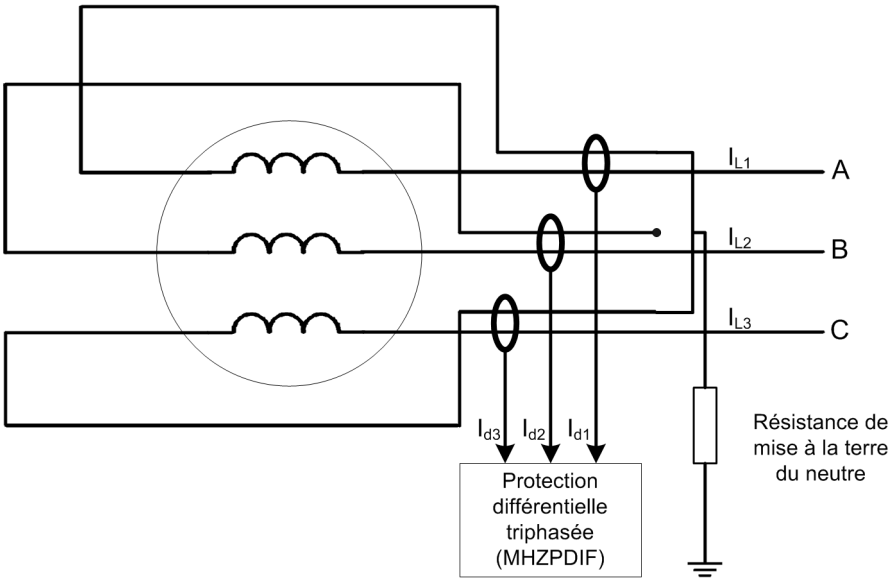


Figure 306: Protection différentielle triphasée pour les moteurs basés sur le principe de la compensation de flux

L'avantage de ce schéma est que le courant primaire assigné du TC peut être choisi plus petit que le courant assigné de la machine.

Si six transformateurs de courant sont utilisés, le principe de compensation de flux, c'est-à-dire la somme de deux TC dans chaque phase, ne peut pas être utilisé. Il faut plutôt utiliser le principe de l'impédance élevée ou la protection différentielle triphasée stabilisée.

4.3.6.6 Recommandations pour les transformateurs de courant

Principe de haute impédance

La sensibilité et la fiabilité de la protection dépendent des caractéristiques des transformateurs de courant. Les TC doivent avoir des rapports de transformation identiques. Il est recommandé que tous les transformateurs de courant aient une charge et des caractéristiques identiques et qu'ils soient du même type. Cela signifie qu'ils doivent provenir de préférence du même lot de fabrication, et donc être de construction identique. Si les caractéristiques et les valeurs de charge du TC ne sont pas identiques, il faut réaliser des calculs distincts pour chaque branche du schéma et utiliser les résultats correspondant au pire des cas. Si la résistance d'enroulement du TC et la charge des branches ne sont pas identiques, il convient d'utiliser la charge maximale égale à 3,2 Ω pour le calcul de la tension stabilisée.

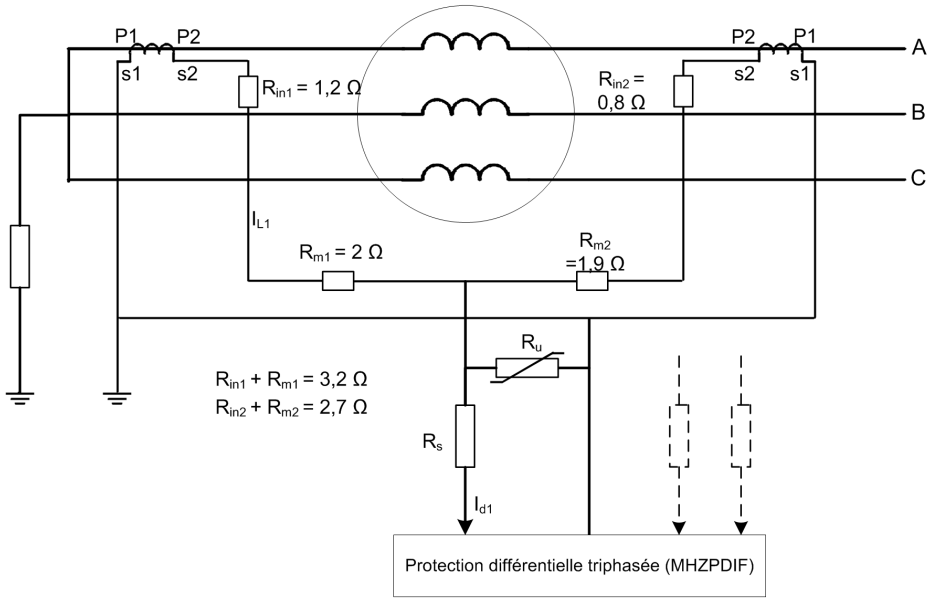


Figure 307: Protection différentielle haute impédance avec des valeurs de charge de TC différentes sur chaque branche

La tension de stabilisation, c'est à dire la tension qui apparaît aux bornes de la branche de mesure lors d'un défaut en dehors de la zone, est calculée en supposant que l'un des TC connectés en parallèle est complètement saturé. La tension de stabilisation peut être calculée à l'aide de l'équation 105.

$$U_s = \frac{I_{k\,max}}{n}(R_{in} + R_m)$$

(Équation 105)

I_{kmax} le courant de défaut traversant le plus élevé en ampère de courant primaire le courant de défaut à la terre ou de court-circuit le plus élevé lors d'un défaut en dehors de la zone

n le rapport de transformation du TC

R_{in} la résistance de l'enroulement secondaire du TC en ohms

R_m la résistance (maximum de R_{in} + R_m) du circuit secondaire du TC en ohm

Les transformateurs de courant doivent être capables de forcer le passage d'un courant suffisant pour actionner le relais à travers le circuit différentiel lors d'une condition de défaut à l'intérieur de la zone de protection. Pour ce faire, la tension du point de coude U_{kn} doit être au moins deux fois supérieure à la tension de stabilisation U_s.

La tension du point de coude requise U_{kn} du transformateur de courant est calculée à l'aide de l'équation 106.

$$U_{kn} \geq 2 \cdot U_s$$

(Équation 106)

U_{kn} tension du point de coude

U_s tension de stabilisation

Le facteur deux est utilisé lorsqu'un retard dans le temps de fonctionnement de la protection n'est pas admissible quelle que soit la situation. Il est conseillé d'utiliser des transformateurs de courant dont la résistance de l'enroulement secondaire est de même valeur que la résistance de la boucle de mesure, afin d'éviter que la tension du point de coude ne monte trop haut.

Comme l'impédance du relais de protection est faible, une résistance de stabilisation est nécessaire. La valeur de la résistance de stabilisation est calculée à l'aide de l'équation 107.

$$R_s = \frac{U_s}{I_{rs}}$$

(Équation 107)

R_s la valeur de la résistance de stabilisation

U_s la tension de stabilisation du relais de protection

I_{rs} La valeur du réglage *Operate value* (Seuil de fonctionnement) en ampère de courant secondaire

La résistance de stabilisation doit être capable de dissiper une énergie élevée en un temps très court. Par conséquent, il faut utiliser une résistance de type bobinée. La

puissance assignée doit être de quelques dixièmes de watt au minimum en raison de la possible imprécision du TC, qui peut générer un courant à travers la résistance de stabilisation en situation de charge normale.

Si U_{kn} est élevée ou la tension de stabilisation est faible, il est nécessaire d'utiliser une résistance de puissance assignée plus élevée. Les fabricants de résistance prévoient souvent un dépassement de 10 fois la puissance assignée pendant cinq secondes. La puissance de la résistance peut donc être calculée à l'aide de l'équation 108.

$$\frac{U_{kn}^2}{R_s \cdot 10}$$

(Équation 108)

La sensibilité réelle de la protection est affectée par le réglage du relais de protection, les courants magnétisants des TC connectés en parallèle et l'effet de shunt de la varistance. La valeur du courant primaire I_{prim} pour laquelle le relais de protection fonctionne à un certain réglage peut être calculée à l'aide de l'équation 109.

$$I_{prim} = n \cdot (I_{rs} + I_u + m \cdot I_m)$$

(Équation 109)

I_m	le courant magnétisant par transformateur de courant sous la tension U_s
I_{prim}	le niveau de courant primaire pour lequel la protection doit démarrer
I_{rs}	la valeur du réglage *Operate value* (Seuil de fonctionnement)
I_u	le courant de fuite s'écoulant dans la VDR sous la tension U_s
n	le rapport de transformation du transformateur de courant
m	le nombre de transformateurs de courant inclus dans la protection par phase (= 2)

La valeur I_e donnée dans de nombreux catalogues est le courant d'excitation sous la tension du point coude. En supposant $U_{kn} \approx 2 \cdot U_s$, la valeur de $I_m \approx \frac{I_e}{2}$ donne une valeur approchée pour l'équation 109.

La sélection des transformateurs de courant peut être subdivisée comme suit.

1. Le courant assigné In de la machine protégée doit être connu. La valeur de I_n affecte également l'amplitude de I_{kmax}. Normalement, la valeur I_{kmax} pour les moteurs est $6 \cdot I_n$.
2. Le courant primaire assigné I_{1n} du TC doit être supérieur au courant assigné de la machine. Le choix du TC spécifie aussi R_{in}.
3. La tension U_{kn} requise est calculée à l'aide de l'équation 106. Si la tension U_{kn} du TC n'est pas assez élevée, un autre TC doit être choisi. La valeur de la tension U_{kn}

est donnée par le fabricant dans le cas des transformateurs de courant classe X ou peut être estimée à l'aide de l'équation 110.

4. La sensibilité I_{prim} est calculée à l'aide de l'équation 109. Si la sensibilité obtenue est suffisante, le TC actuel est choisi. En cas de nécessité d'améliorer la sensibilité, un TC avec un noyau plus grand doit être choisi.

Si le TC utilisé n'est pas de classe X, une estimation de la tension U_{kn} est calculée à l'aide de l'équation 110.

$$U_{kn} = 0.8 \cdot F_n \cdot I_{2n} \cdot \left(R_{in} + \frac{Sn}{I_{2n}^2} \right)$$

(Équation 110)

F_n le facteur limite de précision assigné correspondant à une charge assignée S_n

I_{2n} le courant secondaire assigné du TC

R_{in} la résistance interne secondaire du TC

S_n la caractéristique tension-courant assignée du TC

Les formules sont basées sur un choix des TC selon l'équation 106 qui donne un schéma absolument stable. Dans certains cas, il est possible d'atteindre la stabilité avec des tensions du point de coude inférieures à celles indiquées dans les formules. Toutefois, les conditions de réseau doivent être suffisamment bien connues pour garantir la stabilité.

- Si $U_k < 2 \cdot U_s$, le fonctionnement rapide du relais est garanti.
- Si $U_k \geq 1{,}5 \cdot U_s$ et $< 2 \cdot U_s$, le fonctionnement du relais peut être légèrement allongé et doit être étudié cas par cas.
- Si $U_k < 1{,}5 \cdot U_s$, le fonctionnement du relais est compromis. Il faut choisir un autre TC.

La nécessité d'utiliser une varistance (VDR) dépend du niveau d'isolement pour lequel les relais de protection sont testés.

La tension U_{max}, en ignorant la saturation du TC lors du défaut est calculée à l'aide de l'équation 111.

$$U_{max} = \frac{I_{k\,max\,in}}{n} \cdot \left(R_{in} + R_m + R_s\right) \approx \frac{I_{k\,max\,in}}{n} \cdot R_s$$

(Équation 111)

I_{kmaxin} courant de défaut maximum à l'intérieur de la zone, en ampère de courant primaire

n rapport de transformation du TC

R_{in} résistance interne du TC en ohm

R_m résistance de la plus longue boucle du circuit secondaire du TC en ohm

R_s valeur de résistance de stabilisation en ohm

La tension de crête û, qui inclut la saturation du TC, est estimée à l'aide de l'équation 112 (donnée par P. Mathews 1955).

$$\breve{u} = 2\sqrt{2U_{kn}\left(U_{max} - U_{kn}\right)}$$

(Équation 112)

U_{kn} tension du point de coude du TC

Il est recommandé d'utiliser une VDR pour une tension de crête û ≥ 2 kV. Il s'agit du niveau d'isolement pour lequel les relais de protection sont testés.

Par exemple, le courant de défaut maximum en cas de défaut à l'intérieur de la zone est de 12,6 kA au primaire ; le TC est calibré pour 1250/5 A (rapport n = 240) et la tension du point de coude est de 81 V. La résistance de stabilisation vaut 330 Ohm.

$$U_{max} = \frac{12600\,A}{240} \cdot 330\,\Omega = 17325\,V$$

(Équation 113)

$$\breve{u} = 2\sqrt{2 \cdot 81 \cdot \left(17325 - 81\right)} \approx 3.34\,kV$$

(Équation 114)

La tension de crête étant û = 3,2 kV, une VDR doit être utilisée. Dans certains cas, le recours à une VDR peut être évité si R_s est plus petite. La valeur de R_s dépend du courant de fonctionnement et de la tension de stabilisation du relais de protection. Par conséquent, il faut utiliser un réglage plus élevé du relais de protection ou abaisser la tension de stabilisation.

Principe de compensation de flux

Lorsque le bloc fonctionnel est utilisé avec le principe de compensation de flux, il n'existe pas d'exigence supplémentaire pour les dispositifs de mesure. Les transformateurs de courant cumulé utilisés pour une protection ordinaire à maximum de courant conviennent également dans ce cas.

4.3.6.7 Exemple de calculs pour la protection différentielle à haute impédance

L'exemple indique les calculs pour le paramètre *Operate value* (Seuil de fonctionnement), la valeur de résistance de stabilisation (R_s) et la tension du point de coude requise (U_{kn}) des TC.

Tableau 530: Valeurs de générateur protégées

Quantité	Valeur
S_n	8 MVA
U_n	6 kV
I_n	770 A
I_{kmax}	4 620 A (6 × I_n), défaut hors de la zone
I_{kmaxin}	9,24 kA (12 × I_n), défaut dans la zone

Tableau 531: Données de TC supposées

Quantité	Valeur
TC	1000/1 A
R_{in}	15,3 Ω
U_{kn}	323 V
I_e	35 mA (à U_{kn})

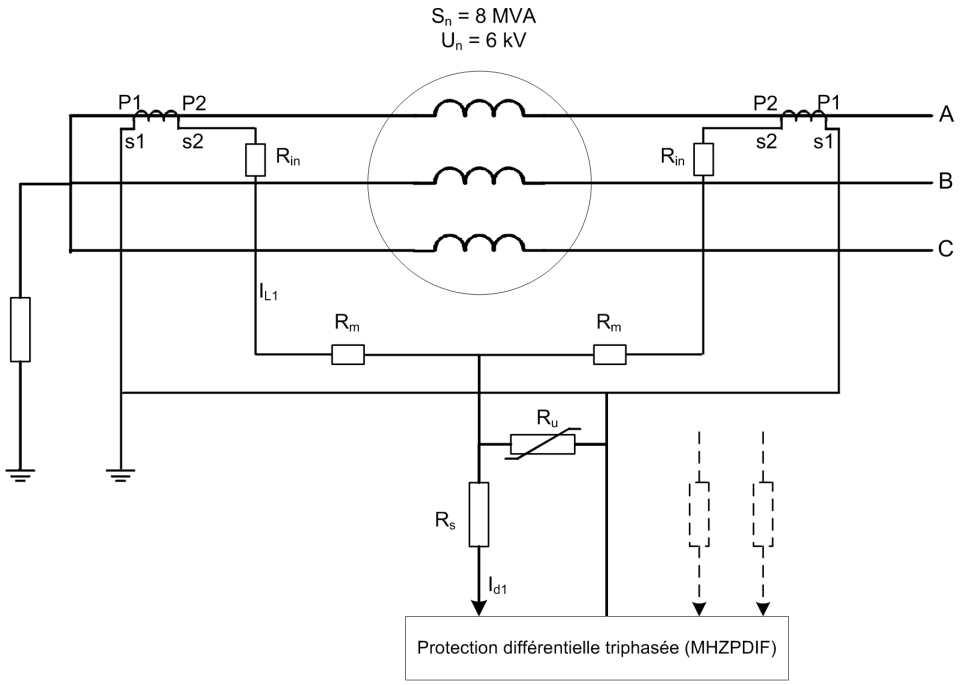


Figure 308: Exemple de calculs pour la protection différentielle à haute impédance (une seule phase est présentée en détails)

La longueur de la boucle du circuit secondaire est de 200 m et la surface de la section transversale est de 2,5 mm^2. La résistance à 75 °C est de 0,00865 Ω/m.

$$R_m = 0.00865\Omega \div m \cdot 200m \approx 1.73\Omega$$

(Équation 115)

Tout d'abord, la tension de stabilisation est calculée à partir de l'équation 105.

$$U_s = \frac{6 \cdot 770\,A}{1000}\left(15.3\Omega + 1.73\Omega\right) \approx 78.7\,V$$

(Équation 116)

Dans ce cas, la valeur requise pour la tension du point de coude du transformateur de courant est obtenue car $U_{kn} > 2U_s$.

On considère que la courbe magnétisante du TC est linéaire. Le courant magnétisant à la tension de stabilisation peut être estimé.

$$I_m = \frac{U_s}{U_{kn}} \cdot I_e$$

(Équation 117)

$$I_m = \frac{78.7\,V}{323\,V} \cdot 35mA \approx 8.5mA$$

(Équation 118)

Pour obtenir une stabilité de protection adéquate, le courant de réglage I_{rs} doit être au minimum de la somme des courants magnétisants de tous les TC raccordés.

$$I_{rs} = 2 \cdot 8.5\,mA \approx 17\,mA$$

(Équation 119)

La résistance de la résistance de stabilisation est calculée à partir de l'équation 107.

$$R_s = \frac{78.7\,V}{0.017\,A} \approx 4629\,\Omega$$

(Équation 120)

La valeur calculée de 4 629 Ω est la valeur maximale pour la résistance de stabilisation. Si cette valeur n'est pas disponible, la valeur disponible inférieure suivante doit être sélectionnée et le courant de réglage de relais de protection doit être réglé conformément à la résistance sélectionnée. Par exemple, dans ce cas, la valeur de résistance de 3 900 Ω est utilisée.

$$I_{rs} = \frac{78.7\,V}{3900\,V} \approx 20\,mA$$

(Équation 121)

La sensibilité de la protection est obtenue conformément à l'équation 109, en supposant que $I_u = 0$.

$$I_{prim} = 1000 \cdot \left(0.020\,A + 2 \cdot 0.0085\,A + 0\,A\right) \approx 37\,A$$

(Équation 122)

La puissance de la résistance de stabilisation est calculée comme suit.

$$P \geq \frac{(323\,V)^2}{3900\,\Omega} \approx 27\,W$$

(Équation 123)

À partir de l'équation 111 et de l'équation 112, le besoin d'une résistance tributaire de la tension est vérifié.

$$U_{max} = \frac{12 \cdot 770\,A}{1000}\left(3900\,\Omega + 15.3\,\Omega + 1.73\,\Omega + 0.10\,\Omega\right) \approx 36.2\,kV$$

(Équation 124)

$$\breve{u} = 2\sqrt{2 \cdot 323\,V \cdot \left(36200\,V - 323\,V\right)} \approx 9.6\,kV$$

(Équation 125)

La résistance tributaire de la tension (une pour chaque phase) est nécessaire dans ce cas car la tension pendant le défaut est bien supérieure à 2 kV.

Le courant de fuite traversant la varistance à la tension de stabilisation peut être disponible dans le manuel de la varistance, en supposant qu'il soit d'à peu près 2 mA à la tension de stabilisation.

$$Iu \approx 0.002\,A$$

(Équation 126)

La sensibilité de la protection peut être recalculée en tenant compte du courant de fuite qui traverse la varistance, conformément à l'équation 109.

$$I_{prim} = 1000 \cdot (0.020\,A + 2 \cdot 0.0085\,A + 0.002\,A) \approx 39\,A$$

(Équation 127)

4.3.6.8 Signaux

Tableau 532: Signaux d'entrée MHZPDIF

Nom	Type	Par défaut	Description
ID_A	REAl	0,0	Amplitude de courant différentiel (DFT), phase A
ID_B	REAL	0,0	Amplitude de courant différentiel (DFT), phase B
ID_C	REAL	0,0	Amplitude de courant différentiel (DFT), phase C
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 533: Signaux de sortie MHZPDIF

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

4.3.6.9 Paramètres

Tableau 534: Paramètres de groupe MHZPDIF (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur de fonctionnement	0,5 à 50,0	%In	0,1	0,5	Valeur de fonctionnement, pourcentage du courant nominal
Temps min de fonctionnement	20...300000	ms	10	20	Temps min de fonctionnement

Tableau 535: Paramètres de non-groupe MHZPDIF (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement

Tableau 536: Paramètres de non-groupe MHZPDIF (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	0	Temporisation de réinitialisation

4.3.6.10 Données surveillées

Tableau 537: Données surveillées MHZPDIF

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
ID_A	FLOAT32	0,00 à 80,00	xIn	Courant différentiel phase A
ID_B	FLOAT32	0,00 à 80,00	xIn	Courant différentiel phase B
ID_C	FLOAT32	0,00 à 80,00	xIn	Courant différentiel phase C
MHZPDIF	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.3.6.11 Données techniques

Tableau 538: MHZPDIF - Données techniques

Caractéristique		Valeur		
Précision de fonctionnement		Suivant la fréquence du courant mesuré : f_n ±2 Hz		
		±1,5 % de la valeur de consigne ou 0,002 × I_n		
Temps de réponse déclenchement [1)2)]		Minimum	Standard	Maximum
	I_{Fault} = 2,0 × valeur *Seuil de déclenchement* (défaut à une phase)	13 ms	17 ms	21 ms
	I_{Fault} = 2,0 × valeur *Seuil de déclenchement* (défaut à trois phases)	11 ms	14 ms	17 ms
Temps de réinitialisation		<40 ms		
Taux de réinitialisation		Généralement 0,96		
Temps de retard		<35 ms		
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant		±1,0 % de la valeur de consigne (±20 ms)		

1) *Mode de mesure* = crête à crête, courant avant défaut = 0,0 x I_n, f_n = 50 Hz, courant de défaut avec fréquence nominale injectée à partir d'un déphasage aléatoire, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie de signal

4.4 Protection contre les déséquilibres

4.4.1 Protection à maximum de courant inverse NSPTOC

4.4.1.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection à maximum de courant inverse	NSPTOC	I2>	46

4.4.1.2 Bloc fonctionnel

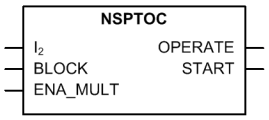


Figure 309: Bloc fonctionnel

4.4.1.3 Fonctionnalité

La fonction de protection à maximum de courant inverse NSPTOC est utilisée pour accroître la sensibilité afin de détecter les défauts monophasés et phase-phase ou les charges déséquilibrées dues, par exemple, à des conducteurs cassés ou des tensions de lignes d'alimentation non symétriques.

La fonction NSPTOC peut également être utilisée pour détecter les conducteurs cassés.

La fonction est basée sur la mesure du courant inverse. Dans une situation de défaut, la fonction démarre lorsque le courant inverse dépasse la limite établie. Les caractéristiques de temps de fonctionnement sont soit temps défini (DT), soit temps défini inverse minimum (IDMT). En mode DT, la fonction s'exécute après un temps de fonctionnement prédéfini et se réinitialise lorsque le courant de défaut disparaît. Le mode IDMT fournit des caractéristiques du temporisateur en fonction du courant.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si l'opérateur le souhaite, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur ou la fonction elle-même.

4.4.1.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont "On" (activé) et "Off" (désactivé).

Le fonctionnement de NSPTOC peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

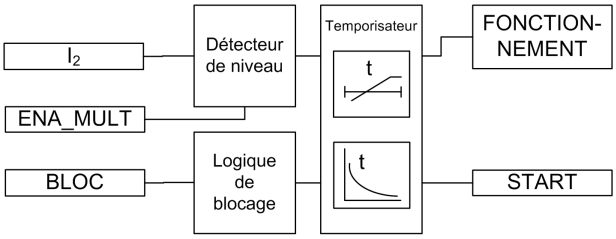


Figure 310: Schéma du module fonctionnel

Détecteur de niveau

Le courant inverse mesuré est comparé à la valeur définie pour *Start value* (Seuil de fonctionnement). Si la valeur mesurée dépasse la valeur définie pour *Start value*, le détecteur de niveau active le module Temporisateur. Si l'entrée `ENA_MULT` est active, la valeur définie pour *Start value* est multipliée par la valeur définie pour *Start value Mult* (Mult. valeur démarrage).

Le relais de protection n'accepte pas les réglages *Start value* ou *Start value Mult* si le produit des réglages sort de la plage de réglage du paramètre *Start value* (Seuil de démarrage).

Temporisateur

Une fois activé, le temporisateur active la sortie `START`. En fonction de la valeur du paramètre *Operating curve type* (Type de courbe de fonctionnement), les caractéristiques de temps se basent sur les modes DT ou IDMT. Lorsque le temporisateur de fonctionnement a atteint la valeur du paramètre *Operate delay time* (Durée de temporisation du fonctionnement) en mode DT ou la valeur maximale définie par la courbe de temps inverse, la sortie `OPERATE` est activée.

Lorsque la courbe IDMT programmable par l'utilisateur est sélectionnée, les caractéristiques de durée de fonctionnement sont définies par les paramètres *Curve parameter A*, *Curve parameter B*, *Curve parameter C*, *Curve parameter D* et *Curve parameter E* (Paramètres de courbe).

En cas de situation de « chute », c'est-à-dire quand un défaut disparaît subitement avant que la durée de fonctionnement ne soit dépassée, l'état de réinitialisation du temporisateur est activé. La fonctionnalité du temporisateur en état de réinitialisation dépend de la combinaison des paramètres *Operating curve type* (Type de courbe de fonctionnement), *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation) et *Reset*

delay time (Durée de temporisation de réinitialisation). Si l'utilisateur choisir la caractéristique DT, le temporisateur de réinitialisation fonctionne jusqu'à ce que la valeur *Reset delay time* (Durée de temporisation de réinitialisation) définie soit dépassée. Si l'utilisateur sélectionne les courbes IDMT, le paramètre *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation) peut être réglé sur trois modes : « Immediate » (Immédiat), « Def time reset » (Réinitialisation sur durée définie) ou « Inverse reset » (Réinitialisation inversée). La courbe de réinitialisation de type « Immediate » entraîne une réinitialisation immédiate. Avec le type de courbe de réinitialisation « Def time reset », la durée de réinitialisation dépend du paramètre *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation). Avec le type de courbe de réinitialisation « Inverse reset » (Réinitialisation inversée), la durée de réinitialisation est fonction durant présent lors de la « chute ». La sortie `START` est désactivée à l'expiration du temporisateur de réinitialisation.



La sélection de la courbe « Inverse reset » (Réinitialisation inversée) n'est prise en charge que par l'ANSI ou les courbes IDMT programmables par l'utilisateur. Si un autre type de courbe de fonctionnement est sélectionné, une réinitialisation immédiate se produit durant la chute.

Le réglage *Time multiplier* (Facteur multiplicateur de temps) est utilisé pour mettre à l'échelle les durées de fonctionnement et de réinitialisation IDMT.

Le paramètre *Minimum operate time* (Durée de fonctionnement minimum) définit la durée de fonctionnement minimale souhaitée pour le mode IDMT. Ce paramètre n'est applicable que si les courbes IDMT sont utilisées.



Le paramètre *Minimum operate time* (Durée de fonctionnement minimum) doit être utilisé avec une grande précaution, car la durée de fonctionnement est basée sur la courbe IDMT, mais utilise toujours au moins la valeur du paramètre *Minimum operate time*. Pour plus d'informations, voir la section Courbes IDMT pour la protection à maximum de courant dans ce manuel.

Le temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR, qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et de la durée de fonctionnement définie. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée `BLOCK` et le réglage global **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée `BLOCK` peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de protection. L'influence de l'activation du signal `BLOCK` est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé sur la valeur courante, mais la sortie OPERATE (Fonctionnement n'est pas désactivée lorsque le blocage est activé. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie OPERATE (Fonctionnement) n'est pas activée.

4.4.1.5 Application

Étant donné que les quantités de courant inverse ne sont pas présentes dans des conditions normales à charge équilibrée, les éléments de protection à maximum de courant inverse peuvent être réglés pour un fonctionnement plus rapide et plus sensible que la protection à maximum de courant de phase normale pour les défauts se produisant entre deux phases. La protection à maximum de courant inverse fournit également une fonctionnalité de protection de secours pour la protection contre les défauts à la terre de la ligne d'alimentation dans des réseaux mis à la terre directs et à faible résistance.

La protection à maximum de courant inverse fournit la protection de secours contre les défauts à la terre du côté haute tension d'un transformateur de courant connecté en triangle/en étoile pour les défauts à la terre se produisant du côté basse tension raccordé en étoile. Si un défaut à la terre se produit du côté connecté en étoile du transformateur de puissance, des quantités de courant inverse apparaissent sur le côté connecté en triangle du transformateur de puissance.

L'application la plus courante pour la protection à maximum de courant inverse est sans doute l'utilisation sur les machines rotatives pour lesquelles les quantités de courant inverse indiquent des conditions de charge déséquilibrée (tensions asymétriques). Une charge déséquilibrée cause normalement une importante surchauffe de la machine et peut entraîner rapidement des dommages graves.

Plusieurs paramètres de courbes de temps et de facteur multiplicateur de temps sont également disponibles pour la coordination avec d'autres dispositifs dans le système.

4.4.1.6 Signaux

Tableau 539: Signaux d'entrée NSPTOC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_2	SIGNAL	0	Courant de phase inverse
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
ENA_MULT	BOOLÉEN	0 = Faux	Active le signal pour multiplicateur de courant

Tableau 540: Signaux de sortie NSPTOC

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

4.4.1.7 Paramètres

Tableau 541: Paramètres de groupe NSPTOC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Seuil de démarrage	0,01...5,00	xIn	0,01	0,30	Seuil de démarrage
Multiplicateur de seuil de démarrage	0,8...10,0		0,1	1,0	Multiplicateur pour mise à l'échelle de la valeur de démarrage
Multiplicateur de temps	0,05...15,00		0,01	1,00	Multiplicateur de temps dans les courbes CEI/ANSI IDMT
Temporisation de fonctionnement	40...200000	ms	10	40	Temporisation de fonctionnement
Type de courbe de fonctionnement	1 = ANSI extrêmement inverse 2 = ANSI très inverse 3 = ANSI normalement inverse 4 = ANSI modérément inverse 5 = ANSI temps constant Heure 6 = Temps long extrêmement inverse 7 = Temps long très inverse 8 = Temps long inverse 9 = CEI normalement inverse 10 = CEI très inverse 11 = CEI inverse 12 = CEI extrêmement inverse 13 = CEI temps court inverse 14 = CEI temps long inverse 15 = CEI temps constant Heure 17 = Programmable 18 = Type RI 19 = Type RD			15 = CEI temps constant Heure	Sélection du type de courbe du délai d'attente

Tableau 542: Paramètres de groupe NSPTOC (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Type de courbe de réinitialisation	1 = Immédiat 2 = Réarmement temps constant 3 = Réarmement inverse			1 = Immédiat	Sélection du type de courbe de réinitialisation

Tableau 543: Paramètres de non-groupe NSPTOC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Opération	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Paramètre de courbe A	0,0086...120,0000		1	28,2000	Paramètre A pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe B	0,0000...0,7120		1	0,1217	Paramètre B pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe C	0,02...2,00		1	2,00	Paramètre C pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe D	0,46...30,00		1	29,10	Paramètre D pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe E	0,0...1,0		1	1,0	Paramètre E pour la courbe programmable par le client

Tableau 544: Paramètres de non-groupe NSPTOC (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temps min. de fonctionnement	20...60000	ms	1	20	Durée minimale de fonctionnement pour les courbes IDMT
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation

4.4.1.8 Données surveillées

Tableau 545: Données surveillées NSPTOC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
NSPTOC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.4.1.9 Données techniques

Tableau 546: NSPTOC - Données techniques

Caractéristique		Valeur		
Précision de déclenchement		Suivant la fréquence du courant mesuré : f_n±2 Hz		
		± 1,5 % de la valeur définie ou ± 0,002 × I_n		
Temps de démarrage 1)2)		Minimum	Standard	Maximum
	$I_{Défaut}$ = 2 × *Seuil de déclenchement* $I_{Défaut}$ = 10 × *Seuil de déclenchement*	23 ms 15 ms	26 ms 18 ms	28 ms 20 ms
Temps de réinitialisation		Généralement 40 ms		
Taux de réinitialisation		Généralement 0,96		
Temps de retard		<35 ms		
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant		±1,0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms		
Précision du temps de déclenchement en mode temps inverse		±5,0 % de la valeur théorique ou ± 20 ms 3)		
Suppression des harmoniques		DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5,…		

1) Courant inverse avant défaut = 0,0, f_n = 50 Hz, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie de signal
3) Valeur de démarrage *Start value* maximale = 2,5 × I_n, plusieurs valeurs *Start value* dans une plage de 1,5 à 20

4.4.1.10 Historique de révision technique

Tableau 547: Historique de révision technique NSPTOC

Révision technique	Modification
B	Les valeurs minimum et par défaut sont passées à 40 ms pour le paramètre *Operate delay time*.
C	La valeur d'incrément est passée de 0,05 à 0,01 pour le réglage *Time multiplier*
D	Amélioration interne
E	Améliorations internes

4.4.2 Protection contre les discontinuités de phase PDNSPTOC

4.4.2.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection contre les discontinuités de phase	PDNSPTOC	I2/I1>	46PD

4.4.2.2 Bloc fonctionnel

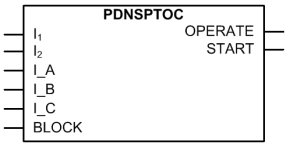


Figure 311: Bloc fonctionnel

4.4.2.3 Fonctionnalité

La fonction de protection contre les discontinuités de phase PDNSPTOC est utilisée pour détecter les situations de déséquilibre provoquées par des conducteurs cassés.

La fonction démarre et s'exécute lorsque le courant de déséquilibre I_2/I_1 dépasse la limite établie. Pour empêcher un fonctionnement incorrect, au moins un courant de phase doit être supérieur au niveau minimal. PDNSPTOC s'exécute avec la caractéristique DT.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si nécessaire, il est possible de bloquer la sortie de la fonction, le temporisateur ou la fonction elle-même.

4.4.2.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs du paramètre correspondant sont « On » et « Off ».

Le fonctionnement de PDNSPTOC peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

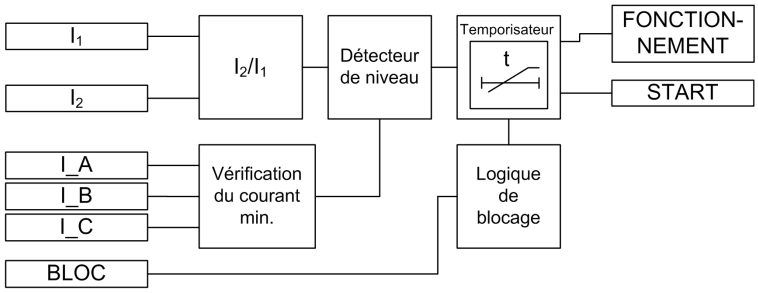


Figure 312: Schéma du module fonctionnel

I_2/I_1

Le module I_2/I_1 calcule le rapport des courants inverse et direct. Il transmet la valeur calculée au détecteur de niveau.

Détecteur de niveau

Le détecteur de niveau compare le rapport calculé des courants inverse et direct à la valeur *Start value* définie. Si la valeur calculée dépasse la valeur *Start value* définie et que le module de contrôle du courant minimum a dépassé le *Min phase current*, le détecteur de niveau signale le dépassement de la valeur au temporisateur.

Vérification du courant min.

Le module de contrôle du courant minimum vérifie si les courants de phase mesurés sont supérieurs au *Min phase current* défini. Au moins un des courants de phase doit être supérieur à la limite définie pour que le module de détection de niveau soit activé.

Temporisateur

Une fois activé, le temporisateur active la sortie `START`. La caractéristique du temporisateur se base sur le mode fonctionnement défini (DT). Lorsque le temporisateur de fonctionnement atteint la valeur définie par le paramètre *Operate delay time* (Temporisation de fonctionnement), la sortie `OPERATE` est activée. Si le défaut disparaît avant que le module ne puisse fonctionner, le temporisateur de fonctionnement est activé. Si le temporisateur de réinitialisation atteint la valeur définie par *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation), le temporisateur de fonctionnement se réinitialise et la sortie `START` est désactivée.

Le temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR, qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et de la durée de fonctionnement définie. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée `BLOCK` et le réglage global **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée `BLOCK` peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de protection. L'influence de l'activation du signal `BLOCK` est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé sur la valeur courante, mais la sortie `OPERATE` (Fonctionnement n'est pas désactivée lorsque le blocage est activé. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie `OPERATE` (Fonctionnement) n'est pas activée.

4.4.2.5 Application

Dans les applications de réseaux de distribution et de répartition triphasés, la discontinuité de phase dans une phase peut entraîner une augmentation de la tension

homopolaire et de brèves crêtes de surtension, ainsi que de l'oscillation dans la phase correspondante.

PDNSPTOC est une protection triphasée à caractéristique DT, conçue pour détecter les conducteurs cassés dans les réseaux de distribution et de répartition. La fonction est applicable pour les lignes aériennes et les câbles enterrés.

Le fonctionnement de PDNSPTOC est basé sur le rapport des courants directs et des courants inverses. Cela donne une meilleure sensibilité et une meilleure stabilité par rapport à une protection de courant inverse simple, car le rapport calculé des courants directs et inverses est relativement constant pendant les variations de charge.

Le déséquilibrage du réseau est détecté en surveillant le rapport de courant inverse et de courant direct lorsque la valeur de courant inverse est I_2 et la valeur de courant direct est I_1 Le déséquilibre est calculé à l'aide de l'équation.

$$Iratio = \frac{I_2}{I_1}$$

(Équation 128)

Une situation de défaut due à un conducteur cassé peut se produire dans la phase A d'une ligne d'alimentation.

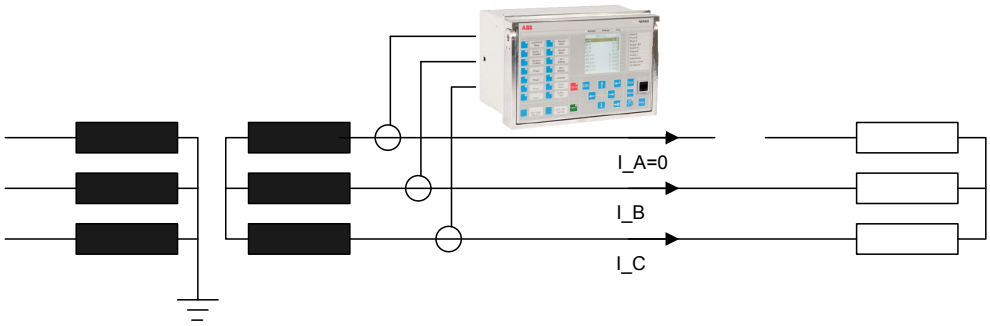


Figure 313: Défaut dû à un conducteur cassé en phase A dans une ligne d'alimentation de distribution ou de répartition

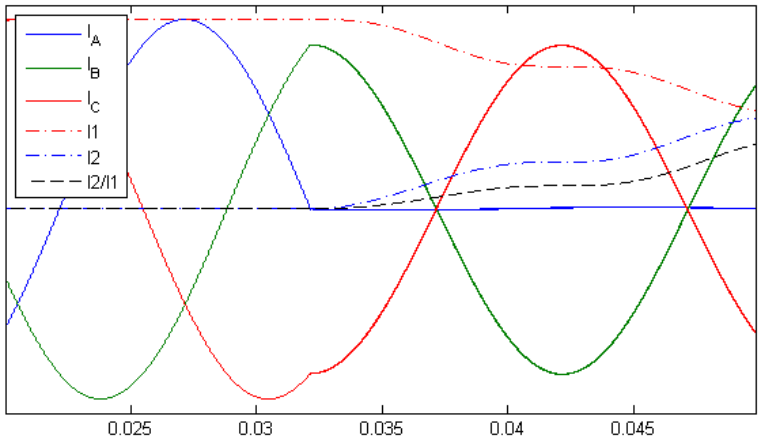


Figure 314: Quantités de courant triphasé pendant le défaut dû à un conducteur cassé en phase A, avec le rapport des courants inverse et direct

4.4.2.6 Signaux

Tableau 548: Signaux d'entrée PDNSPTOC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_1	SIGNAL	0	Courant direct
I_2	SIGNAL	0	Courant inverse
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 549: Signaux de sortie PDNSPTOC

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

4.4.2.7 Paramètres

Tableau 550: Paramètres de groupe PDNSPTOC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur démarrage	10...100	%	1	10	Valeur démarrage
Temporisation de fonctionnement	100...30000	ms	1	100	Temporisation de fonctionnement

Tableau 551: Paramètres de non-groupe PDNSPTOC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement

Tableau 552: Paramètres de non-groupe PDNSPTOC (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation
Courant de phase minimal	0,05 à 0,30	xIn	0,01	0,10	Courant de phase minimum

4.4.2.8 Données surveillées

Tableau 553: Données surveillées PDNSPTOC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
RATIO_I2_I1	FLOAT32	0,00 à 999,99	%	Rapport de courant mesuré I2 / I1
PDNSPTOC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.4.2.9 Données techniques

Tableau 554: PDNSPTOC - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de déclenchement	En fonction de la fréquence du courant mesuré : f_n ±2 Hz
	±2 % de la valeur de consigne
Temps de démarrage	<70 ms
Temps de réinitialisation	Généralement 40 ms
Taux de réinitialisation	Généralement 0,96
Temps de retard	<35 ms
Précision du temps de fonctionnement en mode temps constant	±1.0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms
Suppression des harmoniques	DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5,…

4.4.2.10 Historique de révision technique

Tableau 555: Historique de révision technique PDNSPTOC

Révision technique	Modification
B	Amélioration interne
C	Amélioration interne
D	Amélioration interne

4.4.3 Protection contre les inversions de phase PREVPTOC

4.4.3.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection contre les inversions de phase	PREVPTOC	I2>>	46R

4.4.3.2 Bloc fonctionnel

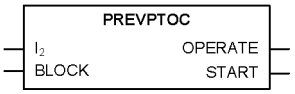


Figure 315: Bloc fonctionnel

4.4.3.3 Fonctionnalité

La fonction de protection contre les inversions de phase PREVPTOC est utilisée pour détecter la connexion inversée des phases à un moteur triphasé en surveillant le courant de phase inverse I_2 du moteur.

PREVPTOC démarre et s'exécute lorsque I_2 dépasse la limite établie. PREVPTOC s'exécute avec la caractéristique de temps défini (DT). La fonction PREVPTOC est basée sur la valeur I_2 calculée, et elle détecte les valeurs I_2 trop élevées pendant le démarrage du moteur. Les valeurs I_2 excessives sont provoquées par des phases incorrectement connectées, qui conduisent le moteur à tourner en sens inverse.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si nécessaire, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur ou la fonction elle-même.

4.4.3.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont « On » (Activé) et « Off » (Désactivé).

Le fonctionnement de PREVPTOC peut être décrit à l'aide d'un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

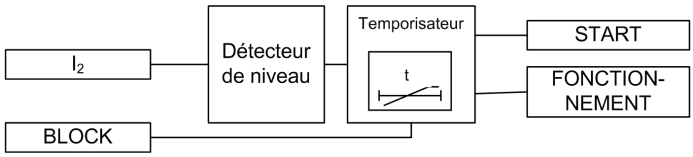


Figure 316: Schéma du module fonctionnel

Détecteur de niveau

Le détecteur de niveau compare le courant inverse au paramètre *Start value* (Seuil de démarrage) établi. Si la valeur I_2 dépasse la valeur de *Start value* (Seuil de démarrage) établie, le détecteur de niveau transmet un signal d'activation au module temporisateur.

Temporisateur

Une fois activé, le temporisateur active la sortie `START`. Lorsque le temporisateur de fonctionnement atteint la valeur *Operate delay time* (Temporisation de fonctionnement) établie, la sortie `OPERATE` est activée. Si le défaut disparaît avant que le module ne puisse fonctionner, le temporisateur de fonctionnement est activé. Si le temporisateur de réinitialisation atteint la valeur de 200 ms, le temporisateur de fonctionnement se réinitialise et la sortie `START` est désactivée.

Le temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR, qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et de la durée de fonctionnement définie. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

4.4.3.5 Application

La rotation d'un moteur en sens inverse n'est pas une condition de fonctionnement souhaitée. Lorsque le moteur entraîne des ventilateurs et des pompes, par exemple, et que le sens de rotation est inversé en raison d'un ordre de phase incorrect, le processus entraîné peut être perturbé et le flux d'air de refroidissement du moteur peut s'inverser lui aussi. Avec un moteur uniquement conçu pour un sens de rotation particulier, l'inversement du sens de rotation peut entraîner un refroidissement inefficace du moteur du fait de la conception des ventilateurs.

Dans un moteur, la valeur de la composante inverse des courants de phase est très négligeable par rapport à la composante directe du courant pendant le fonctionnement

normal du moteur. Mais lorsque le moteur est démarré avec les connexions de phase inversées, la magnitude de I_2 est très élevée. Par conséquent, chaque fois que la valeur I_2 dépasse la valeur de démarrage, la fonction détecte le sens de rotation inverse et émet un signal de fonctionnement qui déconnecte le moteur de l'alimentation.

4.4.3.6 Signaux

Tableau 556: Signaux d'entrée PREVPTOC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_2	SIGNAL	0	Courant inverse
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 557: Signaux de sortie PREVPTOC

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

4.4.3.7 Paramètres

Tableau 558: Paramètres de groupe PREVPTOC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur démarrage	0,05 à 1,00	xIn	0,01	0,75	Valeur démarrage
Tempo fonctionnement	100...60000	ms	10	100	Tempo fonctionnement

Tableau 559: Paramètres de non-groupe PREVPTOC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement

4.4.3.8 Données surveillées

Tableau 560: Données surveillées PREVPTOC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
PREVPTOC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.4.3.9 Données techniques

Tableau 561: PREVPTOC - Données techniques

Caractéristique		Valeur		
Précision de déclenchement		En fonction de la fréquence du courant mesuré : f_n ±2 Hz		
		± 1,5 % de la valeur définie ou ± 0,002 × I_n		
Temps de démarrage[1)2)]	$I_{Défaut}$ = 2,0 × valeur de démarrage *Start value* définie	Minimum	Standard	Maximum
		23 ms	25 ms	28 ms
Temps de réinitialisation		Généralement 40 ms		
Taux de réinitialisation		Généralement 0,96		
Temps de retard		<35 ms		
Précision du temps de fonctionnement en mode temps défini		±1.0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms		
Suppression des harmoniques		DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5, etc.		

1) Courant inverse avant = 0,0, f_n = 50 Hz, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie du signal

4.4.3.10 Historique de révision technique

Tableau 562: Historique de révision technique PREVPTOC

Révision technique	Modifier
B	Amélioration interne

4.4.4 Protection à maximum de courant inverse pour les machines MNSPTOC

4.4.4.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection à maximum de courant inverse pour les machines	MNSPTOC	I2>M	46M

4.4.4.2 Bloc fonctionnel

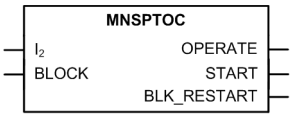


Figure 317: Bloc fonctionnel

4.4.4.3 Fonctionnalité

La fonction de protection à maximum de courant inverse pour les machines MNSPTOC protège les moteurs électriques du déséquilibre de phase. Un petit déséquilibre de tension peut produire un flux de courant inverse important dans le moteur. Par exemple, un déséquilibre de tension de 5 % produit un courant inverse du stator de 30 % du courant de pleine charge, ce qui peut entraîner un échauffement considérable du moteur. MNSPTOC détecte le courant inverse important et déconnecte le moteur.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si nécessaire, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, les temporisateurs ou la fonction elle-même.

4.4.4.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs du paramètre correspondant sont « On » et « Off ».

Le fonctionnement de la fonction MNSPTOC peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

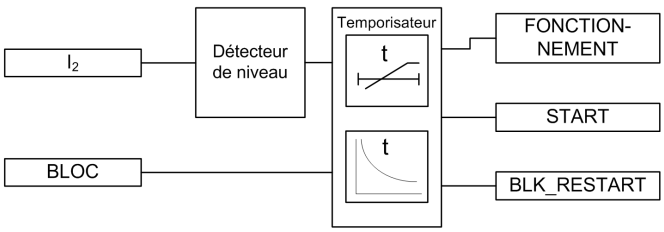


Figure 318: Schéma du module fonctionnel

Détecteur de niveau

Le courant inverse mesuré est comparé au paramètre *Start value*. Si la valeur mesurée dépasse le paramètre *Start value*, la fonction active le module temporisateur.

Temporisateur

Une fois activé, le temporisateur active la sortie `START`. Selon la valeur du réglage *Operating curve type* défini, les caractéristiques du temporisateur se basent sur le

temps constant (DT) ou le temps inverse (IDMT). Lorsque le temporisateur de fonctionnement a atteint la valeur définie par *Operate delay time* en mode DT ou la valeur maximale définie par la courbe à temps inverse, la sortie OPERATE est activée.

Dans une situation de chute, c'est-à-dire lorsque la valeur du courant inverse descend en dessous de la valeur du paramètre *Start value*, le temporisateur de remise à zéro est activé et la sortie START se remet à zéro après la temporisation de *Reset delay time* pour les caractéristiques DT. Pour IDMT, le temps de réinitialisation dépend du type de courbe sélectionné.

Pour les courbes IDMT, il est possible de définir des temps de fonctionnement minimum et maximum avec les paramètres *Minimum operate time* et *Maximum operate time*. Le paramètre *Machine time Mult* correspond à la constante de la machine, égale à la constante I_2^2t de la machine, comme indiqué par le fabricant de la machine. En cas de décalage entre le TC utilisé et les valeurs de courant nominal du moteur protégé, il est possible d'ajuster les courbes IDMT du moteur protégé à l'aide du paramètre *Current reference*.

L'activation de la sortie OPERATE active la sortie BLK_RESTART. La désactivation de la sortie OPERATE active le temporisateur de refroidissement. Le temporisateur est défini à la valeur saisie dans le paramètre *Cooling time* (Durée de refroidissement). La sortie BLK_RESTART est maintenue active jusqu'au dépassement de la temporisation de refroidissement. Si le courant inverse dépasse la valeur définie pendant cette période, la sortie OPERATE est immédiatement activée.

La sortie T_ENARESTART indique la durée pendant laquelle la sortie BLK_RESTART reste active, c'est-à-dire qu'elle indique le temps restant du temporisateur de refroidissement. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Le temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR, qui indique le pourcentage de la situation de démarrage et du temps de fonctionnement défini. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

4.4.4.5 Caractéristiques de temporisateur

La fonction MNSPTOC prend à la fois en charge les caractéristiques DT et IDMT. Les caractéristiques du temporisateur DT peuvent être sélectionnées avec « ANSI Def ». Time" ou "IEC Def. Time » dans le paramètre *Operating curve type*. Dans les deux cas, la fonctionnalité est identique. Lorsque les caractéristiques DT sont sélectionnées, il est uniquement affecté par les paramètres *Operate delay time* et *Reset delay time*.

Le relais de protection dispose de deux courbes caractéristiques IDMT programmables par l'utilisateur, « Inv. curve A » et « Inv. curve B ».

Courbe de temps minimum inverse défini basée sur le courant (IDMT)

Dans les modes à temps inverse, le temps de fonctionnement dépend de la valeur instantanée du courant : plus le courant est élevé, plus le temps de fonctionnement est

court. Le calcul ou l'intégration du temps de fonctionnement commence immédiatement lorsque le courant dépasse la valeur *Start value* définie et que la sortie START est activée.

La sortie OPERATE du composant est activée lorsque la somme cumulée de l'intégrateur calculant la situation à maximum de courant dépasse la valeur fixée par le mode à temps inverse. La valeur définie dépend du type de courbe sélectionné et des valeurs de paramètre utilisées.

Les paramètres *Minimum operate time* et *Maximum operate time* définissent le temps de fonctionnement minimum et maximum possibles pour le mode IDMT. Pour le réglage de ces paramètres, il est recommandé d'étudier attentivement les courbes IDMT particulières.

Inv. curve A

L'équation de temps inverse pour le type de courbe A est :

$$t[s] = \frac{k}{\left(\frac{I_2}{I_r}\right)^2}$$

(Équation 129)

t[s] Temps de fonctionnement en secondes

k Définir *Machine time Mult*

I_2 Courant inverse

I_r Définir *Rated current*

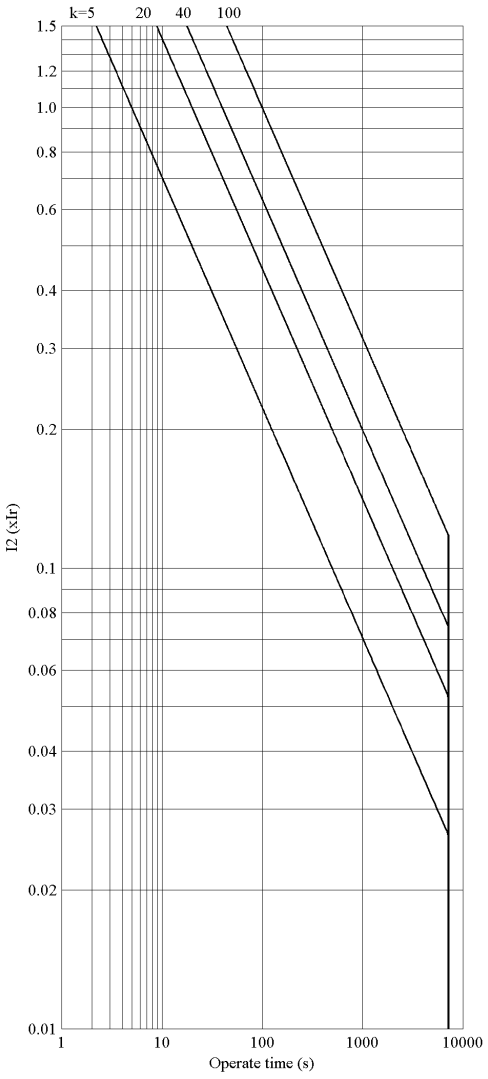


Figure 319: Courbe inverse A de MNSPTOC

Si le courant inverse descend en dessous du paramètre *Start value*, le temps de réinitialisation est défini comme suit :

$$t[s] = a \times \left(\frac{b}{100} \right)$$

(Équation 130)

t[s] Temps de réinitialisation en secondes

a Définir *Cooling time*

b Pourcentage du temps de démarrage écoulé (`START_DUR`)

Lorsque la période de réinitialisation est lancée, le temps pendant lequel START a été actif est enregistré. Si le défaut se reproduit, c'est-à-dire si le courant inverse dépasse la valeur réglée pendant la période de réinitialisation, les calculs de fonctionnement sont poursuivis avec les valeurs mémorisées. Si la période de réinitialisation s'écoule sans qu'un défaut ne soit détecté, le temporisateur de fonctionnement est réinitialisé et les valeurs mémorisées de l'heure de démarrage et de l'intégration sont effacées.

Inv. curve B

L'équation de temps inverse pour le type de courbe B est :

$$t[s] = \frac{k}{\left(\frac{I_2}{I_r}\right)^2 - \left(\frac{I_S}{I_r}\right)^2}$$

(Équation 131)

t[s] Temps de fonctionnement en secondes

k *Machine time Mult*

I_2 Courant inverse

I_S Définir *Start value*

I_r Définir *Rated current*

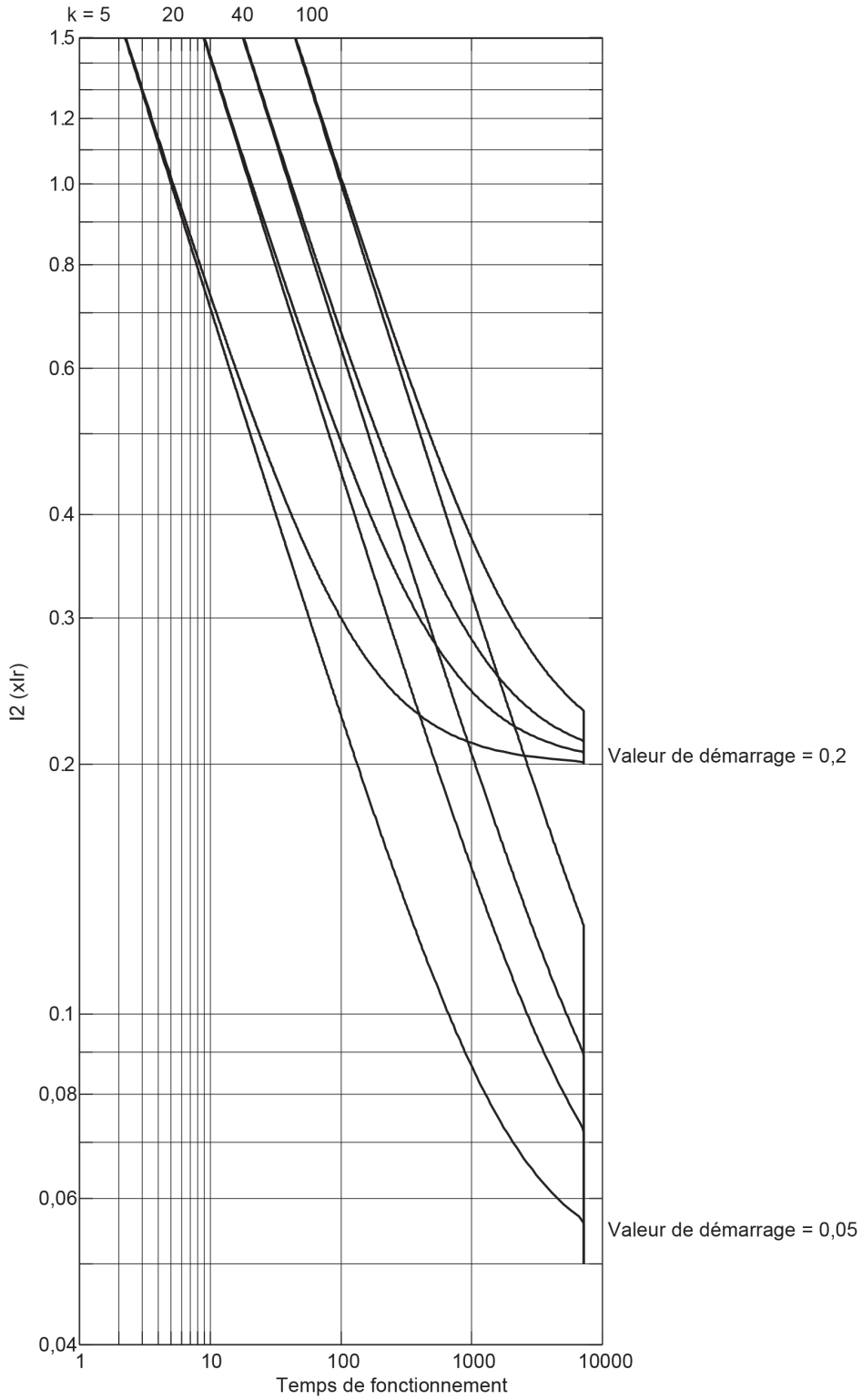


Figure 320: Courbe inverse B de MNSPTOC

Si le défaut disparaît, le courant inverse passe en dessous du paramètre *Start value* et la sortie START est désactivée. La fonction ne se réinitialise pas instantanément. La réinitialisation dépend de l'équation ou du paramètre *Cooling time* (temps de refroidissement).

La réinitialisation du temporisateur s'effectue de deux façons :

- Lorsque le courant inverse descend en dessous de la valeur de démarrage, la soustraction dans le dénominateur devient négative et la somme cumulée commence à diminuer. La diminution de la somme indique le refroidissement de la machine et la vitesse de refroidissement dépend de la valeur du courant inverse. Si la somme atteint zéro sans qu'un défaut ne soit détecté, l'accumulation s'arrête et le temporisateur est remis à zéro.
- Si le temps de réinitialisation défini par le paramètre *Cooling time* s'écoule sans qu'un défaut ne soit détecté, le temporisateur est réinitialisé.

La période de réinitialisation se poursuit donc pendant un temps égal au paramètre *Cooling time* ou jusqu'à ce que le temps de fonctionnement diminue jusqu'à zéro, selon la plus courte des deux périodes.

4.4.4.6 Application

Dans un moteur triphasé, les conditions pouvant entraîner un déséquilibre sont les courants monophasés, le déséquilibre de tension provenant de l'alimentation et le défaut de courant monophasé. Le courant inverse endommage le moteur pendant les conditions de déséquilibre de tension et le courant inverse est donc surveillé pour vérifier les conditions de déséquilibre.

Lorsque les tensions appliquées à un moteur en fonctionnement deviennent déséquilibrées, le courant direct change peu, mais le courant inverse passe à cause du déséquilibre. Par exemple, si le déséquilibre est causé par une coupure dans une phase, un courant inverse passe, égal et opposé au courant de charge précédent dans une phase non défectueuse. La combinaison des courants direct et inverse produit des courants de phase équivalant à environ 1,7 fois la charge précédente dans chaque phase non défectueuse et un courant nul dans la phase ouverte.

Les courants inverses traversent les bobinages du stator, produisant une tension inverse dans les bobinages du rotor. Cela peut entraîner un fort courant de rotor qui endommagera le bobinage du rotor. La fréquence du courant induit correspond à peu près au double de la fréquence d'alimentation. En raison de l'effet pelliculaire, le courant induit présentant une fréquence équivalente au double de la fréquence d'alimentation rencontre une forte résistance du rotor, ce qui entraîne une surchauffe importante, même avec des courants de phase d'une valeur inférieure au courant nominal du moteur.

L'impédance inverse de l'induction ou d'un moteur synchrone est à peu près égale à l'impédance du rotor verrouillé, ce qui correspond approximativement à un sixième de l'impédance normale du moteur, en tenant compte du fait que le moteur a un courant de rotor verrouillé six fois supérieur au courant nominal. De ce fait, même un

déséquilibre de tension de 3 % peut entraîner un courant inverse de stator de 18 % dans les bobinages. La sévérité de ce problème est indiquée par une augmentation de 30 à 40 % de la température du moteur, due à l'excès de courant.

4.4.4.7 Signaux

Tableau 563: Signaux d'entrée MNSPTOC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_2	SIGNAL	0	Courant inverse
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 564: Signaux de sortie MNSPTOC

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer
BLK_RESTART	BOOLÉEN	Blocage de la reconnexion d'une machine surchauffée

4.4.4.8 Paramètres

Tableau 565: Paramètres de groupe MNSPTOC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur démarrage	0,01...0,50	xIn	0,01	0,20	Valeur de démarrage
Type de courbe de fonctionnement	5 = ANSI temps constant Time 15 = CEI temps constant Time 17 = Inv. Courbe A 18 = Inv. Courbe B			15 = CEI temps constant Time	Sélection du type de courbe du délai d'attente
Mult temps machine	5,0...100,0		0,1	5,0	Constante de temps liée à la machine
Tempo fonctionnement	100...120000	ms	10	1000	Temporisation de fonctionnement

Tableau 566: Paramètres de non-groupe MNSPTOC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Durée de fonctionnement maximal	500000...7200000	ms	1000	1000000	Temps de fonctionnement maximal indépendamment de la caractéristique inverse
Temps minimal de fonctionnement	100...120000	ms	1	100	Durée minimale de fonctionnement pour les courbes IDMT
Tps refroid.	5...7200	s	1	50	Durée requise pour le refroidissement de la machine

Tableau 567: Paramètres de non-groupe MNSPTOC (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Courant de référence	0,30...2,00	xIn	0,01	1,00	Courant nominal (Ir) de la machine (utilisé uniquement en mode IDMT)
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation

4.4.4.9 Données surveillées

Tableau 568: Données surveillées MNSPTOC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
T_ENARESTART	INT32	0...10000	Hz	Durée estimée pour réinitialiser le redémarrage du bloc
MNSPTOC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.4.4.10 Données techniques

Tableau 569: MNSPTOC - Données techniques

Caractéristique		Valeur		
Précision de déclenchement		Suivant la fréquence du courant mesuré : f_n±2 Hz		
		± 1,5 % de la valeur définie ou ± 0,002 × I_n		
Temps de démarrage[1)2)]	$I_{Défaut}$ = 2,0 × valeur de démarrage *Start value* définie	Minimum	Standard	Maximum
		23	25 ms	28 ms
Temps de réinitialisation		Généralement 40 ms		
Taux de réinitialisation		Généralement 0,96		
Temps de retard		<35 ms		
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant		±1.0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms		
Précision du temps de déclenchement en mode temps inverse		±5,0 % de la valeur théorique ou ±20 ms[3)]		
Suppression des harmoniques		DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5, etc.		

1) Courant inverse avant = 0,0, f_n = 50 Hz, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie du signal
3) *Seuil de déclenchement* : multiples compris entre 1,10 et 5,00

4.4.4.11 Historique de révision technique

Tableau 570: Historique de révision technique MNSPTOC

Révision technique	Modification
B	Amélioration interne
C	Amélioration interne

4.5 Protection voltmétrique

4.5.1 Protection triphasée contre les surtensions PHPTOV

4.5.1.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection triphasée contre les surcharges	PHPTOV	3U>	59

4.5.1.2 Bloc fonctionnel

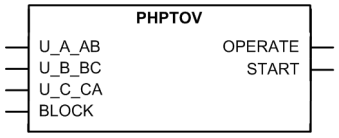


Figure 321: Bloc fonctionnel

4.5.1.3 Fonctionnalité

La fonction de protection triphasée contre les surtensions PHPTOV est appliquée aux éléments du système électrique, tels que les générateurs, les transformateurs, les moteurs et les lignes d'alimentation, afin de protéger le système des tensions excessives susceptibles d'endommager l'isolation et d'entraîner sa rupture. La fonction de protection triphasée contre les surtensions comprend une valeur réglable pour la détection de la surtension, dans une seule phase, dans deux phases ou dans les trois phases.

PHPTOV inclut à la fois les caractéristiques de temps défini (DT) et de temps défini inverse minimum (IDMT) pour la temporisation du déclenchement.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si nécessaire, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur ou la fonction elle-même.

4.5.1.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont "On" (activé) et "Off" (désactivé).

Le fonctionnement de PHPTOV peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

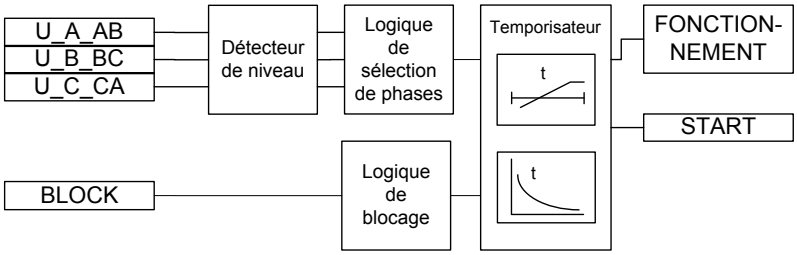


Figure 322: Schéma du module fonctionnel

Détecteur de niveau

Les composantes de fréquence fondamentale des tensions triphasées mesurées sont comparées phase par phase à la valeur définie pour le réglage *Start value* (Seuil de démarrage). Si la valeur mesurée est supérieure à la valeur définie pour le réglage *Start value* (Seuil de démarrage), le détecteur de niveau active le module de logique de sélection de phase. Le réglage *Relative hysteresis* (Hystérésis relatif) peut être utilisé pour éviter les oscillations indésirables si le signal d'entrée diffère légèrement du réglage *Start value*. Après avoir quitté la zone d'hystérésis, la condition de démarrage doit être à nouveau satisfaite et il ne suffit pas que le signal revienne dans la zone d'hystérésis.

Le réglage *Voltage selection* (Sélection de tension) est utilisé pour sélectionner les tensions phase-terre ou phase-phase pour la protection.

Pour le mode de fonctionnement IDMT, les équations de la courbe IDMT utilisées contiennent des caractéristiques de discontinuité. Le réglage *Curve Sat relative* (Courbe sat. relative) est utilisé pour empêcher les fonctionnements indésirables.

Pour une description plus détaillée des courbes IDMT et de l'utilisation du réglage *Curve Sat Relative*, voir la section Courbes IDMT pour la protection à maximum de tension dans ce manuel.

Logique de sélection de phases

Si les critères de défaut sont respectés dans le détecteur de niveau, la logique de sélection de phase détecte la phase ou les phases dans lesquelles le niveau de défaut est détecté. Si le nombre de phases en défaut correspond au réglage *Num of start phases*

(Nombre de phases de démarrage) défini, la logique de sélection de phases active le Temporisateur.

Temporisateur

Une fois activé, le temporisateur active la sortie `START`. Selon la valeur du réglage *Operating curve type* défini, les caractéristiques du temporisateur se basent sur le temps constant (DT) ou le temps inverse (IDMT).



Pour une description détaillée des courbes de tension IDMT, voir la section Courbes IDMT pour la protection à maximum de tension dans ce manuel.

Lorsque le temporisateur de fonctionnement atteint la valeur du paramètre *Operate delay time* (Temporisation de fonctionnement) en mode DT ou la valeur maximale définie par la courbe IDMT, la sortie `OPERATE` est activée.

Lorsque la courbe IDMT programmable par l'utilisateur est sélectionnée, les caractéristiques de temps de fonctionnement sont définies par les paramètres *Curve parameter A*, *Curve parameter B*, *Curve parameter C*, *Curve parameter D* et *Curve parameter E* (Paramètres de courbe).

En cas de situation de « chute », c'est-à-dire quand un défaut disparaît subitement avant que la durée de fonctionnement ne soit dépassée, l'état de réinitialisation est activé. Le comportement en situation de chute dépend des caractéristiques de temps de fonctionnement sélectionnées. Si les caractéristiques DT sont sélectionnées, le temporisateur de réinitialisation s'écoule jusqu'à ce que la valeur définie du paramètre *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation) soit dépassée. Si la situation de chute dépasse la valeur définie pour *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation), le temporisateur se réinitialise et la sortie `START` est désactivée.

Lorsque la courbe de temps de fonctionnement IDMT est sélectionnée, la fonctionnalité du Temporisateur en situation de chute dépend de la combinaison des réglages *Operating curve type* (Type de courbe de fonctionnement), *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation) et *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation).

Tableau 571: Fonctionnalité de réinitialisation temporelle lorsque la courbe de temps de fonctionnement IDMT est sélectionnée

Fonctionnalité de réinitialisation		Réglage du type de courbe de réinitialisation	Réglage du type de réinitialisation temporelle	Réglage de la temporisation de réinitialisation
Réinitialisation instantanée	Le temporisateur de fonctionnement est réinitialisé immédiatement lorsqu'une chute se produit	« Immédiat »	Le paramètre n'a aucun effet	Le paramètre n'a aucun effet
Gel du temporisateur	Le temporisateur de fonctionnement est gelé pendant la situation de chute	« Réarmement temps constant »	"Freeze Op Timer" (Gel temporisateur fonct.)	Le temporisateur de fonctionnement est réinitialisé après expiration de *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation)
Décroissance linéaire	La valeur du temporisateur de fonctionnement décroît linéairement au cours de la situation de chute	« Réarmement temps constant »	"Decrease Op timer" (Décroissance temporisateur fonct.)	Le temporisateur de fonctionnement est réinitialisé après expiration de *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation)

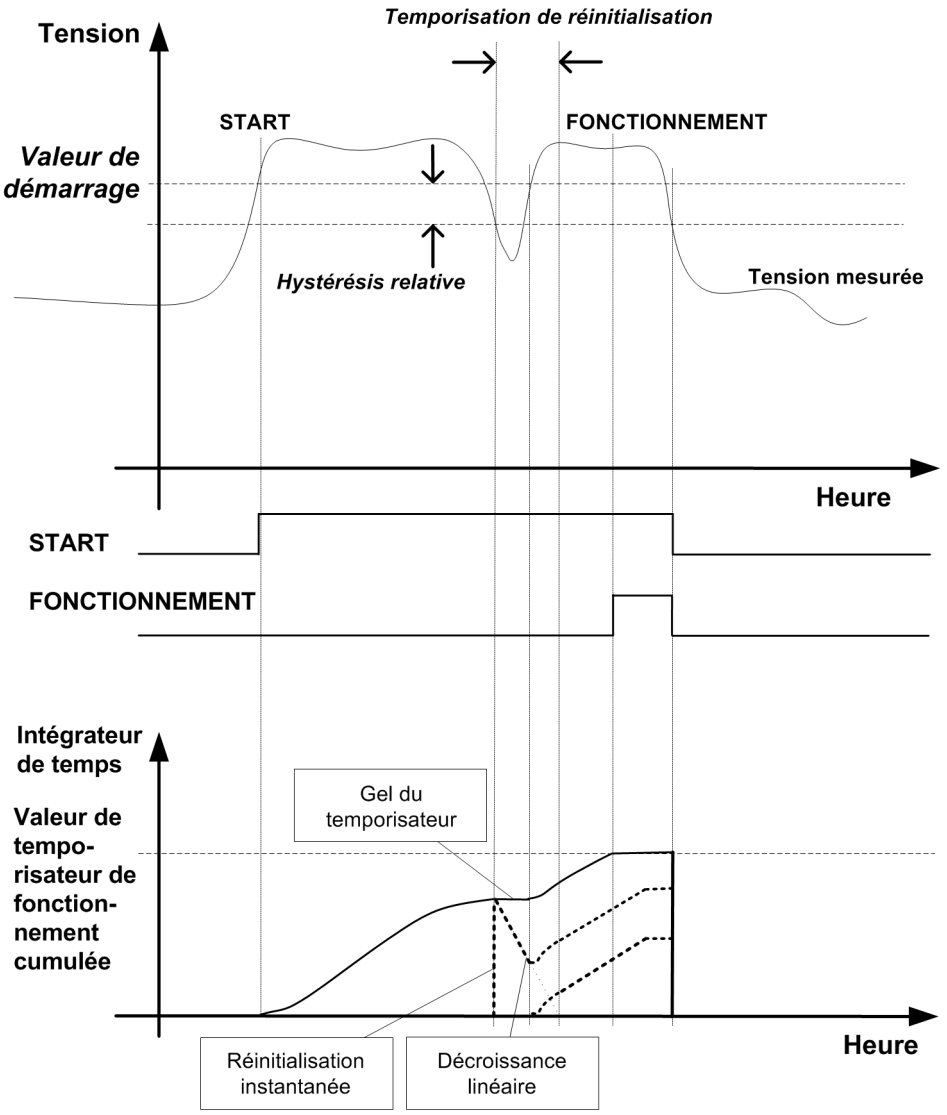


Figure 323: Comportement des différents modes de réinitialisation IDMT. Le signal de fonctionnement est basé sur les réglages Type of reset curve = "Def time reset" et Type of time reset= "Freeze Op timer". L'effet des autres modes de réinitialisation est également présenté

Le paramètre *Time multiplier* (Facteur multiplicateur de temps) est utilisé pour mettre à l'échelle les temps de fonctionnement IDMT.

Le paramètre *Minimum operate time* (Temps de fonctionnement minimum) définit la durée de fonctionnement minimale souhaitée pour IDMT. Ce paramètre n'est applicable que si les courbes IDMT sont utilisées.

Le réglage *Minimum operate time* (Temps de fonctionnement minimum) doit être utilisé avec précaution parce que le temps de fonctionnement est basé sur la courbe IDMT, mais a toujours au moins la valeur du réglage *Minimum operate time*. Pour plus d'informations,

voir la section Courbes IDMT pour la protection à maximum de tension dans ce manuel.

Le Temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et du temps de fonctionnement défini. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée BLOCK et le réglage global **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée BLOCK peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de protection. L'influence de l'activation du signal d'entrée BLOCK est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé sur la valeur courante, mais la sortie OPERATE (Fonctionnement n'est pas désactivée lorsque le blocage est activé. En mode "Block all" (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie OPERATE (Fonctionnement) n'est pas activée.

Le mode de blocage "Freeze timers" (Gel temporisateurs) n'a aucun effet pour le mode de réinitialisation inverse.

4.5.1.5 Caractéristiques de temporisation

Les types de courbes de fonctionnement pris en charge par PHPTOV sont :

Tableau 572: Caractéristiques de temporisation prises en charge par les types de courbes de fonctionnement IDMT

Type de courbe de fonctionnement
(5) ANSI Tps cst
(15) CEI Tps cst
(17) Inv. Courbe A
(18) Inv. Courbe B
(19) Inv. Courbe C
(20) Programmable

4.5.1.6 Application

La surtension dans un réseau se produit soit en raison de surtensions transitoires sur le réseau, soit en raison de surtensions à fréquence industrielle prolongées. Des parasurtenseurs sont utilisés pour protéger le réseau contre les surtensions transitoires, mais la fonction de protection du relais assure la protection contre les surtensions à fréquence industrielle.

La surtension à fréquence industrielle peut survenir sur le réseau dans les circonstances suivantes :

- Fonctionnement défectueux du régulateur de tension automatique lorsque le générateur fonctionne de manière isolée.
- Fonctionnement en commande manuelle avec le régulateur de tension hors service. Variation de charge soudaine, en particulier la composante de puissance réactive provoque un changement de tension important du fait de la régulation de tension élevée inhérente à un alternateur classique.
- Perte soudaine de charge due à la mise hors circuit des lignes d'alimentation sortantes, laissant le générateur isolé ou alimentant une très petite charge. Cela provoque une hausse soudaine de la tension aux bornes due au flux de champ piégé et à la survitesse.

Si une charge sensible à la surtension reste connectée, cela entraîne un endommagement de l'équipement.

Il est essentiel de fournir une protection contre les surtensions à fréquence industrielle, sous la forme d'un élément temporisé, soit en IDMT, soit en DT, pour empêcher l'endommagement de l'équipement.

4.5.1.7 Signaux

Tableau 573: Signaux d'entrée PHPTOV

Nom	Type	Par défaut	Description
U_A_AB	SIGNAL	0	Tension A phase-à-terre ou tension AB phase-à-phase
U_B_BC	SIGNAL	0	Tension B phase-à-terre ou tension BC phase-à-phase
U_C_CA	SIGNAL	0	Tension C phase-à-terre ou tension CA phase-à-phase
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 574: Signaux de sortie PHPTOV

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

4.5.1.8 Réglages

Tableau 575: Paramètres de groupe PHPTOV (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Seuil de démarrage	0,05...1,60	xUn	0,01	1,10	Seuil de démarrage
Multiplicateur de temps	0,05...15,00		0,01	1,00	Multiplicateur de temps dans les courbes CEI/ANSI IDMT
Temporisation de fonctionnement	40...300000	ms	10	40	Temporisation de fonctionnement
Type de courbe de fonctionnement	5 = ANSI temps constant Time 15 = CEI temps constant Time 17 = Inv. Courbe A 18 = Inv. Courbe B 19 = Inv. Courbe C 20 = Programmable			15 = CEI temps constant Time	Sélection du type de courbe du délai d'attente

Tableau 576: Paramètres de groupe PHPTOV (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Type de courbe de réinitialisation	1 = Immédiat 2 = Réarmement temps constant			1 = Immédiat	Sélection du type de courbe de réinitialisation
Type de réinitialisation temporelle	1 = Gel du temporisateur de fonctionnement 2 = Décroissance du temporisateur de fonctionnement			1 = Gel du temporisateur de fonctionnement	Sélection de la réinitialisation temporelle

Tableau 577: Paramètres de non-groupe PHPTOV (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Opération	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Nombre de phases de démarrage	1 = 1 sur 3 2 = 2 sur 3 3 = 3 sur 3			1 = 1 sur 3	Nombre de phases requises pour le fonctionnement de l'activation
Paramètre de courbe A	0,005...200,000		1	1,000	Paramètre A pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe B	0,50...100,00		1	1,00	Paramètre B pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe C	0,0...1,0		1	0,0	Paramètre C pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe D	0,000...60,000		1	0,000	Paramètre D pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe E	0,000...3,000		1	1,000	Paramètre E pour la courbe programmable par le client
Sélection de tension	1 = Phase-terre 2 = Phase-phase			2 = Phase-phase	Paramètre pour sélectionner les tensions de phase ou phase-phase

Tableau 578: Paramètres de non-groupe PHPTOV (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temps min. de fonctionnement	40...60000	ms	1	40	Durée minimale de fonctionnement pour les courbes IDMT
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation
Curve Sat Relative	0,0...10,0		0,1	0,0	Paramètre de réglage pour éviter les discontinuités de courbe
Relative hysteresis	1,0...5,0	%	0,1	4,0	Hystérésis relative pour le fonctionnement

4.5.1.9 Données surveillées

Tableau 579: Données surveillées PHPTOV

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
PHPTOV	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.5.1.10 Données techniques

Tableau 580: PHPTOV - Données techniques

Caractéristique		Valeur		
Précision de déclenchement		En fonction de la fréquence de tension mesurée : f_n ±2 Hz		
		± 1,5% de la valeur définie ou ± 0,002 × U_n		
Temps de démarrage [1)2)]	$U_{Défaut}$ = 1,1 × valeur *Start value* (Seuil de démarrage) définie	Minimum	Standard	Maximum
		23 ms	27 ms	31 ms
Temps de réinitialisation		Généralement 40 ms		
Taux de réinitialisation		Dépend de la valeur assignée du paramètre *Hystérésis relative*		
Temps de retard		<35 ms		
Suite du tableau à la page suivante				

Caractéristique	Valeur
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant	±1.0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms
Précision du temps de déclenchement en mode temps inverse	±5,0 % de la valeur théorique ou ± 20 ms [3]
Suppression des harmoniques	DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5, etc.

1) *Start value* (Seuil de démarrage) = 1,0 × U_n, Tension avant défaut = 0,9 × U_n, f_n = 50 Hz, surtension dans une partie phase-phase avec fréquence nominale injectée à partir d'un déphasage aléatoire, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie du signal
3) valeur *Start value* (Seuil de démarrage) maximum = 1,20 x U_n, plusieurs valeurs *Start value* (Seuil de démarrage) dans une plage de 1,10...2,00

4.5.1.11 Historique de révision technique

Tableau 581: Historique de révision technique PHPTOV

Révision technique	Modification
B	Valeur d'incrément passé de 0,05 à 0,01 pour le réglage *Time multiplier* (Multiplicateur de temps).
C	Élargissement de la plage maximale du paramètre Curve Sat Relative de 3,0 à 10,0 %, et changement de la valeur par défaut de 2,0 à 0,0 %.
D	Ajout du paramètre *Type of time reset*.

4.5.2 Protection monophasée contre les surtensions PHAPTOV

4.5.2.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection monophasée à maximum de tension, côté secondaire	PHAPTOV	U_A>	59_A

4.5.2.2 Bloc fonctionnel

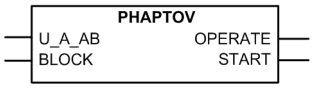


Figure 324: Bloc fonctionnel

4.5.2.3 Fonctionnalités

La fonction de protection monophasée contre les surtensions PHAPTOV est appliquée aux éléments de réseau électrique comme les générateurs, les

transformateurs, les moteurs et les lignes d'alimentation, et permet de protéger le système des tensions excessives qui risqueraient d'endommager l'isolement et d'entraîner une panne de l'isolement.

La fonction PHAPTOV inclut à la fois les caractéristiques de temps défini (DT) et de temps défini inverse minimum (IDMT) pour la temporisation du déclenchement.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si l'opérateur le souhaite, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur ou la fonction elle-même.

4.5.2.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs du paramètre correspondant sont « On » et « Off ».

Le fonctionnement de la fonction PHAPTOV peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

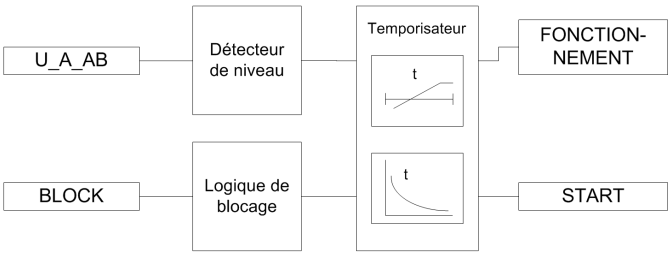


Figure 325: Schéma du module fonctionnel

Détecteur de niveau

La composante de fréquence fondamentale de la tension mesurée est comparée phase par phase à la valeur définie pour le paramètre *Start value*. Si la valeur mesurée est supérieure à la valeur définie pour le paramètre *Start value*, le détecteur de niveau active le temporisateur. Le paramètre *Relative hysteresis* (hystérésis relatif) peut être utilisé pour éviter les oscillations indésirables si le signal d'entrée diffère légèrement du paramètre *Start value*. Après avoir quitté la zone d'hystérésis, la condition de démarrage doit être à nouveau satisfaite et il ne suffit pas que le signal revienne dans la zone d'hystérésis.

Le paramètre *Voltage selection* (sélection de tension) est utilisé pour sélectionner les tensions phase-terre ou phase-phase pour la protection.

Pour le mode de fonctionnement IDMT, les équations de la courbe IDMT utilisées contiennent des caractéristiques de discontinuité. Le paramètre *Curve Sat relative* est utilisé pour empêcher les fonctionnements indésirables.

Pour une description plus détaillée des courbes IDMT et de l'utilisation du paramètre *Curve Sat Relative*, voir la section

Saturation des courbes IDMT pour la protection à maximum de tension dans ce manuel.

Temporisateur

Une fois activé, le temporisateur active la sortie START. Selon la valeur définie du paramètre *Operating curve type*, les caractéristiques du temporisateur se basent sur le DT ou le IDMT.



Pour une description détaillée des courbes de tension IDMT, voir la section Courbes IDMT pour la protection à maximum de tension dans ce manuel.

Lorsque le temporisateur de fonctionnement a atteint la valeur définie du paramètre *Operate delay time* en mode DT ou la valeur maximale définie par IDMT, la sortie OPERATE est activée.

Lorsque la courbe IDMT programmable par l'utilisateur est sélectionnée, les caractéristiques de durée de fonctionnement sont définies par les paramètres *Curve parameter A*, *Curve parameter B*, *Curve parameter C*, *Curve parameter D* et *Curve parameter E* (paramètres de courbe).

En cas d'une « chute », c'est-à-dire quand un défaut disparaît subitement avant que la durée de fonctionnement ne soit dépassée, l'état de réinitialisation du temporisateur est activé. Le comportement en situation de chute dépend des caractéristiques de temps de fonctionnement sélectionnées. Si les caractéristiques DT sont sélectionnées, le temporisateur de réinitialisation s'écoule jusqu'à ce que la valeur définie du paramètre *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation) soit dépassée. Si la situation de chute dépasse la valeur définie de *Reset delay time*, le temporisateur est réinitialisé et la sortie START est désactivée.

Lorsque la courbe de temps de fonctionnement IDMT est sélectionnée, la fonctionnalité du temporisateur en situation de chute dépend de la combinaison des réglages *Operating curve type*, *Type of reset curve* et *Reset delay time*.

Tableau 582: Fonctionnalité de réinitialisation temporelle lorsque la courbe de temps de fonctionnement IDMT est sélectionnée

Fonctionnalité de réinitialisation		Réglage du type de courbe de réinitialisation	Réglage du type de réinitialisation temporelle	Réglage de la temporisation de réinitialisation
Réinitialisation instantanée	Le temporisateur de fonctionnement est réinitialisé immédiatement lorsqu'une chute se produit	« Immédiat »	Le paramètre n'a aucun effet	Le paramètre n'a aucun effet
Gel du temporisateur	Le temporisateur de fonctionnement est gelé pendant la situation de chute	« Réarmement temps constant »	« Freeze Op Timer »	Le temporisateur de fonctionnement est réinitialisé après expiration de Reset delay time.
Décroissance linéaire	La valeur du temporisateur de fonctionnement décroît linéairement au cours de la situation de chute	« Réarmement temps constant »		

Exemple

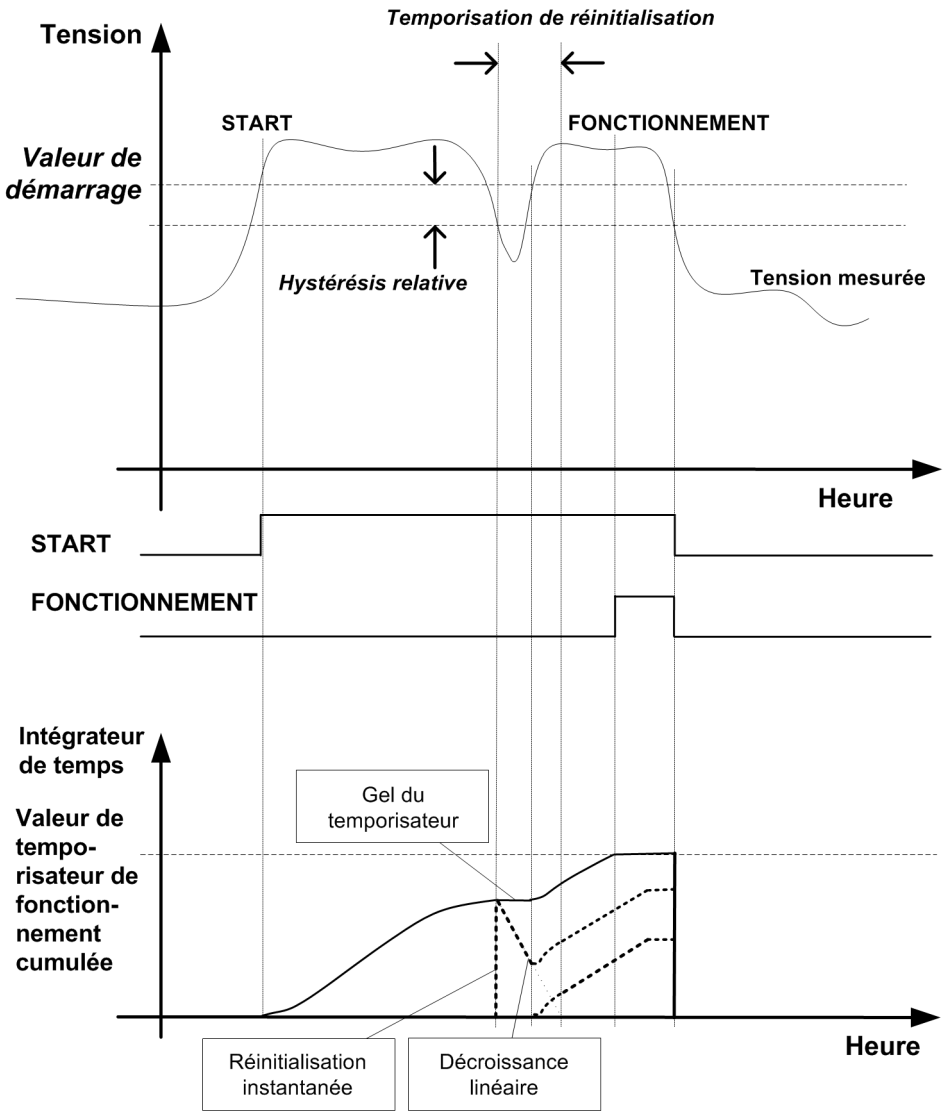


Figure 326: Comportement des différents modes de réinitialisation IDMT

La Figure 326 présente le signal de fonctionnement basé sur les paramètres *Type of reset curve* = « Def time reset » et *Type of time reset*= « Freeze Op timer ». L'effet des autres modes de réinitialisation est également présenté.

Le paramètre *Time multiplier* (Facteur multiplicateur de temps) est utilisé pour mettre à l'échelle les temps de fonctionnement IDMT.

Le paramètre *Minimum operate time* définit la durée de fonctionnement minimale souhaitée pour le fonctionnement IDMT. Ce paramètre n'est applicable que si les courbes IDMT sont utilisées.

Le paramètre *Minimum operate time* doit être utilisé avec précaution parce que le temps de fonctionnement est basé sur la courbe IDMT, mais a toujours au moins la valeur du paramètre *Minimum operate time*. Pour plus d'informations, voir la section Courbes IDMT pour la protection à maximum de cournat dans ce manuel.

Le Temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR, qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et du temps de fonctionnement défini. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée `BLOCK` et le réglage global **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée `BLOCK` peut être commandée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de protection. L'influence de l'activation du signal BLOCK est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé à la valeur courante. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie `OPERATE` (Fonctionnement) n'est pas activée.

Le mode de blocage « Freeze timers » n'a aucun effet pour le mode de réinitialisation inverse.

4.5.2.5 Caractéristiques de temporisateur

La fonction PHAPTOV prend en charge plusieurs types de courbes de fonctionnement.

Tableau 583: Caractéristiques de temporisateur prises en charge par les types de courbes de fonctionnement IDMT

Type de courbe de fonctionnement
(5) ANSI, temps constant
(15) CEI, temps constant
(17) Inv. Courbe A
(18) Inv. Courbe B
(19) Inv. Courbe C
(20) Programmable

4.5.2.6 Application

La surtension dans un réseau se produit soit en raison de surtensions transitoires sur le réseau, soit en raison de surtensions à fréquence industrielle prolongées. Des parasurtenseurs sont utilisés pour protéger le réseau contre les surtensions transitoires, mais la fonction de protection du relais assure la protection contre les surtensions à fréquence industrielle.

La surtension à fréquence industrielle peut survenir sur le réseau dans les circonstances suivantes :

- Fonctionnement défectueux du régulateur de tension automatique lorsque le générateur fonctionne de manière isolée.
- Fonctionnement en commande manuelle avec le régulateur de tension hors service. Variation de charge soudaine, en particulier la composante de puissance réactive provoque un changement de tension important du fait de la régulation de tension élevée inhérente à un alternateur classique.
- Perte soudaine de charge due à la mise hors circuit des lignes d'alimentation sortantes, laissant le générateur isolé ou alimentant une très petite charge, situation qui peut provoquer une hausse soudaine de la tension aux bornes due au flux de champ piégé et à la survitesse.

Si une charge sensible à la surtension reste connectée, cela entraîne un endommagement de l'équipement.

Il est essentiel de fournir une protection contre les surtensions à fréquence industrielle, sous la forme d'un élément temporisé, soit en IDMT, soit en DT, pour empêcher l'endommagement de l'équipement.

4.5.2.7 Signaux

Tableau 584: Signaux d'entrée PHAPTOV

Nom	Type	Par défaut	Description
U_A_AB	SIGNAL	0	Tension A phase-à-terre ou tension AB phase-à-phase
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 585: Signaux de sortie PHAPTOV

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

4.5.2.8 Paramètres

Tableau 586: Paramètres de groupe PHAPTOV (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur démarrage	0,05...1,60	xUn	0,01	1,10	Valeur de démarrage
Facteur multiplicateur de temps	0,05...15,00		0,01	1,00	Multiplicateur de temps dans les courbes CEI/ANSI IDMT
Tempo fonctionnement	40...300000	ms	10	40	Temporisation de fonctionnement
Type de courbe de fonctionnement	5 = ANSI temps constant Time 15 = CEI temps constant Time 17 = Inv. Courbe A 18 = Inv. Courbe B 19 = Inv. Courbe C 20 = Programmable			15 = CEI temps constant Time	Sélection du type de courbe du délai d'attente

Tableau 587: Paramètres de groupe PHAPTOV (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Type de courbe de réinitialisation	1 = Immédiat 2 = Réarmement temps constant			1 = Immédiat	Sélection du type de courbe de réinitialisation
Type de réinitialisation temporelle	1 = Gel du temporisateur de fonctionnement 2 = Décroissance du temporisateur de fonctionnement			1 = Gel du temporisateur de fonctionnement	Sélection de la réinitialisation temporelle

Tableau 588: Paramètres de non-groupe PHAPTOV (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Paramètre de courbe A	0,005...200,000		1	1,000	Paramètre A pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe B	0,50...100,00		1	1,00	Paramètre B pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe C	0,0...1,0		1	0,0	Paramètre C pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe D	0,000...60,000		1	0,000	Paramètre D pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe E	0,000...3,000		1	1,000	Paramètre E pour la courbe programmable par le client
Sélection de tension	1 = Phase-terre 2 = Phase-phase			2 = Phase-phase	Paramètre pour sélectionner les tensions de phase ou phase-phase

Tableau 589: Paramètres de non-groupe PHAPTOV (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temps min de fonctionnement	40...60000	ms	1	40	Durée minimale de fonctionnement pour les courbes IDMT
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation
Curve Sat Relative	0,0...3,0		0,1	2,0	Paramètre de réglage pour éviter les discontinuités de courbe
Relative hysteresis	1,0...5,0	%	0,1	4,0	Hystérésis relative pour le fonctionnement

4.5.2.9 Données surveillées

Tableau 590: Données surveillées PHAPTOV

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
PHAPTOV	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.5.2.10 Données techniques

Tableau 591: PHAPTOV - Données techniques

Caractéristique		Valeur		
Précision de fonctionnement		Suivant la fréquence de la tension mesurée : f_n ±2 Hz		
		±1,5 % de la valeur de consigne ou ±0,002 × U_n		
Temps de réponse déclenchement [1)2)]	$U_{Défaut}$ = 1,1 x valeur *Seuil de déclenchement*	Minimum	Standard	Maximum
		25 ms	28 ms	32 ms
Temps de réinitialisation		Généralement 40 ms		
Taux de réinitialisation		Dépend de la valeur assignée du paramètre *Hystérésis relative*		
Temps de retard		<35 ms		
Suite du tableau à la page suivante				

Caractéristique	Valeur
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant	±1,0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms
Précision du temps de déclenchement en mode temps inverse	±5,0 % de la valeur théorique ou ±20 ms [3]
Suppression des harmoniques	DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5,…

1) *Seuil de déclenchement* = 1,0 x U_n, courant avant défaut = 0,9 x U_n, f_n = 50 Hz, maximum de tension entre phases avec fréquence nominale injectée à partir d'un déphasage aléatoire, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie de signal
3) *Seuil de déclenchement* maximal = 1,20 x U_n, *Seuil de déclenchement* : multiples compris entre 1,10 et 2,00

4.5.3 Protection triphasée contre les sous-tensions PHPTUV

4.5.3.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection triphasée contre les sous-tensions	PHPTUV	3U<	27

4.5.3.2 Bloc fonctionnel

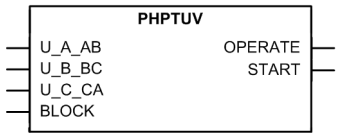


Figure 327: Bloc fonctionnel

4.5.3.3 Fonctionnalité

La fonction de protection triphasée contre les sous-tensions PHPTUV sert à déconnecter du réseau les dispositifs, par exemple les moteurs électriques, qui sont endommagés lorsqu'ils sont en service dans des conditions de sous-tension. PHPTUV comprend une valeur réglable pour la détection de la sous-tension, dans une seule phase, dans deux phases ou dans les trois phases.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si nécessaire, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur ou la fonction elle-même.

4.5.3.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont "On" (activé) et "Off" (désactivé).

Le fonctionnement de PHPTUV peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

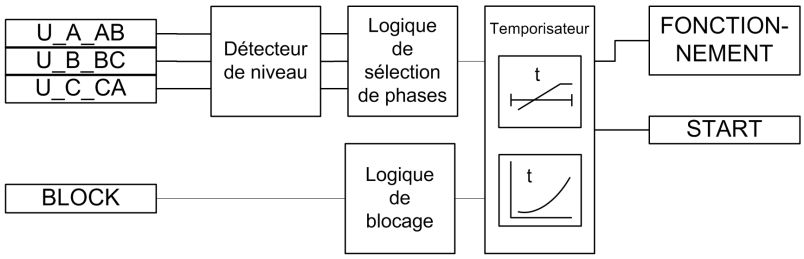


Figure 328: Schéma du module fonctionnel

Détecteur de niveau

Les composantes de fréquence fondamentale des tensions triphasées mesurées sont comparées phase par phase à la valeur définie pour le réglage *Start value* (Seuil de démarrage). Si la valeur mesurée est inférieure à la valeur définie pour le réglage *Start value* (Seuil de démarrage), le détecteur de niveau active le module de logique de sélection de phase. Le réglage *Relative hysteresis* (Hystérésis relatif) peut être utilisé pour éviter les oscillations indésirables si le signal d'entrée varie légèrement au-dessus ou en dessous du réglage *Start value*. Après avoir quitté la zone d'hystérésis, la condition de démarrage doit être à nouveau satisfaite et il ne suffit pas que le signal revienne dans la zone d'hystérésis.

Le réglage *Voltage selection* (Sélection de tension) est utilisé pour sélectionner les tensions phase-terre ou phase-phase pour la protection.

Pour le mode de fonctionnement IDMT, les équations de la courbe IDMT utilisées contiennent des caractéristiques de discontinuité. Le réglage *Curve Sat relative* (Courbe sat. relative) est utilisé pour empêcher les fonctionnements indésirables.

Pour une description plus détaillée des courbes IDMT et de l'utilisation du réglage *Curve Sat Relative*, voir la section Courbes IDMT pour la protection à minimum de tension dans ce manuel.

Le détecteur de niveau contient une fonctionnalité de blocage à deux niveaux pour les cas où l'une des tensions mesurées est en dessous du niveau souhaité. Cette fonctionnalité est utile lorsque l'on veut éviter des démarrages et fonctionnements indésirables pendant, par exemple, une séquence de réenclenchement automatique. Le blocage au niveau bas est activé par défaut (*Enable block value* réglé sur "True")

et le niveau de blocage peut être défini à l'aide du réglage *Voltage block value* (Seuil de blocage de tension).

Logique de sélection de phases

Si les critères de défaut sont respectés dans le détecteur de niveau, la logique de sélection de phase détecte la phase ou les phases dans lesquelles le niveau de défaut est détecté. Si le nombre de phases en défaut correspond à la valeur du réglage *Num of start phases* (Nombre de phases de démarrage) définie, la logique de sélection de phase active le temporisateur.

Temporisateur

Une fois activé, le Temporisateur active la sortie `START`. Selon la valeur du réglage *Operating curve type* défini, les caractéristiques du temporisateur se basent sur le temps constant (DT) ou le temps inverse (IDMT).



Pour une description détaillée des courbes de tension IDMT, voir la section Courbes IDMT pour la protection à minimum de tension dans ce manuel.

Lorsque le temporisateur de fonctionnement atteint la valeur du paramètre *Operate delay time* (Temporisation de fonctionnement) en mode DT ou la valeur maximale définie par la courbe IDMT, la sortie `OPERATE` est activée.

Lorsque la courbe IDMT programmable par l'utilisateur est sélectionnée, les caractéristiques de temps de fonctionnement sont définies par les paramètres *Curve parameter A*, *Curve parameter B*, *Curve parameter C*, *Curve parameter D* et *Curve parameter E* (Paramètres de courbe).

En cas de situation de « chute », c'est-à-dire quand un défaut disparaît subitement avant que la durée de fonctionnement ne soit dépassée, l'état de réinitialisation est activé. Le comportement en situation de chute dépend des caractéristiques de temps de fonctionnement sélectionnées. Si les caractéristiques DT sont sélectionnées, le temporisateur de réinitialisation s'écoule jusqu'à ce que la valeur définie du paramètre *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation) soit dépassée. Si la situation de chute dépasse la valeur définie pour *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation), le temporisateur se réinitialise et la sortie `START` est désactivée.

Lorsque la courbe de temps de fonctionnement IDMT est sélectionnée, la fonctionnalité du Temporisateur en situation de chute dépend de la combinaison des réglages *Operating curve type* (Type de courbe de fonctionnement), *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation) et *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation).

Tableau 592: Fonctionnalité de réinitialisation temporelle lorsque la courbe de temps de fonctionnement IDMT est sélectionnée

Fonctionnalité de réinitialisation		Réglage du type de courbe de réinitialisation	Réglage du type de réinitialisation temporelle	Réglage de la temporisation de réinitialisation
Réinitialisation instantanée	Le temporisateur de fonctionnement est réinitialisé immédiatement lorsqu'une chute se produit	« Immédiat »	Le paramètre n'a aucun effet	Le paramètre n'a aucun effet
Gel du temporisateur	Le temporisateur de fonctionnement est gelé pendant la situation de chute	« Réarmement temps constant »	"Freeze Op Timer" (Gel temporisateur fonct.)	Le temporisateur de fonctionnement est réinitialisé après expiration de *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation)
Décroissance linéaire	La valeur du temporisateur de fonctionnement décroît linéairement au cours de la situation de chute	« Réarmement temps constant »	"Decrease Op timer" (Décroissance temporisateur fonct.)	Le temporisateur de fonctionnement est réinitialisé après expiration de *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation)

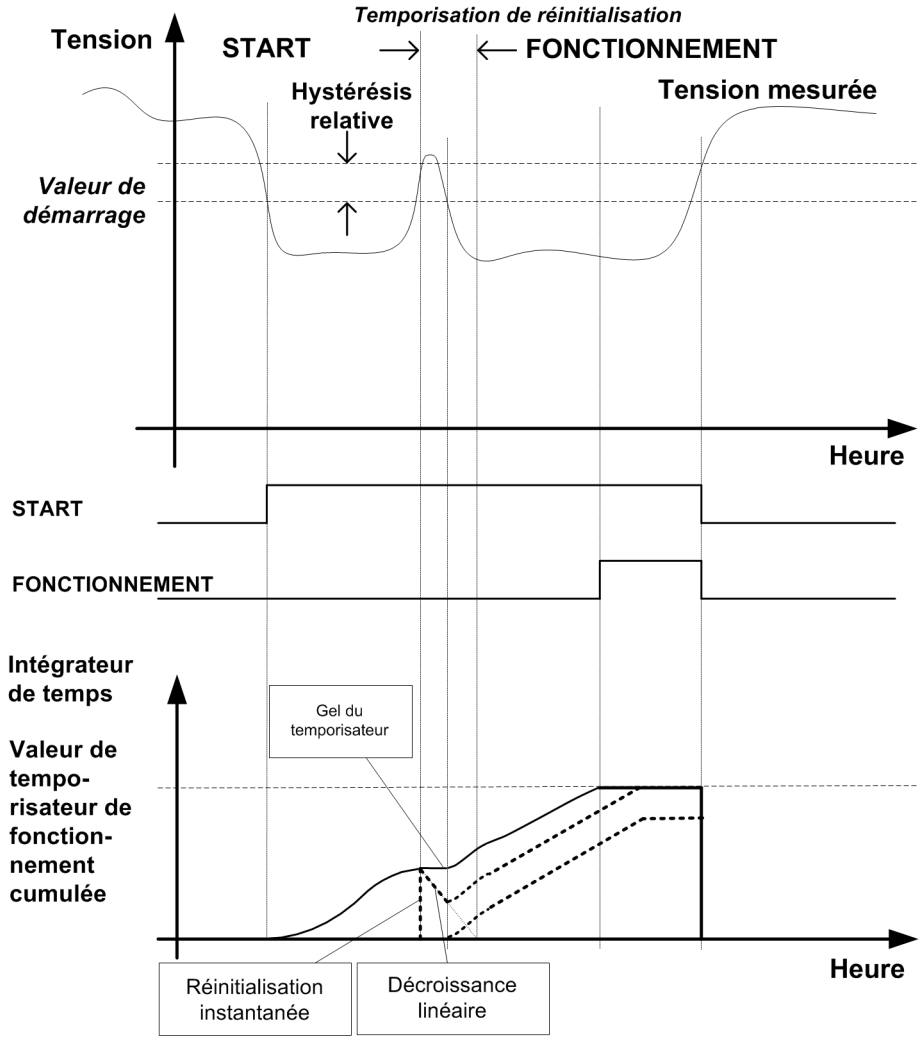


Figure 329: Comportement des différents modes de réinitialisation IDMT. Le signal de fonctionnement est basé sur les réglages Type of reset curve = "Def time reset" et Type of time reset= "Freeze Op timer". L'effet des autres modes de réinitialisation est également présenté

Le paramètre *Time multiplier* (Facteur multiplicateur de temps) est utilisé pour mettre à l'échelle les temps de fonctionnement IDMT.

Le paramètre *Minimum operate time* (Temps de fonctionnement minimum) définit la durée de fonctionnement minimale souhaitée pour IDMT. Ce paramètre n'est applicable que si les courbes IDMT sont utilisées.

Le réglage *Minimum operate time* (Temps de fonctionnement minimum) doit être utilisé avec précaution parce que le temps de fonctionnement est basé sur la courbe IDMT, mais a toujours au moins la valeur du réglage *Minimum operate time*. Pour plus d'informations,

voir la section Courbes IDMT pour la protection à maximum de courant dans ce manuel.

Le Temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et du temps de fonctionnement défini. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée BLOCK et le réglage global **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée BLOCK peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de protection. L'influence de l'activation du signal d'entrée BLOCK est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé sur la valeur courante, mais la sortie OPERATE (Fonctionnement n'est pas désactivée lorsque le blocage est activé. En mode "Block all" (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie OPERATE (Fonctionnement) n'est pas activée.

Le mode de blocage "Freeze timers" (Gel temporisateurs) n'a aucun effet pour le mode de "Inverse reset" (Réinitialisation inverse).

4.5.3.5 Caractéristiques de temporisation

Les types de courbes de fonctionnement pris en charge par PHPTUV sont :

Tableau 593: Types de courbes de fonctionnement IDMT pris en charge

Type de courbe de fonctionnement
(5) ANSI Tps cst
(15) CEI Tps cst
(21) Inv. Courbe A
(22) Inv. Courbe B
(23) Programmable

4.5.3.6 Application

PHPTUV est appliqué aux éléments du système d'alimentation, tels que les générateurs, les transformateurs, les moteurs et les lignes d'alimentation, afin de détecter les conditions de basse tension. Les conditions de basse tension sont causées par un fonctionnement anormal ou par un défaut du système électrique. PHPTUV peut être utilisé en combinaison avec les protections à maximum de courant. Les autres applications sont la détection d'une condition d'absence de tension, par exemple avant l'excitation d'une ligne haute tension ou d'un déclenchement automatique de disjoncteur en cas de panne de courant. PHPTUV est également utilisé pour initier des mesures de correction de tension, telles que l'insertion des batteries de condensateurs shunt, pour compenser une charge réactive et donc augmenter la tension.

PHPTUV sert à une déconnexion des dispositifs de réseau, par exemple les moteurs électriques qui sont endommagés lorsqu'ils sont soumis au service en état de basse tension. PHPTUV traite des conditions de basse tension à la fréquence du système d'alimentation. Les conditions de basse tension peuvent être causées par :

- Un dysfonctionnement d'un régulateur de tension ou des paramètres incorrects en commande manuelle (diminution de la tension symétrique)
- Une surcharge (diminution de la tension symétrique)
- Courts-circuits, souvent sous forme de défauts phase-terre (augmentation de la tension asymétrique).

PHPTUV empêche les équipements sensibles de fonctionner dans des conditions susceptibles d'entraîner une surchauffe et donc de raccourcir leur durée de vie utile. Dans la plupart des cas, PHPTUV est une fonction utile dans les circuits pour les processus d'automatisation locaux ou à distance dans le système électrique.

4.5.3.7 Signaux

Tableau 594: Signaux d'entrée PHPTUV

Nom	Type	Par défaut	Description
U_A_AB	SIGNAL	0	Tension A phase-à-terre ou tension AB phase-à-phase
U_B_BC	SIGNAL	0	Tension B phase-à-terre ou tension BC phase-à-phase
U_C_CA	SIGNAL	0	Tension C phase-à-terre ou tension CA phase-à-phase
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 595: Signaux de sortie PHPTUV

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

4.5.3.8 Réglages

Tableau 596: Paramètres de groupe PHPTUV (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Seuil de démarrage	0,05...1,20	xUn	0,01	0,90	Seuil de démarrage
Multiplicateur de temps	0,05...15,00		0,01	1,00	Multiplicateur de temps dans les courbes CEI/ANSI IDMT
Temporisation de fonctionnement	60...300000	ms	10	60	Temporisation de fonctionnement
Type de courbe de fonctionnement	5 = ANSI temps constant Time 15 = CEI temps constant Time 21 = Inv. Courbe A 22 = Inv. Courbe B 23 = Programmable			15 = CEI temps constant Time	Sélection du type de courbe du délai d'attente

Tableau 597: Paramètres de groupe PHPTUV (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Type de courbe de réinitialisation	1 = Immédiat 2 = Réarmement temps constant			1 = Immédiat	Sélection du type de courbe de réinitialisation
Type de réinitialisation temporelle	1 = Gel du temporisateur de fonctionnement 2 = Décroissance du temporisateur de fonctionnement			1 = Gel du temporisateur de fonctionnement	Sélection de la réinitialisation temporelle

Tableau 598: Paramètres de non-groupe PHPTUV (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Opération	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Nombre de phases de démarrage	1 = 1 sur 3 2 = 2 sur 3 3 = 3 sur 3			1 = 1 sur 3	Nombre de phases requises pour le fonctionnement de l'activation
Paramètre de courbe A	0,005...200,000		1	1,000	Paramètre A pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe B	0,50...100,00		1	1,00	Paramètre B pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe C	0,0...1,0		1	0,0	Paramètre C pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe D	0,000...60,000		1	0,000	Paramètre D pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe E	0,000...3,000		1	1,000	Paramètre E pour la courbe programmable par le client
Sélection de tension	1 = Phase-terre 2 = Phase-phase			2 = Phase-phase	Paramètre pour sélectionner les tensions de phase ou phase-phase

Tableau 599: Paramètres de non-groupe PHPTUV (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temps min. de fonctionnement	60...60000	ms	1	60	Durée minimale de fonctionnement pour les courbes IDMT
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation
Curve Sat Relative	0,0...10,0		0,1	0,0	Paramètre de réglage pour éviter les discontinuités de courbe
Seuil de blocage de la tension	0,05...1,00	xUn	0,01	0,20	Blocage de bas niveau pour le mode de sous-tension
Activer la valeur de blocage	0 = Faux 1 = Vrai			1 = Vrai	Activation du blocage interne
Relative hysteresis	1,0...5,0	%	0,1	4,0	Hystérésis relative pour le fonctionnement

4.5.3.9 Données surveillées

Tableau 600: Données surveillées PHPTUV

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
PHPTUV	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.5.3.10 Données techniques

Tableau 601: PHPTUV - Données techniques

Caractéristique		Valeur		
Précision de déclenchement		En fonction de la fréquence de tension mesurée : f_n ±2 Hz		
		± 1,5% de la valeur définie ou ± 0,002 × U_n		
Temps de démarrage[1)2)]		Minimum	Standard	Maximum
	$U_{Défaut}$ = 0,9 × valeur de démarrage *Start value* définie	62 ms	66 ms	70 ms
Temps de réinitialisation		Généralement 40 ms		
Taux de réinitialisation		En fonction de *l'hystérésis relative*		
Temps de retard		<35 ms		

Suite du tableau à la page suivante

Caractéristique	Valeur
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant	±1.0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms
Précision du temps de déclenchement en mode temps inverse	±5,0 % de la valeur théorique ou ±20 ms[3)]
Suppression des harmoniques	DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5, etc.

1) *Start value* = 1,0 × U_n, Tension avant défaut = 1,1 × U_n, f_n = 50 Hz, sous-tension dans une phase-phase avec fréquence nominale injecté à partir d'un déphasage aléatoire, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie du signal
3) *Seuil de déclenchement* minimum = 0.50, *Seuil de déclenchement* multiples compris entre 0.90 et 0.20

4.5.3.11 Historique de révision technique

Tableau 602: Historique de révision technique PHPTUV

Révision technique	Modification
B	Valeur d'incrément passé de 0,05 à 0,01 pour le réglage *Time multiplier* (Multiplicateur de temps).
C	Élargissement de la plage maximale du paramètre Curve Sat Relative de 3,0 à 10,0 %, et changement de la valeur par défaut de 2,0 à 0,0 %.
D	Ajout du paramètre *Type of time reset*.

4.5.4 Protection monophasée contre les sous-tensions PHAPTUV

4.5.4.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection monophasée à minimum de tension, côté secondaire	PHAPTUV	U_A<	27_A

4.5.4.2 Bloc fonctionnel

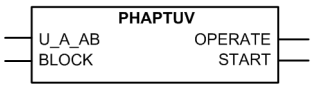


Figure 330: Bloc fonctionnel

4.5.4.3 Fonctionnalités

La fonction de protection monophasée contre les surtensions PHAPTOV est utilisée pour sectionner les dispositifs endommagés du réseau. Il peut s'agir par exemple de

moteurs électriques endommagés lorsqu'ils fonctionnent dans des conditions de sous-tension.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si l'opérateur le souhaite, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur ou la fonction elle-même.

4.5.4.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont "On" (activé) et "Off" (désactivé).

Le fonctionnement de PHAPTUV peut être décrit à l'aide d'un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

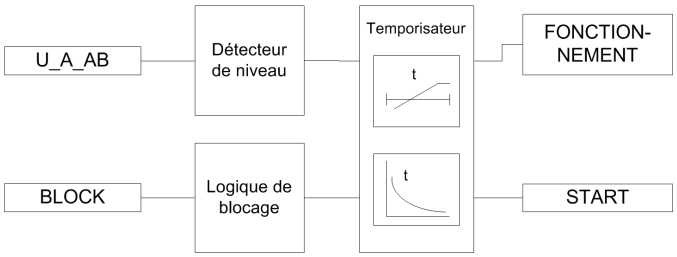


Figure 331: Schéma du module fonctionnel

Détecteur de niveau

La composante de fréquence fondamentale de la tension monophasée mesurée est comparée phase par phase à la valeur définie pour le réglage *Start value* (Seuil de démarrage). Si la valeur mesurée est inférieure à la valeur définie pour le réglage *Start value* (Seuil de démarrage), le détecteur de niveau active le module Temporisateur. Le réglage *Relative hysteresis* (Hystérésis relatif) peut être utilisé pour éviter les oscillations indésirables si le signal d'entrée varie légèrement au-dessus ou en dessous du réglage *Start value*. Après avoir quitté la zone d'hystérésis, la condition de démarrage doit être à nouveau satisfaite et il ne suffit pas que le signal revienne dans la zone d'hystérésis.

Le réglage *Voltage selection* (Sélection de tension) est utilisé pour sélectionner les tensions phase-terre ou phase-phase pour la protection.

Pour le mode de fonctionnement IDMT, les équations de la courbe IDMT utilisées contiennent des caractéristiques de discontinuité. Le réglage *Curve Sat relative* (Courbe sat. relative) est utilisé pour empêcher les fonctionnements indésirables.

Pour une description plus détaillée des courbes IDMT et de l'utilisation du réglage *Curve Sat Relative*, voir la section des courbes IDMT pour la protection à minimum de tension dans ce manuel.

Le détecteur de niveau contient une fonctionnalité de blocage à deux niveaux pour les cas où l'une des tensions mesurées est en dessous du niveau souhaité. Cette fonctionnalité peut être utilisée lorsque l'on veut éviter les démarrages et fonctionnements indésirables durant, par exemple, une séquence de réenclenchement automatique. Le blocage au niveau bas est activé par défaut (Enable block value réglé sur "True") et le niveau de blocage peut être défini à l'aide du réglage *Voltage block value* (Seuil de blocage de tension).

Temporisateur

Une fois activé, le temporisateur active la sortie `START`. Selon la valeur du réglage *Operating curve type* défini, les caractéristiques du temporisateur se basent sur le temps constant (DT) ou le temps inverse (IDMT).



Pour une description détaillée des courbes de tension IDMT, voir la section des courbes IDMT pour la protection à minimum de tension dans ce manuel.

Lorsque le temporisateur de fonctionnement atteint la valeur du paramètre *Operate delay time* (Temporisation de fonctionnement) en mode DT ou la valeur maximale définie par la courbe de temps IDMT, la sortie `OPERATE` est activée.

Lorsque la courbe IDMT programmable par l'utilisateur est sélectionnée, les caractéristiques de temps de fonctionnement sont définies par les paramètres *Curve parameter A*, *Curve parameter B*, *Curve parameter C*, *Curve parameter D* et *Curve parameter E* (Paramètres de courbe).

En cas de situation de « chute », c'est-à-dire quand un défaut disparaît subitement avant que la durée de fonctionnement ne soit dépassée, l'état de réinitialisation est activé. Le comportement en situation de chute dépend des caractéristiques de temps de fonctionnement sélectionnées. Si les caractéristiques DT sont sélectionnées, le temporisateur de réinitialisation s'écoule jusqu'à ce que la valeur de *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation) définie soit dépassée. Si la situation de chute dépasse la valeur définie pour *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation), le temporisateur se réinitialise et la sortie `START` est désactivée.

Lorsque la courbe de temps de fonctionnement IDMT est sélectionnée, la fonctionnalité du Temporisateur en situation de chute dépend de la combinaison des réglages *Operating curve type* (Type de courbe de fonctionnement), *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation) et *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation).

Tableau 603: Fonctionnalité de réinitialisation temporelle lorsque la courbe de temps de fonctionnement IDMT est sélectionnée

Fonctionnalité de réinitialisation		Réglage du type de courbe de réinitialisation	Réglage du type de réinitialisation temporelle	Réglage de la temporisation de réinitialisation
Réinitialisation instantanée	Le temporisateur de fonctionnement est réinitialisé immédiatement lorsqu'une chute se produit	« Immédiat »	Le paramètre n'a aucun effet	Le paramètre n'a aucun effet
Gel du temporisateur	Le temporisateur de fonctionnement est gelé pendant la situation de chute	« Réarmement temps constant »	"Freeze Op Timer" (Gel temporisateur fonct.)	Réinitialisation du temporisateur I après expiration de la temporisation de réinitialisation définie
Décroissance linéaire	La valeur du temporisateur de fonctionnement décroît linéairement au cours de la situation de chute	« Réarmement temps constant »	"Decrease Op timer" (Décroissance temporisateur fonct.)	Le temporisateur de fonctionnement est réinitialisé après expiration de la temporisation de réinitialisation définie

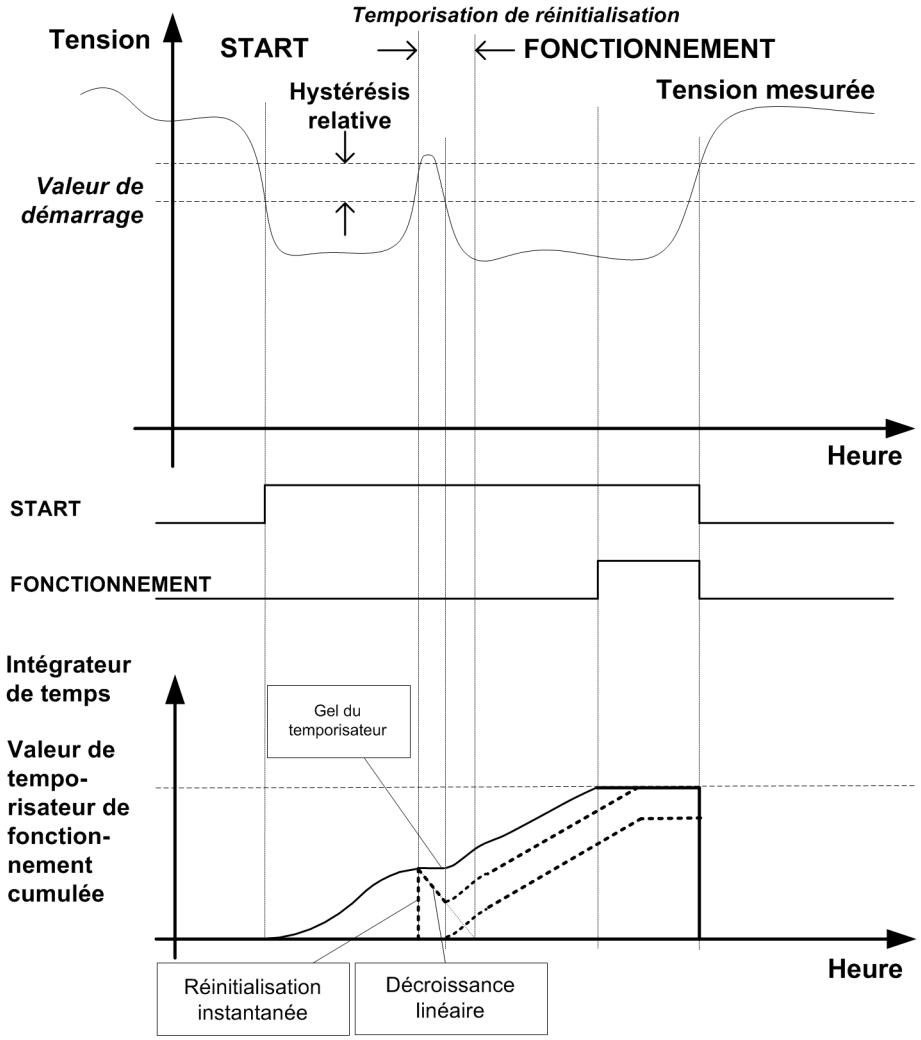


Figure 332: Comportement des différents modes de réinitialisation IDMT

La Figure 332 présente le signal de fonctionnement avec les réglages *Type of reset curve* = “Def time reset” et *Type of time reset*= “Freeze Op timer”. L’effet des autres modes de réinitialisation est également présenté.

Le paramètre *Time multiplier* (Facteur multiplicateur de temps) est utilisé pour mettre à l’échelle les temps de fonctionnement IDMT.

Le paramètre *Minimum operate time* (Temps de fonctionnement minimum) définit la durée de fonctionnement minimale souhaitée pour IDMT. Ce paramètre n’est applicable que si les courbes IDMT sont utilisées.

Le paramètre *Minimum operate time* doit être utilisé avec précaution parce que le temps de fonctionnement est basé sur la courbe IDMT, mais a toujours au moins la valeur du réglage *Minimum operate time*.

Pour plus d'informations, voir la section Courbes IDMT pour la protection à maximum de cournat dans ce manuel.

Le Temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et du temps de fonctionnement défini. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée BLOCK et le réglage global **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée BLOCK peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée de communication horizontale ou un signal interne du programme du relais. L'influence de l'activation du signal d'entrée BLOCK est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé sur la valeur courante, mais la sortie OPERATE (Fonctionnement n'est pas désactivée lorsque le blocage est activé. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie OPERATE (Fonctionnement) n'est pas activée.



Le mode de blocage "Freeze timers" (Gel temporisateurs) n'a aucun effet pour le mode de réinitialisation inverse.

4.5.4.5 Caractéristiques de temporisateur

La fonction PHAPTUV prend en charge plusieurs types de courbes de fonctionnement.

Tableau 604: Caractéristiques de temporisateur prises en charge par les types de courbes de fonctionnement IDMT

Type de courbe de fonctionnement
(5) ANSI, temps constant
(15) CEI, temps constant
(21) Inv. Courbe A
(22) Inv. Courbe B
(23) Programmable

4.5.4.6 Application

PHAPTUV détecte les conditions de faible tension dans les éléments du système électrique, comme les générateurs, les transformateurs, les moteurs et les lignes d'alimentation. Les conditions de faible tension sont causées par un fonctionnement anormal ou par un défaut du système électrique. La fonction PHAPTUV peut être utilisée en combinaison avec les protections à maximum de courant. Les autres applications sont la détection d'une condition d'absence de tension, par exemple, avant la mise sous tension d'une ligne haute tension, ou le déclenchement automatique d'un disjoncteur en cas de panne de courant. La fonction PHAPTUV est également utilisée pour initier des mesures de correction de tension, telles que l'insertion de batteries de condensateurs shunt, pour compenser une charge réactive et donc augmenter la tension.

La fonction PHAPTUV peut être utilisée pour déconnecter les dispositifs endommagés du réseau. Certains moteurs électriques, par exemple, sont endommagés lorsqu'ils sont en service dans des conditions de sous-tension. PHPTUV gère les conditions de basse tension à la fréquence du système électrique. Les conditions de basse tension peuvent être causées par les problèmes suivants.

- Un dysfonctionnement d'un régulateur de tension ou des paramètres incorrects en commande manuelle (diminution de la tension symétrique)
- Une surcharge (diminution de la tension symétrique)
- Des courts-circuits, souvent sous la forme de défauts phase à terre (diminution de la tension non symétrique)

PHAPTUV empêche les équipements sensibles de fonctionner dans des conditions susceptibles d'entraîner une surchauffe et donc de raccourcir leur durée de vie utile. Dans la plupart des cas, PHAPTUV est une fonction utile dans les circuits pour les processus d'automatisation locaux ou à distance sur le système électrique.

4.5.4.7 Signaux

Tableau 605: Signaux d'entrée PHAPTUV

Nom	Type	Par défaut	Description
U_A_AB	SIGNAL	0	Tension A phase-à-terre ou tension AB phase-à-phase
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 606: Signaux de sortie PHAPTUV

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

4.5.4.8 Paramètres

Tableau 607: Paramètres de groupe PHAPTUV (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Seuil de démarrage	0,05...1,20	xUn	0,01	0,90	Seuil de démarrage
Multiplicateur de temps	0,05...15,00		0,01	1,00	Multiplicateur de temps dans les courbes CEI/ANSI IDMT
Temporisation de fonctionnement	60...300000	ms	10	60	Temporisation de fonctionnement
Type de courbe de fonctionnement	5 = ANSI temps constant Heure 15 = CEI temps constant Heure 21 = Inv. Courbe A 22 = Inv. Courbe B 23 = Programmable			15 = CEI temps constant Heure	Sélection du type de courbe du délai d'attente

Tableau 608: Paramètres de groupe PHAPTUV (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Type de courbe de réinitialisation	1 = Immédiat 2 = Réarmement temps constant			1 = Immédiat	Sélection du type de courbe de réinitialisation
Type de réinitialisation temporelle	1 = Gel du temporisateur de fonctionnement 2 = Décroissance du temporisateur de fonctionnement			1 = Gel du temporisateur de fonctionnement	Sélection de la réinitialisation temporelle

Tableau 609: Paramètres de non-groupe PHAPTUV (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Opération	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Paramètre de courbe A	0,005...200,000		1	1,000	Paramètre A pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe B	0,50...100,00		1	1,00	Paramètre B pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe C	0,0...1,0		1	0,0	Paramètre C pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe D	0,000...60,000		1	0,000	Paramètre D pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe E	0,000...3,000		1	1,000	Paramètre E pour la courbe programmable par le client
Sélection de tension	1 = Phase-terre 2 = Phase-phase			2 = Phase-phase	Paramètre pour sélectionner les tensions de phase ou phase-phase

Tableau 610: Paramètres de non-groupe PHAPTUV (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temps min. de fonctionnement	60...60000	ms	1	60	Durée minimale de fonctionnement pour les courbes IDMT
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation
Curve Sat Relative	0,0...3,0		0,1	2,0	Paramètre de réglage pour éviter les discontinuités de courbe
Seuil de blocage de la tension	0,05...1,00	xUn	0,01	0,20	Blocage de bas niveau pour le mode de sous-tension
Activer la valeur de blocage	0 = Faux 1 = Vrai			1 = Vrai	Activation du blocage interne
Relative hysteresis	1,0...5,0	%	0,1	4,0	Hystérésis relative pour le fonctionnement

4.5.4.9 Données surveillées

Tableau 611: Données surveillées PHAPTUV

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
PHAPTUV	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.5.4.10 Données techniques

Tableau 612: PHAPTUV - Données techniques

Caractéristique		Valeur		
Précision de fonctionnement		Suivant la fréquence de la tension mesurée : f_n ±2 Hz		
		±1,5 % de la valeur de consigne ou ±0,002 × U_n		
Temps de réponse déclenchement [1)2)]	$U_{Défaut}$ = 0,9 x valeur *Seuil de déclenchement*	Minimum	Standard	Maximum
		64 ms	68 ms	71 ms
Temps de réinitialisation		Généralement 40 ms		
Taux de réinitialisation		Dépend de la valeur assignée du paramètre *Hystérésis relative*		
Temps de retard		<35 ms		
Suite du tableau à la page suivante				

Caractéristique	Valeur
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant	±1,0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms
Précision du temps de déclenchement en mode temps inverse	±5,0 % de la valeur théorique ou ±20 ms 3)
Suppression des harmoniques	DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5,…

1) *Seuil de déclenchement* = 1,0 x U_n, courant avant défaut = 1,1 x U_n, f_n = 50 Hz, minimum de tension entre phases avec fréquence nominale injectée à partir d'un déphasage aléatoire, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie de signal
3) *Seuil de déclenchement* maximal = 0,50 x U_n, *Seuil de déclenchement* : multiples compris entre 0,90 et 0,20

4.5.5 Protection contre les surtensions résiduelles ROVPTOV

4.5.5.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection contre la surtension résiduelle	ROVPTOV	Uo>	59G

4.5.5.2 Bloc fonctionnel



Figure 333: Bloc fonctionnel

4.5.5.3 Fonctionnalité

La fonction de protection contre la surtension résiduelle ROVPTOV est utilisée dans les réseaux de distribution lorsque la surtension résiduelle peut atteindre des niveaux non acceptables dans, par exemple, la mise à la terre à forte impédance.

La fonction démarre lorsque la tension résiduelle dépasse la limite établie. ROVPTOV s'exécute avec la caractéristique de temps défini (DT).

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si nécessaire, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur défini ou la fonction elle-même.

4.5.5.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont "On" (activé) et "Off" (désactivé).

Le fonctionnement de ROVPTOV peut être décrit à l'aide d'un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

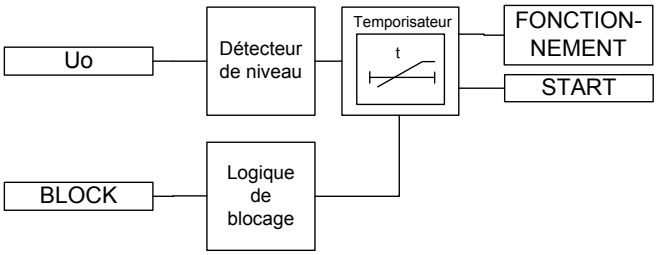


Figure 334: Schéma du module fonctionnel

Détecteur de niveau

La tension résiduelle est comparée à la valeur définie pour *Start value* (Seuil de démarrage). Si la valeur dépasse la valeur de *Start value* définie, le détecteur de niveau envoie un signal d'activation au temporisateur. La tension résiduelle peut être sélectionnée par le réglage *Uo signal Sel* (Sél. signal Uo). Les options sont "Measured Uo" (Uo mesurée) et "Calculated Uo » (Uo calculée). Si "Measured Uo" est sélectionnée, le rapport de tension pour le canal Uo est donné par le réglage global **Configuration/Analog inputs/Voltage (Uo,VT)**. Si "Calculated Uo" est sélectionnée, le rapport de tension est obtenu à partir des canaux de tension de phase donnés dans le réglage global **Configuration/Analog inputs/Voltage (3U,VT)**.

Exemple 1: Uo est mesurée à partir des TT connectés en triangle ouvert (20/√(3) kV : 100/racine carrée (3) V : 100/3 V). Dans ce cas, "Measured Uo" est sélectionnée. Les valeurs nominales de tension résiduelle sont obtenues à partir des rapports de TT entrés dans la tension résiduelle Uo : **Configuration/Analog inputs/Voltage (Uo,VT)** : 11,547 kV:100 V. La valeur de démarrage de la tension résiduelle 1,0 × Un correspond à 1,0 × 11,547 kV = 11,547 kV au primaire.

Exemple 2: Uo est calculée à partir des grandeurs de phase. Le rapport TT-phase est 20/racine carrée (3) kV : 100/√(3) V. Dans ce cas, "Calculated Uo" est sélectionnée. La valeur nominale de tension résiduelle est obtenue à partir des rapports de TT entrés dans la tension résiduelle Uo : **Configuration/Analog inputs/Voltage (3U,VT)** : 20,000 kV : 100 V. La valeur de démarrage de la tension résiduelle 1,0 × Un correspond à 1,0 × 20,000 kV = 20,000 kV au primaire.

Si "Calculated Uo" est sélectionnée, la valeur nominale de la tension résiduelle est toujours une tension phase-phase. Par conséquent, le réglage maximum valide *Start value* (Seuil de démarrage) pour la tension résiduelle est 0,577 × Un. La valeur de Uo calculée nécessite

que l'ensemble des tensions phase-terre soient connectées au relais de protection. Uo ne peut pas être calculé à partir des tensions phase-phase.

Temporisateur

Une fois activé, le temporisateur active la sortie START. La caractéristique du temporisateur se base sur le mode fonctionnement défini (DT). Lorsque le temporisateur de fonctionnement atteint la valeur définie par le paramètre *Operate delay time* (Temporisation de fonctionnement), la sortie OPERATE est activée. Si le défaut disparaît avant que le module ne puisse fonctionner, le temporisateur de fonctionnement est activé. Si le temporisateur de réinitialisation atteint la valeur définie par *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation), le temporisateur de fonctionnement se réinitialise et la sortie START est désactivée.

Le temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR, qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et de la durée de fonctionnement définie. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée BLOCK et le réglage global **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée BLOCK peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de protection. L'influence de l'activation du signal BLOCK est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé sur la valeur courante, mais la sortie OPERATE (Fonctionnement n'est pas désactivée lorsque le blocage est activé. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie OPERATE (Fonctionnement) n'est pas activée.

4.5.5.5 Application

La fonction ROVPTOV est conçue pour être utilisée pour la protection contre les défauts de terre dans les systèmes à neutre isolé, à résistance mise à la terre ou à réactance mise à la terre. Dans les réseaux compensés, le démarrage de la fonction peut être utilisé pour commander le dispositif de commutation de la résistance de neutre. La fonction peut également être utilisée pour la protection de secours des dispositifs d'alimentation pour la protection du jeu de barres lorsqu'une protection plus dédiée au jeu de barres ne serait pas justifiée.

Dans les systèmes à neutre compensé et isolé, la tension de neutre du système, c'est-à-dire la tension résiduelle, augmente en cas de défaut relié à la terre. Selon le type de défaut et la résistance du défaut, la tension résiduelle atteint des valeurs différentes. La tension résiduelle la plus élevée, égale à la tension phase-terre, est atteinte pour un défaut de terre monophasé. La tension résiduelle augmente approximativement de la même manière dans l'ensemble du système et ne fournit aucune indication pour trouver le composant défectueux. Par conséquent, cette fonction est souvent utilisée comme protection de secours ou comme signal de déclenchement pour la protection contre les défauts de terre du dispositif d'alimentation.

La protection peut également être utilisée pour la protection contre les défauts de terre des générateurs et des moteurs et pour la protection contre les déséquilibres des batteries de condensateurs.

La tension résiduelle peut être calculée en interne sur la base de la mesure de la tension triphasée. Cette tension peut également être mesurée par un transformateur de tension monophasé, situé entre un point étoile de transformateur et la terre, ou en utilisant une connexion en triangle ouvert de trois transformateurs de tension monophasés.

4.5.5.6 Signaux

Tableau 613: Signaux d'entrée ROVPTOV

Nom	Type	Par défaut	Description
Uo	SIGNAL	0	Tension résiduelle
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 614: Signaux de sortie ROVPTOV

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

4.5.5.7 Paramètres

Tableau 615: Paramètres de groupe ROVPTOV (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur démarrage	0,010 à 1,000	xUn	0,001	0,030	Valeur de démarrage de surtensions résiduelles
Temporisation de fonctionnement	40...300000	ms	1	40	Temporisation de fonctionnement

Tableau 616: Paramètres de non-groupe ROVPTOV (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Uo signal Sel	1 = Uo mesuré 2 = Uo calculé			1 = Uo mesuré	Sélection à utiliser pour le signal Uo

Tableau 617: Paramètres de non-groupe ROVPTOV (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation

4.5.5.8 Données surveillées

Tableau 618: Données surveillées ROVPTOV

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
ROVPTOV	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.5.5.9 Données techniques

Tableau 619: ROVPTOV - Données techniques

Caractéristique		Valeur		
Précision de déclenchement		En fonction de la fréquence de tension mesurée : f_n ±2 Hz		
		± 1,5% de la valeur définie ou ± 0,002 × U_n		
Temps de démarrage[1)2)]	$U_{Défaut}$ = 2 × *Seuil de déclenchement*	Minimum	Standard	Maximum
		48 ms	51 ms	54 ms
Temps de réinitialisation		Généralement 40 ms		
Taux de réinitialisation		Généralement 0,96		
Temps de retard		<35 ms		
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant		±1.0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms		
Suppression des harmoniques		DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5, etc.		

1) Tension résiduelle avant défaut = 0,0 × U_n, f_n = 50 Hz, tension résiduelle avec fréquence nominale injectée à partir d'un déphasage aléatoire, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie du signal

4.5.5.10 Historique des révisions techniques

Tableau 620: Historique de révision technique ROVPTOV

Révision technique	Modification
B	Ajout d'un paramètre de réglage pour la sélection « Measured Uo » ou « Calculated Uo »
C	Amélioration interne
D	Amélioration interne

4.5.6 Protection contre les surtensions inverses NSPTOV

4.5.6.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection à maximum de tension inverse	NSPTOV	U2>	47O-

4.5.6.2 Bloc fonctionnel

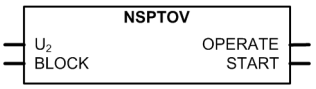


Figure 335: Bloc fonctionnel

4.5.6.3 Fonctionnalités

La fonction de protection contre les surtensions inverses NSPTOV est utilisée pour détecter les conditions de surtensions inverses. La fonction NSPTOV est utilisée à des fins de protection des machines.

La fonction démarre lorsque la tension inverse dépasse la limite définie. NSPTOV s'exécute avec la caractéristique de temps défini (DT).

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si nécessaire, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur défini ou la fonction elle-même.

4.5.6.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs du paramètre correspondant sont « On » et « Off ».

Le fonctionnement de la fonction NSPTOV peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

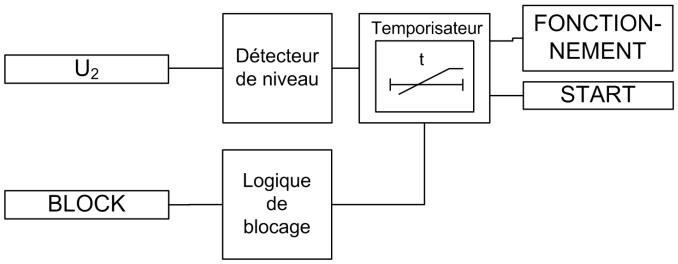


Figure 336: Schéma du module fonctionnel

Détecteur de niveau

La tension inverse calculée est comparée au paramètre *Start value* défini. Si la valeur dépasse la valeur *Start value* définie, le détecteur de niveau active le temporisateur.

Temporisateur

Une fois activé, le temporisateur active la sortie `START`. La caractéristique du temporisateur se base sur le mode fonctionnement défini (DT). Lorsque le temporisateur atteint la valeur du paramètre *Operate delay time*, la sortie `OPERATE` est activée si la condition à maximum de tension persiste toujours. Si la tension inverse se rétablit avant que le module ne se déclenche, le temporisateur de réinitialisation est activé. Si le temporisateur de réinitialisation atteint la valeur définie par *Reset delay time*, le temporisateur de fonctionnement se réinitialise et la sortie `START` est désactivée.

Le temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR, qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et de la durée de fonctionnement définie. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée `BLOCK` et le réglage global **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée `BLOCK` peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de protection. L'influence de l'activation du signal `BLOCK` est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé sur la valeur courante, mais la sortie `OPERATE` (Fonctionnement n'est pas désactivée lorsque le blocage est activé. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie `OPERATE` (Fonctionnement) n'est pas activée.

4.5.6.5 Application

Un déséquilibre de tension continu ou temporaire peut apparaître dans le réseau pour diverses raisons. Le déséquilibre de tension se produit principalement à cause de conducteurs brisés ou de charges asymétriques et se caractérise par l'apparition d'une composante inverse de tension. Dans les machines tournantes, le déséquilibre de tension se traduit par un déséquilibre de courant, qui chauffe les rotors des machines. Les machines tournantes ne tolèrent donc pas une tension continue inverse supérieure à typiquement 1 ou 2 % x U_n.

Le courant inverse I_2, absorbé par une machine asynchrone ou synchrone, est linéairement proportionnel à la tension à composante U_2. Lorsque U_2 est P % de U_n, I_2 est typiquement d'environ 5 x P % x I_n.

Les blocs NSPTOC inverses à maximum de courant sont utilisés pour réaliser une protection sélective contre le déséquilibre de tension et de courant pour chaque machine séparément. La protection peut également être mise en œuvre avec la fonction NSPTOV, qui surveille le déséquilibre de tension du jeu de barres.

Si les machines ont leur propre protection contre les déséquilibres, la fonction NSPTOV peut être appliquée comme protection de secours ou elle peut être utilisée comme alarme. Cette dernière peut être appliquée lorsqu'il n'est pas nécessaire de déclencher des charges tolérant mieux le déséquilibre de tension que les machines tournantes.

S'il y a un déséquilibre de tension important dans le réseau, les machines tournantes ne doivent pas être connectées du tout au réseau. Cette logique peut être mise en œuvre en inhibant la fermeture du disjoncteur si la fonction NSPTOV a démarré. Ce schéma permet également d'éviter le raccordement de la machine au réseau si la séquence de phase du réseau n'est pas correcte.

Une valeur appropriée pour le paramètre de réglage *Voltage start value* est d'environ 3 % de U_n. Une valeur appropriée pour le paramètre de réglage *Operate delay time* dépend de l'application. Si le fonctionnement de NSPTOV est utilisé comme protection de secours, le temps de fonctionnement doit être réglé en fonction du temps de fonctionnement de NSPTOC utilisé comme protection principale. Si la fonction NSPTOV est utilisée comme protection principale, le temps de fonctionnement doit être d'environ une seconde.

4.5.6.6 Signaux

Tableau 621: Signaux d'entrée NSPTOV

Nom	Type	Par défaut	Description
U_2	SIGNAL	0	Tension de phase inverse
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 622: Signaux de sortie NSPTOV

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

4.5.6.7 Paramètres

Tableau 623: Paramètres de groupe NSPTOV (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur démarrage	0,010 à 1,000	xUn	0,001	0,030	Valeur démarrage
Tempo fonctionnement	40...120000	ms	1	40	Tempo fonctionnement

Tableau 624: Paramètres de non-groupe NSPTOV (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement

Tableau 625: Paramètres de non-groupe NSPTOV (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation

4.5.6.8 Données surveillées

Tableau 626: Données surveillées NSPTOV

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
NSPTOV	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.5.6.9 Données techniques

Tableau 627: NSPTOV - Données techniques

Caractéristique		Valeur		
Précision de déclenchement		Suivant la fréquence de la tension mesurée : f_n±2 Hz		
		± 1,5% de la valeur définie ou ± 0,002 × U_n		
Temps de démarrage[1)2)]		Minimum	Standard	Maximum
	$U_{Défaut}$ = 1,1 x *Seuil de déclenchement* $U_{Défaut}$ = 2,0 x *Seuil de déclenchement*	33 ms 24 ms	35 ms 26 ms	37 ms 28 ms
Temps de réinitialisation		Généralement 40 ms		
Taux de réinitialisation		Généralement 0,96		
Temps de retard		<35 ms		
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant		±1.0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms		
Suppression des harmoniques		DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5, etc.		

1) Tension inverse avant défaut = 0,0 × U_n, f_n = 50 Hz, surtension inverse avec fréquence nominale injectée à partir d'un déphasage aléatoire, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie du signal

4.5.6.10 Historique de révision technique

Tableau 628: Historique de révision technique NSPTOV

Révision technique	Modifier
B	Modification interne
C	Amélioration interne.
D	Amélioration interne.

4.5.7 Protection contre les sous-tensions directes PSPTUV

4.5.7.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection à minimum de tension directe	PSPTUV	U1<	47U+

4.5.7.2 Bloc fonctionnel

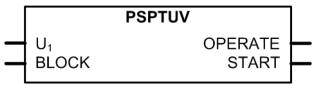


Figure 337: Bloc fonctionnel

4.5.7.3 Fonctionnalité

La fonction de protection contre les sous-tensions directes PSPTUV est utilisée pour détecter les conditions de sous-tension directe. La fonction PSPTUV est utilisée pour la protection des petites centrales électriques. Cette fonction contribue à isoler une centrale incorporée d'une ligne défectueuse lorsque le courant de défaut alimenté par la centrale est trop faible pour démarrer une fonction à maximum de courant mais suffisamment élevé pour maintenir l'arc. L'isolement rapide de toutes les sources de courant de défaut est nécessaire à un réenclenchement réussi à partir du disjoncteur à l'extrémité du réseau.

La fonction démarre lorsque la tension directe chute en dessous de la limite établie. PSPTUV s'exécute avec la caractéristique de temps défini (DT).

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si nécessaire, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur défini ou la fonction elle-même.

4.5.7.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs du paramètre correspondant sont « On » et « Off ».

Le fonctionnement de la fonction PSPTUV peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

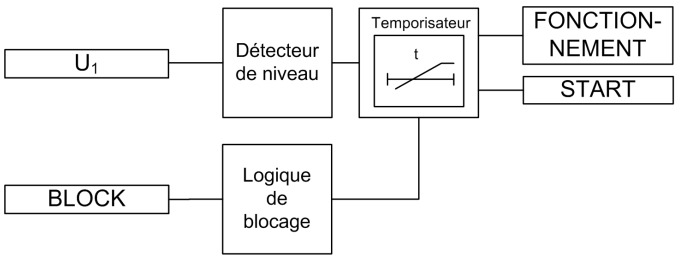


Figure 338: Schéma du module fonctionnel. U_1 est utilisé pour représenter la tension directe de phase.

Détecteur de niveau

La tension directe calculée est comparée au paramètre *Start value* défini. Si la valeur tombe en dessous de la valeur *Start value* définie, le détecteur de niveau désactive le

temporisateur. Le paramètre *Relative hysteresis* peut être utilisé pour éviter les oscillations indésirables si le signal d'entrée diffère légèrement du paramètre *Start value*. Après avoir quitté la zone d'hystérésis, la condition de démarrage doit être à nouveau satisfaite et il ne suffit pas que le signal revienne dans la zone d'hystérésis.

Temporisateur

Une fois activé, le temporisateur active la sortie START. La caractéristique du temporisateur se base sur le mode fonctionnement défini (DT). Lorsque le temporisateur de fonctionnement atteint la valeur du paramètre *Operate delay time*, la sortie OPERATE est activée si la condition à minimum de tension persiste. Si la tension directe se rétablit avant que le module ne fonctionne, le temporisateur de réinitialisation est activé. Si le temporisateur de réinitialisation atteint la valeur définie par *Reset delay time*, le temporisateur de fonctionnement se réinitialise et la sortie START est désactivée.

Le temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR, qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et de la durée de fonctionnement définie. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée BLOCK et le réglage global **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée BLOCK peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de protection. L'influence de l'activation du signal BLOCK est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé sur la valeur courante, mais la sortie OPERATE (Fonctionnement n'est pas désactivée lorsque le blocage est activé. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie OPERATE (Fonctionnement) n'est pas activée.

4.5.7.5 Application

La fonction PSPTUV peut être appliquée pour protéger une centrale électrique utilisée pour la production intégrée lorsque des défauts du réseau comme des courts-circuits ou des défauts phase-terre dans une ligne de transmission ou de distribution provoquent une situation potentiellement dangereuse pour la centrale. Un défaut de réseau peut être dangereux pour la centrale pour diverses raisons. Le fonctionnement de la protection peut provoquer une condition d'îlotage, également appelée condition de perte du réseau principal, dans laquelle une partie du réseau, c'est-à-dire un îlot alimenté par la centrale, est isolé du reste du réseau. Il y a alors un risque de

réenclenchement automatique lorsque les tensions des différentes parties du réseau ne se synchronisent pas, ce qui est un incident contraignant pour la centrale. Un autre risque est que le générateur puisse perdre son synchronisme pendant le défaut du réseau. Un déclenchement suffisamment rapide du disjoncteur du réseau public peut éviter ces risques.

Plus la tension symétrique triphasée du réseau est basse, plus la probabilité que le générateur perde le synchronisme est élevée. La tension directe est également disponible en cas de défauts asymétriques. C'est un critère plus approprié pour détecter le risque de perte de synchronisme que, par exemple, la plus faible tension phase-phase.

L'analyse de la perte de synchronisme d'un générateur est assez compliquée et nécessite un modèle du générateur avec son moteur principal et ses régulateurs. Le générateur peut fonctionner de façon synchrone même si la tension chute de quelques dizaines de pour cents pendant quelques centaines de millisecondes. Le réglage de PSPTUV est donc déterminé par la nécessité de protéger la centrale contre les risques d'îlotage, car cela nécessite une valeur de réglage plus élevée.

La perte de synchronisme d'un générateur signifie que celui-ci ne peut pas fonctionner comme générateur à la fréquence du réseau mais qu'il entre dans une condition instable dans laquelle il fonctionne à tour de rôle comme générateur et comme moteur. Une telle condition soumet le générateur à des contraintes thermiques et mécaniques. Ce type de perte de synchronisme ne doit pas être confondu avec celui qui existe entre un îlot et le réseau public. Dans la situation d'îlotage, l'état du générateur lui-même est normal, mais l'angle de phase et la fréquence de la tension phase-phase peuvent être différents de la tension correspondante dans le reste du réseau. L'îlot peut avoir une fréquence propre relativement rapide lorsqu'il est alimenté par une petite centrale à faible inertie.

La fonction PSPTUV complète d'autres principes de protection contre la perte du réseau basés sur le fonctionnement en fréquence et en tension.

Le blocage du moteur et un échec de démarrage peuvent entraîner une sous-tension continue. La sous-tension directe est utilisée comme protection de secours contre la condition de blocage du moteur.

4.5.7.6 Signaux

Tableau 629: Signaux d'entrée PSPTUV

Nom	Type	Par défaut	Description
U_1	SIGNAL	0	Tension de phase directe
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 630: Signaux de sortie PSPTUV

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

4.5.7.7 Paramètres

Tableau 631: Paramètres de groupe PSPTUV (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur démarrage	0,010...1,200	xUn	0,001	0,500	Valeur de démarrage
Tempo fonctionnement	40...120000	ms	10	40	Temporisation de fonctionnement

Tableau 632: Paramètres de groupe PSPTUV (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur de blocage de la tension	0,01...1,00	xUn	0,01	0,20	Niveau de blocage interne
Activer la valeur de blocage	0 = Faux 1 = Vrai			1 = Vrai	Activation du blocage interne

Tableau 633: Paramètres de non-groupe PSPTUV (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement

Tableau 634: Paramètres de non-groupe PSPTUV (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation
Relative hysteresis	1,0...5,0	%	0,1	4,0	Hystérésis relative pour le fonctionnement

4.5.7.8 Données surveillées

Tableau 635: Données surveillées PSPTUV

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
PSPTUV	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.5.7.9 Données techniques

Tableau 636: PSPTUV - Données techniques

Caractéristique		Valeur		
Précision de déclenchement		En fonction de la fréquence de tension mesurée : f_n ±2 Hz		
		± 1,5% de la valeur définie ou ± 0,002 × U_n		
Temps de démarrage[1)2)]		Minimum	Standard	Maximum
	$U_{Défaut}$ = 0,99 x *Seuil de déclenchement* $U_{Défaut}$ = 0,9 x *Seuil de déclenchement*	52 ms 44 ms	55 ms 47 ms	58 ms 50 ms
Temps de réinitialisation		Généralement 40 ms		
Taux de réinitialisation		Dépend de la valeur assignée du paramètre *Hystérésis relative*		
Temps de retard		<35 ms		
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant		±1.0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms		
Suppression des harmoniques		DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5, etc.		

1) *Start value* = 1,0 × U_n, tension directe avant défaut = 1,1 × U_n, f_n = 50 Hz, sous-tension directe avec fréquence nominale injectée à partir d'un déphasage aléatoire, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie du signal

4.5.7.10 Historique de révision technique

Tableau 637: Historique de révision technique PSPTUV

Révision technique	Modification
B	-
C	Amélioration interne
D	Amélioration interne

4.5.8 Protection contre la surexcitation OEPVPH

4.5.8.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection contre la surexcitation	OEPVPH	U/f>	24

4.5.8.2 Bloc fonctionnel

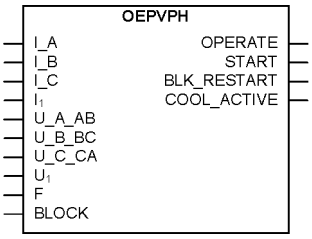


Figure 339: Bloc fonctionnel

4.5.8.3 Fonctionnalité

La fonction de protection contre la surexcitation OEPVPH est utilisée pour protéger les générateurs et les transformateurs contre une densité de flux excessive et une saturation du noyau magnétique.

La fonction calcule le rapport U/f (volts/hertz) proportionnel au niveau d'excitation du générateur ou transformateur et compare cette valeur à la limite paramétrée. La fonction démarre lorsque le niveau d'excitation dépasse la limite établie et s'exécute lorsque le temps de fonctionnement défini est écoulé. La caractéristique de temps de fonctionnement est soit temps défini (DT), soit temps défini inverse minimum de surexcitation (IDMT de type surexcitation).

Cette fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si nécessaire, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur de réinitialisation ou la fonction elle-même.

4.5.8.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondants sont « On » et « Off ».

Le fonctionnement de la fonction OEPVPH peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

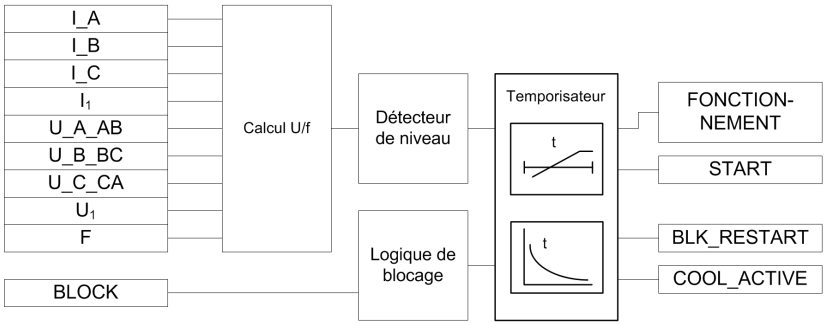


Figure 340: Schéma du module fonctionnel

Calcul de U/f

Ce module calcule le rapport U/f, c'est-à-dire le niveau d'excitation à partir de la tension induite interne (E) et de la fréquence. La tension réelle mesurée (U_m) s'éloigne de la tension induite interne (E), une valeur à laquelle l'équipement doit résister. Cette compensation de tension est basée sur le courant de charge (I_L) et la réactance de fuite (X_{leak}) de l'équipement. La réactance de fuite du transformateur ou du générateur est réglée par le paramètre *Leakage React* en pourcentage de la base Z.

La tension induite interne (E) est calculée à partir de la tension mesurée. Les paramètres *Voltage selection* et *Phase supervision* déterminent les tensions et les courants à utiliser. Si le paramètre *Voltage selection* est défini sur « phase-to-earth » ou « phase-to-phase », le paramètre *Phase supervision* est utilisé pour déterminer quelles tensions de phase ou phase-phase (« A or AB », « B or BC » et « C or CA ») et quels courants doivent être utilisés pour calculer la tension induite.

Tableau 638: Tensions et courants utilisés dans le calcul de la tension induite (emf) E

Paramètre de sélection de la tension	Paramètre de surveillance de la phase	Calcul de la tension induite interne (emf) E [1]
phase-to-earth	A ou AB	$\overline{E} = \sqrt{3} \cdot \left(\overline{U_A} + \overline{I_A} \cdot (j \cdot X_{leak})\right)$
phase-to-earth	B ou BC	$\overline{E} = \sqrt{3} \cdot \left(\overline{U_B} + \overline{I_B} \cdot (j \cdot X_{leak})\right)$
phase-to-earth	C ou CA	$\overline{E} = \sqrt{3} \cdot \left(\overline{U_C} + \overline{I_C} \cdot (j \cdot X_{leak})\right)$
phase-phase	A ou AB	$\overline{E} = \overline{U_{AB}} + \left((\overline{I_A} - \overline{I_B}) \cdot (j \cdot X_{leak})\right)$
phase-phase	B ou BC	$\overline{E} = \overline{U_{BC}} + \left((\overline{I_B} - \overline{I_C}) \cdot (j \cdot X_{leak})\right)$
phase-phase	C ou CA	$\overline{E} = \overline{U_{CA}} + \left((\overline{I_C} - \overline{I_A}) \cdot (j \cdot X_{leak})\right)$
Direct	N/A	$\overline{E} = \sqrt{3} \cdot \left(\overline{U_1} + \overline{I_1} \cdot (j \cdot X_{leak})\right)$

1) Les tensions, les courants et la réactance de fuite X_{leak} dans les calculs sont donnés respectivement en volts, ampères et ohms.

Si les trois tensions phase-phase et courants de phase alimentent le relais de protection, l'alternative directe est recommandée.

Si la réactance de fuite de l'équipement protégé est inconnue ou si la tension mesurée (U_m) doit être utilisée dans le calcul du niveau d'excitation, alors en mettant la valeur de la réactance de fuite à zéro, la tension induite calculée (E) est égale à la tension mesurée.

Le rapport U/f calculé est mis à l'échelle pour obtenir une valeur basée sur le rapport nominal U_n/f_n. Cependant, la tension continue la plus élevée autorisée (en % U_n) peut être définie en réglant le paramètre *Voltage Max Cont* pour modifier la base de la tension. La tension mesurée est comparée à la nouvelle valeur de base pour obtenir le niveau d'excitation.

Le niveau d'excitation (M) peut être calculé :

$$M = \frac{\frac{E}{f_m}}{\frac{U_n}{f_n} \cdot \frac{Tension\ max\ continue}{100}}$$

(Équation 132)

M niveau d'excitation (rapport U/f ou volts/hertz) par unité

E tension induite interne (emf)

f_m fréquence mesurée

U_n tension phase-phase nominale

f_n fréquence nominale

Si la fréquence d'entrée (f_m) est inférieure à 20 % de la fréquence nominale (f_n), le calcul du niveau d'excitation est désactivé et forcé à la valeur zéro. Cela signifie que la fonction est bloquée au démarrage et lors du fonctionnement pendant une condition de basse fréquence.

Le niveau d'excitation calculé (rapport U/f ou volts/hertz) VOLTPERHZ est disponible dans l'affichage des données surveillées.

Détecteur de niveau

Le détecteur de niveau compare le niveau d'excitation calculé au paramètre *Start value*. Si le niveau d'excitation dépasse la limite définie, le module envoie un signal de validation pour démarrer le temporisateur.

Temporisateur

Une fois activé, le temporisateur active la sortie `START`. En fonction de la valeur du paramètre *Operating curve type* (Type de courbe de fonctionnement), les caractéristiques de temps se basent sur les modes DT ou IDMT. Lorsque le temporisateur de fonctionnement a atteint la valeur définie par le paramètre *Operate delay time* dans le mode DT ou la valeur définie par la courbe de temps inverse, la sortie `OPERATE` est activée.

Dans une situation de chute, c'est-à-dire lorsque le niveau d'excitation descend en dessous du paramètre *Start value* avant que la fonction s'exécute, le temporisateur de réinitialisation est activé et la sortie START est réinitialisée après la temporisation de *Reset delay time* pour les caractéristiques DT. Pour les courbes IDMT, la manœuvre de réinitialisation est telle que décrite dans le chapitre Caractéristiques du temporisateur.

Pour les courbes IDMT, il est possible de définir des temps de fonctionnement minimum et maximum via les paramètres *Minimum operate time* et *Maximum operate time*. Le paramètre *Maximum operate time* est utilisé pour éviter une série infinie de situations de démarrage infinies à de faibles degrés de surexcitation. Le paramètre *Time multiplier* (Facteur multiplicateur de temps) est utilisé pour mettre à l'échelle les temps de fonctionnement IDMT.

L'activation de la sortie OPERATE active la sortie BLK_RESTART.

Pour les caractéristiques DT, la désactivation de la sortie OPERATE active le temporisateur de refroidissement. Le temporisateur est défini à la valeur saisie dans le paramètre *Cooling time* (Durée de refroidissement). Les sorties BLK_RESTART et COOL_ACTIVE sont maintenues actives jusqu'à la réinitialisation du temporisateur de refroidissement. Si l'excitation dépasse la valeur définie pendant cette période, la sortie OPERATE est immédiatement activée. Pour IDMT, la désactivation de BLK_RESTART et COOL_ACTIVE dépend du type de courbe sélectionné.

La sortie T_ENARESTART indique en secondes la durée pendant laquelle la sortie BLK_RESTART reste encore active. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Le temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR, qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et la durée de fonctionnement définie. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée BLOCK et le réglage global **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée BLOCK peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de protection. L'influence de l'activation du signal BLOCK est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé à la valeur courante. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie OPERATE (Fonctionnement) n'est pas activée.

4.5.8.5 Caractéristiques de temporisateur

OEPVPH prend en charge à la fois les caractéristiques DT et IDMT. Les caractéristiques du temporisateur DT peuvent être sélectionnées avec « ANSI Def. Time" ou "IEC Def. Time » dans le paramètre *Operating curve type*. Dans les deux cas, la fonctionnalité est identique. Lorsque la caractéristique DT est sélectionnée, la fonction est uniquement affectée par les paramètres *Operate delay time* et *Reset delay time*.

OEPVPH prend également en charge quatre courbes caractéristiques de surexcitation IDMT : « OvExt IDMT Crv1 », « OvExt IDMT Crv2 », « OvExt IDMT Crv3 » et « OvExt IDMT Crv4 ».

Courbe de temps inverse minimum défini de surexcitation (IDMT)

Dans les modes à temps inverse, le temps de fonctionnement dépend de la valeur instantanée de l'excitation : plus l'excitation est élevée, plus le temps de fonctionnement est court. Le calcul ou l'intégration du temps de fonctionnement commence immédiatement lorsque le niveau d'excitation dépasse la valeur *Start value* définie et que la sortie `START` est activée.

La sortie `OPERATE` est activée lorsque la somme cumulée de l'intégrateur calculant la situation de surexcitation dépasse la valeur fixée par le mode à temps inverse. La valeur définie dépend du type de courbe sélectionné et des valeurs de paramètre utilisées.

Les paramètres *Minimum operate time* and *Maximum operate time* définissent le temps de fonctionnement minimum et maximum envisageable pour le mode IDMT. Pour le réglage de ces paramètres, il est recommandé d'étudier attentivement les courbes IDMT particulières.



Le temps de fonctionnement du bloc fonctionnel peut varier considérablement entre les différents types de courbes de fonctionnement, même si les autres paramètres de réglage des courbes n'ont pas été modifiés.

Une fois activé, le temporisateur active la sortie `START` pour les courbes IDMT. Si le niveau d'excitation chute en dessous du paramètre *Start value* avant que la fonction s'exécute, le temporisateur de réinitialisation est activé et la sortie `START` est immédiatement réinitialisée. Si `START` se reproduit pendant le temps de réinitialisation, le calcul du fonctionnement est réalisé en fonction des effets de la période pendant laquelle le `START` était précédemment active. Ceci a pour but de permettre à une condition de fonctionnement de se réaliser en moins de temps pour tenir compte des effets de chauffage de la période de démarrage active précédente.

Lorsque `START` est active, le temps de réinitialisation est basé sur l'équation suivante.

$$temps\ de\ réinitialisation = \left(\frac{START_DUR}{100} \right) \cdot Temps\ de\ refroidissement$$

(Équation 133)

Pour les courbes IDMT, lorsque START est désactivée, la valeur intégrale calculée pendant START est continuellement réduite par une constante qui fait que sa valeur devient nulle lorsque le temps de réinitialisation s'écoule pendant la période de réinitialisation. Si un défaut se reproduit, l'intégration se poursuit à partir de la valeur intégrale du courant et le temps de démarrage est ajusté, comme le montre l'illustration 341. L'heure de démarrage devient la valeur du moment où le défaut disparaît moins le temps de réinitialisation qui s'est écoulé. Si la période de réinitialisation s'écoule sans qu'un défaut ne soit détecté, les valeurs mémorisées du temps de démarrage et de l'intégration sont effacées.

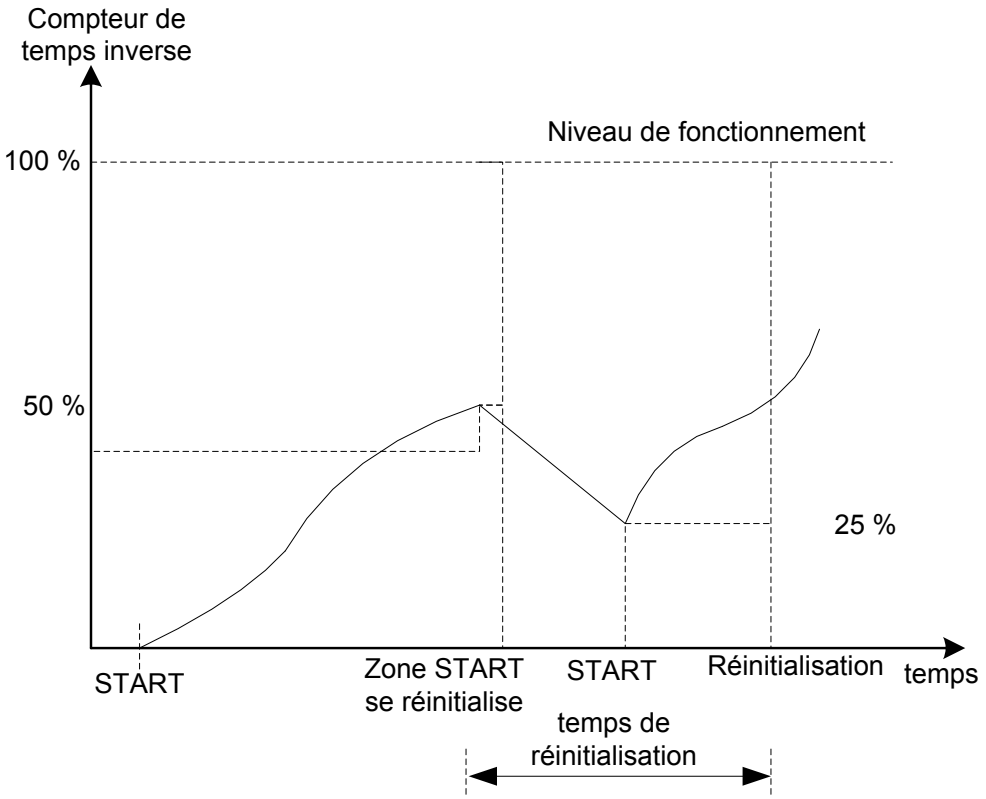


Figure 341: Un exemple de réinitialisation retardée dans les caractéristiques à temps inverse. Lorsque start s'active pendant la période de réinitialisation, le compteur de temps de fonctionnement continue à partir du niveau correspondant à la chute (temps de réinitialisation = 0,50 Cooling time)

Surexcitation courbes IDMT 1, 2 et 3

L'équation de base pour les courbes IDMT « OvExt IDMT Crv1 », « OvExt IDMT Crv2 » et « OvExt IDMT Crv3 » est la suivante :

$$t(s) = 60 \cdot e^{\left(\frac{ak+b-100M}{c}\right)}$$

(Équation 134)

t(s) Temps de fonctionnement en secondes

M Niveau d'excitation (rapport U/f ou volts/hertz) par unité

k Paramètre *Time multiplier*

La constante « 60 » dans l'équation 134 convertit les minutes en secondes.

Tableau 639: Paramètres a, b et c pour différentes courbes IDMT

Paramètre *Operating curve type*	**a**	**b**	**c**
OvExt IDMT Crv1	2,5	115,00	4,886
OvExt IDMT Crv2	2,5	113,50	3,040
OvExt IDMT Crv3	2,5	108,75	2,443

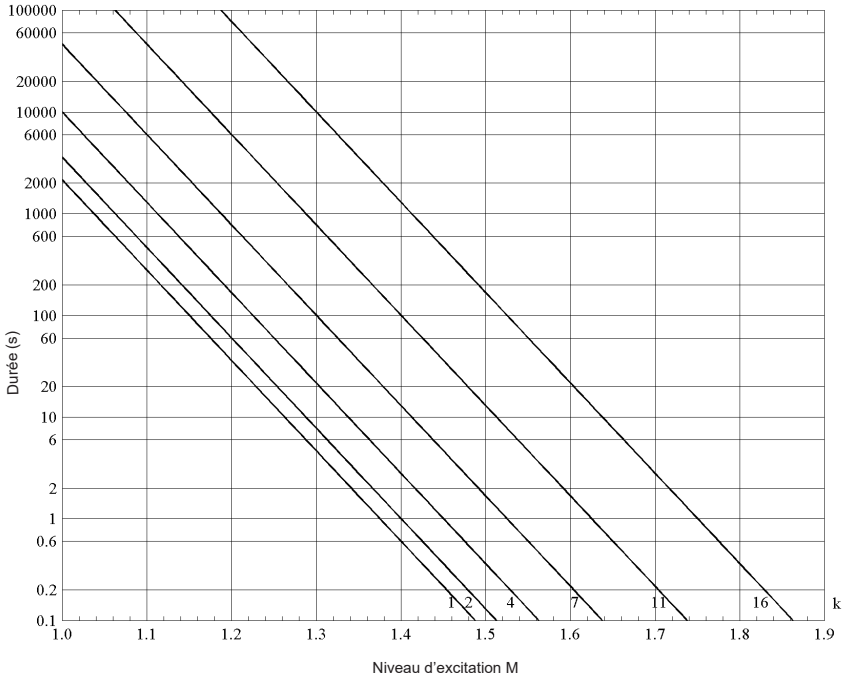


Figure 342: Courbes de durée de fonctionnement pour la courbe IDMT de surexcitation (« OvExt IDMT Crv1 ») pour les paramètres a = 2,5, b = 115,0 et c = 4,886

Overexcitation IDMT curve 4

L'équation de base pour la courbe IDMT « OvExt IDMT Crv4 » est la suivante :

$$t(s) = \frac{d}{1000} + \frac{0.18k}{(M-1)^2}$$

(Équation 135)

t(s) Temps de fonctionnement en secondes

d Paramètre *Constant delay* en secondes

M Niveau d'excitation (rapport U/f ou volts/hertz) par unité

k Paramètre *Time multiplier*

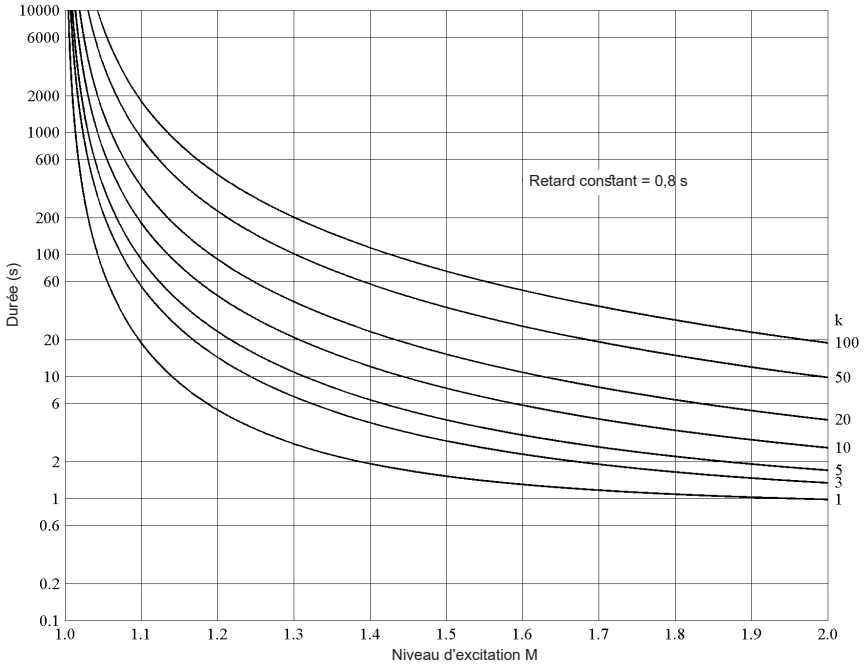


Figure 343: Courbes de durée de fonctionnement pour la courbe 4 IDMT de surexcitation (« OvExt IDMT Crv4 ») pour des valeurs différentes du paramètre Time multiplier lorsque Constant delay est de 800 millisecondes

L'activation de la sortie OPERATE active la sortie BLK_RESTART.

Pour la caractéristique IDMT « OvExt IDMT Crv4 », la désactivation de la sortie OPERATE active le temporisateur de refroidissement. Le temporisateur est réglé à la valeur saisie dans le paramètre *Cooling time*. Le paramètre *Restart Ena level* détermine le niveau lors duquel BLK_RESTART doit être déclenchée.

$$activer\ le\ temps\ de\ redémarrage = \left(\frac{100 - Ena\ restart\ level}{100} \right) \cdot Temps\ de\ refroidissement$$

(Équation 136)

Si le niveau d'excitation dépasse la valeur définie lorsque BLK_RESTART est active, la sortie OPERATE est immédiatement activée.

Si le niveau d'excitation dépasse la valeur définie lorsque BLK_RESTART n'est pas active mais que COOL ACTIVE est active, la sortie OPERATE n'est pas immédiatement activée. Dans ce cas, la partie restante du temporisateur de refroidissement affecte le calcul du temporisateur de fonctionnement, comme le montre l'illustration 344. Cela permet de compenser l'effet d'échauffement et de raccourcir la durée totale de fonctionnement.

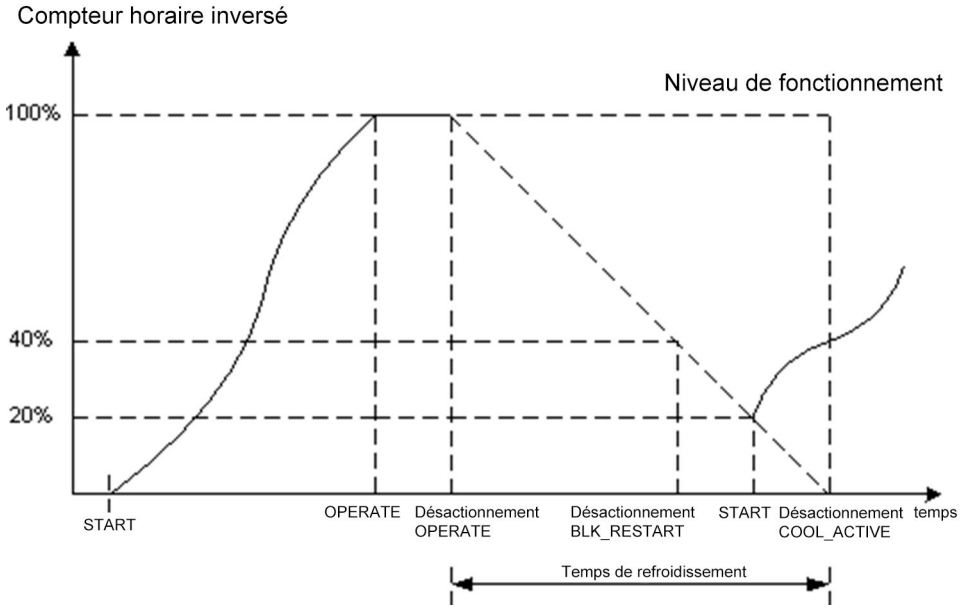


Figure 344: Exemple d'une manœuvre de compteur de temps inverse si START s'exécute lorsque BLK_RESTART est inactive alors que COOL_ACTIVE est active. Le paramètre Restart Ena level est considéré comme étant de 40 %.

4.5.8.6 Application

Si le noyau feuilleté d'un transformateur électrique ou d'un générateur est soumis à une densité de flux magnétique supérieure à ses limites établies, le flux de fuite augmente. Cela entraîne une forte hystérésis et des pertes de courant de Foucault dans les parties non feuilletées. Ces pertes peuvent entraîner une surchauffe excessive et rapidement endommager gravement l'isolation et les pièces adjacentes.

La surtension, la sous-fréquence ou une combinaison des deux, entraîne un niveau de densité de flux excessif. Étant donné que la densité de flux est directement proportionnelle à la tension et inversement proportionnelle à la fréquence, la protection de surexcitation calcule le rapport V/Hz relatif au lieu de mesurer directement la densité du flux. Le niveau nominal (tension nominale à fréquence nominale) est généralement considéré comme étant le niveau 100 % qui peut être légèrement dépassé en fonction de la conception.

Le risque le plus important en ce qui concerne la surexcitation se pose dans une centrale thermique, lorsque l'unité générateur-transformateur est déconnectée du reste du réseau, ou bien dans les îlots de réseau, là où des tensions élevées ou des basses fréquences peuvent se produire.

La surexcitation peut se produire pendant le démarrage et la mise à l'arrêt du générateur, si le courant de champ n'est pas correctement réglé. La perte de charge ou le délestage peuvent également entraîner une surexcitation si la commande de tension et le régulateur de fréquence ne fonctionnent pas correctement. La basse fréquence dans un système isolé du réseau principal peut entraîner une surexcitation si le système chargé de réguler la tension conserve une tension normale.

La protection contre la surexcitation pour le transformateur est généralement fournie par la protection contre la surexcitation du générateur qui utilise les TT raccordés aux bornes du générateur. Les courbes qui définissent les limites V/Hz du générateur et du transformateur doivent être coordonnées correctement pour protéger les deux appareils.

S'il est possible de commander le générateur avec un facteur principal de puissance, le côté haute tension du transformateur peut présenter une valeur pu V/Hz supérieure à la valeur V/Hz du générateur. Cela doit être pris en compte pour une bonne protection contre la surexcitation du transformateur. De même, la mesure pour la tension ne doit pas provenir d'un bobinage dans lequel se trouve l'OLTC.

On considère que la surexcitation est un phénomène symétrique causé par des événements tels que la perte de charge. Une forte tension phase-terre ne signifie pas la présence de surexcitation. Par exemple, dans un système d'alimentation non relié à la terre, un défaut monophase-terre signifie qu'il y a de fortes tensions des deux phases non défaillantes allant vers la terre, mais qu'il n'y a pas de surexcitation dans les bobinages. Les tensions phase-phase ne changent quasiment pas. Une tension importante à prendre en considération pour la surexcitation est la tension entre les deux extrémités de chaque bobinage.

Exemples de calcul pour la protection contre la surexcitation

Exemple 1

Valeurs nominales de la machine

Tension phase-phase nominale (U_n)	11000 V
Courant de phase nominal (I_n)	7455 A

Fréquence nominale (f_n)	50 Hz
Réactance de fuite (X_{leak})	20 % ou 0,2 p.u.

Tension et courants de charge mesurés de la machine

Tension phase A-phase B (U_{AB})	11500∠0° V
Courant phase A (I_A)	5600∠-63.57° A
Courant phase B (I_B)	5600∠176.42° A
Fréquence mesurée (f_m)	49,98 Hz
Réglage *Voltage Max Cont* (Tension max. cont.)	100 %
Réglage *Voltage selection* (Sélection de tension)	phase-phase
Réglage *Phase supervision* (Supervision de phase)	A ou AB

La réactance de fuite en p.u. X_{leakPU} est convertie en ohms.

$$X_{leak\Omega} = X_{leakPU} \cdot \left(U_n \Big/ \left(I_n \cdot \sqrt{3} \right) \right) = 0.2 \cdot \left(11000 \Big/ \left(7455 \cdot \sqrt{3} \right) \right) = 0.170378\ Ohms$$

(Équation 137)

La tension induite interne E de la machine est calculée.

$$\overline{E} = \overline{U_{AB}} + (\overline{I_A} - \overline{I_B}) \cdot (jX_{leak})$$

(Équation 138)

$E = 11500\angle 0° + (5600\angle -63.57° - 5600\angle 176.42°) \cdot (0.170378\angle 90°) = 12490$ V

Le niveau d'excitation M de la machine est calculé.

$$Niveau\ d'excitation\ M = \frac{12490 \Big/ 49.98}{11000 \Big/ 50} \cdot 1.00 = 1.1359$$

(Équation 139)

Exemple 2

La situation et les données sont basées sur l'exemple 1. Dans ce cas, le fabricant de la machine autorise un fonctionnement en continu à 105 pour cent de la tension nominale sous la charge assignée et cette valeur est à utiliser comme base pour la surexcitation.

Généralement, les caractéristiques U/f sont spécifiées de façon à avoir un rapport 1,00 à la tension nominale et la fréquence nominale. Par conséquent, il est recommandé de définir une valeur de 100 pour cent pour le réglage *Voltage Max Cont* (Tension max. cont.).

Si le réglage *Voltage Max Cont* est défini sur 105 pour cent, le niveau d'excitation M de la machine est calculé selon l'équation.

$$\textit{Niveau d'excitation } M = \frac{12490 / 49.98}{11000 / 50 \cdot 1.05} = 1.0818$$

(Équation 140)

Exemple 3

Dans ce cas, l'exécution de la fonction est basée sur IDMT. Le réglage *Operating curve type* (Type de courbe de fonctionnement) est sélectionné sur "OvExt IDMT Crv2". Les paramètres d'exemple correspondant pour le fonctionnement de la courbe IDMT sont indiqués comme : *Start value* (Seuil de démarrage) = 110 %, *Voltage Max Cont* (Tension max. cont.) = 100 %, *Time multiplier* (Facteur mmultiplicateur de temps) = 4, *Maximum operate time* (Temps de fonctionnement max.) = 1000000 millisecondes et *Minimum operate time* (Temps de fonctionnement min.) = 1000 millisecondes.

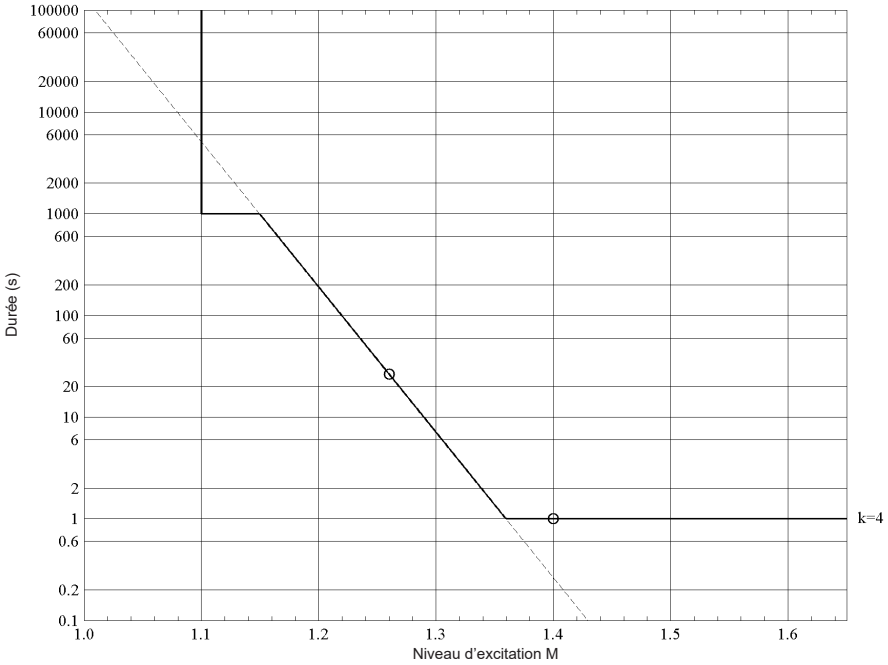


Figure 345: Courbe de fonctionnement pour "OvExt IDMT Crv2" basée sur les réglages spécifiés dans l'exemple 3. Les deux points figurant sur la courbe sont explicités dans le texte.

Si le niveau d'excitation reste à 1,26, le fonctionnement intervient après 26360 millisecondes comme indiqué par le point repéré sur la Figure 345. Pour un niveau d'excitation de 1,4, le deuxième point sur la Figure 345, la courbe "OvExt IDMT Crv2" donne 260 millisecndes selon l'équation, mais le réglage *Minimum operate time* limite le temps de fonctionnement à 1000 millisecondes. Le réglage *Maximum operate time* limite le temps de fonctionnement à 1000000 millisecondes si le niveau d'excitation se maintient entre 1,1 et 1,16.

En général, le niveau d'excitation reste toutefois rarement constant. Par conséquent, les temps de fonctionnement exacts dans les modes de temps inverse sont difficiles à prévoir.

Exemple 4

Dans ce cas, l'exécution de la fonction est basée sur IDMT. Le réglage *Operating curve type* (Type de courbe de fonctionnement) est sélectionné sur "OvExt IDMT Crv4". Les paramètres d'exemple correspondant pour le fonctionnement de la courbe IDMT sont indiqués comme : *Start value* (Seuil de démarrage) = 110 %, *Voltage Max Cont* (Tension max. cont.) = 100 %, *Time multiplier* (Facteur mmultiplicateur de temps) = 5, *Maximum operate time* (Temps de fonctionnement max.) = 3600000 millisecondes et *Constant delay* (Retard constant) = 800 millisecondes.

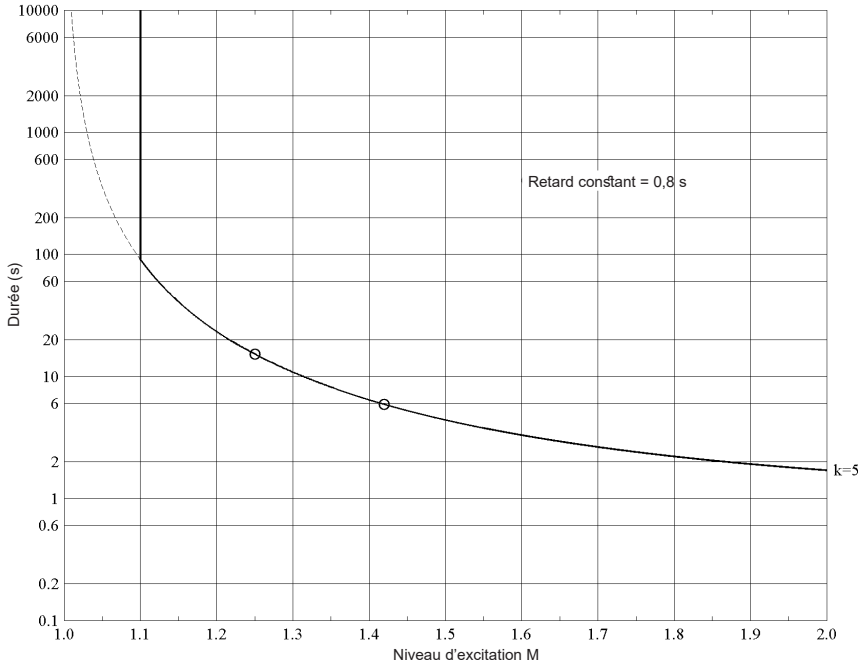


Figure 346: Courbe de fonctionnement pour "OvExt IDMT Crv4" basée sur les réglages spécifiés. Les deux points figurant sur la courbe sont explicités dans le texte.

Si le niveau d'excitation reste à 1,25, le fonctionnement intervient après 15200 millisecondes. Pour un niveau d'excitation de 1,42, le fonctionnement intervient après 5900 millisecondes comme indiqué par les deux points repérés sur la Figure 346. Dans ce cas, le réglage *Maximum operate time* = 3600000 s ne limite pas le temps de fonctionnement maximum parce que le temps de fonctionnement pour une valeur de *Start value* = 110 % (1,1 pu) est d'environ 75000 millisecondes.

4.5.8.7 Signaux

Tableau 640: Signaux d'entrée OEPVPH

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
I_1	SIGNAL	0	Courant de phase direct
U_A_AB	SIGNAL	0	Tension A phase-à-terre ou tension AB phase-à-phase
U_B_BC	SIGNAL	0	Tension B phase-à-terre ou tension BC phase-à-phase
U_C_CA	SIGNAL	0	Tension C phase-à-terre ou tension CA phase-à-phase
U_1	SIGNAL	0	Tension de phase directe
F	SIGNAL	0	Fréquence mesurée
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal de blocage

Tableau 641: Signaux de sortie OEPVPH

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarré
BLK_RESTART	BOOLÉEN	Signal pour le blocage de la reconnexion d'une machine surchauffée
COOL_ACTIVE	BOOLÉEN	Signal pour indiquer qu'une machine est en phase de refroidissement

4.5.8.8 Paramètres

Tableau 642: Paramètres de groupe OEPVPH (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur démarrage	100...200	%	1	100	Valeur de démarrage de surexcitation
Type de courbe de fonctionnement	5 = ANSI temps constant Time 15 = CEI temps constant Time 17 = OvExt IDMT Crv1 18 = OvExt IDMT Crv2 19 = OvExt IDMT Crv3 20 = OvExt IDMT Crv4			15 = CEI temps constant Time	Sélection du type de courbe du délai d'attente
Facteur multiplicateur de temps	0,1...100,0		0,1	3,0	Multiplicateur de temps pour les courbes IDMT de surexcitation
Tempo fonctionnement	200...200000	ms	10	500	Délai de temporisation de fonctionnement en mode temps défini

Tableau 643: Paramètres de non-groupe OEPVPH (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du mode de fonctionnement
Tps refroid.	5...10000	s	1	600	Durée requise pour le refroidissement de la machine
Retard constant	100...120000	ms	10	800	Paramètre de retard constant
Durée de fonctionnement maximal	500000...10000000	ms	10	1000000	Temps de fonctionnement maximal pour les courbes IDMT
Sélection de tension	1 = Phase-terre 2 = Phase-phase 3 = direct			3 = direct	Sélection des tensions de phase / phase-phase / directe
Sélection de phase	1 = A ou AB 2 = B ou BC 3 = C ou CA			1 = A ou AB	Paramètre de sélection de phase
Réact. de fuite	0,0...50,0	%	0,1	0,0	Réactance de fuite de la machine
Tension max. cont.	80...160	%	1	110	Rapport de tension de fonctionnement continu maximal autorisé

Tableau 644: Paramètres de non-groupe OEPVPH (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	10	100	Temps de réinitialisation du compteur de temps de fonctionnement en mode DT
Temps minimal de fonctionnement	200...60000	ms	10	200	Durée minimale de fonctionnement pour les courbes IDMT

4.5.8.9 Données surveillées

Tableau 645: Données surveillées OEPVPH

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement (en %)
T_ENARESTART	INT32	0...10000	Hz	Durée estimée pour réinitialiser le redémarrage du bloc
VOLTPERHZ	FLOAT32	0,00 à 10,00	pu	Niveau d'excitation, c'est-à-dire rapport U/f ou V/Hz
OEPVPH	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.5.8.10 Données techniques

Tableau 646: OEPVPH - Données techniques

Caractéristique	Valeur	
Précision de mesure	En fonction de la fréquence de tension mesurée : f_n ±2 Hz	
	±2,5 % de la valeur de consigne ou 0,01 × Ub/f	
Temps de réponse déclenchement[1)2)]	Variation de fréquence	Généralement 200 ms (±20 ms)
	Variation de tension	Généralement 100 ms (±20 ms)
Temps de réinitialisation	<60 ms	
Taux de réinitialisation	Généralement 0,96	
Temps de retard	<45 ms	
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant	±1,0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms	
Précision du temps de déclenchement en mode temps inverse	±5,0 % de la valeur théorique ou ±50 ms	

1) Résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie de signal

4.5.9 Protection de l’alimentation continue à basse tension LVRTPTUV

4.5.9.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection d’alimentation continue basse tension	LVRTPTUV	U<RT	27RT

4.5.9.2 Bloc fonctionnel

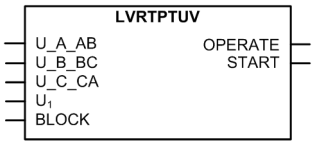


Figure 347: Bloc fonctionnel

4.5.9.3 Fonctionnalité

La fonction de protection de l’alimentation continue à basse tension LVRTPTUV est principalement une protection triphasée contre les sous-tensions. Elle diffère de la protection triphasée traditionnelle contre les sous-tensions PHPTUV dans la mesure où elle autorise les opérateurs réseau à définir leur propre courbe d’alimentation continue à basse tension LVRT (Low-Voltage Ride-Through) pour les générateurs, conformément aux codes du réseau électrique national ou local. La courbe LVRT peut être définie précisément conformément aux exigences en paramétrant les coordonnées temps-tension appropriées.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. La fonction LVRTPTUV peut être bloquée avec l’entrée `BLOCK`. Le blocage réinitialise les temporisateurs et les sorties.

4.5.9.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont "On" (activé) et "Off" (désactivé).

Le fonctionnement de LVRTPTUV peut être décrit à l’aide d’un diagramme de module. Tous modules du diagramme sont décrits dans les sections suivantes.

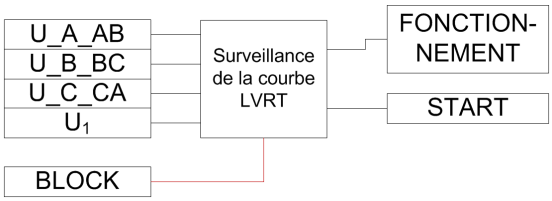


Figure 348: Schéma du module fonctionnel

Surveillance de la courbe LVRT

La surveillance de la courbe LVRT démarre par la détection d'une sous-tension. La détection de sous-tension dépend du réglage *Voltage selection* (Sélection de tension). Toutes les options qu'il est possible de sélectionner sont basées sur les composantes de fréquence fondamentale.

La fonction utilise les tensions phase-terre lorsque *Voltage selection* est réglé sur "Highest Ph-to-E" ou "Lowest Ph-to-E" et les tensions phase-phase lorsque *Voltage selection* est réglé sur "Highest Ph-to-Ph" ou "Lowest Ph-to-Ph".

Lorsque le réglage *Voltage selection* est défini sur "Highest Ph-to-E", "Lowest Ph-to-E", "Highest Ph-to-Ph" ou "Lowest Ph-to-Ph", les tensions triphasées mesurées sont comparées phase par phase à la valeur *Voltage start value* (Seuil de démarrage tension) définie. Si la valeur mesurée est inférieure au réglage *Voltage start value* pour le nombre de phases égal à la valeur définie pour *Num of start phases* (Nombre de phases de démarrage), la sortie `START` est activée.

Les options disponibles pour le réglage *Num of start phases* sont "Exactly 1 of 3" (Exactement 1 sur 3), "Exactly 2 of 3" (Exactement 2 sur 3) et Exactly 3 of 3" (Exactement 3 sur 3), qui sont des options différentes de celles du réglage conventionnel disponible dans d'autres fonctions. Par exemple, si *Num of start phases* est réglé sur "Exactly 2 of 3", deux tensions quelconques doivent tomber en dessous de *Voltage start value* pendant un cycle réseau pour que la sortie `START` s'active. Même si plus de deux tensions tombent en dessous de *Voltage start value*, la sortie `START` n'est pas activée.

Lorsque le réglage *Voltage selection* est défini sur "Positive Seq" (Direct), la composante directe est comparée à la valeur définie pour *Voltage start value* (Seuil de démarrage tension). Si elle est inférieure à la valeur de *Voltage start value* définie, la sortie `START` est activée.

Une fois que `START` est activée, la fonction surveille le comportement de la tension définie par *Voltage selection setting* (Réglage sélection de tension) avec la courbe LVRT définie. Lorsque la tension définie entre dans la zone de fonctionnement, la sortie `OPERATE` est activée instantanément. La durée d'impulsion du signal `OPERATE` est fixée à 100 ms. `START` se désactive également en même temps que `OPERATE`.

Si une situation de chute se présente, c'est à dire que la tension se rétablit au-dessus de la valeur de *Voltage start value* (Seuil de démarrage tension), avant que OPERATE ne s'active, la fonction ne se réinitialise pas tant que la temporisation de récupération maximale considérée ne s'est pas écoulée, c'est à dire que la sortie START reste active.

La courbe LVRT est définie à l'aide des coordonnées des réglages temps-tension. Les réglages disponibles sont *Recovery time 1* (Temps de récupération 1)…*Recovery time 10* Temps de récupération 10) et *Voltage level 1* (Niveau de tension 1)…*Voltage level 10* (Niveau de tension 10). Le nombre de coordonnées nécessaires pour définir une courbe LVRT est défini par les réglages *Active coordinate* (Coordonnées actives).

Lorsque *Recovery time 1* est défini sur une valeur non nulle, cela se traduit par des caractéristiques horizontales à partir du point de défaut jusqu'à *Recovery time 1*.

Deux exemples de courbe LVRT sont présentés sur la Figure 349 et la Figure 350 avec les réglages correspondants dans le Tableau 647.

Il est nécessaire de définir correctement les points de coordonnées afin d'éviter un mauvais fonctionnement. Par exemple, la valeur du réglage *Recovery time 2* doit être supérieure à celle de *Recovery time 1*. *Recovery time 1*…*Recovery time 10* sont les réglages temporels respectifs à partir du point de défaut.

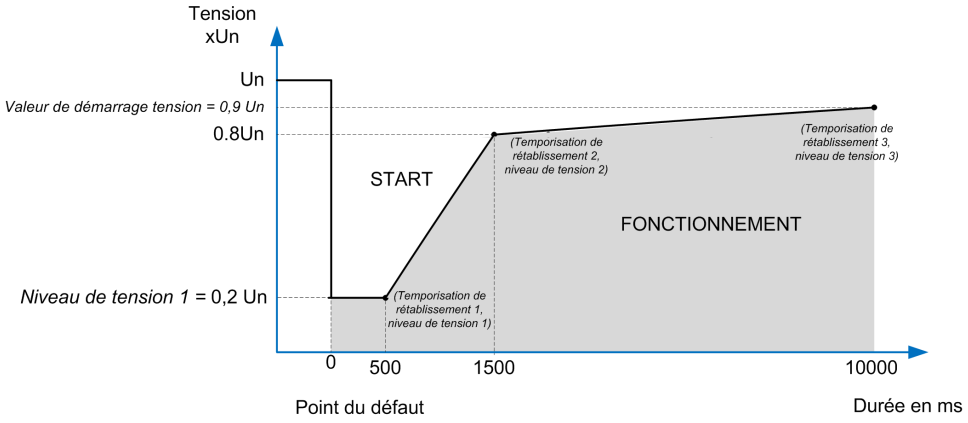


Figure 349: Alimentation continue à basse tension - Exemple de courbe A

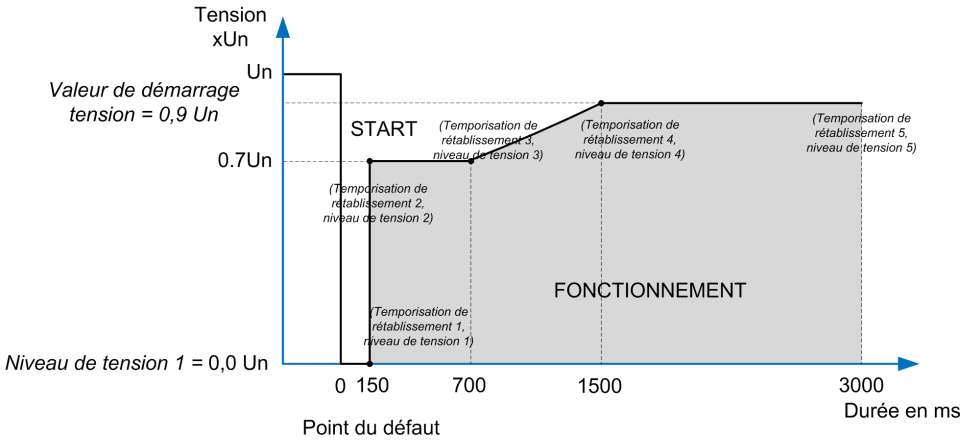


Figure 350: Alimentation continue à basse tension - Exemple de courbe B

Tableau 647: Réglages pour les exemples A et B

Réglages	Courbe A	Courbe B
Voltage start value (Seuil de démarrage tension)	0.9 · Un	0.9 · Un
Active coordinates (Coordonnées actives)	3	5
Voltage level 1 (Niveau de tension 1)	0.2 · Un	0 · Un
Recovery time 1 (Temps de récupération 1)	500 ms	150 ms
Voltage level 2 (Niveau de tension 2)	0.8 · Un	0.7 · Un
Recovery time 2 (Temps de récupération 2)	1000 ms	150 ms
Voltage level 3 (Niveau de tension 3)	0.9 · Un	0.7 · Un
Recovery time 3 (Temps de récupération 3)	10000 ms	700 ms
Voltage level 4 (Niveau de tension 4)	-	0.9 · Un
Recovery time 4 (Temps de récupération 4)	-	1500 ms
Voltage level 5 (Niveau de tension 5)	-	0.9 · Un
Recovery time 5 (Temps de récupération 5)	-	3000 ms

Il est nécessaire que le dernier réglage *Voltage level X* (Niveau de tension X) actif soit supérieur ou égal à *Voltage start value* (Seuil de démarrage tension). Les réglages ne sont pas acceptés si le dernier réglage *Voltage level X* actif n'est pas supérieur ou égal à *Voltage start value*.

La Figure 351 donne un exemple de fonctionnement de la fonction de protection LVRTPTUV configurée pour s'exécuter avec un réglage *Num of start phases* défini sur "Exactly 2 of 3" et un réglage *Voltage selection* défini sur "Lowest Ph-to-Ph".

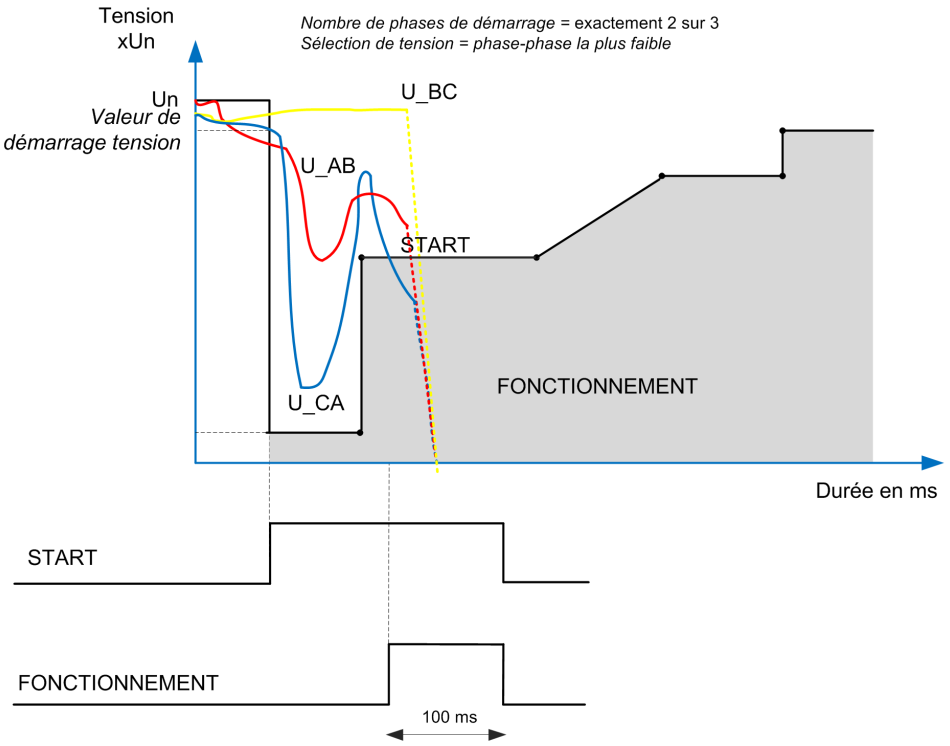


Figure 351: Exemple de fonctionnement type de la fonction LVRTPTUV

L'activation de l'entrée BLOCK réinitialise les temporisateurs et désactive les sorties de la fonction.

4.5.9.5 Application

Le type d'énergie distribué, provenant principalement de parcs éoliens et solaires, augmente rapidement grâce à la dérégulation des marchés et à la tendance mondiale à utiliser davantage de sources d'énergie renouvelables. Ces parcs sont directement raccordés aux réseaux et leur grande taille peut influencer le comportement du réseau. Ces parcs doivent maintenant être conformes à des exigences strictes en termes de raccordement au réseau qui étaient auparavant obligatoires uniquement pour les centrales électriques à haute capacité. Ces exigences comprennent les éléments suivants : aide au réseau pour le maintien de la stabilité du système, support de la puissance réactive, récupération transitoire et régulation tension-fréquence. Ces exigences signifient que les parcs éoliens et solaires doivent continuer à fonctionner en cas de perturbations sur le réseau.

De nombreux codes de réseaux exigent maintenant que le type d'énergie distribué connecté aux réseaux HT soit en mesure de résister aux chutes de tension, jusqu'à un certain pourcentage de la tension nominale (jusqu'à 0 % dans certains cas) et cela pour

une certaine durée. Ces exigences sont connues sous le nom de maintien de l'alimentation en cas de creux (LVRT) ou maintien de l'alimentation en cas d'incident de tension (FRT) et sont décrites par des caractéristiques de tension comparée au temps.

Le comportement LVRT type d'un type d'énergie distribué peut être divisé en trois zones en fonction de la variation de la tension au fil du temps.

- Au moment des défauts du système, la magnitude de la tension peut baisser jusqu'au *Voltage level 1* (Niveau de tension 1) pendant une durée définie par *Recovery time 1* (Temporisation de rétablissement 1). La centrale doit rester connectée au réseau dans ce cas. Cette limite définit la zone A.
- La zone B définit le niveau de tension de récupération de croissance linéaire de *Voltage level 1* (Niveau de tension 1) à *Voltage level 2* (Niveau de tension 2) sur une durée allant de *Recovery time 1* (Temporisation de rétablissement 1) à *Recovery time 2* (Temporisation de rétablissement 2).
- La zone C est la zone dans laquelle la tension se stabilise. *Voltage level 3* (Niveau de tension 3) est défini selon la même valeur que *Voltage level 2* (Niveau de tension 2). Le système doit rester au-dessus de cette tension pendant une durée allant de *Recovery time 2* (Temporisation de rétablissement 2) à *Recovery time 3* (Temporisation de rétablissement 3).

Le système revient à un état normal et le fonctionnement se réinitialise lorsque la tension est égale ou supérieure à *Voltage level 4* (Niveau de tension 4) après la période de *Recovery time 4* (Temporisation de rétablissement 4).

Lorsque la tension au point de couplage commun est supérieure à la courbe LVRT, la centrale doit rester connectée et doit être déconnectée uniquement si la tension atteint des valeurs inférieures à la courbe.

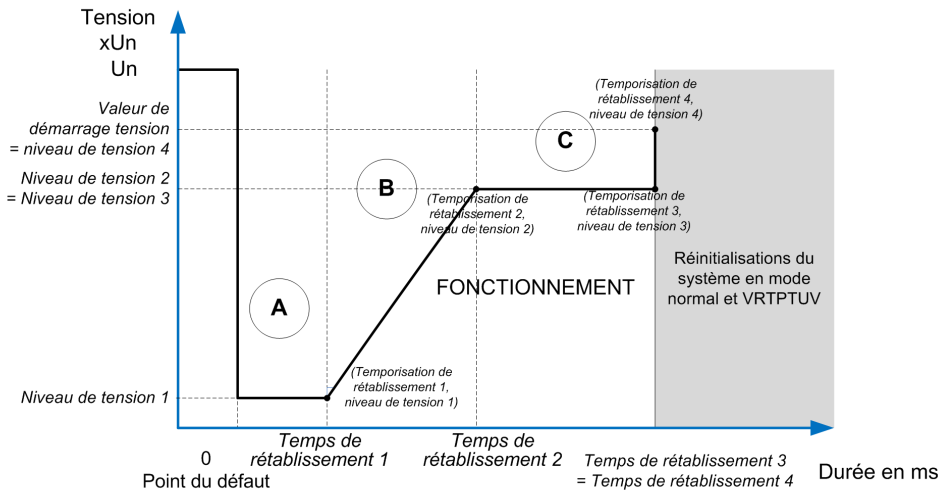


Figure 352: Une capacité type requise de tension de maintien d'alimentation de la centrale

Les exigences de LVRT dépendent des caractéristiques du système électrique et de la protection utilisée, qui varient fortement entre elles. Les exigences diffèrent également d'un pays à l'autre. LVRTPTUV comprend quatre types de courbes LVRT qui répondent à la plupart des besoins du système électrique. Les opérateurs du réseau peuvent affiner la courbe LVRT en réglant les paramètres conformément à leurs exigences, ce qui permet de simplifier l'utilisation par rapport à une protection de sous-tension traditionnelle, avec différents paramètres et logiques de temps de fonctionnement.

4.5.9.6 Signaux

Tableau 648: Signaux d'entrée LVRTPTUV

Nom	Type	Par défaut	Description
U_A_AB	SIGNAL	0	Tension A phase-à-terre ou tension AB phase-à-phase
U_A_BC	SIGNAL	0	Tension B phase-à-terre ou tension BC phase-à-phase
U_A_CA	SIGNAL	0	Tension C phase-à-terre ou tension CA phase-à-phase
U_1	SIGNAL	0	Tension de phase directe
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 649: Signaux de sortie LVRTPTUV

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

4.5.9.7 Paramètres

Tableau 650: Paramètres de groupe LVRTPTUV (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Seuil de démarrage de la tension	0,05...1,20	xUn	0,01	0,90	Valeur de tension en dessous de laquelle la fonction démarre

Tableau 651: Paramètres de non-groupe LVRTPTUV (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Opération	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Nombre de phases de démarrage	4 = Exactement 1 sur 3 5 = Exactement 2 sur 3 6 = Exactement 3 sur 3			4 = Exactement 1 sur 3	Nombre de phases défectueuses
Sélection de tension	1=Valeur Ph-T la plus élevée 2=Valeur PH-T la plus basse 3=Valeur Phase-Phase la plus élevée 4=Valeur Phase-Phase la plus basse 5=Direct			4=Valeur Phase-Phase la plus basse	Paramètre de sélection de la tension pour la surveillance de courbe
Coordonnées actives	1...10		1	3	Coordonnées utilisées pour définir la courbe LVRT
Niveau de tension 1	0,00...1,20	xUn	0,01	0,20	Première coordonnée de tension pour définir la courbe LVRT
Niveau de tension 2	0,00...1,20	xUn	0,01	0,80	Deuxième coordonnée de tension pour définir la courbe LVRT
Niveau de tension 3	0,00...1,20	xUn	0,01	0,90	Troisième coordonnée de tension pour définir la courbe LVRT
Niveau de tension 4	0,00...1,20	xUn	0,01	0,90	Quatrième coordonnée de tension pour définir la courbe LVRT
Niveau de tension 5	0,00...1,20	xUn	0,01	0,90	Cinquième coordonnée de tension pour définir la courbe LVRT
Niveau de tension 6	0,00...1,20	xUn	0,01	0,90	Sixième coordonnée de tension pour définir la courbe LVRT
Niveau de tension 7	0,00...1,20	xUn	0,01	0,90	Septième coordonnée de tension pour définir la courbe LVRT
Niveau de tension 8	0,00...1,20	xUn	0,01	0,90	Huitième coordonnée de tension pour définir la courbe LVRT
Niveau de tension 9	0,00...1,20	xUn	0,01	0,90	Neuvième coordonnée de tension pour définir la courbe LVRT
Niveau de tension 10	0,00...1,20	xUn	0,01	0,90	Dixième coordonnée de tension pour définir la courbe LVRT
Temporisation de rétablissement 1	0...300000	ms	1	500	Première coordonnée de durée pour définir la courve LVRT
Temporisation de rétablissement 2	0...300000	ms	1	1000	Deuxième coordonnée de temps pour définir la courbe LVRT
Temporisation de rétablissement 3	0...300000	ms	1	10000	Troisième coordonnée de temps pour définir la courbe LVRT
Temporisation de rétablissement 4	0...300000	ms	1	10000	Quatrième coordonnée de temps pour définir la courbe LVRT
Temporisation de rétablissement 5	0...300000	ms	1	10000	Cinquième coordonnée de temps pour définir la courbe LVRT

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de rétablissement 6	0...300000	ms	1	10000	Sixième coordonnée de temps pour définir la courbe LVRT
Temporisation de rétablissement 7	0...300000	ms	1	10000	Septième coordonnée de temps pour définir la courbe LVRT
Temporisation de rétablissement 8	0...300000	ms	1	10000	Huitième coordonnée de temps pour définir la courbe LVRT
Temporisation de rétablissement 9	0...300000	ms	1	10000	Neuvième coordonnée de temps pour définir la courbe LVRT
Temporisation de rétablissement 10	0...300000	ms	1	10000	Dixième coordonnée de temps pour définir la courbe LVRT

4.5.9.8 Données surveillées

Tableau 652: Données surveillées LVRTPTUV

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
LVRTPTUV	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.5.9.9 Données techniques

Tableau 653: LVRTPTUV - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de déclenchement	En fonction de la fréquence de tension mesurée : f_n ±2 Hz
	± 1,5% de la valeur définie ou ± 0,002 × U_n
Temps de réponse déclenchement[1)2)]	Généralement 40 ms
Temps de réinitialisation	Basé sur la valeur maximale du *Temps de récupération*
Précision du temps de déclenchement	±1,0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms
Suppression des harmoniques	DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5, etc.

1) Testé pour *Nombre de phases déclenchement* = 1 sur 3, résultats basés sur la répartition statistique de 1000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie de signal

4.5.10 Protection de décalage vectoriel de tension VVSPPAM

4.5.10.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection décal. vectoriel tension	VVSPPAM	VS	78V

4.5.10.2 Bloc fonctionnel

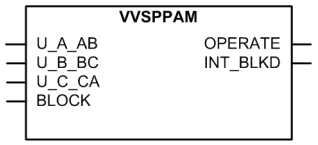


Figure 353: Bloc fonctionnel

4.5.10.3 Fonctionnalité

La fonction de protection de décalage vectoriel de tension VVSPPAM, également connue en tant que fonction de hausse vectorielle ou delta phi, mesure continuellement la durée d'un cycle de tension. Au moment de l'îlotage, la durée du cycle de tension mesuré devient plus courte ou plus longue que celle du cycle précédent, en d'autres termes le cycle de tension mesuré se décale avec le temps. Ce décalage de tension est mesuré en termes d'angle de phase. VVSPPAM produit un déclenchement instantané lorsque le décalage de vecteur de tension excède la valeur définie.

La fonction peut être bloquée avec l'entrée `BLOCK`. Le blocage réinitialise les temporisateurs et les sorties.

4.5.10.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondants sont « On » (activé) et « Off » (désactivé).

Le fonctionnement de la fonction VVSPPAM peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

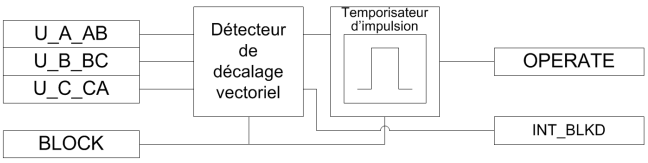


Figure 354: Schéma du module fonctionnel

Détecteur de décalage vectoriel

Ce module mesure la durée de chaque cycle de la phase du signal de tension. La durée du cycle actuel est comparée au cycle précédent, considéré comme référence. En cas de perte de réseau principal, on observe une variation brutale de la durée du cycle, si la charge du générateur change brusquement et si le décalage ou le déséquilibre de puissance (production vs. charge) dans la partie îlotée du réseau est suffisamment important. Le cycle se décale avec le temps, c'est-à-dire que la fréquence peut ne pas

changer mais qu'un décalage vectoriel est observé en phase, comme le montre la figure 355.

Ce seuil est mesuré en degrés pour chaque signal de tension défini par le paramètre *Phase supervision*. Le paramètre *Phase supervision* détermine quelle tension est utilisée pour détecter le décalage vectoriel. Les options *Phase supervision* disponibles sont « All » et « Pos sequence ». Si la valeur calculée de Δδ dépasse le paramètre *Start value* défini pour toutes les phases définies, le module envoie un signal d'activation pour lancer le temporisateur d'impulsion.

Le paramètre *Voltage selection* (sélection de tension) est utilisé pour sélectionner si le signal de tension disponible est la tension phase-terre ou phase-phase.

La valeur recommandée et la valeur par défaut de *Phase supervision* est « Pos sequence ».

Si l'amplitude du niveau de tension de l'un des signaux de tension surveillés, défini par le paramètre *Phase supervision*, tombe en dessous de la valeur *Under Volt Blk value* ou dépasse la valeur *Over Volt Blk value*, le calcul du décalage vectoriel est désactivé et la sortie `INT_BLKD` est activée.

La fonction est bloquée et la sortie `LOWAMPL_BLKD` est activée, si la fréquence mesurée s'écarte de ±5 % de la valeur nominale.

La grandeur du décalage vectoriel calculé pour trois tensions phase-terre ou phase-phase, USHIFT_A_AB, USHIFT_B_BC et USHIFT_C_CA ou la tension directe U1SHIFT, qui a entraîné l'activation de la dernière sortie `OPERATE`, est disponible dans l'affichage des données surveillées.

L'activation de l'entrée `BLOCK` désactive la sortie `INT_BLKD`.

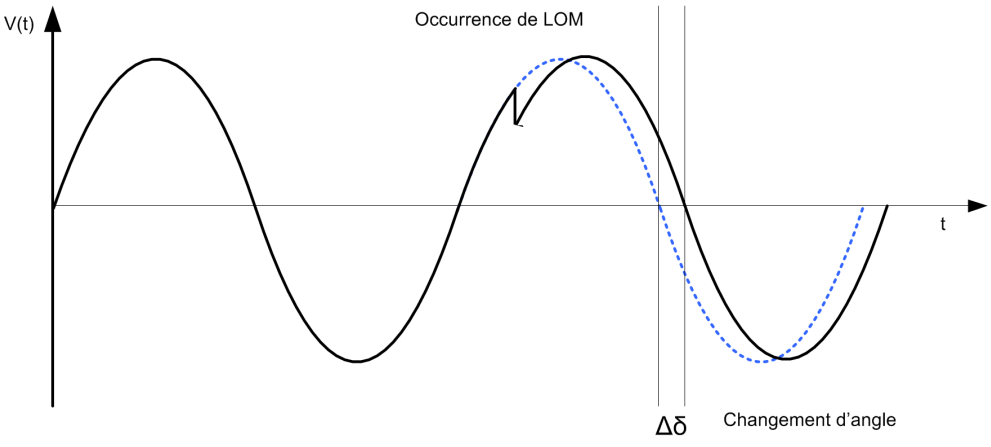


Figure 355: Décalage de vecteur en cas de perte du réseau principal

Temporisateur d'impulsion

Une fois activé, le temporisateur d'impulsion active la sortie OPERATE. La durée d'impulsion de OPERATE est fixée à 100 ms.

L'activation de l'entrée BLOCK désactive toutes les sorties binaires OPERATE et réinitialise le temporisateur.

4.5.10.5 Application

L'utilisation des unités de production décentralisées (DG) augmente en raison de la libéralisation des marchés (déréglementation) et de la tendance mondiale à utiliser davantage de sources d'énergie renouvelables. Elles produisent une puissance de l'ordre de 10 kW...10 MW et la plupart d'entre elles sont interconnectées au réseau de distribution. Elles peuvent alimenter le réseau ainsi que les charges locales. Il n'est pas courant de connecter les générateurs directement aux réseaux de distribution car la production décentralisée peut causer certains défis pour la protection des réseaux de distribution. Du point de vue de la protection, l'une des questions les plus difficiles est l'îlotage.

L'îlotage est défini comme une condition dans laquelle une unité de production décentralisée continue à fournir de l'énergie à une certaine partie du réseau de distribution lorsque l'énergie du grand réseau public n'est plus disponible après l'ouverture d'un disjoncteur. L'îlotage est aussi appelé perte du réseau principal (LOM) ou perte du réseau (LOG). Lorsque la perte du réseau survient, ni la tension ni la fréquence ne sont contrôlées par l'alimentation du réseau public. Ces générateurs décentralisés ne sont pas équipés d'un contrôle de la tension et de la fréquence ; par conséquent, l'amplitude de la tension d'un réseau îloté peut ne pas être maintenue dans les limites voulues, ce qui entraîne des amplitudes de tension indéfinies lors des situations d'îlotage et une instabilité de la fréquence. Une fréquence incontrôlable représente un risque élevé pour les variateurs et autres machines. L'îlotage peut être la conséquence d'un défaut dans le réseau dû à un mauvais fonctionnement du disjoncteur ou à l'ouverture de celui-ci lors de la maintenance. Si le générateur décentralisé continue de fonctionner après la coupure de l'alimentation du réseau public, les défauts ne s'éliminent pas dans certaines conditions car l'arc est chargé par les générateurs décentralisés. De plus, les générateurs décentralisés sont incompatibles avec les pratiques de réenclenchement du courant. Pendant le temps de coupure-établissement de la séquence de réenclenchement, les générateurs du réseau ont tendance à dériver hors synchronisme avec le réseau et s'ils sont rebranchés sans synchronisation, les générateurs qui introduisent des courants et des tensions élevés dans le réseau voisin peuvent être endommagés.

Pour éviter ces problèmes techniques, il faut prévoir une protection pour déconnecter la production décentralisée une fois qu'elle est isolée électriquement du réseau principal. Diverses techniques sont utilisées pour détecter les pertes du réseau principal. Cependant, la présente fonction se concentre sur le décalage du vecteur de tension.

La détection du décalage vectoriel garantit une détection rapide et fiable de la perte de réseau principal dans presque toutes les conditions de fonctionnement lorsqu'une unité de production décentralisée fonctionne en parallèle avec le réseau principal, mais dans certains cas, celle-ci peut tomber en panne.

Si la puissance active et réactive générée par les unités de production décentralisées est presque équilibrée (par exemple, si le déséquilibre ou le décalage de puissance est inférieur à 5...10 %) avec la puissance active et réactive consommée par les charges, il se peut qu'un déphasage de tension suffisamment important ne se produise pas, ce qui peut être détecté par l'algorithme de décalage vectoriel. Cela signifie que l'algorithme de décalage vectoriel a une petite zone de non-détection (NDZ) qui dépend également du type de générateurs, de charges, de réseau et de la valeur de démarrage ou de fonctionnement de l'algorithme de décalage vectoriel. D'autres événements de réseau comme la commutation de condensateurs, la commutation de très grandes charges dans un réseau faible ou la connexion d'un transformateur en parallèle dans un poste HT/MT, dans lequel l'amplitude de la tension n'est pas modifiée considérablement (contrairement aux défauts), peuvent potentiellement causer un mauvais fonctionnement de l'algorithme de décalage vectoriel, si des réglages très sensibles sont utilisés.

La détection de décalage vectoriel protège également les générateurs synchrones contre les dommages dus à l'îlotage ou à la perte du réseau principal. Pour détecter une perte du réseau principal avec la fonction de décalage vectoriel, le générateur doit viser l'exportation ou l'importation d'au moins 5 à 10 % de la puissance produite vers le réseau, afin de garantir un changement de charge détectable après l'îlotage ou la perte du réseau.

Plusieurs critères de perte du réseau principal

Outre le décalage vectoriel, d'autres techniques passives sont utilisées pour détecter les pertes du réseau principal. Certaines de ces techniques passives sont la sur/sous tension, la sur/sous fréquence, le taux de changement de fréquence, le déséquilibre de tension, le taux de changement de puissance et ainsi de suite. Ces méthodes passives utilisent la tension et la fréquence pour identifier les pertes du réseau. La performance de ces méthodes dépend du décalage de puissance entre la production locale et la charge. L'avantage de toutes ces méthodes est qu'elles sont simples et rentables, mais chaque méthode a une zone non détectable. Pour surmonter ce problème, il est recommandé de combiner différents critères de détection des pertes du réseau.

Deux ou plusieurs fonctions de protection fonctionnent en parallèle pour détecter la perte du réseau. Lorsque tous les critères sont remplis pour indiquer une perte du réseau, une alarme ou un déclenchement peut être généré. Le décalage vectoriel et le taux de changement de fréquence sont deux critères parallèles généralement utilisés pour la détection de la perte du réseau.

Les critères de protection choisis peuvent être inclus dans l'outil de configuration d'application pour créer une alarme ou un déclenchement multicritères de perte du réseau.

4.5.10.6 Signaux

Tableau 654: Signaux d'entrée VVSPPAM

Nom	Type	Par défaut	Description
U_A_AB	SIGNAL	0	Tension A phase-à-terre ou tension AB phase-à-phase
U_B_BC	SIGNAL	0	Tension B phase-à-terre ou tension BC phase-à-phase
U_C_CA	SIGNAL	0	Tension C phase-à-terre ou tension CA phase-à-phase
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 655: Signaux de sortie VVSPPAM

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
INT_BLKD	BOOLÉEN	Fonction de protection bloquée en interne

4.5.10.7 Paramètres

Tableau 656: Paramètres de groupe VVSPPAM (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur démarrage	2,0...30,0	°	0,1	6,0	Valeur de démarrage pour le décalage vectoriel

Tableau 657: Paramètres de groupe VVSPPAM (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur blocage max. tension	0,40...1,50	xUn	0,01	1,20	Tension au-dessus de laquelle la fonction sera bloquée en interne
Valeur blocage min. tension	0,15...1,00	xUn	0,01	0,80	Tension en dessous de laquelle la fonction sera bloquée en interne

Tableau 658: Paramètres de non-groupe VVSPPAM (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement

Tableau 659: Paramètres de non-groupe VVSPPAM (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Supervision de la phase	7 = Ph A + B + C 8 = Direct			8 = Direct	Phase de tension surveillée

4.5.10.8 Données surveillées

Tableau 660: Données surveillées VVSPPAM

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
VEC_SHT_A_AB	FLOAT32	-180,00 à 180,00	°	Décalage vectoriel pour tension phase-terre A ou tension phase-phase AB
VEC_SHT_B_BC	FLOAT32	-180,00 à 180,00	°	Décalage vectoriel pour tension phase-terre B ou tension phase-phase BC
VEC_SHT_C_CA	FLOAT32	-180,00 à 180,00	°	Décalage vectoriel pour tension phase-terre C ou tension phase-phase CA
VEC_SHT_U1	FLOAT32	-180,00 à 180,00	°	Décalage vectoriel pour tension directe
VVSPPAM	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.5.10.9 Données techniques

Tableau 661: VSPPAM - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de déclenchement	En fonction de la fréquence de tension mesurée : f_n ±1 Hz
	±1°
Temps de fonctionnement[1)2)]	Généralement 53 ms

1) f_n = 50 Hz, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie du signal

4.6 Protection de fréquence

4.6.1 Protection de fréquence FRPFRQ

4.6.1.1 Identification

Description de la fonction	Identification CEI 61850	Identification CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection de fréquence	FRPFRQ	f>/f<,df/dt	81

4.6.1.2 Bloc fonctionnel

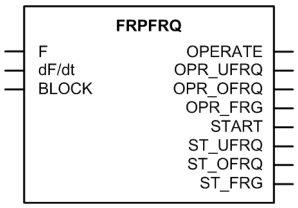


Figure 356: Bloc fonctionnel

4.6.1.3 Fonctionnalité

La fonction de protection de fréquence FRPFRQ est utilisée pour protéger les composants du réseau contre les conditions de fréquence anormales.

Cette fonction garantit une protection de base contre les surfréquences, les sous-fréquences et la protection à gradient de fréquence. En outre, il est possible d'utiliser les critères combinés afin d'obtenir des programmes de protection du système encore plus performants.

La fonction comprend une fonctionnalité de blocage qui permet, au besoin, de bloquer des sorties de la fonction, la temporisation ou la fonction elle-même.

4.6.1.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée et désactivée au moyen du paramètre *Fonctionnement*. Les valeurs du paramètre en question sont "On" (active) et "Off" (inactive).

Le fonctionnement de FRPFRQ peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

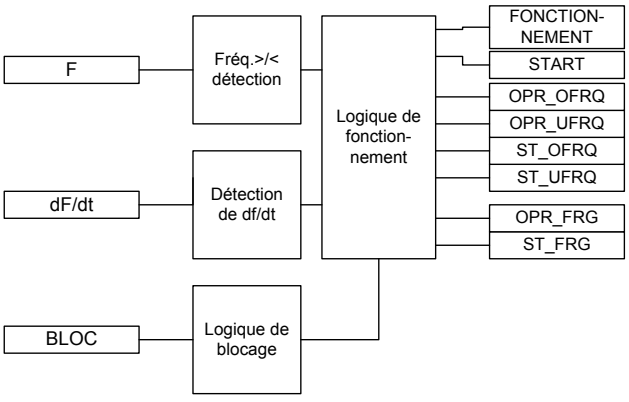


Figure 357: Schéma de modules fonctionnels

Détection Freq>/<

Le module de détection de fréquence comprend une détection de sur-fréquence ou de sous-fréquence, en fonction du paramètre *Mode fonctionnement*.

En mode "Fréq>", la fréquence mesurée est comparée à la valeur définie pour *Seuil F>*. Si la valeur mesurée dépasse la valeur définie pour le paramètre *Seuil F>*, le module signale ce dépassement au module de logique de fonctionnement.

En mode "Fréq<", la fréquence mesurée est comparée à la valeur définie pour *Seuil F<*. Si la valeur mesurée est inférieure à la valeur définie pour le paramètre *Seuil F<*, le module signale la valeur au module de logique de fonctionnement.

Détection df/dt

Le module de détection de gradient de fréquence inclut la détection d'un taux de variation (gradient) positif ou négatif de la fréquence en fonction de la valeur définie pour *Seuil df/dt*. La protection à gradient de fréquence négatif est sélectionnée lorsque la valeur définie est négative. La protection à gradient de fréquence positif est sélectionnée lorsque la valeur définie est positive. Lorsque la protection à gradient de fréquence est sélectionnée et que le gradient dépasse la valeur définie pour *Seuil df/dt*, le module signale ce dépassement au module de logique de fonctionnement.



Le relais de protection n’accepte pas la valeur de consigne "0.00" pour le réglage *Start value df/dt* (Seuil de démarrage df/dt).

Logique de fonctionnement

Ce module est utilisé pour associer différents critères de protection en fonction des mesures de fréquence et de gradient de fréquence, afin d'assurer un comportement plus sophistiqué de la fonction. Les critères sont sélectionnés avec le paramètre *Mode fonctionnement*.

Tableau 662: Modes de fonctionnement de la logique de fonctionnement

Mode de fonctionnement	Description
Fréq<	La fonction s'exécute indépendamment comme fonction de protection à minimum de fréquence ("Fréq<"). Lorsque la fréquence mesurée est inférieure à la valeur définie pour le paramètre *Seuil F<*, le module active les sorties START et STR_UFRQ. La caractéristique de temps est fonction du mode DT. Lorsque la temporisation de fonctionnement atteint la valeur définie pour le paramètre *Tempo F>/F*, les sorties OPERATE et OPR_UFRQ sont activées. Si la fréquence est restaurée avant le fonctionnement du module, la temporisation de réinitialisation est activée. Si la temporisation atteint la valeur définie pour le paramètre *Tempo retour F>/F*, la temporisation de fonctionnement est réinitialisée et les sorties START et STR_UFRQ sont désactivées.
Fréq>	La fonction s'exécute indépendamment comme fonction de protection à maximum de fréquence ("Fréq>"). Lorsque la fréquence mesurée est supérieure à la valeur définie pour le paramètre *Seuil F>*, le module active les sorties START et STR_OFRQ. La caractéristique de temps est fonction du mode DT. Lorsque la temporisation de fonctionnement atteint la valeur définie pour le paramètre *Tempo F>/F*, les sorties OPERATE et OPR_OFRQ sont activées. Si la fréquence est restaurée avant le fonctionnement du module, la temporisation de réinitialisation est activée. Si la temporisation atteint la valeur définie pour le paramètre *Tempo retour F>/F*, la temporisation de fonctionnement est réinitialisée et les sorties START et STR_OFRQ sont désactivées.
df/dt	La fonction s'exécute indépendamment en tant que protection à gradient de fréquence ("df/dt"). Lorsque le gradient de fréquence mesuré est supérieur à la valeur définie pour le paramètre *Seuil df/dt*, le module active les sorties START et STR_FRG. La caractéristique de temps est fonction du mode DT. Lorsque la temporisation de fonctionnement atteint la valeur définie pour le paramètre *Tempo df/dt*, les sorties OPERATE et OPR_FRG sont activées. Si le gradient de fréquence est restauré avant le fonctionnement du module, la temporisation de réinitialisation est activée. Si la temporisation atteint la valeur définie pour le paramètre *Tempo retour Df/dt*, la temporisation de fonctionnement est réinitialisée et les sorties START et STR_FRG sont désactivées.
Fréq< + df/dt	Un fonctionnement consécutif est activé entre les méthodes de protection. Lorsque la fréquence mesurée est inférieure à la valeur définie pour le paramètre *Seuil F<*, le module active la protection à gradient de fréquence. Une fois que la fréquence est tombée en dessous de la valeur définie, le gradient de fréquence est comparé à la valeur définie pour le paramètre *Seuil df/dt*. Lorsque le gradient de fréquence dépasse la valeur définie, le module active les sorties START et STR_FRG. La caractéristique de temps est fonction du mode DT. Lorsque la temporisation de fonctionnement atteint la valeur définie pour le paramètre *Tempo df/dt*, les sorties OPERATE et OPR_FRG sont activées. Si le gradient de fréquence est restauré avant le fonctionnement du module, la temporisation de réinitialisation est activée. Si la temporisation atteint la valeur définie pour le paramètre *Tempo retour Df/dt*, la temporisation de fonctionnement est réinitialisée et les sorties START et STR_FRG sont désactivées. La sortie OPR_UFRQ n'est pas active lorsque ce mode de fonctionnement est utilisé.
Suite du tableau à la page suivante	

Mode de fonctionnement	Description
Fréq> + df/dt	Un fonctionnement consécutif est activé entre les méthodes de protection. Lorsque la fréquence mesurée est supérieure à la valeur définie pour le paramètre *Seuil F>*, le module active la protection à gradient de fréquence. Une fois que la fréquence dépasse la valeur définie, le gradient de fréquence est comparé à la valeur définie pour le paramètre *Seuil df/dt*. Lorsque le gradient de fréquence dépasse la valeur définie, le module active les sorties START et STR_FRG. La caractéristique de temps est fonction du mode DT. Lorsque la temporisation de fonctionnement atteint la valeur définie pour le paramètre *Tempo df/dt*, les sorties OPERATE et OPR_FRG sont activées. Si le gradient de fréquence est restauré avant le fonctionnement du module, la temporisation de réinitialisation est activée. Si la temporisation atteint la valeur définie pour le paramètre *Tempo retour Df/dt*, la temporisation de fonctionnement est réinitialisée et les sorties START et STR_FRG sont désactivées. La sortie OPR_OFRQ n'est pas active lorsque ce mode de fonctionnement est utilisé.
Fréq< ou df/dt	Un fonctionnement parallèle est activé entre les méthodes de protection. La sortie START est activée lorsque l'une des valeurs mesurées du module de protection dépasse sa valeur définie. Des informations détaillées concernant le module actif sont disponibles au niveau des sorties STR_UFRQ et STR_FRG. La temporisation de fonctionnement la plus courte entre les valeurs définies pour *Tempo F>/F* et *Tempo df/dt* sera prédominante concernant la sortie OPERATE. La caractéristique de temps est fonction du mode DT. La caractéristique qui active la sortie OPERATE est visible au niveau de la sortie OPR_UFRQ ou OPR_FRG. Si le gradient de fréquence est restauré avant le fonctionnement du module, la temporisation de réinitialisation est activée. Si la temporisation atteint la valeur définie pour le paramètre *Tempo retour Df/dt*, la temporisation de fonctionnement est réinitialisée et la sortie STR_FRG est désactivée. Si la fréquence est restaurée avant le fonctionnement du module, la temporisation de réinitialisation est activée. Si la temporisation atteint la valeur définie pour le paramètre *Tempo retour F>/F*, la temporisation de fonctionnement est réinitialisée et la sortie STR_UFRQ est désactivée.
Fréq> ou df/dt	Un fonctionnement parallèle est activé entre les méthodes de protection. La sortie START est activée lorsque l'une des valeurs mesurées du module de protection dépasse sa valeur définie. Des informations détaillées provenant du module actif sont disponibles au niveau des sorties STR_OFRQ et STR_FRG. La temporisation de fonctionnement la plus courte entre les valeurs définies pour *Tempo F>/F* et *Tempo df/dt* sera prédominante concernant la sortie OPERATE. La caractéristique de temps est fonction du mode DT. La caractéristique qui active la sortie OPERATE est visible au niveau de la sortie OPR_OFRQ ou OPR_FRG. Si le gradient de fréquence est restauré avant le fonctionnement du module, la temporisation de réinitialisation est activée. Si la temporisation atteint la valeur définie pour le paramètre *Tempo retour Df/dt*, la temporisation de fonctionnement est réinitialisée et la sortie STR_FRGest désactivée. Si la fréquence est restaurée avant le fonctionnement du module, la temporisation de réinitialisation est activée. Si la temporisation atteint la valeur définie pour le paramètre *Tempo retour F>/F*, la temporisation de fonctionnement est réinitialisée et la sortie STR_UFRQ est désactivée.

Le module calcule la valeur de la durée de démarrage qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et du temps de fonctionnement défini (DT).

La durée de démarrage est disponible selon la valeur sélectionnée pour le réglage *Operation mode* (Mode de fonctionnement).

Tableau 663: Valeur de la durée de démarrage

Mode de fonctionnement utilisé	Valeur de durée de démarrage disponible
Fréq<	ST_DUR_UFRQ
Fréq>	ST_DUR_OFRQ
df/dt	ST_DUR_FRG

La durée de démarrage combinée START_DUR indique le rapport maximum, en pourcentage, des modes de protection actifs. Les valeurs sont disponibles via la vue des données surveillées.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée BLOCK et le réglage global dans **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée BLOCK peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée de communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de protection. L'influence de l'activation du signal BLOCK est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode "Freeze timers" (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé sur la valeur courante, mais la sortie OPERATE n'est pas désactivée lorsque le blocage est activé. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage déclenchement sortie), la fonctionnalité s'exécute normalement mais la sortie OPERATE n'est pas activée.

4.6.1.5 Application

La fonction de protection de fréquence utilise la tension directe pour mesurer la fréquence de manière fiable et précise.

La stabilité de la fréquence du réseau constitue l'un des principes majeurs en matière de maintenance du réseau de transmission et de distribution. Pour protéger tous les appareils électriques du réseau sensibles à la fréquence, il est nécessaire d'inhiber tout écart de la plage autorisée afin de garantir un fonctionnement sûr.

La protection à maximum de fréquence s'applique à toutes les situations dans lesquelles les niveaux élevés de la fréquence fondamentale d'une tension de système électrique doivent être détectés de manière fiable. La fréquence fondamentale élevée dans un système électrique indique un déséquilibre entre la production et la consommation. Dans ce cas, la génération disponible est trop importante par rapport à la puissance exigée par la charge raccordée au réseau électrique. Cela peut être dû à une perte soudaine d'une part significative de la charge ou à des défaillances dans le

système de régulation de la turbine. Si la situation se prolonge et empire, le système électrique perd sa stabilité.

La protection à minimum de fréquence s'applique à toutes les situations où une détection fiable de la fréquence fondamentale faible du système électrique est nécessaire. La fréquence fondamentale faible dans un système électrique indique que la puissance générée est trop faible pour répondre aux exigences de la charge raccordée au réseau électrique.

Le minimum de fréquence peut être le résultat de la surcharge des alternateurs fonctionnant dans un système isolé. Il peut également résulter d'un défaut sérieux dans le système électrique, dû au déficit de génération en comparaison à la charge. Cela peut se produire à cause d'un défaut dans le réseau sur les lignes de transport reliant deux parties du système. Par conséquent, le système se divise en deux, une partie recevant la charge en excès et l'autre le déficit correspondant.

La protection à gradient de fréquence s'applique à toutes les situations dans lesquelles les modifications de la fréquence fondamentale de la tension du système électrique doivent être détectées de manière fiable. Le gradient de fréquence peut être utilisé à la fois pour l'augmentation et la diminution des fréquences. Cette fonction fournit un signal de sortie adapté au délestage, au délestage d'alternateur, au relestage d'alternateur, à la modification du point de consigne dans les systèmes de transport CC et au démarrage de turbine à gaz. Le gradient de fréquence est souvent utilisé en combinaison avec un signal de fréquence faible, en particulier dans les systèmes électriques les plus petits, pour lesquels la perte d'un grand alternateur nécessite une solution rapide afin d'assurer l'intégrité du système électrique. Dans de telles situations, des actions de délestage sont requises à un niveau de fréquence plutôt élevé. Néanmoins, en combinaison avec un gradient de fréquence négatif étendu, la protection à minimum de fréquence peut être utilisée avec un réglage élevé.

4.6.1.6 Signaux

Tableau 664: Signaux d'entrée FRPFRQ

Nom	Type	Par défaut	Description
F	SIGNAL	0	Fréquence mesurée
dF/dt	SIGNAL	0	Taux de changement de fréquence
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 665: Signaux de sortie FRPFRQ

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
OPR_OFRQ	BOOLÉEN	Utiliser signal pour surfréquence
OPR_UFRQ	BOOLÉEN	Utiliser signal pour sous-fréquence
OPR_FRG	BOOLÉEN	Utiliser signal pour gradient de fréquence
Suite du tableau à la page suivante		

Nom	Type	Description
START	BOOLÉEN	Démarrer
ST_OFRQ	BOOLÉEN	Démarrer signal pour surfréquence
ST_UFRQ	BOOLÉEN	Démarrer signal pour sous-fréquence
ST_FRG	BOOLÉEN	Démarrer signal pour gradient de fréquence

4.6.1.7 Paramètres

Tableau 666: Paramètres de groupe FRPFRQ (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Mode de fonctionnement	1=Fréq< 2=Fréq> 3=df/dt 4=Fréq< + df/dt 5=Fréq> + df/dt 6=Fréq< OU df/dt 7=Fréq> OU df/dt			1=Fréq<	Sélection du mode de fonctionnement de la protection de fréquence
Valeur démarrage Fréq >	0,9000...1,2000	xFn	0,0001	1,0500	Valeur de démarrage fréquence - Surfréquence
Valeur démarrage Fréq <	0,8000...1,1000	xFn	0,0001	0,9500	Valeur de démarrage fréquence - Sous-fréquence
Valeur démarrage df/dt	-0,2000...0,2000	xFn /s	0,0025	0,0100	Valeur de démarrage fréquence - Gradient
Tps fonctionnement fréquence	80...200000	ms	10	200	Temporisation de fonctionnement pour la fréquence
Tps fonctionnement df/dt	120...200000	ms	10	400	Temporisation de fonctionnement pour le gradient de fréquence

Tableau 667: Paramètres de non-groupe FRPFRQ (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement

Tableau 668: Paramètres de non-groupe FRPFRQ (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Tps réinit fréq	0...60000	ms	1	0	Temporisation de réinitialisation pour la fréquence
Tps réinit df/dt	0...60000	ms	1	0	Temporisation de réinitialisation pour le gradient de fréquence

4.6.1.8 Données surveillées

Tableau 669: Données surveillées FRPFRQ

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Durée du démarrage
ST_DUR_OFRQ	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Durée du démarrage
ST_DUR_UFRQ	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Durée du démarrage
ST_DUR_FRG	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Durée du démarrage
FRPFRQ	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.6.1.9 Données techniques

Tableau 670: FRPFRQ - Données techniques

Caractéristique		Valeur
Précision de déclenchement	f>/f<	±5 mHz
	df/dt	±50 mHz/s (dans la plage |df/dt| <5 Hz/s) ± 2.0 % de la valeur de consigne (dans la plage 5 Hz/s < |df/dt| < 15 Hz/s)
Temps de réponse déclenchement	f>/f<	<80 ms
	df/dt	<120 ms
Temps de réinitialisation		<150 ms
Précision du temps de fonctionnement		±1.0 % de la valeur de consigne ou ±30 ms

4.6.1.10 Historique de révision technique

Tableau 671: Historique de révision technique FRPFRQ

Révision technique	Modification
B	Passage de la valeur d'incrément de 0,001 à 0,0001 pour les paramètres *Start value Freq>* et *Start value Freq<*.
C	Passage de l'incrément du paramètre df/dt de 0,005 ×Fn /s à 0,0025 ×Fn /s.
D	Amélioration interne.

4.6.2 Délestage et rétablissement de charge LSHDPFRQ

4.6.2.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Délestage de charge et restitution	LSHDPFRQ	UFLS/R	81LSH

4.6.2.2 Bloc fonctionnel

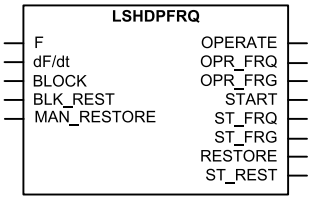


Figure 358: Bloc fonctionnel

4.6.2.3 Fonctionnalité

La fonction de délestage et relestage LSHDPFRQ est capable d'exécuter le délestage de charge en présence d'une sous-fréquence et selon le gradient de fréquence. La charge délestée pendant la perturbation de fréquence peut être restaurée une fois la fréquence stabilisée au niveau normal.

La fréquence du système mesurée est comparée à la valeur définie pour détecter la condition de sous-fréquence. Le gradient de fréquence mesuré (df/dt) est comparé à la valeur définie pour détecter un taux élevé de réduction de fréquence. La combinaison de la sous-fréquence détectée et du gradient df/dt élevé est utilisée pour l'activation du délestage. Il existe un retard en temps défini entre la détection de la sous-fréquence et du gradient df/dt élevé, d'une part, et l'activation de LSHDPFRQ, d'autre part. Ce retard peut être défini et il est utilisé pour empêcher des actions de délestage non souhaitées lorsque la fréquence du système revient au niveau normal.

Tout au long du présent document, « gradient df/dt élevé » est utilisé pour désigner un « taux élevé de changement de la fréquence dans le sens négatif ».

Une fois la fréquence stabilisée, LSHDPFRQ peut restaurer la charge délestée pendant la perturbation de fréquence. Le relestage peut s'effectuer manuellement ou automatiquement.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si l'opérateur le souhaite, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur ou la fonction elle-même.

4.6.2.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont "On" (activé) et "Off" (désactivé).

Le fonctionnement de LSHDPFRQ peut être décrit à l'aide d'un diagramme de module. Tous les modules sont décrits dans les sections suivantes.

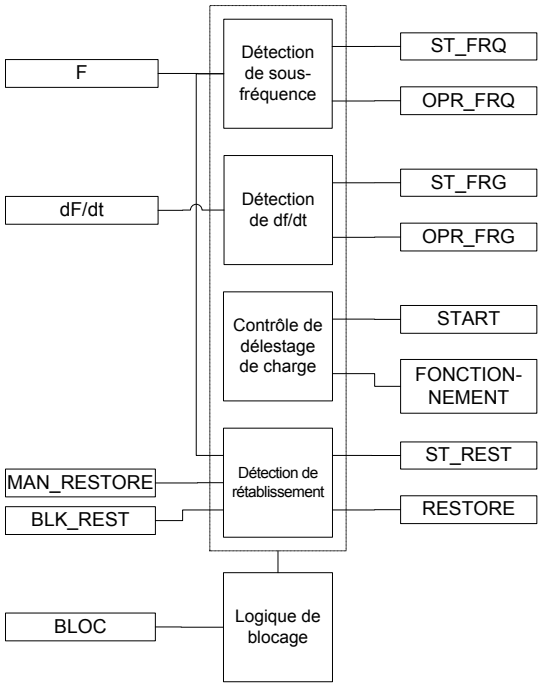


Figure 359: Schéma du module fonctionnel

Détection de sous-fréquence

La détection de sous-fréquence mesure la fréquence d'entrée calculée à partir du signal de tension. Une sous-fréquence est détectée lorsque la fréquence mesurée tombe en dessous de la valeur définie pour le réglage *Start Value Freq* (Seuil de déclenchement fréq.).

Le module de détection de sous-fréquence comporte un temporisateur avec les caractéristiques de temps constant (DT). Lors d'une détection de sous-fréquence, le temporisateur de fonctionnement active la sortie `ST_FRQ`. Lorsque le temporisateur de sous-fréquence a atteint la valeur définie par *Operate Tm Freq* (Temps de déclenchement fréq.), la sortie `OPR_FRQ` est activée si la condition de sous-fréquence persiste toujours. Si la fréquence devient normale avant que le module fonctionne, la

temporisation de réinitialisation est activée. Si le temporisateur de réinitialisation atteint la valeur définie par *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation), le temporisateur se réinitialise et la sortie ST_FRQ est désactivée.

Détection de df/dt

La détection de df/dt mesure la fréquence d'entrée calculée à partir du signal de tension et calcule son gradient. Une condition df/dt élevée est détectée en comparant le gradient au réglage *Start value df/dt* (Seuil de déclenchement df/dt).La détection de df/dt est activée lorsque le gradient de fréquence décroît à une vitesse plus rapide que la valeur définie par *Start value df/dt*.

Le module de détection de df/dt comporte un temporisateur avec les caractéristiques de temps constant (DT). Lors d'une détection de df/dt, le temporisateur de fonctionnement active la sortie ST_FRG. Lorsque le temporisateur atteint la valeur définie par *Operate Tm df/dt* (Temps de déclenchement df/dt), la sortie OPR_FRG est activée si la condition df/dt persiste toujours. Si le gradient df/dt devient normal avant que le module ne fonctionne, la temporisation de réinitialisation est activée. Si le temporisateur de réinitialisation atteint la valeur définie par *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation), le temporisateur se réinitialise et la sortie ST_FRG est désactivée.

Commande de délestage de charge

La méthode de délestage de charge, c'est à dire son déclenchement sur la base d'un minimum de fréquence ou d'un gradient df/dt élevé ou des deux, est défini par le réglage utilisateur *Load shed mode* (Mode délestage de charge). Les modes de fonctionnement valides pour les réglages *Load shed mode* sont "Freq<", "Freq< AND df/dt" et "Freq< OR df/dt".

Une fois les conditions du mode de fonctionnement sélectionné satisfaites, les signaux de sortie START et OPERATE sont activés.

Lorsque la sortie START est active, le pourcentage de la temporisation écoulée peut être suivi via START_DUR qui est disponible dans les données surveillées.

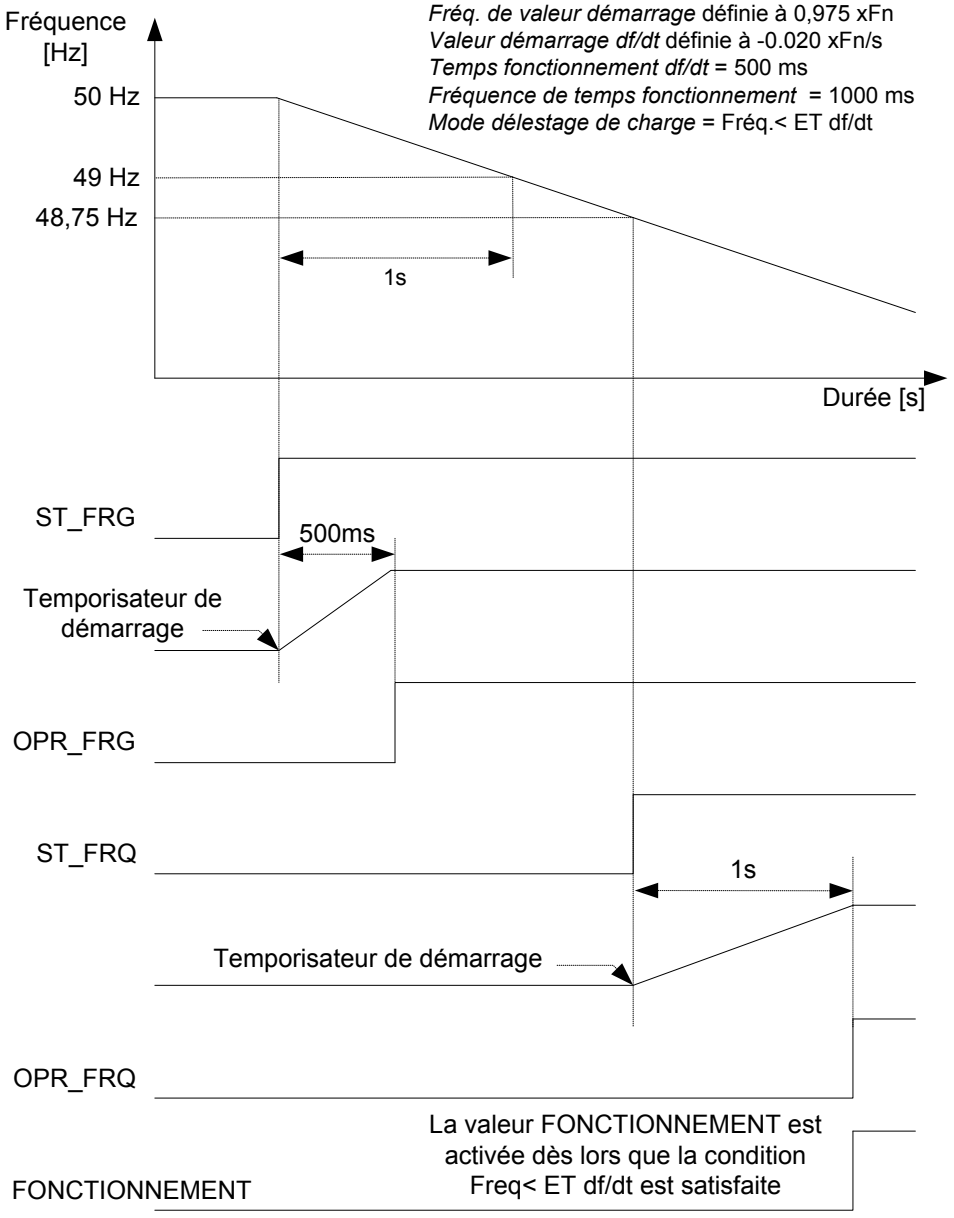


Figure 360: Fonctionnement du délestage de charge en mode "Freq< AND df/dt>" lorsque les conditions Freq< et df/dt sont satisfaites (Rated frequency= 50 Hz)

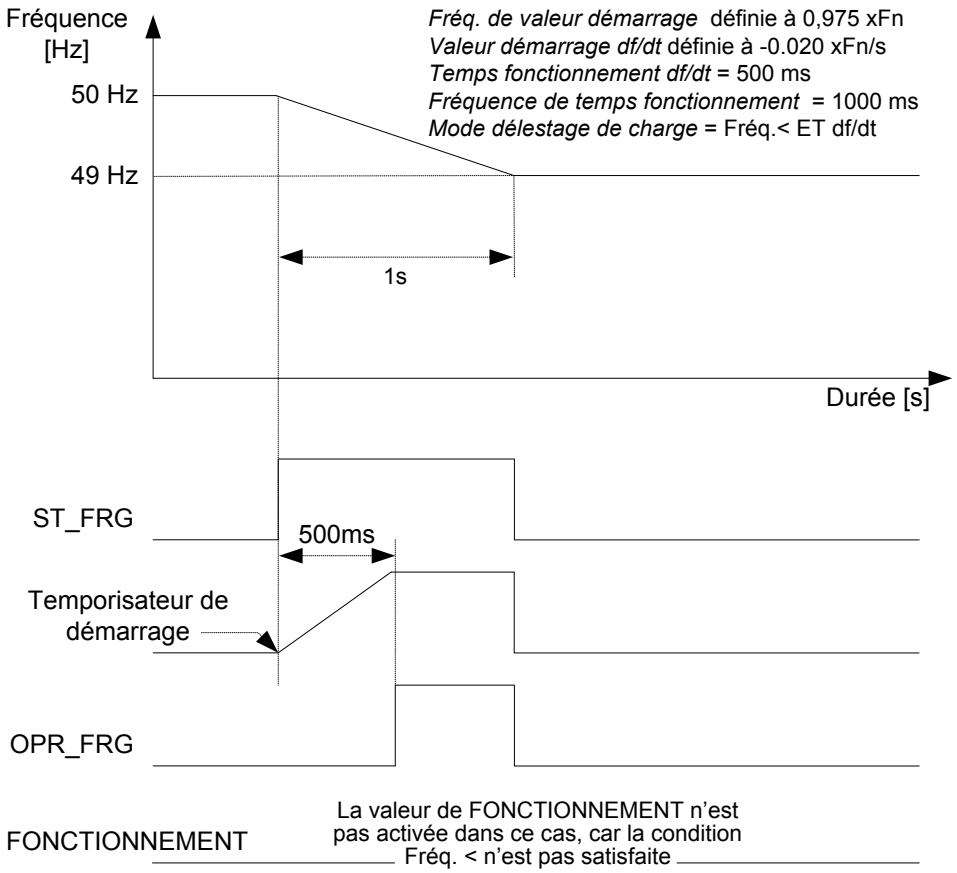


Figure 361: Fonctionnement du délestage de charge en mode "Freq< AND df/dt>" lorsque seule la condition df/dt est satisfaite (Rated frequency= 50 Hz)

Détection de rétablissement

Si après l'activation de l'entrée OPERATE la fréquence se rétablit à un niveau au-dessus de la valeur du réglage *Restore start Val* (Seuil de déclenchement rétablissement), la sortie du signal RESTORE est activée. La sortie RESTORE reste active pendant 100 ms. Le réglage *Restore mode* est utilisé pour sélectionner le mode de rétablissement sur "Disabled", "Auto" ou "Manual".

Mode de rétablissement	Description
Désactivé	Le rétablissement de la charge est désactivé.
Auto	En mode “Auto”, la fréquence d’entrée est comparée en continu au réglage *Restore start Val* (Seuil de déclenchement rétablissement). Le module détection de rétablissement comporte un temporisateur avec les caractéristiques de temps constant (DT). Lors d’une détection de rétablissement, le temporisateur de fonctionnement active la sortie ST_REST. Lorsque le temporisateur atteint la valeur du réglage *Restore delay time* (Temporisation de rétablissement), la sortie RESTORE est activée si la condition de rétablissement persiste toujours. Si la fréquence tombe en dessous de *Restore start Val* (Seuil de déclenchement rétablissement) avant que la sortie RESTORE ne soit activée, le temporisateur de réinitialisation est activé. Si le temporisateur de réinitialisation atteint la valeur du réglage *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation), le temporisateur se réinitialise et la sortie ST_REST est désactivée.
Manual	En mode “Manual”, un rétablissement manuel est possible via l’entrée MAN_RESTORE ou la communication. La sortie ST_REST est activée si la commande MAN_RESTORE est disponible et la fréquence a dépassé la valeur du réglage *Restore start Val* (Seuil de déclenchement rétablissement). Le rétablissement manuel comporte un temporisateur avec les caractéristiques de temps constant (DT). Lorsque le temporisateur atteint la valeur définie pour le réglage *Restore delay time* (Temporisation de rétablissement), la sortie RESTORE est activée si la condition de rétablissement persiste toujours. Si la fréquence tombe en dessous de la valeur du réglage *Restore start Val* (Seuil de déclenchement rétablissement) avant que la sortie RESTORE ne soit activée, le temporisateur de réinitialisation est activé. Si le temporisateur de réinitialisation atteint la valeur du réglage *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation), le temporisateur se réinitialise et la sortie ST_REST est désactivée.

Une condition peut se produire lorsque l’opération de rétablissement doit être annulée. L’activation de l’entrée BLK_REST pour les modes "Auto" ou "Manual" annule l’opération de rétablissement. En mode de rétablissement "Manual", l’annulation se produit même si MAN_RESTORE est active.

Une fois la commande de sortie RESTORE annulée, la réactivation de RESTORE est possible uniquement après la réactivation de la sortie OPERATE, c’est à dire lorsque l’opération de délestage de charge suivante est détectée.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l’entrée BLOCK et le réglage global dans **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L’entrée BLOCK peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée de communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de protection. L’influence de l’activation du signal d’entrée BLOCK est présélectionnée à l’aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode “Freeze timers” (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé sur la valeur courante, mais la sortie OPERATE n’est pas désactivée lorsque le blocage est activé. En mode « Block all » (Blocage complet), l’ensemble de la

fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage déclenchement sortie), la fonction s'exécute normalement mais les sorties OPERATE, OPR_FRQ et OPR_FRG ne sont pas activées.

4.6.2.5 Application

Le réseau électrique CA fonctionne à une fréquence assignée définie. La fréquence nominale de la plupart des réseaux dans le monde est 50 Hz ou 60 Hz. Le fonctionnement du réseau est tel que la fréquence opérationnelle se maintient approximativement à la valeur de la fréquence nominale avec une petite marge de variation. La marge de sécurité est en général inférieure à ±0,5 Hz. La stabilité de la fréquence du réseau est l'une des principales préoccupations en matière d'exploitation et de contrôle-commande du réseau de transport et de distribution. Pour protéger les appareils électriques sensibles à la fréquence, un écart de la plage autorisée pour un fonctionnement sûr doit être empêché.

Toute augmentation de la charge connectée nécessite d'accroître la production de puissance réelle afin de maintenir la fréquence du réseau. Les variations de fréquence, chaque fois qu'elles se produisent, conduisent à des conditions de réseau qui entraînent un déséquilibre entre la production et la charge. Le gradient de fréquence représente l'amplitude de la différence entre la charge et la production. Une baisse de la fréquence et un gradient de fréquence négatif sont observés lorsque la charge est supérieure à la production, et une augmentation de la fréquence avec un gradient de fréquence positif sont observés lorsque la production est supérieure à la charge. Le gradient de fréquence permet de prendre des décisions plus rapides en matière de délestage de charge. En situation de sous-fréquence, le délestage de charge coupe l'alimentation des charges d'importance négligeable afin de stabiliser le réseau. Par conséquent, les charges sont normalement hiérarchisées de sorte que celles de moindre importance soient délestées avant celles de plus grande importance.

Lors du fonctionnement de certains schémas de protection ou d'autres urgences du système, le réseau électrique est scindé en petits réseaux séparés. Il existe toujours un déséquilibre charge-production dans ces réseaux séparés, qui entraîne un écart de la fréquence de fonctionnement par rapport à la fréquence nominale. Ce fonctionnement hors fréquence nominale est néfaste pour les éléments constitutifs du réseau électrique comme les turbines ou les moteurs. Il faut donc éviter que cette situation ne perdure. Le schéma de délestage de charge basé sur la fréquence doit être appliqué pour rétablir le fonctionnement du réseau à sa fréquence nominale. Cette opération s'effectue en recréant rapidement l'équilibre charge-production par déconnexion de la charge.

La formation des réseaux séparés n'étant pas toujours prédéfinie, il est nécessaire de déployer plusieurs relais de délestage de charge à différents endroits près des centres de distribution. Un délestage rapide d'un volume de charge important à un endroit peut entraîner des perturbations importantes dans le réseau. Le schéma de délestage de charge peut être rendu plus efficace si le délestage des lignes d'alimentation de charge est réparti et séparé, c'est à dire si les charges sont délestées à des endroits différents et par étapes distinctes jusqu'à ce que la fréquence du réseau revienne dans des limites admissibles.

Grâce à la mise en œuvre des schémas de délestage de charge, le réseau se rétablit des perturbations et la fréquence de fonctionnement revient à une valeur proche de celle de la fréquence nominale. La charge qui a été délestée lors des perturbations peut être rétablie. L'opération de rétablissement de la charge doit être réalisée progressivement de telle sorte qu'elle ne fasse pas revenir le réseau en condition d'urgence. Cela se fait par l'intervention d'un opérateur ou dans le cas d'un site distant via une fonction de rétablissement automatique de la charge. La fonction de rétablissement de la charge détecte également la fréquence du réseau et rétablit la charge si cette fréquence reste au-dessus de la valeur de la fréquence de rétablissement de consigne pendant une durée prédéfinie.

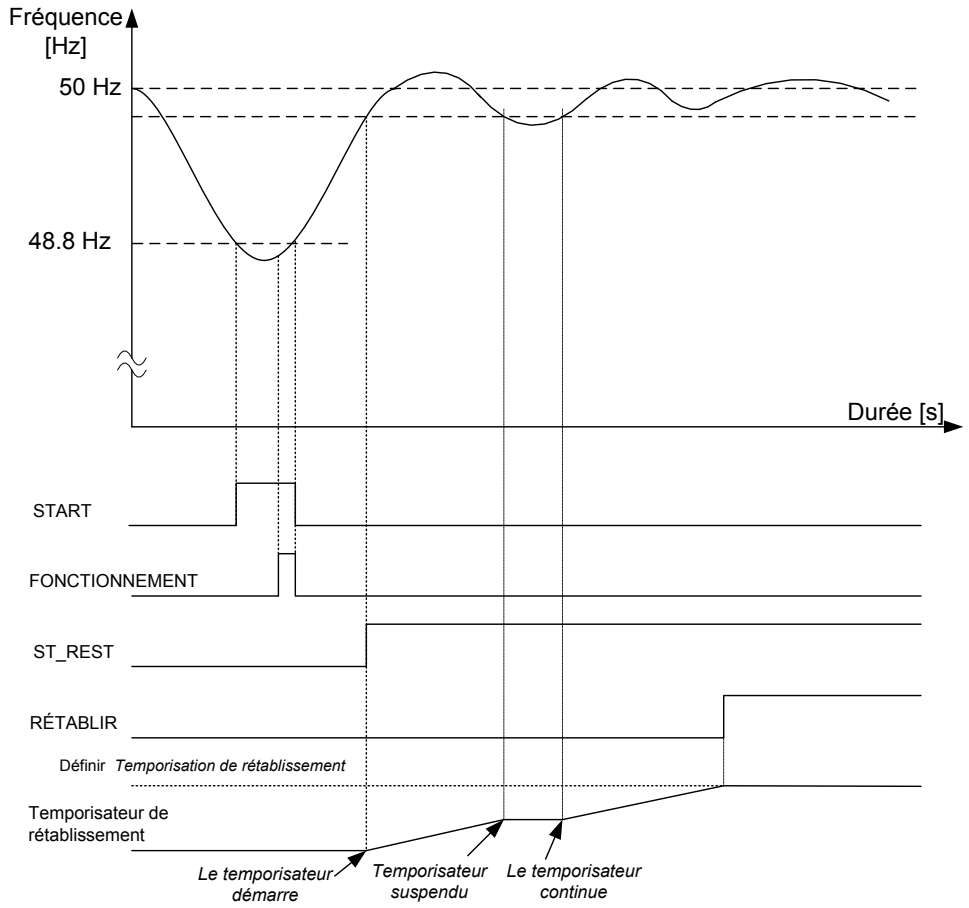


Figure 362: Exécution de la fonction de délestage de charge

Protection du réseau électrique par délestage de charge

La décision concernant le volume de charge qu'il est nécessaire de délester est prise en mesurant la fréquence et le gradient de fréquence (df/dt). Sur un site unique, plusieurs étapes de délestage peuvent être définies en fonction de différents critères de fréquence et de df/dt. Généralement, le délestage de charge est réalisé en six ou quatre étapes, chacune d'entre elles augmentant la partie de la charge délestée de cinq à vingt-

cinq pour cent de la charge totale en quelques secondes. Après chaque délestage, la fréquence du réseau est mesurée et d'autres opérations de délestage sont effectuées au besoin. Afin de prendre en compte les effets des transitoires, il faut définir une temporisation suffisante.

La valeur du réglage doit se situer bien en dessous de la fréquence normale la plus basse rencontrée et bien au-dessus de la fréquence la plus basse admissible du réseau. Le niveau du réglage, le nombre d'étapes et l'espacement entre deux étapes (en temps ou en fréquence) dépendent des caractéristiques du réseau électrique considéré. L'ampleur de la plus grande perte de production comparée à l'importance du réseau électrique est un paramètre critique. Dans les grands réseaux, le délestage de charge peut être réglé sur un niveau de fréquence élevé et la temporisation est normalement non critique. Dans les petits réseaux, le niveau de fréquence de démarrage doit être réglé sur une valeur basse et la temporisation doit être courte.

Si un réseau moyen fonctionne à 50 Hz, une sous-fréquence doit être définie pour différentes étapes de 49,2 Hz à 47,5 Hz par pas de 0,3 à 0,4 Hz. Le temps de fonctionnement pour la sous-fréquence peut être défini de quelques secondes à quelques fractions de seconde par étapes depuis une valeur de fréquence haute jusqu'à une valeur de fréquence basse.

Tableau 672: Réglage pour un fonctionnement à minimum de fréquence en cinq étapes

Étapes de délestage de charge	Réglage seuil démarrage fréq.	Réglage tps fonctionnement fréq.
1	0,984 · Fn (49,2 Hz)	45000 ms
2	0,978 · Fn (48,9 Hz)	30000 ms
3	0,968 · Fn (48,4 Hz)	15000 ms
4	0,958 · Fn (47,9 Hz)	5000 ms
5	0,950 · Fn (47,5 Hz)	500 ms

La fonction de gradient de fréquence ne s'exécute pas instantanément car la fonction a besoin de temps pour fournir une valeur stable. Il est recommandé de prévoir une temporisation assez longue pour tenir compte du bruit du signal.

Les petits réseaux industriels peuvent connaître un gradient de fréquence aussi important que 5 Hz/s provoqué par un événement unique. Même les grands réseaux peuvent former des petits réseaux séparés avec un déséquilibre important entre la charge et la production lorsque des défauts ou combinaisons de défauts graves sont éliminés. On a constaté un gradient aussi élevé que 3 Hz/s lorsqu'un petit réseau a été isolé d'un grand réseau. Pour les perturbations graves habituelles dans les grands réseaux électriques, le gradient de fréquence est bien plus faible, souvent inférieur à 1,0 Hz/s.

De la même manière, le réglage de df/dt peut aller de 0,1 Hz/s à 1,2 Hz/s par pas de 0,1 Hz/s à 0,3 Hz/s pour les grands réseaux électriques distribués, le temps de fonctionnement variant de quelques secondes à quelques fractions de seconde. Dans ce cas, le temps de fonctionnement doit être maintenu au minimum pour le réglage df/dt le plus élevé.

Tableau 673: Réglage pour un fonctionnement > df/dt en cinq étapes

Étapes de délestage de charge	Réglage seuil démarrage df/dt	Réglage tps fonctionnement df/dt
1	-0,005 · Fn /s (-0,25 Hz/s)	8000 ms
2	-0,010 · Fn /s (-0,50 Hz/s)	2000 ms
3	-0,015 · Fn /s (-0,75 Hz/s)	1000 ms
4	-0,020 · Fn /s (-1,00 Hz/s)	500 ms
5	-0,025 · Fn /s (-1,25 Hz/s)	250 ms

Une fois la fréquence stabilisée, la charge délestée peut être rétablie. L'opération de rétablissement de la charge doit être réalisée progressivement en veillant à ce qu'elle ne fasse pas revenir le réseau en condition d'urgence.

Tableau 674: Réglage pour un rétablissement en cinq étapes

Étapes de délestage de charge	Réglage seuil démarrage rétablissement	Réglage temporisation rétablissement
1	0,990 · Fn (49,5 Hz)	200000 ms
2	0,990 · Fn (49,5 Hz)	160000 ms
3	0,990 · Fn (49,5 Hz)	100000 ms
4	0,990 · Fn (49,5 Hz)	50000 ms
5	0,990 · Fn (49,5 Hz)	10000 ms

4.6.2.6 Signaux

Tableau 675: Signaux d'entrée LSHDPFRQ

Nom	Type	Par défaut	Description
F	SIGNAL	0	Fréquence mesurée
dF/dt	SIGNAL	0	Taux de changement de fréquence
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
BLK_REST	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloquer le rétablissement
MAN_RESTORE	BOOLÉEN	0 = Faux	Rétablissement manuel du signal

Tableau 676: Signaux de sortie LSHDPFRQ

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement du délestage de charge
OPR_FRQ	BOOLÉEN	Signal de fonctionnement pour les sous-fréquences
OPR_FRG	BOOLÉEN	Signal de fonctionnement pour le gradient df/dt élevé
START	BOOLÉEN	Démarrer
Suite du tableau à la page suivante		

Nom	Type	Description
ST_FRQ	BOOLÉEN	Signal de déclenchement pour la détection des sous-fréquences
ST_FRG	BOOLÉEN	Signal de déclenchement pour la détection du gradient df/dt élevé
RESTORE	BOOLÉEN	Signal de rétablissement à des fins de rétablissement de la charge
ST_REST	BOOLÉEN	Rétablissement de la fréquence atteinte et rétablissement du temporisateur démarré

4.6.2.7 Paramètres

Tableau 677: Paramètres de groupe LSHDPFRQ (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Mode délestage	1=Fréq< 6=Fréq< OU df/dt 8=Fréq< ET df/dt			1=Fréq<	Définit le mode de fonctionnement pour la fonction de délestage
Mode restauration	1 = Désactivé 2 = Auto 3=Manuel			1 = Désactivé	Mode de fonctionnement de la fonctionnalité de relestage
Valeur démarrage Fréq	0,800...1,200	xFn	0,001	0,975	Valeur de démarrage/réglage de fréquence
Valeur démarrage df/dt	-0,200...-0,005	xFn /s	0,005	-0,010	Réglage du gradient de fréquence pour la détection de df/dt
Tps fonctionnement fréquence	80...200000	ms	10	200	Temporisation de fonctionnement pour le seuil de sous-fréquence
Tps fonctionnement df/dt	120...200000	ms	10	200	Temporisation de fonctionnement pour le seuil df/dt
Restaurer val démarrage	0,800...1,200	xFn	0,001	0,998	Valeur de réglage de fréquence pour le relestage
Restaurer temporisation	80...200000	ms	10	300	Temporisation de relestage

Tableau 678: Paramètres de non-groupe LSHDPFRQ (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement

Tableau 679: Paramètres de non-groupe LSHDPFRQ (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	50	Délai à l'issue duquel les temporisateurs à temps défini se réinitialiseront

4.6.2.8 Données surveillées

Tableau 680: Données surveillées LSHDPFRQ

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Durée du démarrage
LSHDPFRQ	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.6.2.9 Données techniques

Tableau 681: LSHDPFRQ - Données techniques

Caractéristique		Valeur
Précision de déclenchement	f<	±10 mHz
	df/dt	±100 mHz/s (dans la plage |df/dt| < 5 Hz/s) ± 2.0 % de la valeur de consigne (dans la plage 5 Hz/s < |df/dt| < 15 Hz/s)
Temps de réponse déclenchement	f<	<80 ms
	df/dt	<120 ms
Temps de réinitialisation		<150 ms
Précision du temps de déclenchement		±1.0 % de la valeur de consigne ou ±30 ms

4.7 Protection d'impédance

4.7.1 Protection triphasée contre les sous-excitations UEXPDIS

4.7.1.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection triphasée contre la sous-excitation	UEXPDIS	X<	40

4.7.1.2 Bloc fonctionnel

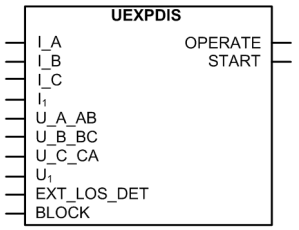


Figure 363: Bloc fonctionnel

4.7.1.3 Fonctionnalité

La fonction de protection triphasée contre la sous-excitation UEXPDIS est utilisée pour protéger la machine synchrone contre la condition de sous-excitation ou de perte d'excitation.

La protection est basée sur les caractéristiques de cercle mho décalé dans le plan d'impédance. La fonction calcule l'impédance apparente à partir des tensions et courants aux bornes de la machine. Si le vecteur d'impédance entre dans le cercle mho décalé, la fonction produit le signal de fonctionnement après un temps constant défini. Les caractéristiques de temps de fonctionnement sont basées sur le temps défini (DT).

Cette fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si nécessaire, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur ou la fonction elle-même.

4.7.1.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont "On" (activé) et "Off" (désactivé).

Le fonctionnement d'UEXPDIS peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

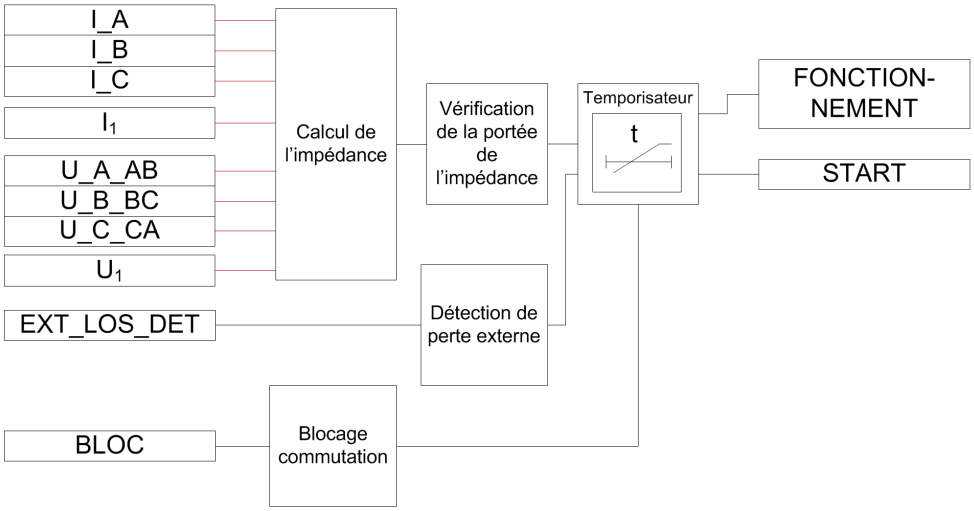


Figure 364: Schéma du module fonctionnel

Calcul de l'impédance

Ce module calcule l'impédance apparente en se basant sur les tensions et courants sélectionnés. Les réglages *Measurement mode* (Mode de mesure) et *Phase Sel for Z Clc* (Sél. phase pour calc. Z) déterminent quels sont les tensions et courants à utiliser. Si *Measurement mode* est défini sur "1Phase-earth" ou "1Phase-phase", le réglage *Phase Sel for Z Clc* est nécessaire pour déterminer quelles tensions de phase ou phase-phase ("A or AB", "B or BC" et "C or CA") et quels courants doivent être utilisés pour calculer l'impédance.

Tableau 682: Tensions et courants utilisés dans le calcul de l'impédance

Mode de mesure	Phase Sel for Z Clc	Tensions et courants
1Phase-earth	A ou AB	U_A, I_A
1Phase-earth	B ou BC	U_B, I_B
1Phase-earth	C ou CA	U_C, I_C
1Phase-phase	A ou AB	U_AB, I_A, I_B
1Phase-phase	B ou BC	U_BC, I_B, I_C
1Phase-phase	C ou CA	U_CA, I_C, I_A
3Phase-earth	N/A	U_A, U_B, U_C, I_A, I_B, I_C
3Phase-phase	N/A	U_AB, U_BC, U_CA, I_A, I_B, I_C
Pos seqn	N/A	{ U_A,U_B,U_C } ou { U_AB,U_BC,U_CA } et I_A, I_B, I_C

Si les trois tensions de phase et courants de phase alimentent le relais de protection, l'option composante directe est recommandée.

Si la polarité des signaux de tension est opposée à la normale, la correction peut être effectuée en réglant *Pol reversal* (Inversion de polarité) sur "Yes", ce qui fait subir au vecteur d'impédance une rotation de 180 degrés.

Si l'amplitude de la tension est inférieure à 0,05 · U_N, l'impédance calculée n'est pas fiable et le calcul d'impédance est désactivé. U_N est la tension phase-phase assignée.

Les amplitudes et angles d'impédance calculés sont disponibles dans la vue des données surveillées. Les angles d'impédance se situent entre -180 et 180 degrés.



L'impédance apparente calculée est convertie en p.u. car les caractéristiques de fonctionnement sont définies avec les paramètres en p.u.

Vérification de la portée de l'impédance

La caractéristique de fonctionnement est un décalage circulaire mho sur le plan d'impédance. Les caractéristiques de fonctionnement sont définies par les réglages *Offset* (Décalage), *Diameter* (Diamètre) et *Displacement* (Déplacement). Si la valeur d'impédance calculée entre dans le cercle dans le plan d'impédance, le module envoie un signal d'activation pour démarrer le Temporisateur.

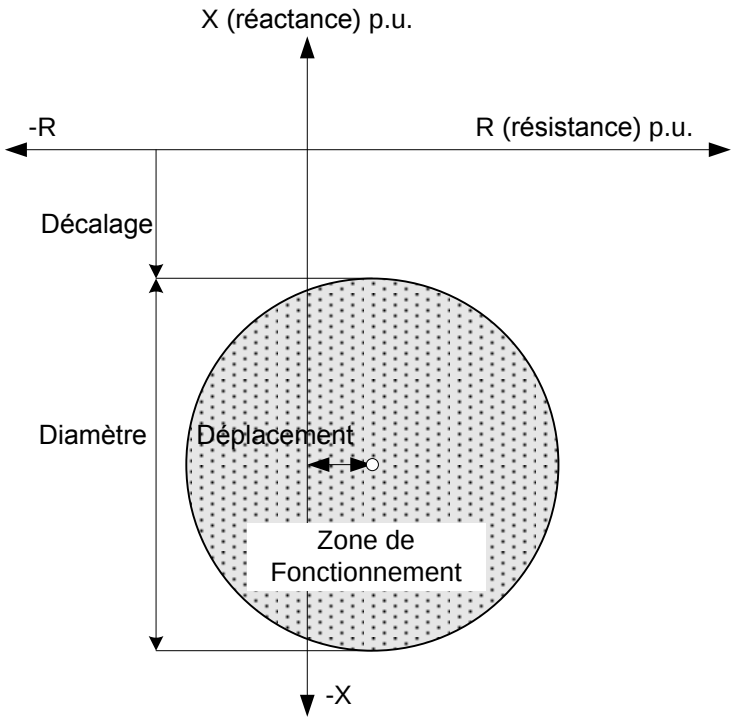


Figure 365: Zone de fonctionnement pour le cercle mho de l'impédance

Un défaut dans le Régulateur de tension automatique (AVR) ou dans le système d'excitation peut provoquer une perte d'excitation totale. Un court-circuit au niveau des bagues collectrices réduit la tension d'excitation à zéro. Cela entraîne une réduction progressive du courant d'excitation et finalement une perte d'excitation. Un circuit ouvert dans le circuit inducteur entraîne également une perte d'excitation. Ce sont là des exemples types d'origines de sous-excitation dans les machines synchrones. Ce module détecte la condition de sous-excitation dans les cas ci-dessus lorsque l'impédance calculée entre dans les caractéristiques de fonctionnement.

Détection de perte externe

Le module vérifie les informations d'état du système d'excitation. Il est activé lorsque le réglage *External Los Det Ena* (Activ. dét. perte externe) est défini sur "Enable". L'indication d'une perte totale du courant d'excitation ou d'une panne du système d'excitation est transmise en connectant le signal binaire externe à l'entrée `EXT_LOS_DET`. Le Temporisateur est activé immédiatement lorsque l'entrée `EXT_LOS_DET` est activée.

Temporisateur

Une fois activé, le temporisateur active la sortie `START`. La caractéristique du temporisateur se base sur le mode fonctionnement défini (DT). Lorsque la durée de la

sous-excitation dépasse la valeur définie pour *Operate delay time* (Temporisation de fonctionnement), la sortie OPERATE est activée. Si le lieu géométrique de l'impédance sort des caractéristiques de fonctionnement de décalage mho avant que le module ne se déclenche, le temporisateur de réinitialisation est activé. Si le temporisateur de réinitialisation atteint la valeur définie par *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation), le temporisateur de fonctionnement se réinitialise et la sortie START est désactivée.

Le Temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR, qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et du temps de fonctionnement défini (DT). Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée BLOCK et le réglage global **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée BLOCK peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de protection. L'influence de l'activation du signal BLOCK est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode "Freeze timers" (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé sur la valeur courante. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie OPERATE (Fonctionnement) n'est pas activée.

4.7.1.5 Application

Il y a des limites à la sous-excitation d'une machine synchrone. Une réduction du courant d'excitation affaiblit le couplage entre le rotor et le système d'alimentation externe. La machine peut perdre le synchronisme et commencer à fonctionner comme une machine à induction, ce qui augmente la consommation de la puissance réactive. Même si la machine ne perd pas le synchronisme, il n'est pas recommandé de la faire fonctionner dans cet état. La sous-excitation provoque une surchauffe à l'extrémité de l'enroulement du stator. Cela peut endommager l'isolation de l'enroulement du stator et même le noyau de fer.

La sous-excitation provoque également le fonctionnement du générateur en mode asynchrone. Ceci augmente la vitesse du rotor, ce qui provoque un échauffement du fer du rotor et amortit les enroulements. Une prise élevée de la puissance réactive du réseau pendant la sous-excitation provoque des problèmes dans le réseau, par exemple des creux de tension, de la stabilité et des variations de puissance. Les variations de puissance sollicitent le moteur principal, provoquant par exemple la cavitation des pales de la turbine et des contraintes mécaniques dans le réducteur.

La courbe de capacité d'un générateur synchrone décrit la capacité de sous-excitation de la machine. Une charge capacitive excessive sur la machine synchrone provoque une chute de tension. Cela est dû à la limite de stabilité en état d'équilibre, définie par l'angle de charge de 90°, qui ne peut être atteinte que lorsque l'unité est sous-excitée.

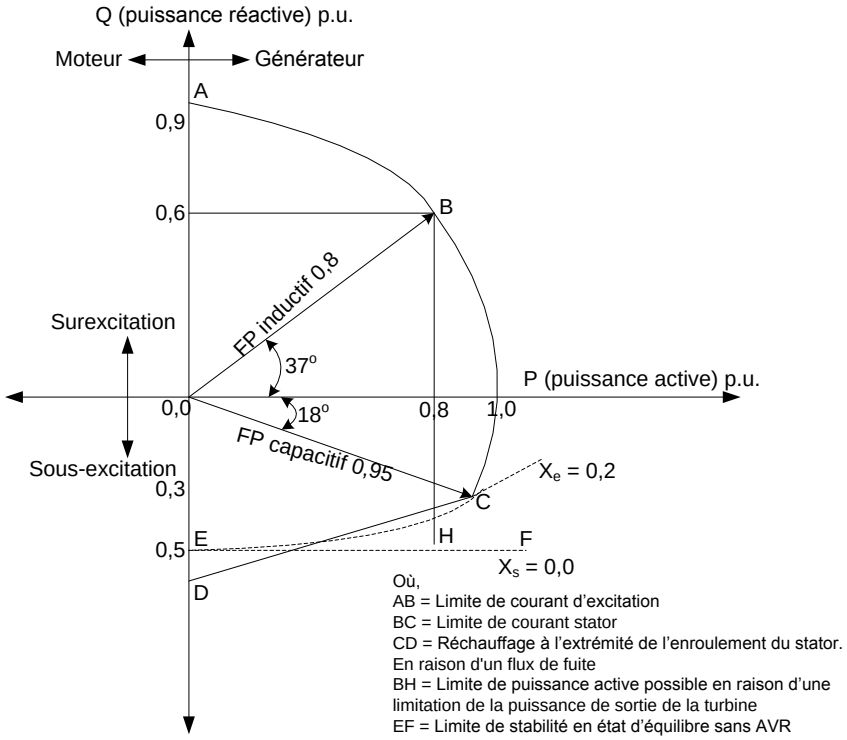


Figure 366: Courbe de capacité d'un générateur synchrone

La fonction UEXPDIS protège les machines synchrones contre un fonctionnement instable dû à une perte d'excitation. Une perte d'excitation partielle ou totale provoque une prise de puissance réactive du réseau vers la machine, et la réactance du système vue des bornes de la machine devient négative. Ce type de condition de chute de réactance peut être détecté en mesurant l'impédance du système.

La caractéristique de fonctionnement est un cercle mho décalé dans le plan d'impédance, et le cercle est paramétré avec les valeurs des paramètres *Offset* (décalage), *Diameter* (diamètre) et *Displacement* (déplacement).

Tableau 683: Paramètres du cercle

Valeurs des paramètres	Description
Décalage	Distance du sommet du cercle par rapport à l'axe R. Elle est généralement égale à - x_d'/2, où x_d' est la réactance transitoire de la machine. Le signe de la valeur de réglage détermine le sommet du cercle par rapport à l'axe R. Si le signe est négatif, le cercle se trouve en dessous de l'axe R.
Diamètre	Normalement réglé égal à la réactance synchrone x_d de la machine, qui détermine la taille du cercle d'impédance.
Déplacement	Déplacement du centre du cercle par rapport à l'axe de réactance ou à la coordonnée R du centre. Le réglage peut être utilisé pour ajuster la sensibilité de la protection contre la sous-excitation. Si le signe du réglage est positif, le cercle est déplacé vers la droite, c'est-à-dire plus près du point de fonctionnement normal. Si le signe du réglage est négatif, le cercle est décalé vers la gauche et s'éloigne ainsi du point de fonctionnement normal.

Les paramètres de réglage du cercle mho décalé doivent être indiqués en valeurs pu. L'impédance de base (Z_N) en ohms est :

$$Z_N = \left| \frac{U_N^{\,2}}{S_N} \right|$$

(Équation 141)

U_N tension assignée (phase-phase) en kV

S_N puissance assignée de la machine protégée en MVA

Le calcul correspondant pour convertir les ohms en valeurs pu est :

$$X_{pu} = \frac{X_{ohm}}{Z_N}$$

(Équation 142)

X_{pu} valeur pu

X_{ohm} réactance en ohms

Z_N impédance de base

Exemple de lieu géométrique de l'impédance en sous-excitation

Dans un exemple de lieu géométrique de l'impédance typique, une fois que le lieu géométrique de l'impédance entre dans les caractéristiques de fonctionnement du relais, le relais fonctionne après un temps défini réglable.

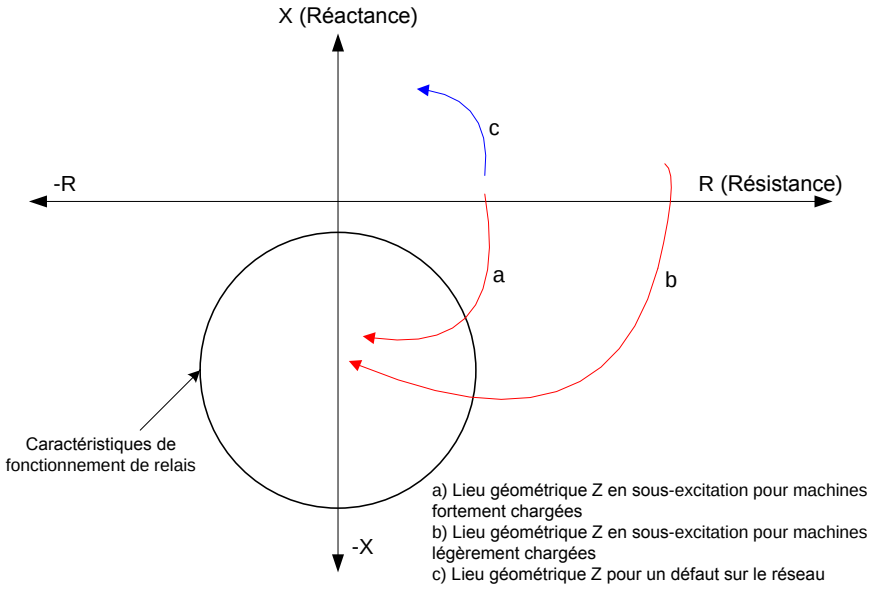


Figure 367: Lieu géométrique de l'impédance typique en sous-excitation : a) charge lourde b) charge légère c) défaut dans le réseau

4.7.1.6 Signaux

Tableau 684: Signaux d'entrée UEXPDIS

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
U_A_AB	SIGNAL	0	Tension A phase-à-terre ou tension AB phase-à-phase
U_B_BC	SIGNAL	0	Tension B phase-à-terre ou tension BC phase-à-phase
U_C_CA	SIGNAL	0	Tension C phase-à-terre ou tension CA phase-à-phase
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
EXT_LOS_DET	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal externe pour détection de perte d'excitation

Tableau 685: Signaux de sortie UEXPDIS

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

4.7.1.7 Paramètres

Tableau 686: Paramètres de groupe UEXPDIS (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Diamètre	1...6000	%Zn	1	200	Diamètre du diagramme Mho
Décalage	-1000...1000	%Zn	1	-10	Décalage du sommet du cercle d'impédance par rapport à l'axe R
Déplacement	-1000...1000	%Zn	1	0	Déplacement du centre du cercle d'impédance par rapport à l'axe X
Tempo fonctionnement	60...200000	ms	10	5000	Temporisation de fonctionnement

Tableau 687: Paramètres de non-groupe UEXPDIS (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Act. Dét. Perte Externe	0 = Désactiver 1 = Activer			1 = Activer	Activer la détection de perte d'excitation externe
Inversion de la tension	0 = Non 1 = Oui			0 = Non	Faire pivoter les signaux de tension de 180 degrés
Mode Mes. Impédance	1=1Phase-terre 2=1Phase-phase 3=3Phase-terre 4=3Phase-phase 5 = Direct			5 = Direct	Sélectionner la tension et les courants pour le calcul de l'impédance
Sél. Phase pour Calc. Z	1 = A ou AB 2 = B ou BC 3 = C ou CA			1 = A ou AB	Sélection de la phase de tension

Tableau 688: Paramètres de non-groupe UEXPDIS (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	10	3000	Temporisation de réinitialisation

4.7.1.8 Données surveillées

Tableau 689: Données surveillées UEXPDIS

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00...100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement (en %)
Z_AMPL_A	FLOAT32	0,00...200,00	xZn	Amplitude d'impédance phase A
Z_ANGLE_A	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Angle d'impédance phase A
Z_AMPL_B	FLOAT32	0,00...200,00	xZn	Amplitude d'impédance phase B

Suite du tableau à la page suivante

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
Z_ANGLE_B	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Angle d'impédance phase B
Z_AMPL_C	FLOAT32	0,00...200,00	xZn	Amplitude d'impédance phase C
Z_ANGLE_C	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Angle d'impédance phase C
Z_AMPL_AB	FLOAT32	0,00...200,00	xZn	Amplitude d'impédance phase-phase A-B
Z_ANGLE_AB	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Angle de phase d'impédance phase-phase A-B
Z_AMPL_BC	FLOAT32	0,00...200,00	xZn	Amplitude d'impédance phase-phase B-C
Z_ANGLE_BC	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Angle de phase d'impédance phase-phase B-C
Z_AMPL_CA	FLOAT32	0,00...200,00	xZn	Amplitude d'impédance phase-phase C-A
Z_ANGLE_CA	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Angle de phase d'impédance phase-phase C-A
Z1_AMPL	FLOAT32	0,00...200,00	xZn	Amplitude d'impédance directe
Z1_ANGLE	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Angle de phase d'impédance directe
UEXPDIS	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.7.1.9 Données techniques

Tableau 690: UEXPDIS - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de déclenchement	Suivant la fréquence du courant et de la tension mesurés : f = f_n ± 2 Hz
	±3,0 % de la valeur de consigne ou ±0.2% Zb
Temps de démarrage[1)2)]	Généralement 45 ms
Temps de réinitialisation	Généralement 30 ms
Taux de réinitialisation	Généralement 1,04
Temps de retard	Temps de retard total lorsque l'impédance revient du cercle de fonctionnement <40 ms
Précision du temps de fonctionnement	±1,0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms
Suppression des harmoniques	-50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5, etc.

1) f_n = 50Hz, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie de signal

4.8 Protection de l’alimentation

4.8.1 Protection à minimum de puissance DUPPDPR

4.8.1.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection à minimum de puissance	DUPPDPR	P<	32U

4.8.1.2 Bloc fonctionnel

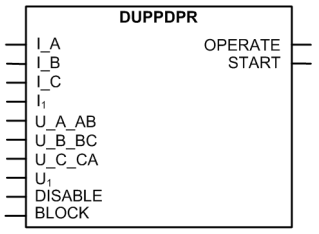


Figure 368: Bloc fonctionnel

4.8.1.3 Fonctionnalités

La fonction de protection à minimum de puissance DUPPDPR est utilisée pour protéger les générateurs et les moteurs principaux contre les effets des sorties de puissance très faible ou en cas de retour de puissance.

La fonction s’actionne lorsque la puissance active mesurée chute en dessous de la valeur définie. Les caractéristiques de fonctionnement sont basées sur le temps constant DT.

Cette fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si nécessaire, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur ou la fonction elle-même.

4.8.1.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondants sont « On » (activé) et « Off » (désactivé).

Le fonctionnement de DUPPDPR peut être décrit à l’aide d’un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

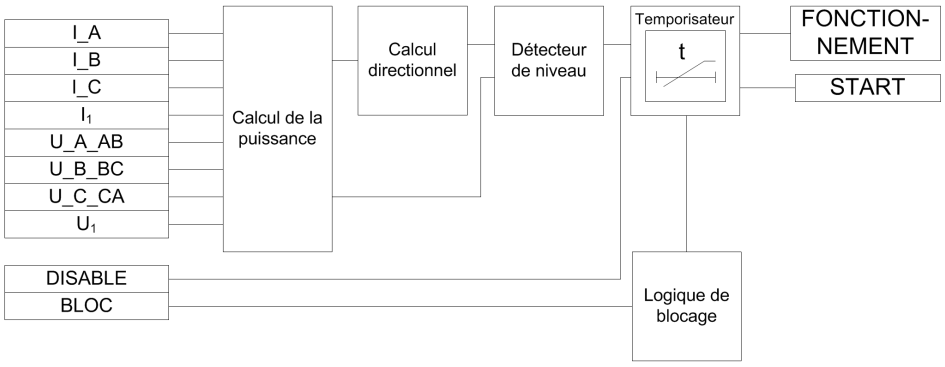


Figure 369: Schéma du module fonctionnel

Calcul de la puissance

Ce module calcule la puissance apparente en se basant sur les mesures de tension et de courant sélectionnées comme indiqué dans le Tableau 691. Le réglage *Measurement mode* (Mode de mesure) détermine quelles sont les mesures de tension et de courant à utiliser.

Il est également possible d'utiliser les composantes directes pour calculer la puissance apparente, ce qui permet de rendre la détermination de la puissance insensible à une possible asymétrie des courants ou des tensions et correspond à la charge réelle du moteur principal du générateur.

Tableau 691: Calcul de la puissance

Réglage du mode de mesure	Calcul de la puissance
PhsA, PhsB, PhsC	$\bar{S} = \bar{U}_a \cdot \bar{I}_a^* + \bar{U}_b + \bar{I}_b^* + \bar{U}_c \cdot \bar{I}_c^*$ $P = Re(\bar{S})$
Arone	$\bar{S} = \bar{U}_{ab} \cdot \bar{I}_a^* - \bar{U}_{bc} \cdot \bar{I}_c^*$ $P = Re(\bar{S})$
Pos Seq	$\bar{S} = 3 \cdot \bar{U}_1 \cdot \bar{I}_1^*$ $P = Re(\bar{S})$
PhsAB	$\bar{S} = \sqrt{3} \cdot \bar{U}_{ab} \cdot (\bar{I}_a^* - \bar{I}_b^*)$ $P = Re(\bar{S})$
PhsBC	$\bar{S} = \sqrt{3} \cdot \bar{U}_{bc} \cdot (\bar{I}_b^* - \bar{I}_c^*)$ $P = Re(\bar{S})$
Suite du tableau à la page suivante	

Réglage du mode de mesure	Calcul de la puissance
PhsCA	$\bar{S} = \sqrt{3} \cdot \bar{U}_{ca} \cdot \left(\bar{I}_c^* - \bar{I}_a^*\right)$ $P = Re\left(\bar{S}\right)$
PhsA	$\bar{S} = 3 \cdot \bar{U}_a \cdot \bar{I}_a^*$ $P = Re\left(\bar{S}\right)$
PhsB	$\bar{S} = 3 \cdot \bar{U}_b \cdot \bar{I}_b^*$ $P = Re\left(\bar{S}\right)$
PhsC	$\bar{S} = 3 \cdot \bar{U}_c \cdot \bar{I}_c^*$ $P = Re\left(\bar{S}\right)$

Si les trois tensions de phase et les courants de phase alimentent le relais de protection, l'option composante directe est recommandée (valeur par défaut).

Selon le *Measurement mode* (Mode de mesure) défini, la calcul de puissance détermine les valeurs de puissance active , de puissance réactive et de puissance apparente à partir du jeu de mesures disponible. Les puissances calculées S, P, Q et l'angle de facteur de puissance PF_ANGL sont disponibles dans les données surveillées.

Calcul directionnel

Le calcul directionnel détermine le sens de la puissance mesurée. La puissance mesurée est considérée comme étant de sens direct si la puissance active est positive, sinon elle est considérée comme étant de sens inverse.

Si la polarité de la puissance mesurée est opposée à la normale, la correction peut être effectuée en réglant *Pol reversal* (Inversion de polarité) sur "True", ce qui fait subir à la puissance apparente une rotation de 180 degrés.

Détecteur de niveau

Le détecteur de niveau compare la valeur calculée de la puissance active à la valeur *Start value* (Seuil de démarrage) définie. Si la valeur calculée de la puissance active tombe en dessous de *Start value* dans le sens direct ou si la puissance mesurée est de sens inverse, le détecteur de niveau active le module Temporisateur.

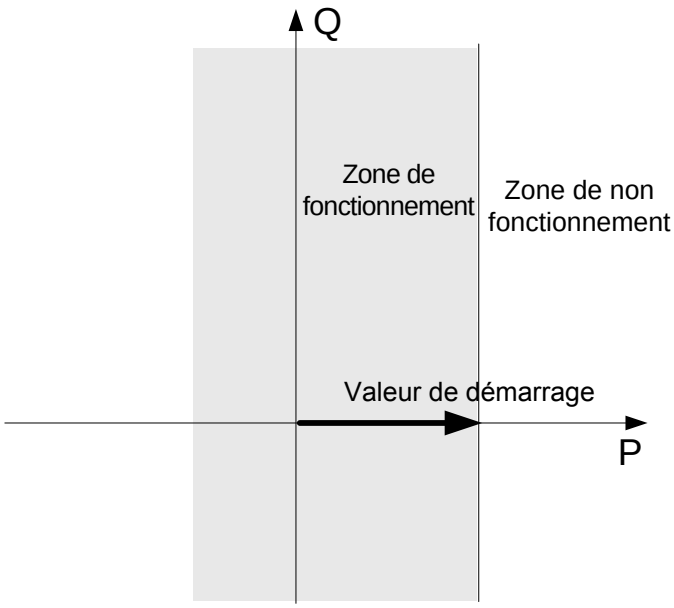


Figure 370: Caractéristiques de fonctionnement de DUPPDPR avec le réglage Start value (Seuil de démarrage)

Temporisateur

Une fois activé, le temporisateur active la sortie START. Les caractéristiques du temps sont basées sur le DT. Lorsque le temporisateur de fonctionnement a atteint la valeur de *Operate delay time* (Temporisation de fonctionnement), la sortie OPERATE est activée. En cas de situation de chute, c'est-à-dire si la condition de minimum de puissance disparaît avant que la durée de fonctionnement ne soit dépassée, l'état de réinitialisation du temporisateur est activé. Si le temporisateur de réinitialisation atteint la valeur définie par le paramètre *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation), le temporisateur de fonctionnement se réinitialise et la sortie START est désactivée.

Le Temporisateur calcule la valeur START_DUR qui indique le pourcentage de temps écoulé depuis l'activation de la sortie START par rapport à *Operate delay time* (Temporisation de fonctionnement). La valeur est disponible dans les données surveillées.

L'entrée DISABLE peut être utilisée pour coordonner le fonctionnement correct lors du démarrage du générateur. L'activation du signal DISABLE bloque les sorties START et OPERATE. Une fois que le signal DISABLE est désactivé, le Temporisateur reste bloqué pendant un laps de temps supplémentaire tel que défini par le réglage *Disable time* (Durée de désactivation).

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée BLOCK et le réglage global **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée BLOCK peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de protection. L'influence de l'activation du signal BLOCK est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé à la valeur courante. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie OPERATE (Fonctionnement) n'est pas activée.

4.8.1.5 Application

La tâche d'un générateur dans une centrale électrique est de convertir l'énergie mécanique en énergie électrique. Parfois, la puissance mécanique provenant du moteur principal peut tant diminuer qu'elle ne couvre pas les pertes internes. La tâche d'une protection à minimum de puissance est de protéger le générateur contre les conditions de très faible sortie d'énergie.

Les turbines à vapeur surchauffent facilement si le débit de vapeur devient trop faible ou si la vapeur cesse de circuler dans la turbine. Les turbines hydrauliques du type Kaplan peuvent être endommagées du fait que la pale de la turbine surfe sur l'eau et applique une pression axiale sur le palier. Les moteurs diesel risquent d'être endommagés en raison d'une lubrification insuffisante.

Si le générateur est de très grande taille, il n'est pas rentable de continuer à le faire fonctionner avec une faible génération d'énergie. En cas de retour de puissance, les gros générateurs tirent énormément d'énergie du reste du système, pour compenser leurs pertes internes. Il est donc souhaitable de déconnecter le générateur dans ce genre de situation.

Pour les générateurs connectés en parallèle, par exemple, la charge d'un générateur peut être si faible qu'il est alors préférable de le déconnecter et de laisser les autres générateurs alimenter le réseau.



Si un réglage de puissance faible est requis, par exemple inférieur à 2 %, les paramètres de correction doivent être utilisés pour compenser les erreurs de mesure. Il faut contacter le fabricant des dispositifs de mesure pour de plus amples informations sur les erreurs de mesure. Si les erreurs de mesure ne sont pas compensées, le paramètre à minimum de puissance ne doit pas être inférieur à la somme des erreurs de mesure de courant et de mesure de tension.

Par exemple, si l'erreur du dispositif de mesure de courant est de 2 % et que celle du dispositif de mesure de tension est de 1 %, le paramètre minimum est (2 + 1) % = 3 %.

4.8.1.6 Signaux

Tableau 692: Signaux d'entrée DUPPDPR

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
I_1	SIGNAL	0	Courant direct
U_A_AB	SIGNAL	0	Tension A phase-à-terre ou tension AB phase-à-phase
U_B_BC	SIGNAL	0	Tension B phase-à-terre ou tension BC phase-à-phase
U_C_CA	SIGNAL	0	Tension C phase-à-terre ou tension CA phase-à-phase
U_1	SIGNAL	0	Tension de phase directe
DISABLE	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal pour bloquer la fonction durant le démarrage du générateur
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 693: Signaux de sortie DUPPDPR

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

4.8.1.7 Paramètres

Tableau 694: Paramètres de groupe DUPPDPR (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur démarrage	0,01...2,00	xSn	0,01	0,10	Valeur de démarrage
Tempo fonctionnement	40...300000	ms	10	40	Temporisation de fonctionnement

Tableau 695: Paramètres de non-groupe DUPPDPR (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Fonctionnement activé/désactivé

Tableau 696: Paramètres de non-groupe DUPPDPR (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Mode de mesure	1 = PhsA, PhsB, PhsC 2 = Arone 3 = Directe 4 = PhsAB 5 = PhsBC 6 = PhsCA 7 = PhsA 8 = PhsB 9 = PhsC			3 = Directe	Sélection de la méthode de calcul de la puissance
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	10	20	Temporisation de réinitialisation
Inversion polaire	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Inverser la définition du sens de la puissance
Désact. tps	0...60000	ms	1000	0	Temps d'attente supplémentaire après l'enclenchement du disjoncteur

4.8.1.8 Données surveillées

Tableau 697: Données surveillées DUPPDPR

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
P	FLOAT32	-160,000 à 160,000	xSn	Puissance active
Q	FLOAT32	-160,000 à 160,000	xSn	Puissance réactive
S	FLOAT32	0,000 à 160,000	xSn	Puissance apparente
PF_ANGLE	FLOAT32	-180,00 à 180,00	°	Angle de facteur de puissance
DUPPDPR	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.8.1.9 Données techniques

Tableau 698: DUPPDPR - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de déclenchement 1)	En fonction de la fréquence du courant et de la tension mesurés : f_n ±2 Hz
	Précision de la mesure de puissance ±3 % de la valeur de consigne ou ±0,002 × S_n Déphasage : ±2°
Temps de démarrage2)3)	Généralement 45 ms
Temps de réinitialisation	Généralement 30 ms
Taux de réinitialisation	Généralement 1,04
Précision du temps de fonctionnement	±1,0 % de la valeur de consigne (±20 ms)
Suppression des harmoniques	-50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5, etc.

1) *Mode de mesure* = "Direct" (par défaut)
2) U = U_n, f_n = 50 Hz, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
3) Inclut le temps de réponse du contact de sortie de signal

4.8.2 Protection contre le retour de puissance/directionnelle à maximum de puissance DOPPDPR

4.8.2.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/IEEE C37.2
Protection contre le retour de puissance/ directionnelle à maximum de puissance	DOPPDPR	P>/Q>	32R/32O

4.8.2.2 Bloc fonctionnel

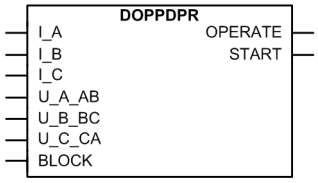


Figure 371: Bloc fonctionnel

4.8.2.3 Fonctionnalité

La fonction de protection contre le retour de puissance/directionnelle à maximum de puissance DOPPDPR peut être utilisée pour protéger le générateur contre la

délivrance d'une puissance excessive au-delà de sa capacité au réseau, contre un fonctionnement du générateur similaire à celui d'un moteur et contre un fonctionnement du moteur similaire à celui d'un générateur, et pour protéger un moteur qui consomme plus de puissance réactive en raison d'une perte de champ. Elle peut aussi être utilisée dans la protection de ligne d'alimentation pour indiquer une surcharge sur le système de distribution, pour indiquer qu'un client fournit de la puissance au réseau et pour protéger le transformateur de la délivrance d'une charge excessive.

La fonction démarre et s'exécute lorsque la puissance mesurée dépasse la limite établie et dans une direction spécifiée. Les caractéristiques de temps de fonctionnement sont basées sur le temps défini (DT).

Cette fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si nécessaire, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur ou la fonction elle-même.

4.8.2.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont "On" (activé) et "Off" (désactivé).

Le fonctionnement de DOPPDPR peut être décrit à l'aide d'un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

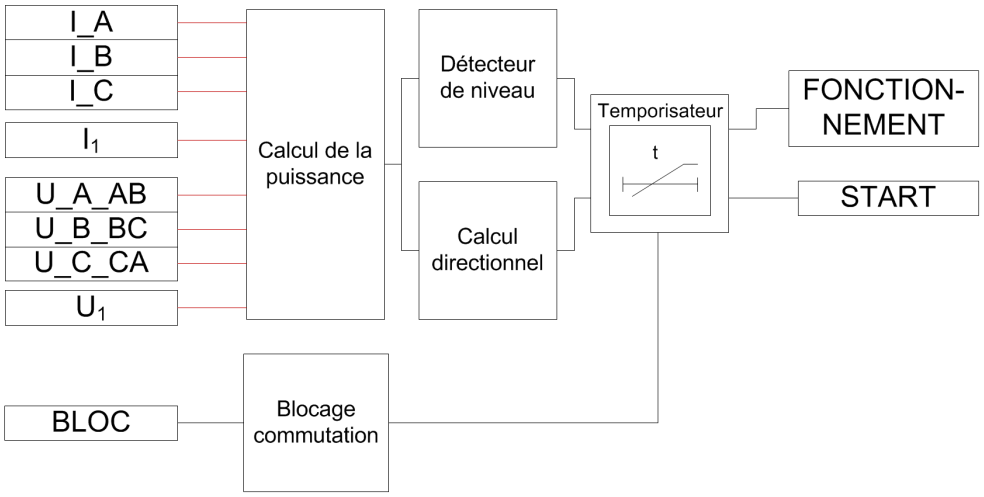


Figure 372: Schéma du module fonctionnel

Calcul de la puissance

Ce module calcule la puissance apparente en se basant sur les tensions et courants sélectionnés. Le réglage *Measurement mode* (Mode de mesure) détermine quels sont les tensions et courants utilisés. Il est également possible d'utiliser les composantes directes pour calculer la puissance apparente, ce qui permet de rendre la détermination

de la puissance insensible à une possible asymétrie des courants ou des tensions et correspond à la charge réelle du moteur principal du générateur.

Tableau 699: Calcul de la puissance

Réglage du mode de mesure	Calcul de la puissance
PhsA, PhsB, PhsC	$\bar{S} = \bar{U}_a \cdot \bar{I}_a^* + \bar{U}_b + \bar{I}_b^* + \bar{U}_c \cdot \bar{I}_c^*$ $P = Re(\bar{S})$
Arone	$\bar{S} = \bar{U}_{ab} \cdot \bar{I}_a^* - \bar{U}_{bc} \cdot \bar{I}_c^*$ $P = Re(\bar{S})$
Pos Seq	$\bar{S} = 3 \cdot \bar{U}_1 \cdot \bar{I}_1^*$ $P = Re(\bar{S})$
PhsAB	$\bar{S} = \sqrt{3} \cdot \bar{U}_{ab} \cdot (\bar{I}_a^* - \bar{I}_b^*)$ $P = Re(\bar{S})$
PhsBC	$\bar{S} = \sqrt{3} \cdot \bar{U}_{bc} \cdot (\bar{I}_b^* - \bar{I}_c^*)$ $P = Re(\bar{S})$
PhsCA	$\bar{S} = \sqrt{3} \cdot \bar{U}_{ca} \cdot (\bar{I}_c^* - \bar{I}_a^*)$ $P = Re(\bar{S})$
PhsA	$\bar{S} = 3 \cdot \bar{U}_a \cdot \bar{I}_a^*$ $P = Re(\bar{S})$
PhsB	$\bar{S} = 3 \cdot \bar{U}_b \cdot \bar{I}_b^*$ $P = Re(\bar{S})$
PhsC	$\bar{S} = 3 \cdot \bar{U}_c \cdot \bar{I}_c^*$ $P = Re(\bar{S})$

Si les trois tensions de phase et les courants de phase alimentent le relais de protection, l'option composante directe est recommandée.

Les puissances calculées S, P, Q et l'angle de facteur de puissance PF_ANGL sont disponibles dans la vue des données surveillées.

Détecteur de niveau

Le détecteur de niveau compare l'amplitude de la puissance apparente mesurée à la valeur *Start value* (Seuil de démarrage) définie. Si la valeur mesurée dépasse la valeur

de *Start value*, le détecteur de niveau transmet un signal d'activation au module Temporisateur.

Calcul directionnel

Le module de calcul directionnel surveille le sens de la puissance apparente. Lorsque le transit de puissance apparente s'écoule dans la zone de fonctionnement, le module envoie le signal d'activation au module Temporisateur. Le fonctionnement directionnel peut être sélectionné par la combinaison des réglages *Directional mode* (Mode directionnel) et *Power angle* (Angle de puissance). Les options qu'il est possible de sélectionner pour le réglage *Directional mode* sont "Forward" (Direct) et "Reverse » (Inverse). Le réglage *Power angle* peut être utilisé pour définir la direction de la puissance entre la puissance réactive et la puissance active.

Une erreur typique survient, par exemple, lorsque les pôles du TT ou du TC sont mal connectés. Cela s'interprète comme un transit de puissance en sens inverse du sens souhaité. Le réglage *Pol Reversal* (Inversion de polarité) peut être utilisé pour corriger la situation. En réglant la valeur sur "True", la puissance apparente mesurée subit une rotation de 180 degrés.

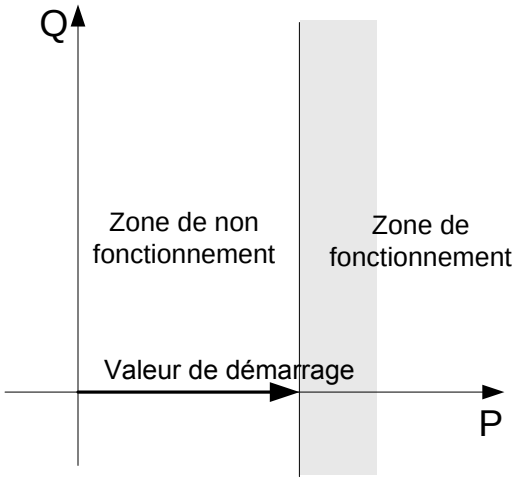


Figure 373: Caractéristiques de fonctionnement avec le réglage Start Value (Seuil de démarrage), le réglage Power angle (Angle de puissance) étant défini sur 0 et le réglage Directional mode (Mode directionnel) sur "Forward » (Direct)

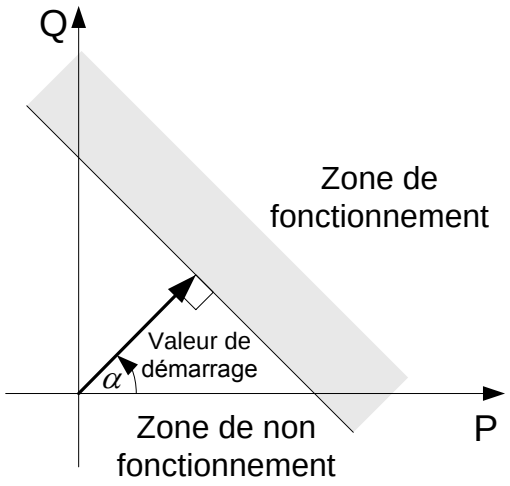


Figure 374: Caractéristiques de fonctionnement avec le réglage Start Value (Seuil de démarrage), le réglage Power angle(α) (Angle de puissance (α)) étant défini sur +45 et le réglage Directional mode (Mode directionnel) sur "Forward » (Direct)

Temporisateur

Une fois activé, le temporisateur active la sortie START. Les caractéristiques du temps sont basées sur le DT. Lorsque le temporisateur de fonctionnement atteint la valeur de *Operate delay time* (Temporisation de fonctionnement), la sortie OPERATE est activée. Si une situation de chute se produit, c'est à dire que la valeur de la puissance tombe en dessous de *Start value* avant que le délai de fonctionnement soit dépassé, l'état de réinitialisation du temporisateur est activé. Si le temporisateur de réinitialisation atteint la valeur définie par *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation), le temporisateur de fonctionnement se réinitialise et la sortie START est désactivée.

Le Temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR, qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et du temps de fonctionnement défini (DT). Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée BLOCK et le réglage global **Configuration/System/Blocking mode**, qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée BLOCK peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de

protection. L'influence de l'activation du signal BLOCK est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode "Freeze timers" (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé sur la valeur courante. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie OPERATE (Fonctionnement) n'est pas activée.

4.8.2.5 Application

La fonction DOPPDPR est utilisée pour assurer une protection contre un débit de puissance excessif dans le sens de fonctionnement réglé. L'application principale est la protection des générateurs et des turbines. Elle peut également être utilisée dans les applications de protection des dispositifs d'alimentation, par exemple, le réseau en anneau.

La fonction DOPPDPR vers l'avant peut être utilisée pour protéger les générateurs ou les moteurs contre la livraison ou la consommation d'une puissance excessive. Par exemple, la protection à maximum de puissance du générateur peut être utilisée pour délester une charge d'alimentation non critique ou pour démarrer des générateurs en parallèle. Un moteur synchrone peut commencer à consommer plus de puissance réactive en cas de perte d'excitation, auquel cas la protection à maximum de puissance dans le sens direct est utilisée pour détecter une telle condition.

La fonction DOPPDPR a de nombreuses applications lorsqu'elle est utilisée comme protection contre la puissance inverse. Un générateur dans une centrale électrique convertit l'énergie mécanique en énergie électrique. Parfois, la puissance mécanique d'un moteur principal peut diminuer à un point tel qu'elle ne couvre pas les pertes internes. Le générateur synchrone devient un moteur synchrone et commence à importer de l'énergie du système. L'effet d'un générateur agissant comme un moteur n'implique aucun risque pour la machine mais peut causer des dommages au moteur principal. L'ampleur des dommages dépend du type du moteur principal.

Les turbines à vapeur peuvent facilement surchauffer si le débit de vapeur est trop faible ou si la vapeur cesse de circuler dans la turbine. La rupture d'une conduite de vapeur principale, l'endommagement d'une ou de plusieurs pales de la turbine à vapeur ou la fermeture par inadvertance des vannes d'arrêt principales sont des causes typiques du faible débit de vapeur. Les turbines à vapeur des turbo-générateurs peuvent être protégées pendant un faible débit de vapeur grâce à un fonctionnement en sens inverse de la protection à maximum de puissance. Les hydroturbines tolèrent la puissance inverse beaucoup mieux que les turbines à vapeur. Il y a un risque que la roue de la turbine se déplace sur un axe et touche des pièces fixes. Elles ne sont pas toujours assez solides pour résister aux contraintes associées.

Une hydroturbine qui tourne dans l'eau avec des directrices fermées absorbe environ 10 % de la puissance assignée du reste du réseau si la prise d'eau est bloquée par la glace, la neige, des branches ou des feuilles. Un blocage complet de la prise d'eau peut

causer des cavitations. S'il n'y a que de l'air dans l'hydroturbine, la demande de puissance chute à environ 3 %. Le risque de dommages sur les hydroturbines peut justifier le fonctionnement inverse de la protection à maximum de puissance dans les centrales non surveillées.



Lorsque le paramètre de puissance inverse requiert une petite valeur, une protection à minimum de puissance devrait également être utilisée conjointement avec la fonction DOPPDPR. La limite dépend de la précision du TC et du TT.

Les moteurs diesel doivent avoir une protection à maximum de puissance en sens inverse. Le générateur tire du système environ 15 % ou plus de sa puissance assignée. Un moteur rigide peut nécessiter 25 % de la puissance assignée pour faire fonctionner le générateur. Un moteur bien rodé peut ne pas avoir besoin de plus de 5 %. Il est nécessaire d'obtenir des informations auprès du fabricant du moteur et de mesurer la puissance inverse lors de la mise en service.

Le maximum de puissance en sens inverse peut également servir d'alternative à une protection à minimum d'excitation dans le cas de petits générateurs. Si l'excitation du champ est réduite, le générateur peut commencer à importer la puissance réactive, faisant fonctionner le générateur comme un générateur asynchrone. Un générateur synchrone n'est pas conçu pour fonctionner de manière asynchrone et peut être endommagé par l'échauffement des amortisseurs ou par l'échauffement du rotor dû au courant de fréquence de glissement.

Lorsqu'il fonctionne en sens inverse de la puissance, DOPPDPR peut servir d'alarme si l'énergie provenant de l'industrie alimente le réseau, ce qui peut ne pas être souhaitable selon les règles et règlements du service public propriétaire du réseau.

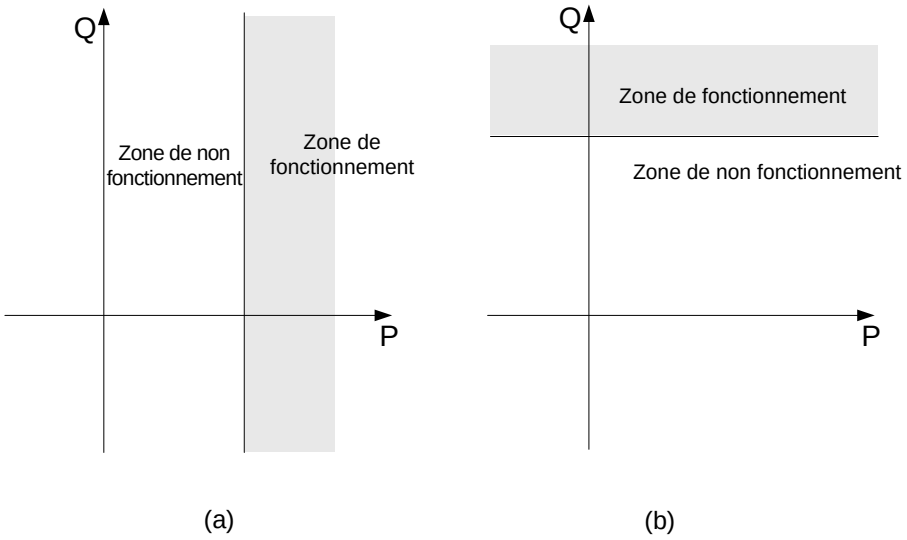


Figure 375: Caractéristiques du maximum de puissance active avant (a) et caractéristiques du maximum de puissance réactive avant (b)

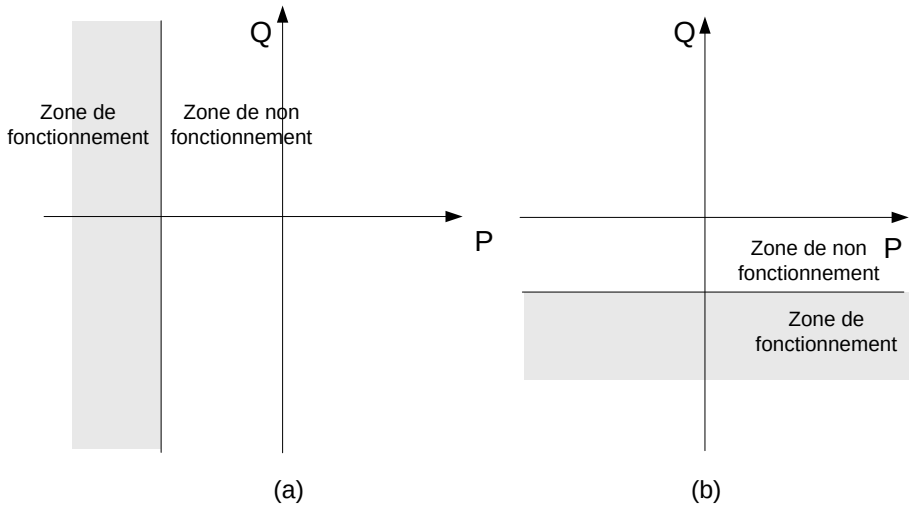


Figure 376: Caractéristiques du maximum de puissance active inversée (a) et caractéristiques du maximum de puissance réactive inversée (b)

4.8.2.6 Signaux

Tableau 700: Signaux d'entrée DOPPDPR

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
U_A_AB	SIGNAL	0	Tension A phase-à-terre ou tension AB phase-à-phase
U_A_BC	SIGNAL	0	Tension B phase-à-terre ou tension BC phase-à-phase
U_A_CA	SIGNAL	0	Tension C phase-à-terre ou tension CA phase-à-phase
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 701: Signaux de sortie DOPPDPR

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

4.8.2.7 Paramètres

Tableau 702: Paramètres de groupe DOPPDPR (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur démarrage	0,01...2,00	xSn	0,01	1,00	Valeur de démarrage
Tempo fonctionnement	40...300000	ms	10	40	Temporisation de fonctionnement
Mode directionnel	2 = Vers l'avant 3 = Vers l'arrière			2 = Vers l'avant	Mode directionnel
Angle puissance	-90...90	°	1	0	Angle ajustable pour la puissance

Tableau 703: Paramètres de non-groupe DOPPDPR (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Fonctionnement activé/désactivé
Mode de mesure	1 = PhsA, PhsB, PhsC 2 = Arone 3 = Directe 4 = PhsAB 5 = PhsBC 6 = PhsCA 7 = PhsA 8 = PhsB 9 = PhsC			3 = Directe	Sélection de la méthode de calcul de la puissance

Tableau 704: Paramètres de non-groupe DOPPDPR (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	10	20	Temporisation de réinitialisation
Inversion polaire	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Inverser la définition du sens de la puissance

4.8.2.8 Données surveillées

Tableau 705: Données surveillées DOPPDPR

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
P	FLOAT32	-160,000 à 160,000	xSn	Puissance active
Q	FLOAT32	-160,000 à 160,000	xSn	Puissance réactive
S	FLOAT32	0,000 à 160,000	xSn	Puissance apparente
PF_ANGLE	FLOAT32	-180,00 à 180,00	°	Angle de facteur de puissance
DOPPDPR	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.8.2.9 Données techniques

Tableau 706: DOPPDPR - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de fonctionnement [1]	Suivant la fréquence du courant et de la tension mesurés : f = f_n ±2 Hz
	Précision de la mesure de puissance ± 3 % de la valeur définie ou ± 0,002 × S_n Déphasage : ±2°
Temps de démarrage[2)3)]	Généralement 45 ms
Temps de réinitialisation	Généralement 30 ms
Taux de réinitialisation	Généralement 0,94
Précision du temps de déclenchement	±1,0 % de la valeur de consigne (±20 ms)
Suppression des harmoniques	-50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5, etc.

1) *Mode de mesure* = "Direct" (par défaut)
2) U = U_n, f_n = 50 Hz, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
3) Inclut le temps de réponse du contact de sortie de signal

4.8.3 Protection directionnelle contre les sous-tensions par compensation de puissance réactive DQPTUV

4.8.3.1 Identification

Description	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection directionnelle à minimum de tension par compensation de puissance réactive	DQPTUV	Q> -> ,3U<	32Q,27

4.8.3.2 Bloc fonctionnel

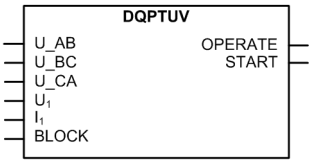


Figure 377: Bloc fonctionnel

4.8.3.3 Fonctionnalité

La fonction de protection directionnelle contre les sous-tensions par compensation de puissance réactive DQPTUV est utilisée au point de connexion au réseau des centrales de production d'énergie distribuée comme stipulé par divers codes de réseau pour empêcher tout écroulement de tension du réseau en raison de défauts. DQPTUV mesure le courant et les tensions de phase au point de connexion au réseau. Le générateur est déconnecté du réseau avec une temporisation spécifique si toutes les tensions de phase diminuent et demeurent à une valeur égale ou inférieure à la limite spécifiée et si la puissance réactive est utilisée simultanément (fonctionnement en sous-excitation).

La fonction possède une fonctionnalité de blocage des sorties, du temporisateur ou de la fonction elle-même.

4.8.3.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs du paramètre correspondant sont « On » et « Off ».

Le fonctionnement de la fonction DQPTUV peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

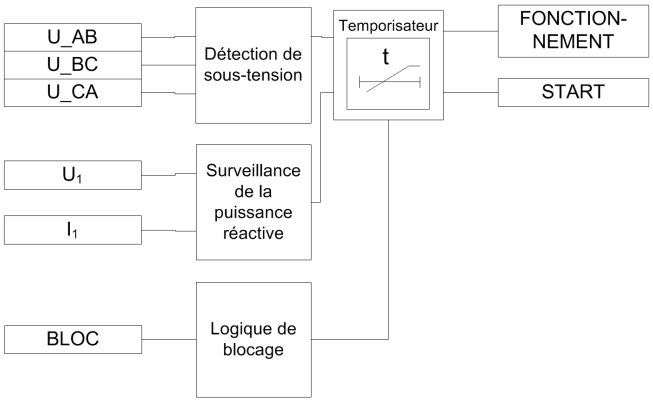


Figure 378: Schéma du module fonctionnel

Détection de minimum de tension

La détection de minimum de tension compare la composante de fréquence fondamentale des trois tensions phase-phase à la valeur *Voltage start value* définie. Lorsque les trois tensions phase-phase sont inférieures à la valeur *Voltage start value* définie, le module de détection de minimum de tension envoie un signal de validation au temporisateur indiquant une condition de minimum de tension au point de connexion au réseau.

Surveillance de la puissance réactive

Ce module calcule et surveille la puissance réactive sur la base du courant et de la tension directe. L'utilisation d'un composant direct rend la détermination de la puissance insensible à une éventuelle asymétrie en courant et en tension. Lorsque la puissance réactive dépasse *Min reactive power* et circule dans la zone de fonctionnement, le module envoie un signal de validation au temporisateur indiquant que la puissance réactive est consommée au point de raccordement au réseau. Une légère inclinaison de la courbe peut être obtenue par le paramètre *Pwr sector reduction* (puissance de réduction du secteur).

Pour éviter les faux déclenchements, le calcul de la puissance réactive est bloqué si l'amplitude du courant direct est inférieure au courant *Min PS current*.

L'amplitude de la puissance réactive calculée Q est disponible dans l'affichage des données surveillées.

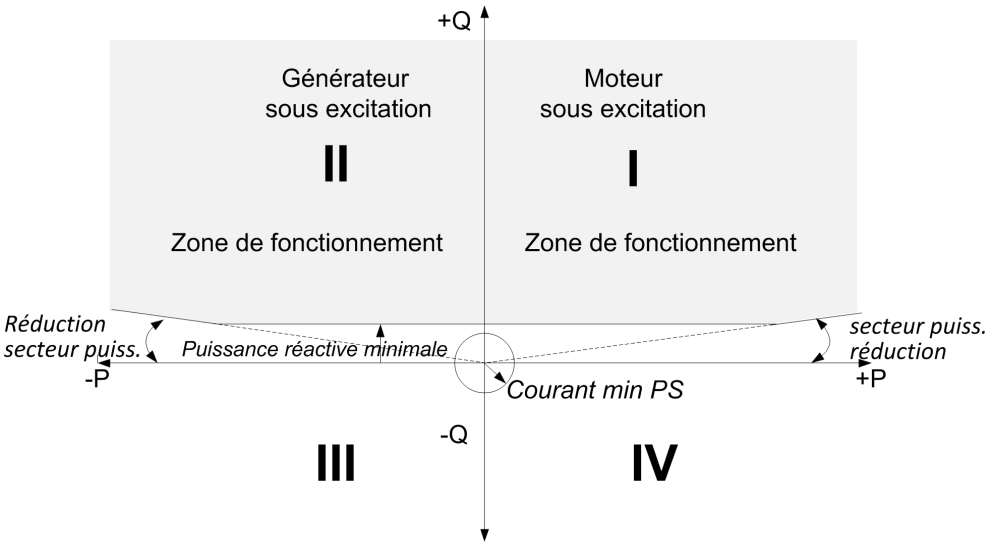


Figure 379: Zone de fonctionnement de la fonction DQPTUV

Quadrant II	Le générateur produit de la puissance active, mais absorbe de la puissance réactive (sous-excitation)
Quadrant III	Le générateur produit à la fois de la puissance active et réactive

Le sens de la puissance peut être inversé en réglant le paramètre *Pol reversal* sur « True ».

Temporisateur

Une fois activé par le module de détection de minimum de tension et de surveillance de la puissance réactive, le temporisateur active la sortie `START`. Les caractéristiques du temporisateur sont conformes au DT. Lorsque le temporisateur de fonctionnement atteint la valeur définie par le paramètre *Operate delay time* (Temporisation de fonctionnement), la sortie `OPERATE` est activée. Si le défaut disparaît avant que le module ne puisse fonctionner, le temporisateur de fonctionnement est instantanément réinitialisé.

Le temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage "START_DUR" qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et du temps de fonctionnement défini. La valeur est disponible dans l'affichage des données surveillées.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée `BLOCK` et le réglage global **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage),

qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée BLOCK peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de protection. L'influence de l'activation du signal BLOCK est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode setting* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé à la valeur courante. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie OPERATE (Fonctionnement) n'est pas activée.

4.8.3.5 Application

L'utilisation des centrales de production d'énergie distribuée (PGU) augmente rapidement grâce à la dérégulation des marchés et à la tendance mondiale à utiliser davantage de sources d'énergie renouvelables. Au fur et à mesure que la capacité de ces centrales augmente, elles sont connectées directement aux réseaux moyenne tension. Jusqu'à il y a quelques années, les opérateurs réseau déconnectaient le générateur d'énergie distribuée du réseau en cas de défaut dans le réseau.

En cas de perte importante de génération d'énergie, cela peut affecter la capacité du système à se rétablir. Afin de garantir la stabilité du système, divers codes de réseau ont révisé leurs exigences et exigent donc maintenant que les centrales de production d'énergie distribuée contribuent au support du réseau. En cas de défauts au niveau du réseau, le générateur de puissance distribuée ne doit pas être immédiatement déconnecté du réseau. À la place et par principe, les centrales connectées au réseau moyenne tension doivent être en mesure de participer au contrôle de la tension en régime permanent et au support dynamique du réseau. Cependant, si les générateurs demeurent connectés, il faut s'assurer qu'ils ne pompent pas de puissance réactive du réseau, car cela pourrait entraîner une panne du réseau. DQPTUV sert à détecter ce genre de situation, c'est-à-dire les sous-tensions et les puissances réactives simultanées (générateurs sous-excités) et à déclencher les générateurs.

La protection DQPTUV a été développée en tenant compte de divers codes de réseau. Par exemple, dans la directive technique BDEW « Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network » (Juin 2008, Allemagne), il est indiqué que si les trois tensions phase-phase au point de connexion du réseau diminuent et demeurent à une valeur égale ou inférieure à 85 % de la valeur nominale et si la puissance réactive est utilisée simultanément au point de connexion du réseau (fonctionnement en sous-excitation), la centrale doit être déconnectée du réseau avec une temporisation de 0,5 s.

4.8.3.6 Signaux

Tableau 707: Signaux d'entrée DQPTUV

Nom	Type	Par défaut	Description
U_AB	SIGNAL	0	Tension phase-phase AB
U_BC	SIGNAL	0	Tension phase-phase BC
U_CA	SIGNAL	0	Tension phase-phase CA
U_1	SIGNAL	0	Tension de phase directe
I_1	SIGNAL	0	Courant direct
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 708: Signaux de sortie DQPTUV

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

4.8.3.7 Paramètres

Tableau 709: Paramètres de groupe DQPTUV (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur de démarrage de la tension	0,20...1,20	xUn	0,01	0,85	Valeur de démarrage pour la détection de sous-tension
Tempo fonctionnement	100...300000	ms	10	500	Temporisation de fonctionnement

Tableau 710: Paramètres de non-groupe DQPTUV (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Fonctionnement activé/désactivé

Tableau 711: Paramètres de non-groupe DQPTUV (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Puissance réactive minimale	0,01...0,50	xSn	0,01	0,05	Puissance réactive minimale nécessaire au fonctionnement de la fonction
Courant dir. min.	0,02...0,20	xIn	0,01	0,05	Courant direct minimal
Réduction secteur puiss.	0...10	°	1	3	Réduction de secteur de puissance
Inversion polaire	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Inverser la définition du sens de la puissance réactive directe

4.8.3.8 Données surveillées

Tableau 712: Données surveillées DQPTUV

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
Q	FLOAT32	-160,000 à 160,000	xSn	Puissance réactive
DQPTUV	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.8.3.9 Données techniques

Tableau 713: DQPTUV - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de déclenchement	Suivant la fréquence du courant et de la tension mesurés : f_n ±2 Hz Plage puissance réactive |PF| <0.71
	Puissance : ±3.0 % ou ±0.002 × Q_n Tension : ±1.5 % de la valeur de consigne ou ±0.002 × U_n
Temps de démarrage[1)2)]	Généralement 46 ms
Temps de réinitialisation	<50 ms
Taux de réinitialisation	Généralement 0,96
Précision du temps de déclenchement	±1,0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms
Suppression des harmoniques	DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5, etc.

1) *Start value* (Valeur démarrage) = 0,05 × S_n, puissance réactive avant défaut = 0,8 × *Start value*, puissance réactive dépassée 2 fois, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie de signal

4.9 Protection contre les arcs ARCSARC

4.9.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection contre les arcs	ARCSARC	ARC	50L/50NL

4.9.2 Bloc fonctionnel

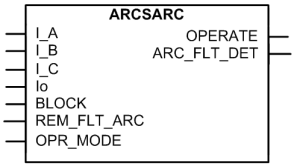


Figure 380: Bloc fonctionnel

4.9.3 Fonctionnalité

La fonction de protection contre les arcs électriques ARCSARC détecte les situations d'arc électrique dans les postes blindés isolés dans l'air entraînées, par exemple, par des erreurs humaines pendant la maintenance ou une rupture de l'isolation pendant le fonctionnement.

La fonction détecte la lumière d'un arc électrique soit localement, soit via un signal lumineux distant. La fonction surveille également les courants de phase et résiduels pour pouvoir prendre des décisions précises sur les situations d'arc électrique en cours.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Le blocage désactive toutes les sorties et réinitialise les temporisateurs.

4.9.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont « On » (Activé) et « Off » (Désactivé).

Le fonctionnement d'ARCSARC peut être décrit à l'aide d'un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

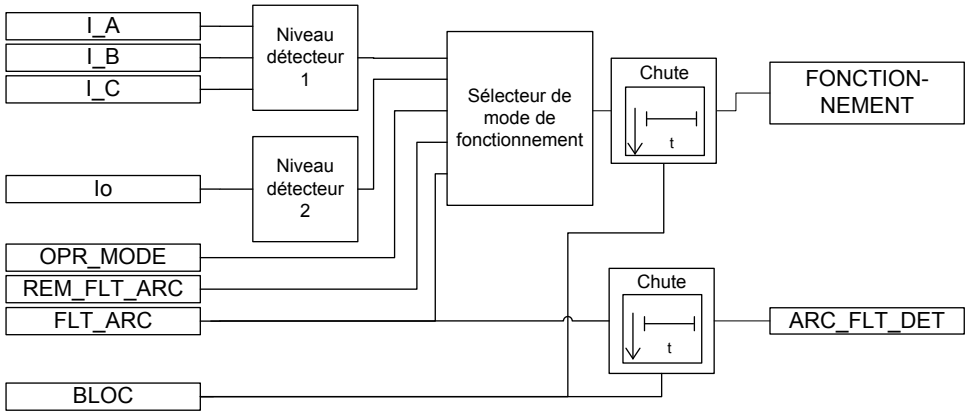


Figure 381: Schéma du module fonctionnel

Détecteur de niveau 1

Les courants de phase mesurés sont comparés par phase à la valeur *Phase start value* (Seuil de démarrage de phase) définie. Si la valeur mesurée est supérieure à la valeur définie pour *Phase start value* (Seuil de démarrage de phase), le détecteur de niveau signale le dépassement de valeur au sélecteur de mode de fonctionnement.

Détecteur de niveau 2

Les courants résiduels mesurés sont comparés au paramètre *Ground start value* (Seuil de démarrage de terre) défini. Si la valeur mesurée est supérieure à la valeur définie pour *Ground start value* (Seuil de démarrage de terre), le détecteur de niveau signale le dépassement de valeur au sélecteur de mode de fonctionnement.

Sélecteur de mode de fonctionnement

En fonction du paramètre *Operation mode* (Mode de fonctionnement), le sélecteur de mode de fonctionnement s'assure que tous les critères requis sont remplis pour permettre une décision fiable en cas de défaut d'arc. L'utilisateur peut sélectionner le mode de fonctionnement « Light+current » (lumière+courant), « Light only » (lumière uniquement) ou « BI controlled » (contrôle BI). Le fonctionnement est basé sur les informations de courant et de lumière en mode « Light+current » (lumière +courant), sur les informations de lumière uniquement en mode « Light only » (lumière uniquement) ou sur les informations contrôlées à distance en mode « BI controlled » (contrôle BI). Lorsque le mode « BI controlled » (contrôle BI) est utilisé et que l'entrée `OPR_MODE` est activée, le fonctionnement de la fonction est basé sur les informations de lumière uniquement. Lorsque l'entrée `OPR_MODE` est désactivée, le fonctionnement de la fonction est basé sur les informations de lumière et de courant. Lorsque les critères requis sont remplis, le temporisateur de chute est activé.

Temporisateur de chute

Une fois activé, le temporisateur de chute reste actif jusqu'à ce que l'entrée ait été désactivée, ou au moins pendant le temps de chute. Le signal `BLOCK` peut être utilisé pour bloquer le signal `OPERATE` ou la sortie du signal de lumière `ARC_FLT_DET`.

4.9.5 Application

La protection contre les arcs électriques peut être assurée par une fonction autonome dans un seul relais ou au niveau du poste en utilisant plusieurs relais de protection. Si la protection est mise en œuvre au niveau du poste, différents schémas de déclenchement peuvent être sélectionnés pour le fonctionnement des disjoncteurs des départs et des arrivées. Par conséquent, les relais du poste peuvent, par exemple, être configurés pour déclencher le disjoncteur du départ ou de l'arrivée, en fonction de l'emplacement du défaut dans l'appareillage de connexion. Pour une sécurité maximale, les relais peuvent être configurés pour déclencher systématiquement à la fois les disjoncteurs du départ et de l'arrivée.

La protection contre les arcs électriques se compose des éléments suivants :

- un matériel de détection de lumière d'arc électrique en option avec une compensation de contre-jour pour les capteurs de type optique ;
- une sortie de signal lumineux `ARC_FLT_DET` pour acheminer l'indication de détection locale d'un signal lumineux vers un autre relais ;
- un étage de protection avec mesure de courant de phase et de défaut à la terre.

La fonction détecte la lumière d'un arc électrique soit localement, soit via un signal lumineux distant. Localement, la lumière est détectée par des capteurs optiques connectés aux entrées Light sensor 1, Light sensor 2 ou Light sensor 3 du module de communication série du relais. Les capteurs optiques peuvent être placés, par exemple, dans le compartiment du jeu de barres, le compartiment du disjoncteur ou le compartiment du câble de l'armoire métallique.

La lumière détectée par les capteurs optiques est comparée à un niveau de référence ajusté automatiquement. Les entrées Light sensor 1, Light sensor 2 et Light sensor 3 disposent de leurs propres niveaux de référence. Lorsque la lumière dépasse le niveau de référence de l'une des entrées, elle est détectée localement. Lorsque la lumière a été détectée localement ou à distance et, selon le mode de fonctionnement, si un ou plusieurs courants de phase dépassent la limite *Phase start value* (Seuil de démarrage phase) définie, ou si le courant de défaut à la terre dépasse la limite *Ground start value* (Seuil de démarrage terre) définie, l'étage de protection contre les arcs électriques génère un signal de fonctionnement. L'étage est réinitialisé en 30 ms, après que les trois courants de phase et le courant de défaut à la terre soient retombés en dessous les limites de courant définies.

La sortie du signal lumineux d'un étage de protection contre les arcs électriques `ARC_FLT_DET` est activée immédiatement lors de la détection de lumière dans toutes les situations. La protection de niveau poste contre les arcs électriques est mise en œuvre en acheminant la sortie du signal lumineux vers un contact de sortie connecté à une entrée binaire d'un autre relais, ou en acheminant le signal lumineux via la communication vers une entrée d'un autre relais.

Il est possible de bloquer le déclenchement et la sortie du étage de protection contre les arcs électriques avec une entrée binaire ou un signal provenant d'un autre bloc fonctionnel.

Couvrez les entrées inutilisées avec des capuchons antipoussière.

Protection contre les arcs électriques avec un seul relais de protection

Dans les installations disposant de possibilités limitées pour réaliser la signalisation entre les relais de protection assurant la protection des départs et des arrivées, ou si seul le relais de protection de l'arrivée doit être remplacé, une protection contre les arcs électriques avec un niveau de protection inférieur peut être mise en œuvre avec un seul relais de protection. Une protection contre les arcs électriques avec un seul relais de protection se réalise en installant deux capteurs optiques d'arc électrique connectés au relais de protection assurant la protection de l'arrivée pour détecter un arc électrique sur le jeu de barres. Lors de la détection d'un arc électrique, l'étage de protection contre les arcs déclenche le disjoncteur de l'arrivée. La distance maximale d'installation recommandée entre deux capteurs optiques dans la zone du jeu de barres est de six mètres et la distance maximale entre un capteur optique et l'extrémité du jeu de barres est de trois mètres.

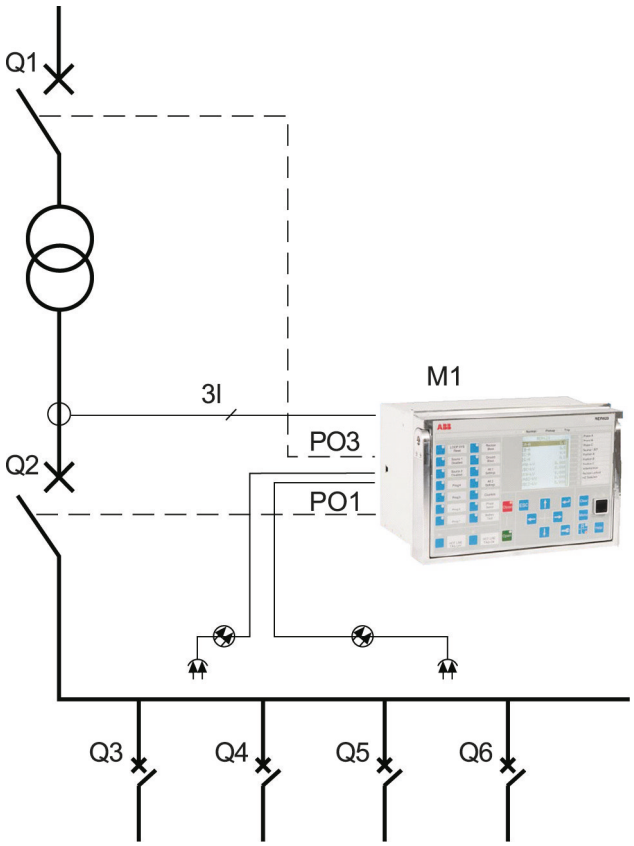


Figure 382: Protection contre les arcs électriques avec un seul relais de protection

Protection contre les arcs électriques avec plusieurs relais de protection

Lorsque l’on utilise plusieurs relais de protection, le relais assurant la protection du départ déclenche le disjoncteur du départ lorsqu’un arc électrique est détecté au niveau des extrémités de câble. Si le relais de protection assurant la protection du départ détecte un arc électrique sur le jeu de barres ou dans le compartiment du disjoncteur via l’un des autres capteurs optiques, il va générer un signal vers le relais de protection assurant la protection de l’arrivée. À la détection du signal, le relais de protection assurant la protection de l’arrivée déclenche le disjoncteur de l’arrivée et génère un signal de déclenchement externe vers tous les relais de protection assurant la protection des départs, ce qui entraîne alors le déclenchement de tous les disjoncteurs des départs. Pour une sécurité maximale, les relais de protection peuvent être configurés pour déclencher tous les disjoncteurs quel que soit l’endroit où l’arc électrique est détecté.

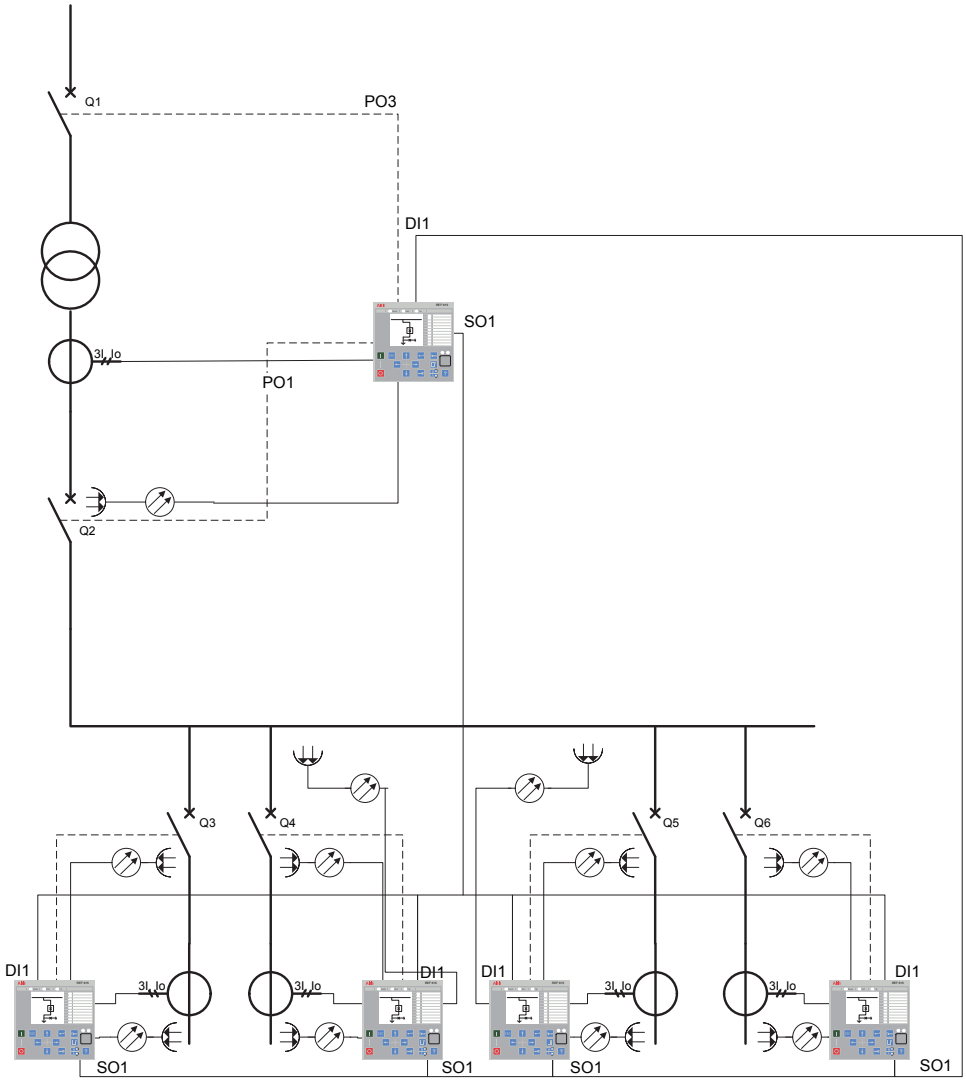


Figure 383: Protection contre les arcs électriques avec plusieurs relais de protection et sortie normales

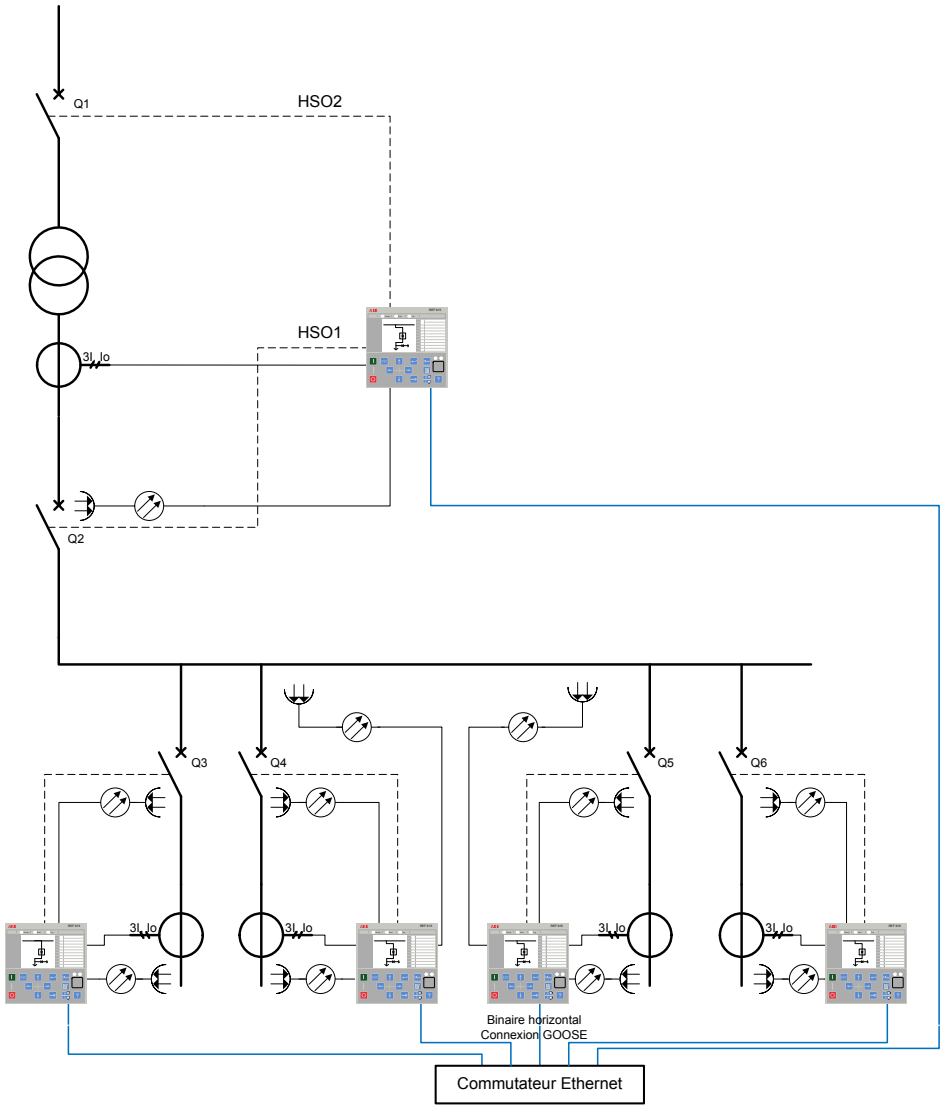


Figure 384: Protection contre les arcs électriques avec plusieurs relais de protection, sortie haute vitesse et GOOSE

Protection contre les arcs électriques avec plusieurs relais de protection et un système distinct de protection contre les arcs

Lors de la réalisation d'une protection contre les arcs électriques avec à la fois des relais de protection et un système distinct de protection contre les arcs, les extrémités de câble des départs sont protégées par des relais de protection en utilisant un capteur optique pour chaque relais. Le jeu de barres et l'arrivée sont protégés par la boucle de capteurs du système distinct de protection contre les arcs électriques. Avec une détection d'arc électrique au niveau des extrémités de câble, un relais de protection déclenche le disjoncteur du départ. Toutefois, lors de la détection d'un arc électrique

sur le jeu de barres, le système distinct de protection contre les arcs déclenche le disjoncteur de l'arrivée et génère un signal de déclenchement externe vers tous les relais de protection assurant la protection des départs, ce qui entraîne alors le déclenchement de tous les disjoncteurs des départs.

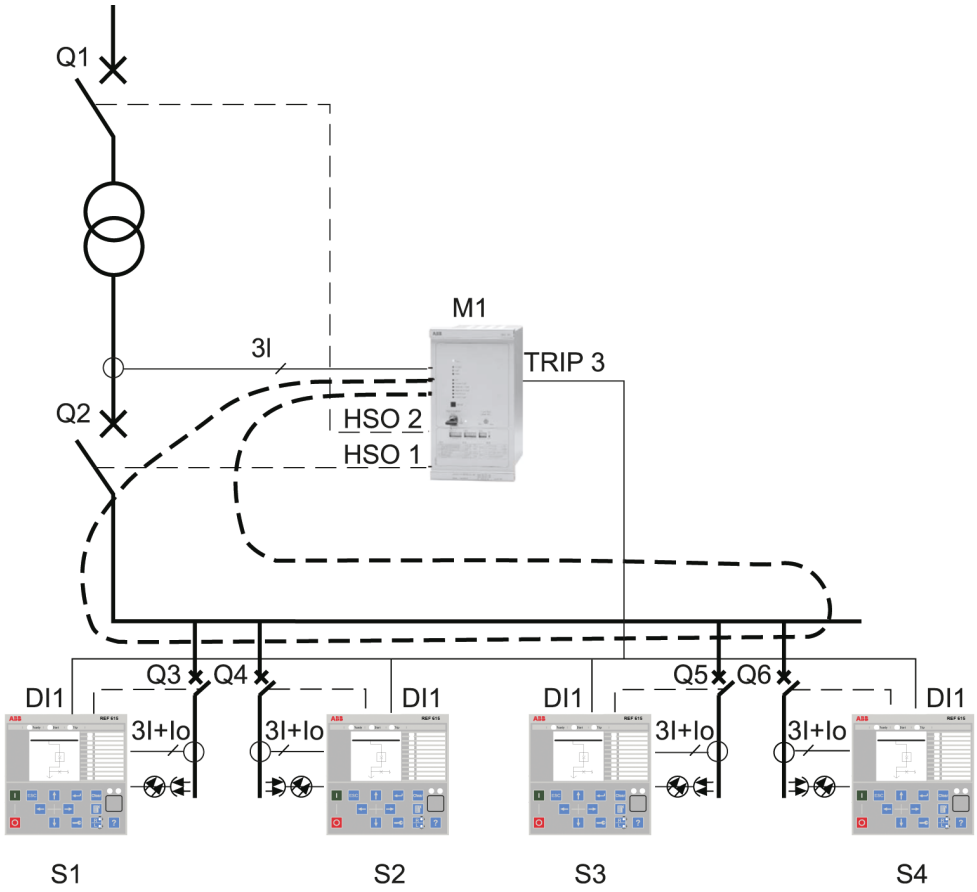


Figure 385: Protection contre les arcs électriques avec plusieurs relais de protection et un système distinct de protection contre les arcs

4.9.6 Signaux

Tableau 714: Signaux d'entrée ARCSARC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
Io	SIGNAL	0	Courant résiduel
Suite du tableau à la page suivante			

Nom	Type	Par défaut	Description
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloquer le signal pour toutes les sorties binaires
REM_FLT_ARC	BOOLÉEN	0 = Faux	Arc de défaut distant détecté
OPR_MODE	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée de mode de fonctionnement

Tableau 715: Signaux de sortie ARCSARC

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
ARC_FLT_DET	BOOLÉEN	Arc de défaut détecté = sortie du signal de lumière

4.9.7 Paramètres

Tableau 716: Paramètres de groupe ARCSARC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Seuil phase	0,50 à 40,00	xIn	0,01	2,50	Courant de phase de fonctionnement
Seuil	0,05 à 8,00	xIn	0,01	0,20	Courant résiduel de fonctionnement
Mode de fonctionnement	1 = Lumière + courant 2 = Lumière uniquement 3 = Contrôle BI			1 = Lumière + courant	Mode de fonctionnement

Tableau 717: Paramètres de non-groupe ARCSARC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement

4.9.8 Données surveillées

Tableau 718: Données surveillées ARCSARC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
ARCSARC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.9.9 Données techniques

Tableau 719: ARCSARC - Données techniques

Caractéristique		Valeur		
Précision de déclenchement		±3% de la valeur de consigne ou ±0,01 × I_n		
Temps de fonctionnement		Minimum	Standard	Maximum
	Mode de fonctionnement = "Lumière+courant"[1)2)]	9 ms[3)] 4 ms[4)]	12 ms [3)] 6 ms[4)]	15 ms [3)] 9 ms[4)]
	Mode de fonctionnement = "Lumière uniquement"[2)]	9 ms[3)] 4 ms[4)]	10 ms[3)] 6 ms[4)]	12 ms[3)] 7 ms[4)]
Temps de réinitialisation		Généralement 40 ms[3)] <55 ms[4)]		
Taux de réinitialisation		Généralement 0,96		

1) *Valeur départ phase* = 1,0 × I_n, courant avant défaut = 2,0 × *Valeur départ phase*, f_n = 50 Hz, défaut avec fréquence nominale, résultats basés sur la répartition statistique de 200 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie à pouvoir de coupure élevé
3) Sortie de puissance normale
4) Sortie ultra rapide

4.9.10 Historique de révision technique

Tableau 720: Historique de révision technique ARCSARC

Révision technique	Modifier
B	Amélioration interne.

4.10 Supervision du démarrage du moteur STTPMSU

4.10.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Surveillance du démarrage du moteur	STTPMSU	Is2t n<	49,66,48,51LR

4.10.2 Bloc fonctionnel

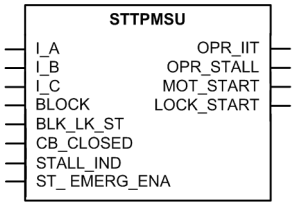


Figure 386: Bloc fonctionnel

4.10.3 Fonctionnalité

La fonction de supervision de démarrage du moteur STTPMSU est conçue pour protéger le moteur contre des conditions de temps de démarrage excessif et de rotor verrouillé, pendant le démarrage. Pour obtenir un fonctionnement correct et fiable, la contrainte thermique pendant le démarrage du moteur est maintenue dans le cadre des limites autorisées.

Le démarrage du moteur est supervisé par la surveillance de la magnitude TRMS de tous les courants de phase ou par la surveillance de l'état du disjoncteur connecté au moteur.

Pendant la période de démarrage du moteur, STTPMSU calcule l'intégralité de la valeur I^2t . Si la valeur calculée dépasse la valeur établie, le signal de fonctionnement est activé.

STTPMSU est en mesure de vérifier si le rotor du moteur est verrouillé, à l'aide du commutateur de vitesse, ce qui signifie qu'il vérifie si le rotor est en mesure de tourner ou non. Cette fonctionnalité fonctionne au bout d'un temps de fonctionnement prédéfini.

STTPMSU protège également le moteur contre un nombre excessif de démarrages. En cas de dépassement du nombre spécifié de démarrages dans un temps donné, STTPMSU bloque tout démarrage supplémentaire. Le redémarrage du moteur est également empêché après chaque démarrage et le demeure pendant une durée définie. Lorsque le verrouillage du démarrage du moteur est activé, STTPMSU indique le temps restant jusqu'au redémarrage du moteur.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si nécessaire, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur ou la fonction elle-même.

4.10.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondants sont « On » et « Off ».

Le fonctionnement de STTPMSU peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

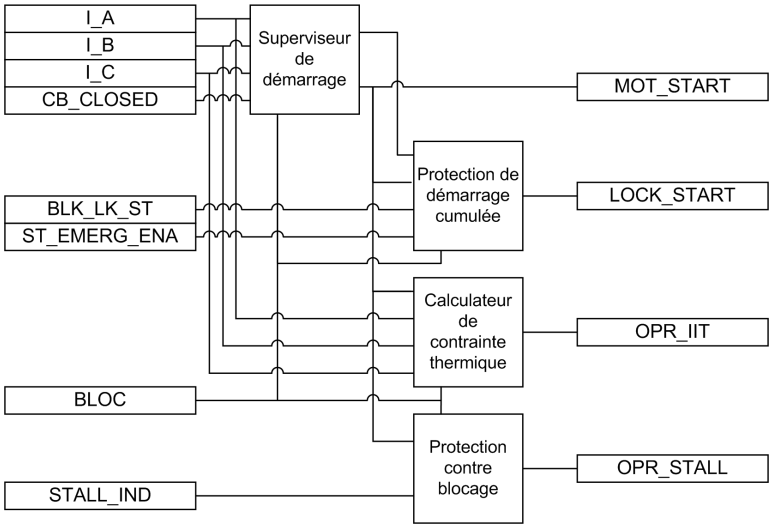


Figure 387: Schéma du module fonctionnel

Contrôleur du démarrage

Ce module détecte le démarrage du moteur. Les conditions de démarrage et de calage du moteur sont détectées dans quatre modes de fonctionnement différents. Le démarrage est réalisé avec le paramètre *Operation mode*.

Lorsque le paramètre *Operation mode* est utilisé en mode « IIt », la fonction calcule la valeur de la contrainte thermique du moteur pendant la condition de démarrage. Dans ce mode, la condition de démarrage est détectée par la surveillance des courants TRMS.

Le paramètre *Operation mode* en mode « IIt, CB » permet à la fonction de calculer la valeur de la contrainte thermique lorsqu'un démarrage est surveillé en plus de l'entrée `CB_CLOSED`.

Dans le mode « IIt & stall », la fonction calcule la contrainte thermique du moteur pendant la condition de démarrage. La condition de démarrage est détectée par la surveillance des courants TRMS.

Dans le mode « IIt & stall, CB », la fonction calcule la contrainte thermique du moteur pendant la condition de démarrage mais la condition de démarrage est détectée en surveillant le courant TRMS ainsi que l'état du disjoncteur.

Dans les modes « IIt & stall » et « IIt & stall, CB », la fonction vérifie également le calage du moteur en surveillant le commutateur de vitesse.

Lorsque la valeur du courant mesuré est utilisée pour la surveillance du démarrage en mode « IIt » et « IIt & stall », le module reconnaît initialement l'état hors tension du moteur lorsque les valeurs des trois courants de phase sont inférieures au paramètre

Motor standstill A pendant plus de 100 millisecondes. Si l'un des courants de phase de la condition de hors tension atteint une valeur égale ou supérieure au paramètre *Motor standstill A*, le signal de sortie MOT_START est activé, indiquant que le démarrage du moteur est en cours. La sortie MOT_START reste active jusqu'à ce que les valeurs des trois courants de phase tombent en dessous de 90 % de la valeur définie du paramèter *Start detection A* et restent en dessous de ce niveau pendant un temps de *Str over delay time*, c'est-à-dire jusqu'à ce que la situation de démarrage soit terminée.

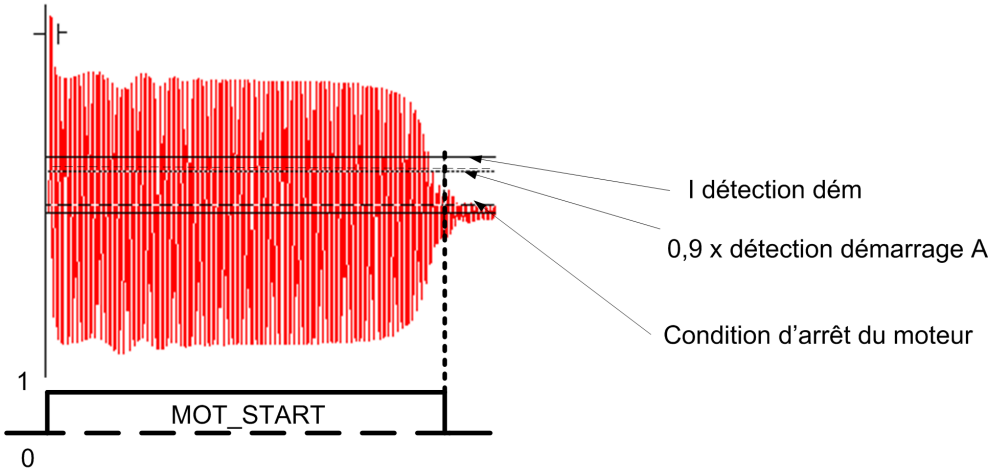


Figure 388: Fonctionnalité du contrôle du démarrage en mode « IIt » et « IIt&stall »

Dans le cas des modes « IIt, CB » ou « IIt & stall, CB », la fonction reconnaît initialement l'état hors tension du moteur lorsque la valeur des trois courants de phase est inférieure à la valeur du paramètre *Motor standstill A* pendant 100 millisecondes. Le début du démarrage du moteur est reconnu lorsque le CB est enclenché, c'est-à-dire lorsque l'entrée CB_CLOSED est activée et qu'au moins une valeur de courant de phase dépasse le paramètre *Motor standstill A*.

Ces deux événements ne se produisent pas au même moment, c'est-à-dire que le contact principal du disjoncteur est enclenché en premier, auquel cas la valeur du courant de phase dépasse 0,1 par unité et, après un certain retard, le contact auxiliaire du disjoncteur donne les informations de l'entrée CB_CLOSED. Dans certains cas, l'entrée CB_CLOSED peut être active, mais la valeur du courant ne peut pas être supérieure à la valeur du paramètre *Motor standstill A*. Pour permettre les deux possibilités, un intervalle de temps de 200 millisecondes est prévu pour le courant et l'entrée CB_CLOSED. Si les deux événements se produisent pendant ce laps de temps, le démarrage du moteur est reconnu.

Le démarrage du moteur se termine soit dans les limites de la valeur du paramètre *Str over delay time* à partir du début du démarrage ou l'ouverture du disjoncteur, soit lorsque l'entrée CB_CLOSED est désactivée. Le fonctionnement du signal de sortie MOT_START dans ce mode de fonctionnement est illustré par l'illustration 389.

Ce mode de disjoncteur peut être utilisé dans les moteurs à démarrage progressif ou à bagues collectrices pour la protection contre un courant de démarrage important, c'est-à-dire un problème au démarrage, etc.

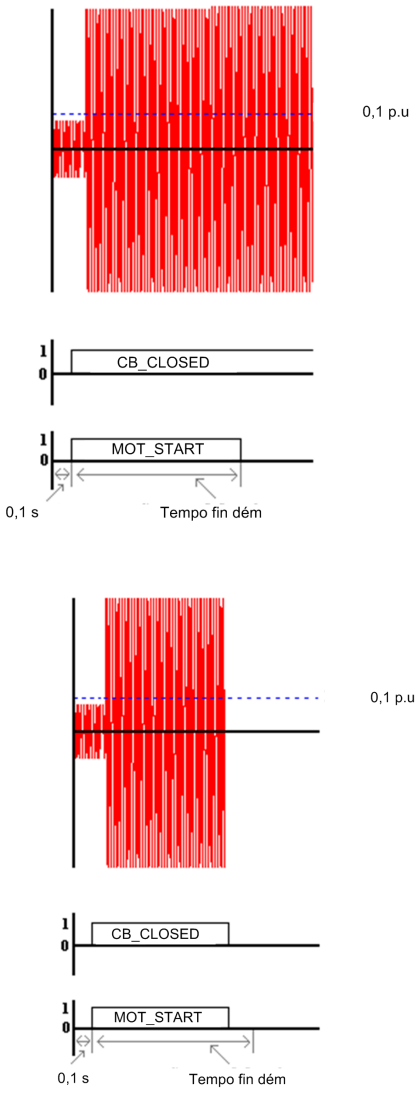


Figure 389: Fonctionnalité du contrôle du démarrage en mode « IIt, CB » et en mode « IIt and stall, CB »

Le paramètre *Str over delay time* a des fonctions différentes selon les modes de fonctionnement.

- Dans les modes « IIt » ou « IIt & stall », le but de ce paramètre est de vérifier la fin de la période de démarrage du moteur. Le but de ce paramètre de la temporisation est de permettre de courtes interruptions du courant sans modifier

l'état de la sortie MOT_START. Dans ce mode de fonctionnement, la valeur du paramètre est de l'ordre de 100 millisecondes environ.

- Dans les modes « IIt, CB » ou « IIt & stall, CB », le but de ce paramètre est de vérifier la durée de vie du système de protection après que l'entrée CB_CLOSED a été activée. La fin de la période de démarrage ne peut pas être jugée sur la base des valeurs des courants de phase. Ainsi, dans ce mode de fonctionnement, la valeur du paramètre de la temporisation peut même être aussi élevée que dans la plage des secondes, par exemple environ 30 secondes.

L'activation du signal de l'entrée BLOCK désactive la sortie MOT_START.

Calculateur de contraintes thermiques

En raison des fortes pointes de courant pendant la période de démarrage, une contrainte thermique est imposée au rotor. Avec une circulation d'air réduite dans la ventilation du rotor avant qu'il n'atteigne sa pleine vitesse, la situation devient encore pire. Par conséquent, un démarrage long provoque un échauffement rapide du rotor.

Ce module calcule la contrainte thermique développée dans le moteur pendant le démarrage. La chaleur développée au cours du démarrage peut être calculée à l'aide de l'équation.

$$W = R_s \int_0^t i_s^2(t)\,dt$$

(Équation 143)

R_s résistance combinée du rotor et du stator

i_s courant de démarrage du moteur

t temps de démarrage du moteur

Cette équation est normalement représentée comme l'intégrale de I²t. C'est une méthode couramment utilisée dans les relais de protection pour protéger le moteur contre les contraintes thermiques au démarrage. L'avantage de cette méthode par rapport à la protection traditionnelle à maximum de courant à temps défini est que lorsque le moteur est démarré avec une tension réduite comme dans la méthode de démarrage étoile-triangle, le courant de démarrage est plus faible. Cela permet de prolonger le temps de démarrage du moteur puisque le module surveille l'intégrale de l'I²t.

Le module calcule en permanence la chaleur accumulée et la compare à la valeur limite obtenue à partir du produit du carré des valeurs des paramètres *Motor start-up A* et *Motor start-up time*. Lorsque la valeur calculée de la contrainte thermique dépasse cette limite, la sortie OPR_IIT est activée.

Le module mesure également le temps START_TIME requis par le moteur pour atteindre la vitesse nominale et la contrainte thermique relative IIT_RL. Les valeurs sont disponibles dans l'affichage des données surveillées.

L'activation du signal d'entrée BLOCK réinitialise le calculateur de contrainte thermique et désactive la sortie OPR_IIT.

Protection contre le calage

Ce module n'est activé que lorsque la valeur du paramètre *Operation mode* sélectionnée est « IIt & stall » ou « IIt & stall, CB ».

Le courant de démarrage est spécifique à chaque moteur et dépend de la méthode de démarrage utilisée, telle que la mise en ligne directe, l'autotransformateur et l'insertion de la résistance du rotor. Le temps de démarrage dépend de la charge connectée au moteur.

Sur la base des caractéristiques du moteur fournies par le fabricant, ce module est nécessaire si le temps de calage est inférieur ou trop proche du temps de démarrage. Dans ce cas, un commutateur de vitesse doit être utilisé pour indiquer si un moteur accélère ou non au démarrage.

À l'arrêt du moteur, l'entrée STALL_IND est active. Elle indique que le rotor ne tourne pas. Lorsque le moteur est démarré, à un certain régime, la désactivation de l'entrée STALL_IND par le commutateur de vitesse indique que le rotor est en rotation. Si l'entrée n'est pas désactivée pendant la durée du paramètre *Lock rotor time*, la sortie OPR_STALL est activée.

Le module calcule la durée du moteur en condition de calage, la sortie STALL_RL indiquant le rapport de pourcentage de la situation de démarrage et la valeur définie de *Lock rotor time*. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

L'activation du signal de l'entrée BLOCK réinitialise le temps de fonctionnement et désactive la sortie OPR_STALL.

Protection cumulée au démarrage

Ce module protège le moteur contre un nombre excessif de démarrages.

Chaque fois que le moteur est démarré, la dernière valeur de START_TIME est ajoutée à la valeur existante de T_ST_CNT et le temps de démarrage cumulé actualisé est disponible à T_ST_CNT. Si la valeur de T_ST_CNT est supérieure à la valeur de *Cumulative time Lim*, la sortie LOCK_START est activée et la condition de verrouillage pour le redémarrage du moteur est activée pendant le temps où la sortie est active. La sortie LOCK_START reste élevée jusqu'à ce que la valeur de T_ST_CNT soit inférieure à la valeur de *Cumulative time Lim*. Le compteur de temps de démarrage diminue au rythme de la valeur de *Counter Red rate*.

La sortie LOCK_START est activée au début de MOT_START. La sortie reste active pendant une période de *Restart inhibit time*.

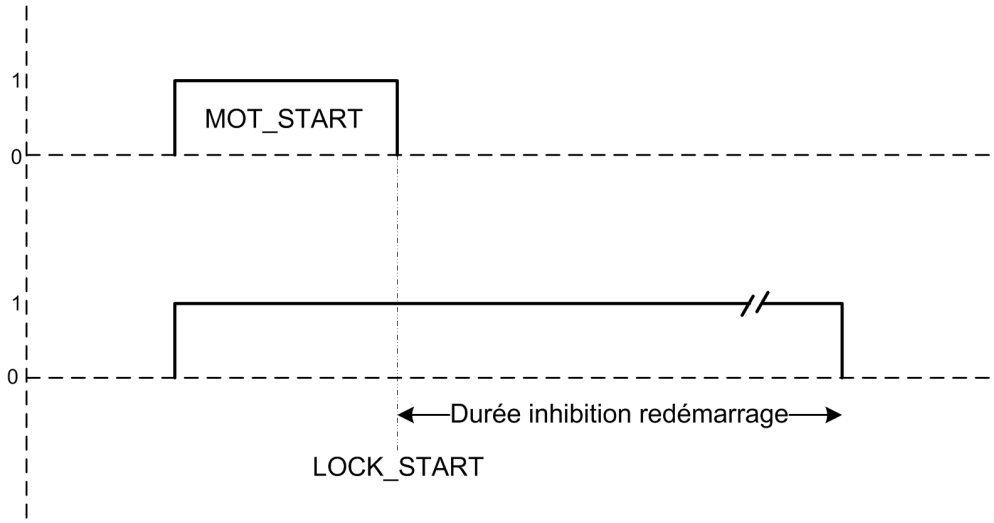


Figure 390: Temporisation pour le démarrage cumulé

Ce module protège également le moteur contre les démarrages consécutifs. Lorsque la sortie LOCK_START est active, T_RST_ENA indique le temps envisageable du prochain redémarrage. La valeur de T_RST_ENA est calculée par la différence entre *Restart inhibit time* et le temps écoulé depuis l'instant où LOCK_START est activée.

Lorsque le démarrage d'urgence ST_EMERG_ENA est réglé à un niveau élevé, la valeur du compteur de temps de démarrage cumulé est réglée sur *Cumulative time Lim* - 60 s *Emg start Red rate*. Cela désactive LOCK_START et rend à son tour possible le redémarrage du moteur.

Ce module calcule également le nombre total de démarrages effectués, START_CNT. La valeur peut être réinitialisée à partir du menu Clear.

L'ancienne valeur du compteur *Number of motor start-ups occurred* (START_CNT) peut être utilisée en écrivant la valeur dans le paramètre *Ini start up counter* et en réinitialisant la valeur via le menu Clear à partir de IHMW ou IHML.

Les valeurs calculées de T_RST_ENA, T_ST_CNT and START_CNT sont disponibles dans l'affichage des données surveillées.

L'activation du signal d'entrée BLK_LK_ST désactive la sortie LOCK_START. L'activation du signal d'entrée BLOCK réinitialise le module de compteur de démarrage cumulé.

4.10.5 Application

Lorsqu'un moteur est mis en marche, il absorbe un courant bien supérieur à la charge totale assignée du moteur pendant toute la période nécessaire pour que le moteur fonctionne jusqu'à la vitesse assignée. Le courant de démarrage du moteur diminue à

mesure que la vitesse du moteur augmente et la valeur du courant reste proche de la valeur de blocage du rotor pendant la majeure partie de la période d'accélération.

La méthode de démarrage à pleine tension, ou méthode de démarrage direct sur le réseau, fait partie des nombreuses méthodes utilisées pour le démarrage du moteur à induction. S'il y a une contrainte électrique ou mécanique, cette méthode de démarrage n'est pas appropriée. Le démarrage à pleine tension produit le couple de démarrage le plus élevé. Un couple de démarrage élevé est généralement nécessaire pour démarrer une charge à haute inertie afin de limiter le temps d'accélération. Dans le cadre de cette méthode, la pleine tension est appliquée au moteur lorsque l'interrupteur est en position « On ». Cette méthode de démarrage entraîne une importante surintensité initiale, qui est généralement de quatre à huit fois celle du courant à pleine charge absorbé par le moteur. Si un démarreur étoile-triangle est utilisé, la valeur du courant de ligne ne sera que d'environ un tiers du courant de démarrage direct sur le réseau.

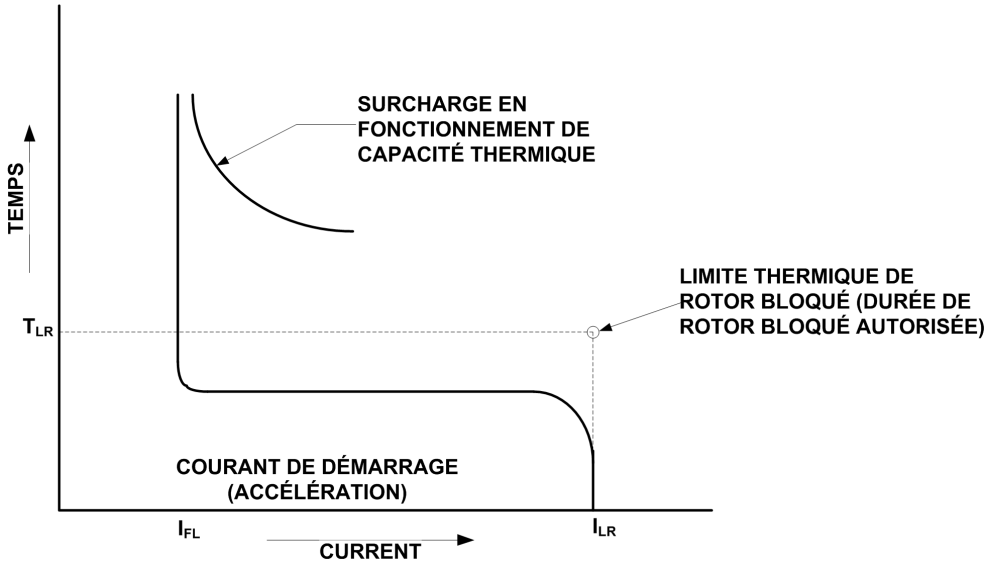


Figure 391: Courbes typiques de démarrage et de capacité du moteur

La surveillance du démarrage d'un moteur est une fonction importante en raison de la contrainte thermique plus élevée qui se développe lors du démarrage. Lors du démarrage, la surintensité impose une contrainte thermique au rotor. Ceci est exagéré à mesure que le débit d'air de refroidissement diminue car les ventilateurs ne tournent pas à leur pleine vitesse. De plus, la différence de vitesse entre le champ magnétique rotatif et le rotor au cours du démarrage induit une grande amplitude de courant de glissement dans le rotor à des fréquences plus élevées que lorsque le moteur est à pleine vitesse. L'effet pelliculaire est plus fort à des fréquences plus élevées et tous ces facteurs augmentent les pertes et la chaleur générée. Cette situation est pire lorsque le rotor est bloqué.

Le courant de démarrage pour les moteurs à bagues est inférieur au courant de pleine charge et il est donc conseillé d'utiliser le disjoncteur en position fermée pour indiquer le démarrage pour ce type de moteurs.

Les temps de démarrage varient en fonction de la conception du moteur et des caractéristiques du couple de charge. Ils peuvent varier de moins de deux secondes à plus de 60 secondes. Le temps de démarrage est déterminé pour chaque application.

Lorsque le temps de calage admissible est inférieur au temps de démarrage du moteur, la protection contre le calage est utilisée et la valeur du paramétrage du temporisateur doit être légèrement inférieure au temps de calage admissible. Le commutateur de vitesse sur l'arbre du moteur doit être utilisé pour détecter si le moteur commence à accélérer ou non. Cependant, si le temps de calage sécurisé est plus long que le temps de démarrage du moteur, le commutateur de vitesse n'est pas nécessaire.

L'incapacité d'un moteur à accélérer ou à atteindre sa pleine vitesse nominale dans un délai acceptable lorsque le stator est sous tension est causée par plusieurs types de conditions anormales, y compris une défaillance mécanique du moteur ou de la charge de roulement, une faible tension d'alimentation, un circuit ouvert dans une phase d'une alimentation triphasée ou une tension de démarrage trop élevée. Toutes ces conditions anormales entraînent une surchauffe.

Les démarrages répétés augmentent la température à une valeur élevée dans les enroulements du stator ou du rotor, ou les deux, à moins qu'un temps suffisant ne soit accordé au refroidissement du moteur. Pour assurer un fonctionnement sûr, il est nécessaire de prévoir un intervalle de temps fixe entre les démarrages ou de limiter le nombre de démarrages dans une période donnée. C'est pourquoi les fabricants de moteurs ont des restrictions sur le nombre de démarrages autorisés dans un intervalle de temps défini. Cette fonction n'autorise pas le démarrage du moteur si le nombre de démarrages dépasse le niveau défini dans le registre qui les calcule. Cela permet de s'assurer que les effets thermiques sur le moteur pour des démarrages consécutifs restent dans les limites autorisées.

Par exemple, le fabricant du moteur peut indiquer que trois démarrages au maximum sont autorisés dans un délai de 4 heures et que la durée de la situation de démarrage est de 60 secondes. En déclenchant trois démarrages successifs, on atteint la situation illustrée. Par conséquent, la valeur du registre s'élève à un total de 180 secondes. Juste après le troisième démarrage, le verrouillage de la sortie de démarrage du moteur est activé et le quatrième démarrage ne sera pas autorisé, à condition que la limite de temps ait été fixée à 121 secondes.

De plus, un maximum de trois démarrages en 4 heures signifie que la valeur du registre devrait atteindre la limite du compteur de temps de démarrage fixée dans les 4 heures pour permettre un nouveau démarrage. En conséquence, la réduction du compteur de temps de démarrage devrait être de 60 secondes en 4 heures et devrait donc être fixée à 60 s / 4 h = 15 s / h.

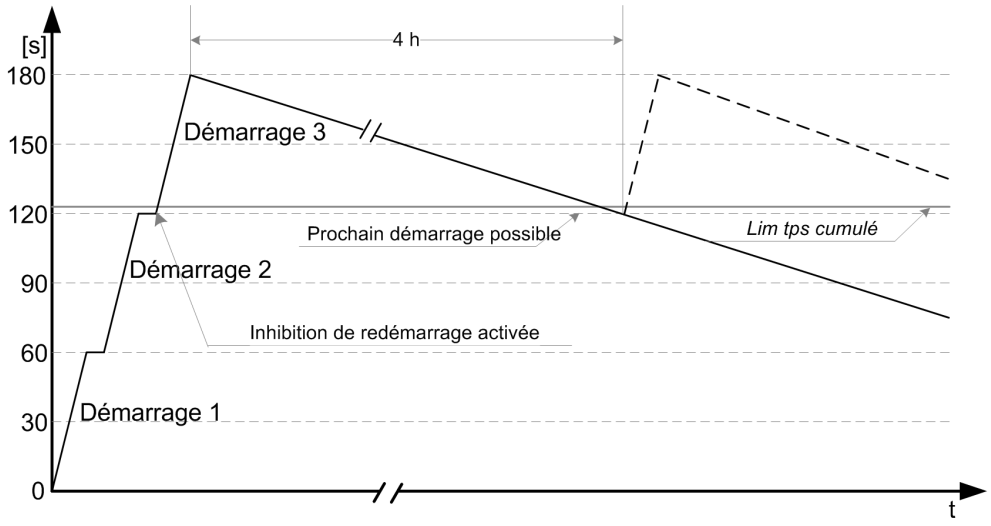


Figure 392: Courbes typiques de démarrage et de capacité du moteur

Réglage du paramètre *Cumulative time Lim*

Cumulative time Lim est calculé par

$$\sum t_{si} = (n-1) \times t + marge$$

(Équation 144)

n	le nombre maximal de démarrages de moteur autorisé spécifié
t	temps de démarrage du moteur (en secondes)
marge	marge de sécurité (~10...20 %)

Réglage du paramètre *Counter Red rate*

Counter Red rate est calculé par

$$\Delta \sum t_s = \frac{t}{t_{reset}}$$

(Équation 145)

t	temps de démarrage du moteur en secondes
t_{reset}	durée pendant laquelle le nombre maximal de démarrages du moteur indiqué par le constructeur peut être effectué ; durée en heures

4.10.6 Signaux

Tableau 721: Signaux d'entrée STTPMSU

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloc fonctionnel
BLK_LK_ST	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloque la condition de verrouillage pour le redémarrage du moteur
CB_CLOSED	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée indiquant l'état du disjoncteur du moteur
STALL_IND	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal d'entrée pour indiquer que le moteur n'est pas bloqué
ST_EMERG_ENA	BOOLÉEN	0 = Faux	Activation du démarrage d'urgence pour désactiver le blocage de démarrage du moteur

Tableau 722: Signaux de sortie STTPMSU

Nom	Type	Description
OPR_IIT	BOOLÉEN	Signal de fonctionnement/déclenchement en cas de contrainte thermique.
OPR_STALL	BOOLÉEN	Signal de fonctionnement/déclenchement pour protection contre le calage.
MOT_START	BOOLÉEN	Signal indiquant que le démarrage du moteur est en cours
LOCK_START	BOOLÉEN	Condition de verrouillage pour le redémarrage du moteur.

4.10.7 Paramètres

Tableau 723: Paramètres de groupe STTPMSU (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
I dém moteur	1,0...10,0	xIn	0,1	2,0	Courant de démarrage du moteur
Tps dém moteur	1...80	s	1	5	Temps de démarrage du moteur
Temps blocage rotor	2...120	s	1	10	Temps de calage autorisé
Tempo fin dém	0...60000	ms	1	100	Temporisation de vérification de la fin de la période de démarrage du moteur

Tableau 724: Paramètres de groupe STTPMSU (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
I détection dém	0,1...10,0	xIn	0,1	1,5	Valeur de courant pour détecter le démarrage du moteur.

Tableau 725: Paramètres de non-groupe STTPMSU (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Mode de fonctionnement	1 = IIt 2 = IIt, disj 3 = IIt + calage 4 = IIt + calage, disj			1 = IIt	Mode de fonctionnement du démarrage du moteur
Tx réduc compteur	2,0...250,0	s/h	0,1	60,0	Taux de réduction du compteur de temps de démarrage
Lim tps cumulé	1...500	s	1	10	Limite d'inhibition de redémarrage basée sur le temps cumulé
Tx réduc dém urg	0,00...100,00	%	0,01	20,00	Facteur de réduction du temps de démarrage lorsque le démarrage d'urgence est activé
Tps inhibition redémarrage	0...250	min	1	30	Temporisation entre les démarrages consécutifs
Ini compteur dém	0...999999		1	0	Valeur initiale pour le compteur START_CNT

Tableau 726: Paramètres de non-groupe STTPMSU (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Cond I arrêt moteur	0,05...0,20	xIn	0,01	0,12	Limite de courant pour vérifier la condition d'arrêt du moteur

4.10.8 Données surveillées

Tableau 727: Données surveillées STTPMSU

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_CNT	INT32	0...999999		Nombre de démarrages moteur effectués
START_TIME	FLOAT32	0,0 à 999,9	Hz	Dernière durée de démarrage moteur mesurée, en secondes
T_ST_CNT	FLOAT32	0,0 à 99999,9	Hz	Durée cumulée de démarrage, en secondes
T_RST_ENA	INT32	0...999	min	Temps restant jusqu'au redémarrage si le blocage de démarrage est activé, en minutes
Suite du tableau à la page suivante				

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
IIT_RL	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Contrainte thermique relative pour définir la contrainte thermique maximale
STALL_RL	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Durée de démarrage relative à la durée de fonctionnement pour condition de blocage
STTPMSU	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.10.9 Données techniques

Tableau 728: STTPMSU - Données techniques

Caractéristique		Valeur		
Précision de déclenchement		En fonction de la fréquence du courant mesuré : f_n ±2 Hz		
		± 1,5 % de la valeur définie ou ± 0,002 × I_n		
Temps de démarrage[1)2)]	$I_{Défaut}$ = 1,1 × valeur *Start detection A* (I détection dém) définie	Minimum	Standard	Maximum
		27 ms	30 ms	34 ms
Précision du temps de fonctionnement		±1.0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms		
Taux de réinitialisation		Généralement 0,90		

1) Courant avant = 0,0 × I_n ; f_n = 50 Hz, surintensité au niveau d'une phase, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie du signal

4.10.10 Historique de révision technique

Tableau 729: Historique de révision technique STTPMSU

Révision technique	Modification
B	Amélioration interne
C	Paramètre ajouté *Ini start up counter*.

4.11 Protection multifonction MAPGAPC

4.11.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection multifonction	MAPGAPC	MAP	MAP

4.11.2 Bloc fonctionnel

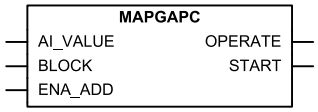


Figure 393: Bloc fonctionnel

4.11.3 Fonctionnalité

La fonction de protection multifonction MAPGAPC est utilisée en tant que protection générale avec de nombreux domaines d'application possibles, car elle possède des fonctionnalités de mesure et de réglage flexibles. Cette fonction peut être utilisée en tant que sous-protection ou surprotection avec une limite d'hystérésis absolue réglable. La fonction s'exécute avec la caractéristique de temps défini (DT).

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si nécessaire, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur défini ou la fonction elle-même.

4.11.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs du paramètre correspondant sont « On » et « Off ».

Le fonctionnement de la fonction MAPGAPC peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

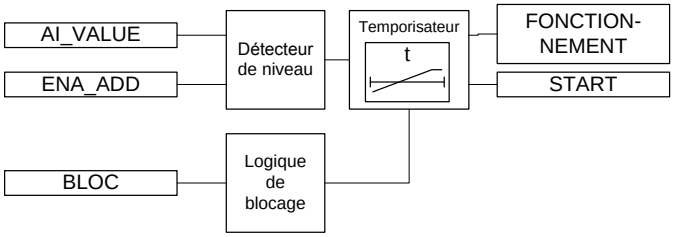


Figure 394: Schéma du module fonctionnel

Détecteur de niveau

Le détecteur de niveau compare la valeur AI_VALUE au paramètre *Start value*. Le paramètre *Operation mode* définit la direction du détecteur de niveau.

Tableau 730: Type de Operation mode

Mode de fonctionnement	Description
« Under »	Si le signal d'entrée AI_VALUE est inférieur à la valeur définie du paramètre "Start value", le détecteur de niveau active le module temporisateur.
« Over »	Si le signal d'entrée AI_VALUE est supérieur à la valeur définie du paramètre *Start value*, le détecteur de niveau active le module temporisateur.

Le paramètre *Absolute hysteresis* peut être utilisé pour éviter les oscillations indésirables si le signal d'entrée varie légèrement au-dessus ou en dessous du paramètre *Start value*. Après avoir quitté la zone d'hystérésis, la condition de démarrage doit être à nouveau satisfaite et il ne suffit pas que le signal revienne dans la zone d'hystérésis. Si l'entrée ENA_ADD est activée, la valeur seuil du comparateur interne est la somme des paramètres *Start value Add* et *Start value*. La valeur seuil résultante pour le comparateur peut être augmentée ou diminuée en fonction du signe et de la valeur du paramètre *Start value Add*.

Temporisateur

Une fois activé, le temporisateur active la sortie START. La caractéristique du temporisateur se base sur le mode fonctionnement défini (DT). Lorsque le temporisateur de fonctionnement atteint la valeur définie par le paramètre *Operate delay time* (Temporisation de fonctionnement), la sortie OPERATE est activée. Si la condition de démarrage disparaît avant que le module ne fonctionne, le temporisateur de réinitialisation est activé. Si le temporisateur de réinitialisation atteint la valeur définie par le paramètre *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation), le temporisateur de fonctionnement se réinitialise et la sortie START est désactivée.

Le temporisateur calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR, qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et de la durée de

fonctionnement définie. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée BLOCK et le réglage global **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée BLOCK peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du relais de protection. L'influence de l'activation du signal BLOCK est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé sur la valeur courante, mais la sortie OPERATE (Fonctionnement n'est pas désactivée lorsque le blocage est activé. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (Blocage fonctionnement sortie), la fonction s'exécute normalement mais la sortie OPERATE (Fonctionnement) n'est pas activée.

4.11.5 Application

Le bloc fonctionnel peut être utilisé pour toute protection de signal analogique générale, qu'il s'agisse d'une sous-protection ou d'une surprotection. La plage de paramètre est large et permet d'établir plusieurs programmes de protection pour la fonction. L'hystérésis absolue peut donc être réglée sur une valeur appropriée pour l'application.

Il est possible de réaliser une protection thermique en utilisant les capteurs RTD, à l'aide du bloc fonctionnel. La température mesurée peut être envoyée depuis le capteur RTD vers l'entrée de fonction qui détecte les températures trop élevées dans les paliers ou les bobinages du moteur, par exemple. Lorsque l'entrée ENA_ADD est activée, la valeur seuil du comparateur interne est la somme des paramètres *Start value Add* (Ajout de seuil de démarrage) et *Start value* (Seuil de démarrage). Cela permet d'effectuer une augmentation ou une diminution temporaire du détecteur de niveau en fonction du signe et de la valeur du paramètre *Start value Add* (Ajout de seuil de démarrage), par exemple lorsque le démarrage d'urgence est activé. Si, par exemple, *Start value* (Seuil de démarrage) est de 100, que *Start value Add* (Ajout de seuil de démarrage) est de 20 et que l'entrée ENA_ADD est active, le signal d'entrée doit dépasser 120 avant que MAPGAPC puisse fonctionner.

4.11.6 Signaux

Tableau 731: Signaux d'entrée MAPGAPC

Nom	Type	Par défaut	Description
AI_VALUE	FLOAT32	0,0	Valeur d'entrée analogique
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
ENA_ADD	BOOLÉEN	0 = Faux	Ajout de l'activation démarrage

Tableau 732: Signaux de sortie MAPGAPC

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer

4.11.7 Paramètres

Tableau 733: Paramètres de groupe MAPGAPC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur démarrage	-10000,0...10000,0		0,1	0,0	Valeur démarrage
Start value Add	-100,0...100,0		0,1	0,0	Start value Add
Temporisation de fonctionnement	0...200000	ms	100	0	Temporisation de fonctionnement

Tableau 734: Paramètres de non-groupe MAPGAPC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Mode de fonctionnement	1 = Au-dessus 2 = En dessous			1 = Au-dessus	Mode de fonctionnement

Tableau 735: Paramètres de non-groupe MAPGAPC (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	100	0	Temporisation de réinitialisation
Hystérésis absolue	0,01...100,00		0,01	0,10	Hystérésis absolue pour le fonctionnement

4.11.8 Données surveillées

Tableau 736: Données surveillées MAPGAPC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
MAPGAPC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.11.9 Données techniques

Tableau 737: MAPGAPC - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de déclenchement	±1.0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms

4.12 Protection de la batterie de condensateur

4.12.1 Protection triphasée contre les surcharges pour batteries de condensateurs shunt COLPTOC

4.12.1.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection de surintensité triphasée pour les batteries de condensateurs de dérivation	COLPTOC	3I> 3I<	51C/37

4.12.1.2 Bloc fonctionnel

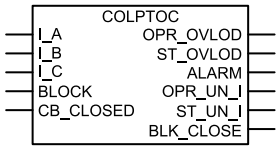


Figure 395: Symbole du bloc fonctionnel

4.12.1.3 Fonctionnalité

La fonction de protection triphasée contre les surcharges pour les batteries de condensateurs shunt COLPTOC fournit une protection monophasée, biphasée et triphasée contre les surcharges provoquées par les courants harmoniques et les surtensions dans les batteries de condensateurs shunt. Le fonctionnement des fonctions de surcharge et d'alarme est basé sur la valeur maximale du courant intégré, qui est proportionnel à la tension traversant le condensateur.

La fonction de surcharge s'exécute avec la caractéristique IDMT et une fonction d'alarme s'exécute avec la caractéristique DT.

COLPTOC fournit une protection à minimum de courant pour détecter toute déconnexion du condensateur. COLPTOC possède une fonction d'inhibition du réenclenchement du disjoncteur pour permettre le déchargement complet du condensateur avant le réenclenchement du disjoncteur suite à son action.

COLPTOC contient une fonctionnalité de blocage. Si nécessaire, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, les temporisateurs ou la fonction elle-même.

4.12.1.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre Operation (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondants sont « On » (activé) et « Off » (désactivé).

Le fonctionnement de COLPTOC peut être décrit à l'aide d'un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

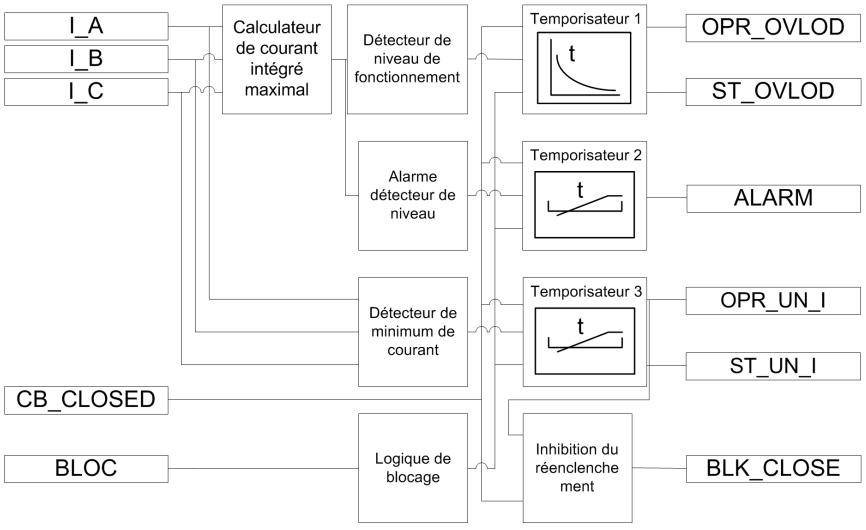


Figure 396: Schéma du module fonctionnel

Calculateur de courant intégré maximal

Le calculateur de courant intégré maximal calcule la valeur de crête du courant intégré (I_PEAK_INT_A, I_PEAK_INT_B et I_PEAK_INT_C) qui est proportionnelle à la tension aux bornes de la capacité. Les valeurs I_PEAK_INT_A, I_PEAK_INT_B et I_PEAK_INT_C sont disponibles dans la vue des données surveillées. La réponse en fréquence du calculateur de courant intégré maximal peut être consultée sur la Figure 397.

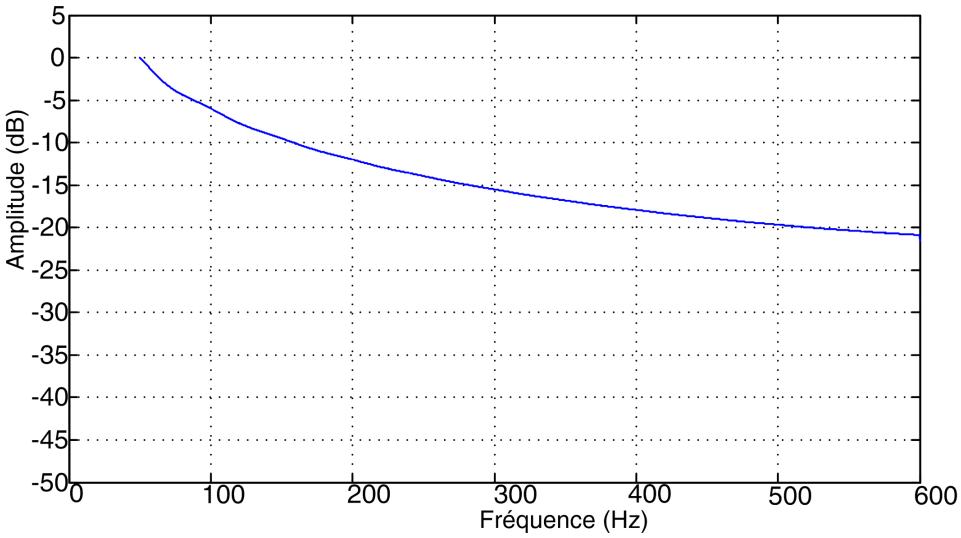


Figure 397: Réponse en fréquence du calculateur de courant intégré maximal

Détecteur de niveau de fonctionnement

Le détecteur de niveau de fonctionnement compare la valeur de I_PEAK_INT_x à *Start value overload* (Seuil démarrage surcharge). Si la phase ou les phases dans lesquelles I_PEAK_INT_x dépasse la valeur du réglage correspondent au réglage *Num of start phases* (Nombre de phases de démarrage), le module de détection de niveau de fonctionnement active le module Temporisateur 1.

Temporisateur 1

Une fois activé, le module Temporisateur 1 active la sortie ST_OVLOD. Le temps de fonctionnement dépend du niveau de surcharge et du paramètre *Time multiplier* (Facteur multiplicateur de temps). Le temps de fonctionnement pour des caractéristiques standard est basé sur les recommandations ANSI/IEEE 37.99 et CEI 60871-1.

Tableau 738: Caractéristiques standard pour la courbe IDMT

Valeur de surcharge	Temps de fonctionnement DEI avec k = 1	Standard
1,10	43200	IEC60871-1
1,15	1800	IEC60871-1
1,20	300	IEC60871-1
1,30	60	ANSI/IEEE37.99, CEI60871-1
1,40	15	ANSI/IEEE37.99
1,70	1	ANSI/IEEE37.99
2,20	0,120	ANSI/IEEE37.99

Le temps de fonctionnement est basé sur la valeur maximale de I_PEAK_INT_A, I_PEAK_INT_B et I_PEAK_INT_C. À partir de la valeur maximale calculée, le temps de fonctionnement entre deux points consécutifs quelconques dans le tableau standard est basé sur une interpolation logarithmique.

Le temps de fonctionnement peut être mis à l'échelle à l'aide du réglage *Time multiplier* (Facteur multiplicateur de temps). La sortie `OPR_OVLOD` est activée si la situation de surcharge dure assez longtemps pour dépasser le temps de fonctionnement.



Le temps de fonctionnement pour le seuil de surcharge de fonctionnement est limité entre 0,1 s et 43200 s (12 heures) si *Time multiplier* est utilisé.

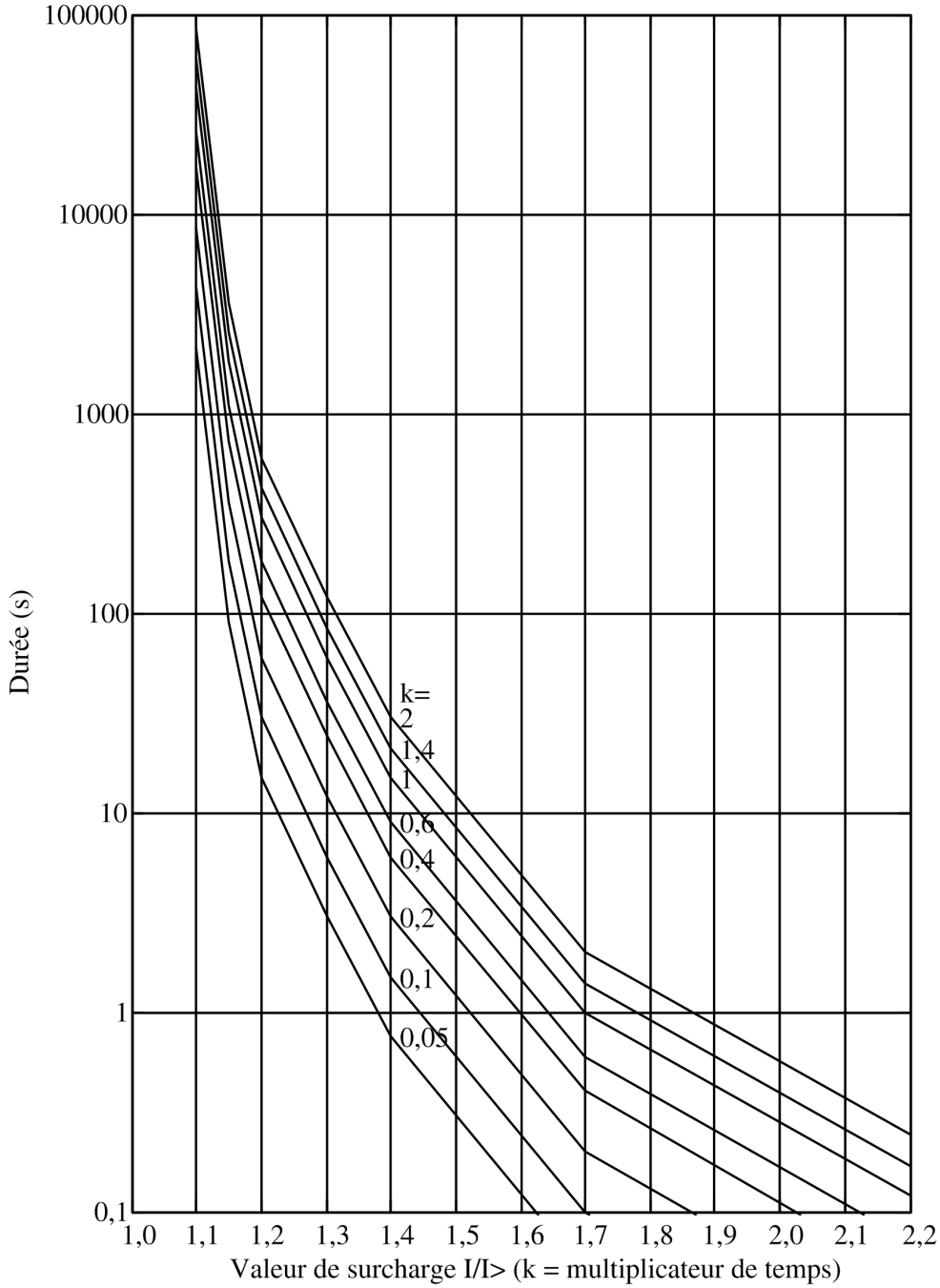


Figure 398: Courbes de caractéristiques inverses pour le seuil de surcharge

Si le courant intégré dépasse de 1,1 fois la valeur du réglage *Start value overload* (Seuil démarrage surcharge) pendant une courte période mais ne se produit pas lorsque le courant diminue dans les limites de *Start value overload*, la sortie `ST_OVLOD` reste active mais le temporisateur de fonctionnement est gelé. Toutefois, si le courant intégré dépasse à nouveau de 1,1 fois la valeur du réglage *Start value overload*, le temporisateur de fonctionnement continue à partir du point d'arrêt. Par conséquent, le temporisateur de fonctionnement est cumulatif. Si le courant intégré

dépasse de 1,1 fois la valeur du réglage *Start value overload* une seule fois et reste dans les limites de *Start value overload* pendant 24 heures, le temporisateur de fonctionnement et la sortie ST_OVLOD sont réinitialisés.

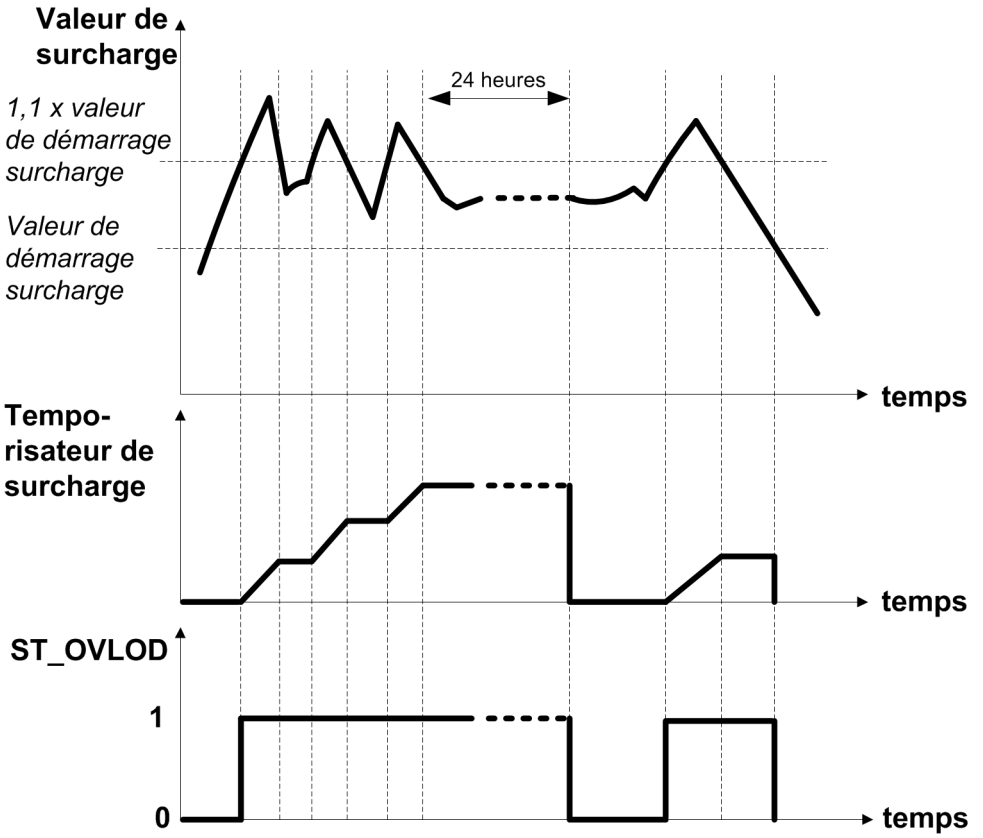


Figure 399: Comportement du temporisateur IDMT et de la sortie ST_OVLOD

La sortie ST_DUR_OVLOD indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et du temps de fonctionnement dans le module Temporisateur 1 et est disponible dans la vue des données surveillées.

Le module Temporisateur 1 se bloque en interne pendant une seconde après la connexion de la batterie de condensateurs en détectant le front montant du signal CB_CLOSED. Le signal CB_CLOSED est réglé sur True lorsque la position du CB est fermée.

Détecteur de niveau d'alarme

Le détecteur de niveau d'alarme compare la valeur de I_PEAK_INT_x à *Alarm start value* (Seuil démarrage alarme). Si la phase ou les phases dans lesquelles I_PEAK_INT_x dépasse la valeur du réglage correspondent au réglage *Num of start phases* (Nombre de phases de démarrage), le module de détection de niveau d'alarme active le module Temporisateur 2.

Le réglage *Num of start phases* est un réglage commun à la fois au détecteur de niveau de fonctionnement et au détecteur de niveau d'alarme.

Temporisateur 2

Les caractéristiques du temporisateur 2 sont conformes au mécanisme de temporisation à temps constant (DT). Lorsque le temporisateur de fonctionnement a atteint la valeur de *Alarm delay time* (Temporisation alarme), la sortie ALARM est activée.

Lorsqu'une situation de chute se produit, le temporisateur est réinitialisé.

Le module Temporisateur 2 se bloque en interne pendant une seconde après la connexion de la batterie de condensateurs en détectant le front montant du signal CB_CLOSED. Le signal CB_CLOSED est réglé sur True lorsque la position du CB est fermée.

Détecteur de minimum de courant

Le module de détection de minimum de courant peut être activé en réglant *Enable under current* (Activation minimum courant) sur "Enable" et désactivé en réglant ce paramètre sur "Disable". Le module de détection de minimum de courant est aussi désactivé lorsque CB_CLOSED est sur FALSE, c'est à dire lorsque le disjoncteur est ouvert.

La composante de fréquence fondamentale des courants de phase est comparée au réglage *Start value Un Cur* (Seuil dém. min. courant). Si tous les courants triphasés sont en dessous de la valeur du réglage *Start value Un Cur*, le module de détection de minimum de courant active le module Temporisateur 3.

Temporisateur 3

Une fois activé, le module Temporisateur 3 active la sortie ST_UN_I. Le fonctionnement est basé sur les caractéristiques DT. Lorsque le temporisateur de fonctionnement a atteint la valeur de *Un Cur delay time* (Temporisation min. courant), la sortie OPR_UN_I est activée.

Si la situation de minimum de courant disparaît, le temporisateur de fonctionnement est réinitialisé. La sortie ST_DUR_UN_I indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage du minimum de courant et du temps de fonctionnement défini dans le module Temporisateur 3 et est disponible dans la vue des données surveillées.

La sortie OPR_UN_I est de type impulsion est reste sur TRUE pendant 150 ms. Après cela, ST_DUR_UN_I et OPR_UN_I sont désactivées et ST_DUR_UN_I est réinitialisée.

Si le signal d'état de disjoncteur fermé n'est pas détecté, la valeur constante TRUE doit être connectée à l'entrée CB_CLOSED pour activer le détecteur de minimum de courant.

Si le signal d'état de disjoncteur n'est pas connecté à l'entrée CB_CLOSED, la sortie OPR_UN_I est activée même si le disjoncteur est ouvert et un minimum de courant et détecté.

Inhibition du réenclenchement

Lorsque la sortie OPR_UN_I devient active ou lorsque l'état de CB_CLOSED passe de TRUE à FALSE, c'est à dire lorsque le disjoncteur s'ouvre, le module d'inhibition du réenclenchement active la sortie BLK_CLOSE.

Si *Enable under current* (Activation minimum courant) est réglé sur "Disable", le fonctionnement de l'inhibition du réenclenchement est uniquement basé sur l'entrée CB_CLOSED.

Le comportement de la sortie BLK_CLOSE dépend du réglage *Reclose inhibit mode* (Mode d'inhibition réenclenchement). Si *Reclose inhibit mode* (Mode inhibition réenclenchement) est réglé sur "Lockout" (Verrouillage), la sortie BLK_CLOSE doit être réinitialisée manuellement via le paramètre du menu d'effacement *COLPTOC inhibit recl*. Si *Reclose inhibit mode* est réglé sur "Non-latched" (Non verrouillé), la sortie BLK_CLOSE se réinitialise à l'expiration de la durée *Reclose inhibit time* (Durée inhibition réenclenchement) définie.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée BLOCK et le réglage global **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée BLOCK peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée de communication horizontale ou un signal interne du programme du IED. L'influence de l'activation du signal BLOCK est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode "Freeze timers" (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé sur la valeur actuelle. En mode "Block all" (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode "Block OPERATE output" (Blocage fonctionnement sortie), COLPTOC s'exécute normalement mais l'activation des sorties OPR_OVLOD et OPR_UN_I n'est pas autorisée.

L’entrée BLOCK ne bloque pas le signal BLK_CLOSE.

4.12.1.5 Application

Le domaine d’application de la fonction de protection triphasée contre les surcharges des batteries de condensateurs shunt est la protection des batteries de condensateurs de puissance dans un but de compensation de la puissance réactive et de filtrage des harmoniques. Les batteries de condensateurs shunt fournissent un chemin à basse impédance vers les courants harmoniques et attirent ainsi les courants harmoniques circulant dans le système. L’augmentation des courants harmoniques génère une contrainte de tension excessive sur la batterie de condensateur. Conformément aux normes, un condensateur à haute tension doit être capable de résister à une surcharge de 10 %. Le chargement au-delà de cette valeur peut endommager la batterie du condensateur, puis le système. Par conséquent, la fonction COLPTOC est spécialement conçue pour la protection contre les surcharges produites par les courants harmoniques et la surtension.

La protection à minimum de courant est utilisée pour déconnecter la batterie du condensateur du reste du système électrique lorsque la tension aux bornes de la batterie du condensateur est trop faible sur une période trop longue. Pour éviter un déclenchement à minimum de courant lorsque la batterie du condensateur est déconnectée du système électrique, la fonctionnalité à minimum de courant est bloquée à l’aide du signal d’état de disjoncteur de la batterie de condensateur.

En outre, la fonction d’inhibition du réenclenchement offre une protection contre la reconnexion d’un condensateur chargé à un réseau opérationnel. Lorsque le disjoncteur de la batterie de condensateur est ouvert, le réenclenchement est inhibé pendant la durée du temps de décharge du condensateur. La fonctionnalité d’inhibition du réenclenchement peut être désactivée manuellement ou automatiquement. En mode manuel, l’inhibition du réenclenchement doit être réinitialisée manuellement, tandis qu’en mode automatique, l’inhibition du réenclenchement se réinitialise automatiquement à l’issue du délai défini.

4.12.1.6 Signaux

Tableau 739: Signaux d'entrée COLPTOC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
CB_CLOSED	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée indiquant l'état du disjoncteur du condensateur

Tableau 740: Signaux de sortie COLPTOC

Nom	Type	Description
OPR_OVLOD	BOOLÉEN	Fonctionnement sur surcharge
OPR_UN_I	BOOLÉEN	Fonctionnement à minimum de courant
ST_OVLOD	BOOLÉEN	Surcharge démarrée
ST_UN_I	BOOLÉEN	Minimum de courant démarré
ALARM	BOOLÉEN	Alarme
BLK_CLOSE	BOOLÉEN	Inhiber le réenclenchement de la batterie de condensateur

4.12.1.7 Paramètres

Tableau 741: Paramètres de groupe COLPTOC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur dém. surcharge	0,30...1,50	xIn	0,01	1,00	Valeur de démarrage pour le seuil de surcharge
Valeur démarrage alarme	80...120	%	1	105	Valeur de démarrage d'alarme (% de surcharge de la valeur de démarrage)
Valeur dém. min. courant	0,10...0,70	xIn	0,01	0,50	Valeur de démarrage pour le fonctionnement à minimum de courant
Facteur multiplicateur de temps	0,05...2,00		0,01	1,00	Multiplicateur de temps pour les courbes de protection de batterie de condensateur
Temporisation alarme	500...6000000	ms	100	300000	Temporisation d'alarme
Durée de temporisation min. courant	100...120000	ms	100	1000	Temporisation pour le fonctionnement à minimum de courant

Tableau 742: Paramètres de groupe COLPTOC (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Tps inhib réenclenchement	1...6000	s	1	1	Temps d'inhibition du réenclenchement

Tableau 743: Paramètres de non-groupe COLPTOC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Mode d'inhibition du réenclenchement	1 = Non verrouillé 3 = Verrouillage			1 = Non verrouillé	Mode d'inhibition du réenclenchement
Nombre de phases de démarrage	1 = 1 sur 3 2 = 2 sur 3 3 = 3 sur 3			1 = 1 sur 3	Nombre de phases requises pour le fonctionnement de l'activation

Tableau 744: Paramètres de non-groupe COLPTOC (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Activer min courant	0 = Désactiver 1 = Activer			1 = Activer	Activer la fonctionnalité à minimum de courant

4.12.1.8 Données surveillées

Tableau 745: Données surveillées COLPTOC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
ST_DUR_OVLOD	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Durée de démarrage pour le seuil de surcharge
ST_DUR_UN_I	FLOAT32	0,00 à 100,00	%	Durée de démarrage pour le fonctionnement à minimum de courant
I_PEAK_INT_A	FLOAT32	0,00 à 40,00		Valeur de crête phase A du courant intégré du condensateur
I_PEAK_INT_B	FLOAT32	0,00 à 40,00		Valeur de crête phase B du courant intégré du condensateur
I_PEAK_INT_C	FLOAT32	0,00 à 40,00		Valeur de crête phase C du courant intégré du condensateur
COLPTOC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.12.1.9 Données techniques

Tableau 746: COLPTOC - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de déclenchement	Suivant la fréquence du courant mesuré : f_n ±2 Hz, et pas d'harmonique
	5 % de la valeur de consigne ou 0,002 × I_n
Temps de déclenchement pour le seuil surcharge[1)2)]	Généralement 75 ms
Temps de déclenchement pour le seuil minimum de courant[2)3)]	Généralement 26 ms
Temps de réinitialisation pour les seuils surcharge et alarme	Généralement 60 ms
Taux de réinitialisation	Généralement 0,96
Suite du tableau à la page suivante	

Caractéristique	Valeur
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant	1 % de la valeur de consigne ou ±20 ms
Précision du temps de déclenchement en mode temps inverse	10 % de la valeur théorique ou ±20 ms
Suppression des harmoniques pour le seuil minimum de courant	DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2,3,4,5,..

1) Courant harmonique avant défaut = 0.5 × I_n, courant défaut harmonique 1.5 × *Seuil de déclenchement*, résultats basés sur la répartition statistique de 1000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie du signal
3) Courant harmonique avant défaut = 1.2 × I_n, courant défaut harmonique 0.8 × *Seuil de déclenchement*, résultats basés sur la répartition statistique de 1000 mesures

4.12.1.10 Historique de révision technique

Tableau 747: Historique de révision technique COLPTOC

Révision technique	Modifier
B	Amélioration interne.

4.12.2 Protection contre les déséquilibres de courant pour batteries de condensateurs shunt CUBPTOC

4.12.2.1 Identification

Tableau 748: Identification de la fonction

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection contre les déséquilibres de courant pour batteries de condensateurs shunt	CUBPTOC	dI>C	51NC-1

4.12.2.2 Bloc fonctionnel

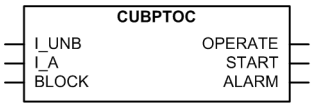


Figure 400: Symbole du bloc fonctionnel

4.12.2.3 Fonctionnalité

La protection contre le déséquilibre de courant pour les batteries de condensateurs shunt CUBPTOC est utilisée pour protéger les batteries de condensateurs connectées

en double étoile contre les défauts internes. CUBPTOC convient à la protection des applications à fusible interne, à fusible externe et sans fusible.

CUBPTOC a deux seuils de fonctionnement : un seuil de fonctionnement et un seuil d'alarme. Dans le seuil de fonctionnement, CUBPTOC démarre lorsque le courant de déséquilibre mesuré dépasse la limite établie. Les caractéristiques de temps de fonctionnement sont soit temps défini (DT), soit temps défini inverse minimum (IDMT). Le seuil de fonctionnement en alarme repose soit sur les caractéristiques DT, soit sur le compteur d'éléments défectueux d'une batterie de condensateur.

CUBPTOC possède une fonctionnalité de blocage. Si nécessaire, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, les temporisateurs ou la fonction elle-même.

4.12.2.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondants sont « On » (activé) et « Off » (désactivé). La protection contre le déséquilibre de courant pour les batteries de condensateur shunt fonctionne en mode de mesure DFT.

Le fonctionnement de la fonction CUBPTOC peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

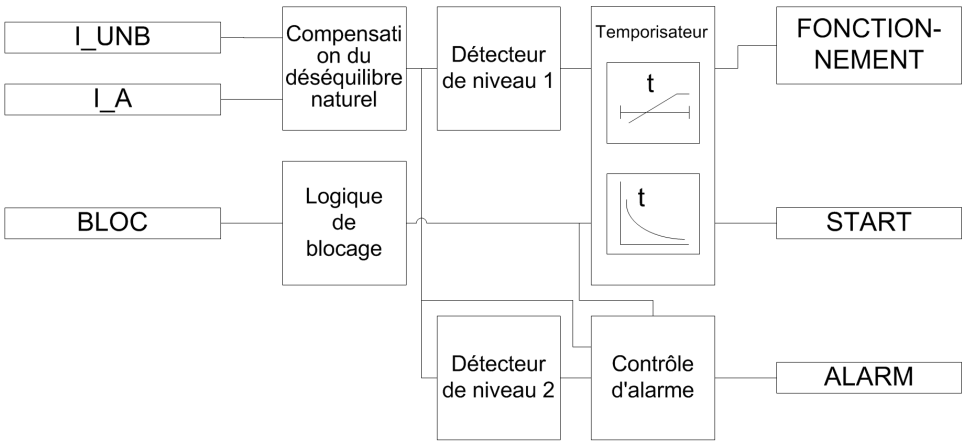


Figure 401: Schéma du module fonctionnel

Compensation du déséquilibre naturel

Une configuration standard de batterie de condensateur shunt connectée en double Y est présentée sur l'illustration 402. La composante de fréquence fondamentale d'un courant de déséquilibre est mesurée sur le neutre commun reliant les deux parties équilibrées d'une batterie de condensateur shunt, c'est-à-dire entre le point étoile 1 et le point étoile 2.

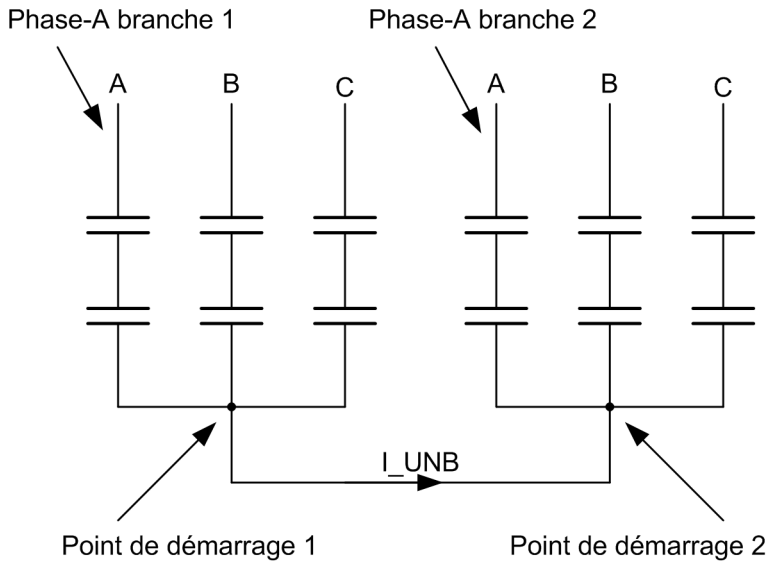


Figure 402: Batterie de condensateur connectée en double Y

L'angle de phase de la composante de fréquence fondamentale mesurée du courant de déséquilibre I_UNB est synchronisé en utilisant le courant de phase I_A comme référence.

$$\angle\overline{I_{unb}} = \angle\overline{I_UNB} - \angle\overline{I_A}$$

(Équation 146)

Dans un circuit de batteries de condensateur triphasé connectées en étoile, il peut y avoir une certaine quantité de courant de déséquilibre naturel qui circule à travers le neutre, ce qui est principalement dû aux tolérances de fabrication des condensateurs. Le courant de déséquilibre naturel doit être compensé avant d'utiliser le courant de déséquilibre mesuré pour le fonctionnement de la fonction. Le courant de déséquilibre naturel doit être enregistré lorsqu'il n'y a pas de défaut dans les batteries de condensateur, et il est lancé par la commande *Record unbalance*, disponible sous le chemin de menu **Control/CUBPTOC**. En sélectionnant *Record unbalance* avec la valeur « Record », le courant de déséquilibre mesuré $\bar{I}_{Unb}$ est considéré comme le courant de déséquilibre naturel $\bar{I}_{NatUnb}$ et est enregistré comme référence. L'amplitude et l'angle du courant de déséquilibre naturel enregistré I_AMPL_NAT et I_ANGL_NAT sont disponibles dans l'affichage des données surveillées.

Une fois que le courant de déséquilibre naturel est enregistré au cours des exécutions ultérieures de la fonction, le courant de déséquilibre naturel est soustrait du courant de déséquilibre mesuré $\bar{I}_{Unb}$ pour obtenir le courant de déséquilibre compensé $\bar{I}_{CompUnb}$, comme le montre l'illustration 403.

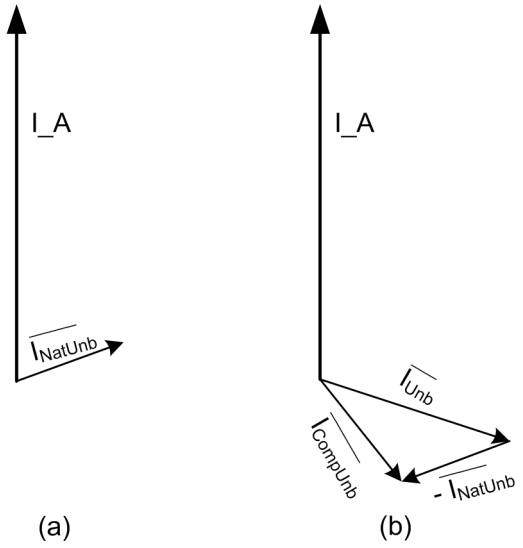


Figure 403: Compensation du déséquilibre naturel. (a) État sain lorsque le déséquilibre naturel est enregistré (b) Compensation de déséquilibre lors d'une situation de défaut

La compensation du courant de déséquilibre naturel est activée à l'aide du paramètre *Natural Comp Enable*. Si le paramètre *Natural Comp Enable* est réglé sur « FALSE », le courant de déséquilibre n'est pas compensé. Si le paramètre *Natural Comp Enable* est réglé sur la valeur « TRUE », le courant de déséquilibre compensé est calculé sur la base de l'équation.

$$\bar{I}_{CompUnb} = \bar{I}_{Unb} - \bar{I}_{NatUnb}$$

(Équation 147)

L'amplitude I_AMPL_COMP et l'angle I_ANGL_COMP du courant de déséquilibre compensé $\bar{I}_{CompUnb}$ sont disponibles dans l'affichage des données surveillées.

Détecteur de niveau 1

Le courant de déséquilibre compensé calculé I_AMPL_COMP est comparé à la valeur définie *Start value*. Si I_AMPL_COMP dépasse *Start value*, le détecteur de niveau 1 transmet un signal d'activation au module temporisateur 1.

Temporisateur 1

Une fois activé, le module temporisateur 1 active la sortie `START`. En fonction de la valeur du paramètre *Operating curve type* (Type de courbe de fonctionnement), les caractéristiques de temps se basent sur les modes DT ou IDMT. Lorsque le temporisateur de fonctionnement a atteint la valeur du paramètre *Operate delay time* en mode DT ou la valeur maximale définie par la courbe de temps inverse, la sortie `OPERATE` est activée. Lorsque la courbe IDMT programmable par l'utilisateur est sélectionnée, les caractéristiques de durée de fonctionnement sont définies par les

paramètres *Curve parameter A*, *Curve parameter B*, *Curve parameter C* et *Curve parameter E*.

En cas de chute, c'est-à-dire quand un défaut disparaît subitement avant que la durée de fonctionnement ne soit dépassée, l'état de réinitialisation du temporisateur 1 est activé. La fonctionnalité du temporisateur 1 en état de réinitialisation dépend de la combinaison des paramètres Operating curve type et *Reset delay time*. Si l'utilisateur choisir la caractéristique DT, le temporisateur de réinitialisation fonctionne jusqu'à ce que la valeur *Reset delay time* (Durée de temporisation de réinitialisation) définie soit dépassée. Lorsque les courbes IDMT sont sélectionnées, une réinitialisation immédiate a lieu. La sortie `START` est désactivée à l'expiration du temporisateur de réinitialisation.

Le paramètre *Time multiplier* est utilisé pour mettre à l'échelle les durées de réinitialisation et de fonctionnement de l'IDMT.

Le réglage du paramètre *Minimum operate time* définit la durée de fonctionnement minimale souhaitée pour le fonctionnement de l'IDMT. Ce paramètre n'est applicable que si les courbes IDMT sont utilisées.



Le paramètre *Minimum operate time* doit être utilisé avec précaution parce que le temps de fonctionnement est basé sur la courbe IDMT, mais a toujours au moins la valeur du paramètre *Minimum operate time*.

Le temporisateur 1 calcule la valeur de la durée de démarrage START_DUR, qui indique le rapport en pourcentage de la situation de démarrage et du temps de fonctionnement défini. Cette valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

Dans une configuration typique à double connexion en Y (illustration 402), il y a deux branches dans chaque phase et donc six compteurs individuels COUNT_BR1_A, COUNT_BR2_A, COUNT_BR1_B, COUNT_BR2_B, COUNT_BR1_C et COUNT_BR2_C sont maintenus. Sur la base de l'angle de phase du courant de déséquilibre compensé I_ANGL_COMP, la phase et la branche de l'emplacement de la défaillance de l'élément sont détectées. Toutefois, l'emplacement de la défaillance de l'élément dépend également du type des batteries de condensateur, c'est-à-dire si des fusibles internes ou externes sont utilisés. Le paramètre *Fuse location* permet de définir le type de batterie de condensateur comme étant « External » ou « Internal ».

Pour une batterie de condensateur à fusibles externes, l'emplacement de la défaillance de l'élément et les compteurs correspondants à incrémenter sont déterminés en fonction de l'angle de phase du courant de déséquilibre compensé.

Tableau 749: Emplacement de la défaillance d'un élément et compteurs à incrémenter pour un boîtier de fusible externe

Angle de phase du courant de déséquilibre compensé (degrés)	Phase et branche de la défaillance de l'élément	Compteurs à incrémenter
-15...+15	Phase-A branche 1	COUNT_BR1_A
-15...-45	Phase-A branche 1 Phase-C branche 2	COUNT_BR1_A COUNT_BR2_C
-45...-75	Phase-C branche 2	COUNT_BR2_C
-75...-105	Phase-B branche 1 Phase-C branche 2	COUNT_BR1_B COUNT_BR2_C
-105...-135	Phase-B branche 1	COUNT_BR1_B
-135...-165	Phase-B branche 1 Phase-A branche 2	COUNT_BR1_B COUNT_BR2_A
-165...-180	Phase-A branche 2	COUNT_BR2_A
+165...+180	Phase A branche 2	COUNT_BR2_A
+135...+165	Phase-C branche 1 Phase-A branche 2	COUNT_BR1_C COUNT_BR2_A
+105...+135	Phase-C branche 1	COUNT_BR1_C
+75...+105	Phase C branche 1 Phase B branche 2	COUNT_BR1_C COUNT_BR2_B
+45...+75	Phase B branche 2	COUNT_BR2_B
+15...+45	Phase A branche 1 Phase B branche 2	COUNT_BR1_A COUNT_BR2_B

Si la batterie de condensateur est sans fusible, alors le paramètre *Fuse location* doit être réglé sur « External » et le tableau 749 peut être utilisé pour déterminer l'emplacement de la défaillance de l'élément.

Si le courant de déséquilibre compensé I_AMPL_COMP est supérieur à trois fois *Alarm value*, on considère qu'il s'agit d'un cas de fusible externe grillé. Pour les cas de fusible interne et de fusible grillé, l'emplacement de la défaillance de l'élément et les compteurs correspondants à incrémenter sont déterminés sur la base de l'angle de phase du courant de déséquilibre compensé.

Tableau 750: Emplacement de la défaillance d'un élément et compteurs à incrémenter pour les cas de fusible interne et de fusible grillé

Angle de phase du courant de déséquilibre compensé (degrés)	Phase et branche de la défaillance de l'élément	Compteurs à incrémenter
-15...+15	Phase-A branche 2	COUNT_BR2_A
-15... -45	Phase-A branche 2 Phase-C branche 1	COUNT_BR2_A COUNT_BR1_C
-45...-75	Phase-C branche 1	COUNT_BR1_C
-75...-105	Phase-B branche 2 Phase-C branche 1	COUNT_BR2_B COUNT_BR1_C
-105...-135	Phase-B branche 2	COUNT_BR2_B

Suite du tableau à la page suivante

Angle de phase du courant de déséquilibre compensé (degrés)	Phase et branche de la défaillance de l'élément	Compteurs à incrémenter
-135...-165	Phase-B branche 2 Phase-A branche 1	COUNT_BR2_B COUNT_BR1_A
-165...-180	Phase-A branche 1	COUNT_BR1_A
+165...+180	Phase-A branche 1	COUNT_BR1_A
+135...+165	Phase-C branche 2 Phase-A branche 1	COUNT_BR2_C COUNT_BR1_A
+105...+135	Phase-C branche 2	COUNT_BR2_C
+75...+105	Phase-C branche 2 Phase-B branche 1	COUNT_BR2_C COUNT_BR1_B
+45...+75	Phase-B branche 1	COUNT_BR1_B
+15...+45	Phase-A branche 2 Phase-B branche 1	COUNT_BR2_A COUNT_BR1_B

Une fois *Alarm delay time* écoulé, la valeur du compteur correspondant est incrémentée en fonction de l'amplitude du courant de déséquilibre. Si I_AMPL_COMP est inférieur à 1,5 fois *Alarm value*, le compteur est incrémenté de un. En outre, si I_AMPL_COMP est compris entre 1,5 et 2,5 fois *Alarm value*, le compteur est incrémenté de deux, et ainsi de suite.

Normalement, le paramètre *Alarm value* est inférieure d'environ 0,1 % à la valeur du courant de déséquilibre qui est causé par un élément défectueux. Cette valeur de paramètre doit être choisie avec soin car une valeur légèrement inférieure peut conduire à une situation où les compteurs présentent plus de défaillances que la valeur réelle. Un réglage trop élevé conduit à une situation où un défaut n'est pas détecté.

Les valeurs des compteurs COUNT_BR1_A, COUNT_BR2_A, COUNT_BR1_B, COUNT_BR2_B, COUNT_BR1_C et COUNT_BR2_C sont disponibles dans l'affichage des données surveillées. Le nombre total de défaillances d'éléments dans les batteries de condensateur à double connexion en Y, FAIL_COUNT, est disponible dans l'affichage des données surveillées.

La sortie `ALARM` est activée lorsque la valeur de FAIL_COUNT dépasse *Element failure limit*.

Les valeurs du compteur peuvent être réinitialisées via *CUBPTOC counters* qui se trouve sous le menu Clear.

Détecteur de niveau 2

Le courant de déséquilibre calculé I_AMPL_COMP est comparé à *Alarm start value*. Si I_AMPL_COMP dépasse *Alarm value*, le détecteur de niveau 2 transmet un signal d'activation au module de commande d'alarme.

Commande d'alarme

Selon le paramètre *Alarm mode*, le fonctionnement du seuil d'alarme se fait selon le « Normal mode » ou le « Element counter mode ».

Dans le « Normal mode », la caractéristique de temps est conforme à DT. Lorsque le temporisateur d'alarme atteint la valeur définie de *Alarm delay time*, la sortie ALARM est activée. Si le défaut disparaît avant que l'alarme ne s'active, le temporisateur d'alarme se réinitialise immédiatement.

« Element counter mode » est utilisé pour détecter les éléments défectueux de la batterie de condensateur et compter le nombre de défaillances d'éléments dans chaque branche et ligne. Lors de l'activation, ce module incrémente les compteurs de défaillances d'éléments correspondants une fois que *Alarm delay time* est écoulé.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée BLOCK et le paramètre global **Configuration/System/Blocking mode**, qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée BLOCK peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée de communication horizontale ou un signal interne du programme du IED. L'influence de l'activation du signal BLOCK est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (Gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé à la valeur courante. En mode « Block all » (Blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. Dans le mode « Block OPERATE output », la fonction CUBPTOC s'exécute normalement mais la sortie OPERATE n'est pas activée.

4.12.2.5 Application

La fonction CUBPTOC est conçue pour la protection contre les défauts internes des batteries de condensateurs connectées en double étoile. Cette protection contre les déséquilibres détecte une asymétrie dans la batterie de condensateurs causée par des fusibles grillés ou des courts-circuits de traversées, ou entre les unités de condensateurs et les racks sur lesquels elles sont montées.

Normalement, les unités de condensateurs sont conçues pour résister en permanence à 110 % de la tension nominale. Lorsqu'un élément à l'intérieur d'une batterie de condensateurs tombe en panne, la tension entre les autres éléments plus sains augmente. Si la tension dépasse la valeur de 110 % de la tension nominale, elle peut entraîner la panne des éléments les plus sains de la batterie et, à leur tour, la panne de toute la batterie de condensateurs. Comme le courant de déséquilibre du condensateur est directement proportionnel aux pannes des éléments, la protection contre le déséquilibre est un moyen efficace de détecter les pannes des éléments du condensateur. La fonction de protection contre les déséquilibres de courant est généralement utilisée avec la fonction de protection à maximum de charge des

batteries de condensateurs triphasées pour augmenter la sensibilité de la protection des batteries de condensateurs.

Grâce à la protection de déséquilibre à deux niveaux (niveau de fonctionnement et niveau d'alarme) et à la possibilité de compensation naturelle du déséquilibre, la protection des batteries de condensateurs avec des fusibles internes peut être mise en œuvre avec un très haut degré de sensibilité. De plus, CUBPTOC offre une méthode sophistiquée de détection du nombre d'éléments défectueux dans chaque phase en calculant le courant de déséquilibre différentiel.

La fonction de protection contre les déséquilibres peut être utilisée pour les batteries de condensateurs shunt avec fusibles internes, externes et sans fusibles. Comme une batterie de condensateurs sans fusibles est dépourvue de fusibles individuels, la protection contre les déséquilibres de courant devient encore plus critique pour les applications sans fusibles.

Lorsqu'un élément individuel tombe en panne, il provoque un courant de déséquilibre. Avec un nombre croissant de pannes d'éléments, le courant de déséquilibre augmente et CUBPTOC lance une alarme. Le niveau d'alarme est normalement réglé à 50 % du niveau maximal autorisé. Pour remplacer les unités défectueuses, il faut mettre la batterie de condensateurs hors service. Si cela n'est pas fait, la batterie de condensateurs est déclenchée lorsque le niveau de courant de déséquilibre maximum autorisé est dépassé.



Si deux défauts simultanés se produisent dans la même phase mais dans des branches différentes, il n'y a pas de changement du courant de déséquilibre et CUBPTOC ne détecte pas ce type de défauts.



Si deux défauts simultanés se produisent dans la même branche mais dans des phases différentes, cela peut provoquer le même angle de phase que lors d'une situation où il n'y a qu'un seul défaut dans la branche. C'est pourquoi les compteurs de défauts des éléments n'indiquent qu'un seul défaut au lieu de deux.

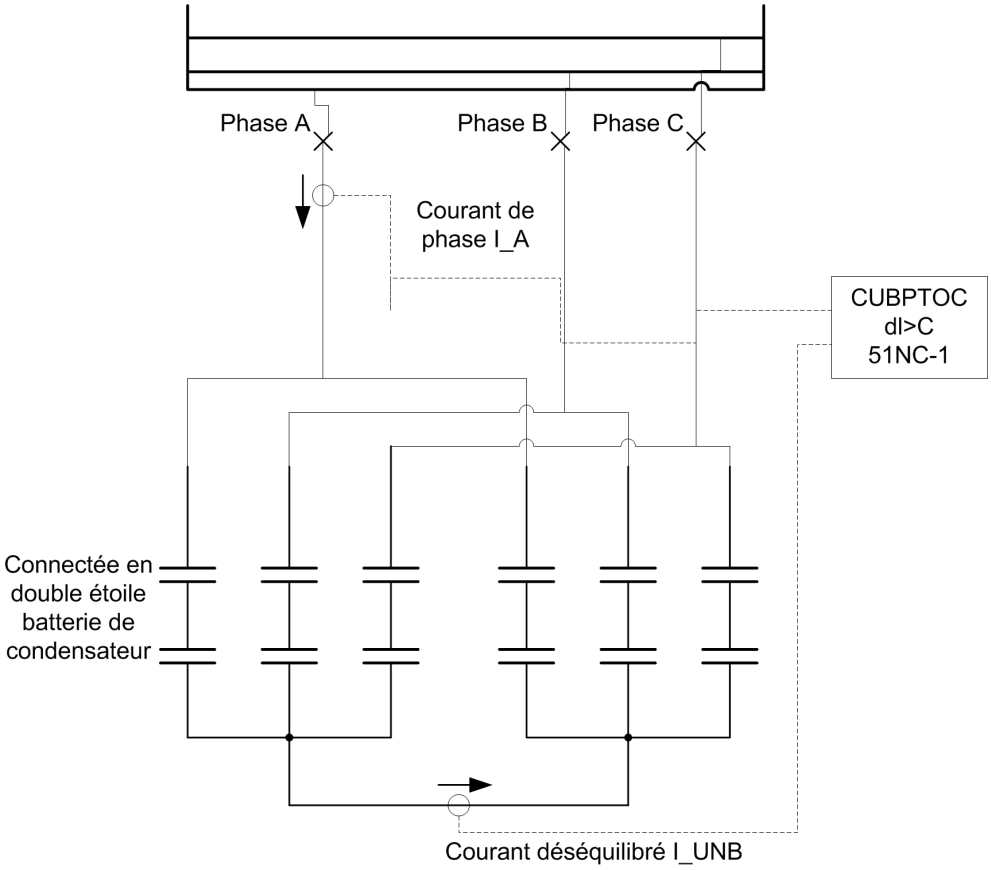


Figure 404: Exemple de protection contre le déséquilibre d'une batteries de condensateurs connectée en double étoile

Connecter l'entrée analogique de courant de phase `I_A` et le courant de déséquilibre `I_UNB` au DEI pour que la fonction CUBPTOC commence à fonctionner.

Seuils de mesure du courant de déséquilibre naturel

1. Le paramètre *Natural Comp Enable* doit être réglé sur « TRUE ».
2. La batterie de condensateurs doit être activée.
3. Le courant de déséquilibre compensé par la batterie de condensateurs `I_COM_AMPL` est observé à partir des données surveillées.
4. La commande *Record unbalance* doit être activée en sélectionnant la valeur « Record » qui mémorise la référence de déséquilibre pour les calculs de déséquilibre futurs.
5. Le courant de déséquilibre compensé (`I_COM_AMPL`) est à nouveau vérifié pour être approximativement égal à zéro.

L'enregistrement du déséquilibre naturel ne doit être effectué qu'en condition d'équilibre et lorsque tous les éléments de la batterie de condensateurs sont supposés être en service.

4.12.2.6 Signaux

Tableau 751: Signaux d'entrée CUBPTOC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_UNB	REAL	0,0	Courant de déséquilibre de batterie de condensateurs
I_A	REAL	0,0	Courant phase A
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 752: Signaux de sortie CUBPTOC

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement
START	BOOLÉEN	Démarrer
ALARM	BOOLÉEN	Alarme

4.12.2.7 Paramètres

Tableau 753: Paramètres de groupe CUBPTOC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Mode alarme	1 = Normal 2=Compteur d'éléments			1 = Normal	Mode de fonctionnement pour la phase d'alarme
Seuil de démarrage	0,01...1,00	xIn	0,01	0,10	Seuil de démarrage
Seuil de démarrage d'alarme	0,01...1,00	xIn	0,01	0,05	Seuil de démarrage d'alarme
Multiplicateur de temps	0,05...15,00		0,01	1,00	Multiplicateur de temps dans les courbes CEI/ANSI IDMT
Suite du tableau à la page suivante					

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Type de courbe de fonctionnement	1 = ANSI extrêmement inverse 2 = ANSI très inverse 3 = ANSI normalement inverse 4 = ANSI modérément inverse 5 = ANSI temps constant Heure 6 = Temps long extrêmement inverse 7 = Temps long très inverse 8 = Temps long inverse 9 = CEI normalement inverse 10 = CEI très inverse 11 = CEI inverse 12 = CEI extrêmement inverse 13 = CEI temps court inverse 14 = CEI temps long inverse 15 = CEI temps constant Heure 17 = Programmable 18 = Type RI 19 = Type RD			15 = CEI temps constant Heure	Sélection du type de courbe du délai d'attente
Temporisation de fonctionnement	50...200000	ms	10	5000	Temporisation de fonctionnement
Temporisation d'alarme	50...200000	ms	10	200000	Temporisation d'alarme

Tableau 754: Paramètres de groupe CUBPTOC (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Emplacement de fusible	1 = Interne 2 = Externe			1 = Interne	Emplacement de fusible de condensateur
Limite de défaillance d'élément	1...100		1	3	Limite de défaillance d'élément au-dessus de laquelle l'alarme se déclenche
Activation comp. naturelle	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Activer la compensation naturelle du déséquilibre

Tableau 755: Paramètres de non-groupe CUBPTOC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Opération	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Paramètre de courbe A	0,00860...120,00000		1	28,20000	Paramètre A pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe B	0,00000...0,71200		1	0,12170	Paramètre B pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe C	0,02...2,00		1	2,00	Paramètre C pour la courbe programmable par le client
Paramètre de courbe E	0,0...1,0		1	1,0	Paramètre E pour la courbe programmable par le client

Tableau 756: Paramètres de non-groupe CUBPTOC (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation
Temps min. de fonctionnement	20...60000	ms	1	20	Durée minimale de fonctionnement pour les courbes IDMT

4.12.2.8 Données surveillées

Tableau 757: Données surveillées CUBPTOC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
START_DUR	FLOAT32	0,00...100,00	%	Rapport temps de démarrage / temps de fonctionnement
I_NAT_AMPL	FLOAT32	0,00...5,00	xIn	Amplitude du courant de déséquilibre naturel enregistré
I_NAT_ANGL	FLOAT32	-179,00...179,00	°	Angle du courant de déséquilibre naturel enregistré
I_COM_AMPL	FLOAT32	0,00...5,00	xIn	Amplitude du courant de déséquilibre compensé
I_COM_ANGL	FLOAT32	-179,00...179,00	°	Angle du courant de déséquilibre compensé
COUNT_BR1_A	INT32	0...2147483647		Nombre de défaillances d'éléments dans la branche1 phase-A
COUNT_BR2_A	INT32	0...2147483647		Nombre de défaillances d'éléments dans la branche2 phase-A
COUNT_BR1_B	INT32	0...2147483647		Nombre de défaillances d'éléments dans la branche1 phase-B
COUNT_BR2_B	INT32	0...2147483647		Nombre de défaillances d'éléments dans la branche2 phase-B

Suite du tableau à la page suivante

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
COUNT_BR1_C	INT32	0...2147483647		Nombre de défaillances d'éléments dans la branche1 phase-C
COUNT_BR2_C	INT32	0...2147483647		Nombre de défaillances d'éléments dans la branche2 phase-C
FAIL_COUNT	INT32	0...2147483647		Nombre total de défaillances d'éléments
CUBPTOC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État
I-unb	FLOAT32	0,00...5,00	xIn	Amplitude du courant de déséquilibre neutre mesuré

4.12.2.9 Données techniques

Tableau 758: CUBPTOC - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de déclenchement	Suivant la fréquence du courant mesuré : f_n ±2 Hz
	1,5% de la valeur de consigne ou 0,002 × I_n
Temps de réponse déclenchement [1)2)]	Généralement 26 ms
Temps de réinitialisation	Généralement 40 ms
Taux de réinitialisation	Généralement 0,96
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant	1% de la valeur théorique ou ±20 ms
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant inverse minimum	5% de la valeur théorique ou ±20 ms
Suppression des harmoniques	DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5,…

1) Courant de fréquence fondamentale = 1,0 × I_n, courant avant défaut = 0,0 × I_n, courant défaut 2,0 × *Seuil de déclenchement*, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures
2) Inclut le temps de réponse du contact de sortie du signal

4.12.2.10 Historique de révision technique

Tableau 759: Historique de révision technique CUBPTOC

Révision technique	Modifier
B	Modification du nom de sélection pour le déséquilibre enregistré.

4.12.3 Protection contre la résonance de commutation pour batteries de condensateurs shunt, basée sur le courant SRCPTOC

4.12.3.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection résonance basée sur le courant pour les batteries de condensateurs shunt	SRCPTOC	TD>	55TD

4.12.3.2 Bloc fonctionnel

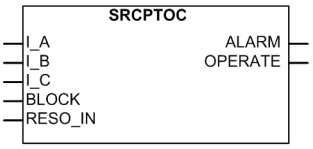


Figure 405: Symbole du bloc fonctionnel

4.12.3.3 Fonctionnalités

La fonction SRCPTOC de protection, basée sur le courant, contre la résonance de commutation pour batteries de condensateurs shunt est utilisée pour détecter la résonance triphasée causée par la commutation du condensateur ou les changements de topologie sur le réseau. La caractéristique de fonctionnement est un temps constant (DT).

SRCPTOC contient une fonctionnalité de blocage. Si l'opérateur le souhaite, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur ou la fonction elle-même.

4.12.3.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondants sont « On » (activé) et « Off » (désactivé).

Le fonctionnement de la fonction SRCPTOC peut être décrit à l’aide d’un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

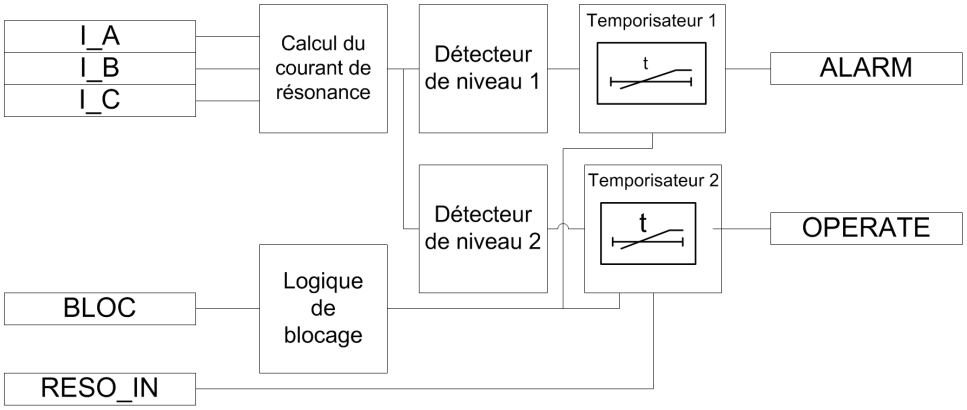


Figure 406: Schéma du module fonctionnel

Calcul du courant de résonance

Ce module calcule le courant de résonance par phase défini selon le paramètre *Tuning harmonic Num* (réglage du rang harmonique). Le courant de résonance pour la phase A est calculé à l'aide de l'équation.

$$I_RESO_A = \sqrt{I^2_{RMS_A} - I^2_{1_A} - I^2_{DC_A} - I^2_{K_A}}$$

(Équation 148)

I_{RMS_A}	Valeur efficace du courant dans la phase A (contient jusqu'à la 11ème harmonique)
I_{DC_A}	Composante CC dans le courant de la phase A
I_{1_A}	Composante fondamentale dans le courant de la phase A
I_{K_A}	Kième composante harmonique dans le courant de la phase A, avec K défini par le paramètre *Tuning harmonic Num*
I_RESO_A	Courant de résonance calculé pour la phase A

Le courant de résonance est calculé à travers la mise en œuvre du filtre. Les composantes CC et fondamentales sont éliminées en faisant passer le courant efficace total à travers le filtre passe-haut. La Kième composante harmonique est éliminée en faisant passer la sortie du filtre passe-haut à travers le filtre d'arrêt de la Kième bande harmonique. La réponse en amplitude du filtre passe-haut et de tous les filtres d'arrêt de bande harmonique est illustrée sur la figure 407.

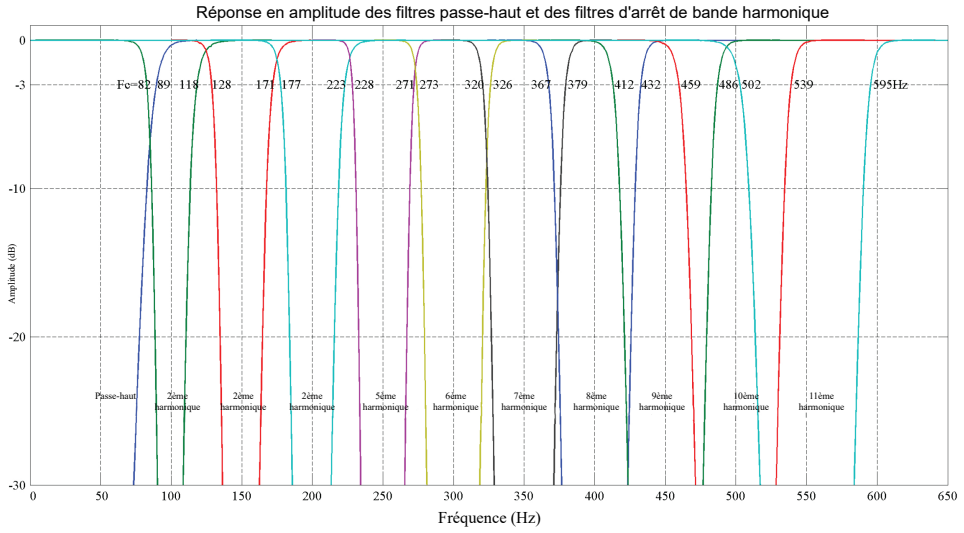


Figure 407: Réponse en amplitude du filtre passe-haut et de tous les filtres d'arrêt de bande harmonique

Le courant de résonance est calculé de la même manière pour la phase B et la phase C. Les courants de résonance `I_RESO_A`, `I_RESO_B` et `I_RESO_C` sont disponibles dans l'affichage des données surveillées.

Le courant maximal parmi les trois courants de résonance calculés est pris en compte pour le calcul.

$$I_RESONANCE = Max(I_RESO_A, I_RESO_B, I_RESO_C)$$

(Équation 149)

Si une batterie de condensateurs est utilisée uniquement pour la compensation de la puissance réactive et qu'il n'y a pas de réacteur en série dans une branche de filtre, la protection contre les résonances est très importante. Dans ce cas, le paramètre *Tuning harmonic Num* devrait être réglé sur 1 car la branche de condensateur n'est pas réglée pour une fréquence spéciale comme dans les applications de filtres réglés. Même si le paramètre *Tuning harmonic Num* est réglé sur 1, la composante fondamentale n'est soustraite qu'une seule fois de l'$_{IRMS}$.

Détecteur de niveau 1

Le courant de résonance maximum calculé est comparé à la valeur *Alarm start value* définie. Si la `I_RESONANCE` calculée dépasse la valeur *Alarm start value* définie, le module envoie le signal de validation au module temporisateur 1.

Détecteur de niveau 2

Le courant de résonance maximal calculé est comparé à la valeur *Start value* définie. Si la I_RESONANCE calculée dépasse la valeur *Start value* définie, ce module envoie le signal de validation au module temporisateur 2.

Temporisateur 1

Une fois activé, le temporisateur active le temporisateur d'alarme. Les caractéristiques du temporisateur sont conformes au DT. Lorsque le temporisateur d'alarme atteint la valeur définie de *Alarm delay time*, la sortie ALARM est activée.

Si le défaut disparaît avant que l'alarme ne s'active, le temporisateur d'alarme se réinitialise immédiatement.

Temporisateur 2

Une fois activé, le temporisateur active le temporisateur de fonctionnement. Les caractéristiques du temporisateur sont conformes au DT. Lorsque le temporisateur de fonctionnement atteint la valeur définie par le paramètre *Operate delay time* (Temporisation de fonctionnement), la sortie OPERATE est activée.

Si le défaut disparaît avant l'activation du fonctionnement, le temporisateur de fonctionnement est immédiatement réinitialisé.

Si l'entrée RESO_IN devient active, la sortie OPERATE est immédiatement activée. Si la protection contre les résonances d'une branche de filtre d'ordre supérieur a déjà fonctionné, la fonction des branches de filtre d'ordre inférieur peut être déclenchée immédiatement grâce à cette fonction.

Logique de blocage

La fonctionnalité de blocage dispose de trois modes de fonctionnement. Les modes de fonctionnement sont contrôlés par l'entrée BLOCK et le réglage global **Configuration/System/Blocking mode** (Configuration/Système/Mode de blocage), qui sélectionne le mode de blocage. L'entrée BLOCK peut être contrôlée par une entrée binaire, une entrée de communication horizontale ou un signal interne du programme du IED. L'influence de l'activation du signal BLOCK est présélectionnée à l'aide du réglage global *Blocking mode* (Mode de blocage).

Le paramètre *Blocking mode* (Mode de blocage) dispose de trois méthodes de blocage. En mode « Freeze timers » (gel temporisateurs), le temporisateur de fonctionnement est gelé sur la valeur actuelle. En mode « Block all » (blocage complet), l'ensemble de la fonction est bloquée et les temporisateurs sont réinitialisés. En mode « Block OPERATE output » (blocage déclenchement sortie), la fonction SRCPTOC s'exécute normalement mais la sortie OPERATE n'est pas activée.

4.12.3.5 Application

Les batteries de condensateurs shunt commutées sont largement utilisées par les services publics et les clients des réseaux de distribution industriels pour assurer la

prise en charge de la tension et améliorer le facteur de puissance d'une charge. Les seuils des condensateurs peuvent être commutés dans et hors circuit de façon routinière lorsque la demande de compensation VAR capacitive d'une charge varie. Normalement, on utilise des contrôleurs automatiques du facteur de puissance qui mettent automatiquement en marche ou arrêt les condensateurs de la batterie de condensateurs, selon la puissance réactive fréquemment requise dans le système.

Un problème potentiel de l'application des régulateurs automatiques du facteur de puissance est qu'ils peuvent causer une résonance harmonique dans certaines conditions du système. La commutation des condensateurs modifie les paramètres du système, ainsi la fréquence de résonance du circuit peut être égale à l'une des fréquences des sources d'harmoniques très répandue dans le système. La résonance harmonique, lorsqu'elle se produit, peut entraîner de sérieuses distorsions de tension et de courant, ce qui augmente les pertes et provoque la surchauffe des autres équipements du circuit.

Une façon classique de résoudre le problème consiste à effectuer une étude détaillée du système pour chaque installation individuelle et à utiliser les résultats pour choisir la bonne taille des condensateurs et déterminer la bonne plage de fonctionnement afin d'éviter la résonance harmonique avec les autres éléments du système. Cependant, cette méthode n'est pas économique, mais elle prend plus de temps.

La fonction de protection contre les résonances de commutation des condensateurs peut être utilisée comme solution au problème mentionné ci-dessus. La base de la protection contre les résonances harmoniques est la détection d'une condition de résonance harmonique de courant causée par la commutation des condensateurs. Une augmentation prolongée du niveau de distorsion harmonique après une manœuvre de commutation est une indication claire d'une telle condition. Lorsqu'une condition de résonance causée par la commutation de condensateurs se produit dans un circuit, la fonction SRCPTOC désaccorde le circuit en effectuant l'action inverse, c'est-à-dire en coupant la batterie de condensateurs si la mise en marche de celle-ci provoque une résonance. Si la situation de résonance a été détectée et que SRCPTOC a coupé une batterie de condensateurs, le contrôleur du facteur de puissance ne doit pas essayer de mettre en marche la batterie de condensateurs avant que la fonction de résonance de commutation ne soit réinitialisée.

La fonction de protection contre les résonances de commutation des condensateurs peut également être utilisée pour protéger les filtres d'harmoniques. Dans les applications de batterie de filtres d'harmoniques, la fonction SRCPTOC peut être ajustée sur la fréquence harmonique pour laquelle le filtre d'harmonique est conçu afin de s'assurer que la fonction n'inclut pas le courant ajusté de fréquence harmonique dans le calcul du courant de résonance. Si plusieurs batteries de filtres d'harmoniques sont impliquées, chaque fonction SRCPTOC se règle sur la fréquence harmonique de sa batterie de filtres correspondante. Il est possible d'établir un lien entre les fonctions de sorte que si une résonance se produit dans une batterie de filtres à fréquence harmonique supérieure, toutes les batteries de filtres à fréquence harmonique inférieure peuvent être déclenchées immédiatement en activant l'entrée de fonction `RESO_IN`.

Les paramètres *Alarm start value* et *Start value* déterminent la part du courant harmonique total (à l'exclusion de l'harmonique définie par le paramètre *Tuning harmonic Num*) par rapport à la valeur nominale du TC requise pour que la fonction SRCPTOC lance, respectivement, l'alarme et le fonctionnement.

Pour l'application de la correction du facteur de puissance

- *Tuning harmonic Num* doit être réglé sur 1.
- Les paramètres *Alarm start value* et *Start value* doivent être réglés conformément à la norme IEEE519-1992.

Pour l'application du filtre d'harmoniques

- *Tuning harmonic Num* doit être réglé sur la fréquence réglée de la conception du filtre.
- Les paramètres *Alarm start value* et *Start value* doivent être réglés conformément à la norme IEEE519-1992.

Les paramètres *Alarm start value* et *Start value* doivent être sélectionnés de telle sorte qu'en fonctionnement normal, la fonction SRCPTOC n'a pas besoin de fonctionner.

4.12.3.6 Signaux

Tableau 760: Signaux d'entrée SRCPTOC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
RESO_IN	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal d'entrée depuis la branche de résonance de fréquence haute

Tableau 761: Signaux de sortie SRCPTOC

Nom	Type	Description
ALARM	BOOLÉEN	Alarme
OPERATE	BOOLÉEN	Signal de fonctionnement

4.12.3.7 Paramètres

Tableau 762: Paramètres de groupe SRCPTOC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur de démarrage alarme	0,03...0,50	xIn	0,01	0,03	Limite d'alarme pour les courants harmoniques filtrés
Valeur démarrage	0,03...0,50	xIn	0,01	0,03	Limite de déclenchement pour les courants harmoniques filtrés indiquant une condition de résonance
Réglage du rang harmonique	1...11		1	11	Numéro d'harmonique de fréquence de réglage de la branche de filtre
Temporisation de fonctionnement	120...360000	ms	1	200	Temporisation de fonctionnement pour résonance
Temporisation d'alarme	120...360000	ms	1	200	Temporisation d'alarme pour alarme de résonance

Tableau 763: Paramètres de non-groupe SRCPTOC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement

4.12.3.8 Données surveillées

Tableau 764: Données surveillées SRCPTOC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
I_RESO_A	FLOAT32	0,00 à 40,00	xIn	Courant de résonance pour phase A
I_RESO_B	FLOAT32	0,00 à 40,00	xIn	Courant de résonance pour phase B
I_RESO_C	FLOAT32	0,00 à 40,00	xIn	Courant de résonance pour phase C
SRCPTOC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

4.12.3.9 Données techniques

Tableau 765: SRCPTOC - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de déclenchement	Suivant la fréquence du courant mesuré : fn ±2 Hz
	Précision du seuil de déclenchement : ±3% de la valeur de consigne ou ±0,002 × I_n (pour harmoniques^{de} rang 2) ±1,5 % de la valeur de consigne ou ±0,002 × I_n (pour^{rang} 3 < harmoniques < rang 10) ±6% de la valeur de consigne ou ±0,004 × I_n (pour harmoniques >= rang 10)
Temps de réinitialisation	Généralement 45 ms ou maximum 50 ms
Temps de retard	Généralement 0,96
Temps de retard	<35 ms
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant	±1,0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms
Suppression des harmoniques	-50 dB à f = f_n

4.12.3.10 Historique de révision technique

Tableau 766: Historique de révision technique SRCPTOC

Révision technique	Modifier
B	Amélioration interne.

Section 5 Fonctions liées à la protection

5.1 Détecteur de courant d’appel triphasé INRPHAR

5.1.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Courant enclenchement triphasé	INRPHAR	3I2f>	68

5.1.2 Bloc fonctionnel

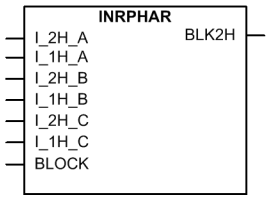


Figure 408: Bloc fonctionnel

5.1.3 Fonctionnalité

La fonction de détection de courant d’appel triphasée INRPHAR est utilisée pour coordonner les situations de courant d’appel de transformateur sur les réseaux de distribution.

La détection de courant d’appel de transformateur est basée sur le principe suivant : le signal de sortie `BLK2H` est activé dès lors que le rapport dérivé numériquement du courant de deuxième harmonique I_2H et du courant à la fréquence fondamentale I_1H excède la valeur définie.

La caractéristique de temps de fonctionnement pour cette fonction est de type temps défini (DT).

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Le blocage désactive toutes les sorties et réinitialise les temporisateurs.

5.1.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont « On » (Activé) et « Off » (Désactivé).

Le fonctionnement d'INRPHAR peut être décrit à l'aide d'un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

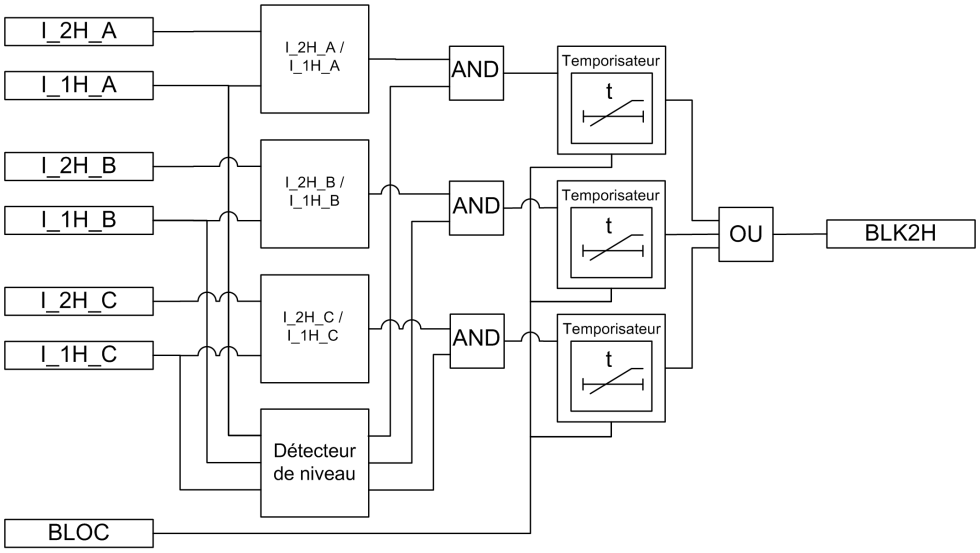


Figure 409: Schéma du module fonctionnel

I_2H/I_1H

Ce module calcule le rapport entre le deuxième harmonique (I_2H) et les courants de phase à la fréquence fondamentale (I_1H). La valeur calculée est comparée à la valeur définie pour *Start value* (Seuil de démarrage). Si la valeur calculée dépasse la valeur définie pour *Start value* (Seuil de démarrage), la sortie du module est activée.

Détecteur de niveau

La sortie du détecteur de niveau spécifique à la phase est activée lorsque le courant à fréquence fondamentale I_1H dépasse 5 % du courant nominal.

Temporisateur

Une fois activé, le temporisateur fonctionne jusqu'à ce que la valeur définie pour *Operate delay time* (Temporisation de fonctionnement) soit atteinte. La caractéristique du temporisateur se base sur le mode fonctionnement défini (DT). Lorsque le temporisateur de fonctionnement atteint la valeur définie pour *Operate delay time* (Temporisation de fonctionnement), la sortie `BLK2H` est activée. Après la fin de la temporisation, si la situation de courant d'appel est encore présente, le signal `BLK2H` demeure actif jusqu'à ce que le rapport I_2H/I_1H baisse sous la valeur définie pour le rapport dans toutes les phases, c'est à dire jusqu'à la fin de la situation

de courant d'appel. Si la situation de chute se produit alors que le temps de fonctionnement est encore en cours de comptage, le temporisateur de réinitialisation est activé. Si le temps de chute dépasse la valeur définie pour *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation), le temporisateur de fonctionnement est réinitialisé.

L'entrée `BLOCK` peut être commandée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du relais. L'activation de l'entrée `BLOCK` empêche l'activation de la sortie `BLK2H`.



Il est recommandé d'utiliser le deuxième harmonique et le blocage de courant d'appel basé sur la forme d'onde de la fonction TR2PTDF, si disponible.

5.1.5 Application

Les protections de transformateur nécessitent une stabilité élevée pour éviter la mise hors circuit lors des conditions de courant d'appel magnétisant. Un exemple type d'application de la détection de courant d'appel est le doublement de la valeur de démarrage d'une protection à maximum de courant pendant la détection de courant d'appel.

La fonction de détection de courant d'appel peut être utilisée pour bloquer de manière sélective les seuils de fonction de maximum de courant et de défaut à la terre lorsque le rapport composante de deuxième harmonique/composante fondamentale excède la valeur définie.

Les autres applications de cette fonction comprennent la détection de courant d'appel dans les lignes connectées à un transformateur.

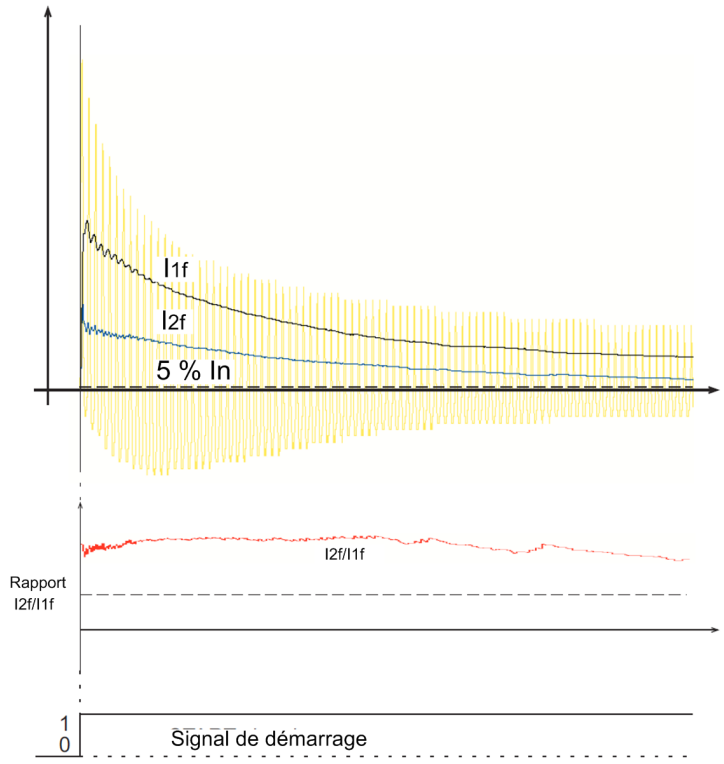


Figure 410: Courant d'appel dans un transformateur

Il est recommandé d'utiliser le blocage de courant d'appel basé sur le deuxième harmonique et la forme d'onde de la fonction de protection différentielle du transformateur TR2PTDF, si disponible.

5.1.6 Signaux

Tableau 767: Signaux d'entrée INRPHAR

Nom	Type	Par défaut	Description
I_2H_A	SIGNAL	0	Courant de phase A de deuxième harmonique
I_1H_A	SIGNAL	0	Courant de phase A à fréquence fondamentale
I_2H_B	SIGNAL	0	Courant de phase B de deuxième harmonique
I_1H_B	SIGNAL	0	Courant de phase B à fréquence fondamentale
I_2H_C	SIGNAL	0	Courant de phase C de deuxième harmonique
I_1H_C	SIGNAL	0	Courant de phase C à fréquence fondamentale
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	État entrée bloc

Tableau 768: Signaux de sortie INRPHAR

Nom	Type	Description
BLK2H	BOOLÉEN	Blocage basé sur la deuxième harmonique

5.1.7 Paramètres

Tableau 769: Paramètres de groupe INRPHAR (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur démarrage	5...100	%	1	20	Rapport de 2 à 1, l'harmonique menant à la retenue
Temporisation de fonctionnement	20...60000	ms	1	20	Temporisation de fonctionnement

Tableau 770: Paramètres de non-groupe INRPHAR (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement

Tableau 771: Paramètres de non-groupe INRPHAR (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	1	20	Temporisation de réinitialisation

5.1.8 Données surveillées

Tableau 772: Données surveillées INRPHAR

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
INRPHAR	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

5.1.9 Données techniques

Tableau 773: Caractéristiques techniques INRPHAR

Caractéristique	Valeur
Précision de déclenchement	A la fréquence f = f_n
	Mesure du courant : ±1,5 % de la valeur de consigne ou ±0,002 × I_n Mesure du rapport I2f/I1f : ±5.0 % de la valeur de consigne
Temps de réinitialisation	+35 ms / -0 ms
Taux de réinitialisation	Généralement 0,96
Précision du temps de fonctionnement	+35 ms / -0 ms

5.1.10 Historique de révision technique

Tableau 774: Historique de révision technique INRPHAR

Révision technique	Modification
B	Amélioration interne
C	Amélioration interne

5.2 Protection contre les défaillances de disjoncteur CCBRBRF

5.2.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Protection défaillance disjoncteur	CCBRBRF	3I>/Io>BF	51BF/51NBF

5.2.2 Bloc fonctionnel

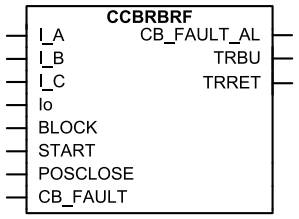


Figure 411: Bloc fonctionnel

5.2.3 Fonctionnalité

La fonction de protection contre les défaillances de disjoncteur CCBRBRF est activée par des commandes de déclenchement issues des fonctions de protection. Il s'agit soit de commandes internes vers la borne, soit de commandes externes par le biais d'entrées binaires. La commande de démarrage est toujours par défaut pour le fonctionnement triphasé. CCBRBRF inclut une fonction de réenclenchement conditionnel ou inconditionnel triphasée, ainsi qu'une fonction de déclenchement de secours conditionnel triphasée.

CCBRBRF utilise les mêmes niveaux de détection de courant pour le réenclenchement et le déclenchement de secours. Les valeurs de fonctionnement des éléments de mesure de courant peuvent être définies au sein d'une plage de réglage prédéfinie. La fonction a deux temporisateurs indépendants à des fins de déclenchement : un temporisateur de réenclenchement pour le déclenchement répété de son propre disjoncteur et un temporisateur de secours pour le fonctionnement de la logique de déclenchement pour les disjoncteurs en amont. Une longueur d'impulsion de déclenchement minimale peut être définie indépendamment pour la sortie de déclenchement.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Il est possible de bloquer les sorties de la fonction, si nécessaire.

5.2.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondants sont « On » et « Off ».

Le fonctionnement de la fonction CCBRBRF peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes. De plus amples informations sur les logiques de re-déclenchement et de secours sont données dans les schémas des sous-module.

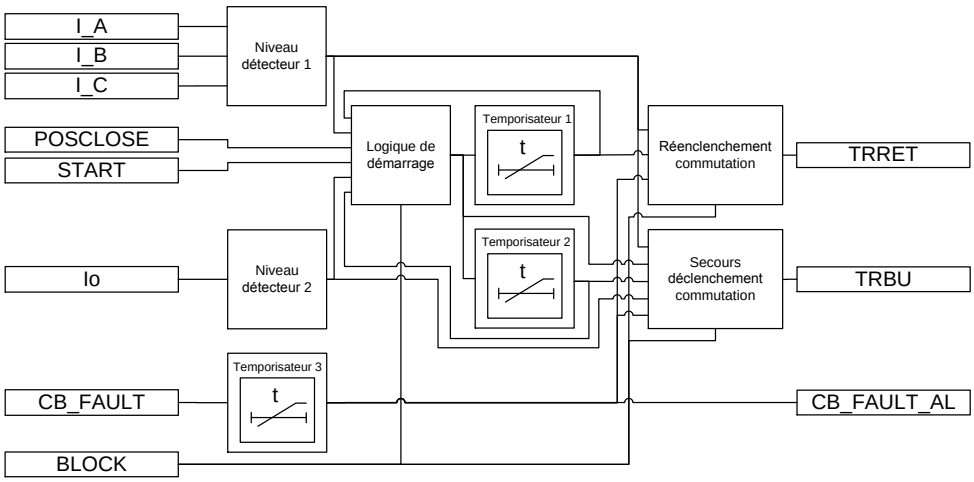


Figure 412: Schéma du module fonctionnel

Détecteur de niveau 1

Les courants de phases mesurés sont comparés par phases avec la valeur du paramètre *Current value*. Si la valeur mesurée dépasse *Current value*, le détecteur de niveau signale le dépassement de la valeur aux logiques de démarrage, de re-déclenchement et de secours. Le paramètre doit être réglé suffisamment bas pour que les situations de défaillance de disjoncteur avec un faible courant de défaut ou un courant de charge élevé puissent être détectées. Le paramètre peut être choisi selon la fonction de protection la plus sensible pour démarrer la protection contre les défaillances de disjoncteur.

Détecteur de niveau 2

Le courant résiduel mesuré est comparé avec *Current value Res*. Si la valeur mesurée dépasse *Current value Res*, le détecteur de niveau signale le dépassement de la valeur aux logiques de démarrage et de déclenchement de secours. Dans les systèmes de mise à la terre à haute impédance, le courant résiduel lors des défauts phase-terre est normalement beaucoup plus faible que les courants de court-circuit. Pour détecter une défaillance du disjoncteur lors de défauts monophasés à la terre dans ces systèmes, il faut mesurer le courant résiduel séparément. Dans les systèmes effectivement mis à la terre, le paramètre de la protection contre les courants de défaut de terre peut également être choisi à un niveau de courant relativement faible. . Le paramètre du courant doit être choisi en fonction du réglage de la protection sensible contre les défauts de terre.

Logique de démarrage

La logique de démarrage est utilisée pour gérer le démarrage du temporisateur 1 et du temporisateur 2. Elle permet également de réinitialiser la fonction une fois que la défaillance du disjoncteur est sous contrôle. Sur le front montant de l'entrée `START`, le signal d'activation est envoyé aux temporisateurs 1 et 2.

La réinitialisation de la fonction est évitée pendant les 150 ms suivantes. Le délai de 150 ms est prévu pour éviter tout dysfonctionnement dû à l'oscillation du signal de démarrage.

Si le paramètre *Start latching mode* est réglé sur « Level sensitive », le CCBRBRF est réinitialisé immédiatement après la désactivation du signal START. La valeur de réglage recommandée est « Rising edge ».

La réinitialisation de la fonction dépend du paramètre *CB failure mode*.

- Si *CB failure mode* est réglé sur « Current », la logique de réinitialisation dépend en outre du paramètre *CB failure trip mode*.
    - Si *CB failure trip mode* est réglé sur « 1 out of 3 », la logique de réinitialisation exige que les valeurs de tous les courants de phase tombent en dessous du paramètre *Current value*.
    - Si *CB failure trip mode* est réglé sur « 1 out of 4 », la logique de réinitialisation exige que les valeurs des courants de phase et du courant

résiduel tombent en dessous de *Current value* et du paramètre *Current value Res*.

- Si *CB failure trip mode* est réglé sur « 2 out of 4 », la logique de réinitialisation exige que les valeurs de tous les courants de phase tombent en dessous du paramètre *Current value*.

- Si *CB failure mode* est réglé sur le mode « Breaker status », la logique de réinitialisation exige que le disjoncteur soit en état ouvert.
- Si le paramètre *CB failure mode* est réglé sur « Both », la logique de réinitialisation exige que le disjoncteur soit en position ouverte et que les valeurs des courants de phase et du courant résiduel descendent en dessous de *Current value* et du paramètre *Current value Res* respectivement.

L'activation de l'entrée `BLOCK` réinitialise la fonction.

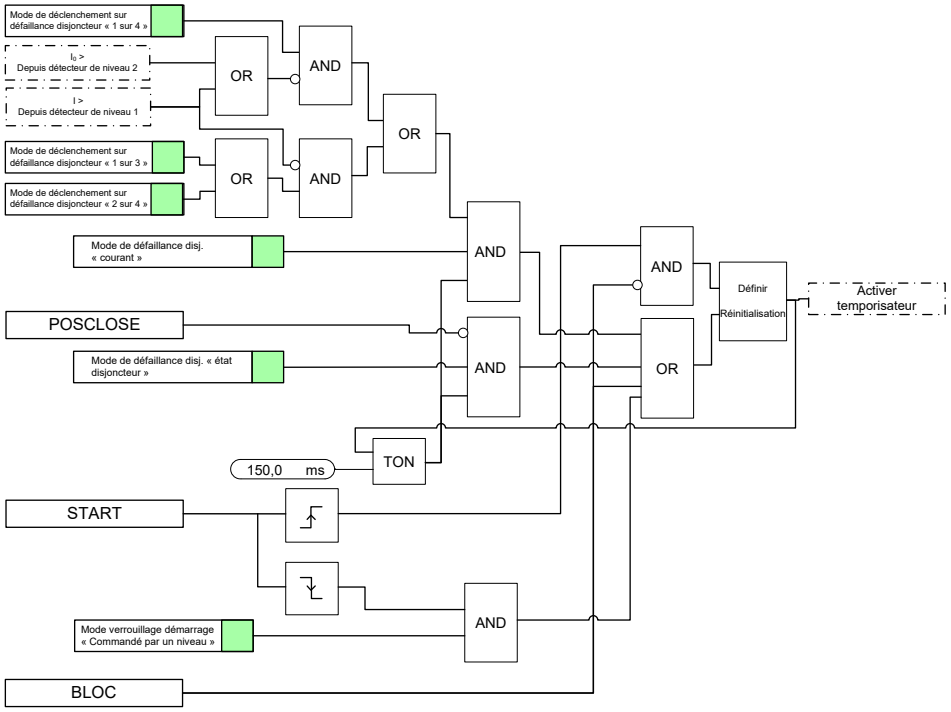


Figure 413: Logique de démarrage

Temporisateur 1

Une fois activé, le temporisateur fonctionne jusqu'à ce que la valeur de *Retrip time* soit écoulée. La caractéristique du temporisateur se base sur le mode fonctionnement défini (DT). Lorsque le temporisateur de fonctionnement atteint *Retrip time*, la logique de re-déclenchement est activée. Un réglage typique est 0...50 ms.

Temporisateur 2

Une fois activé, le temporisateur fonctionne jusqu'à ce que la valeur de *CB failure delay* soit écoulée. La caractéristique du temporisateur se base sur le mode

fonctionnement défini (DT). Lorsque le temporisateur de fonctionnement a atteint la valeur de temps maximum de *CB failure delay*, la logique de déclenchement de secours est activée. La valeur de ce réglage est rendue aussi basse que possible en même temps que l'on évite toute opération non désirée. Un réglage typique est de 90 à 150 ms, ce qui dépend également du temporisateur de re-déclenchement.

Le délai minimum pour la temporisation de la défaillance du disjoncteur peut être estimé comme suit :

$$\textit{Temp. défaillance disj.} \geq \textit{Retriptime} + t_{cbopen} + t_{BFP_réinit.} + t_{marge\ t}$$

(Équation 150)

t_{cbopen}	temps d'ouverture maximum du disjoncteur
t_{BFP_reset}	temps maximum pour que la protection contre les défaillances des disjoncteurs détecte la fonction correcte du disjoncteur (le critère actuel est réinitialisé)
t_{margin}	marge de sécurité

Il est souvent exigé que le temps total d'élimination des défauts soit inférieur au temps critique donné. Ce temps dépend souvent de la capacité à maintenir une stabilité transitoire en cas de défaut à proximité d'une centrale électrique.

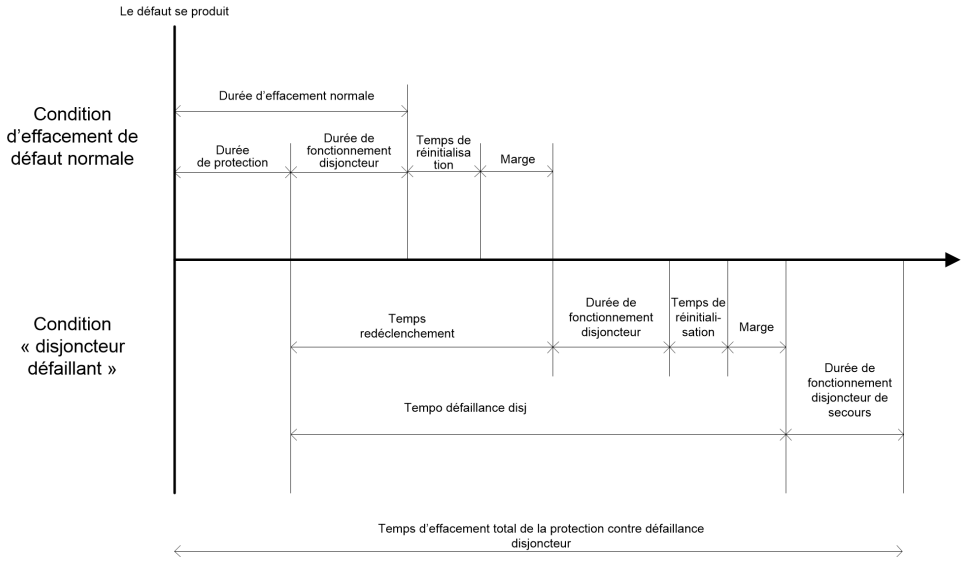


Figure 414: Chronologie de la protection contre les défaillances du disjoncteur

Temporisateur 3

Ce module est activé avec le signal `CB_FAULT`. Une fois activé, le temporisateur fonctionne jusqu'à ce que la valeur de *CB fault delay* soit écoulée. La caractéristique du temporisateur se base sur le mode fonctionnement défini (DT). Lorsque le temporisateur de fonctionnement atteint la valeur du temps maximum *CB fault delay*,

la sortie CB_FAULT_AL est activée. Après le temps réglé, une alarme est donnée pour que le disjoncteur puisse être réparé. Une valeur typique est 5 s.

Logique de re-déclenchement

La logique de re-déclenchement fournit la sortie TRRET, qui peut être utilisée pour donner un signal de re-déclenchement du disjoncteur principal. Le temporisateur 1 active la logique de re-déclenchement. Le fonctionnement de la logique de re-déclenchement dépend du paramètre *CB fail retrip mode*.

- La logique de re-déclenchement est inactive si le paramètre *CB fail retrip mode* est réglé sur « Off ».
- Si *CB fail retrip mode* est réglé sur le mode « Current check », l'activation de la sortie de re-déclenchement TRRET dépend du paramètre *CB failure mode*.
    - Si *CB failure mode* est réglé sur le mode « Current », TRRET est activée lorsque la valeur de n'importe quel courant de phase dépasse le paramètre *Current value*. La sortie TRRET reste active pendant le temps défini avec le paramètre *Trip pulse time* ou jusqu'à ce que toutes les valeurs de courant de phase tombent en dessous du paramètre *Current value*, selon la plus longue des deux périodes.
    - Si *CB failure mode* est réglé sur le mode « Breaker status », TRRET est activé si le disjoncteur est en position enclenché. La sortie TRRET reste active pendant le temps défini par le paramètre *Trip pulse time* ou pendant le temps où le disjoncteur est en position enclenché, selon la plus longue des deux périodes.
    - Si *CB failure mode* est réglé sur « Both », TRRET est activée lorsque l'une des conditions des modes « Breaker status » ou « Current » est remplie.
- Si *CB fail retrip mode* est réglé sur le mode « Without check », TRRET est activée lorsque le temporisateur 1 est activé sans vérification du niveau du courant. La sortie TRRET reste active pendant un temps déterminé par le paramètre *Trip pulse time*.

L'activation de l'entrée BLOCK ou de la sortie CB_FAULT_AL désactive la sortie TRRET.

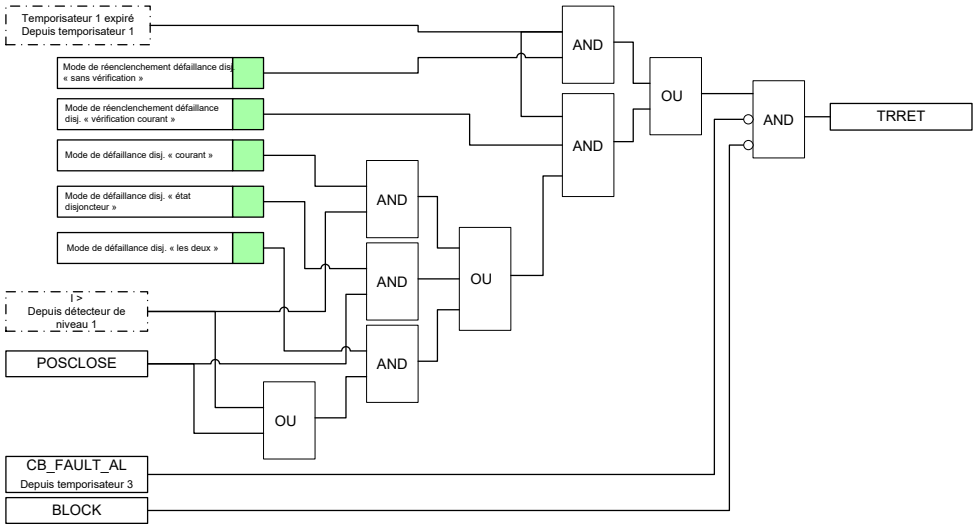


Figure 415: Logique de re-déclenchement

Logique de déclenchement de secours

La logique de déclenchement de secours fournit la sortie du TRBU qui peut être utilisée pour déclencher le disjoncteur de secours en amont lorsque le disjoncteur principal ne parvient pas à éliminer le défaut. La logique de déclenchement de secours est activée par le module temporisateur 2 ou le signal d'activation du temporisateur du module de logique de démarrage (front montant de l'entrée START détecté), et simultanément CB_FAULT_AL est actif. Le fonctionnement de la logique de secours dépend du paramètre *CB failure mode*.

- Si *CB failure mode* est réglé sur « Current », l'activation de TRBU dépend du paramètre *CB failure trip mode*.
  - Si *CB failure trip mode* est réglé sur « 1 out of 3 », la détection de défaillance est basée sur tout courant de phase dépassant le paramètre *Current value*. Une fois que TRBU est activée, elle reste active pendant le temps défini par le paramètre *Trip pulse time* ou jusqu'à ce que les valeurs de tous les courants de phase tombent en dessous du paramètre *Current value*, selon ce qui prend le plus de temps.
  - Si *CB failure trip mode* est réglé sur « 1 out of 4 », la détection de défaillance est basée sur un courant de phase ou un courant résiduel dépassant les paramètres *Current value* ou *Current value Res* respectivement. Une fois que TRBU est activée, elle reste active pendant le temps défini par le paramètre *Trip pulse time* ou jusqu'à ce que les valeurs de tous les courants de phase ou courants résiduels chutent en dessous de des paramètres *Current value* et *Current value Res* respectivement, selon ce qui prend le plus de temps.
  - Si *CB failure trip mode* est réglé sur « 2 out of 4 », la détection de défaillance exige qu'un courant de phase et un courant résiduel dépassent tous deux la valeur du paramètre *Current value* et *Current value Res* respectivement ou que deux courants de phase dépassent *Current value*. Une fois que TRBU

est activée, elle reste active pendant le temps défini par le paramètre *Trip pulse time* ou jusqu'à ce que les valeurs de tous les courants de phase chutent en dessous de *Current value*, selon ce qui prend le plus de temps.

Dans la plupart des applications, « 1 out of 3 » est suffisant.

- Si *CB failure mode* est réglé sur « Breaker status », la sortie TRBU est activée si le disjoncteur est en position enclenché. Une fois activée, la sortie TRBU reste active pendant le temps défini avec le paramètre *Trip pulse time* ou le temps pendant lequel le disjoncteur est en position enclenché, selon ce qui prend le plus de temps.
- Si le paramètre *CB failure mode* est réglé sur « Both », TRBU est activée lorsque les conditions des modes « Breaker status » ou « Current » sont remplies.

L'activation de l'entrée BLOCK désactive la sortie TRBU.

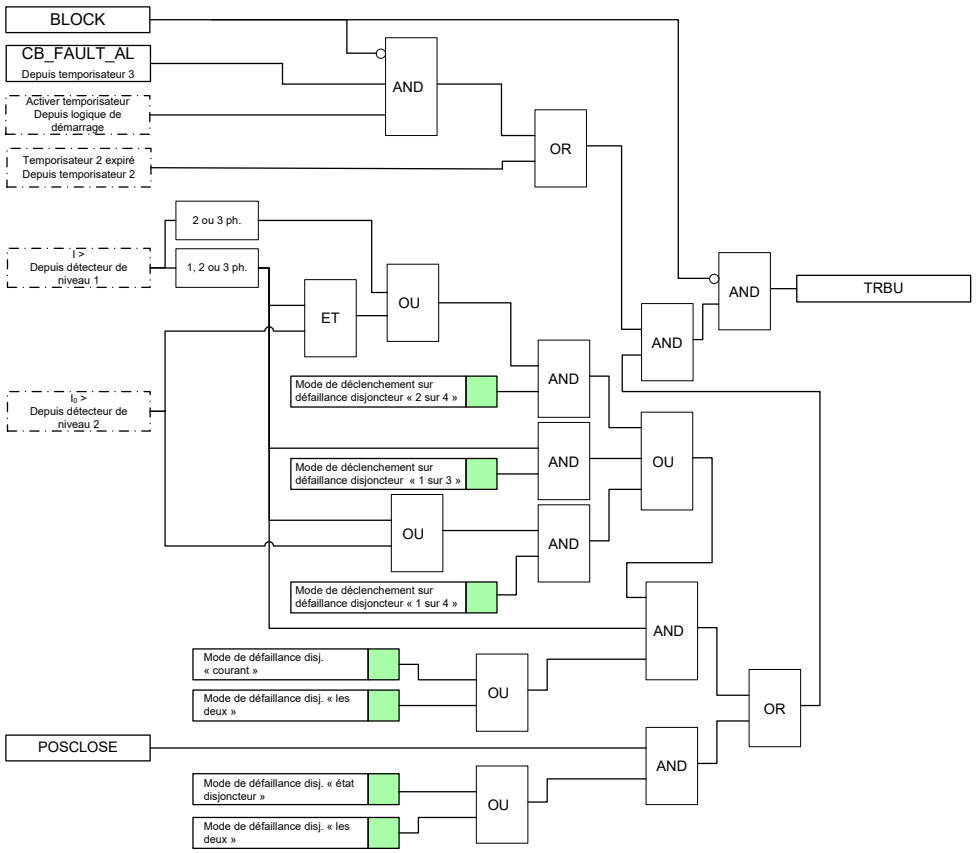


Figure 416: Logique de déclenchement de secours

5.2.5 Application

Le critère n-1 est souvent utilisé dans la conception d'un système d'élimination des défauts. Cela signifie que le défaut est éliminé même si un élément du système d'élimination des défauts est défectueux. Un disjoncteur est un élément indispensable dans le système d'élimination des défauts. Pour des raisons pratiques et économiques, il n'est pas possible de reproduire le disjoncteur pour l'élément protégé, mais on utilise plutôt une protection contre les défaillances de disjoncteur.

La fonction de défaillance de disjoncteur émet une commande de déclenchement de secours aux disjoncteurs en amont au cas où le disjoncteur d'origine ne se déclencherait pas pour l'élément protégé. La détection d'un défaut de coupure du courant par le disjoncteur se fait en mesurant le courant ou en détectant le signal de déclenchement restant (inconditionnel).

La fonction CCBRBRF peut aussi se réenclencher. Cela signifie qu'un second signal de déclenchement est envoyé au disjoncteur protégé. La fonction de réenclenchement est utilisée pour augmenter la fiabilité de fonctionnement du disjoncteur. La fonction peut également être utilisée pour éviter le déclenchement de secours de plusieurs disjoncteurs dans le cas où des erreurs se produiraient pendant l'entretien et les essais du relais de protection.

La fonction CCBRBRF est lancée par le fonctionnement de différentes fonctions de protection ou de logiques numériques à l'intérieur du relais de protection. Il est également possible de lancer la fonction depuis l'extérieur par une entrée binaire.

CCBRBRF peut être bloquée en utilisant un signal attribué en interne ou un signal externe provenant d'une entrée binaire. Ce signal bloque la fonction de la protection contre les défaillances du disjoncteur même lorsque les temporisateurs ont démarré ou qu'ils sont réinitialisés.

La temporisation de réenclenchement est initiée après que l'entrée de démarrage soit réglée sur « True ». Lorsque le réglage du temps prédéfini est dépassé, CCBRBRF lance le réenclenchement et envoie une commande de déclenchement, par exemple, à la deuxième bobine de déclenchement du disjoncteur. Un réenclenchement avec vérification du courant et un réenclenchement inconditionnel sont tous deux disponibles. Lorsqu'un réenclenchement avec vérification du courant est choisi, il est uniquement réalisé si un courant circule dans le disjoncteur.

Le temporisateur de déclenchement de secours est également lancé en même temps que le temporisateur de réenclenchement. Si la fonction CCBRBRF détecte une défaillance lors du déclenchement du défaut dans le délai de secours défini, qui est plus long que le délai de réenclenchement, elle envoie un signal de déclenchement de secours aux disjoncteurs de secours choisis. Les disjoncteurs sont normalement des disjoncteurs en amont qui alimentent en courant de défaut un dispositif d'alimentation défectueux.

Le déclenchement de secours comprend toujours un critère de vérification du courant. Cela signifie que le critère de défaillance d'un disjoncteur correspond à la circulation d'un courant dans le disjoncteur après la temporisation de secours définie.

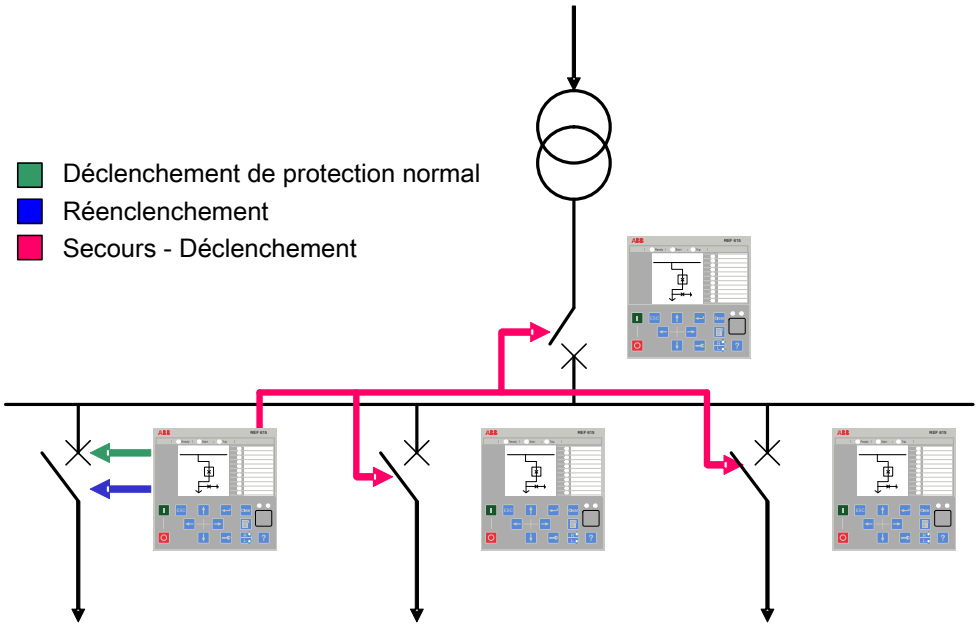


Figure 417: Schéma de protection contre une défaillance classique de disjoncteur dans les postes de distribution

5.2.6 Signaux

Tableau 775: Signaux d'entrée CCBRBRF

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
Io	SIGNAL	0	Courant résiduel
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloquer le fonctionnement de CBFP
START	BOOLÉEN	0 = Faux	Commande de démarrage CBFP
POSCLOSE	BOOLÉEN	0 = Faux	Disjoncteur en position fermée
CB_FAULT	BOOLÉEN	0 = Faux	Disjoncteur défectueux, déclenchement impossible

Tableau 776: Signaux de sortie CCBRBRF

Nom	Type	Description
CB_FAULT_AL	BOOLÉEN	Alarme sur défaillance disjoncteur retardée
TRBU	BOOLÉEN	Logique secondaire
TRRET	BOOLÉEN	Réenclenchement

5.2.7 Paramètres

Tableau 777: Paramètres de non-groupe CCBRBRF (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Valeur courant	0,05...2,00	xIn	0,01	0,30	Courant de phase de fonctionnement
Valeur courant rés.	0,05...2,00	xIn	0,01	0,30	Courant résiduel de fonctionnement
Mode décl. défaillance disj	1 = 2 sur 4 2 = 1 sur 3 3 = 1 sur 4			2 = 1 sur 3	Mode de vérification de courant de déclenchement de secours
Mode défaillance disj	1 = Courant 2 = État du disjoncteur 3 = Les deux			1 = Courant	Mode de fonctionnement de la fonction
Mode réenclench défaill disj	1 = Désactivé 2=Sans vérification 3=Vérification du courant			1 = Désactivé	Mode de fonctionnement de la logique de réenclenchement
Temps redéclenchement	0...60000	ms	10	120	Temporisateur pour le réenclenchement
Tempo défaillance disj	0...60000	ms	10	240	Temporisateur pour le déclenchement de secours

Tableau 778: Paramètres de non-groupe CCBRBRF (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Tempo défaut disj	0...60000	ms	10	5000	Délai en cas de disjoncteur défectueux
Mode de mesure	2 = DFT 3 = Crête à crête			3 = Crête à crête	Mode de mesure du courant de phase de la fonction
Durée d'impulsion de déclenchement	0...60000	ms	10	200	Longueur d'impulsion des sorties de réenclenchement et de déclenchement de secours
Mode verrouil dém	1=Front montant 2=Commandé par un niveau			1=Front montant	Réinitialisation du démarrage retardée ou immédiate

5.2.8 Données surveillées

Tableau 779: Données surveillées CCBRBRF

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
CCBRBRF	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

5.2.9 Données techniques

Tableau 780: CCBRBRF - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de déclenchement	En fonction de la fréquence du courant mesuré : f_n ±2 Hz
	± 1,5 % de la valeur définie ou ± 0,002 × I_n
Précision du temps de fonctionnement	±1.0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms
Temps de réinitialisation[1)]	Généralement 40 ms
Temps de retard	<20 ms

1) Le temps d'impulsion de déclenchement définit la durée d'impulsion minimum

5.2.10 Historique de révision technique

Tableau 781: Historique de révision technique CCBRBRF

Révision technique	Modification
B	Durée d'impulsion de déclenchement par défaut passée à 150 ms
C	Ajout d'un nouveau paramètre *Start latching mode* (Mode verrouil dém). Valeur maximale passée à 2,00 xIn pour le paramètre *Current value* (Valeur courant).
D	Amélioration interne.
E	Valeur maximale pour *Current value* (Valeur courant) et *Current value Res* (Valeur courant rés.) passée de « 1,00 x In » à « 2,00 x In ».
F	Incrément pour *Current value* (Valeur courant) et *Current value Res* (Valeur courant rés.) passé de « 0,05 » à « 0,01 ».

5.3 Déclenchement maître TRPPTRC

5.3.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Déclenchement principal	TRPPTRC	Déclenchement maître	94/86

5.3.2 Bloc fonctionnel

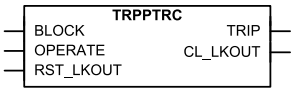


Figure 418: Bloc fonctionnel

5.3.3 Fonctionnalité

La fonction de déclenchement maître TRPPTRC est utilisée en tant que collecteur et gestionnaire de commandes de déclenchement après les fonctions de protection. Les caractéristiques de cette fonction influencent le comportement du disjoncteur en termes de signal de déclenchement. La longueur d'impulsion de déclenchement minimale peut être définie lorsque le mode non verrouillé est sélectionné. Il est également possible de sélectionner le mode verrouillé ou de verrouillage pour le signal de déclenchement.

5.3.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs du paramètre correspondant sont « On » et « Off ».



Lorsque la fonction TRPPTRC est désactivée, toutes les sorties de déclenchement destinées à passer par cette fonction vers la bobine de déclenchement du disjoncteur sont bloquées.

Le fonctionnement de la fonction TRPPTRC peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

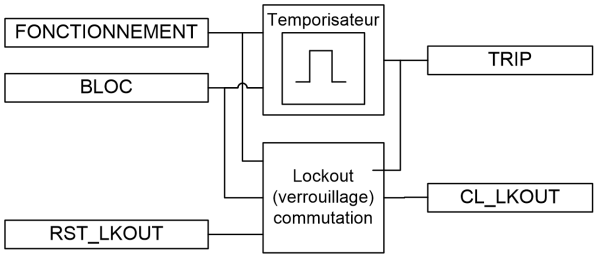


Figure 419: Schéma du module fonctionnel

Temporisateur

La durée du signal de sortie `TRIP` de TRPPTRC peut être ajustée avec le paramètre *Trip pulse time* (durée de l'impulsion de déclenchement) lorsque le mode de fonctionnement « Non-latched » (non verrouillé) est utilisé. La durée de l'impulsion doit être suffisamment longue pour assurer l'ouverture du disjoncteur. Pour le

déclenchement tripolaire, la fonction TRPPTRC dispose d'une entrée unique OPERATE, par laquelle tous les signaux de sortie de déclenchement sont acheminés depuis les fonctions de protection à l'intérieur du relais de protection, ou depuis les fonctions de protection externes via une ou plusieurs entrées binaires du relais de protection. La fonction dispose d'une seule sortie de déclenchement TRIP pour connecter la fonction à une ou plusieurs sorties binaires du relais de protection, ainsi qu'à d'autres fonctions du relais de protection nécessitant ce signal.

L'entrée BLOCK bloque la sortie TRIP et réinitialise le temporisateur.

Logique de verrouillage

Grâce à la fonction TRPPTRC, il est possible d'activer un verrouillage. Lorsqu'il est activé, le verrouillage peut être réinitialisé manuellement après vérification du défaut primaire en activant l'entrée RST_LKOUT ou à partir du paramètre de menu effacer IHML. En mode « Latched », la réinitialisation de la sortie TRIP peut être effectuée de la même manière que pour le mode « Lockout ». Il est également possible de réinitialiser le mode « Latched » à distance par le biais d'un paramètre de communication séparé.

La fonction de déclenchement de l'impulsion minimum n'est pas active en mode « Lockout » ou « Latched » mais seulement lorsque le mode « Non-latched » est sélectionné.

Les sorties CL_LKOUT et TRIP peuvent être bloquées avec l'entrée BLOCK.

Tableau 782: Modes de fonctionnement de la sortie de déclenchement TRPPTRC

Mode	Fonctionnement
Non-latched	Le paramètre *Trip pulse length* donne la longueur d'impulsion minimale pour TRIP
Latched	TRIP est verrouillé ; l'effacement local et à distance est possible.
Lockout	TRIP est verrouillé et ne peut être effacé qu'en local via le menu ou l'entrée RST_LKOUT.

5.3.5 Application

Tous les signaux de déclenchement des différentes fonctions de protection sont acheminés par la logique de déclenchement. L'application la plus simple de la fonction logique est de relier le signal de déclenchement et de s'assurer que le signal est suffisamment long.

La logique de déclenchement dans le relais de protection est destinée à être utilisée dans le déclenchement triphasé pour tous les types de défauts (fonctionnement 3ph). Pour empêcher la fermeture d'un disjoncteur après un déclenchement, la fonction TRPPTRC peut bloquer la fermeture de la fonction CBXCBR.

TRPPTRC est prévue pour être connectée à une bobine de déclenchement du disjoncteur correspondant. Si le déclenchement est requis pour une autre bobine de déclenchement ou un autre disjoncteur qui nécessite, par exemple, un temps d'impulsion de déclenchement différent, une autre fonction logique de déclenchement peut être utilisée. Les deux instances de la fonction PTRC sont identiques, seuls les noms des fonctions, TRPPTRC1 et TRPPTRC2, sont différents. Par conséquent, même si toutes les références sont faites uniquement sur TRPPTRC1, elles s'appliquent également à TRPPTRC2.

Les entrées des fonctions de protection sont connectées à l'entrée `OPERATE`. Habituellement, un bloc logique OR est nécessaire pour combiner les différentes sorties de fonction à cette entrée. La sortie `TRIP` est connectée aux sorties binaires de la carte E/S. Ce signal peut également être utilisé à d'autres fins dans le relais de protection, par exemple pour démarrer la protection contre les pannes du disjoncteur.

La fonction TRPPTRC est utilisée pour des applications simples de déclenchement triphasé.

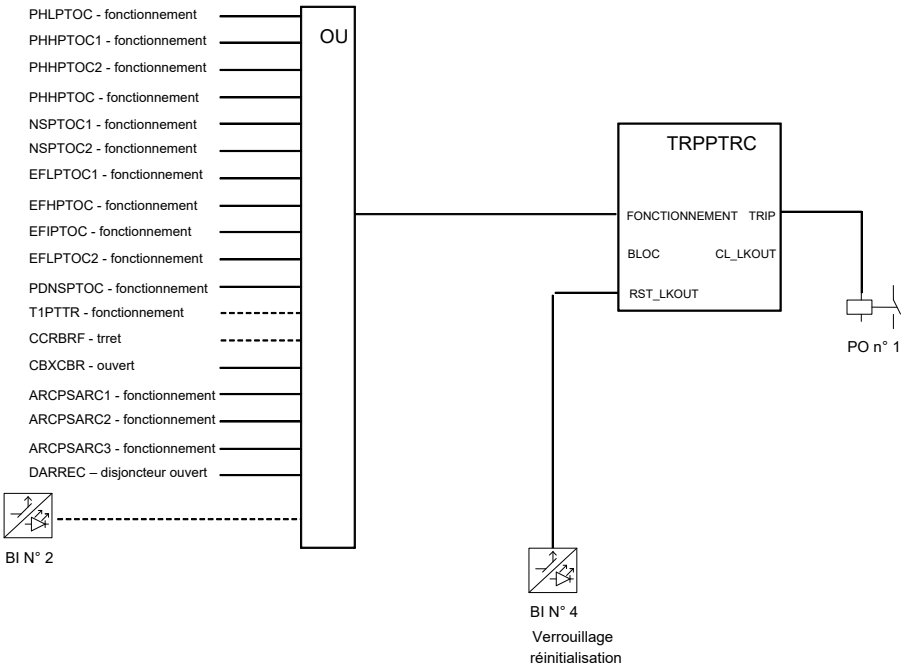


Figure 420: Connexion typique de la fonction TRPPTRC

5.3.6 Signaux

Tableau 783: Signaux d'entrée TRPPTRC

Nom	Type	Par défaut	Description
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloc fonctionnel
OPERATE	BOOLÉEN	0 = Faux	Fonctionnement
RST_LKOUT	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée pour réinitialisation de la fonction de verrouillage du disjoncteur

Tableau 784: Signaux de sortie TRPPTRC

Nom	Type	Description
DÉCLENCHEMENT	BOOLÉEN	Signal de sortie de déclenchement général
CL_LKOUT	BOOLÉEN	Sortie de verrouillage du disjoncteur (défini jusqu'à la réinitialisation)

5.3.7 Réglages

Tableau 785: Paramètres de non-groupe TRPPTRC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Durée d'impulsion de déclenchement	20...60000	ms	1	250	Durée minimale du signal de sortie de déclenchement
Mode de sortie de déclenchement	1 = Non verrouillé 2 = Verrouillé 3 = Verrouillage			1 = Non verrouillé	Sélection du mode de fonctionnement pour la sortie de déclenchement

5.3.8 Données surveillées

Tableau 786: Données surveillées TRPPTRC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
TRPPTRC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

5.3.9 Historique de révision technique

Tableau 787: Historique de révision technique TRPPTRC

Révision technique	Modifier
B	-
C	-
D	Amélioration interne.
E	Passage du réglage par défaut du paramètre *Trip output mode* à « Latched » (Verrouillé).
F	Amélioration interne.

5.4 Détection des défauts à haute impédance PHIZ

5.4.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Détection de défaut à haute impédance	PHIZ	HIF	HIZ

5.4.2 Bloc fonctionnel

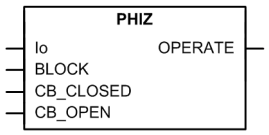


Figure 421: Bloc fonctionnel

5.4.3 Fonctionnalité

Un faible pourcentage des défauts à la terre ont une très forte impédance. Ils sont comparables à l'impédance de charge et présentent donc un très faible courant de défaut. Ces défauts à forte impédance ne posent pas de danger immédiat pour l'équipement du système électrique. Cependant, ils représentent une menace considérable pour les êtres humains et les biens ; les individus peuvent toucher des conducteurs transportant d'importantes quantités d'énergie ou s'en approcher.

ABB a mis au point une technologie brevetée (Brevet des États-Unis 7 069 116 B2 27 juin 2006, Brevet des États-Unis 7 085 659 B2 1er août 2006) pour détecter un défaut à forte impédance.

La fonction de détection de défaut à forte impédance PHIZ contient également une fonctionnalité de blocage. Il est possible de bloquer les sorties de la fonction, si nécessaire.



L'utilisation de PHIZ est limitée aux réseaux électriques 60 Hz avec un point neutre efficacement relié à la terre ou isolé.

5.4.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs du paramètre correspondant sont « On » et « Off ».

PHIZ utilise une approche à plusieurs algorithmes. Chaque algorithme utilise diverses caractéristiques des courants de terre pour détecter un défaut à impédance élevée.

Bien que l'algorithme PHIZ soit très sophistiqué, le réglage requis pour faire fonctionner la fonction est simple. Le paramètre *Security level* (niveau de sécurité), avec une plage de réglage de 1 à 10, est réglé pour trouver un équilibre entre les extrêmes de sécurité et de fiabilité qui, ensemble, constituent la fiabilité de tout système. La valeur « 10 » du paramètre est plus sûre que « 1 ».

Plus la valeur du paramètre *Security level* est élevée, plus la probabilité de fausse détection est faible, mais le système peut passer à côté d'un véritable défaut. Par contre, une plus petite valeur rendrait le système plus fiable pour les défauts à impédance élevée dans la ligne, mais le fonctionnement est plus adapté à d'autres transitoires dans le système. Certains événements dans les réseaux électriques peuvent causer des formes d'ondes de courant similaires comme les défauts à impédance élevée. Ces événements pourraient alors être détectés par l'algorithme PHIZ, ce qui entraînerait des détections inutiles. Normalement, l'opérateur du réseau électrique ne connaît pas bien l'existence de ces événements et ceux-ci peuvent également se produire de façon très aléatoire. L'effet dépend aussi toujours de l'emplacement de l'événement par rapport à l'emplacement de mesure du relais de protection. Tous ces faits rendent le fonctionnement de l'algorithme PHIZ dans certains réseaux électriques assez difficile à mesurer et à prévoir en avance. Il n'y a pas de formule directe qui puisse calculer le réglage exact correct basé sur les paramètres connus du réseau électrique.

Il est donc recommandé de régler la valeur au milieu sur « 5 » au départ. En fonction de l'expérience et de la confiance acquises dans une application particulière, le réglage peut être déplacé d'un côté ou de l'autre. Dans de nombreux cas, il serait bon d'utiliser PHIZ à titre indicatif pendant une phase pilote, jusqu'à ce qu'une expérience suffisante ait été acquise et qu'un réglage approprié ait été trouvé.

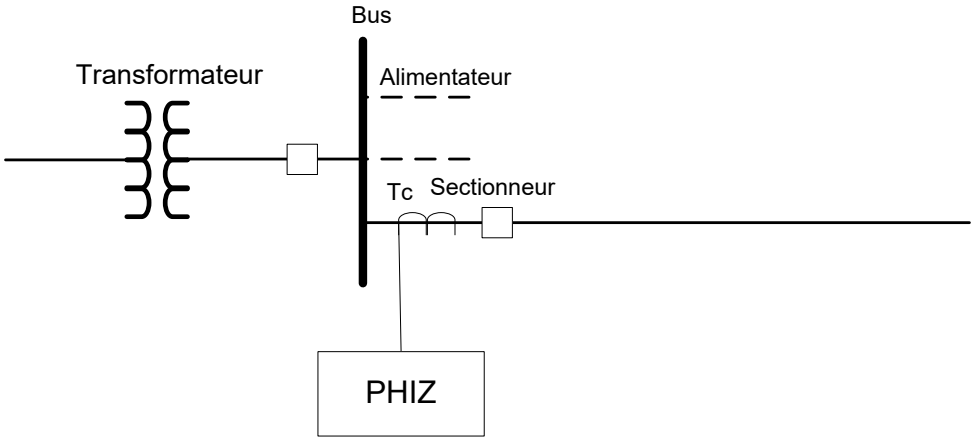


Figure 422: Système d'alimentation électrique équipé de PHIZ

Les signaux du réseau électrique sont acquis, filtrés puis traités par un algorithme individuel de détection de défauts à impédance élevée. Les résultats de ces algorithmes individuels sont ensuite traités par une logique de décision pour fournir la décision de détection. La logique de décision peut être modifiée en fonction des exigences de l'application.

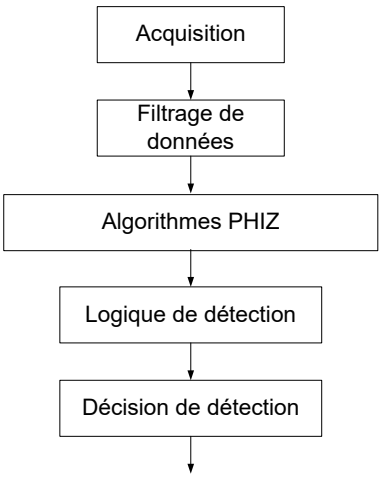


Figure 423: Schéma du bloc de PHIZ

La fonction PHIZ est basée sur des algorithmes qui utilisent des signatures de courant de terre qui sont considérées comme non stationnaires, temporellement volatiles et de durées d'oscillations diverses. Toutes les composantes harmoniques et non-harmoniques dans la fenêtre de données disponibles peuvent jouer un rôle essentiel dans la détection de défauts à impédance élevée. Un des principaux défis consiste à élaborer un modèle de données qui reconnaît que les défauts à impédance élevée peuvent se produire à tout moment dans la fenêtre d'observation du signal et qu'ils peuvent être retardés de façon aléatoire et atténués considérablement. Le modèle est motivé par des recherches approfondies, des observations expérimentales réelles en laboratoire, des essais sur le terrain et ce qui représente traditionnellement une

représentation précise d'un signal non stationnaire avec un spectre dépendant du temps.



Figure 424: Validation de PHIZ sur gravier



Figure 425: Validation de PHIZ sur béton



Figure 426: Validation de PHIZ sur sable



Figure 427: Validation de PHIZ sur herbe

5.4.5 Application

PHIZ sert à détecter si un conducteur ayant subi une chute baisse jusqu'à une terre très résistive, ce qui entraîne un défaut à la terre très difficile à détecter à l'aide d'une fonctionnalité de relais de protection traditionnelle. PHIZ doit ensuite être utilisé pour les lignes aériennes. L'utilisation de PHIZ est limitée aux réseaux électriques 60 Hz avec un point neutre efficacement relié à la terre ou isolé.

Les lignes électriques subissent des défauts pour diverses raisons. Dans la plupart des cas, les défauts électriques se traduisent par un dommage mécanique qui doit être réparé avant la remise en service de la ligne.

La plupart des défauts de réseau électrique sont des défauts à la terre. Les systèmes de protection traditionnels, basés sur le maximum de courant, l'impédance ou d'autres

principes, sont appropriés pour détecter des défauts d'impédance relativement faible qui présentent un courant de défaut relativement élevé.

Cependant, un faible pourcentage des défauts à la terre ont une très forte impédance. Ils sont comparables à l'impédance de charge et présentent donc un très faible courant de défaut. Ces défauts à forte impédance ne posent pas de danger immédiat pour l'équipement du système électrique. Cependant, ils sont extrêmement dangereux pour les personnes et les biens. Le groupe de travail du Power System Relaying committee (PSRC) de l'IEEE travaillant sur la technologie de détection de défaut à haute impédance définit les défauts à haute impédance comme étant ceux qui « ne produisent pas suffisamment de courant de défaut pour pouvoir être détectés par les relais ou fusibles à maximum de courant traditionnels.



PHIZ a toujours besoin d'une mesure Io sensible.

La détection de défaut à haute impédance (PHIZ) nécessite une approche différente de celle utilisée pour les défauts à faible impédance traditionnels. Une détection fiable des PHIZ permet de garantir la sécurité des personnes et des animaux. La sélection des PHIZ peut également empêcher les incendies et réduire les dommages aux biens. ABB a développé une technologie innovante pour la détection de défaut à haute impédance, au bout de plus de 10 ans de recherches qui ont mené à de nombreux essais sur site réussis.

5.4.6 Signaux

Tableau 788: Signaux d'entrée PHIZ

Nom	Type	Par défaut	Description
Io	Signal	0	Courant à la terre mesuré à l'aide de la fonction SEF CT
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
CB_CLOSED	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée de disjoncteur enclenché
CB_OPEN	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée de disjoncteur ouvert

Tableau 789: Signaux de sortie PHIZ

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement

5.4.7 Paramètres

Tableau 790: Paramètres de groupe PHIZ (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Niveau de sécurité	1...10		1	5	Niveau de sécurité

Tableau 791: Paramètres de non-groupe PHIZ (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Type système	1 = Mis à la terre 2 = Non mis à la terre			1 = Mis à la terre	Type système

5.4.8 Données surveillées

Tableau 792: Données surveillées PHIZ

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
Position	Dbpos	0 = Intermédiaire 1 = Ouvert 2 = Fermé 3 = Défaut		Position
PHIZ	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

5.4.9 Historique de révision technique

Tableau 793: Historique de révision technique PHIZ

Révision technique	Modification
B	Amélioration interne
C	Ajout d'entrées pour le disjoncteur enclenché et le disjoncteur ouvert

5.5 Démarrage d'urgence ESMGAPC

5.5.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Démarrage d'urgence	ESMGAPC	ESTART	ESTART

5.5.2 Bloc fonctionnel

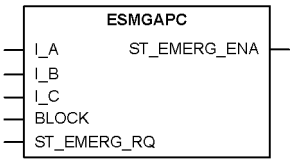


Figure 428: Bloc fonctionnel

5.5.3 Fonctionnalité

Une condition d'urgence peut survenir dans les cas où le moteur doit être démarré bien qu'on sache que cela peut entraîner une hausse de la température au-delà des limites ou une surcharge thermique susceptible d'endommager le moteur. La fonction de démarrage d'urgence ESMGAPC permet les démarrages de moteur dans ces cas d'urgence. ESMGAPC sert uniquement à forcer le relais de protection pour permettre le redémarrage du moteur. Après l'activation de l'entrée de démarrage d'urgence, le moteur peut être démarré normalement. La fonction ESMGAPC ne redémarre pas elle-même le moteur.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si nécessaire, il est possible de bloquer les sorties de la fonction, le temporisateur ou la fonction elle-même.

5.5.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont « On » (Activé) et « Off » (Désactivé).

Le fonctionnement de ESMGAPC peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

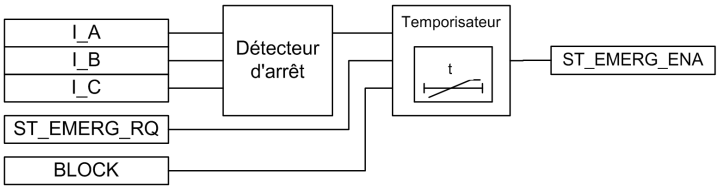


Figure 429: Schéma du module fonctionnel

Détecteur d'arrêt

Le module détecte si le moteur est dans une condition d'arrêt. La condition d'arrêt peut être détectée sur la base des valeurs de courant de phase. Si les trois courants de phase sont en dessous de la valeur définie de *Motor standstill A* (Cond I arrêt moteur), le moteur est considéré comme étant dans une condition d'arrêt.

Temporisateur

Le temporisateur est un temporisateur fixe de 10 minutes qui est activé lorsque l'entrée ST_EMERG_RQ est activée et que la condition d'arrêt du moteur est remplie. Ainsi, l'activation de l'entrée ST_EMERG_RQ active la sortie ST_EMERG_ENA, à condition que le moteur soit dans une condition d'arrêt. La sortie ST_EMERG_ENA reste active pendant 10 minutes ou tant que l'entrée ST_EMERG_RQ est élevée (la plus longue de ces deux durées).

L'activation de l'entrée BLOCK bloque et réinitialise également le temporisateur.

La fonction fournit aussi la date et l'heure de changement de la sortie ST_EMERG_ENA, T_ST_EMERG. Les informations sont disponibles dans la vue des données surveillées.

5.5.5 Application

Si le moteur doit être démarré dans une condition d'urgence au risque d'endommager le moteur, toutes les inhibitions de redémarrage externes sont ignorées, permettant au moteur d'être redémarré. Par ailleurs, si le niveau thermique calculé est plus élevé que le niveau d'inhibition du redémarrage dans une condition de démarrage d'urgence, le niveau thermique calculé est défini légèrement en dessous du niveau d'inhibition du redémarrage. Également, si la valeur de registre du compteur de temps de démarrage cumulé excède le niveau d'inhibition du redémarrage, la valeur est définie légèrement en dessous de la valeur de désactivation du redémarrage pour permettre au moins un démarrage du moteur.

L'activation de l'entrée numérique ST_EMERG_RQ permet d'exécuter le démarrage d'urgence. Le relais de protection est forcé dans un état qui permet le redémarrage du moteur, et l'opérateur peut alors redémarrer le moteur. Il n'est pas possible de procéder à un nouveau démarrage d'urgence tant que le délai de 10 minutes ne s'est pas écoulé ou tant que le démarrage d'urgence n'a pas été libéré (la plus longue de ces deux durées).

Le dernier changement du signal de sortie de démarrage d'urgence est enregistré.

5.5.6 Signaux

Tableau 794: Signaux d'entrée ESMGAPC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
ST_EMERG_RQ	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée de démarrage d'urgence

Tableau 795: Signaux de sortie ESMGAPC

Nom	Type	Description
ST_EMERG_ENA	BOOLÉEN	Démarrage d'urgence

5.5.7 Paramètres

Tableau 796: Paramètres de groupe ESMGAPC (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Cond I arrêt moteur	0,05 à 0,20	xIn	0,01	0,12	Limite de courant pour vérifier la condition d'arrêt du moteur

Tableau 797: Paramètres de non-groupe ESMGAPC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement

5.5.8 Données surveillées

Tableau 798: Données surveillées ESMGAPC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
T_ST_EMERG	Horodatage			Horodatage d'activation de démarrage d'urgence
ESMGAPC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

5.5.9 Données techniques

Tableau 799: ESMGAPC - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de déclenchement	À la fréquence f = f_n
	±1.5 % de la valeur de consigne ou ±0.002 × U_n

5.5.10 Historique de révision technique

Tableau 800: Historique de révision technique ESMGAPC

Révision technique	Modification
B	Amélioration interne
C	Amélioration interne

5.6 Logique d’enclenchement automatique sur défaut (CVPSOF)

5.6.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Logique d’enclenchement automatique sur défaut (SOF)	CVPSOF	CVPSOF	SOFT/21/50

5.6.2 Bloc fonctionnel

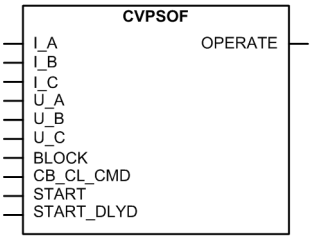


Figure 430: Bloc fonctionnel

5.6.3 Fonctionnalités

La fonction d’enclenchement automatique sur défaut, CVPSOF, est une fonction complémentaire dédiée à la fonction de protection à distance (DSTPDIS), mais peut être également utilisée en complément des fonctions de protection à maximum de courant non directionnelle ou directionnelle (PHxPTOC, DPHxPDOC).

La fonction CVPSOF accélère le fonctionnement de la protection, en assurant un déclenchement rapide lorsque le disjoncteur est fermé en raison d’une ligne d’alimentation ou d’un bus défectueux. En l’absence de la fonction CVPSOF, les tensions mesurées risquent d’être trop faibles pour garantir la fiabilité de fonctionnement des zones d'impédance ou des seuils à maximum de courant non directionnel. Cette condition existe lorsque les transformateurs de tension sont situés sur le côté alimentation ou bus à mettre sous tension, et par conséquent la mémoire de tension nécessaire pour une mesure directionnelle correcte n’est pas disponible.

5.6.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs du paramètre correspondant sont « On » et « Off ».

Le fonctionnement de CVPSOF peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

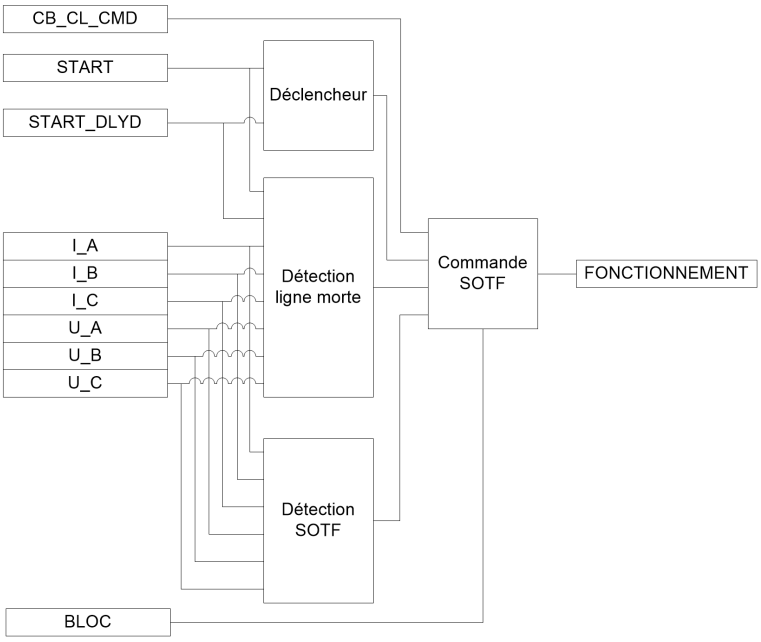


Figure 431: Schéma du module fonctionnel

Déclencheur

Ce module est utilisé pour détecter un éventuel défaut immédiatement après la fermeture du disjoncteur. L'utilisation d'une fonction de protection externe, typiquement le signal de démarrage d'une zone de distance non directionnelle ou d'un seuil à maximum de courant, est nécessaire pour l'indication du défaut. Les entrées `START` et `START_DLYD` sont disponibles à cette fin.

- L'entrée `START` n'a pas de temporisation. Ainsi, une situation d'enclenchement sur défaut est immédiatement signalée à la commande SOTF.
- L'entrée `START_DLYD` est utilisée lorsqu'un retard supplémentaire est nécessaire pour démarrer le signal. La situation d'enclenchement sur défaut est signalée à la commande SOTF après le paramètre *Operate delay time* défini.

Détection ligne morte

La détection de ligne morte ne doit être utilisée que lorsque les transformateurs de tension sont situés du côté ligne du disjoncteur.

Le paramètre *Automatic SOTF Ini* est utilisé pour configurer la fonction de détection de ligne morte interne.

Tableau 801: Options pour la détection de ligne morte

Automatic SOTF Ini	Description
DLD désactivé	La fonction de détection de ligne morte est désactivée. Ce mode de fonctionnement doit être appliqué lorsque des transformateurs de tension sont situés du côté du bus du disjoncteur.
Tension	La fonction de détection de ligne morte est activée et basée uniquement sur la condition à minimum de tension. Une condition de ligne morte est déclarée, si toutes les tensions de phase sont inférieures au paramètre *Voltage dead Lin Val*. La ligne morte est détectée si la condition de ligne morte est déclarée et si, simultanément, aucun défaut n'est détecté par les entrées `START` et `START_DLYD`. La condition de ligne morte est signalée à la commande SOTF après le délai défini par le paramètre *Dead line time*.
Courant	La fonction de détection de ligne morte est activée et basée uniquement sur la condition à minimum de courant. Une condition de ligne morte est déclarée, si tous les courants de phase sont inférieurs au paramètre *Current dead Lin Val*. La ligne morte est détectée si la condition de ligne morte est déclarée et si, simultanément, aucun défaut n'est détecté par les entrées `START` et `START_DLYD`. La condition de ligne morte est signalée à la commande SOTF après le délai défini par le paramètre *Dead line time*.
Courant et tension	La fonction de détection de ligne morte est activée et basée sur la condition à minimum de courant et de tension. Une condition de ligne morte est déclarée si tous les courants de phase sont inférieurs au paramètre *Current dead Lin Val* et si, simultanément, toutes les tensions de phase sont inférieures au paramètre *Voltage dead Lin Val*. La ligne morte est détectée si la condition de ligne morte est déclarée et si, simultanément, aucun défaut n'est détecté par les entrées `START` et `START_DLYD`. La condition de ligne morte est signalée à la commande SOTF après le délai défini par le paramètre *Dead line time*.

Détection SOTF

Le but de ce module est de détecter la situation d'enclenchement sur défaut en se basant sur des mesures de courant et de tension. Si la tension, dans l'une des phases, est inférieure au paramètre *Voltage dead Lin Val* et que, simultanément, le courant dans la même phase dépasse le paramètre *Current dead Lin Val*, la situation SOTF est signalée au module de commande SOTF après le temps *Cur voltage Det time* défini.

Commande SOTF

Le module de commande SOTF doit être activé avant que le fonctionnement ne soit possible dans la situation d'enclenchement sur défaut. Il y a deux façons d'activer le module de commande SOTF.

- Par CB_CL_CMD (commande de fermeture du disjoncteur)
- Par la condition de ligne morte reçue du module de détection de la ligne morte



La détection de ligne morte ne doit être utilisée que lorsque les transformateurs de tension sont situés du côté ligne du disjoncteur.

Lorsque l'entrée CB_CL_CMD est activée ou que la condition de ligne morte est détectée, le module de commande SOTF devient actif. Le temporisateur de réinitialisation est lancé lorsque CB_CL_CMD est désactivée ou que la condition de ligne morte disparaît. Ainsi, le module devient inactif après le dépassement de la valeur définie du paramètre *SOTF reset time*.

Lorsque le module de commande SOTF est actif, le paramètre *Operation mode* définit les critères de fonctionnement pour la détection d'une condition d'enclenchement sur défaut. La détection peut être basée sur les signaux de démarrage externes des fonctions de distance ou à maximum de courant, sur les niveaux de tension et de courant internes mesurés ou sur les deux.

Tableau 802: Options pour la détection SOTF

Mode de fonctionnement	Description
Démarrer	La sortie OPERATE est activée immédiatement après un signal provenant du module de déclenchement. Ceci indique que le disjoncteur est fermé sur défaut.
Courant et tension	La sortie OPERATE est activée immédiatement après un signal provenant du module de détection SOTF. Ceci indique que le disjoncteur est fermé sur défaut. Ce mode de fonctionnement peut être utilisé, par exemple, si la zone de distance non directionnelle n'est pas disponible.
Les deux	La sortie OPERATE est activée immédiatement après un signal provenant des modules de déclenchement ou de détection SOTF. Ceci indique que le disjoncteur est fermé sur défaut.

La sortie OPERATE peut être bloquée en activant l'entrée BLOCK.

5.6.5 Application

Le fonctionnement de CVPSOF est généralement basé sur la zone de distance non directionnelle ou sur le seuil à maximum de courant non directionnel. Lorsque les transformateurs de tension côté alimentation sont utilisés pour fournir la quantité de polarisation pour la protection de distance ou la protection directionnelle à maximum de courant, l'utilisation d'une impédance non directionnelle ou d'une protection basée sur le courant pour le démarrage de CVPSOF assure un déclenchement rapide de l'enclenchement sur défaut en cas de courts-circuits triphasés de fermeture. La protection non directionnelle assure un effacement rapide de défaut lorsque la

protection est utilisée pour alimenter un bus à partir du dispositif d'alimentation qui contient un défaut de court-circuit. D'autres fonctions de protection, comme les fonctions temporisées à maximum de courant homopolaires, peuvent être connectées à CVPSOF pour augmenter la fiabilité du schéma. L'autre avantage principal de l'utilisation de CVPSOF est qu'il accélère généralement le déclenchement en cas d'excitation d'une alimentation sur un défaut. Sans CVPSOF, ce déclenchement est normalement effectué par la protection normale classée en fonction du temps ou par la protection de secours locale temporisée, pour laquelle les temps de fonctionnement sont considérablement plus longs qu'avec le déclenchement CVPSOF.

Un contrôle interne de détection de ligne morte est prévu pour activer la fonction lorsque les transformateurs de tension sont situés du côté de l'alimentation. Un lancement par la détection de ligne morte est fortement recommandé pour les configurations de jeux de barres où plus d'un disjoncteur à une extrémité de l'alimentation peut mettre sous tension l'alimentation protégée ou l'alimentation peut également être mise sous tension à partir de l'autre extrémité.

Directives de réglage

Entrée `START` : Si une zone de distance est utilisée pour le démarrage de la fonction d'enclenchement sur défaut, la zone doit être réglée de manière à couvrir la totalité de l'alimentation protégée avec une marge de sécurité de 20 % minimum. Si la zone non directionnelle n'est pas disponible, le critère interne *Current & Voltage* ou le signal de démarrage de la fonction GFC peut être utilisé à la place. Si un maximum de courant non directionnel est utilisé pour le démarrage, le paramètre de courant ne doit pas être supérieur à ce qui est nécessaire pour le déclenchement non retardé et doit être un déclenchement fiable pour un défaut triphasé de fermeture dans des conditions de source minimales. Si le courant de court-circuit le long de l'alimentation est considérablement plus élevé que les courants maximum de charge, il est possible que l'ensemble de l'alimentation soit couverte par le déclenchement de CVPSOF. S'il est nécessaire de retarder le déclenchement, par exemple en raison de courants d'appel élevés, le signal de démarrage peut être connecté à l'entrée `START_DLYD` à la place.

Le paramètre de réglage *Current dead Lin Val* est réglé par défaut sur 20 % du courant de base. Le paramètre doit être réglé avec une marge suffisante de 15...20 % en-dessous du courant minimum de charge attendu. Le paramètre doit encore dépasser le courant maximum de charge d'une alimentation.

Le paramètre de réglage *Voltage dead Lin Val* est réglé par défaut sur 70 % de la tension de base. C'est un réglage approprié dans la plupart des cas, mais il est recommandé de vérifier qu'il adapté à l'application réelle.

Le paramètre de réglage *Cur voltage Det time* est réglé par défaut sur 0,02 secondes. Ce paramètre convient à la plupart des applications. Ce délai peut être coordonné, par exemple, avec les réglages de temps mort des cycles AR pour empêcher le déclenchement de CVPSOF par la fonction de détection de ligne morte lorsque le réenclenchement automatique à grande vitesse est en cours.

Le paramètre de réglage *Dead line time* est réglé par défaut sur 0,2 secondes. Ce paramètre convient à la plupart des applications. Le délai ne doit pas être réglé trop court pour éviter des activations indésirables pendant les transitoires dans le système.

Le paramètre de réglage *SOTF reset time* est réglé par défaut sur 1 seconde. Ce paramètre convient à la plupart des applications.

5.6.6 Signaux

Tableau 803: Signaux d'entrée CVPSOF

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
U_A	SIGNAL	0	Tension phase A
U_B	SIGNAL	0	Tension phase B
U_C	SIGNAL	0	Tension phase C
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage
CB_CL_CMD	BOOLÉEN	0 = Faux	Activation externe de SOTF avec la commande de fermeture du disjoncteur
START	BOOLÉEN	0 = Faux	Démarrer à partir de la fonction à faire accélérer par SOTF
START_DLYD	BOOLÉEN	0 = Faux	Démarrer à partir de la fonction à faire accélérer avec délai par SOTF

Tableau 804: Signaux de sortie CVPSOF

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement

5.6.7 Paramètres

Tableau 805: Paramètres de non-groupe CVPSOF (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement

Tableau 806: Paramètres de non-groupe CVPSOF (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Mode de fonctionnement	1 = Démarrer 2 = Courant et tension 3 = Les deux			3 = Les deux	Mode de fonctionnement de la fonction SOTF
Ini SOTF automatique	1 = DLD désactivé 2 = Tension 3 = Courant 4 = Courant et tension			2 = Tension	Passage automatique à l'initialisation de défaut
Current dead Lin Val	0,01...1,00	xIn	0,01	0,20	Valeur de ligne morte, courant. Également utilisée dans la logique d'activation automatique
Val ligne morte tension	0,01...0,58	xUn	0,01	0,40	Valeur de ligne morte, tension. Également utilisée dans la logique d'activation automatique
Tempo dét courant tension	0...60000	ms	10	20	Temporisation pour la détection basée sur la tension et le courant
Tempo fonctionnement	0...120000	ms	10	20	Délai pour l'entrée de démarrage retardée
Temporisation de réinitialisation SOTF	0...60000	ms	10	1000	Période de détection SOTF après initialisation
Tempo ligne morte	0...60000	ms	10	200	Temporisation pour l'activation de la détection de ligne morte

5.6.8 Données surveillées

Tableau 807: Données surveillées CVPSOF

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
CVPSOF	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

5.6.9 Données techniques

Tableau 808: CVPSOF - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de fonctionnement	En fonction de la fréquence de la tension mesurée : f_n ±2 Hz
	Courant : ±1,5% de la valeur de consigne ou ±0,002 × I_n Tension : ±1,5 % de la valeur de consigne ou ±0,002 × U_n
Précision du temps de fonctionnement	±1,0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms
Suppression des harmoniques	DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5,…

5.7 Localisateur de défauts SCEFRFLO

5.7.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Localisateur de défaut	SCEFRFLO	FLOC	21FL

5.7.2 Bloc fonctionnel

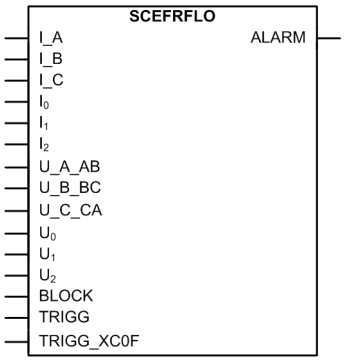


Figure 432: Bloc fonctionnel

5.7.3 Fonctionnalité

La fonction de localisation de défaut SCEFRFLO permet de localiser les défauts en fonction de l'impédance. Elle est conçue pour les systèmes de distribution à exploitation radiale. Elle s'applique à la localisation de courts-circuits dans tous les types de réseaux de distribution. Les défauts à la terre peuvent être localisés dans des réseaux efficacement mis à la terre et dans des réseaux mis à la terre à faible résistance ou faible réactance. Dans une certaine mesure, la fonction SCEFRFLO peut également être appliquée à la localisation de défauts à la terre dans des réseaux de distribution non mis à la terre.

Le calcul de la distance de défaut est basé sur des phaseurs de tension et de courant à la fréquence fondamentale mesurés localement. Le fonctionnement complet de SCEFRFLO nécessite la mesure de tous les courants de phase et de toutes les tensions phase-terre.

L'estimation de la distance du défaut est obtenue au déclenchement externe ou interne de la fonction.

5.7.4 Principe de fonctionnement

Le calcul de la distance de défaut est effectué en deux étapes. Premièrement, le type de défaut est déterminé avec la logique de sélection de phase (PSL) intégrée. Deuxièmement, en fonction de l'élément de mesure d'impédance sélectionné (boucle de défaut), la distance du défaut du point de mesure à l'emplacement du défaut est calculée.

En tant que critère de fonctionnement fondamental, les magnitudes de tension et de courant de phase doivent excéder les valeurs seuils de 2 % xIn et 3 % xUn, respectivement.

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont « On » (Activé) et « Off » (Désactivé).

Le fonctionnement de SCEFRFLO peut être décrit à l'aide d'un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

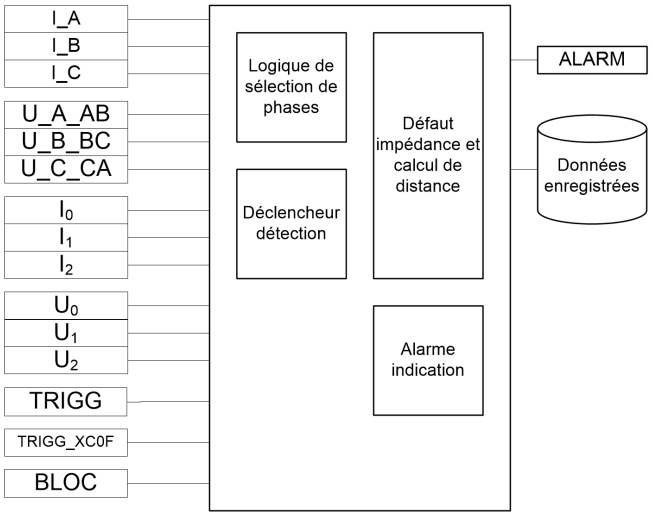


Figure 433: Schéma du module fonctionnel

5.7.4.1 Logique de sélection de phases

L'identification des phases défectueuses est permise par la Logique de sélection de phase intégrée, basée sur une combinaison de l'impédance et du critère de courant. La logique de sélection de phase ne nécessite virtuellement aucun réglage et ne présente qu'un seul paramètre, *Z Max phase load* (Charge de phase max. Z), afin de pouvoir faire la différence entre une grande charge symétrique et un défaut triphasé. Le paramètre *Z Max phase load* (Charge de phase max. Z) peut être calculé à l'aide de l'équation.

$$Z\ Charge\ phase\ max\ = 0.8 \cdot \frac{U_{xy}^2}{S_{\max}}$$

(Équation 151)

U_{xy} Tension phase-phase nominale

S_{max} Charge triphasée maximale

Par exemple, si U_{xy} = 20 kV et S_{max} = 1 MVA, alors *Z Max phase load* (Charge de phase max. Z) = 320,0 Ω.

L'identification des phases défectueuses est obligatoire pour le bon fonctionnement de SCEFRFLO. Cela est dû au fait qu'un seul des éléments de mesure de l'impédance (boucles de défaut) fournit le bon résultat pour un type de défaut spécifique. Un défaut triphasé est une exception et il peut théoriquement être calculé avec n'importe laquelle des boucles de défauts. La boucle de défaut utilisée dans le calcul de la distance de défaut est indiquée dans la boucle Flt de données enregistrées, tel qu'indiqué dans le tableau 809.

Tableau 809: Types de défauts et boucles de défauts correspondantes

Type de défaut	Description	Boucle de défaut
-	Pas de défaut	Pas de défaut
A-E	Défaut de phase A-terre	Défaut AG
B-E	Défaut de phase B-terre	Défaut BG
C-E	Défaut de phase C-terre	Défaut CG
A-B	Défaut de court-circuit de phase A à B	Défaut AB
B-C	Défaut de court-circuit de phase B à C	Défaut BC
C-A	Défaut de court-circuit de phase C à A	Défaut AC
A-B-C-(E)	Court-circuit au niveau du circuit triphasé	Défaut ABC

En cas de défauts biphasé-terre (A-B-E, B-C-E ou C-A-E), la boucle de défaut sélectionnée dépend de l'emplacement des défauts à la terre individuels. Lorsque les défauts sont situés sur la même ligne d'alimentation, la boucle phase-phase correspondante (« AB Fault » (Défaut AB), « BC Fault » (Défaut BC) ou « CA Fault » (Défaut CA)) est utilisée pour le calcul. Lorsque les défauts sont situés sur des lignes d'alimentation différentes, la boucle phase-terre ((« AG Fault » (Défaut AG), « BG Fault » (Défaut BG) ou « CG Fault » (Défaut CG)) correspondant à la phase défaillante au niveau de la ligne d'alimentation protégée est utilisée pour le calcul.

5.7.4.2 Calcul de distance et d'impédance de défaut

Dès qu'une condition de défaut est reconnue par la logique de sélection de phase, le calcul de distance de défaut est lancé avec l'un des sept éléments de mesure d'impédance, c'est à dire les boucles de défaut. SCEFRFLO utilise des algorithmes indépendants pour chaque type de défaut, afin d'obtenir des performances optimales.

Le résultat inhérent du calcul de distance de défaut est la valeur d'impédance de boucle de défaut ohmique.

Tableau 810: Les valeurs d'impédance calculées sont disponibles dans les données enregistrées

Valeur d'impédance	Description
Réactance phase de défaut	Réactance directe estimée entre le poste et l'emplacement du défaut, on ohms primaires.
Résistance de point de défaut	Valeur de résistance du défaut au niveau du défaut, en ohms primaires. La composition de ce terme dépend de la boucle de défaut décrite dans les sous-sections suivantes.
Résistance de boucle de défaut	La résistance de boucle de défaut totale entre le poste et l'emplacement du défaut, on ohms primaires. La résistance au point de défaut est comprise dans cette valeur. La composition de ce terme est différente pour les boucles de court-circuit et de défaut à la terre décrites dans les sous-sections suivantes.
Réactance de boucle de défaut	La réactance de boucle de défaut totale entre le poste et l'emplacement du défaut, en ohms primaires. La composition de ce terme est différente pour les boucles de court-circuit et de défaut à la terre décrites dans les sous-sections suivantes.

Ces valeurs d'impédance peuvent être utilisées en l'état, ou elles peuvent être traitées plus avant dans des applications de localisation de défaut au niveau du système, telles que le système de gestion de distribution (DMS).

Boucles de défaut « AG Fault » (Défaut AG), « BG Fault » (Défaut BG) ou « CG Fault » (Défaut CG)

Les boucles de défaut « AG Fault » (Défaut AG), « BG Fault » (Défaut BG) ou « CG Fault » (Défaut CG) sont utilisées pour les défauts monophasé-terre. Lorsque les défauts à la terre individuels se trouvent au niveau de différentes lignes d'alimentation, ils sont également appliqués dans le cas d'un défaut biphasé-terre. Dans ce cas, la boucle phase-terre (« AG Fault » (Défaut AG), « BG Fault » (Défaut BG) ou « CG Fault » (Défaut CG)) correspondant à la phase défaillante au niveau de la ligne d'alimentation protégée est utilisée pour le calcul. La figure 434 indique le modèle de boucle de défaut phase-terre. Les impédances suivantes sont mesurées et stockées dans les données enregistrées de SCEFRFLO.

Résistance de point de défaut = $R_{défaut}$

(Équation 152)

Résistance de boucle de défaut = $R_1 + R_N + R_{défaut}$

(Équation 153)

Réactance de boucle de défaut = $X_1 + X_N$

(Équation 154)

Réactance phase de défaut = X_1

(Équation 155)

R_1	Résistance directe estimée entre le poste et l'emplacement du défaut
X_1	Réactance directe estimée entre le poste et l'emplacement du défaut.
R_0	Résistance homopolaire estimée entre le poste et l'emplacement du défaut
X_0	Réactance homopolaire estimée entre le poste et l'emplacement du défaut
R_N	Résistance estimée du chemin de retour de terre (=(R0 - R1)/3) entre le poste et l'emplacement du défaut
X_N	Réactance estimée du chemin de retour de terre (=(X0 - X1)/3) entre le poste et l'emplacement du défaut
$R_{défaut}$	Résistance estimée du défaut à l'emplacement du défaut

La réactance de phase de défaut des données enregistrées fournit la réactance directe estimée entre le poste et l'emplacement du défaut.

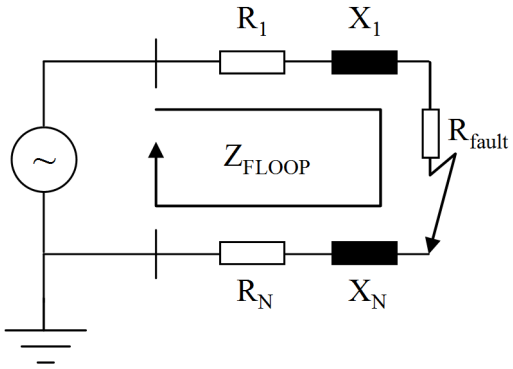


Figure 434: Impédance de boucle de défaut pour les boucles de défaut phase-terre (« AG Fault » (Défaut AG), « BG Fault » (Défaut BG) ou « CG Fault » (Défaut CG))

L'algorithme de calcul de distance entre la terre et le défaut est sélectionné avec le paramètre *EF algorithm Sel* (Sélection d'algorithme terre-défaut). Les options pour la sélection sont « Load compensation » (Compensation de charge) et « Load modelling » (Modélisation de charge). Pour assurer le bon fonctionnement des deux algorithmes, il ne doit pas y avoir de sources de courant nul, comme par exemple des transformateurs de mise à la terre, devant l'emplacement du relais de protection.

L'algorithme de « Compensation de charge » utilise des composants symétriques pour compenser l'effet de la charge sur les tensions et les courants mesurés. Dans le cas des lignes d'alimentation radiales, cet algorithme doit être sélectionné avec des systèmes à faible impédance/efficacement reliés à la terre, pour lesquels le courant de défaut est

alimenté à partir d'un seul côté et pour lesquels il n’y a pas d’alimentations le long de la ligne protégée.

L’algorithme de « Load modelling » (Modélisation de charge) prend en compte l’effet de la charge dans les courants et les tensions mesurés, en le prenant en compte dans le modèle de boucle de défaut. Dans le cas des lignes d’alimentation radiales, cet algorithme peut être appliqué avec des systèmes à faible impédance/efficacement reliés à la terre, pour lesquels le courant de défaut est alimenté à partir d'un seul côté. L’algorithme de « Load modelling » (Modélisation de charge) a été conçu spécialement pour les systèmes non reliés à la terre.

L’algorithme de « Load modelling » (Modélisation de charge) nécessite le paramètre *Equivalent load Dis* (Distance de charge équivalente) comme paramètre supplémentaire. La dérivation et la signification de ce paramètre sont illustrées dans la figure 435 où l’on estime que la charge est également distribuée le long de la ligne d’alimentation, ce qui entraîne la courbe de chute de tension indiquée au centre de la figure 435.

En cas de charge également distribuée, *Equivalent load Dis* (Distance de charge équivalente) ~ 0,5. Lorsque la charge est branchée à l’extrémité de la ligne d’alimentation, *Equivalent load Dis* (Distance de charge équivalente) = 1,0. Si la distribution de charge est inconnue, une valeur par défaut de 0,5 peut être utilisée pour *Equivalent load Dis* (Distance de charge équivalente).

La valeur maximale de la chute de tension notée comme U_{chute}(réelle) est indiquée à l’extrémité de la ligne d’alimentation. Le paramètre *Equivalent load Dis* (Distance de charge équivalente) est la distance à laquelle un branchement de charge unique correspondant à la charge totale de la ligne d’alimentation entraînerait une chute de tension égale à U_{chute}(réelle). La courbe en pointillés indique le profil de chute de tension dans ce cas.

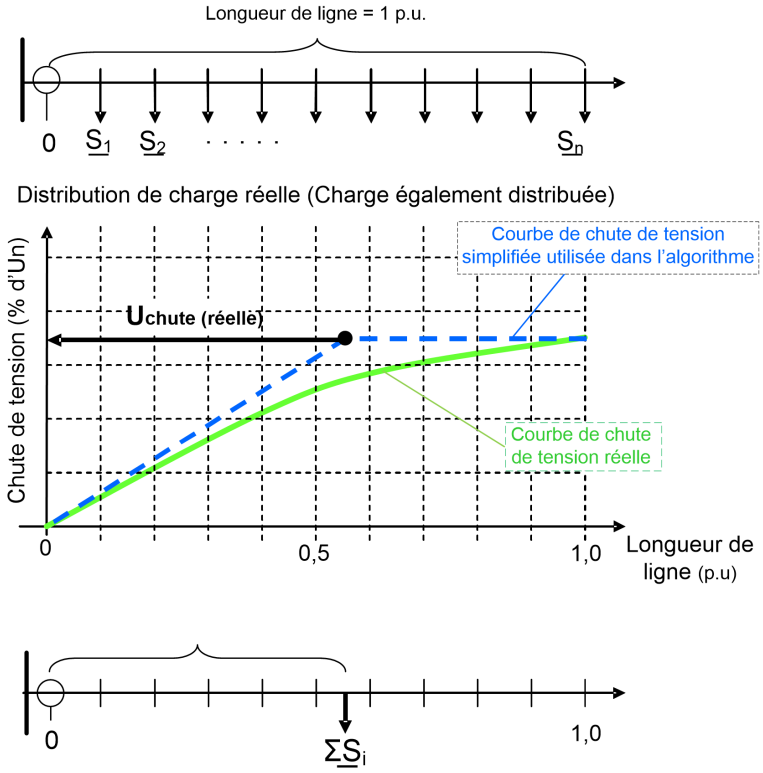


Figure 435: Description de la distance de charge équivalente

La valeur exacte pour *Equivalent load Dis* (Distance de charge équivalente) peut être calculée sur la base des calculs de débit de charge et de chute de tension en utilisant les données du système DMS et l'équation suivante.

$$\text{Distribution de charge équivalente} = \frac{U_{d(réel)}}{U_{d(prise,\ d=1)}}$$

(Équation 156)

$U_{d(réel)}$	La chute de tension maximale réelle de la ligne d'alimentation
$U_{d(branchement,d=1)}$	La chute de tension fictive, si la totalité de la charge est branchée à l'extrémité (d=1) de la ligne d'alimentation (non représenté dans la figure 435). Le calcul de cette valeur nécessite l'utilisation de données provenant du système DMS.

Alternativement, il est également possible de déterminer le paramètre *Equivalent load Dis* (Distance de charge équivalente) en effectuant un essai terre-défaut monophasé ($R_{défaut}$ = 0 Ω) à l'emplacement, sur la ligne d'alimentation, où la chute de tension maximale a lieu. Ce point se situe généralement à l'extrémité de la ligne principale. De ce fait, la valeur calculée est enregistrée dans les données enregistrées pour Equivalent load Dis. (Distance de charge équivalente).

De plus, lorsque le paramètre *EF algorithm Sel* (Sélection d'algorithme terre-défaut) est égal à « Load modelling » (Modélisation de charge), le paramètre *EF algorithm*

Cur Sel (Sélection de courant d'algorithme terre-défaut) détermine si l'on utilise un algorithme basé sur du courant nul « basé sur Io » ou du courant inverse « basé sur I2 ». La différence entre les méthodes « basé sur Io » et « basé sur I2 » est que « basé sur I2 » ne nécessite pas l'utilisation des paramètres *Ph capacitive React* (Réact. capacitive de phase) et *Ph leakage Ris* (Augm. fuite phase). En cas d'utilisation de « basé sur Io », ces paramètres sont nécessaires pour compenser l'influence des capacitances qui chargent la ligne de la ligne d'alimentation protégée. Cela améliore la précision de l'estimation de l'emplacement du défaut lorsque la résistance au défaut est impliquée dans le défaut.

Dans certaines limites, l'algorithme « Load modelling » (Modélisation de charge) peut également être appliqué aux réseaux non reliés à la terre. Dans ce cas, le paramètre *EF algorithm Cur Sel* (Sélection de courant d'algorithme terre-défaut) doit être réglé sur « Io based » (basé sur Io) et dans ce cas, les paramètres *Ph capacitive React* (Réact. capacitive de phase) et *Ph leakage Ris* (Augm. fuite phase) doivent être déterminés.

L'exigence préalable au fonctionnement de SCEFRFLO dans les défauts à la terre des réseaux non reliés à la terre est que le courant de défaut à la terre du réseau correspondant à un défaut franc dépasse le courant de charge avant le défaut ; c'est-à-dire qu'il faut que l'équation 157 soit valide.

$$Rapport\ Fit/Lod\ Cur = \frac{\left|I_{ef(R_défaut=0)}\right|}{\left|I_{Load}\right|} \geq 1$$

(Équation 157)

Ce rapport est estimé par SCEFRFLO et stocké dans les données enregistrées Flt to Lod Cur ratio (Rapport défaut à courant de charge) avec l'estimation de distance du défaut.

Dans le cas d'un réseau non relié à la terre, on peut atteindre une magnitude de courant de défaut suffisante pour entraîner un Flt to Lod Cur ratio (Rapport défaut à courant de charge) >1, par exemple en effectuant des opérations de commutation correctes dans le réseau arrière, si possible, ce qui augmente le courant de défaut. Si la ligne d'alimentation défectueuse est remise sous tension après l'opération de commutation, il est possible d'obtenir une nouvelle estimation de la distance du défaut. La résistance au défaut diminue la précision de la localisation du défaut et la résistance ne doit pas être trop élevée. Elle ne doit pas dépasser quelques centaines d'ohms. De plus, une faible valeur de Flt to Lod Cur ratio (Rapport défaut à courant de charge) entraîne des imprécisions et affecte la qualité de l'estimation de la distance du défaut. Les imprécisions étudiées, qui affectent l'estimation calculée de la distance du défaut sont indiquées dans la valeur de l'indicateur de qualité de résultat enregistré Flt Dist quality (Qualité dist. déf.) dans le tableau 811.

Boucles de défaut « AB Fault » (Défaut AB), « BC Fault » (Défaut BC) ou « CA Fault » (Défaut CA)

Les boucles de défaut « AB Fault » (Défaut AB), « BC Fault » (Défaut BC) ou « CA Fault » (Défaut CA) sont utilisées pour les défauts de court-circuit phase-phase ainsi

que dans les cas de défauts biphasé-terre, si les défauts à la terre individuels se trouvent sur la même ligne d'alimentation. La figure 436 indique le modèle de boucle de défaut phase-phase. Les impédances suivantes sont mesurées et stockées dans les données enregistrées de SCEFRFLO.

$$\text{résistance de point Flt} = \frac{R_{défaut}}{2}$$

(Équation 158)

$$\text{résistance de boucle Flt} = R_1 + \frac{R_{défaut}}{2}$$

(Équation 159)

$$\text{résistance de boucle Flt} = \text{résistance de phase Fit} = X_1$$

(Équation 160)

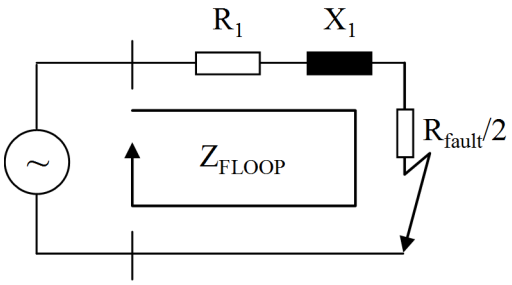


Figure 436: Impédance de boucle de défaut pour boucles de défauts phase-phase (« AB Fault » (Défaut AB), « BC Fault » (Défaut BC) ou « CA Fault » (Défaut CA))

L'algorithme de calcul de distance de défaut pour les boucles de défaut phase-phase est défini en utilisant les paramètres *Load Com PP loops* (Comp. de charge boucles PP) et *Enable simple model* (Activer le modèle simple). Les options de sélection sont « Disabled » (Désactivé) ou « Enabled » (Activé).

La compensation de charge peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Load Com PP loops* (Comp. de charge boucles PP). La compensation de charge doit être désactivée uniquement si le rapport entre le courant de défaut et le courant de charge est important ou lorsque la valeur de l'estimation de la distance du défaut de court-circuit est nécessaire à partir de chaque cycle de réenclenchement.

Le calcul de distance de défaut est le plus précis lorsqu'il est calculé avec le modèle de boucle de défaut. Ce modèle nécessite que des impédances directes de la ligne d'alimentation protégée soient indiquées comme paramètres. Si ces paramètres ne sont pas disponibles, des valeurs d'impédance valides peuvent être calculées sans le modèle de boucle de défaut, avec le paramètre *Enable simple model* (Activer le modèle simple) = « TRUE ». Cependant, une estimation de distance valide, c'est-à-dire la conversion de l'impédance mesurée (distance électrique du défaut) en une distance physique du défaut nécessite des paramètres d'impédance directe précis.

Boucle de défaut « ABC Fault » (Défaut ABC)

La boucle de défaut « ABC Fault » (Défaut ABC) est utilisée exclusivement pour le défaut de court-circuit au niveau du circuit triphasé. La figure 437 indique le modèle de boucle de défaut triphasé. Les impédances suivantes sont mesurées et stockées dans les données enregistrées de SCEFRFLO.

Résistance de point de défaut = $R_{défaut}$

(Équation 161)

$$résistance\ de\ boucle\ Flt = R_1 + R_{défaut}$$

(Équation 162)

$$résistance\ de\ boucle\ Flt = résistance\ de\ phase\ Fit = X_1$$

(Équation 163)

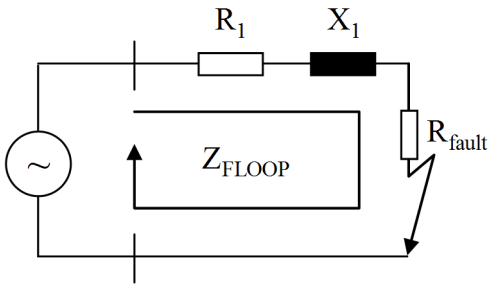


Figure 437: Impédance de boucle de défaut pour boucle de défaut triphasé (« ABC Fault » (Défaut ABC))

La distance du défaut triphasé est calculée à l'aide d'un dispositif de mesure spécial utilisant des quantités directes. Cela est avantageux, en particulier pour les lignes non transposées (asymétriques), car l'influence de l'asymétrie du paramètre de ligne est réduite. Si la ligne n'est pas transposée, toutes les boucles phase-phase présentent des réactances de boucle de défaut différentes. L'utilisation des résultats de quantités directes permet d'obtenir la valeur moyenne des réactances de boucles phase-phase, c'est-à-dire l'estimation la plus représentative en cas de défauts triphasés.

L'algorithme de calcul de distance de défaut pour la boucle de défaut triphasé est défini en utilisant les paramètres *Load Com PP loops* (Comp. de charge boucles PP) et *Enable simple model* (Activer le modèle simple). Les options de sélection sont « Disabled » (Désactivé) ou « Enabled » (Activé).

La compensation de charge peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Load Com PP loops* (Comp. de charge boucles PP). La compensation de charge doit être désactivée uniquement si le rapport entre le courant de défaut et le courant de charge est important ou lorsque la valeur de l'estimation de la distance du défaut de court-circuit est nécessaire à partir de chaque cycle de réenclenchement.

Le calcul de distance de défaut est le plus précis lorsqu'il est calculé avec le modèle de boucle de défaut. Ce modèle nécessite que des impédances directes de la ligne d'alimentation protégée soient indiquées comme paramètres. Si ces paramètres ne sont pas disponibles, des valeurs d'impédance valides peuvent être calculées sans le modèle de boucle de défaut, avec le paramètre *Enable simple model* (Activer le modèle simple) = « TRUE ». Cependant, une estimation de distance valide, c'est-à-dire la conversion de l'impédance mesurée (distance électrique du défaut) en une distance physique du défaut nécessite des paramètres d'impédance directe précis.

Estimation de la résistance au point de défaut dans différentes boucles de défaut

La valeur de résistance au point de défaut fournie par le calcul de l'impédance est disponible dans les données enregistrées de résistance au point de défaut, et elle dépend de la boucle de défaut appliquée, tel qu'indiqué dans la figure 438. En cas de défauts à la terre, la résistance au point de défaut estimée comprend la résistance totale au point de défaut entre la phase en défaut et la terre, par exemple les résistances d'arc et de mise à la terre. En cas de défauts phase-phase, la résistance au point de défaut estimée est la moitié de la résistance totale au point de défaut entre les phases. En cas de défauts triphasé, la résistance au point de défaut estimée est égale à la résistance totale au point de défaut, conformément à la valeur de phase, par exemple, la résistance de l'arc par phase.

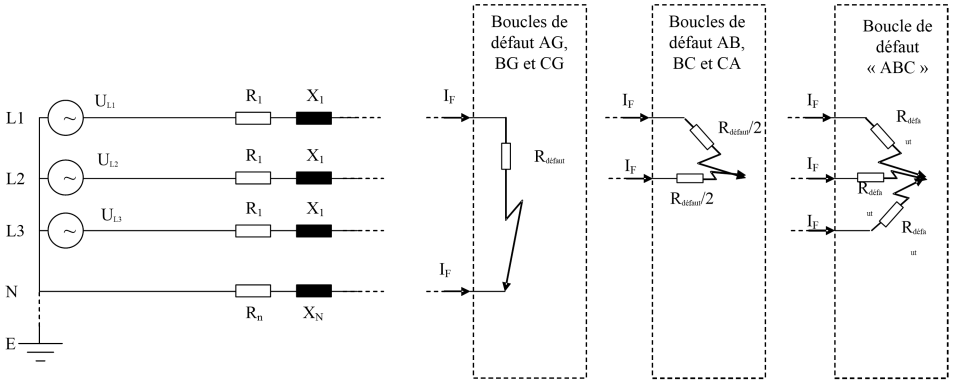


Figure 438: Définition de la résistance au point de défaut physique dans différentes boucles de défaut

Asymétrie en régime permanent et compensation de charge

Dans la réalité, les systèmes électriques ne sont jamais parfaitement symétriques. L'asymétrie produit des grandeurs en régime permanent sous forme de tensions et de courants homopolaires et inverses. Sans compensation, il s'agit de sources d'erreurs pour le calcul de la distance de défaut, en particulier en cas de défaut à la terre. Tous les algorithmes de calcul de distance de défaut à la terre de SCEFRFLO utilisent les quantités delta qui limitent les effets de l'asymétrie en régime permanent.

Le courant de charge est une autre source d'erreur pour le calcul de la distance par rapport au défaut. Son influence augmente en même temps que les valeurs de

résistance au défaut. SCEFRFLO utilise des méthodes de compensation de charge indépendantes pour chaque type de défaut, afin d'atteindre des performances optimales. L'objectif de la compensation de charge est d'améliorer la précision des modèles de calcul de la distance du défaut par estimation du courant de défaut à l'emplacement du défaut. Des quantités delta sont utilisées pour cela, afin de limiter l'effet du courant de charge sur l'estimation de la distance du défaut. Pour les défauts à la terre, la compensation de charge est réalisée automatiquement à l'intérieur de l'algorithme de calcul de la distance du défaut. Pour les défauts de court-circuit, la compensation de charge est activée avec le paramètre *Load Com PP loops* (Comp. de charge boucles PP). La valeur par défaut est « Enabled » (Activé). Le paramètre doit être réglé sur « Disabled » (Désactivé) uniquement si le rapport entre le courant de défaut attendu et le courant de charge est important ou lorsque la valeur de l'estimation de la distance du défaut de court-circuit est nécessaire pour chaque cycle de réenclenchement.

La quantité delta décrit le changement du signal mesuré dû au défaut.

$$\Delta x = x_{défaut} + x_{avant\ défaut}$$

(Équation 164)

$x_{défaut}$	Correspond à la valeur du signal pendant le défaut
$x_{avant\ défaut}$	Correspond à la valeur du signal pendant l'état sans défaillance, juste avant le défaut.

Indicateur de qualité de résultat

La qualité de la distance estimée du défaut est jugée et enregistrée dans les données enregistrées en tant que Flt Dist quality (Qualité dist. déf.) avec l'estimation de la distance du défaut. Flt Dist quality (Qualité dist. déf.) est un vecteur de bit indiquant les sources d'imprécisions détectées dans l'estimation de la distance du défaut. Si Flt Dist quality (Qualité dist. déf.) est égale à 1, le résultat n'est pas affecté par les sources d'erreur. Cela permet d'obtenir un bon niveau de qualité pour l'estimation de la distance du défaut. En cas de détection de facteurs ayant un impact négatif sur l'estimation de la distance du défaut, Flt Dist quality (Qualité dist. déf.) correspond à la valeur du tableau 811. Dans ce cas, pour la distance estimée du défaut, la valeur de distance du défaut est indiquée entre parenthèses dans l'IHM.

Tableau 811: Indicateur de qualité de distance de défaut Flt Dist quality (Qualité dist. déf.)

Valeur	Description correspondante de l'imprécision
2	Le critère de stabilité d'estimation n'a pas été atteint
4	La résistance au point de défaut dépasse 500 Ω
8	La résistance au point de défaut dépasse 5 × X_{boucle} [1)]
16	La résistance au point de défaut dépasse 20 x X_{boucle} [1)]
Suite du tableau à la page suivante	

Valeur	Description correspondante de l'imprécision
32	Flt to Lod Cur ratio (Rapport défaut à courant de charge) est inférieur à 1,00
64	Estimation de distance du défaut hors des tolérances (<-0,1 pu ou >1,1 pu)
128	Le calcul d'estimation de distance n'est pas réalisé en raison de magnitudes trop faibles de I ou U.
256	Le calcul d'estimation de distance ne peut pas être exécuté (par exemple parce que l'on évite toute division interne par zéro)

1) Xboucle est la réactance totale de boucle en fonction des paramètres

Par exemple, si la résistance au point de défaut dépasse 500 Ω et que Flt to Lod Cur ratio (Rapport défaut à courant de charge) est inférieur à 1,0, Flt Dist quality (Qualité dist. déf.) est de « 36 ». Autre exemple, si aucune source d'erreur n'est détectée, mais que le critère de stabilité n'est pas atteint, la valeur de Flt dist quality (Qualité dist. déf.) est de « 2 ».

Paramètres d'impédance.

Le calcul de distance de défaut dans SCEFRFLO est basée sur la modélisation de l'impédance de la boucle de défaut. La boucle de défaut est paramétrée avec les paramètres d'impédance et ceux-ci peuvent être réglés au maximum pour trois sections de ligne (A, B et C). Chaque section est activée par saisie d'une longueur de section, ce qui diffère du zéro pour les paramètres *Line Len section A* (long. ligne section A), *Line Len section B* (long. ligne section B) ou *Line Len section C* (long. ligne section C) dans l'ordre section A-> section B-> section C.

Les boucles de défaut de terre nécessitent des impédances directes et homopolaires, par exemple, *R1 line section A* (ligne R1 section A) et *X1 line section A* (ligne X1 section A), *R0 line section A* (ligne R0 section A) et *X0 line section A* (ligne X0 section A). Pour les boucles de court-circuit, seules des impédances directes sont nécessaires. Celles-ci peuvent également être omises dans les boucles de court-circuit si le paramètre *Enable simple model* (Activer le modèle simple) est égal à « TRUE ».

Si les réglages d'impédance sont en cours d'utilisation, il est important que les paramètres correspondent de près à l'impédance des types de conducteurs utilisés. Les paramètres d'impédance sont données en 'ohms primaires' [ohm/pu] et les longueurs de section de ligne 'par unité' [pu]. Les impédances peuvent donc être indiquées en ohm/km et la longueur de section en km ou en ohm/mile et la longueur de section en miles. La Distance de défaut qui en résulte correspond aux unités saisies pour les longueurs de section de ligne.

Valeurs d'impédance directe

L'emplacement du défaut nécessite des valeurs de paramètre précises pour les impédances de ligne. Des impédances directes sont requises pour la localisation des courts-circuits et des défauts à la terre. Du fait que les impédances des fiches techniques par valeurs d'unité sont généralement uniquement valables pour une certaines configuration verticale, les valeurs doivent être réglées en fonction de la

configuration d'installation réelle. Cela permet de réduire au minimum les erreurs de localisation de défaut causées par des paramètres imprécis.

La réactance directe par unité et par phase peut être calculée avec une équation d'approximation suivante qui s'applique aux lignes aériennes en aluminium triphasées transposées symétriquement, sans câbles de terre.

$$X_1 \approx \omega_n \cdot 10^{-4} \left(2 \cdot \ln \frac{a_{en}}{r} + 0.5 \right) [\Omega / km]$$

(Équation 165)

ω_n $2 \times \pi \times f_n$, où f_n = fréquence fondamentale [Hz]

a_{en} $\sqrt[3]{(a_{12} \cdot a_{23} \cdot a_{31})}$

la moyenne géométrique des distances de phase [m]

a_{xy} distance [m] entre les phases x et y

r rayon [m] pour un conducteur simple

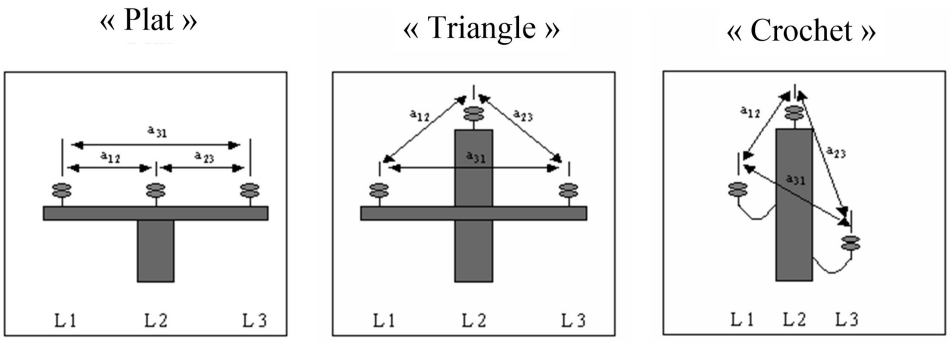


Figure 439: Configurations verticales types de lignes de distribution

Des exemples de valeurs d'impédances directes pour les lignes aériennes à moyenne tension types sont indiqués dans les tableaux suivants.

Tableau 812: Valeurs d'impédance directe pour les conducteurs 11 kV types, on suppose une configuration verticale « plate »

Nom	R1 [Ω/km]	X1 [Ω/km]
ACSR 50 SQ.mm	0,532	0,373
ACSR 500 SQ.mm	0,0725	0,270

Tableau 813: Valeurs d'impédance directe pour les conducteurs 10/20 kV types, on suppose une configuration verticale « plate »

Nom	R1 [Ω/km]	X1 [Ω/km]
Al/Fe 36/6 Sparrow	0,915	0,383
Al/Fe 54/9 Raven	0,578	0,368
Al/Fe 85/14 Pigeon	0,364	0,354
Al/Fe 93/39 Imatra	0,335	0,344
Al/Fe 108/23 Vaasa	0,287	0,344
Al/Fe 305/39 Duck	0,103	0,314

Tableau 814: Valeurs d'impédance directe pour les conducteurs 33 kV types, on suppose une configuration verticale « plate »

Nom	R1 [Ω/km]	X1 [Ω/km]
ACSR 50 sq.mm	0,529	0,444
ACSR 100 sq.mm	0,394	0,434
ACSR 500 sq.mm	0,0548	0,346

Valeurs d'impédance homopolaire

La localisation des défauts à la terre nécessite des impédances directes et homopolaires. Pour les défauts de courts-circuits, des impédances homopolaires ne sont pas nécessaires.

L’impédance directe par valeur d'unité pour les lignes est généralement connue ou peut être obtenue facilement en consultant les fiches techniques. Les valeurs homopolaires ne sont généralement pas aussi faciles à obtenir car elles dépendent des conditions d'installation et des configurations. Il est cependant possible d'obtenir une précision suffisante avec des calculs simples en utilisant les équations suivantes qui s’appliquent par phase pour les lignes aériennes en aluminium triphasées transposées symétriquement, sans câbles de terre.

$$R_0[50Hz] \approx R1 + 0.14804[\Omega / km]$$

(Équation 166)

$$R_0[60Hz] \approx R1 + 0.17765[\Omega / km]$$

(Équation 167)

$$X_0 \approx 2 \cdot \omega_n \cdot 10^{-4} \left(3 \cdot \ln \frac{w}{r_{en}} + 0.25 \right) [\Omega / km]$$

(Équation 168)

R_1 résistance CA du conducteur [Ω/km]

W $658\sqrt{\frac{\rho_{earth}}{f_n}}$

La profondeur équivalente [m] du chemin de retour à la terre

ρ_{terre} résistivité à la terre [Ωm]

r_{en} $\sqrt[3]{r \cdot \sqrt[3]{a_{12}^2 \cdot a_{23}^2 \cdot a_{31}^2}}$

le rayon équivalent [m] pour le faisceau conducteur

r rayon [m] pour un conducteur simple

a_{xy} distance [m] entre les phases x et y

Paramètres *Ph leakage Ris* (Augm. fuite phase) et *Ph capacitive React* (Réact. capacitive de phase)

Les paramètres *Ph leakage Ris* (Augm. fuite phase) et *Ph capacitive React* (Réact. capacitive de phase) servent à améliorer la précision de l'estimation de distance pour les défauts à la terre. Ils sont d'une importance cruciale pour la localisation précise des défauts dans les réseaux non reliés à la terre. Dans d'autres types de réseaux, ils sont moins importants. Le paramètre *Ph leakage Ris* (Augm. fuite phase) représente les pertes de fuite de la ligne d'alimentation protégée, en termes de résistance par phase. Le paramètre *Ph capacitive React* (Réact. capacitive de phase) représente la réactance capacitive phase-terre totale de la ligne d'alimentation protégée, par phase. L'expérience montre qu'une bonne estimation pour *Ph leakage Ris* (Augm. fuite phase) doit être d'environ 20…40 × *Ph capacitive React* (Réact. capacitive de phase).

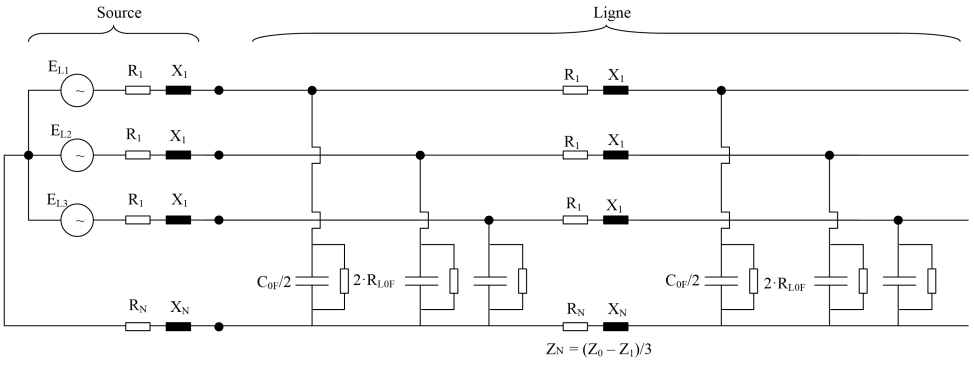


Figure 440: Schéma équivalent de la ligne d'alimentation protégée. R_{L0F} = Ph leakage Ris (Augm. fuite phase).

La détermination du paramètre *Ph capacitive React* (Réact. capacitive de phase) peut être basée sur les données de réseau ou sur les mesures.

Si la capacitance phase-terre totale (y compris toutes les branches) par phase C_{0F} de la ligne d'alimentation protégée est connue, il est possible de calculer la valeur de paramétrage.

$$Réact\ Ph\ capacitif = \frac{1}{\left(\omega_n \cdot C_{0F}\right)}$$

(Équation 169)

Si le réseau n'est pas relié à la terre, si le courant de défaut à la terre produit par la ligne d'alimentation protégée I_{ef} est connu, il est possible de calculer la valeur de paramétrage.

$$Réact\ Ph\ capacitif = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{xy}}{I_{ef}}$$

(Équation 170)

U_{xy} Tension phase-terre

SCEFRFLO peut également déterminer la valeur pour le paramètre *Ph capacitive React* (Réact. capacitive de phase) à l'aide de mesures. Le calcul de *Ph capacitive React* (Réact. capacitive de phase) est déclenché par le signal binaire connecté à l'entrée TRIGG_XC0F lorsqu'un test de défaut à la terre est réalisé hors de la ligne d'alimentation protégée pendant la mise en service, par exemple au niveau d'un jeu de barres de poste. Le paramètre *Calculation Trg mode* (Calcul mode décl.) doit être « External » (Externe). Après l'activation de l'entrée de déclenchement TRIGG_XC0F, la valeur calculée pour le réglage de *Ph capacitive React* (Réact. capacitive de phase) est obtenue à partir des données enregistrées en tant que paramètre *XC0F Calc* (Calc XC0F). Cette valeur doit être saisie manuellement pour le paramètre *Ph capacitive React* (Réact. capacitive de phase). La valeur calculée correspond à l'état de commutation de courant de la ligne d'alimentation et donc, si l'état de commutation de la ligne d'alimentation protégée change, la valeur doit être mise à jour.

La figure 441 présente un exemple de configuration qui permet de mesurer le paramètre *Ph capacitive React* (Réact. capacitive de phase).

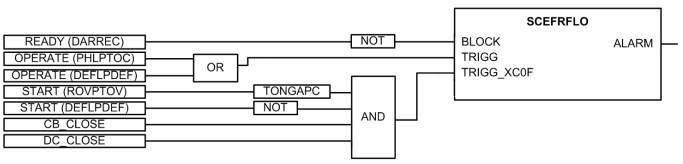


Figure 441: Un exemple de configuration qui permet de mesurer le paramètre Ph capacitive React (Réact. capacitive de phase).

Si le défaut à la terre est détecté par la fonction de surtension résiduelle (START de ROVPTOV), mais qu'il n'est pas détecté par la protection contre les défauts à la terre

vers l'avant (START de DEFLPDEF), le défaut se trouve hors de la ligne d'alimentation protégée. Cela est obligatoire pour obtenir une mesure valable du paramètre *Ph capacitive React* (Réact. capacitive de phase). Après un retard défini (TONGAPC), l'entrée TRIGG_XC0F est activée et le paramètre *XC0F Calc* dans les données enregistrées est mis à jour. Le retard (TONGAPC) doit être réglé sur une valeur supérieure au retard de démarrage de la protection de défaut à la terre directionnelle DEFLPDEF, mais inférieure au temps de fonctionnement minimum des fonctions de défaut à la terre directionnelles dans n'importe laquelle des lignes d'alimentation. Par exemple, si le retard de démarrage est de 100 ms et que le temps de fonctionnement le plus court est de 300 ms, la valeur de 300 pms peut être utilisée. L'état du disjoncteur et sectionneur sert à vérifier que la totalité de la ligne d'alimentation est mesurée.

Modélisation d'une ligne non homogène

Une ligne d'alimentation de distribution type contient différents types de lignes aériennes et de câbles. Cela signifie que la ligne d'alimentation n'est pas homogène au niveau électrique. SCEFRFLO permet la modélisation de la variation d'impédance de ligne dans le relais de protection avec trois sections de ligne présentant des paramètres d'impédance indépendants. Cela permet d'améliorer la précision de la conversion physique de la distance du défaut effectuée dans le relais de protection, en particulier dans les cas où la non-homogénéité de l'impédance de ligne est forte. Chaque section est activée par saisie d'une longueur de section, ce qui diffère du zéro pour les paramètres *Line Len section A* (long. ligne section A), *Line Len section B* (long. ligne section B) ou *Line Len section C* (long. ligne section C) dans l'ordre section A-> section B-> section C.

Le modèle d'impédance avec une section de ligne peut être activé en paramétrant *Line Len section A* (Long. ligne section A) sur une valeur autre que zéro. Dans ce cas, les paramètres d'impédance *R1 line section A* (Ligne R1 section A), *X1 line section A* (Ligne X1 section A), *R0 line section A* (Ligne R0 section A) et *X0 line section A* (Ligne X0 section A) sont utilisés pour le calcul de la distance du défaut et pour la conversion de la réactance à la distance physique du défaut. Cette option doit uniquement être utilisée en cas de ligne homogène, c'est à dire lorsque la ligne d'alimentation protégée se compose d'un seul type de conducteur.

Le modèle d'impédance avec deux sections de ligne peut être activé en paramétrant *Line Len section A* (Long. ligne section A) et *Line Len section B* (Long. ligne, section B) sur une valeur autre que zéro. Dans ce cas, les paramètres d'impédance*R1 line section A* (Ligne R1 section A), *X1 line section A* (Ligne X1 section A), *R0 line section A* (Ligne R0 section A), *X0 line section A* (Ligne X0 section A), *R1 line section B* (Ligne R1 section B), *X1 line section B* (Ligne X1 section B), *R0 line section B* (Ligne R0 section B) et *X0 line section B* (Ligne X0 section B) sont utilisés pour le calcul de distance de défaut et pour la conversion de la réactance à la distance physique du défaut. Cette option doit être utilisée en cas de ligne non-homogène, c'est à dire lorsque la ligne d'alimentation protégée se compose de deux types de conducteurs.

Le modèle d'impédance avec trois sections de ligne peut être activé en paramétrant *Line Len section A* (Long. ligne section A), *Line Len section B* (Long. ligne, section B) et *Line Len section C* (Long. ligne section C) sur une valeur autre que zéro. Dans

ce cas, les paramètres d'impédance*R1 line section A* (Ligne R1 section A), *X1 line section A* (Ligne X1 section A), *R0 line section A* (Ligne R0 section A), *X0 line section A* (Ligne X0 section A), *R1 line section B* (Ligne R1 section B), *X1 line section B* (Ligne X1 section B), *R0 line section B* (Ligne R0 section B), *X0 line section B* (Ligne X0 section B), *R1 line section C* (Ligne R1 section C), *X1 line section C* (Ligne X1 section C), *R0 line section C* (Ligne R0 section C) et *X0 line section C* (Ligne X0 section C) sont utilisés pour le calcul de distance de défaut et pour la conversion de la réactance à la distance physique du défaut. Cette option doit être utilisée en cas de ligne non-homogène, c'est à dire lorsque la ligne d'alimentation protégée se compose de plus de deux types de conducteurs.

L'effet de la non-homogénéité de l'impédance de ligne dans la conversion de la réactance de la boucle de défaut en distance physique du défaut est démontré dans l'exemple indiqué à la figure 442 avec une ligne d'alimentation de 10 km contenant trois types de lignes. L'impédance de ligne totale pour la ligne de 10 km est R1 = 6,602 Ω (0,660 Ω/km) et X1 = 3,405 Ω (0,341 Ω/km), elle se compose des valeurs de sections et d'impédance suivantes.

- 4 km de PAS 150 (R1 = 0,236 Ω/km, X1 = 0,276 Ω/km)
- 3 km d'Al/Fe 54/9 Raven (R1 = 0,536 Ω/km, X1 = 0,369 Ω/km)
- 3 km d'Al/Fe 21/4 Swan (R1 = 1,350 Ω/km, X1 = 0,398 Ω/km)

La non-homogénéité de l'impédance de la ligne d'alimentation peut être illustrée en dessinant la ligne d'alimentation protégée dans le diagramme RX (dans le plan d'impédance), tel qu'indiqué dans la figure 442.

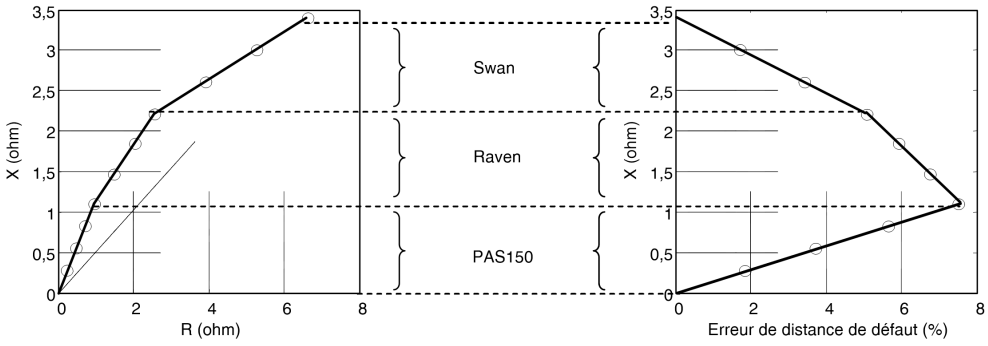


Figure 442: Exemple de diagramme d'impédance d'une ligne d'alimentation électriquement non-homogène (gauche) et l'erreur qui en résulte dans la distance du défaut si la réactance de boucle de défaut mesurée est convertie en distance physique du défaut en utilisant les paramètres d'une seule section de ligne (droite).

Dans la figure 442, la ligne d'alimentation est modélisée avec une ou trois sections de ligne avec les paramètres indiqués dans le tableau 815.

Tableau 815: Paramètres d'impédance.

Paramètre	Modèle d'impédance avec une section	Modèle d'impédance avec trois sections
Ligne R1 section A	0,660 Ω/pu	0,236 Ω/pu
Ligne X1 section A	0,341 Ω/pu	0,276 Ω/pu
Long ligne section A	10 000 pu	4000 pu
Ligne R1 section B	N/A	0,536 Ω/pu
Ligne X1 section B	N/A	0,369 Ω/pu
Long. ligne section B	0,000 pu	3000 pu
Ligne R1 section C	N/A	1,350 Ω/pu
Ligne X1 section C	N/A	0,398 Ω/pu
Long. ligne section C	0,000 pu	3000 pu

La figure 442 illustre l'erreur de conversion de la réactance de boucle de défaut mesurée en distance physique du défaut. L'emplacement du défaut varie de 1 km à 10 km, par incréments de 1 km (marqués par des cercles). Une erreur maximale de presque 8 % est créée par la procédure de conversion lors de la modélisation d'une ligne non-homogène avec une seule section. En utilisant le modèle d'impédance avec trois sections de ligne, il n'y a pas d'erreur dans la conversion.

L'exemple précédent prévoyait un défaut de court-circuit et donc seuls les paramètres d'impédance directe ont été utilisés. Cependant, les résultats valent également pour les défauts à la terre.

Prises ou dérivations dans la ligne d'alimentation

Si la ligne d'alimentation protégée se compose de prises ou de dérivations, l'impédance de défaut mesurée correspond à plusieurs emplacements de défaut physiques (par exemple A ou B dans la figure 443). L'emplacement réel du défaut doit être identifié à l'aide d'informations supplémentaires, par exemple, des indicateurs de courant de court-circuit placés sur les points de prises.

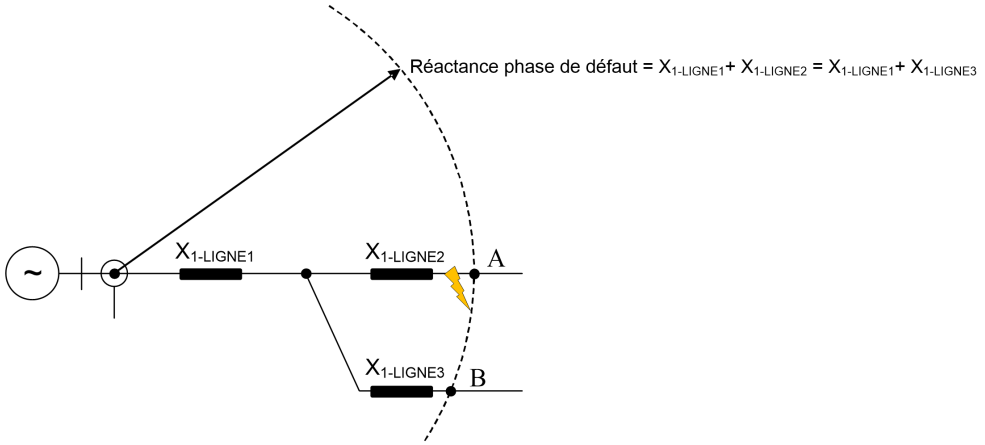


Figure 443: Défaut sur une ligne de distribution à dérivations

5.7.4.3 Détection de déclenchement

L'estimation de la distance du défaut est obtenue au déclenchement de SCEFRFLO. La méthode de déclenchement est définie par le paramètre *Calculation Trg mode* (Calcul mode décl.). Les options pour la sélection sont : « External » (Externe) ou « Internal » (Interne) lorsque la valeur par défaut est « External » (Externe). L'événement TRIGG_OUT indique le moment d'enregistrement de la valeur de distance du défaut. L'estimation de la distance du défaut, Flt distance (Dist défaut), avec l'horodatage du déclenchement même sont sauvegardés dans les données enregistrées de SCEFRFLO.

- En cas de déclenchement externe, un signal de déclenchement externe peut être connecté à l'entrée `TRIGG`. Le signal de déclenchement est typiquement un signal de déclenchement provenant d'une protection. Au moment du déclenchement, la distance du défaut est stockée dans les données enregistrées. Il est important que le moment du déclenchement soit réglé correctement pour fournir un temps de calcul d'estimation de la distance suffisant avant le déclenchement du disjoncteur du circuit de ligne d'alimentation.
- En cas de déclenchement interne, l'entrée `TRIGG` n'est pas utilisée pour le déclenchement. À la place, le signal de déclenchement est créé en interne, ce qui fait que l'estimation est démarrée lorsque la logique de sélection de phase détecte un défaut et l'estimation est déclenchée lorsque sa valeur s'est suffisamment stabilisée. Cela est jugé par la variation maximale dans l'estimation de la distance du défaut et défini par le paramètre *Distance estimate Va* (Valeur estimée de distance) (dans la même unité que l'estimation de distance du défaut). Lorsque des estimations successives pendant un cycle fondamental se trouvent dans la plage « valeur finale ± *Distance estimate Va* » (Valeur estimée de distance), l'estimation de distance du défaut (moyenne d'estimations successives) est enregistrée. Si le critère de stabilisation n'a pas été rempli, l'estimation de la distance par rapport au défaut est donnée juste avant l'interruption des courants de phase. La logique de sélection de phase est une fonction non directionnelle et

il ne faut donc pas utiliser un déclenchement interne lorsque la directionnalité est nécessaire.

En général, SCEFRFLO nécessite un minimum de deux cycles fondamentaux de temps de mesure après l'occurrence du défaut. La figure 444 illustre le comportement type de l'estimation de distance du défaut de SCEFRFLO en fonction du temps.

- Immédiatement après l'occurrence du défaut, l'estimation est affectée par des transitoires de défaut initiaux dans les tensions et les courants.
- À peu près un cycle fondamental après l'occurrence du défaut, l'estimation de la distance du défaut commence à s'approcher de la valeur finale.
- À peu près deux cycles fondamentaux après l'occurrence du défaut, le critère de stabilité pour l'estimation de la distance du défaut est rempli et l'événement TRIGG_OUT est envoyé. Les valeurs de données enregistrées sont stockées à ce moment.

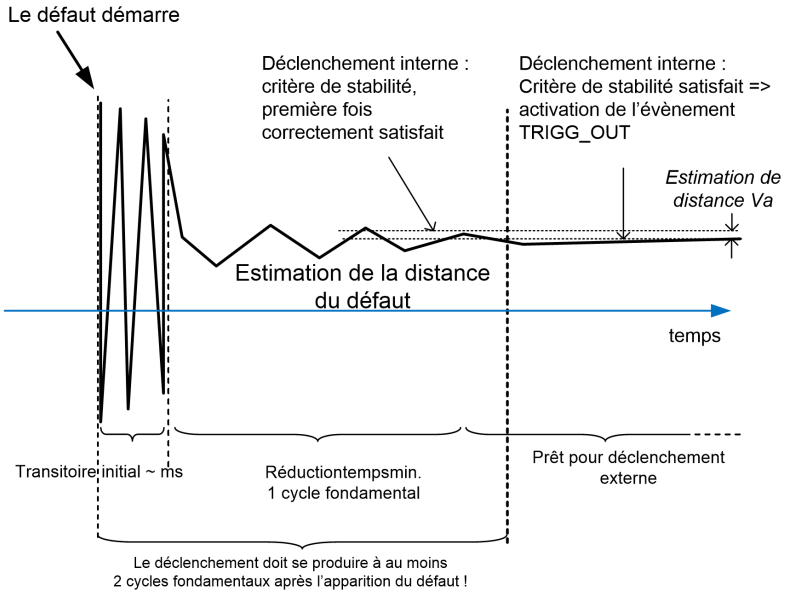


Figure 444: Le comportement de l'estimation de la distance du défaut dans le temps

5.7.4.4 Indication d'alarme

SCEFRFLO contient une sortie d'alarme pour la distance de défaut calculée. SI la distance de défaut calculée FLT_DISTANCE se situe entre les paramètres *Low alarm Dis limit* et *High alarm Dis limit*, la sortie ALARM est activée.

La sortie ALARM peut être utilisée, par exemple, dans des sites comportant des cours d'eau ou d'autres zones pour lesquelles il est crucial de pouvoir identifier l'emplacement des défauts.

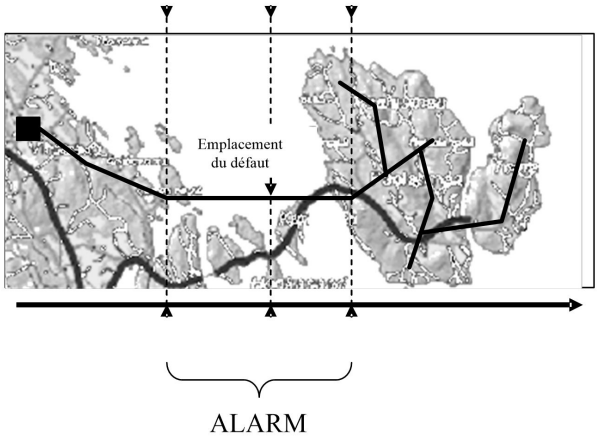


Figure 445: Exemple d'utilisation de la sortie ALARM

5.7.4.5 Données enregistrées

Toutes les informations requises pour une analyse ultérieure des défauts sont enregistrées dans les données enregistrées SCEFRFLO. Dans le relais de protection, les données enregistrées se trouvent sous **Monitoring/Recorded data/Other protection/SCEFRFLO**.

La fonction a également des valeurs de données surveillées qui sont utilisées pour la lecture des valeurs de calcul continu. Le tableau de référence croisée montre quelles valeurs des données enregistrées sont disponibles en tant que valeurs de surveillance continue pendant un défaut.

Tableau 816: Tableau de référence croisée pour les valeurs des données enregistrées et surveillées

Données enregistrées	Données surveillées
Boucle de défaut	FAULT_LOOP
Dist défaut	FLT_DISTANCE
Qualité dist déf	FLT_DIST_Q
Résistance de boucle de défaut	RFLOOP
Réactance de boucle de défaut	XFLOOP
Réactance phase de défaut	XFPHASE
Résistance de point de défaut	RF
Rapport courant déf et charge	IFLT_PER_ILD
Equivalent load Dis (Distribution de charge équivalente)	S_CALC
Calc XC0F	XC0F_CALC

5.7.4.6 Modes de mesure

Le fonctionnement complet de SCEFRFLO nécessite la mesure des trois tensions phase-terre. Il est possible de mesurer les tensions avec des transformateurs de tension traditionnels ou des diviseurs de tension connectés entre la phase et la terre (*VT connection* (raccordement TT) est réglé sur « Wye » (en étoile)). Il est également possible de mesurer les tensions phase-phase (*VT connection* (raccordement TT) est réglé sur « Delta » (en triangle)) et la tension résiduelle (Uo). Les deux alternatives sont couvertes par le réglage du paramètre de configuration *Phase voltage Meas* (Mes. tension phase) sur « Accurate » (précis).

Lorsque le réglage *Phase voltage Meas* (Mes. tension phase) est réglé sur « Ph-to-ph without Uo » (phase-phase sans Uo) et que seules les tensions phase-phase sont disponibles (mais pas Uo), seules les boucles de mesure de court-circuit (boucle de défaut « AB Fault » (Défaut AB), « BC Fault » (Défaut BC) ou « CA Fault » (Défaut CA) ou « ABC Fault » (Défaut ABC)) peuvent être mesurées précisément. Dans ce cas, les boucles de défaut à la terre (boucles de défaut « AG Fault » (Défaut AG), « BG Fault » (Défaut BG) ou « CG Fault » (Défaut CG)) ne peuvent pas fournir d'estimations correctes de la distance du défaut et le déclenchement de la fonction en cas de défaut à la terre est automatiquement désactivé.

5.7.5 Application

L'objectif principal des bornes d'alimentation est un fonctionnement rapide, sélectif et fiable en cas de défaut à l'intérieur du dispositif d'alimentation protégé. De plus, l'information sur la distance du point de défaut est très importante pour les personnes impliquées dans l'exploitation et la maintenance. Des informations fiables sur la localisation du défaut diminuent considérablement le temps d'arrêt des dispositifs d'alimentation protégés et augmentent la disponibilité totale d'un réseau électrique.

La fonction SCEFRFLO permet de localiser les défauts en fonction de l'impédance. Elle est conçue pour les réseaux de distribution à exploitation radiale et s'applique à la localisation de courts-circuits dans tous les types de réseaux de distribution. Les défauts de terre peuvent être localisés dans des réseaux efficacement mis à la terre et dans des réseaux mis à la terre à faible résistance/ faible réactance. Dans une certaine mesure, SCEFRFLO peut également être appliquée pour la localisation de défauts à la terre dans des réseaux de distribution non mis à la terre.

Exemple de configuration

Un exemple de configuration typique pour le déclenchement de SCEFRFLO est illustré dans la figure 441 où le déclenchement externe est appliqué, c'est-à-dire que le paramètre *Calculation Trg mode* (mode de calcul de déclenchement) est réglé sur « External ». Le signal `OPERATE` de la fonction à maximum de courant non directionnelle PHLPTOC est utilisé pour fournir une indication d'un défaut de court-circuit. Le signal `OPERATE` de la fonction directionnelle de défaut de terre DEFLPDEF est utilisé pour fournir une indication d'un défaut de terre sur le dispositif d'alimentation protégé.

SCEFRFLO avec la fonction de réenclenchement automatique

Lorsque la fonction SCEFRFLO est utilisée avec la séquence de réenclenchement automatique, l'estimation de la distance depuis le premier déclenchement est généralement la plus précise. Les estimations de distance de défaut à partir de déclenchements successifs sont possibles, mais la précision peut être réduite en raison d'une compensation de charge imprécise. Pendant le temps mort d'une séquence de réenclenchement automatique, la condition de charge du câble d'alimentation est incertain.

Le déclenchement de SCEFRFLO peut également être inhibé pendant la séquence de réenclenchement automatique. Pour ce faire, il suffit de connecter le signal inversé `READY` de la fonction de réenclenchement automatique DARREC, qui indique que la séquence de réenclenchement automatique est en cours, à l'entrée `BLOCK` de SCEFRFLO. Le blocage du déclenchement de la fonction SCEFRFLO est suggéré pendant la séquence de réenclenchement automatique lorsque la compensation de charge ou l'élimination de l'asymétrie en condition d'équilibre est basée sur les grandeurs delta. Ceci s'applique aux défauts de court-circuit lorsque le paramètre *Load Com PP loops* est réglés sur « Enabled » ou, pour les défauts de terre, lorsque le paramètre *EF algorithm Sel* est réglé sur « Load compensation » ou « Load modelling ».

5.7.6 Signaux

Tableau 817: Signaux d'entrée SCEFRFLO

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
Io	SIGNAL	0	Courant résiduel
I_1	SIGNAL	0	Courant direct
I_2	SIGNAL	0	Courant inverse
U_A_AB	SIGNAL	0	Tension A phase-à-terre ou tension AB phase-à-phase
U_B_BC	SIGNAL	0	Tension B phase-à-terre ou tension BC phase-à-phase
U_C_CA	SIGNAL	0	Tension C phase-à-terre ou tension CA phase-à-phase
Uo	SIGNAL	0	Tension résiduelle
U_1	SIGNAL	0	Tension de phase directe
U_2	SIGNAL	0	Tension de phase inverse
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal de blocage du déclenchement
TRIGG	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal de déclenchement du calcul de distance
TRIGG_XC0F	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal de déclenchement du calcul XC0F

Tableau 818: Signaux de sortie SCEFRFLO

Nom	Type	Description
ALARM	BOOLÉEN	Signal d'alarme d'emplacement de défaut

5.7.7 Paramètres

Tableau 819: Paramètres de groupe SCEFRFLO (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Z Max phase load	1,0...10000,0	ohm	0,1	80,0	Impédance par phase de charge max., impédance par sur-/sous-tension, PSL
Ph leakage Ris	20...1000000	ohm	1	210000	Résistance de fuite du PhE de ligne en ohms primaires
Ph capacitive React	10...1000000	ohm	1	7000	Réactance PhE capacitif de ligne en ohms primaires
Ligne R1 section A	0,000...1000,000	ohm / pu	0,001	1,000	Résistance de ligne tension directe, section de ligne A
Ligne X1 section A	0,000...1000,000	ohm / pu	0,001	1,000	Réactance de ligne tension directe, section de ligne A
Ligne R0 section A	0,000...1000,000	ohm / pu	0,001	4,000	Résistance de ligne à séquence inverse, section de ligne A
Ligne X0 section A	0,000...1000,000	ohm / pu	0,001	4,000	Réactance de ligne à séquence inverse, section de ligne A
Long ligne section A	0,000...1000,000	pu	0,001	0,000	Long. ligne, section A

Tableau 820: Paramètres de groupe SCEFRFLO (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Alarme haute, limite dis.	0,000...1,000	pu	0,001	0,000	Limite d'alarme haute pour distance calculée
Alarme basse, limite dis.	0,000...1,000	pu	0,001	0,000	Limite d'alarme basse pour distance calculée
Equivalent load Dis (Distribution de charge équivalente)	0,00...1,00		0,01	0,50	Distance de charge équivalente lorsque l'algortihme EF est le même que la modélisation de charge
Ligne R1 section B	0,000...1000,000	ohm / pu	0,001	1,000	Résistance de ligne tension directe, section de ligne B
Ligne X1 section B	0,000...1000,000	ohm / pu	0,001	1,000	Réactance de ligne tension directe, section de ligne B
Ligne R0 section B	0,000...1000,000	ohm / pu	0,001	4,000	Résistance de ligne à séquence inverse, section de ligne B
Ligne X0 section B	0,000...1000,000	ohm / pu	0,001	4,000	Réactance de ligne à séquence inverse, section de ligne B
Long. ligne, section B	0,000...1000,000	pu	0,001	0,000	Long. ligne, section B
Ligne R1 section C	0,000...1000,000	ohm / pu	0,001	1,000	Résistance de ligne tension directe, section de ligne C
Ligne X1 section C	0,000...1000,000	ohm / pu	0,001	1,000	Réactance de ligne tension directe, section de ligne C
Suite du tableau à la page suivante					

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Ligne R0 section C	0,000...1000,000	ohm / pu	0,001	4,000	Résistance de ligne à séquence inverse, section de ligne C
Ligne X0 section C	0,000...1000,000	ohm / pu	0,001	4,000	Réactance de ligne à séquence inverse, section de ligne C
Long. ligne section C	0,000...1000,000	pu	0,001	0,000	Long. ligne, section C

Tableau 821: Paramètres de non groupe SCEFRFLO (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Mes. tension phase	1 = Précis 2 = Ph-à-ph sans Uo			1 = Précis	Principe de mesure de la tension de phase
Calcul mode Trg	1 = Interne 2 = Externe			2 = Externe	Mode de déclenchement pour le calcul de la distance

Tableau 822: Paramètres de non-groupe SCEFRFLO (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Algorithme EF Sel	1 = Compensation de charge 2 = Modélisation charge			1 = Compensation de charge	Sélection de l'algorithme de calcul de la boucle PhE
Algorithme EF Cur Sel	1 = basé sur Io 2 = I2 basique			1 = basé sur Io	Sélection pour le modèle de courant de défaut de terre
Comp. de charge boucles PP	0 = Désactivé 1 = Activé			1 = Activé	Activer la compensation de charge pour les boucles PP/3P
Activer le modèle simple	0 = Désactivé 1 = Activé			0 = Désactivé	Activer le calcul sans réglages d'impédance pour les boucles PP/3P
Estimation de distance Va	0,001...0,300		0,001	0,015	Variation autorisée d'estimation de distance de court-circuit

5.7.8 Données surveillées

Tableau 823: Données surveillées SCEFRFLO

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
RF	FLOAT32	0,0...1000000,0	ohm	Résistance point de défaut en ohms primaires
FAULT_LOOP	Enum	1 = Défaut AG 2 = Défaut BG 3 = Défaut CG 4 = Défaut AB 5 = Défaut BC 6 = Défaut CA 7 = Défaut ABC -5 = Aucun défaut		Boucle de défaut d'impédance
FLT_DISTANCE	FLOAT32	0,00...3000,00	pu	Distance de défaut en unités sélectionnée par l'utilisateur
FLT_DIST_Q	INT32	0...511		Qualité de distance de défaut
RFLOOP	FLOAT32	0,0...1000000,0	ohm	Résistance boucle de défaut en ohms primaires
XFLOOP	FLOAT32	0,0...1000000,0	ohm	Réactance point de défaut en ohms primaires
XFPHASE	FLOAT32	0,0...1000000,0	ohm	Réactance tension directe de défaut en ohms primaires
IFLT_PER_ILD	FLOAT32	0,00...60000,00		Défaut de chargement du rapport de courant de charge
S_CALC	FLOAT32	0,00...1,00		Distance de charge équivalente estimée
XC0F_CALC	FLOAT32	0,0...1000000,0	ohm	Réactance PhE capacitif estimée en ohms primaires
SCEFRFLO	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État
Temps de déclenchement	Horodatage			Estimation temps de déclenchement
Boucle de défaut	Enum	1 = Défaut AG 2 = Défaut BG 3 = Défaut CG 4 = Défaut AB 5 = Défaut BC 6 = Défaut CA 7 = Défaut ABC -5 = Aucun défaut		Boucle de défaut
Dist défaut	FLOAT32	0,00...3000,00	pu	Distance de défaut
Qualité dist déf	INT32	0...511		Qualité de distance de défaut
Suite du tableau à la page suivante				

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
Résistance de boucle de défaut	FLOAT32	0,0...1000000,0	ohm	Résistance boucle défaut
Réactance de boucle de défaut	FLOAT32	0,0...1000000,0	ohm	Réactance boucle défaut
Réactance phase de défaut	FLOAT32	0,0...1000000,0	ohm	Réactance phase défaut
Résistance de point de défaut	FLOAT32	0,0...1000000,0	ohm	Résistance de défaut
Flt to Lod Cur ratio	FLOAT32	0,00...60000,00		Défaut de chargement du rapport de courant de charge
Equivalent load Dis (Distribution de charge équivalente)	FLOAT32	0,00...1,00		Distance de charge équivalente estimée
Calc XC0F	FLOAT32	0,0...1000000,0	ohm	Réactance PhE capacitif estimée de la ligne
Temps avant apparition défaut	Horodatage			Temps avant apparition défaut
A Pre Flt Phs A Magn	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Courant phase A avant apparition du défaut, amplitude
A Pre Flt Phs A Angl	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Courant phase A avant apparition du défaut, angle
A Pre Flt Phs B Magn	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Courant phase B avant apparition du défaut, amplitude
A Pre Flt Phs B Angl	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Courant phase B avant apparition du défaut, angle
A Pre Flt Phs C Magn	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Courant phase C avant apparition du défaut, amplitude
A Pre Flt Phs C Angl	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Courant phase C avant apparition du défaut, angle
V Pre Flt Phs A Magn	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Tension phase A avant apparition du défaut, amplitude
V Pre Flt Phs A Angl	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Tension phase A avant apparition du défaut, angle
V Pre Flt Phs B Magn	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Tension phase B avant apparition du défaut, amplitude
V Pre Flt Phs B Angl	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Tension phase B avant apparition du défaut, angle
V Pre Flt Phs C Magn	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Tension phase C avant apparition du défaut, amplitude

Suite du tableau à la page suivante

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
V Pre Flt Phs C Angl	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Tension phase C avant apparition du défaut, angle
A Flt Phs A Magn	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Courant défaut phase A, amplitude
A Flt Phs A angle	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Courant défaut phase A, angle
A Flt Phs B Magn	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Courant défaut phase A, amplitude
A Flt Phs B angle	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Courant défaut phase B, angle
A Flt Phs C Magn	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Courant défaut phase C, amplitude
A Flt Phs C angle	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Courant défaut phase C, angle
V Flt Phs A Magn	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Tension défaut phase A, amplitude
V Flt Phs A angle	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Tension défaut phase A, angle
V Flt Phs B Magn	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Tension défaut phase B, amplitude
V Flt Phs B angle	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Tension défaut phase B, angle
V Flt Phs C Magn	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Tension défaut phase C, amplitude
V Flt Phs C angle	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Tension défaut phase C, angle

5.7.9 Données techniques

Tableau 824: SCEFRFLO - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de mesure	À la fréquence f = f_n Impédance : ± 2.5% ou ±0,25 Ω Distance : ±2.5% ou ±0.16 km/0.1 mile XC0F_CALC : ± 2.5% ou ±50 Ω IFLT_PER_ILD : ± 5% ou ±0,05

5.7.10 Historique de révision technique

Tableau 825: Historique de révision technique SCEFRFLO

Révision technique	Modifier
B	Amélioration interne.

5.8 Démarrage du disjoncteur en position non correspondante UPCALH

5.8.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Démarrage du disjoncteur en position non correspondante	UPCALH	CBUPS	CBUPS

5.8.2 Bloc fonctionnel

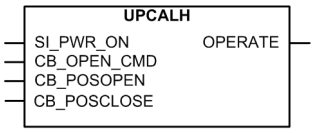


Figure 446: Bloc fonctionnel

5.8.3 Fonctionnalités

La fonction UPCALH de démarrage en position non correspondante détecte les ouvertures de disjoncteur en cas de condition inconnue. Une ouverture de disjoncteur inattendue peut être causée, par exemple, par un dysfonctionnement mécanique interne.

La fonction UPCALH peut être usée de façon indépendante. La sortie de la fonction est activée en cas de détection d'une ouverture de disjoncteur durant une situation inconnue.

Dans la plupart des cas, le module de fonction est utilisé de façon conjointe avec le module de fonction AR. Le signal de sortie de fonctionnement peut être l'un des signaux de démarrage de la fonction AR.

5.8.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont « On » (Activé) et « Off » (Désactivé).

Le fonctionnement de UPCALH peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

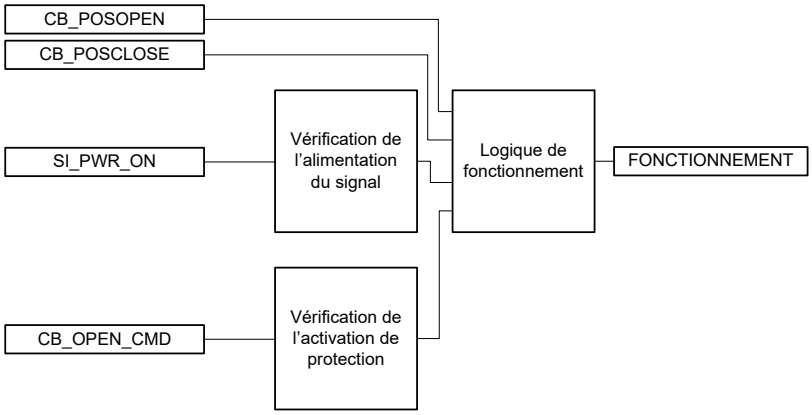


Figure 447: Schéma du module fonctionnel

Vérification de l'alimentation du signal

Ce module est utilisé pour superviser l'alimentation du signal. L'activation de l'entrée SI_PWR_ON active le module de logique de fonctionnement une fois la valeur du paramètre *CB power on delay time* (Temporisation d'activation du disjoncteur) écoulée.

Vérification de l'activation de protection

La finalité principale de ce module est de désactiver le module de logique de fonctionnement lorsque la commande d'ouverture de disjoncteur a été déployée par une autre fonction, par exemple, une fonction de protection ou de contrôle. L'activation de l'entrée CB_OPEN_CMD désactive immédiatement le module de logique de fonctionnement. La durée du temps de désactivation peut être définie avec le paramètre *CB open hold delay* (Temporisation de désactivation du disjoncteur).

Logique de fonctionnement

La sortie OPERATE de ce module peut être utilisée pour enclencher le disjoncteur s'il est ouvert pour une raison inconnue. La sortie OPERATE est immédiatement activée après que l'entrée CB_POSOPEN devient active et CB_POSCLOSE inactive. La longueur d'impulsion pour le signal de sortie OPERATE peut être définie avec le paramètre *Operate pulse time* (Durée d'impulsion de fonctionnement).

Le module est désactivé si l'alimentation du signal est défectueuse (SI_PWR_ON = FALSE) ou si la commande d'ouverture est envoyée au disjoncteur (CB_OPEN_CMD = TRUE).

5.8.5 Application

La position non correspondante du disjoncteur indique que la position réelle du commutateur de contrôle du disjoncteur ne correspond pas à la position réelle du disjoncteur. En cas normal, cette fonction est utilisée de pair avec la fonction

DARREC de réenclenchement. Le signal de fonctionnement peut démarrer le réenclenchement s'il détecte que le disjoncteur s'est ouvert durant une situation inconnue. Si la fonction est utilisée comme une fonction autonome lorsqu'une ouverture inconnue de disjoncteur est détectée, la station de supervision peut utiliser la sortie de la fonction comme une indication d'information.

5.8.6 Signaux

Tableau 826: Signaux d'entrée UPCALH

Nom	Type	Par défaut	Description
CB_OPEN_CMD	BOOLÉEN	0 = Faux	Commande d'ouverture du disjoncteur, commun
CB_POSCLOSE	BOOLÉEN	0 = Faux	Position enclenchée du disjoncteur
CB_POSOPEN	BOOLÉEN	0 = Faux	Position ouverte du disjoncteur
SI_PWR_ON	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal de mise sous tension

Tableau 827: Signaux de sortie UPCALH

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Fonctionnement

5.8.7 Paramètres

Tableau 828: Paramètres de non-groupe UPCALH (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Durée d'impulsion de fonctionnement	100...20000	ms	1	100	Durée d'impulsion de fonctionnement
Signal pwr on delay	300...500	ms	1	300	Temporisation d'activation du signal

Tableau 829: Paramètres de non-groupe UPCALH (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
CB open hold delay	300...500	ms	1	300	Temporisation de désactivation du disjoncteur

5.8.8 Données techniques

Tableau 830: UPCALH - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision du temps de déclenchement	±1,0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms

Section 6 Fonctions de supervision

6.1 Supervision du circuit de déclenchement TCSSCBR

6.1.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Supervision circuit de déclenchement	TCSSCBR	TCS	TCM

6.1.2 Bloc fonctionnel

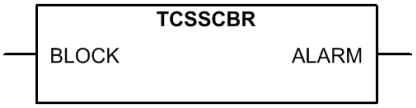


Figure 448: Bloc fonctionnel

6.1.3 Fonctionnalité

La fonction de supervision du circuit de déclenchement TCSSCBR est conçue pour superviser le circuit de commande du disjoncteur. L'invalidité d'un circuit de commande est détectée en utilisant un contact de sortie dédié qui contient la fonctionnalité de supervision. La défaillance d'un circuit est signalée au bloc fonctionnel correspondant dans la configuration du relais.

La fonction démarre et s'exécute lorsque TCSSCBR détecte une défaillance de circuit de déclenchement. La caractéristique de temps de fonctionnement pour la fonction est DT. La fonction s'exécute à l'issue d'un temps de fonctionnement prédéfini et se réinitialise lorsque le défaut disparaît.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Le blocage désactive la sortie `ALARM` et réinitialise le temporisateur.

6.1.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont « On » (Activé) et « Off » (Désactivé).

Le fonctionnement de TCSSCBR peut être décrit à l'aide d'un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

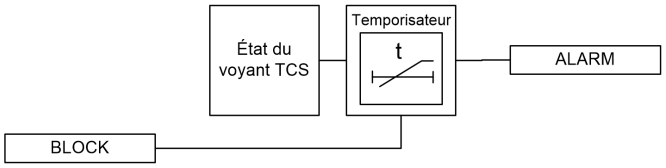


Figure 449: Schéma du module fonctionnel

État TCS

Ce module reçoit l'état du circuit de déclenchement depuis le matériel. La détection d'une défaillance dans le circuit de déclenchement active le temporisateur.

Temporisateur

Une fois activé, le temporisateur fonctionne jusqu'à ce que la valeur établie pour *Operate delay time* (Temporisation de fonctionnement) se soit écoulée. La caractéristique du temporisateur se base sur le mode fonctionnement défini (DT). Lorsque le temporisateur de fonctionnement atteint la valeur de temps maximum, la sortie `ALARM` est activée. Si une situation de chute se produit alors que le temps de fonctionnement est encore en cours de comptage, le temporisateur de réinitialisation de 0,5 s est activé. Au bout de ce délai, le temporisateur de fonctionnement est réinitialisé.

L'entrée `BLOCK` peut être commandée par une entrée binaire, une entrée à communication horizontale ou un signal interne du programme du programme du relais. L'activation de l'entrée `BLOCK` empêche l'activation de la sortie `ALARM`.

6.1.5 Application

La fonction TCSSCBR détecte les défauts dans le circuit de commande électrique du disjoncteur. La fonction peut surveiller les circuits à bobine ouverts et fermés. Cette surveillance est nécessaire pour connaître en permanence la vitalité des circuits de commande.

L'illustration 450 montre une application de l'utilisation de la fonction de surveillance du circuit de déclenchement. La meilleure solution consiste à connecter une résistance shunt R_{ext} externe en parallèle avec le contact interne du disjoncteur. Bien que le contact interne du disjoncteur soit ouvert, la TCS peut voir le circuit de déclenchement grâce à R_{ext}. La résistance R_{ext} doit avoir une résistance telle que le courant traversant la résistance reste faible, c'est-à-dire qu'il n'endommage ni ne surcharge la bobine de déclenchement du disjoncteur.

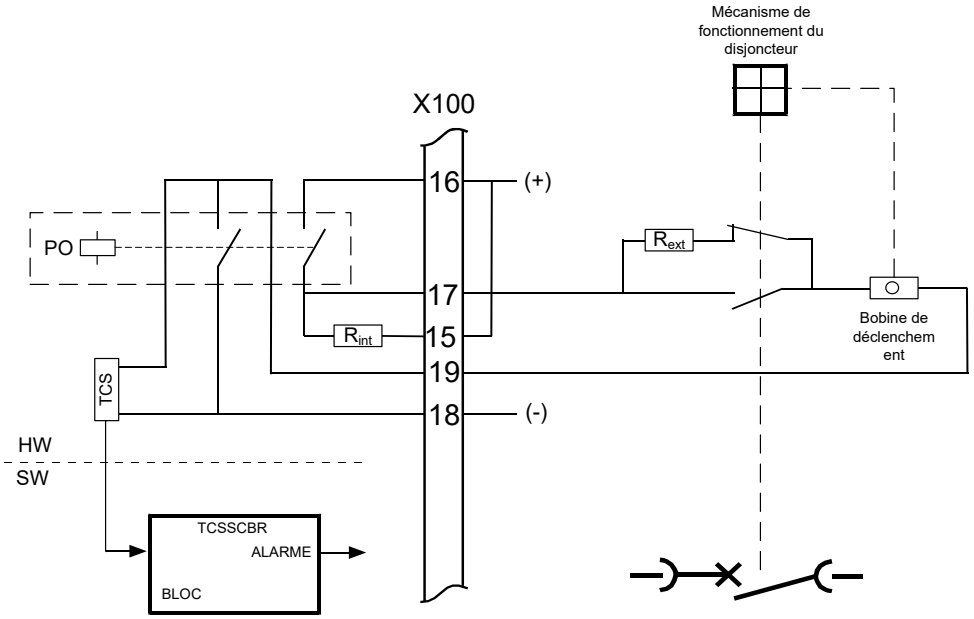


Figure 450: Principe de fonctionnement de la surveillance du circuit de déclenchement avec une résistance externe. L'interrupteur de blocage de TCSSCBR n'est pas nécessaire puisque la résistance externe est utilisée.

Si la TCS n'est nécessaire qu'en position enclenché, la résistance externe de shunt peut être omise. Lorsque le disjoncteur est en position ouverte, le TCS considère la situation comme un circuit défectueux. Une façon d'éviter le fonctionnement de la TCS dans cette situation serait de bloquer la fonction de surveillance chaque fois que le disjoncteur est ouvert.

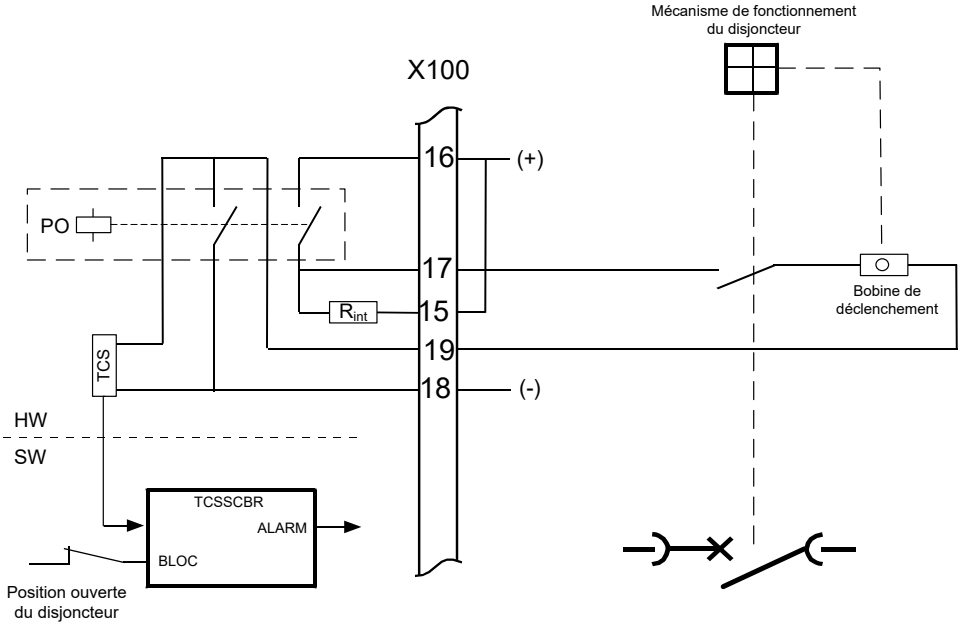


Figure 451: Principe de fonctionnement de la surveillance du circuit de déclenchement sans résistance externe. L'indication d'ouverture du disjoncteur sert à bloquer le TCSSCBR lorsque le disjoncteur est ouvert.

Surveillance du circuit de déclenchement et autres contacts de déclenchement

Il est typique que le circuit de déclenchement contienne plus d'un contact de déclenchement en parallèle, par exemple dans les dispositifs d'alimentation de transformateur où le déclenchement d'un relais Buchholz est connecté en parallèle avec la borne d'alimentation et les autres relais concernés. Le courant de surveillance ne peut pas détecter si un ou tous les autres contacts connectés en parallèle ne sont pas connectés correctement.

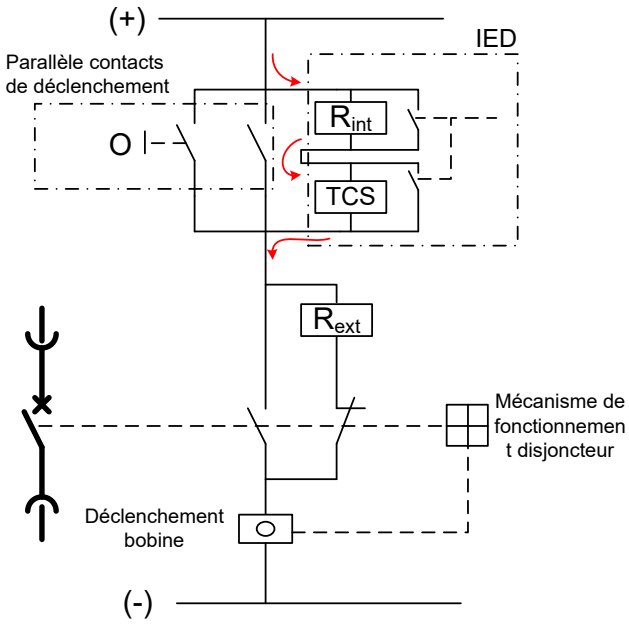


Figure 452: Circulation constante du courant de test dans les contacts de déclenchement en parallèle et surveillance du circuit de déclenchement

Dans le cas de contacts à déclenchement parallèle, la façon recommandée de procéder au câblage est que le courant de test de la TCS circule dans tous les fils et les joints.

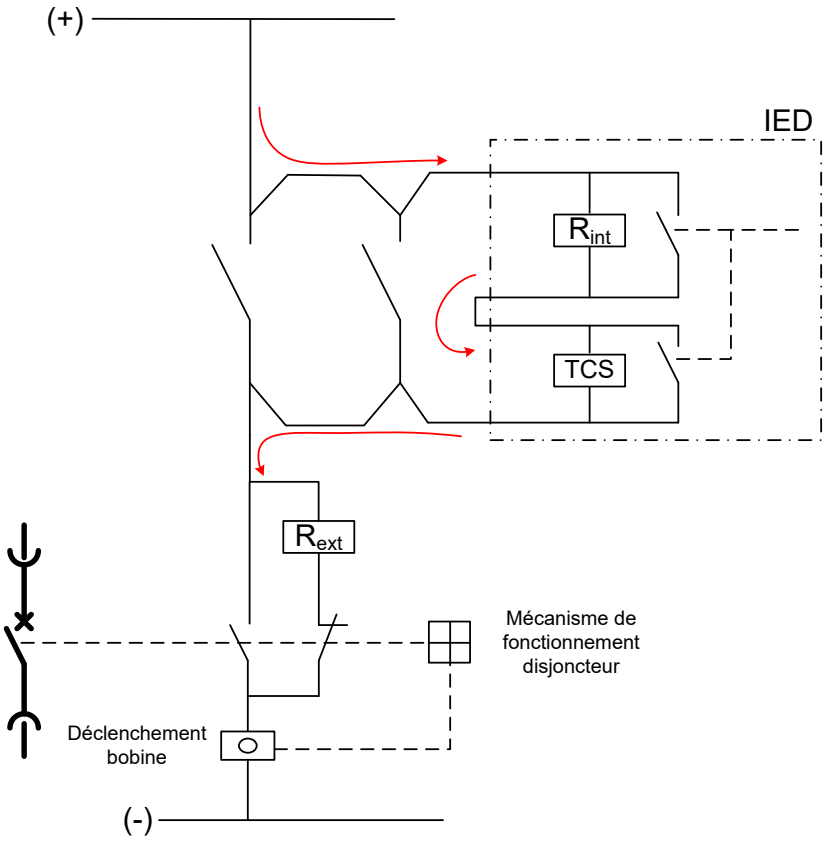


Figure 453: Connexion améliorée pour les contacts à déclenchement parallèle où le courant de test circule dans tous les fils et joints

Plusieurs fonctions de surveillance du circuit de déclenchement en parallèle dans le circuit

Non seulement le circuit de déclenchement a souvent des contacts de déclenchement parallèles, mais il est également possible que le circuit ait plusieurs circuits TCS en parallèle. Chaque circuit TCS fait circuler son propre courant de surveillance dans la bobine surveillée et le courant réel de la bobine est une somme de tous les courants TCS. Ceci doit être pris en considération lors de la détermination de la résistance de R_{ext}.

Le réglage de la fonction TCS dans un relais de protection non utilisé n'affecte généralement pas l'injection de courant de surveillance.

Surveillance du circuit de déclenchement avec les relais auxiliaires

De nombreux projets de modernisation sont réalisés partiellement, c'est-à-dire que les anciens relais électromécaniques sont remplacés par des neufs, mais le disjoncteur n'est pas remplacé. C'est un problème ; en effet, le courant de bobine d'un ancien type

de disjoncteur peut être trop élevé pour que le contact de déclenchement du relais de protection se coupe.

Le courant de bobine du disjoncteur est normalement coupé par un contact interne du disjoncteur. En cas de défaillance d'un disjoncteur, il y a un risque que le contact de déclenchement du relais de protection soit détruit puisque le contact est obligé de déconnecter le niveau élevé d'énergie électromagnétique accumulée dans la bobine de déclenchement.

Un relais auxiliaire peut être utilisé entre le contact de déclenchement du relais de protection et la bobine du disjoncteur. De cette façon, la question du pouvoir de coupure est résolue, mais le circuit de la TCS du relais de protection surveille la bobine saine du relais auxiliaire, et non la bobine du disjoncteur. Le relais de surveillance du circuit de déclenchement séparé est applicable pour cela, afin de surveiller la bobine de déclenchement du disjoncteur.

Réglage de la résistance externe

Dans des conditions normales de fonctionnement, la tension externe appliquée est répartie entre le circuit interne du relais et le circuit de déclenchement externe de sorte qu'au minimum 20 V (15...20 V) reste sur le circuit interne du relais. Si la résistance du circuit externe est trop élevée ou si le circuit interne est trop faible, par exemple en raison de contacts de relais soudés, un défaut est détecté.

Mathématiquement, l'état de fonctionnement peut être exprimé comme suit :

$$U_C - (\mathrm{R}_{ext} + R_{int} + R_s) \times I_c \geq 20V \quad AC / DC$$

(Équation 171)

U_c	Tension de fonctionnement sur le circuit de déclenchement surveillé
I_c	Mesure du courant à travers le circuit de déclenchement, appr. 1,5 mA (0,99...1,72 mA)
R_{ext}	résistance de shunt externe
R_{int}	résistance de shunt interne, 1 kΩ
R_s	résistance de la bobine de déclenchement

Si la résistance de shunt externe est utilisée, elle doit être calculée pour ne pas interférer avec la fonction de surveillance ou la bobine de déclenchement. Une résistance trop élevée entraîne une chute de tension trop importante, compromettant l'exigence d'au moins 20 V sur le circuit interne, tandis qu'une résistance trop faible peut causer de fausses manœuvres de la bobine de déclenchement.

Tableau 831: Valeurs recommandées pour la résistance externe R_{ext}

Tension de fonctionnement U_c	Résistance de shunt R_{ext}
48 V CA/CC	1,2 kΩ, 5 W
60 V CA/CC	5,6 kΩ, 5 W
110 V CA/CC	22 kΩ, 5 W
220 V CA/CC	33 kΩ, 5 W

Étant donné que la tension sur le contact TCS doit être de 20 V ou plus, le bon fonctionnement n'est pas garanti avec des tensions de fonctionnement auxiliaires inférieures à 48 V CC en raison de la chute de tension de R_{int}, R_{ext} et de la bobine de fonctionnement, ou même de la chute de tension du système de tension auxiliaire d'alimentation qui peut entraîner des valeurs de tension trop basses sur le contact TCS. Dans ce cas, des alarmes erronées peuvent se produire.

À des tensions de fonctionnement du circuit auxiliaire plus faibles (<48 V CC), il est recommandé d'utiliser la position du disjoncteur pour bloquer le fonctionnement involontaire de la TCS. L'utilisation de l'indication de position est décrite plus haut dans ce chapitre.

Utilisation des contacts de sortie de puissance sans surveillance du circuit de déclenchement

Si la TCS n'est pas utilisée mais que les coordonnées des sorties de puissance correspondantes sont requises, la résistance interne peut être contournée. La sortie peut alors être utilisée comme une sortie de puissance normale. En contournant la résistance interne, le câblage entre les bornes de la sortie correspondante X100:16-15(PO3) ou X100:21-20(PO4) peut être déconnecté. La résistance interne est nécessaire si le circuit TCS complet est utilisé.

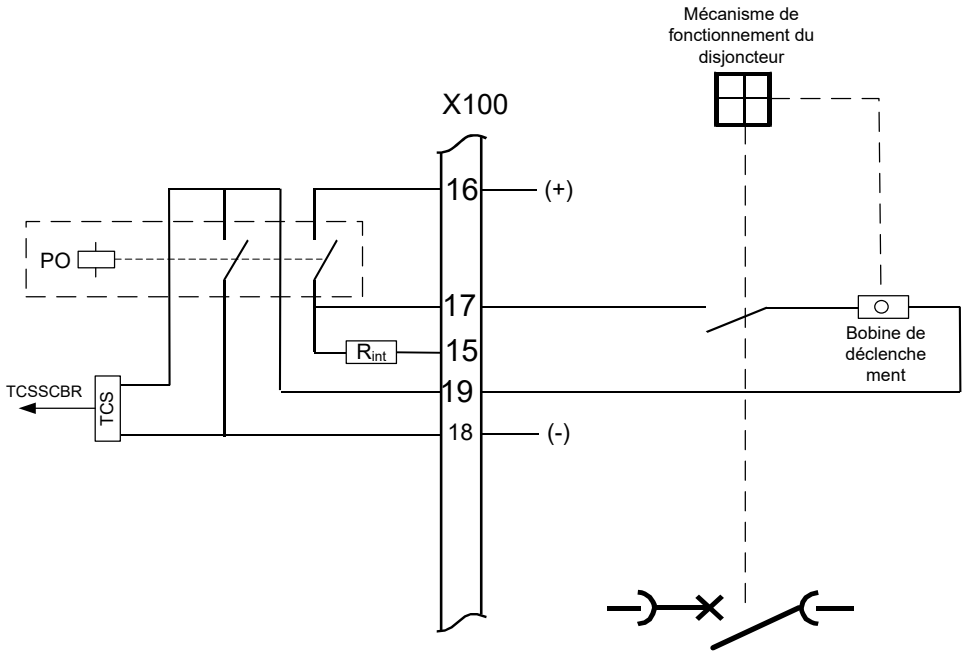
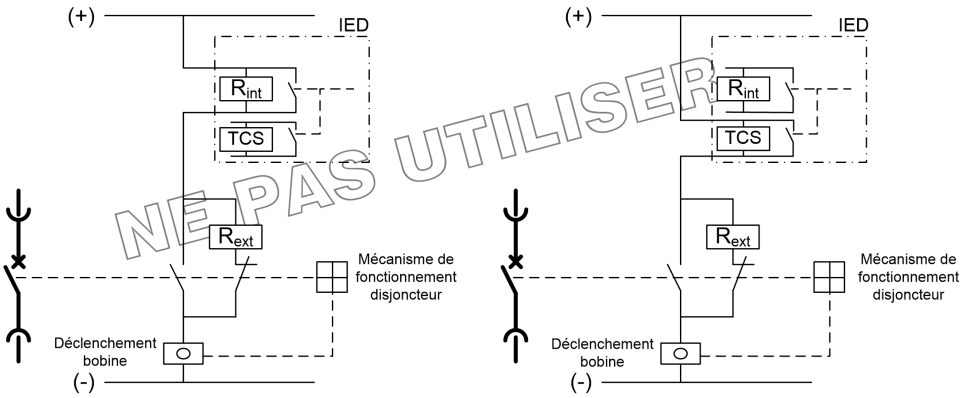


Figure 454: Raccordement d'une sortie de puissance dans un cas où la TCS n'est pas utilisée et où la résistance interne est débranchée

Mauvais raccordements et utilisation de la surveillance des circuits de déclenchement

Bien que le circuit TCS soit constitué de deux contacts séparés, il convient de noter que ceux-ci sont conçus pour être utilisés en série afin de garantir le pouvoir de coupure indiqué dans le manuel technique du relais de protection. Outre le faible pouvoir de coupure, la résistance interne n'est pas réglée pour résister à un courant sans circuit TCS. Par conséquent, ce type de raccordement incorrect entraîne une brûlure immédiate de la résistance interne lorsque le disjoncteur est en position enclenché et que la tension est appliquée au circuit de déclenchement. L'illustration suivante montre l'utilisation incorrecte d'un circuit TCS lorsqu'un seul des contacts est utilisé.



NE PAS UTILISER

Figure 455: Mauvais raccordement de la surveillance du circuit de déclenchement

L'illustration suivante montre une connexion de trois relais de protection avec un circuit de déclenchement bipolaire. Seul le relais de protection R3 dispose d'un circuit TCS interne. Afin de tester le fonctionnement du relais de protection R2, sans déclencher le disjoncteur, le contact de déclenchement supérieur du relais de protection R2 est débranché, comme le montre l'illustration, tandis que le contact inférieur est toujours branché. Lorsque le relais de protection R2 fonctionne, le courant de la bobine commence à circuler à travers la résistance interne du relais de protection R3 et la résistance brûle immédiatement. Comme le montrent les exemples précédents, les deux contacts de déclenchement doivent fonctionner ensemble. Il convient également de veiller à l'utilisation correcte de la surveillance du circuit de déclenchement lors, par exemple, du test du relais de protection.

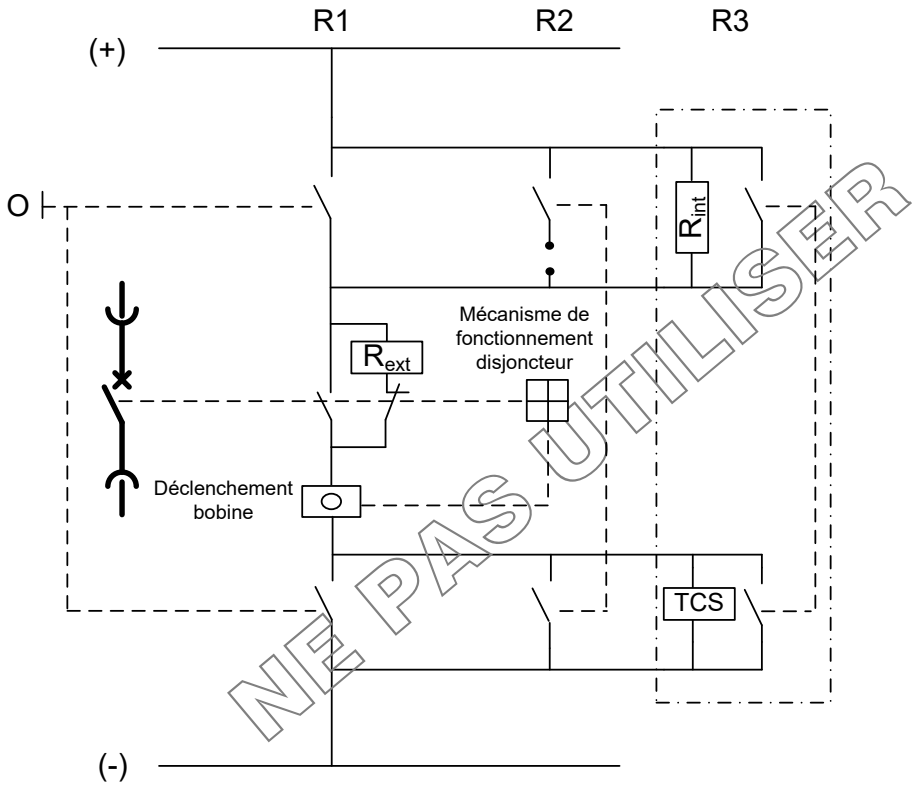


Figure 456: Tests incorrects des relais de protection

6.1.6 Signaux

Tableau 832: Signaux d'entrée TCSSCBR

Nom	Type	Par défaut	Description
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	État entrée bloc

Tableau 833: Signaux de sortie TCSSCBR

Nom	Type	Description
ALARM	BOOLÉEN	Sortie d'alarme

6.1.7 Paramètres

Tableau 834: Paramètres de non-groupe TCSSCBR (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Tempo fonctionnement	20...300000	ms	1	3000	Tempo fonctionnement

Tableau 835: Paramètres de non-groupe TCSSCBR (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	20...60000	ms	1	1000	Temporisation de réinitialisation

6.1.8 Données surveillées

Tableau 836: Données surveillées TCSSCBR

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
TCSSCBR	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

6.1.9 Historique de révision technique

Tableau 837: Historique de révision technique TCSSBR

Révision technique	Modification
B	Amélioration interne
C	Amélioration interne

6.2 Supervision du circuit de courant CCSPVC

6.2.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Supervision circuit courant	CCSPVC	MCS 3I	CSM 3I

6.2.2 Bloc fonctionnel

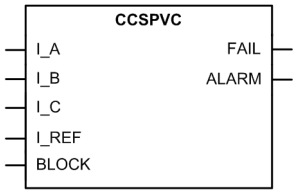


Figure 457: Bloc fonctionnel

6.2.3 Fonctionnalité

La fonction de supervision de circuit de courant CCSPVC est utilisée pour surveiller les circuits secondaires de transformateur de courant.

CCSPVC calcule en interne la somme des courants de phase (I_A, I_B et I_C) et compare cette somme au courant de référence simple mesuré (I_REF).Le courant de référence doit provenir d'autres noyaux de TC triphasés que les courants de phase (I_A, I_B et I_C) et il doit être additionné en externe, à savoir en dehors du relais de protection.

CCSPVC détecte un défaut dans le circuit de mesure et émet une alarme ou bloque les fonctions de protection afin d'éviter toute mise hors circuit intempestive.

Il convient de se rappeler que le blocage des fonctions de protection à un circuit de TC ouvert signifie que la situation demeure inchangée et que des tensions extrêmement élevées exercent une contrainte sur le circuit secondaire.

6.2.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs du paramètre correspondant sont « On » et « Off ».

Le fonctionnement de CCSPVC peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

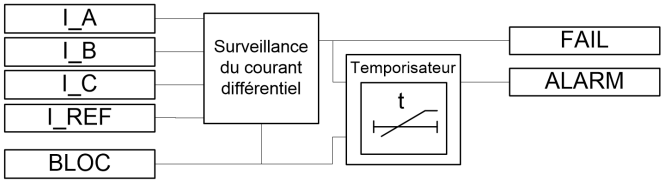


Figure 458: Schéma du module fonctionnel

Surveillance du courant différentiel

La surveillance du courant différentiel surveille la différence entre les courants de phase additionnés I_A, I_B et I_C et le courant de référence I_REF.

Les caractéristiques de fonctionnement directionnel peut être sélectionné par le paramètre *Start value*. Lorsque le courant de phase le plus élevé est inférieur à 1,0 × In, la limite de courant différentiel est définie avec la *Start value*. Lorsque le courant de phase le plus élevé est supérieur à 1,0 × In, la limite de courant différentiel est calculée à l'aide de l'équation.

MAX (I _A, I _B, I _ C) × valeur de démarrage

(Équation 172)

Le courant différentiel est limité à 1,0 × In.

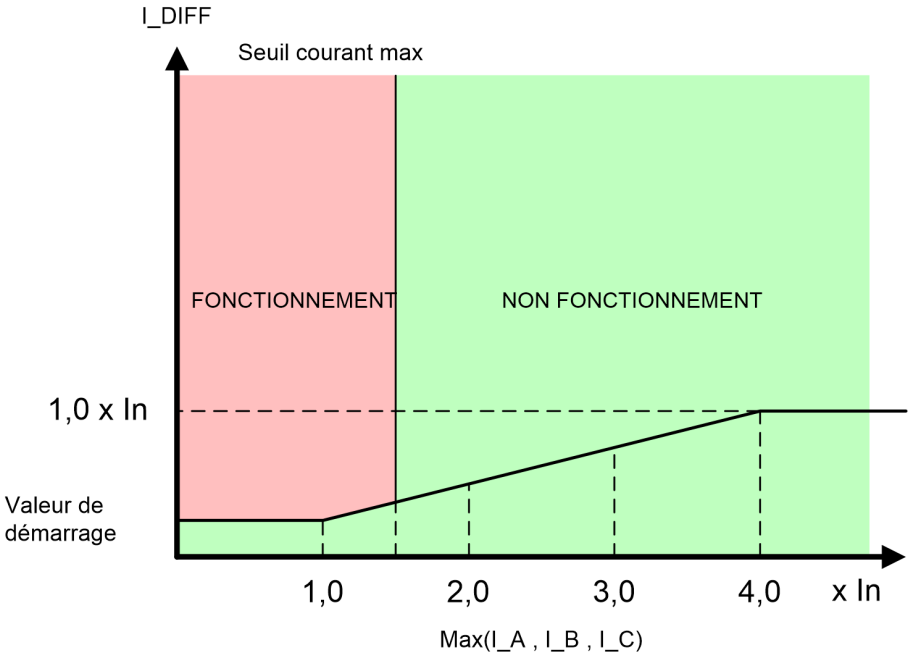


Figure 459: Caractéristiques de fonctionnement du CCSPVC

Lorsque le courant différentiel I_DIFF se trouve dans la zone de fonctionnement, la sortie FAIL est activée.

La fonction est bloquée en interne si un courant de phase quelconque est supérieur au *Max operate current*. Lorsque le blocage interne est activé, la sortie FAIL est immédiatement désactivée. Le blocage interne est utilisé pour éviter les fausses manœuvres lors d'une situation de défaut lorsque les transformateurs de courant sont saturés en raison de courants de défaut élevés.

La valeur du courant différentiel est disponible dans l'affichage des données surveillées sur l'IHML ou par d'autres outils de communication. La valeur est calculée à l'aide de l'équation.

$$I_DIFF = \left|\overline{I_A} + \overline{I_B} + \overline{I_C}\right| - \left|\overline{I_REF}\right|$$

(Équation 173)

Le paramètre *Start value* est donné en unités de ×In du transformateur de courant de phase. La différence possible entre les rapports de transformation de courant de phase et de courant de référence est compensée en interne par la mise à l'échelle I_REF avec la valeur dérivée des valeurs de paramètre *Primary current*. Ces paramètres de réglage se trouvent dans la section Fonctions de base.

L'activation de l'entrée BLOCK désactive immédiatement la sortie FAIL.

Temporisateur

Le temporisateur est activé avec le signal FAIL. La sortie ALARM est activée après une temporisation fixe de 200 ms. FAIL doit être actif pendant la temporisation.

Lorsque le blocage interne est activé, la sortie FAIL est immédiatement désactivée. La sortie ALARM est cependant désactivée immédiatement après une temporisation fixe de trois secondes.

La fonction se réinitialise lorsque le courant différentiel est inférieur à la valeur de démarrage et que le courant de phase le plus élevé est supérieur à 5 % du courant nominal (0,05 × In).

Si le courant tombe à zéro lorsque les sorties FAIL ou ALARM sont actives, ces sorties ne sont pas désactivées.

L'activation de l'entrée BLOCK désactive la sortie ALARM.

6.2.5 Application

Les noyaux de transformateurs de courant ouverts ou court-circuités peuvent provoquer un fonctionnement indésirable dans de nombreuses fonctions de protection telles que les fonctions de courant différentiel, de courant de défaut de terre et de courant inverse. Lorsque des courants provenant de deux ensembles triphasés indépendants de TC ou de noyaux de TC mesurant les mêmes courants primaires sont disponibles, une surveillance fiable du circuit de courant peut être organisée en comparant les courants des deux ensembles. Lorsqu'une erreur est détectée dans un circuit de TC, les fonctions de protection concernées peuvent être bloquées et une alarme peut être donnée.

En cas de courants élevés, la saturation transitoire inégale des noyaux du TC avec une rémanence ou un facteur de saturation différents peut entraîner des différences dans les courants secondaires par rapport aux deux noyaux du TC. Il faut alors éviter un blocage indésirable des fonctions de protection pendant le seuil transitoire.

La fonction de surveillance doit être sensible et avoir un temps de fonctionnement court pour éviter les déclenchements intempestifs des protections numériques sensibles à action rapide en cas de défaut des circuits secondaires du TC.



Les circuits de TC ouverts créent des tensions extrêmement élevées dans les circuits, ce qui peut endommager l'isolation et causer d'autres problèmes. Ceci doit être pris en considération, en particulier lorsque les fonctions de protection sont bloquées.



Lorsque le courant de référence n'est pas connecté au relais de protection, la fonction doit être désactivée. Sinon, la sortie FAIL est

activée lorsqu'un déséquilibre se produit dans les courants de phase, même si le circuit de mesure n'a pas connu de problème.

Courant de référence mesuré avec un transformateur de courant cumulé

La fonction CCSPVC compare la somme des courants de phase au courant mesuré avec le TC de courant cumulé.

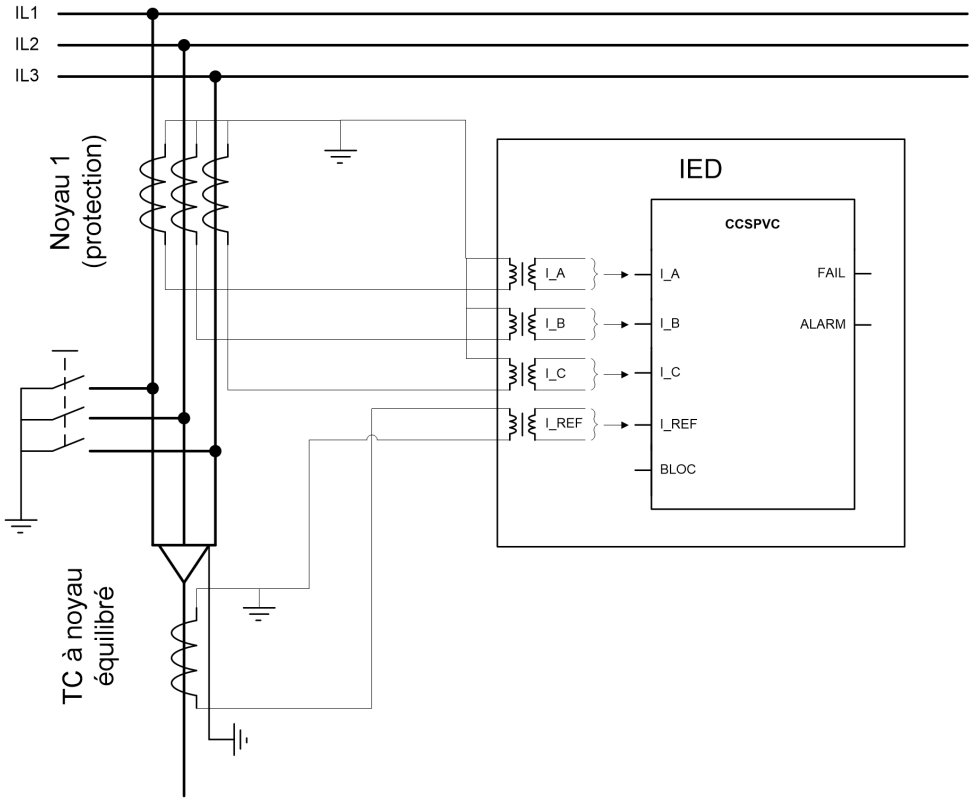


Figure 460: Schéma de raccordement pour la mesure du courant de référence avec le transformateur de courant cumulé

Mesure de courant avec deux ensembles triphasés indépendants de noyaux de TC

La figure 461 et la figure 462 montrent des schémas de connexions où le courant de référence est mesuré avec deux ensembles triphasés indépendants de noyaux de TC.

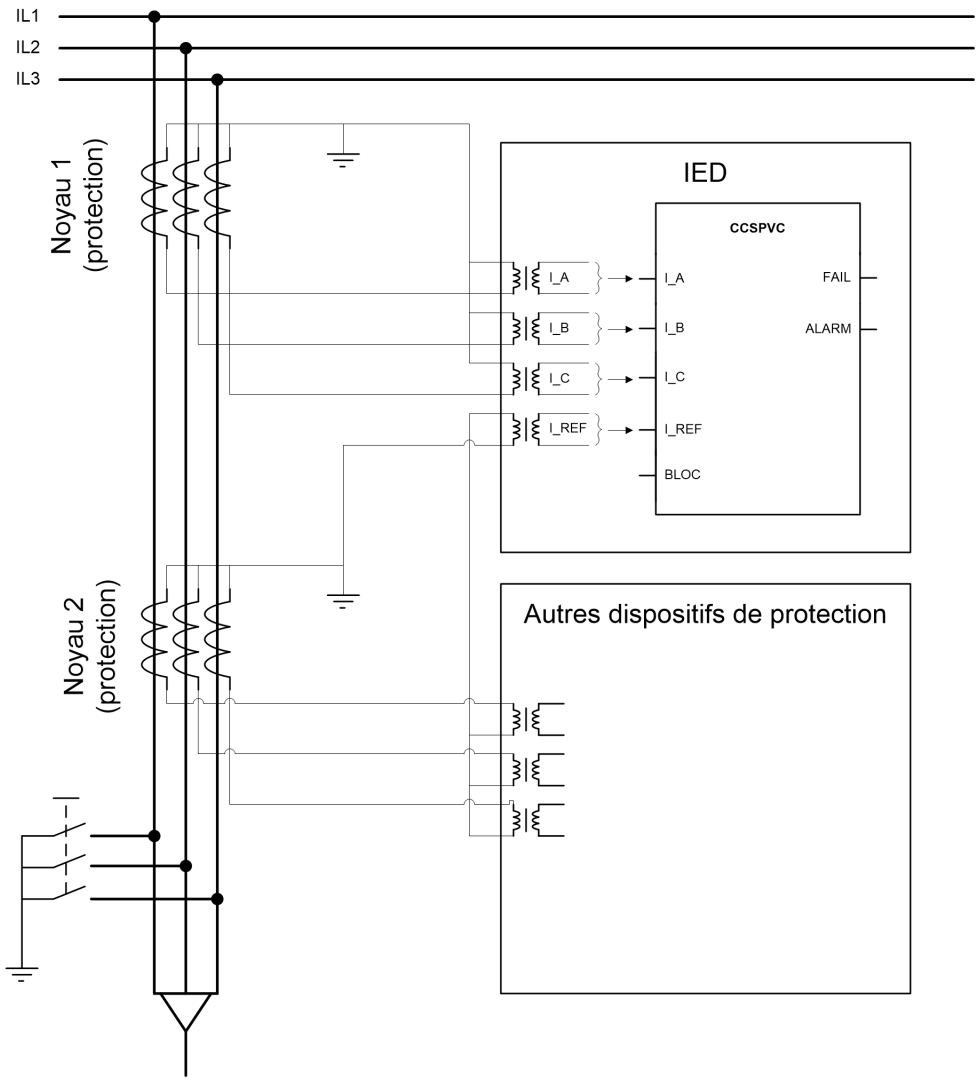


Figure 461: Schéma de raccordement pour la surveillance du circuit de courant avec deux jeux de noyaux de protection triphasée de transformateur de courant

Lors de l'utilisation du noyau de mesure pour la mesure du courant de référence, il faut noter que le niveau de saturation du noyau de mesure est beaucoup plus faible que celui du noyau de protection. Ceci doit être pris en compte lors du réglage de la fonction de surveillance du circuit de courant.

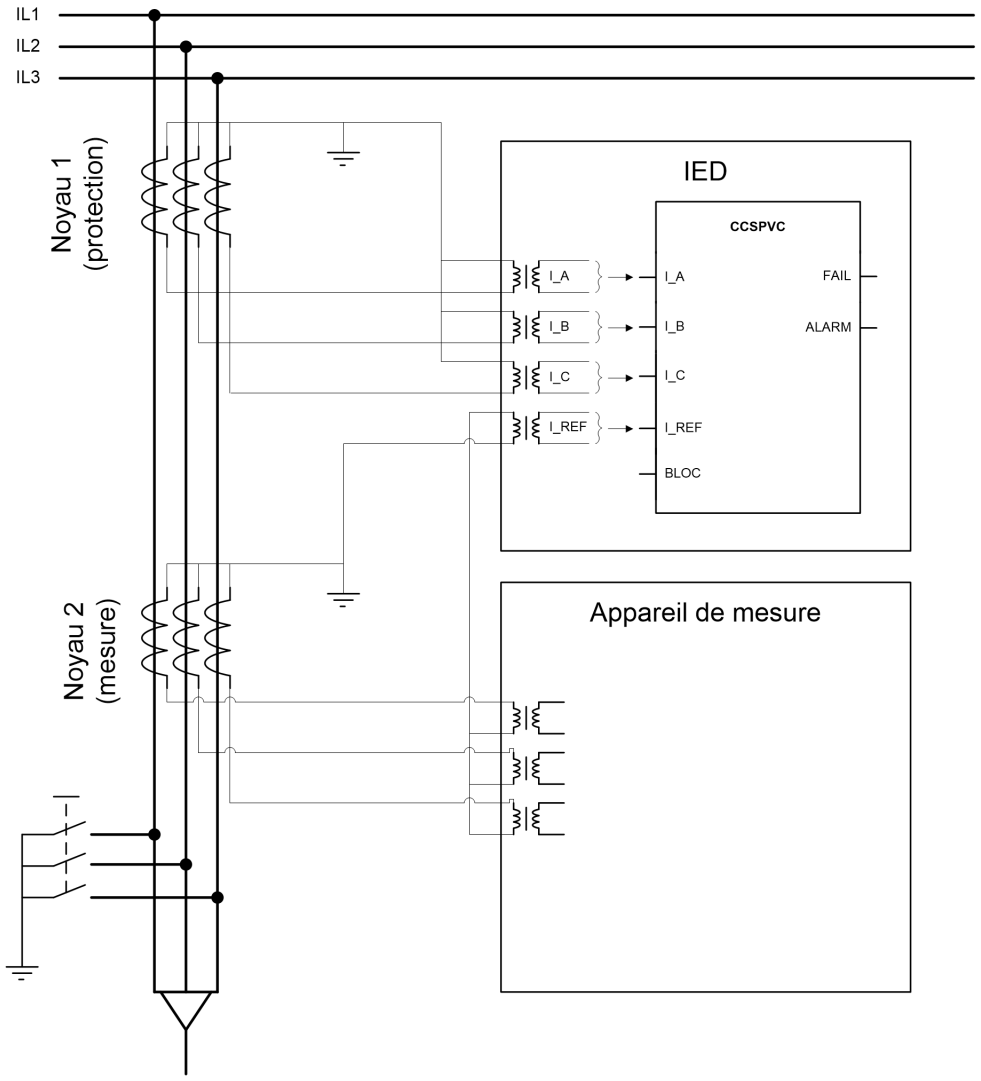


Figure 462: Schéma de raccordement pour la surveillance du circuit de courant avec deux jeux de noyaux de transformateur de courant triphasé (protection et mesure)

Exemple de mauvais raccordement

Les courants doivent être mesurés avec deux noyaux indépendants, c'est-à-dire que les courants de phase doivent être mesurés avec un noyau différent de celui du courant de référence. Un schéma de raccordement montre un exemple de cas où les courants de phase et les courants de référence sont mesurés à partir du même noyau.

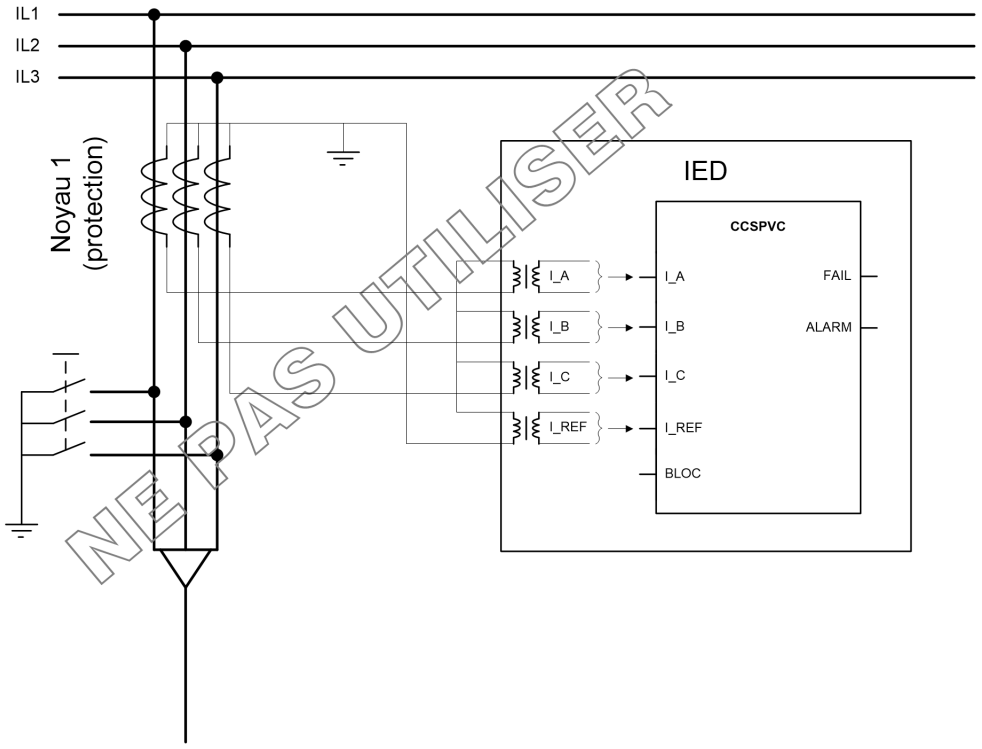


Figure 463: Exemple de raccordement incorrect du courant de référence

6.2.6 Signaux

Tableau 838: Signaux d'entrée CCSPVC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
I_REF	SIGNAL	0	Courant de référence
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloquer le signal pour toutes les sorties binaires

Tableau 839: Signaux de sortie CCSPVC

Nom	Type	Description
FAIL	BOOLÉEN	Sortie de défaillance
ALARM	BOOLÉEN	Sortie d'alarme

6.2.7 Paramètres

Tableau 840: Paramètres de non-groupe CCSPVC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Fonctionnement activé/désactivé
Valeur démarrage	0,05 à 0,20	xIn	0,01	0,05	Niveau différentiel de courant de fonctionnement minimal

Tableau 841: Paramètres de non-groupe CCSPVC (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Seuil courant max	1,00 à 5,00	xIn	0,01	1,50	Blocage de la fonction à un courant de phase élevé

6.2.8 Données surveillées

Tableau 842: Données surveillées CCSPVC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
IDIFF	FLOAT32	0,00 à 40,00	xIn	Courant différentiel
CCSPVC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

6.2.9 Données techniques

Tableau 843: CCSPVC - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Temps de réponse[1)]	<30 ms

1) Incluant le temps de réponse du contact de sortie

6.2.10 Historique de révision technique

Tableau 844: Historique de révision technique CCSPVC

Révision technique	Modification
B	Amélioration interne
C	Amélioration interne
D	Amélioration interne

6.3 Supervision avancée du circuit de courant pour transformateurs CTSRCTF

6.3.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Surveillance de circuit courant avancée pour transformateurs	CTSRCTF	MCS 3I, I2	MCS 3I, I2

6.3.2 Bloc fonctionnel

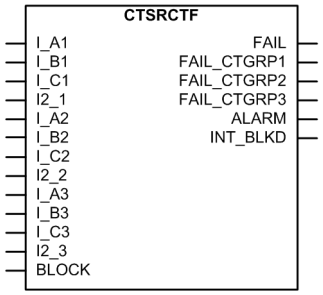


Figure 464: Bloc fonctionnel

6.3.3 Fonctionnalité

La fonction de surveillance du circuit de courant avancé pour transformateurs CTSRCTF sert à surveiller le circuit secondaire du transformateur de courant lorsqu'aucune entrée de transformateur de courant de référence séparée pour comparaison n'est disponible ou lorsqu'aucun canal de tension séparé pour le calcul ou la mesure de la tension homopolaire n'est disponible. CTSRCTF peut servir à détecter la défaillance monophasée sur le circuit secondaire du transformateur de courant pour l'application de protection impliquant deux ou trois jeux de transformateurs de courant triphasé.

CTSRCTF détecte un défaut dans le circuit de mesure et émet une alarme qui peut servir à bloquer les fonctions de protection, par exemple la protection différentielle, afin d'éviter tout déclenchement intempestif.

CTSRCTF est bloqué en interne si un transformateur ne présente aucune charge ou si un courant dépasse la limite maximale établie dans l'une des phases.

6.3.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs du paramètre correspondant sont « On » et « Off ».

Le fonctionnement de CTSRCTF peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

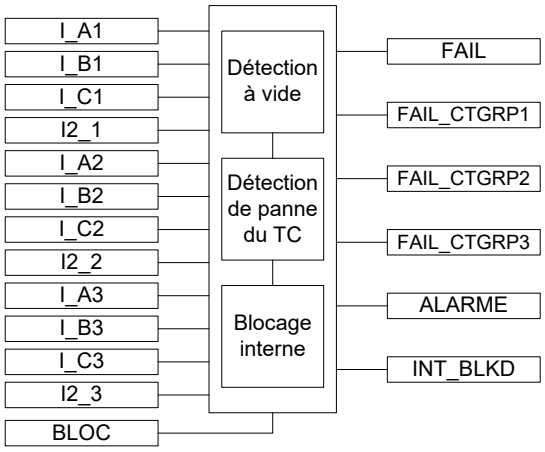


Figure 465: Schéma du module fonctionnel

Détection de courant à vide

Le module de détection de courant à vide détecte la condition de charge. Si tous les courants triphasés de deux jeux de transformateurs de courant quelconques sont nuls, l'équipement protégé est considéré comme étant en condition à vide et la fonction est bloquée en interne en activant la sortie `INT_BLKD`.

Pour éviter toute fausse manœuvre, la fonction est également bloquée en interne si les courants biphasés de n'importe quel jeu de transformateurs de courant sont inférieurs au paramètre *Min operate current*. Ceci active la sortie `INT_BLKD`. La valeur du paramètre *Min operate current* dépend du type d'équipement à protéger. Par exemple, dans le cas d'une protection de transformateur, le paramètre *Min operate current* dépend de la valeur nominale du courant à vide. En général, il peut être réglé comme le courant nominal à vide du transformateur.

Détection de panne du TC

Ce module détecte la panne du secondaire du TC dans n'importe quel ensemble de transformateurs de courant. Le module analyse la valeur de tous les courants triphasés en continu dans tous les groupes de transformateurs de courant pour détecter toute chute soudaine de la valeur du courant à zéro. La détection d'un courant nul ne doit pas être le seul critère pour considérer un défaut dans le secondaire du transformateur de courant. Deux autres critères sont évalués pour confirmer la panne du TC :

- Un courant nul dû à la panne du TC n'entraîne pas un courant inverse sur les groupes de TC sains.

  Lors de la détection d'un courant nul dans une phase quelconque sur l'un ou l'autre des groupes de TC, le courant inverse I_2 est encore plus évalué. Pour une véritable panne du secondaire du TC, l'amplitude de I_2 ne change que du côté où le courant nul a été détecté. La variation de l'amplitude de I_2 (ΔI_2) sur les autres ensembles de transformateurs de courant (autres que ceux où un courant nul est détecté) est calculée. Si le changement est détecté sur les ensembles sains du TC, c'est une indication de défaillance du système.
  .

- Un courant nul dû à la panne du TC n'entraîne pas de différence d'angle de phase entre les phases saines.

  Si un défaut du système se produit sur la phase A, il en résulte un changement de la différence d'angle de phase entre la phase B et la phase C. Ce changement de la différence d'angle de phase entre les phases saines est évalué dans les trois ensembles de transformateurs de courant, et si le changement est détecté dans un ensemble de TC, c'est une indication de la défaillance du système.

Si les deux conditions sont remplies à courant nul, la sortie FAIL est immédiatement activée. La sortie ALARM est activée après une temporisation fixe de 200 ms. FAIL doit être actif pendant la temporisation. Les sorties FAIL, CTGRP1, FAIL_CTGRP2 et FAIL_CTGRP3 sont activées en fonction du groupe de TC où la panne du secondaire est détectée.

L'activation de l'entrée BLOCK désactive les sorties FAIL et ALARM.



Il n'est pas possible de détecter la panne du secondaire du TC qui se produit simultanément avec les défauts / pannes du système ou avec deux défaillances simultanées du circuit secondaire. La fonction se réinitialise si le courant zéro n'existe pas pendant plus de 200 ms.

Blocage interne

Ce module bloque la fonction en interne sous certaines conditions pour éviter toute fausse manœuvre lors d'une situation de défaut du système. Lorsque l'une des conditions suivantes est remplie, la fonction est bloquée en interne et la sortie FAIL est immédiatement désactivée.

- L'intensité de tout courant de phase pour tout groupe de transformateurs de courant dépasse le paramètre *Max operate current*. L'amplitude du courant de phase est calculée à partir de la valeur crête à crête.
- L'amplitude du courant inverse I_2 sur le groupe de transformateurs de courant sain dépasse le paramètre *Max Nq Seq current*.

La sortie INT_BLKD est activée lorsque le paramètre FAIL est désactivé si l'une des conditions ci-dessus est remplie. La sortie ALARM est également désactivée après une temporisation fixe de trois secondes après la désactivation de la sortie FAIL.

6.3.5 Application

Un secondaire de transformateur de courant ouvert ou court-circuité peut provoquer un fonctionnement indésirable dans de nombreuses fonctions de protection, comme le courant de défaut de terre et le différentiel. La méthode la plus simple pour détecter une panne du secondaire d'un transformateur de courant consiste à comparer les courants de deux ensembles triphasés indépendants de TC, ou les noyaux de TC mesurant les mêmes courants primaires. Une autre méthode largement utilisée est la détection d'un courant homopolaire et d'une tension homopolaire. La détection d'un courant homopolaire en l'absence d'une tension homopolaire est une indication de panne du secondaire du transformateur de courant. Toutefois, les deux méthodes présentent des inconvénients car elles nécessitent un ensemble supplémentaire de transformateurs de courant, ou un canal de tension pour détecter une tension homopolaire.

Les méthodes peuvent ne pas être applicables lorsque des canaux de courant ou de tension supplémentaires ne sont pas disponibles. Cette surveillance du circuit secondaire du TC présente un algorithme qui peut être utilisé comme exemple pour détecter la panne du secondaire du TC, utilisé pour la protection de l'unité d'un transformateur à deux ou trois enroulements. Cependant, la fonction a une limite, à savoir qu'elle ne peut pas détecter la panne dans le cas d'un équipement sous protection en condition à vide ou lorsque deux pannes simultanées du TC secondaire se produisent.

La détection d'un courant nul dans une phase quelconque est une indication partielle de panne dans le secondaire du transformateur de courant. De plus, si ce courant nul est dû à la panne du secondaire du transformateur de courant, il entraîne une modification de l'amplitude du courant inverse dans le groupe uniquement lorsque le courant nul a été détecté. Cependant, les changements du courant inverse dans d'autres groupes de transformateurs de courant triphasés au moment de la détection du courant zéro sont une indication d'un problème du système. De plus, il peut arriver qu'après la détection d'une panne dans le secondaire du transformateur de courant, un défaut se produise dans le système. Dans une telle situation, les fonctions sont bloquées en interne.

Discontinuité de phase

Un courant nul détecté en raison de la discontinuité de phase entraîne une asymétrie dans tous les ensembles de transformateurs de courant, ce qui entraîne ensuite une modification du courant inverse (ΔI_2) dans l'ensemble sain. Cette modification du courant inverse sur les côtés sains, c'est-à-dire autres que ceux où un courant nul a été détecté, bloque la fonction.

Dans le cas d'un transformateur faiblement chargé (jusqu'à 30 %), la variation du courant inverse peut être très négligeable. Cependant, une discontinuité de phase

entraîne un changement de la différence d'angle de phase entre deux phases saines dans l'ensemble des TC où un courant nul a été détecté ainsi que sur le côté primaire du transformateur. Cette modification de la valeur de l'angle bloque la fonction en interne.

Condition de surcharge / court-circuit du système

Il est nécessaire que toute surcharge ou tout court-circuit après une panne du TC bloque la fonction. En cas de condition de surcharge ou de court-circuit, le courant de phase augmente au-delà de sa valeur assignée ; si le courant de phase d'un transformateur de courant quelconque dépasse la limite fixée, la fonction est bloquée en interne. De même, en cas de défaut asymétrique, le courant inverse augmente. Si le courant inverse dépasse la valeur définie, la fonction est bloquée en interne. Le paramètre du maximum de courant et du courant inverse peut être réglé de manière à être égal à la valeur de démarrage de la fonction de protection à maximum de courant et de la protection à courant inverse.

Le blocage interne est donc utile pour éviter les fausses manœuvres lors d'une situation de défaut.

6.3.6 Signaux

Tableau 845: Signaux d'entrée CTSRCTF

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A1	SIGNAL	0	Courant phase A du jeu 1
I_B1	SIGNAL	0	Courant phase B du jeu 1
I_C1	SIGNAL	0	Courant phase C du jeu 1
I2_1	SIGNAL	0	Courant inverse du jeu 1
I_A2	SIGNAL	0	Courant phase A du jeu 2
I_B2	SIGNAL	0	Courant phase B du jeu 2
I_C2	SIGNAL	0	Courant phase C du jeu 2
I2_2	SIGNAL	0	Courant inverse du jeu 2
I_A3	SIGNAL	0	Courant phase A du jeu 3
I_B3	SIGNAL	0	Courant phase B du jeu 3
I_C3	SIGNAL	0	Courant phase C du jeu 3
I2_3	SIGNAL	0	Courant inverse du jeu 3
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 846: Signaux de sortie CTSRCTF

Nom	Type	Description
FAIL	BOOLÉEN	Défaillance secondaire CT
FAIL_CTGRP1	BOOLÉEN	Groupe de défaillance secondaire 1 CT
FAIL_CTGRP2	BOOLÉEN	Groupe de défaillance secondaire 2 CT
FAIL_CTGRP3	BOOLÉEN	Groupe de défaillance secondaire 3 CT
ALARM	BOOLÉEN	Alarme

6.3.7 Paramètres

Tableau 847: Paramètres de non-groupe CTSRCTF (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Courant fonctionnement min	0,01 à 0,50	xIn	0,01	0,02	Courant de fonctionnement minimal
Seuil courant max	1,00 à 5,00	xIn	0,01	1,30	Courant de fonctionnement maximal
Courant inverse max	0,01 à 1,00	xIn	0,01	0,10	Courant I2 maximal en état OK

6.3.8 Données surveillées

Tableau 848: Données surveillées CTSRCTF

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
INT_BLKD	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Fonction bloquée en interne
CTSRCTF	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

6.3.9 Données techniques

Tableau 849: CTSRCTF - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Temps de fonctionnement[1)]	<30 ms

1) Incluant le temps de réponse du contact de sortie

6.4 Supervision du transformateur de courant pour schéma de protection à haute impédance HZCCxSPVC

6.4.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Supervision de transformateur de courant pour schéma de protection à haute impédance pour la phase A	HZCCASPVC	MCS I_A	MCS I_A
Supervision de transformateur de courant pour schéma de protection à haute impédance pour la phase B	HZCCBSPVC	MCS I_B	MCS I_B
Supervision de transformateur de courant pour schéma de protection à haute impédance pour la phase C	HZCCCSPVC	MCS I_C	MCS I_C

6.4.2 Bloc fonctionnel

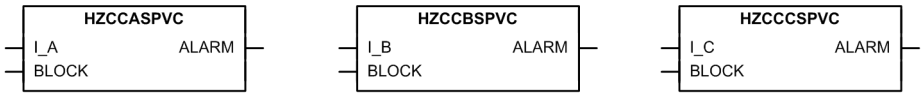


Figure 466: Bloc fonctionnel

6.4.3 Fonctionnalité

La supervision du transformateur de courant pour la fonction de protection à impédance élevée HZCCxSPVC est une fonction de surveillance à séparation de phase dédiée à utiliser avec la protection à impédance élevée différentielle pour détecter les fils secondaires cassés du TC. Le courant différentiel est considéré comme une entrée pour le relais de protection. Lorsque le TC fonctionne correctement, la valeur du courant différentiel est de zéro. Cependant, lorsque le TC est cassé, le courant différentiel secondaire commence à s'écouler et sert à générer des alarmes.

Pour éviter tout fonctionnement incorrect, HZCCxSPVC doit disposer d'un paramètre sensible, par rapport à la protection différentielle à impédance élevée. Il est probable que la fonction s'enclenche dans des conditions de maintien de l'alimentation en cas d'incident de tension. Cependant, en incorporant une forte temporisation (3 s ou plus), la protection en aval élimine le défaut avant qu'une alarme ne soit générée.

HZCCxSPVC génère une alarme lorsque le courant différentiel dépasse la limite établie. La fonction fonctionne dans les limites de la caractéristique DT.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Il est possible de bloquer la sortie de la fonction, le temporisateur ou l'ensemble de la fonction.

6.4.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont « On » (Activé) et « Off » (Désactivé).

Le fonctionnement de HZCCxSPVC peut être généré à l'aide d'un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

Le diagramme de module illustre toutes les phases de la fonction. Cependant, la fonctionnalité est uniquement décrite pour la phase A. La fonctionnalité pour les phases B et C est identique.

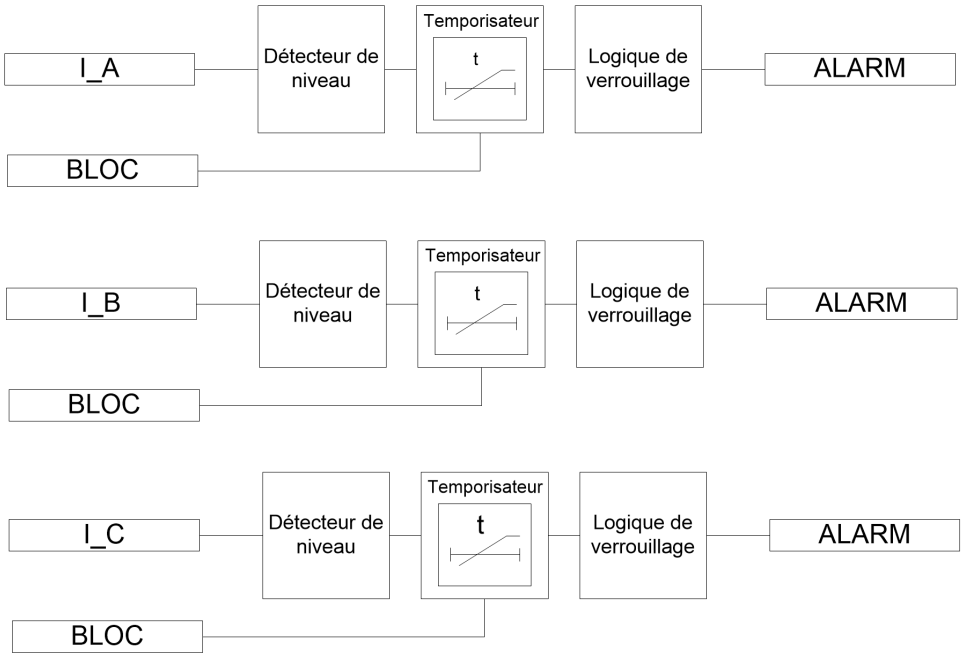


Figure 467: Schéma du module fonctionnel

Détecteur de niveau

Ce module compare le courant différentiel `I A` au paramètre *Start value* (Seuil de démarrage) défini. Le module de temporisateur est activé si le courant différentiel dépasse la valeur définie dans le paramètre *Start value* (Seuil de démarrage).

Temporisateur

La caractéristique du temporisateur se base sur le mode fonctionnement défini (DT). Lorsque le temporisateur d'alarme atteint la valeur établie par le paramètre *Alarm*

delay time (Temporisation d'alarme), la sortie ALARM est activée. Si le défaut disparaît avant que le module ne génère un signal d'alarme, le temporisateur de réinitialisation est activé. Si le temporisateur de réinitialisation atteint la valeur définie par le paramètre *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation), le temporisateur d'alarme se réinitialise. L'activation du signal BLOCK réinitialise le temporisateur et désactive la sortie ALARM.

Logique de verrouillage

HZCCxSPVC permet d'activer un verrouillage pour la sortie ALARM, en fonction du paramètre *Alarm output mode* (Mode sortie alarme). En mode de « Lockout » (Verrouillage), ALARM doit être réinitialisé manuellement à partir du menu d'effacement de IHML après la vérification du circuit secondaire du TC. En mode « Non-latched » (Non verrouillé), la sortie ALARM fonctionne normalement, c'est-à-dire qu'elle se réinitialise dès que le défaut est supprimé.

6.4.5 Modes de mesure

La fonction utilise deux modes de mesure différents : « DFT » (transformée de Fourier discrète) et « Peak-to-Peak » (crête-à-crête). Le paramètre *Measurement mode* permet de sélectionner un de ces modes de mesure.

6.4.6 Application

HZCCxSPVC est une fonction de surveillance à séparation de phase dédiée à utiliser avec la protection à impédance élevée différentielle pour détecter les fils cassés du secondaire du TC. Le principe de fonctionnement de la fonction HZCCxSPVC est similaire à celui de la fonction de protection à impédance élevée différentielle HIxPDIF. Cependant, le réglage de courant de HZCCxSPVC est réglé pour être beaucoup plus sensible que celui de HIxPDIF et il fonctionne avec une temporisation plus élevée. Un exemple typique du paramètre *Start value* de la fonction HZCCxSPVC est 0,1 pu avec un paramètre *Alarm delay time* de 3 s ou plus.

Comme le réglage de courant de HZCCxSPVC est plus sensible que le seuil différentiel réel, il peut démarrer en interne dans les conditions de défaut traversant ; cependant, une temporisation suffisante empêche les fausses alarmes. Si le fil de bus est rompu, un courant différentiel se produit en fonction de la charge du dispositif d'alimentation dont le fil de bus est rompu.

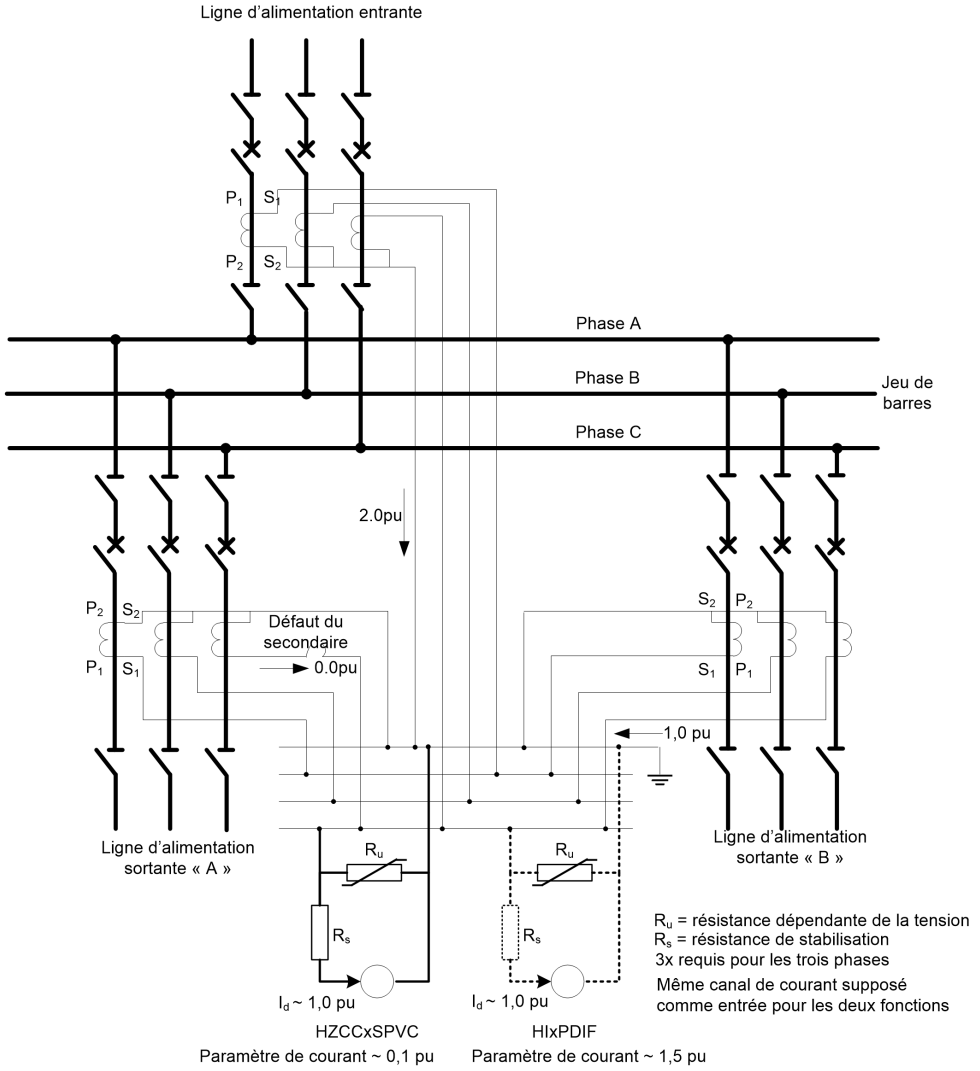


Figure 468: Détection de défaut du secondaire par HZCCxSPVC

Dans l'exemple, l'alimentation entrante porte une charge de 2,0 pu et les deux dispositifs d'alimentation portent une charge égale de 1,0 pu. Cependant, HIxPDIF et HZCCxSPVC considèrent tous deux que le courant est un courant différentiel ou de déséquilibre augmenté à cause de la rupture du fil du TC dans la phase C. HIxPDIF et HZCCxSPVC reçoivent tous deux le courant différentiel d'environ 1,0 pu. La protection différentielle principale HIxPDIF ne peut pas fonctionner à cause du réglage de courant plus élevé.

Tous les TC doivent avoir des rapports identiques.

La sortie ALARM de la fonction de surveillance du TC peut être utilisée pour alimenter un relais auxiliaire qui peut court-circuiter les fils de courant du TC, rendant la protection différentielle du jeu de barres inopérante. Ce dispositif n'empêche pas le

fonctionnement indésirable de HIxPDIF si le paramètre de démarrage est inférieur à la charge assignée. Par exemple, si le paramètre de démarrage de HIxPDIF dans l'exemple est fixé à 0,8 pu, HIxPDIF fonctionne avant HZCCxSPVC.

6.4.7 Signaux

Tableau 850: Signaux d'entrée HZCCASPVC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 851: Signaux d'entrée HZCCBSPVC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 852: Signaux d'entrée HZCCCSPVC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 853: Signaux de sortie HZCCASPVC

Nom	Type	Description
ALARM	BOOLÉEN	Sortie d'alarme

Tableau 854: Signaux de sortie HZCCBSPVC

Nom	Type	Description
ALARM	BOOLÉEN	Sortie d'alarme

Tableau 855: Signaux de sortie HZCCCSPVC

Nom	Type	Description
ALARM	BOOLÉEN	Sortie d'alarme

6.4.8 Paramètres

Tableau 856: Paramètres de non-groupe HZCCASPVC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Valeur démarrage	1,0 à 100,0	%In	0,1	10,0	Valeur de démarrage, pourcentage du courant nominal
Temporisation alarme	100...300000	ms	10	3000	Temporisation alarme
Mode sortie alarme	1 = Non verrouillé 3 = Verrouillage			3 = Verrouillage	Sélection du mode de fonctionnement pour la sortie d'alarme

Tableau 857: Paramètres de non-groupe HZCCASPVC (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	10	20	Temporisation de réinitialisation
Mode de mesure	2 = DFT 3 = Crête à crête			2 = DFT	Sélectionne le mode de mesure utilisé

Tableau 858: Paramètres de non-groupe HZCCBSPVC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Valeur démarrage	1,0 à 100,0	%In	0,1	10,0	Valeur de démarrage, pourcentage du courant nominal
Temporisation alarme	100...300000	ms	10	3000	Temporisation alarme
Mode sortie alarme	1 = Non verrouillé 3 = Verrouillage			3 = Verrouillage	Sélection du mode de fonctionnement pour la sortie d'alarme

Tableau 859: Paramètres de non-groupe HZCCBSPVC (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	10	20	Temporisation de réinitialisation
Mode de mesure	2 = DFT 3 = Crête à crête			2 = DFT	Sélectionne le mode de mesure utilisé

Tableau 860: Paramètres de non-groupe HZCCCSPVC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Valeur démarrage	1,0 à 100,0	%In	0,1	10,0	Valeur de démarrage, pourcentage du courant nominal
Temporisation alarme	100...300000	ms	10	3000	Temporisation alarme
Mode sortie alarme	1 = Non verrouillé 3 = Verrouillage			3 = Verrouillage	Sélection du mode de fonctionnement pour la sortie d'alarme

Tableau 861: Paramètres de non-groupe HZCCCSPVC (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Temporisation de réinitialisation	0...60000	ms	10	20	Temporisation de réinitialisation
Mode de mesure	2 = DFT 3 = Crête à crête			2 = DFT	Sélectionne le mode de mesure utilisé

6.4.9 Données surveillées

Tableau 862: Données surveillées HZCCASPVC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
HZCCASPVC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

Tableau 863: Données surveillées HZCCBSPVC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
HZCCBSPVC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

Tableau 864: Données surveillées HZCCCSPVC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
HZCCCSPVC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

6.4.10 Données techniques

Tableau 865: HZCCxSPVC - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de déclenchement	En fonction de la fréquence de courant mesurée : f_n ±2 Hz
	± 1,5 % de la valeur définie ou ± 0,002 × I_n
Temps de réinitialisation	<40 ms
Taux de réinitialisation	Généralement 0,96
Temps de retard	<35 ms
Précision du temps de déclenchement en mode temps constant	±1,0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms

6.4.11 Historique de révision technique

Tableau 866: Historique de révision technique HZCCxSPVC

Révision technique	Modification
B	Changement du nom de la fonction HZCCRDIF en HZCCASPVC, HZCCBSPVC, HZCCCSPVC.

6.5 Supervision de défaillance de fusible SEQSPVC

6.5.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Supervision de la défaillance du fusible	SEQSPVC	FUSEF	60

6.5.2 Bloc fonctionnel

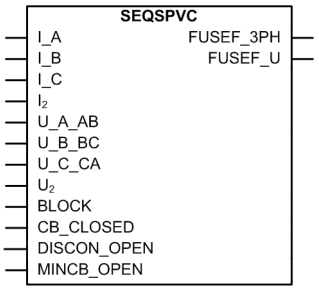


Figure 469: Bloc fonctionnel

6.5.3 Fonctionnalité

La fonction de supervision de défaillance de fusible SEQSPVC est utilisée pour bloquer les fonctions de mesure de tension lorsqu'une défaillance survient dans les circuits secondaires entre le transformateur de tension (ou le capteur combiné ou le capteur de tension) et le relais de protection afin d'éviter les dysfonctionnements des fonctions de protection de la tension.

SEQSPVC a deux algorithmes, un algorithme basé sur la composante inverse et un algorithme de delta de courant et de delta de tension.

Un critère basé sur les mesures de delta de courant et de delta de tension peut être activé pour détecter les défaillances de fusible triphasé qui sont généralement davantage associées à la commutation de transformateur de tension pendant les opérations de station.

6.5.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont "On" (activé) et "Off" (désactivé).

Le fonctionnement de SEQSPVC peut être décrit à l'aide d'un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

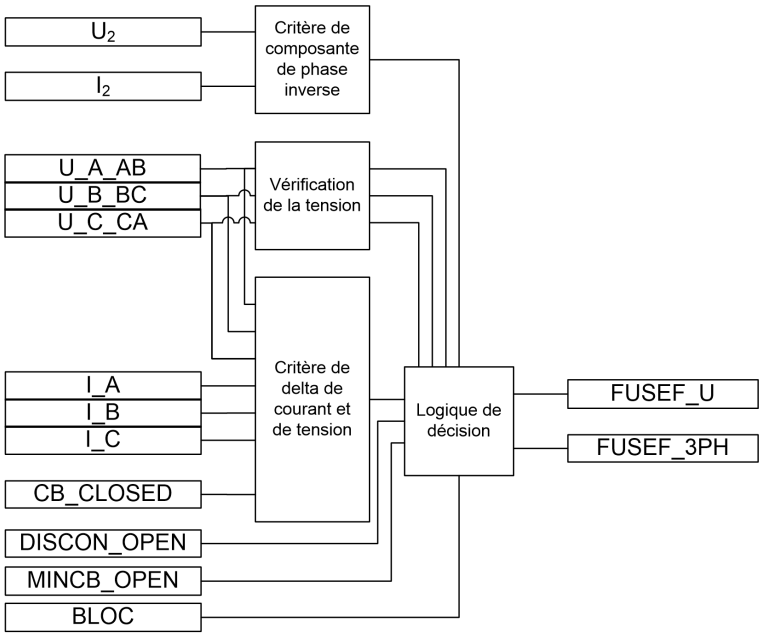


Figure 470: Schéma du module fonctionnel

Critère de composante de phase inverse

Une rupture de fusible basée sur le critère de composante inverse est détectée si la tension inverse mesurée dépasse la valeur *Neg Seq voltage Lev* (Niv. tension inverse) définie et le courant inverse mesuré est en dessous de la valeur *Neg Seq current Lev* (Niv. courant inverse) définie. La rupture de fusible détectée est signalée au module de logique de décision.

Vérification de la tension

L'amplitude de la tension de phase est vérifiée pour décider si la rupture de fusible est un défaut monophasé, biphasé ou triphasé.

Le module effectue une comparaison spécifique par phase entre chaque entrée de tension et le réglage *Seal in voltage* (Tension de verrouillage). Si la tension d'entrée est inférieure à la valeur du réglage, la phase correspondante est signalée au module de logique de décision.

Critère de delta de courant et de tension

La fonction delta peut être activée en réglant le paramètre *Change rate enable* (Activation taux de variation) sur "True". Lorsque la fonction est activée, elle fonctionne en parallèle avec l'algorithme basé sur la composante inverse. Le courant et la tension sont mesurés en continu sur les trois phases pour calculer :

- la variation de tension dU/dt
- la variation de courant dI/dt

Les grandeurs delta calculées sont comparées aux valeurs de consigne respectives des réglages *Current change rate* (Taux variation courant) et *Voltage change rate* (Taux variation tension).

Les algorithmes de delta de courant et de delta de tension détectent une rupture de fusible s'il y a une variation négative suffisante de l'amplitude de la tension sans variation suffisante de l'amplitude du courant séparément sur chaque phase. Cette opération est réalisée lorsque le disjoncteur est fermé. L'information sur la position du disjoncteur est connectée à l'entrée `CB_CLOSED`.

Il existe deux conditions pour activer la fonction delta de courant et de tension.

- L'amplitude de dU/dt dépasse la valeur correspondante du réglage *Voltage change rate* et l'amplitude de dI/dt est en dessous de la valeur du réglage *Current change rate* sur toutes les phases au même moment en raison de la fermeture du disjoncteur (`CB_CLOSED` = TRUE).
- L'amplitude de dU/dt dépasse la valeur du réglage *Voltage change rate* et l'amplitude de dI/dt est en dessous de la valeur du réglage *Current change rate* sur toutes les phases au même moment et l'amplitude du courant de phase sur la même phase dépasse la valeur du réglage *Min Op current delta* (Delta courant fonct. min.).

La première condition nécessite que le critère delta soit satisfait pour toutes les phases au même moment, le disjoncteur étant fermé. Ouvrir le disjoncteur à une extrémité et mettre sous tension la ligne à l'autre extrémité sur un défaut peut entraîner un mauvais fonctionnement de SEQSPVC avec un disjoncteur ouvert. Si cette situation est considérée comme présentant un inconvénient important, l'entrée `CB_CLOSED` doit être connectée sur FALSE. De cette façon, seul le deuxième critère peut activer la fonction delta.

La deuxième condition nécessite que le critère delta soit satisfait sur une phase avec en même temps un courant élevé sur la même phase. Le courant de phase mesuré sert à réduire le risque de détection erronée de rupture de fusible. Si le courant de la ligne protégée est faible, une chute de tension dans le système (non consécutive à la rupture de fusible) n'est pas suivie d'une variation de courant et une rupture de fusible erronée peut survenir. Pour éviter cela, le critère de courant de phase minimum est vérifié.

La détection de rupture de fusible est active jusqu'à ce que la tension revienne au-dessus de la valeur du réglage *Min Op voltage delta* (Delta tension fonct. min.). Si la tension sur une phase est en dessous de la valeur du réglage *Min Op voltage delta*, une nouvelle détection de rupture de fusible pour cette phase n'est pas possible tant que la tension n'est pas revenue au-dessus de la valeur de consigne.

Logique de décision



Si les tensions sont connectées en étoile, il est recommandé de multiplier les valeurs par défaut des réglages basés sur la tension par 1/√(3) parce que les valeurs de réglage par défaut s'appliquent aux réglages pour une connexion en triangle.

Les sorties de détection de rupture de fusible `FUSEF_U` et `FUSEF_3PH` sont contrôlées selon les critères de détection ou les signaux externes.

Tableau 867: Contrôle de sortie de rupture de fusible

Critère de détection de rupture de fusible	Conditions et réponse de la fonction
Critère de composante inverse	Si une rupture de fusible est détectée d'après le critère de composante inverse, la sortie FUSEF_U est activée.
	Si la détection de rupture de fusible est active pendant plus de cinq secondes et qu'en même temps toutes les valeurs de tension de phase sont en dessous de la valeur définie pour le réglage *Seal in voltage* (Tension de verrouillage) avec *Enable seal in* (Activation verrouillage) sur "True", la fonction active signal de sortie FUSE_3PH.
	Le signal de sortie FUSEF_U est également activé si toutes les tensions de phase sont en dessous de la valeur du réglage *Seal in voltage* pendant plus de 60 secondes et qu'en même temps la tension inverse est au-dessus de *Neg Seq voltage Lev* (Niveau tension inverse) pendant plus de 5 secondes, tous les courants de phase sont en dessous de la valeur du réglage *Current dead Lin Val* (Val. courant ligne hors tension) et le disjoncteur est fermé, c'est à dire que CB_CLOSED est sur TRUE.
Critère de fonction delta de courant et de tension	Si le critère delta de courant et de tension détecte une condition de rupture de fusible, mais que toutes les tensions ne sont pas en dessous de la valeur du réglage *Seal in voltage*, seule la sortie FUSEF_U est activée.
	Si la détection de rupture de fusible est active pendant plus de cinq secondes et qu'en même temps toutes les valeurs de tension de phase sont en dessous de la valeur définie pour le réglage *Seal in voltage* (Tension de verrouillage) avec *Enable seal in* (Activation verrouillage) sur "True", la fonction active signal de sortie FUSE_3PH.
Détection de rupture de fusible externe	Le signal d'entrée MINCB_OPEN est supposé être connecté via une entrée binaire d'un relais de protection au contact auxiliaire N.F. du disjoncteur miniature protégeant le circuit secondaire du TT.Le signal MINCB_OPEN règle le signal de sortie FUSEF_U pour bloquer toutes les fonctions liées à la tension lorsque le MCB est à l'état ouvert.
	Le signal d'entrée DISCON_OPEN est supposé être connecté via une entrée binaire d'un relais de protection au contact auxiliaire N.F. du sectionneur de ligne.Le signal DISCON_OPEN règle le signal de sortie FUSEF_U pour bloquer toutes les fonctions liées à la tension lorsque le sectionneur de ligne est à l'état ouvert.

Il est recommandé de toujours définir *Enable seal in* (Activation verrouillage) sur "True". Cela garantit que les fonctions de protection bloquées restent bloquées jusqu'au rétablissement des conditions de tension normales si la rupture de fusible a été active pendant 5

secondes, c'est à dire que les sorties de rupture de fusible sont désactivées lorsque les conditions de tension normales sont rétablies.

L'activation de l'entrée BLOCK désactive à la fois les sorties FUSEF_U et FUSEF_3PH.

6.5.5 Application

Certaines fonctions de protection fonctionnent sur la base de la valeur de tension mesurée dans le point de relais de protection. Ces fonctions peuvent être défaillantes s'il y a un défaut dans les circuits de mesure entre le transformateur de tension (ou le capteur combiné ou le capteur de tension) et le relais de protection.

Un défaut dans le circuit de mesure de tension s'appelle une rupture de fusible. Ce terme est trompeur car un fusible grillé ne représente qu'une seule des nombreuses raisons pouvant être à l'origine d'un circuit cassé. Étant donné qu'une tension mal mesurée peut entraîner des défauts de fonctionnement de certaines des fonctions de protection, il est important de détecter les défaillances de fusibles. Une détection rapide de défaillance de fusible est l'un des moyens de bloquer les fonctions à base de tension avant qu'elles ne fonctionnent.

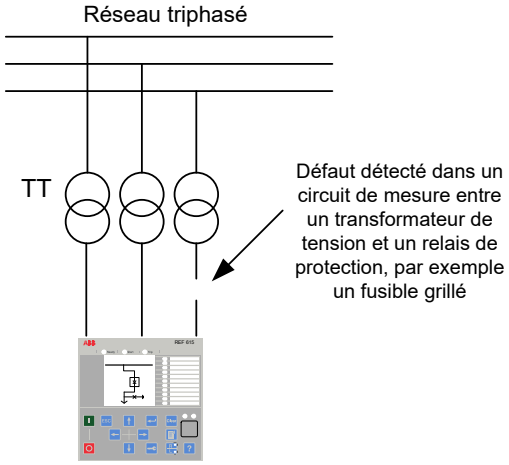


Figure 471: Défaut dans un circuit partant du transformateur de tension, vers le relais de protection

Une défaillance de fusible se produit si des fusibles sont grillés, des câbles cassés ou en raison des opérations de poste prévues. La fonction basée sur le composant inverse peut être utilisée pour détecter différents types de défaillances de fusibles monophasés ou biphasés. Cependant au moins l'un des trois circuits des transformateurs de tension doit être intact. La fonction de support basée sur delta peut également détecter une défaillance de fusible grâce aux interruptions triphasées.

Dans la partie basée sur le composant inverse de la fonction, une défaillance de fusible est détectée en comparant la valeur calculée de la tension du composant inverse au

courant du composant inverse. Les entités de séquence sont calculées à partir du courant mesuré et des données de tension pour les trois phases. L'objectif de cette fonction est de bloquer les fonctions dépendantes de la tension en cas de détection de défaillance de fusible. Étant donné que la dépendance de tension diffère entre ces fonctions, SEQSPVC dispose pour cela de deux sorties.

6.5.6 Signaux

Tableau 868: Signaux d'entrée SEQSPVC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
I_2	SIGNAL	0	Courant inverse
U_A_AB	SIGNAL	0	Tension phase A
U_B_BC	SIGNAL	0	Tension phase B
U_C_CA	SIGNAL	0	Tension phase C
U_2	SIGNAL	0	Tension de phase inverse
BLOC	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloc fonctionnel
CB_CLOSED	BOOLÉEN	0 = Faux	Actif lorsque le disjoncteur est fermé
DISCON_OPEN	BOOLÉEN	0 = Faux	Actif lorsque le déconnecteur de ligne est ouvert
MINCB_OPEN	BOOLÉEN	0 = Faux	Actif lorsque le MCB externe ouvre le circuit de tension protégé

Tableau 869: Signaux de sortie SEQSPVC

Nom	Type	Description
FUSEF_3PH	BOOLÉEN	Démarrage triphasé de la fonction
FUSEF_U	BOOLÉEN	Démarrage général de la fonction

6.5.7 Paramètres

Tableau 870: Paramètres de non-groupe SEQSPVC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement

Tableau 871: Paramètres de non-groupe SEQSPVC (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Niv courant inverse	0,03...0,20	xIn	0,01	0,03	Niveau de fonctionnement de l'élément de minimum de courant inverse
Niv tension inverse	0,03...0,20	xUn	0,01	0,10	Niveau de fonctionnement de l'élément de surtension inverse
Tx variation courant	0,01...0,50	xIn	0,01	0,15	Niveau de fonctionnement de variation du courant de phase
Tx variation tension	0,25...0,90	xUn	0,01	0,40	Niveau de fonctionnement de variation de la tension de phase
Activation tx variation	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Activation du fonctionnement de la fonction basée sur la variation
Fonct min tension delta	0,01...1,00	xUn	0,01	0,50	Niveau de fonctionnement minimal de la tension de phase pour le calcul de delta
Fonct min courant delta	0,01...1,00	xIn	0,01	0,10	Niveau de fonctionnement minimal du courant de phase pour le calcul de delta
Tension verrouillage	0,01...1,00	xUn	0,01	0,50	Niveau de fonctionnement de la tension de phase de verrouillage
Activation verrouillage	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Activation de la fonctionnalité de verrouillage
Current dead Lin Val	0,05...1,00	xIn	0,01	0,05	Niveau de fonctionnement pour la détection de courant dans la phase ouverte

6.5.8 Données surveillées

Tableau 872: Données surveillées SEQSPVC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
SEQSPVC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

6.5.9 Données techniques

Tableau 873: SEQSPVC - Données techniques

Caractéristique		Valeur	
Temps de fonctionnement[1)]	Fonction Inverse	$U_{Défaut}$ = 1,1 × valeur *Neg Seq voltage Lev* (Niv tension inverse) définie	<33 ms
		$U_{Défaut}$ = 5,0 × valeur *Neg Seq voltage Lev* (Niv tension inverse) définie	<18 ms
	Fonction Delta	ΔU = 1,1 × valeur *Voltage change rate* (Tx variation tension) définie	<30 ms
		ΔU = 2,0 × valeur *Voltage change rate* (Tx variation tension) définie	<24 ms

1) Inclut le temps de réponse du contact de sortie du signal, f_n = 50 Hz, tension de défaut avec fréquence nominale injectée à partir d'un déphasage aléatoire, résultats basés sur la répartition statistique de 1 000 mesures

6.6 Compteur d'exécution pour machines et dispositifs MDSOPT

6.6.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Compteur d'exécution pour machines et appareils	MDSOPT	OPTS	OPTM

6.6.2 Bloc fonctionnel

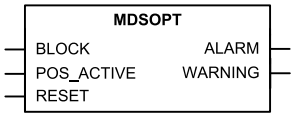


Figure 472: Bloc fonctionnel

6.6.3 Fonctionnalité

La fonction de compteur d'exécution pour machines et appareils MDSOPT calcule et présente le temps de fonctionnement cumulé d'une machine ou d'un appareil en tant que sortie. L'unité de temps utilisée pour le cumul est l'heure. La fonction génère un avertissement et une alarme lorsque le temps de fonctionnement cumulé dépasse les limites définies. Elle utilise une entrée binaire pour indiquer la condition de fonctionnement active.

Le temps de fonctionnement cumulé fait partie des paramètres utilisés pour programmer un entretien sur l'équipement, comme les moteurs. Il indique l'utilisation faite de la machine et par conséquent l'usure mécanique. Généralement, les fabricants d'équipement fournissent un calendrier de maintenance basé sur le nombre d'heures de service.

6.6.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont « On » (Activé) et « Off » (Désactivé).

Le fonctionnement de MDSOPT peut être décrit à l'aide d'un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

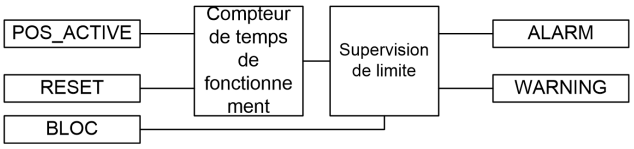


Figure 473: Schéma du module fonctionnel

Compteur de temps de fonctionnement

Ce module compte le temps de fonctionnement. Lorsque `POS_ACTIVE` est actif, le décompte est ajouté en permanence à la durée, jusqu'à ce que ce paramètre soit désactivé. À tout moment, la sortie `OPR_TIME` est la durée totale pendant laquelle `POS_ACTIVE` est actif. L'unité de temps utilisée pour le comptage de la durée pour le paramètre `OPR_TIME` est l'heure. La valeur est disponible dans la vue des données surveillées.

La sortie `OPR_TIME` est une valeur qui augmente en permanence et qui est stockée dans une mémoire non volatile. Lorsque `POS_ACTIVE` est actif, le comptage de `OPR_TIME` commence à augmenter à partir de la valeur précédente. Le comptage de `OPR_TIME` sature à la valeur finale de 299999, en d'autres termes, aucun autre incrément n'est possible au-delà. L'activation de `RESET` peut réinitialiser le comptage au paramètre *Initial value* (Valeur initiale).

Supervision de la valeur de limite

Ce module compare le comptage du temps de fonctionnement du moteur aux valeurs établies de *Warning value* (Seuil alerte) et *Alarm value* (Seuil alarme) pour générer les sorties WARNING et ALARM respectivement lorsque le comptage dépasse les niveaux.

L'activation des sorties WARNING et ALARM dépend du paramètre *Operating time mode* (Mode du temps de fonctionnement). WARNING et ALARM se produisent immédiatement après que les conditions sont remplies, si *Operating time mode* (Mode du temps de fonctionnement) est réglé sur « Immediate » (Immédiat). Si *Operating time mode* (Mode du temps de fonctionnement) est réglé sur « Timed Warn » (Avertissement programmé), WARNING est activé dans les 24 heures qui suivent, au moment de la journée établi à l'aide du paramètre *Operating time hour* (Heure du temps de fonctionnement). Si *Operating time mode* (Mode du temps de fonctionnement) est réglé sur « Timed Warn Alm » (Alarme/Avertissement programmé(e)), les sorties WARNING et ALARM sont activées au moment de la journée défini à l'aide du paramètre *Operating time hour* (Heure du temps de fonctionnement).



Le paramètre *Operating time hour* (Heure du temps de fonctionnement) sert à régler l'heure du jour conformément au Temps universel coordonné (TUC). Le paramètre doit être réglé conformément à l'heure locale et à l'heure d'été locale.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. L'activation de l'entrée BLOCK désactive WARNING et ALARM.

6.6.5 Application

Le temps de fonctionnement de la machine depuis sa mise en service indique l'utilisation faite de la machine. Par exemple, l'usure mécanique et les besoins de lubrification du palier des moteurs dépendent des heures d'utilisation.

Un moteur utilisé sur de longues durées peut ainsi nécessiter un entretien fréquent, tandis que la maintenance et l'entretien seront plus espacés pour un moteur qui n'est pas utilisé régulièrement. Le temps de fonctionnement cumulé d'un moteur associé aux paramètres d'avertissement appropriés peuvent être utilisés pour déclencher la maintenance du moteur selon son état.

Le compteur de temps de fonctionnement avec réinitialisation du décompte de temps de fonctionnement peut être utilisé pour surveiller le temps de marche du moteur sur une seule utilisation.

Le temps de fonctionnement cumulé à long terme et la durée à court terme sur une seule utilisation fournissent tous deux de précieuses informations sur l'état de la machine et de l'appareil. Ces informations peuvent être corrélées à d'autres données de processus pour fournir des diagnostics pour le processus dans lequel la machine ou l'appareil intervient.

6.6.6 Signaux

Tableau 874: Signaux d'entrée MDSOPT

Nom	Type	Par défaut	Description
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	État entrée bloc
POS_ACTIVE	BOOLÉEN	0 = Faux	Si actif, indique que l'équipement est en fonctionnement
RESET	BOOLÉEN	0 = Faux	Réinitialise la durée de fonctionnement cumulée à la valeur initiale

Tableau 875: Signaux de sortie MDSOPT

Nom	Type	Description
ALARM	BOOLÉEN	Durée de fonctionnement cumulée de l'alarme supérieure à la valeur d'alarme
WARNING	BOOLÉEN	Durée de fonctionnement cumulée de l'avertissement supérieure à la valeur d'avertissement

6.6.7 Paramètres

Tableau 876: Paramètres de non-groupe MDSOPT (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Seuil alerte	0...299999	h	1	8000	Valeur d'avertissement pour surveillance de la durée de fonctionnement
Seuil alarme	0...299999	h	1	10000	Valeur d'alarme pour surveillance de la durée de fonctionnement

Tableau 877: Paramètres de non-groupe MDSOPT (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Valeur initiale	0...299999	h	1	0	Valeur initiale pour surveillance de la durée de fonctionnement
Heure de la durée de fonctionnement	0...23	h	1	0	Date de l'heure à laquelle l'alarme et l'avertissement se sont produits
Mode du temps de fonctionnement	1 = Immédiat 2 = Avertissement programmé 3 = Alarme d'avertissement programmée			1 = Immédiat	Mode de durée de fonctionnement pour avertissement et alarme

6.6.8 Données surveillées

Tableau 878: Données surveillées MDSOPT

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
MDSOPT	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État
OPR_TIME	INT32	0...299999	h	Durée totale de fonctionnement en heures

6.6.9 Données techniques

Tableau 879: MDSOPT - Données techniques

Description	Valeur
Précision de la mesure des heures de fonctionnement moteur[1)]	±0.5%

1) Précision de la valeur affichée pour un relais indépendant sans synchronisation d'horloge

6.6.10 Historique de révision technique

Tableau 880: Historique de révision technique MDSOPT

Révision technique	Modification
B	Amélioration interne.
C	Amélioration interne.
D	Amélioration interne.

Section 7 Fonctions de surveillance d’état

7.1 Surveillance de l'état du disjoncteur SSCBR

7.1.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Contrôle de l’état du disjoncteur	SSCBR	CBCM	CBCM

7.1.2 Bloc fonctionnel

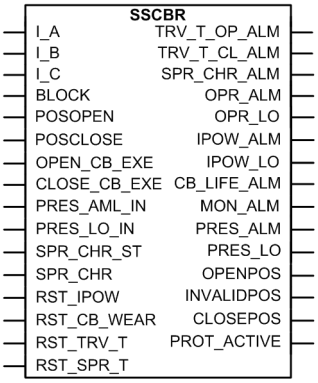


Figure 474: Bloc fonctionnel

7.1.3 Fonctionnalité

La fonction de surveillance de l’état du disjoncteur SSCBR est utilisée pour surveiller différents paramètres du disjoncteur. Le disjoncteur nécessite une maintenance lorsque le nombre d’opérations a atteint une valeur prédéfinie. L’énergie est calculée à partir des courants d’entrée mesurés en tant que somme des valeurs I^yt. Des alarmes sont générées lorsque les valeurs calculées excèdent les réglages de seuil.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Il est possible de bloquer les sorties de la fonction, si nécessaire.

7.1.4 Principe de fonctionnement

La fonction de surveillance de l’état du disjoncteur regroupe plusieurs sous-fonctions de mesure et de surveillance. Les fonctions peuvent être activées ou désactivées avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondants sont « On » (activé) et « Off » (désactivé). Les compteurs de fonctionnement sont effacés lorsque le paramètre *Operation* est réglé sur « Off ».

Le fonctionnement de SSCBR peut être décrit à l’aide d’un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

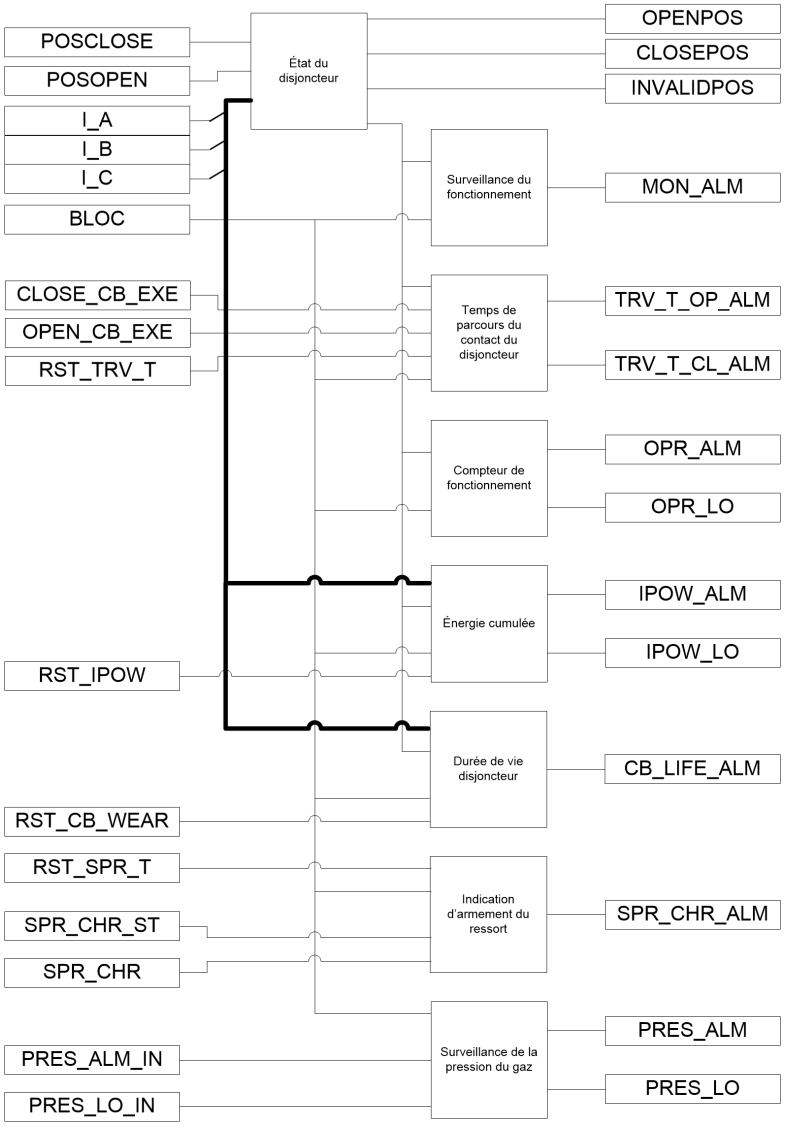


Figure 475: Schéma du module fonctionnel

7.1.4.1 État du disjoncteur

La sous-fonction d'état du disjoncteur surveille la position du disjoncteur, c'est-à-dire si le disjoncteur est en position ouverte, fermée ou non valide. Le fonctionnement de la surveillance de l'état du disjoncteur peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

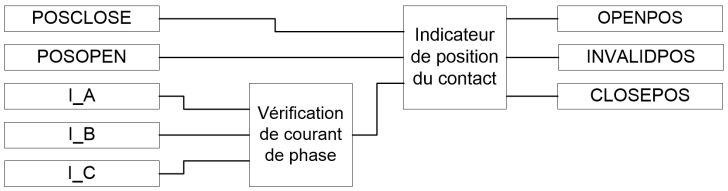


Figure 476: Schéma du module fonctionnel pour la surveillance de l'état du disjoncteur

Vérification de courant de phase

Ce module compare les trois courants de phase au paramètre *Acc stop current* (Courant d'arrêt Acc). Si le courant dans une phase excède le niveau défini, les informations sur la phase sont transmises au module indicateur de position du contact.

Indicateur de position du contact

La sortie `OPENPOS` est activée lorsque le contact d'entrée auxiliaire `POSCLOSE` est FALSE, l'entrée `POSOPEN` est TRUE et tous les courants de phase sont en dessous du paramètre *Acc stop current*.

La sortie `CLOSEPOS` est activée lorsque l'entrée auxiliaire `POSOPEN` est FALSE et l'entrée `POSCLOSE` est TRUE.

La sortie `INVALIDPOS` est activée lorsque les deux contacts auxiliaires ont la même valeur, à savoir qu'ils sont tous deux au même niveau logique, ou si le contact d'entrée auxiliaire `POSCLOSE` est FALSE et l'entrée `POSOPEN` est TRUE et l'un des courants de phase excède le paramètre `Acc stop current`.

L'état du disjoncteur est indiqué par les sorties binaires `OPENPOS`, `INVALIDPOS` et `CLOSEPOS` pour la position ouverte, non valide et fermée respectivement.

7.1.4.2 Surveillance du fonctionnement du disjoncteur

Le but de la sous-fonction de surveillance du fonctionnement du disjoncteur est d'indiquer si le disjoncteur n'a pas fonctionné depuis longtemps.

Le fonctionnement de la surveillance du fonctionnement du disjoncteur peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

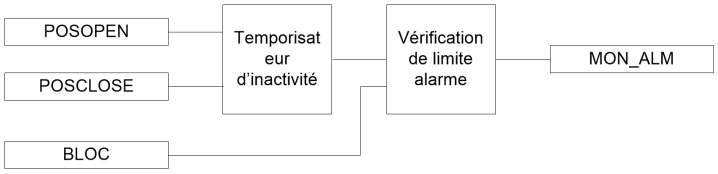


Figure 477: Schéma du module fonctionnel pour le calcul des jours d'inactivité et l'alarme pour la surveillance du fonctionnement du disjoncteur

Temporisateur d'inactivité

Ce module calcule le nombre de jours pendant lequel le disjoncteur est resté inactif, c'est-à-dire où il est resté dans le même état ouvert ou fermé. Le calcul est effectué en surveillant les états des contacts auxiliaires `POSOPEN` et `POSCLOSE`.

La valeur des jours d'inactivité `INA_DAYS` est disponible dans la vue des données surveillées. Il est également possible de définir la valeur initiale des jours d'inactivité avec le paramètre *Ini inactive days* (Val init. jours d'inactivité).

Vérification de limite alarme

Lorsque les jours d'inactivité excèdent la valeur de limite définie avec le paramètre *Inactive Alm days* (Jours alarme inactive), l'alarme `MON_ALM` est émise. L'heure à laquelle cette alarme est activée peut être définie avec le paramètre *Inactive Alm hours* sous la forme de coordonnées UTC. Le signal d'alarme `MON_ALM` peut être bloqué par activation de l'entrée binaire `BLOCK`.

7.1.4.3 Temps de parcours du contact du disjoncteur

Le module de temps de parcours du contact du disjoncteur calcule le temps de parcours du contact du disjoncteur pour la fermeture et l'ouverture. Le fonctionnement du module de calcul du temps de parcours peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

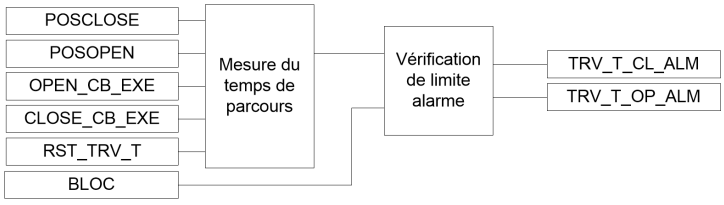


Figure 478: Schéma du module fonctionnel pour le temps de parcours du contact du disjoncteur

Mesure du temps de parcours

Le temps de parcours peut être calculé à l'aide de deux méthodes différentes en fonction du paramètre *Travel time Clc mode*.

Lorsque le paramètre *Travel time Clc mode* est réglé sur « From Pos to Pos », le temps de parcours du contact du disjoncteur est calculé à partir du temps entre les changements d'état des contacts auxiliaires. Le temps de parcours d'ouverture est mesuré entre l'ouverture du contact auxiliaire POSCLOSE et la fermeture du contact auxiliaire POSOPEN. Le temps de parcours est également mesuré entre l'ouverture du contact auxiliaire POSOPEN et la fermeture du contact auxiliaire POSCLOSE.

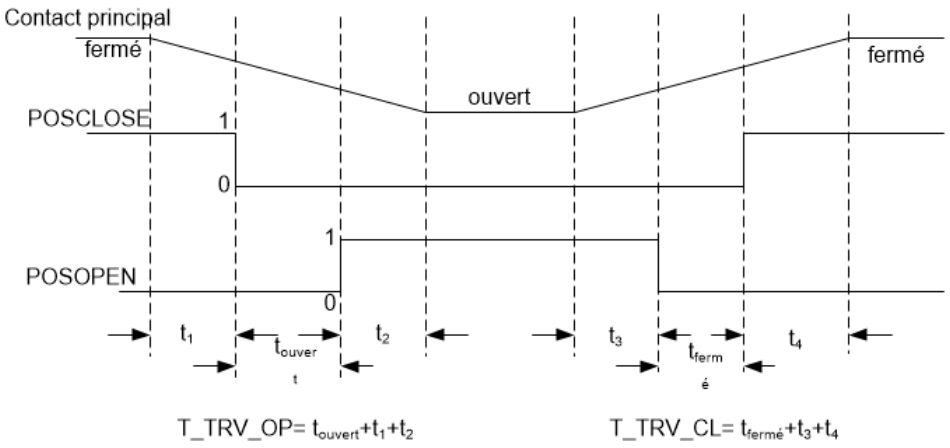


Figure 479: Calcul du temps de parcours lorsque Travel time Clc mode est défini sur « From Pos to Pos »

Il y a une différence de temps t_1 entre le début de l'ouverture du contact principal et l'ouverture du contact auxiliaire POSCLOSE. De même, il y a un décalage temporel t_2 entre le moment où le contact auxiliaire POSOPEN s'ouvre et celui où le contact principal est complètement ouvert. Pour incorporer le temps $t_1 + t_2$, il faut ajouter un facteur de correction avec t_{open} pour obtenir le temps d'ouverture réel. Ce facteur est ajouté avec le paramètre *Opening time Cor* (= $t_1 + t_2$). Le temps de fermeture est calculé en ajoutant la valeur réglée avec le paramètre *Closing time Cor* ($t_3 + t_4$) au temps de fermeture mesuré.

Lorsque le paramètre *Travel time Clc mode* est défini sur « From Cmd to Pos », le temps de parcours du contact du disjoncteur est calculé à partir du temps entre la commande d'ouverture ou de fermeture du disjoncteur et le changement d'état des contacts auxiliaires. Le temps de parcours d'ouverture est mesuré entre le front montant de la commande OPEN_CB_EXE et le contact auxiliaire POSOPEN. Le temps de parcours de fermeture est mesuré entre le front montant de la commande CLOSE_CB_EXEC et le contact auxiliaire POSCLOSE.

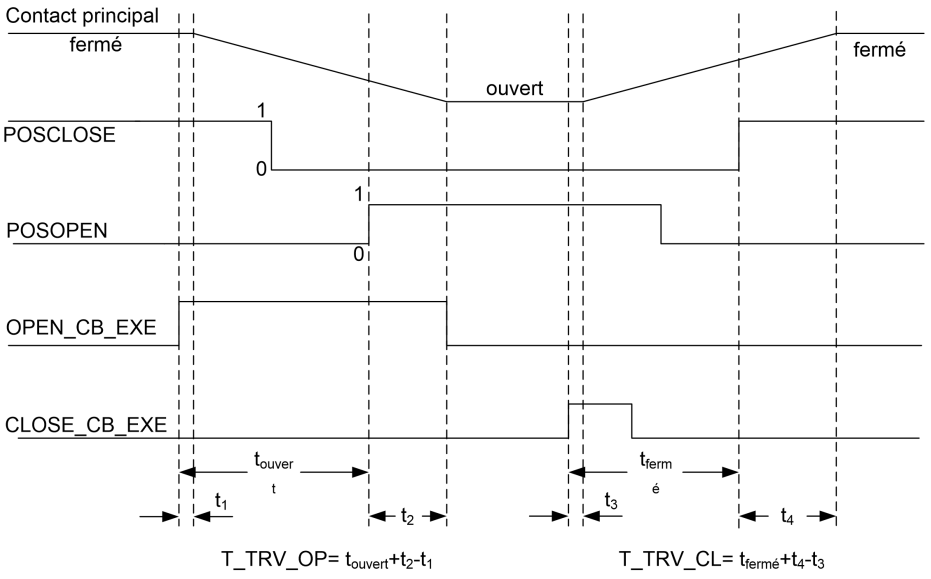


Figure 480: Calcul du temps de parcours lorsque Travel time Clc mode est défini sur « From Cmd to Pos »

Il y a une différence de temps t_1 entre le début de l'ouverture du contact principal et la commande OPEN_CB_EXE. De même, il y a un décalage temporel t_2 entre le moment où le contact auxiliaire POSOPEN s'ouvre et celui où le contact principal est complètement ouvert. Par conséquent, pour incorporer les temps t_1 et t_2, il faut ajouter un facteur de correction avec t_{open} pour obtenir le temps d'ouverture réel. Ce facteur est ajouté avec le paramètre *Opening time Cor* (= t_2 - t_1). Le temps de fermeture est calculé en ajoutant la valeur réglée avec le paramètre *Closing time Cor* (t_4 - t_3) au temps de fermeture mesuré.

Le dernier temps de parcours mesuré d'ouverture T_TRV_OP et le temps de parcours de fermeture T_TRV_CL sont disponibles dans l'affichage des données surveillées sur le IHML ou par des outils de communication.

Vérification de limite alarme

Lorsque le temps de parcours mesuré d'ouverture est supérieur à la valeur définie du paramètre *Open alarm time*, la sortie TRV_T_OP_ALM est activée. Respectivement, la sortie TRV_T_CL_ALM est activée lorsque le temps de parcours de fermeture mesuré est supérieur à la valeur réglée dans le paramètre *Close alarm time*.

Il est également possible de bloquer les signaux d'alarme TRV_T_CL_ALM et TRV_T_OP_ALM en activant l'entrée BLOCK.

7.1.4.4 Compteur de fonctionnement

La sous-fonction de compteur de fonctionnement calcule le nombre de cycles de fonctionnement du disjoncteur. Un même cycle de fonctionnement inclut à la fois les

opérations d'ouverture et d'enclenchement. La valeur du compteur de fonctionnement est mise à jour après chaque opération d'ouverture.

Le fonctionnement de la sous-fonction peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

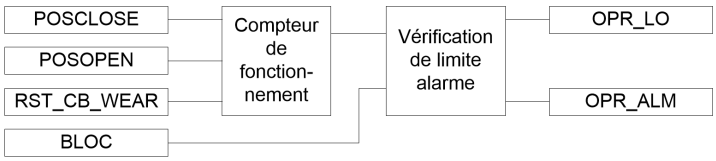


Figure 481: Schéma du module fonctionnel pour le décompte des opérations du disjoncteur

Compteur de fonctionnement

Le compteur de fonctionnement compte le nombre d'opérations en fonction du changement d'état des entrées des contacts auxiliaires binaires POSCLOSE et POSOPEN.

Le nombre d'opérations NO_OPR est disponible dans la vue des données surveillées sur l'IHML ou à l'aide des outils, via les communications. L'ancienne valeur du compteur de fonctionnement du disjoncteur peut être mise à profit en saisissant cette valeur pour le paramètre *Counter initial Val* (Valeur initiale compteur) et en définissant le paramètre *Initial CB Rmn life* (Durée de vie restante initiale disjoncteur) dans le menu d'effacement de l'IHMW ou de l'IHML.

Vérification de limite alarme

L'alarme de fonctionnement OPR_ALM est générée lorsque le nombre d'opérations dépasse la valeur définie avec le paramètre de seuil *Alarm Op number* (Alarme nombre d'opérations). Cependant, si le nombre d'opérations augmente encore et excède la valeur limite définie avec le paramètre *Lockout Op number* (Verrouillage nombre d'opérations), la sortie OPR_LO est activée.

Les sorties binaires OPR_LO et OPR_ALM sont désactivées lorsque l'entrée BLOCK est activée.

7.1.4.5 Accumulation de I^yt

L'accumulation du module I^yt calcule l'énergie accumulée.

Le fonctionnement du module peut être décrit à l'aide d'un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

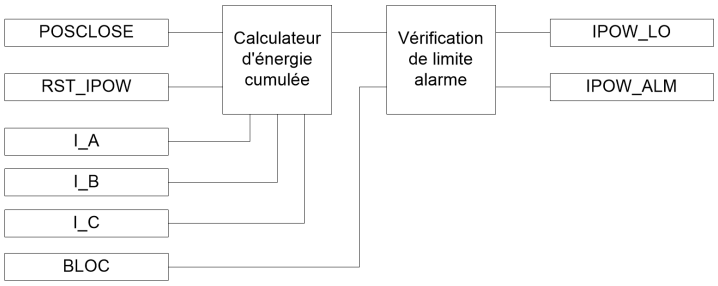


Figure 482: Diagramme du module fonctionnel pour le calcul de l'énergie accumulée et de l'alarme

Calculateur d'énergie accumulée

Ce module calcule l'énergie accumulée I^yt [(kA)^{y}s]. Le facteur y est réglé à l'aide du paramètre *Current exponent* (Exposant de courant).

Le calcul est lancé à l'aide des événements d'ouverture de l'entrée `POSCLOSE`. Il se termine lorsque le courant RMS passe sous la valeur du paramètre *Acc stop current* (Courant d'arrêt acc.).

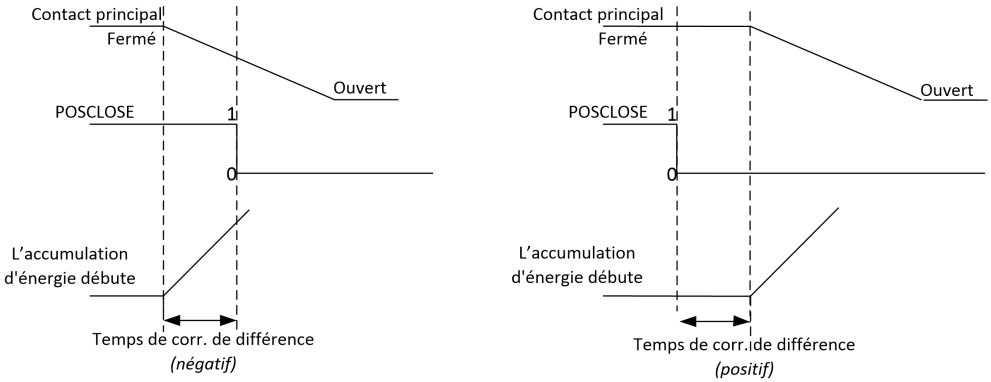


Figure 483: Importance du paramètre Difference Cor time (Temps cor. différence).

Le paramètre *Difference Cor time* (Temps cor. différence) est utilisé à la place du contact auxiliaire, pour accumuler l'énergie à partir du moment où le contact principal s'ouvre. Si le paramètre est positif, le calcul de l'énergie démarre après que le contact auxiliaire s'est ouvert et lorsque le retard est égal à la valeur définie avec le paramètre *Difference Cor time* (Temps cor. différence). Lorsque le paramètre est négatif, le calcul commence à l'avance par le temps de correction, avant l'ouverture du contact auxiliaire.

Les sorties d'énergie accumulées `IPOW_A (_B, _C)` sont disponibles dans la vue de données surveillées sur l'IHML ou à l'aide des outils, via les communications. Les valeurs peuvent être réinitialisées en réglant le paramètre *Initial CB Rmn life* (Durée restante initiale du disjoncteur) sur 'True' dans le menu de suppression d'IHMW ou d'IHML.

Vérification de limite alarme

L'alarme IPOW_ALM est activée lorsque l'énergie accumulée dépasse la valeur définie avec le paramètre de seuil *Alm Acc currents Pwr* (Alarme de puissance de courants accumulés). Cependant, lorsque l'énergie dépasse la valeur limite définie à l'aide du paramètre de seuil *LO Acc currents Pwr* (Verr. puissance courants acc.), la sortie IPOW_LO est activée.

Les sorties IPOW_ALM et IPOW_LO peuvent être bloquées par activation de l'entrée binaire BLOCK.

7.1.4.6 Durée de vie restante du disjoncteur

Chaque fois que le disjoncteur fonctionne, sa durée de vie diminue en raison de l'usure. L'usure du disjoncteur dépend du courant de déclenchement et la durée de vie restante du disjoncteur est estimée à partir de la courbe de déclenchement du disjoncteur fournie par le fabricant. Le temps restant diminue d'au moins un incrément lorsque le disjoncteur est ouvert.

Le fonctionnement de la durée de vie restante de la sous-fonction du disjoncteur peut être décrit à l'aide d'un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

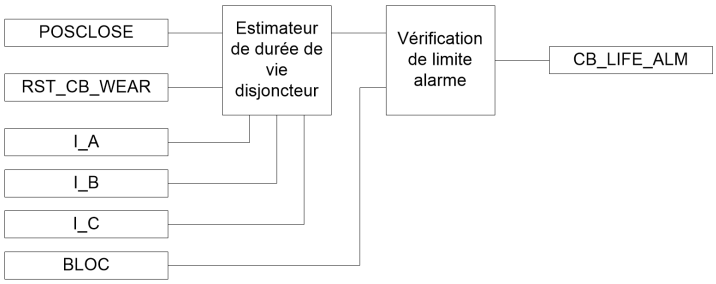


Figure 484: Diagramme de module fonctionnel pour estimer la durée de vie du disjoncteur

Dispositif d'estimation de la durée de vie du disjoncteur

Le module d'estimation de la durée de vie du disjoncteur calcule la durée de vie restante du disjoncteur. Si le courant de déclenchement est inférieur au courant de fonctionnement nominal défini à l'aide du paramètre *Rated Op current* (Courant op. nominal), la durée de fonctionnement restante du disjoncteur se réduit d'une opération. Si le courant de déclenchement est supérieur au courant de défaut nominal défini à l'aide du paramètre *Rated fault current* (Courant de défaut nominal), aucune opération n'est possible. La durée de vie restante du courant de déclenchement entre ces deux valeurs est calculée sur la base de la courbe de déclenchement définie par le fabricant. Les paramètres *Op number rated* (Nombre d'opérations, courant nominal) et *Op number fault* (Nombre d'opérations, courant de défaut) définissent le nombre d'opérations que le disjoncteur peut réaliser au courant nominal et au courant de défaut nominal, respectivement.

La durée de vie restante est calculée séparément pour les trois phases et est disponible en tant que valeur de données surveillée CB_LIFE_A (_B,_C). Il est possible d'effacer les valeurs en réglant le paramètre *CB wear values* (Valeurs d'usure disjoncteur) dans le menu d'effacement de l'IHMW ou de l'IHML.

Le fait d'effacer les *CB wear values* (Valeurs d'usure disjoncteur) réinitialise également le compteur de fonctionnement.

Vérification de limite alarme

Lorsque la durée de vie restante d'une phase passe sous le paramètre de seuil *Life alarm level* (Niveau alarme vie), l'alarme de vie du disjoncteur correspondant CB_LIFE_ALM s'active.

Il est possible de désactiver le signal d'alarme CB_LIFE_ALM en activant l'entrée binaire BLOCK. L'ancienne valeur du compteur de fonctionnement du disjoncteur peut être utilisée en saisissant la valeur dans le paramètre *Initial CB Rmn life* (Durée de vie restante initiale disjoncteur) et en réinitialisant la valeur à l'aide du menu d'effacement de l'IHMW ou de l'IHML.

7.1.4.7 Indication de ressort armé du disjoncteur

La sous-fonction d'indication de ressort armé du disjoncteur calcule le temps d'armement du ressort.

Le fonctionnement de la sous-fonction peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

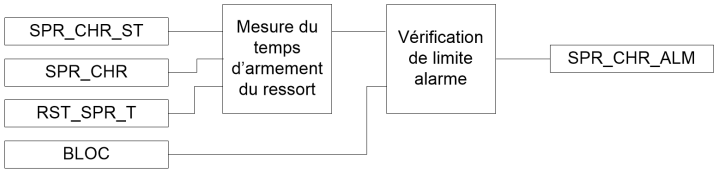


Figure 485: Schéma du module fonctionnel pour l'indication de ressort armé du disjoncteur et l'alarme

Mesure du temps d'armement du ressort

Deux entrée binaires, SPR_CHR_ST et SPR_CHR, indiquent le début d'armement du ressort et l'état de ressort armé, respectivement. La différence de temps entre ces deux signaux permet de calculer le temps d'armement du ressort.

Le temps d'armement du ressort T_SPR_CHR est disponible dans la vue des données surveillées sur l'IHML ou à l'aide des outils, via les communications.

Vérification de limite alarme

Si le temps consacré à l'armement du ressort dépasse la valeur définie avec le paramètre *Spring charge time* (Temps d'armement de ressort), la sous-fonction génère l'alarme SPR_CHR_ALM.

Il est possible de bloquer le signal d'alarme SPR_CHR_ALM en activant l'entrée binaire BLOCK.

7.1.4.8 Supervision de la pression de gaz

La sous-fonction de supervision de la pression de gaz contrôle la pression du gaz à l'intérieur de la chambre d'arc.

Le fonctionnement de la sous-fonction peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

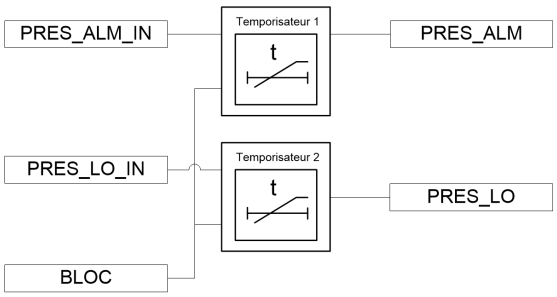


Figure 486: Schéma du module fonctionnel pour l'alarme de pression de gaz du disjoncteur

La pression du gaz est surveillée par l'intermédiaire des signaux d'entrée binaire PRES_LO_IN et PRES_ALM_IN.

Temporisateur 1

Lorsque l'entrée binaire PRES_ALM_IN est activée, l'alarme PRES_ALM est activée à l'issue d'un délai défini avec le paramètre *Pressure alarm time* (Temps alarme pression). L'alarme PRES_ALM peut être bloquée en activant l'entrée BLOCK.

Temporisateur 2

Si la pression chute encore jusqu'à atteindre un niveau très bas, l'entrée binaire PRES_LO_IN devient élevée, activant l'alarme de verrouillage PRES_LO à l'issue d'un délai défini avec le paramètre *Pres lockout time* (Temps verrouillage pression). L'alarme PRES_LO peut être bloquée en activant l'entrée BLOCK.

7.1.5 Application

La fonction SSCBR comprend différentes sous-fonctions de mesure et de surveillance.

État du disjoncteur

L'état du disjoncteur surveille la position du disjoncteur, c'est-à-dire si le disjoncteur est en position ouverte, fermée ou intermédiaire.

Contrôle du fonctionnement du disjoncteur

Le but de la surveillance du fonctionnement du disjoncteur est d'indiquer que le disjoncteur n'a pas été actionné depuis longtemps. La fonction calcule le nombre de jours pendant lesquels le disjoncteur est resté inactif, c'est-à-dire qu'il est resté dans le même état ouvert ou fermé. Il est également possible de définir un premier jour d'inactivité.

Temps de parcours du contact du disjoncteur

Un temps de parcours élevé indique la nécessité d'entretenir le mécanisme du disjoncteur. Par conséquent, il faut détecter les temps de parcours excessifs. Pendant le fonctionnement du cycle d'ouverture, le contact principal commence à s'ouvrir. Le contact auxiliaire A s'ouvre, le contact auxiliaire B se ferme et le contact principal atteint sa position d'ouverture. Pendant le cycle de fermeture, le premier contact principal commence à se fermer. Le contact auxiliaire B s'ouvre, le contact auxiliaire A se ferme et le contact principal atteint sa position fermée. Les temps de parcours sont calculés sur la base des changements d'état des contacts auxiliaires et du facteur de correction additionnel pour tenir compte de la différence de temps entre le changement de position du contact principal et du contact auxiliaire.

Compteur de fonctionnement

L'entretien courant du disjoncteur, tel que la lubrification du mécanisme du disjoncteur, est généralement basé sur un certain nombre de fonctionnements. L'entretien préventif peut être facilité grâce à un réglage de seuil approprié pour déclencher une alarme lorsque le nombre de cycles de fonctionnement dépasse la limite fixée. Ce réglage peut également être utilisé pour indiquer la nécessité de prélever des échantillons d'huile pour les essais diélectriques dans le cas d'un disjoncteur à huile.

Le changement d'état peut être détecté à partir de l'entrée binaire du contact auxiliaire. Il est possible de définir une valeur initiale pour le compteur qui peut être utilisée pour initialiser cette fonctionnalité après une période de fonctionnement ou dans le cas d'un équipement primaire remis à neuf.

Accumulation d'I^yt

L'accumulation de I^yt calcule l'énergie accumulée ΣI^yt, où le facteur y est connu comme l'exposant du courant. Le facteur y dépend du type de disjoncteur. Pour les disjoncteurs à huile, le facteur y est normalement de 2. Dans le cas d'un système à haute tension, le facteur y peut être de 1,4...1,5.

Durée de charge restante du disjoncteur

Chaque fois que le disjoncteur fonctionne, sa durée de vie diminue en raison de l'usure. L'usure du disjoncteur dépend du courant de déclenchement, et la durée de vie

restante du disjoncteur est estimée à partir de la courbe de déclenchement du disjoncteur fournie par le fabricant.

Exemple d’estimation de la durée de vie restante d’un disjoncteur

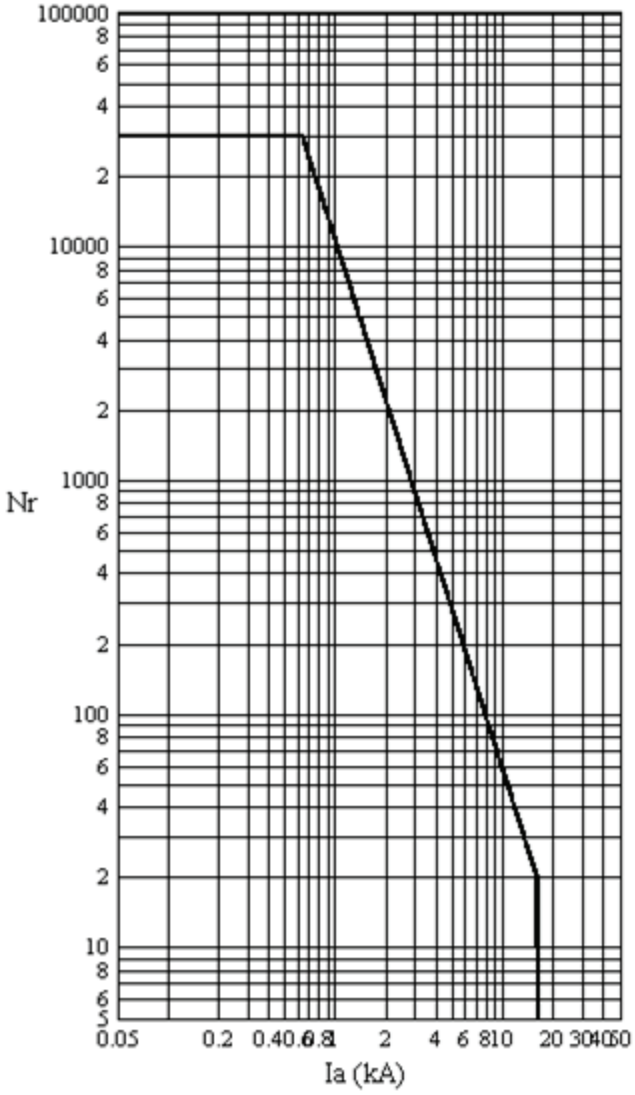


Figure 487: Courbes de déclenchement pour un interrupteur à vide typique de 12 kV, 630 A, 16 kA

Nr	le nombre d’opérations de fermeture-ouverture autorisées pour le disjoncteur
Ia	le courant au moment du déclenchement du disjoncteur

Calcul du coefficient directionnel

Le coefficient directionnel est calculé à l’aide de la formule :

$$Coeff.\ directionnel = \frac{\text{journal}\left(\frac{B}{A}\right)}{\text{journal}\left(\frac{I_f}{I_r}\right)} = -2.2609$$

(Équation 174)

I_r	Courant assigné de fonctionnement = 630 A
I_f	Courant de défaut assigné = 16 kA
A	Nombre de manœuvres assignées = 30 000
B	Nombre de manœuvres de défaut = 20

Calcul pour l’estimation de la durée de vie restante

La figure 487 montre qu’il y a 30 000 manœuvres possibles pour le courant de fonctionnement nominal de 630 A et 20 manœuvres pour le courant de défaut assigné de 16 kA. Par conséquent, si le courant de déclenchement est de 10 kA, une manœuvre à 10 kA équivaut à 30 000/60=500 manœuvres au courant assigné. On suppose également qu’avant ce déclenchement, la durée de vie restante du disjoncteur est de 15 000 manœuvres. Par conséquent, après une manœuvre de 10 kA, la durée de vie restante du disjoncteur est de 15 000-500=14 500 manœuvres au courant assigné de fonctionnement.

$$r\text{Ø}duction\ de\ la\ dur\text{Ø}e\ de\ vie\ restante = \left(\frac{I}{I_r}\right)^{Coeff.\ directionnel}$$

(Équation 175)

Indication du ressort armé

Pour un fonctionnement normal du disjoncteur, le ressort du disjoncteur doit être armé dans un délai spécifié. Par conséquent, la détection d’un long armement du ressort indique qu’il est temps de procéder à l’entretien du disjoncteur. La dernière valeur du temps d’armement du ressort peut être utilisée comme valeur de maintenance.

Surveillance de la pression du gaz

La surveillance de la pression du gaz contrôle la pression du gaz à l’intérieur de la chambre d’arc. Lorsque la pression devient trop basse par rapport à la valeur requise, les manœuvres du disjoncteur sont verrouillées. Une entrée binaire est disponible en fonction des niveaux de pression dans la fonction, et des alarmes sont générées sur la base de ces entrées.

7.1.6 Signaux

Tableau 881: Signaux d'entrée SSCBR

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	État entrée bloc
POSOPEN	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal pour la position ouverte de l'appareil d'E/S
POSCLOSE	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal pour la position fermée de l'appareil d'E/S
PRES_ALM_IN	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée d'alarme de pression binaire
PRES_LO_IN	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée de pression binaire pour l'indication de verrouillage
SPR_CHR_ST	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée de début d'armement du ressort de disjoncteur
SPR_CHR	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée du ressort de disjoncteur armé
RST_IPOW	BOOLÉEN	0 = Faux	Réinitialiser l'accumulation d'énergie
RST_CB_WEAR	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée de réinitialisation pour la durée de vie restante du disjoncteur et le compteur de fonctionnement
RST_TRV_T	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée de réinitialisation pour les temps de parcours d'enclenchement et d'ouverture du disjoncteur
RST_SPR_T	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée de réinitialisation pour le temps d'armement du ressort du disjoncteur

Tableau 882: Signaux de sortie SSCBR

Nom	Type	Description
TRV_T_OP_ALM	BOOLÉEN	Le temps de parcours d'ouverture du disjoncteur a dépassé la valeur définie
TRV_T_CL_ALM	BOOLÉEN	Le temps de parcours d'enclenchement du disjoncteur a dépassé la valeur définie
SPR_CHR_ALM	BOOLÉEN	Le temps d'armement du ressort a dépassé la valeur définie
OPR_ALM	BOOLÉEN	Le nombre d'opérations du disjoncteur dépasse la limite d'alarme
OPR_LO	BOOLÉEN	Le nombre d'opérations du disjoncteur dépasse la limite de verrouillage
IPOW_ALM	BOOLÉEN	La puissance des courants cumulée (Iyt) a dépassé la limite d'alarme
Suite du tableau à la page suivante		

Nom	Type	Description
IPOW_LO	BOOLÉEN	La puissance des courants cumulée (Iyt) a dépassé la limite de verrouillage
CB_LIFE_ALM	BOOLÉEN	La durée de vie restante du disjoncteur a dépassé la limite d'alarme
MON_ALM	BOOLÉEN	Alarme de disjoncteur « n'ayant pas fonctionné depuis longtemps »
PRES_ALM	BOOLÉEN	Pression inférieure au niveau d'alarme
PRES_LO	BOOLÉEN	Pression inférieure au niveau de verrouillage
OPENPOS	BOOLÉEN	Disjoncteur en position ouverte
INVALIDPOS	BOOLÉEN	Disjoncteur en position non valide (non formellement ouverte ou fermée)
CLOSEPOS	BOOLÉEN	Disjoncteur en position fermée

7.1.7 Paramètres

Tableau 883: Paramètres de non-groupe SSCBR (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Opération	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Courant d'arrêt Acc	5,00...500,00	A	0,01	10,00	Paramètre de courant RMS au-dessous duquel l'accumulation d'énergie s'arrête
Temps d'alarme ouverture	0...200	ms	1	40	Paramètre de niveau d'alarme pour le temps de déplacement d'ouverture en ms
Temps d'alarme fermeture	0...200	ms	1	40	Paramètre de niveau d'alarme pour le temps de déplacement de fermeture en ms
Temps d'armement de ressort	0...60000	ms	10	15000	Réglage de l'alarme pour le temps d'armement du ressort du disjoncteur en ms
Alarme nombre d'opérations	0...99999		1	200	Limite d'alarme pour le nombre d'opérations
Verrouillage nombre d'opérations	0...99999		1	300	Limite de verrouillage pour le nombre d'opérations
Exposant courant	0,00...2,00		0,01	2,00	Réglage de l'exposant de courant pour le calcul de l'énergie
Corr. diff. temps	-10...10	ms	1	5	Facteur de correction pour la différence de temps d'ouverture des contacts auxiliaires et principaux
Alarme puissance courants acc.	0,00...20000,00		0,01	2500,00	Paramètre du niveau d'alarme pour la puissance des courants accumulés
Verr. puissance courants acc.	0,00...20000,00		0,01	2500,00	Paramètre de limite de verrouillage pour la puissance des courants accumulés
Coeff. directionnel	-3,00...-0,50		0,01	-1,50	Coefficient directionnel pour le calcul de la durée de vie du disjoncteur
Durée de vie restante initiale disjoncteur	0...99999		1	5000	Valeur initiale pour la durée de vie restante du disjoncteur

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Courant op. nominal	100,00...5000,00	A	0,01	1000,00	Courant de fonctionnement nominal du disjoncteur
Courant de défaut nominal	500,00...75000,00	A	0,01	5000,00	Courant de défaut nominal du disjoncteur
Nombre op., nominal	1...99999		1	10000	Nombre d'opérations possibles au courant nominal
Nombre op., défaut	1...10000		1	1000	Nombre d'opérations possibles au courant de défaut nominal
Jours alarme inactive	0...9999		1	2000	Valeur limite d'alarme du compteur de jours d'inactivité
Mode calcul tps déplacement	1=De commande à pos. 2 = De pos. à pos.			2 = De pos. à pos.	Sélection du mode de calcul de temps de déplacement

Tableau 884: Paramètres de non-groupe SSCBR (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Corr. tps d'ouverture	-100...100	ms	1	10	Facteur de correction pour le temps de déplacement d'ouverture en ms
Corr. temps de fermeture	-100...100	ms	1	10	Facteur de correction pour le temps de déplacement de fermeture de disjoncteur en ms
Valeur initiale compteur	0...99999		1	0	La valeur d'initialisation du compteur de nombres d'opérations
Puissance initiale de courants acc.	0,00...20000,00		0,01	0,00	Valeur initiale pour l'énergie d'accumulation (Iyt)
Niveau alarme durée vie	0...99999		1	500	Niveau d'alarme pour la durée de vie restante du disjoncteur
Temp. alarme pression	0...60000	ms	1	10	Temporisation pour l'alarme de pression de gaz en ms
Temps verrouillage pression	0...60000	ms	10	10	Temporisation pour le verrouillage de pression de gaz en ms
Val init. jours d'inactivité	0...9999		1	0	Valeur initiale du compteur de jours d'inactivité
Heures d'alarme d'inactivité	0...23	h	1	0	Temps d'alarme du compteur de jours d'inactivité, en heures

7.1.8 Données surveillées

Tableau 885: Données surveillées SSCBR

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
T_TRV_OP	FLOAT32	0...60000	ms	Temps de parcours du disjoncteur pendant l'opération d'ouverture
T_TRV_CL	FLOAT32	0...60000	ms	Temps de parcours du disjoncteur pendant l'opération d'enclenchement
T_SPR_CHR	FLOAT32	0,00...99,99	s	Temps d'armement du ressort du disjoncteur
NO_OPR	INT32	0...99999		Nombre de cycles de fonctionnement du disjoncteur
INA_DAYS	INT32	0...9999		Nombre de jours d'inactivité du disjoncteur
CB_LIFE_A	INT32	-99999...99999		Durée de vie restante du disjoncteur phase A
CB_LIFE_B	INT32	-99999...99999		Durée de vie restante du disjoncteur phase B
CB_LIFE_C	INT32	-99999...99999		Durée de vie restante du disjoncteur phase C
IPOW_A	FLOAT32	0,000...30000,000		Puissance des courants cumulée (Iyt), phase A
IPOW_B	FLOAT32	0,000...30000,000		Puissance des courants cumulée (Iyt), phase B
IPOW_C	FLOAT32	0,000...30000,000		Puissance des courants cumulée (Iyt), phase C
SSCBR	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

7.1.9 Données techniques

Tableau 886: SSCBR - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de la mesure du courant	±1.5 % ou ±0.002 × I_n (avec des courants de l'ordre de 0.1...10 × I_n) ±5,0% (avec des courants de l'ordre de 10...40 × I_n)
Précision du temps de déclenchement	±1,0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms
Mesure du temps de réponse	+10 ms / -0 ms

7.1.10 Historique de révision technique

Tableau 887: Historique de révision technique SSCBR

Révision technique	Modification
B	Ajout de la possibilité de réinitialiser le temps d’armement du ressort et les temps de parcours du disjoncteur
C	Suppression des sorties DIFTRVTOPALM et DIFTRVTCLALM et des paramètres de durée d’alarme correspondants *Open Dif alarm time* et *Close Dif alarm time*
D	Paramètre *Operation cycle* (Cycle fonctionnement) renommé *Initial CB Rmn life* (Durée de vie restante initiale disjoncteur). Changement de la plage IPOW_A (_B, _C).
E	Modification de la valeur maximale du paramètre de durée de vie restante initiale du disjoncteur (*Initial CB Rmn life*) de 9 999 à 99 999. Ajout d’une aide pour la mesure du temps de parcours du disjoncteur à partir de la commande d’ouverture/ enclenchement et de la modification du signal d’état du contact auxiliaire.
F	Augmentation de la plage *Alarm Op number* (Alarme nombre d’opérations) de 9 999 à 99 999. Augmentation de la plage *Lockout Op* (Verrouillage nombre d’opérations) de 9 999 à 99 999. Augmentation de la plage *Counter initial value* (Valeur initiale compteur) de 9 999 à 99 999.

Section 8 Fonctions de mesure

8.1 Mesures de base

8.1.1 Fonctions

La fonction de mesure du courant triphasé CMMXU sert à surveiller et à mesurer les courants de phase du réseau électrique.

La fonction de mesure de la tension triphasée VMMXU sert à surveiller et à mesurer les tensions phase-phase du réseau électrique. VMMXU peut également être utilisée pour les tensions phase-terre.

La fonction de mesure de la tension monophasée VAMMXU sert à surveiller et à compter la tension phase-phase du réseau électrique. VAMMXU peut également être utilisée pour les tensions phase-terre.

La fonction de mesure du courant résiduel RESCMMXU sert à surveiller et à mesurer le courant résiduel du réseau électrique.

La fonction de mesure de la tension résiduelle RESVMMXU sert à surveiller et à mesurer la tension résiduelle du réseau électrique.

La mesure du courant séquentiel CSMSQI sert à surveiller et à compter les courants séquentiels de phase.

La mesure de la tension séquentielle VSMSQI sert à surveiller et à mesurer des tensions séquentielles de phase.

La mesure de fréquence FMMXU sert à surveiller et à mesurer la fréquence du réseau électrique.

La mesure triphasée de la puissance et de l’énergie PEMMXU sert à surveiller et à mesurer la puissance active (P), la puissance réactive (Q), la puissance apparente (S) et le facteur de puissance (PF) et à calculer séparément l’énergie accumulée en tant qu’énergie active avant, active inversée, réactive avant et réactive inversée. PEMMXU calcule ces grandeurs en utilisant les phaseurs de fréquence fondamentale, c’est-à-dire les valeurs DFT des signaux mesurés de courant de phase et de tension de phase.

L’information de la grandeur mesurée est disponible pour l’opérateur aussi bien localement en IHML ou IHMW qu’à distance vers un centre de contrôle du réseau avec communication.

Si les données mesurées dans l'IHML ou l'IHMW sont entre parenthèses, il y a certains problèmes pour exprimer les données.

8.1.2 Fonctions de mesure

Les fonctions peuvent être activées ou désactivées avec le paramètre *Operation*. Les valeurs correspondantes du paramètre sont « On » et « Off ».

Certaines des fonctions de mesure fonctionnent selon deux modes de mesure alternatifs : « DFT » et « RMS ». Le mode de mesure est sélectionné avec le paramètre *X Measurement mode*. Selon la fonction de mesure, si le mode de mesure ne peut pas être sélectionné, le mode de mesure est « DFT ».

Calcul de la valeur de la demande

Les valeurs de la demande sont calculées séparément pour chaque fonction de mesure et par phase le cas échéant. Les modes de mesure disponibles sont « Linear » et « Logarithmic ». Le mode de mesure « Logarithmic » n'est efficace que pour les calculs de la valeur de la demande en courant de phase et en courant résiduel. Le mode de calcul de la valeur de la demande est sélectionné avec le paramètre de réglage **Configuration/Measurements/A demand Av mode**. L'intervalle de temps pour tous les calculs de la valeur de la demande est sélectionné avec le paramètre de réglage **Configuration/Measurements/Demand interval**.

Si le paramètre *Demand interval* est réglé sur « 15 minutes », par exemple, les valeurs de la demande sont mises à jour tous les quarts d'heure. L'intervalle de temps de la demande est synchronisé avec l'horloge en temps réel du relais de protection. Lorsque l'intervalle de temps de la demande ou le mode de calcul est modifié, il initialise le calcul de la valeur de la demande. Pour le tout premier intervalle de calcul de la valeur de la demande, les valeurs sont indiquées comme non valables jusqu'à ce que le premier rafraîchissement soit disponible.

Le mode de calcul « Linear » utilise le calcul moyen du glissement périodique du signal mesuré sur l'intervalle de temps de la demande. Une nouvelle valeur de demande est obtenue une fois par minute, indiquant la demande de signal analogique sur l'intervalle de temps de la demande précédant le temps de mise à jour. Les valeurs réelles de la demande mobile sont stockées dans la mémoire jusqu'à ce que la valeur soit mise à jour à la fin de l'intervalle de temps suivant.

Le mode de calcul « Logarithmic » utilise le calcul périodique à l'aide d'une fonction log10 sur l'intervalle de temps de la demande pour reproduire les ampèremètres de la demande thermique. La demande logarithmique calcule un instantané du signal analogique tous les 1/15 x l'intervalle de temps de la demande.

Chaque fonction de mesure possède ses propres valeurs de données enregistrées. Dans le relais de protection, ces valeurs se trouvent dans **Monitoring/Recorded data/ Measurements**. Dans le manuel technique, ces valeurs sont énumérées dans l'affichage données surveillées de chaque fonction de mesure. Ces valeurs sont

périodiquement mises à jour avec les valeurs de demande maximale et minimale. L'horodatage est fourni pour les deux valeurs.

Le paramètre *Reset of Recorded data* initialise une valeur de demande actuelle aux valeurs de demande minimale et maximale.

Rapport des valeurs

Les fonctions de mesure sont capables de signaler de nouvelles valeurs pour le centre de contrôle du réseau (système SCADA) en fonction de diverses fonctions.

- Serrage au point zéro
- Surveillance de la zone morte
- Surveillance de la valeur limite

Dans la fonction de mesure de la tension triphasée VMMXU, les fonctions de surveillance sont basées sur les tensions phase-phase. Cependant, les valeurs de tension phase-terre sont également signalées avec les tensions phase-phase.

GOOSE est un service de protocole basé sur les événements. Le GOOSE analogique utilise les mêmes fonctions de génération d'événements que la communication SCADA verticale pour la mise à jour des valeurs de mesure. L'intervalle de mise à jour de 500 ms est utilisé pour les données qui n'ont pas de verrouillage du point zéro, de surveillance de la zone morte ou de surveillance des valeurs limites.

Serrage au point zéro

Une valeur mesurée en dessous de la limite de serrage du point zéro est forcée à zéro. Cela permet d'ignorer le bruit dans le signal d'entrée. La fonction de verrouillage active force à la fois la valeur de mesure réelle et la valeur angulaire du signal mesuré à zéro. Dans les fonctions de mesure triphasée ou séquentielle, chaque phase ou composante de la séquence a une fonction de verrouillage du point zéro distincte. La détection de la valeur zéro fonctionne de telle sorte qu'une fois que la valeur mesurée dépasse ou passe en dessous de la valeur limite de serrage du point zéro, de nouvelles valeurs sont signalées.

Tableau 888: Limites de serrage du point zéro

Fonction	Limite de serrage zéro
Mesure du courant triphasé (CMMXU)	1 % du nominal (In)
Mesure de la tension triphasée (VMMXU)	1 % du nominal (Un)
Mesure du courant résiduel (RESCMMXU)	1 % du nominal (In)
Mesure de la tension résiduelle (RESVMMXU)	1 % du nominal (Un)
Suite du tableau à la page suivante	

Fonction	Limite de serrage zéro
Mesure du courant de séquence de phase (CSMSQI)	1 % du nominal (In)
Mesure de la tension de séquence de phase (VSMSQI)	1 % du nominal (Un)
Mesure de l'énergie et de la puissance triphasée (PEMMXU)	1,5 % du nominal (Sn)

Lorsque la fonction de mesure de la fréquence FMMXU n'est pas en mesure de mesurer la fréquence du réseau en situation à minimum de tension, les valeurs mesurées sont réglées sur la valeur nominale ainsi que les informations sur la qualité de l'ensemble de données en conséquence. La limite à minimum de tension est fixée à 10 % de la valeur nominale pour la mesure de la fréquence.

Surveillance de la valeur limite

La fonction de surveillance de la valeur limite indique si la valeur mesurée de `X_INST` dépasse ou non les limites fixées. La valeur mesurée possède l'information de plage correspondante `X_RANGE` et a une valeur comprise entre 0 et 4 :

- 0 : « normal »
- 1 : « high »
- 2 : « low »
- 3 : « high-high »
- 4 : « low-low »

Les informations sur la plage changent et les nouvelles valeurs sont communiquées.

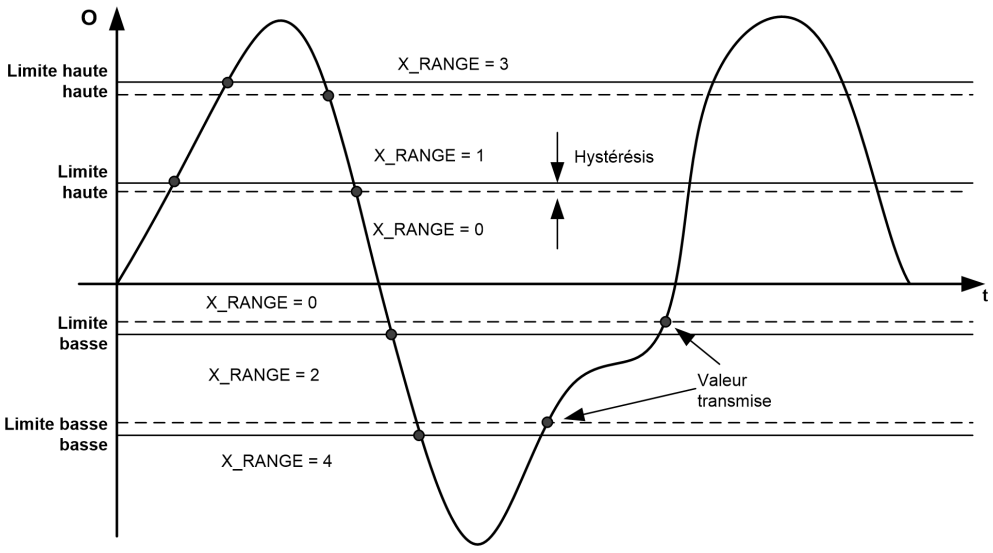


Figure 488: Présentation des limites de fonctionnement

L'information sur la plage peut également être décodée en signaux de sortie booléens sur certaines des fonctions de mesure et le nombre de phases nécessaires pour dépasser la limite ou ne pas l'atteindre avant d'activer les sorties, et elle peut être définie avec le paramètre *Num of phases* dans les fonctions de mesure triphasées CMMXU et VMMXU. Les sorties booléennes d'alarme et d'avertissement de la surveillance des limites peuvent être bloquées.

Tableau 889: Paramètres pour la supervision de la valeur de limite

Fonction	Paramètres pour la supervision de la valeur de limite	
Mesure du courant triphasé (CMMXU)	Limite haute	*A high limit*
	Limite basse	*A low limit*
	Limite haute haute	*A high high limit*
	Limite basse basse	*A low low limit*
Mesure de la tension triphasée (VMMXU)	Limite haute	*V high limit*
	Limite basse	*V low limit*
	Limite haute haute	*V high high limit*
	Limite basse basse	*V low low limit*
Mesure du courant résiduel (RESCMMXU)	Limite haute	*A high limit res*
	Limite basse	-
	Limite haute haute	*A Hi high limit res*
	Limite basse basse	-
Mesure de la fréquence (FMMXU)	Limite haute	*F high limit*
	Limite basse	*F low limit*
	Limite haute haute	*F high high limit*
	Limite basse basse	*F low low limit*
Mesure de la tension résiduelle (RESVMMXU)	Limite haute	*V high limit res*
	Limite basse	-
	Limite haute haute	*V Hi high limit res*
	Limite basse basse	-
Mesure du courant de séquence de phase (CSMSQI)	Limite haute	*Ps Seq A high limit*, *Ng Seq A high limit*, *Zro A high limit*
	Limite basse	*Ps Seq A low limit*, *Ng Seq A low limit*, *Zro A low limit*
	Limite haute haute	*Ps Seq A Hi high Lim*, *Ng Seq A Hi high Lim*, *Zro A Hi high Lim*
	Limite basse basse	*Ps Seq A low low Lim*, *Ng Seq A low low Lim*, *Zro A low low Lim*

Suite du tableau à la page suivante

Fonction	Paramètres pour la supervision de la valeur de limite	
Mesure de la tension de séquence de phase (VSMSQI)	Limite haute	*Ps Seq V high limit*, *Ng Seq V high limit*, *Zro V high limit*
	Limite basse	*Ps Seq V low limit*, *Ng Seq V low limit*, *Zro V low limit*
	Limite haute haute	*Ps Seq V Hi high Lim*, *Ng Seq V Hi high Lim*, *Zro V Hi high Lim*
	Limite basse basse	*Ps Seq V low low Lim*, *Ng Seq V low low Lim*,
Mesure de l'énergie et de la puissance triphasée (PEMMXU)	Limite haute	-
	Limite basse	-
	Limite haute haute	-
	Limite basse basse	-

Surveillance de la zone morte

La fonction de surveillance de la zone morte rapporte la valeur mesurée en fonction des changements intégrés sur une période donnée.

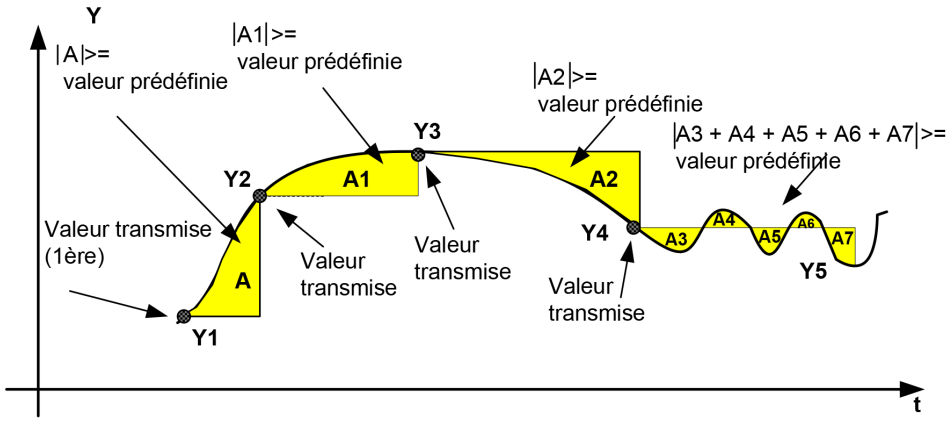


Figure 489: Surveillance de toute la zone morte

La valeur de la zone morte utilisée dans le calcul intégral est configurée avec le paramètre *X deadband*. La valeur représente le pourcentage de la différence entre la limite maximale et minimale dans l'unité de 0,001 % x secondes.

Le délai d'indication des algorithmes de l'intégrale en secondes est calculé à l'aide de la formule :

$$t(s) = \frac{(\max - \min) \times bande\ morte / 1000}{|\Delta Y| \times 100\%}$$

(Équation 176)

Exemple pour CMMXU :

Une bande morte = 2 500 (2,5 % de la plage de mesure totale de 40)

`I_INST_A` = `I_DB_A` = 0,30

Si `I_INST_A` passe à 0,40, le délai d'indication est de :

$$t(s) = \frac{(40-0)\times 2500/1000}{|0.40-0.30|\times 100\%} = 10s$$

Tableau 890: Paramètres pour le calcul de la zone morte

Fonction	Réglages	Maximum/minimum (= plage)
Mesure du courant triphasé (CMMXU)	*Une bande morte*	*40/0 (=40xIn)*
Mesure de la tension triphasée (VMMXU)	*V Deadband*	*4/0 (=4xUn)*
Mesure du courant résiduel (RESCMMXU)	*A deadband res*	*40/0 (=40xIn)*
Mesure de la tension résiduelle (RESVMMXU)	*V deadband res*	*4/0 (=4xUn)*
Mesure de la fréquence (FMMXU)	*F deadband*	*75/35 (=40 Hz)*[1)]
Mesure du courant de séquence de phase (CSMSQI)	*Ps Seq A deadband*, *Ng Seq A deadband*, *Zro A deadband*	*40/0 (=40xIn)*
Mesure de la tension de séquence de phase (VSMSQI)	*Ps Seq V deadband*, *Ng Seq V deadband*, *Zro V deadband*	*4/0 (=4xUn)*
Mesure de l'énergie et de la puissance triphasée (PEMMXU)	-	

1) La valeur fournie concerne le réseau 50 Hz. La valeur pour le réseau 60 Hz est 90/36 (=54 Hz)

Dans la fonction de mesure de la puissance et de l'énergie triphasée PEMMXU, la surveillance de la zone morte se fait séparément pour la puissance apparente S, avec la valeur préréglée de 10 % de Sn fixée, et le facteur de puissance PF, avec les valeurs préréglées fixées à 0,10. Toutes les valeurs P, Q, S et PF liées à la mesure de la puissance sont signalées simultanément lorsque l'une des valeurs S ou PF dépasse la limite préétablie.

Calcul de l'énergie et de la puissance

La puissance triphasée est calculée à partir des tensions phase-terre et des courants phase-terre. La fonction de mesure de la puissance est capable de calculer une puissance complexe basée sur les phaseurs à composante de fréquence fondamentale (DFT).

$$\overline{S} = (\overline{U}_A \cdot \overline{I}^{*}_A + \overline{U}_B \cdot \overline{I}^{*}_B + \overline{U}_C \cdot \overline{I}^{*}_C)$$

(Équation 177)

Une fois que la puissance apparente complexe est calculée, P, Q, S et PF sont calculés à l'aide des équations :

$$P = \mathrm{Re}(\overline{S})$$

(Équation 178)

$$Q = \mathrm{Im}(\overline{S})$$

(Équation 179)

$$S = \left|\overline{S}\right| = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

(Équation 180)

$$Cos\varphi = \frac{P}{S}$$

(Équation 181)

Selon le multiplicateur d'unité choisi avec *Power unit Mult*, les valeurs de puissance calculées sont présentées en unités de kVA/kW/kVAr ou en unités de MVA/MW/MVAr.

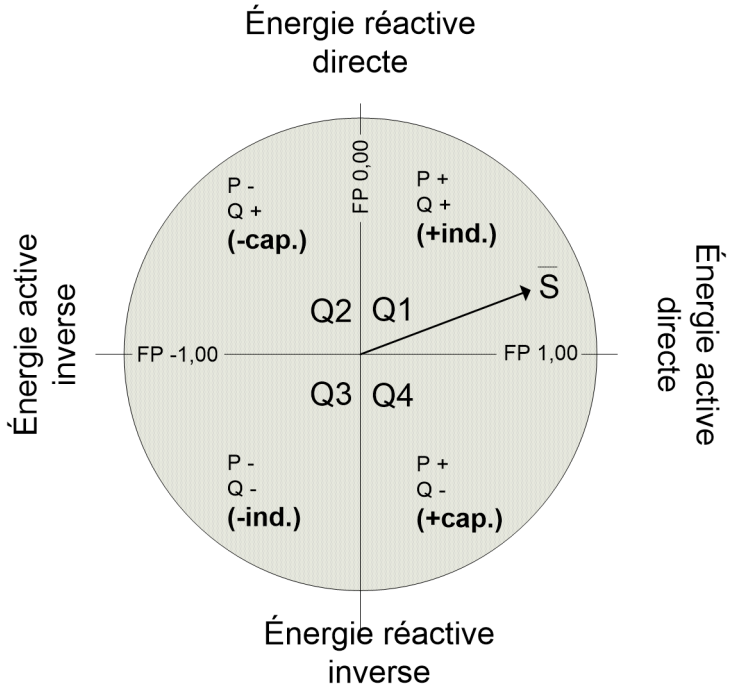


Figure 490: Quadrants de puissance et de puissance complexes

Tableau 891: Quadrants de puissance

Quadrant	Courant	P	Q	PF	Énergie
Q1	Décalage	+	+	0…+1,00	+ind
Q2	Décalage	-	+	0…-1,00	-couvercle
Q3	Entraînement	-	-	0…-1,00	-ind
Q4	Entraînement	+	-	0…+1,00	+couvercle

La direction de la puissance active P peut être choisie entre directe et inverse avec le paramètre *Active power Dir* et, respectivement, la direction de la puissance réactive Q peut être choisie avec le paramètre *Reactive power Dir*. Cela affecte également les directions de l'énergie accumulée.

L'énergie accumulée est calculée séparément en tant que puissance active directe (EA_FWD_ACM), puissance active inverse (EA_RV_ACM), puissance réactive directe (ER_FWD_ACM) et puissance réactive inverse (ER_RV_ACM). En fonction de la valeur du multiplicateur d'unité sélectionné avec *Energy unit Mult*, les valeurs de puissance calculées sont présentées en unités de kWh/kVArh ou en unités de MWh/MVArh.

Lorsque le compteur d'énergie atteint sa valeur maximale définie, la valeur du compteur est réinitialisée et redémarrée à partir de zéro. La modification de la valeur du paramètre *Energy unit Mult* réinitialise les valeurs d'énergie accumulées aux valeurs initiales, c'est-à-dire EA_FWD_ACM à *Forward Wh Initial*, EA_RV_ACM à *Reverse Wh Initial*, ER_FWD_ACM à *Forward VArh Initial* et ER_RV_ACM à *Reverse VArh Initial*. Il est également possible de réinitialiser l'énergie accumulée aux valeurs initiales par le biais d'un paramètre ou de l'entrée RSTACM.

Composants de la séquence

Les composantes phase-séquence sont calculées à partir des courants et des tensions de phase. Vous trouverez plus d'informations sur le calcul des composantes phase-séquence dans la section Mesures calculées de ce manuel.

8.1.3 Applications des fonctions de mesure

Les fonctions de mesure servent à la mesure du système électrique, à la supervision et à la saisie d'informations dans l'IHML, dans un outil de surveillance dans PCM600, ou au niveau du poste, par exemple avec CEI 61850. La possibilité de surveiller en permanence les valeurs mesurées de puissance active, de puissance réactive, de courants, de tensions, de facteurs de puissance, etc., est vitale pour permettre une production, une transmission et une distribution efficaces de l'énergie électrique. Elle fournit, à l'opérateur du système, un aperçu rapide et simple de l'état actuel du système électrique. De plus, elle peut être utilisée pendant les opérations de test et de mise en service des relais de protection, afin de vérifier le bon fonctionnement et le bon raccordement des transformateurs de l'instrument, c'est-à-dire les transformateurs de courant (TC) et les transformateurs de tension (TV). Le bon fonctionnement de la chaîne de mesure analogique du relais de protection peut être

vérifié pendant le service normal, grâce à une comparaison périodique de la valeur mesurée entre le relais de protection et les autres compteurs indépendants.

Lorsque le signal zéro est mesuré, les interférences dans le signal d'entrée peuvent encore fournir de petites valeurs de mesure. La fonction de serrage du point zéro peut être utilisée pour ignorer les interférences dans le signal d'entrée et donc, pour éviter que les interférences ne s'affichent à l'écran de l'utilisateur. Le point zéro est établi pour les signaux analogiques mesurés et les valeurs d'angle.

Les valeurs de demande servent à ignorer les changements soudains dans les signaux analogiques mesurés lors de la surveillance de valeurs sur le long terme pour le signal d'entrée. Les valeurs de demande sont des valeurs moyennes linéaires du signal mesuré sur un intervalle de demande réglable. Les valeurs de demande sont calculées pour les signaux de courant triphasé analogiques mesurés.

La supervision de limite indique si le signal mesuré est supérieur ou inférieur aux limites définies. En fonction du type de signal mesuré, il est possible de définir jusqu'à deux limites hautes et jusqu'à deux limites basses pour la supervision de la valeur de limite.

La supervision de la bande morte signale une nouvelle valeur de mesure si le signal d'entrée a quitté l'état de bande morte. Il est possible d'utiliser la supervision de la bande morte dans les rapports sur la valeur entre le point de mesure et le contrôle de l'opération. Lorsque la supervision de la bande morte est correctement configurée, elle aide à conserver la charge de communication au minimum, cependant, des valeurs de mesure sont tout de même signalées relativement souvent.

8.1.4 Mesure de courant en triphasé CMMXU

8.1.4.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Mesure de courant triphasé	CMMXU	3I	3I

8.1.4.2 Bloc fonctionnel

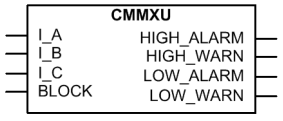


Figure 491: Bloc fonctionnel

8.1.4.3 Signaux

Tableau 892: Signaux d'entrée CMMXU

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloquer le signal pour toutes les sorties binaires

Tableau 893: Signaux de sortie CMMXU

Nom	Type	Description
HIGH_ALARM	BOOLÉEN	Alarme haute
HIGH_WARN	BOOLÉEN	Avertissement haut
LOW_WARN	BOOLÉEN	Avertissement bas
LOW_ALARM	BOOLÉEN	Alarme basse

8.1.4.4 Réglages

Tableau 894: Paramètres de non-groupe CMMXU (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Nb de phases	1 = 1 sur 3 2 = 2 sur 3 3 = 3 sur 3			1 = 1 sur 3	Nombre de phases requises par la supervision de limite
A high high limit	0,00...40,00	xIn	1	1,40	Alarme haute, limite de courant
A high limit	0,00...40,00	xIn	1	1,20	Avertissement haut, limite de courant
A low limit	0,00...40,00	xIn	1	0,00	Avertissement bas, limite de courant
A low low limit	0,00...40,00	xIn	1	0,00	Alarme basse, limite de courant
Une bande morte	100...100000		1	2500	Valeur de configuration de la bande morte pour calcul intégral. (pourcentage de la différence entre les valeurs min et max en tant que 0,001 % s)

Tableau 895: Paramètres de non-groupe CMMXU (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Mode de mesure	1 = RMS 2 = DFT			2 = DFT	Sélectionne le mode de mesure utilisé

8.1.4.5 Données surveillées

Tableau 896: Données surveillées CMMXU

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
IL1-A	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Amplitude de courant mesuré, phase A
IL2-A	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Amplitude de courant mesuré, phase B
IL3-A	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Amplitude de courant mesuré, phase C
Max demand IL1	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Demande maximale pour la phase A
Demande max. IL2	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Demande maximale pour la phase B
Demande max. IL3	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Demande maximale pour la phase C
Min demand IL1	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Demande minimale pour la phase A
Demande min. IL2	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Demande minimale pour la phase B
Demande min. IL3	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Demande minimale pour la phase C
Time max demand IL1	Horodatage			Durée de la demande maximale phase A
Temps demande max. IL2	Horodatage			Durée de la demande maximale phase B
Temps demande max. IL3	Horodatage			Durée de la demande maximale phase C
Time min demand IL1	Horodatage			Durée de la demande minimale phase A
Temps demande min. IL2	Horodatage			Durée de la demande minimale phase B
Temps demande min. IL3	Horodatage			Durée de la demande minimale phase C
I_INST_A	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Amplitude IL1, magnitude de valeur instantanée
I_ANGL_A	FLOAT32	-180,00...180,00	°	IL1, angle de courant
I_DB_A	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Amplitude IL1, magnitude de valeur transmise
I_DMD_A	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Valeur de demande de courant IL1
I_RANGE_A	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Plage d'amplitude IL1
I_INST_B	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Amplitude IL2, magnitude de valeur instantanée

Suite du tableau à la page suivante

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
I_ANGL_B	FLOAT32	-180,00...180,00	°	IL2, angle de courant
I_DB_B	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Amplitude IL2, magnitude de valeur transmise
I_DMD_B	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Valeur de demande de courant IL2
I_RANGE_B	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Plage d'amplitude IL2
I_INST_C	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Amplitude IL3, magnitude de valeur instantanée
I_ANGL_C	FLOAT32	-180,00...180,00	°	IL3, angle de courant
I_DB_C	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Amplitude IL3, magnitude de valeur transmise
I_DMD_C	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Valeur de demande de courant IL3
I_RANGE_C	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Plage d'amplitude IL3

8.1.4.6 Données techniques

Tableau 897: CMMXU - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de mesure	En fonction de la fréquence du courant mesuré : f_n ±2 Hz
	±0.5% ou ±0.002 × I_n (avec des courants de l'ordre de 0.01...4,00 × I_n)
Suppression des harmoniques	DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5,… RMS : Pas de suppression

8.1.4.7 Historique de révision technique

Tableau 898: Historique de révision technique CMMXU

Révision technique	Modification
B	Modifications de menu
C	Ajout des valeurs d'angle de courant de phase à la vue des données surveillées. Ajout de la durée et de la valeur de demande minimale aux données enregistrées. Ajout du mode de calcul de demande logarithmique, et déplacement du paramètre d'intervalle de demande dans le menu Mesure, comme paramètre général pour tous les calculs de demande.
D	Amélioration interne.
E	Amélioration interne.

8.1.5 Mesure de tension en triphasé VMMXU

8.1.5.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Mesure de tension triphasée	VMMXU	3U	3V

8.1.5.2 Bloc fonctionnel

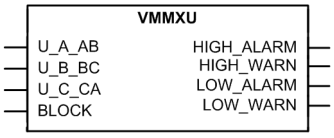


Figure 492: Bloc fonctionnel

8.1.5.3 Signaux

Tableau 899: Signaux d'entrée VMMXU

Nom	Type	Par défaut	Description
U_A_AB	SIGNAL	0	Tension A phase-à-terre ou tension AB phase-à-phase
U_B_BC	SIGNAL	0	Tension B phase-à-terre ou tension BC phase-à-phase
U_C_CA	SIGNAL	0	Tension C phase-à-terre ou tension CA phase-à-phase
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloquer le signal pour toutes les sorties binaires

Tableau 900: Signaux de sortie VMMXU

Nom	Type	Description
HIGH_ALARM	BOOLÉEN	Alarme haute
HIGH_WARN	BOOLÉEN	Avertissement haut
LOW_WARN	BOOLÉEN	Avertissement bas
LOW_ALARM	BOOLÉEN	Alarme basse

8.1.5.4 Réglages

Tableau 901: Paramètres de non-groupe VMMXU (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Nb de phases	1 = 1 sur 3 2 = 2 sur 3 3 = 3 sur 3			1 = 1 sur 3	Nombre de phases requises par la supervision de limite
V high high limit	0,00...4,00	xUn	1	1,40	Alarme haute, limite de tension
V high limit	0,00...4,00	xUn	1	1,20	Avertissement haut, limite de tension
V low limit	0,00...4,00	xUn	1	0,00	Avertissement bas, limite de tension
V low low limit	0,00...4,00	xUn	1	0,00	Alarme basse, limite de tension
Bande morte V	100...100000		1	10000	Valeur de configuration de la bande morte pour calcul intégral. (pourcentage de la différence entre les valeurs min et max en tant que 0,001 % s)

Tableau 902: Paramètres de non-groupe VMMXU (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Mode de mesure	1 = RMS 2 = DFT			2 = DFT	Sélectionne le mode de mesure utilisé

8.1.5.5 Données surveillées

Tableau 903: Données surveillées VMMXU

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
U12-kV	FLOAT32	0,00...4,00	xUn	Tension phase-phase mesurée, phase d'amplitude AB
U23-kV	FLOAT32	0,00...4,00	xUn	Tension phase-phase mesurée, phase d'amplitude BC
U31-kV	FLOAT32	0,00...4,00	xUn	Tension phase-phase mesurée, phase d'amplitude CA
Suite du tableau à la page suivante				

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
U_INST_AB	FLOAT32	0,00...4,00	xUn	Amplitude U12, magnitude de valeur instantanée
U_ANGL_AB	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Angle U12
U_DB_AB	FLOAT32	0,00...4,00	xUn	Amplitude U12, magnitude de valeur transmise
U_DMD_AB	FLOAT32	0,00...4,00	xUn	Valeur de demande de la tension U12
U_RANGE_AB	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Plage d'amplitude U12
U_INST_BC	FLOAT32	0,00...4,00	xUn	Amplitude U23, magnitude de valeur instantanée
U_ANGL_BC	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Angle U23
U_DB_BC	FLOAT32	0,00...4,00	xUn	Amplitude U23, magnitude de valeur transmise
U_DMD_BC	FLOAT32	0,00...4,00	xUn	Valeur de demande de la tension U23
U_RANGE_BC	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Plage d'amplitude U23
U_INST_CA	FLOAT32	0,00...4,00	xUn	Amplitude U31, magnitude de valeur instantanée
U_ANGL_CA	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Angle U31
U_DB_CA	FLOAT32	0,00...4,00	xUn	Amplitude U31, magnitude de valeur transmise
U_DMD_CA	FLOAT32	0,00...4,00	xUn	Valeur de demande de la tension U31
U_RANGE_CA	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Plage d'amplitude U31
U_INST_A	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Amplitude UL1, magnitude de valeur instantanée
U_ANGL_A	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Angle UL1
U_DMD_A	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Valeur de demande de la tension UL1
U_INST_B	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Amplitude UL2, magnitude de valeur instantanée
U_ANGL_B	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Angle UL2

Suite du tableau à la page suivante

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
U_DMD_B	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Valeur de demande de la tension UL2
U_INST_C	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Amplitude UL3, magnitude de valeur instantanée
U_ANGL_C	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Angle UL3
U_DMD_C	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Valeur de demande de la tension UL3

8.1.5.6 Données techniques

Tableau 904: VMMXU - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de mesure	Suivant la fréquence de la tension mesurée : f_n ±2 Hz Avec des tensions dans la plage 0.01…1.15 x U_n
	±0,5 % ou ±0,002 × U_n
Suppression des harmoniques	DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5,… RMS : Pas de suppression

8.1.5.7 Historique de révision technique

Tableau 905: Historique de révision technique VMMXU

Révision technique	Modifier
B	Ajout des valeurs d'angle de tension phase et phase-phase, et des valeurs de demande aux à la vue des données surveillées.
C	Amélioration interne.
D	Amélioration interne.

8.1.6 Mesure de tension en monophasé VAMMXU

8.1.6.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Mesure tension monophasée	VAMMXU	U_A	V_A

8.1.6.2 Bloc fonctionnel

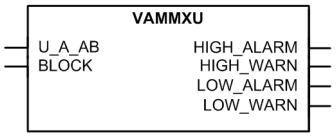


Figure 493: Symbole du bloc fonctionnel

8.1.6.3 Signaux

Tableau 906: Signaux d'entrée VAMMXU

Nom	Type	Par défaut	Description
U_A_AB	SIGNAL	0	Tension A phase-à-terre ou tension AB phase-à-phase
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloquer le signal pour toutes les sorties binaires

Tableau 907: Signaux de sortie VAMMXU

Nom	Type	Description
HIGH_ALARM	BOOLÉEN	Alarme haute
HIGH_WARN	BOOLÉEN	Avertissement haut
LOW_WARN	BOOLÉEN	Avertissement bas
LOW_ALARM	BOOLÉEN	Alarme basse

8.1.6.4 Paramètres

Tableau 908: Paramètres de non-groupe VAMMXU (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
V high high limit	0,00...4,00	xUn	1	1,40	Alarme haute, limite de tension
V high limit	0,00...4,00	xUn	1	1,20	Avertissement haut, limite de tension
V low limit	0,00...4,00	xUn	1	0,00	Avertissement bas, limite de tension
V low low limit	0,00...4,00	xUn	1	0,00	Alarme basse, limite de tension
Bande morte V	100...100000		1	10000	Valeur de configuration de la bande morte pour calcul intégral. (pourcentage de la différence entre les valeurs min et max en tant que 0,001 % s)

Tableau 909: Paramètres de non-groupe VAMMXU (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Mode de mesure	1 = RMS 2 = DFT			2 = DFT	Sélectionne le mode de mesure utilisé

8.1.6.5 Données surveillées

Tableau 910: Données surveillées VAMMXU

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
U12-kV	FLOAT32	0,00...4,00	xUn	Tension phase-phase mesurée, phase d'amplitude AB
UL1-kV	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Amplitude de tension phase-terre mesurée phase A
U_INST_AB	FLOAT32	0,00...4,00	xUn	Amplitude U12, magnitude de valeur instantanée
U_ANGL_AB	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Angle U12
U_DB_AB	FLOAT32	0,00...4,00	xUn	Amplitude U12, magnitude de valeur transmise
U_DMD_AB	FLOAT32	0,00...4,00	xUn	Valeur de demande de la tension U12
U_RANGE_AB	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Plage d'amplitude U12
U_INST_A	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Amplitude UL1, magnitude de valeur instantanée
U_ANGL_A	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Angle UL1
U_DB_A	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Amplitude UL1, magnitude de valeur transmise
U_DMD_A	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Valeur de demande de la tension UL1
U_RANGE_A	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Plage d'amplitude UL1

8.1.6.6 Données techniques

Tableau 911: VAMMXU - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de fonctionnement	En fonction de la fréquence de la tension mesurée : f_n ±2 Hz Avec des tensions dans la plage 0,01…1,15 x U_n
	±0,5 % ou ±0,002 x U_n
Suppression des harmoniques	DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5,… RMS : Pas de suppression

8.1.7 Mesure du courant résiduel RESCMMXU

8.1.7.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Mesure courant résiduel	RESCMMXU	Io	Au cours de l'

8.1.7.2 Bloc fonctionnel

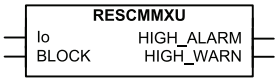


Figure 494: Bloc fonctionnel

8.1.7.3 Signaux

Tableau 912: Signaux d'entrée RESCMMXU

Nom	Type	Par défaut	Description
Io	SIGNAL	0	Courant résiduel
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloquer le signal pour toutes les sorties binaires

Tableau 913: Signaux de sortie RESCMMXU

Nom	Type	Description
HIGH_ALARM	BOOLÉEN	Alarme haute
HIGH_WARN	BOOLÉEN	Avertissement haut

8.1.7.4 Paramètres

Tableau 914: Paramètres de non-groupe RESCMMXU (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
A Hi high limit res	0,00 à 40,00	xIn	1	0,20	Alarme haute, limite de courant
A high limit res	0,00 à 40,00	xIn	1	0,05	Avertissement haut, limite de courant
A deadband res	100...100000		1	2500	Valeur de configuration de la bande morte pour calcul intégral. (pourcentage de la différence entre les valeurs min et max en tant que 0,001 % s)

Tableau 915: Paramètres de non-groupe RESCMMXU (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Mode de mesure	1 = RMS 2 = DFT			2 = DFT	Sélectionne le mode de mesure utilisé

8.1.7.5 Données surveillées

Tableau 916: Données surveillées RESCMMXU

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
Io-A	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Courant résiduel mesuré
I_INST_RES	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Amplitude de courant résiduel, amplitude de valeur instantanée
I_ANGL_RES	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Angle de courant résiduel
I_DB_RES	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Amplitude de courant résiduel, amplitude de valeur transmise
I_DMD_RES	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Valeur de demande de courant résiduel
I_RANGE_RES	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Plage d'amplitude de courant résiduel
Max demand Io	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Demande maximale pour le courant résiduel
Min demand Io	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Demande minimale pour le courant résiduel
Time max demand Io	Horodatage			Durée de demande maximale, courant résiduel
Time min demand Io	Horodatage			Durée de demande minimale, courant résiduel

8.1.7.6 Données techniques

Tableau 917: RESCMMXU Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de mesure	A la fréquence f = f_n
	±0,5 % ou ±0,002 × I_n (avec des courants de l'ordre de 0,01...4,00 × I_n)
Suppression des harmoniques	DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5,… RMS : Pas de suppression

8.1.7.7 Historique de révision technique

Tableau 918: Historique de révision technique RESCMMXU

Révision technique	Modification
B	-
C	Ajout de l'angle de courant résiduel et de la valeur de demande à la vue des données surveillées. Ajout des données enregistrées pour les valeurs maximales et minimales avec horodatages.
D	Correction de la plage de valeur maximale de demande Io de données surveillées Min (RESCMSTA2.MinAmps.maxVal.f) à 40.00.
E	Amélioration interne

8.1.8 Mesure de la tension résiduelle RESVMMXU

8.1.8.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Mesure de la tension résiduelle	RESVMMXU	Uo	Vn

8.1.8.2 Bloc fonctionnel

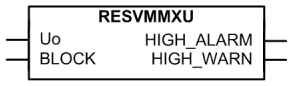


Figure 495: Bloc fonctionnel

8.1.8.3 Signaux

Tableau 919: Signaux d'entrée RESVMMXU

Nom	Type	Par défaut	Description
Uo	SIGNAL	0	Tension résiduelle
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloquer le signal pour toutes les sorties binaires

Tableau 920: Signaux de sortie RESVMMXU

Nom	Type	Description
HIGH_ALARM	BOOLÉEN	Alarme haute
HIGH_WARN	BOOLÉEN	Avertissement haut

8.1.8.4 Paramètres

Tableau 921: Paramètres de non-groupe RESVMMXU (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
V Hi high limit res	0,00 à 4,00	xUn	1	0,20	Alarme haute, limite de tension
V high limit res	0,00 à 4,00	xUn	1	0,05	Avertissement haut, limite de tension
V deadband res	100...100000		1	10000	Valeur de configuration de la bande morte pour calcul intégral. (pourcentage de la différence entre les valeurs min et max en tant que 0,001 % s)

Tableau 922: Paramètres de non-groupe RESVMMXU (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Mode de mesure	1 = RMS 2 = DFT			2 = DFT	Sélectionne le mode de mesure utilisé

8.1.8.5 Données surveillées

Tableau 923: Données surveillées RESVMMXU

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
Uo-kV	FLOAT32	0,00 à 4,00	xUn	Tension résiduelle mesurée
U_INST_RES	FLOAT32	0,00 à 4,00	xUn	Amplitude de tension résiduelle, amplitude de valeur instantanée
U_ANGL_RES	FLOAT32	-180,00 à 180,00	°	Angle de tension résiduelle
Suite du tableau à la page suivante				

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
U_DB_RES	FLOAT32	0,00 à 4,00	xUn	Amplitude de tension résiduelle, amplitude de valeur transmise
U_DMD_RES	FLOAT32	0,00 à 4,00	xUn	Valeur de demande de tension résiduelle
U_RANGE_RES	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Plage d'amplitude de tension résiduelle

8.1.8.6 Données techniques

Tableau 924: RESVMMXU - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de mesure	En fonction de la fréquence de tension mesurée : f/f_n = ±2 Hz
	±0.5 % ou ±0.002 × U_n
Suppression des harmoniques	DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5,… RMS : Pas de suppression

8.1.8.7 Historique de révision technique

Tableau 925: Historique de révision technique RESVMMXU

Révision technique	Modifier
B	-
C	Ajout de l'angle de tension résiduelle et de la valeur de demande à la vue des données surveillées
D	Amélioration interne
E	Amélioration interne

8.1.9 Mesure de la fréquence FMMXU

8.1.9.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Mesure de la fréquence	FMMXU	f	f

8.1.9.2 Bloc fonctionnel

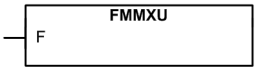


Figure 496: Bloc fonctionnel

8.1.9.3 Fonctionnalité

La plage de mesure de fréquence est 35...75 Hz. Les fréquences estimées en dehors de la plage de mesure sont considérées hors plage et les valeurs minimale et maximale sont alors indiquées.

Lorsque les fréquences ne peuvent pas être mesurées, par exemple, en raison d'une trop faible amplitude de tension, la valeur par défaut pour la mesure de fréquence peut être sélectionnée avec le paramètre *Def frequency Sel*. En mode « Nominal », la fréquence est définie sur 50 Hz (ou 60 Hz) et en mode « Nul », la fréquence est définie sur zéro et indiquée entre parenthèses.

8.1.9.4 Signaux

Tableau 926: Signaux d'entrée FMMXU

Nom	Type	Par défaut	Description
F	SIGNAL	-	Fréquence système mesurée

8.1.9.5 Paramètres

Tableau 927: Paramètres de non-groupe FMMXU (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
F high high limit	35,00...75,00	Hz	1	60,00	Alarme haute, limite de fréquence
F high limit	35,00...75,00	Hz	1	55,00	Avertissement haut, limite de fréquence
F low limit	35,00...75,00	Hz	1	45,00	Avertissement bas, limite de fréquence
F low low limit	35,00...75,00	Hz	1	40,00	Alarme basse, limite de fréquence
F deadband	100...100000		1	1000	Valeur de configuration de la bande morte pour calcul intégral (pourcentage de la différence entre les valeurs min et max en tant que 0,001 % s)

Tableau 928: Paramètres de non-groupe FMMXU (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Def frequency Sel	1=Nominal 2 = Nul			1=Nominal	Sélection de la fréquence par défaut

8.1.9.6 Données surveillées

Tableau 929: Données surveillées FMMXU

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
f-Hz	FLOAT32	35,00 à 75,00	Hz	Fréquence mesurée
F_INST	FLOAT32	35,00 à 75,00	Hz	Fréquence, valeur instantanée
F_DB	FLOAT32	35,00 à 75,00	Hz	Fréquence, valeur transmise
F_RANGE	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Plage de fréquence mesurée

8.1.9.7 Données techniques

Tableau 930: Données techniques FMMXU

Caractéristique	Valeur
Précision de mesure	±10 mHz (dans la plage de mesure 35 - 75 Hz)

8.1.9.8 Historique de révision technique

Tableau 931: Historique de révision technique FMMXU

Révision technique	Modification
B	Ajout du nouveau paramètre *Def frequency Sel*. Réduction de la plage de mesure de fréquence de 35 Hz à 10 Hz.

8.1.10 Mesure des composantes de courant CSMSQI

8.1.10.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Mesure courant de séquence	CSMSQI	I1, I2, I0	I1, I2, I0

8.1.10.2 Bloc fonctionnel

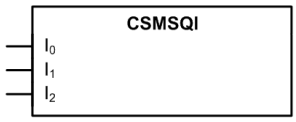


Figure 497: Bloc fonctionnel

8.1.10.3 Signaux

Tableau 932: Signaux d'entrée CSMSQI

Nom	Type	Par défaut	Description
I_0	SIGNAL	0	Courant homopolaire
I_1	SIGNAL	0	Courant direct
I_2	SIGNAL	0	Courant inverse

8.1.10.4 Paramètres

Tableau 933: Paramètres de non-groupe CSMSQI (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Opération	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Ps Seq A Hi high Lim	0,00...40,00	xIn	1	1,40	Alarme haute, limite de courant pour courant direct
Ps Seq A high limit	0,00...40,00	xIn	1	1,20	Avertissement haut, limite de courant pour courant direct
Ps Seq A low limit	0,00...40,00	xIn	1	0,00	Avertissement bas, limite de courant pour courant direct
Ps Seq A low low Lim	0,00...40,00	xIn	1	0,00	Alarme basse, limite de courant pour courant direct
Ps Seq A deadband	100...100000		1	2500	Valeur de configuration de la bande morte pour courant direct à des fins de calcul intégral (pourcentage de la différence entre les valeurs min et max en tant que 0,001 % s)
Ng Seq A Hi high Lim	0,00...40,00	xIn	1	0,20	Alarme haute, limite de courant pour courant inverse
Ng Seq A High limit	0,00...40,00	xIn	1	0,05	Avertissement haut, limite de courant pour courant inverse
Ng Seq A low limit	0,00...40,00	xIn	1	0,00	Avertissement bas, limite de courant pour courant inverse
Ng Seq A low low Lim	0,00...40,00	xIn	1	0,00	Alarme basse, limite de courant pour courant inverse
Suite du tableau à la page suivante					

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Ng Seq A deadband	100...100000		1	2500	Valeur de configuration de la bande morte pour courant inverse à des fins de calcul intégral (pourcentage de la différence entre les valeurs min et max en tant que 0,001 % s)
Zro A Hi high Lim	0,00...40,00	xIn	1	0,20	Alarme haute, limite de courant pour courant homopolaire
Zro A High limit	0,00...40,00	xIn	1	0,05	Avertissement haut, limite de courant pour courant homopolaire
Zro A low limit	0,00...40,00	xIn	1	0,00	Avertissement bas, limite de courant pour courant homopolaire
Zro A low low Lim	0,00...40,00	xIn	1	0,00	Alarme basse, limite de courant pour courant homopolaire
Zro A deadband	100...100000		1	2500	Valeur de configuration de la bande morte pour courant homopolaire à des fins de calcul intégral (pourcentage de la différence entre les valeurs min et max en tant que 0,001 % s)

8.1.10.5 Données surveillées

Tableau 934: Données surveillées CSMSQI

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
NgSeq-A	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Courant inverse mesuré
PsSeq-A	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Courant direct mesuré
ZroSeq-A	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Courant homopolaire mesuré
I2_INST	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Amplitude de courant inverse, valeur instantanée
I2_ANGL	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Angle de courant inverse
I2_DB	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Amplitude de courant inverse, valeur transmise
I2_RANGE	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Plage d'amplitude de courant inverse
I1_INST	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Amplitude de courant direct, valeur instantanée
I1_ANGL	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Angle de courant direct
I1_DB	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Amplitude de courant direct, valeur transmise
I1_RANGE	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Plage d'amplitude de courant direct

Suite du tableau à la page suivante

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
I0_INST	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Amplitude de courant homopolaire, valeur instantanée
I0_ANGL	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Angle de courant homopolaire
I0_DB	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Amplitude de courant homopolaire, valeur transmise
I0_RANGE	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Plage d'amplitude de courant homopolaire

8.1.10.6 Données techniques

Tableau 935: CSMSQI Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de mesure	Suivant la fréquence du courant mesuré : $f/f_n = \pm 2$ Hz
	±1.0% ou $\pm 0.002 \times I_n$ (avec des courants de l'ordre de $0.01...4.00 \times I_n$
Suppression des harmoniques	DFT : -50 dB à $f = n \times f_n$, où n = 2, 3, 4, 5,…

8.1.10.7 Historique de révision technique

Tableau 936: Historique de révision technique CSMSQI

Révision technique	Modifier
A	-
B	Ajout des valeurs d'angle de courant séquencé à la vue des données surveillées.
C	Amélioration interne.

8.1.11 Mesure des composantes de tension VSMSQI

8.1.11.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Mesure composante tension	VSMSQI	U1, U2, U0	V1, V2, V0

8.1.11.2 Bloc fonctionnel

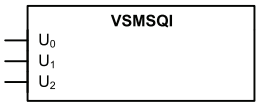


Figure 498: Bloc fonctionnel

8.1.11.3 Signaux

Tableau 937: Signaux d'entrée VSMSQI

Nom	Type	Par défaut	Description
U_0	SIGNAL	0	Tension homopolaire
U_1	SIGNAL	0	Tension de phase directe
U_2	SIGNAL	0	Tension de phase inverse

8.1.11.4 Paramètres

Tableau 938: Paramètres de non-groupe VSMSQI (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Opération	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Ps Seq V Hi high Lim	0,00...4,00	xUn	1	1,40	Alarme haute, limite de tension pour tension directe
Ps Seq V high limit	0,00...4,00	xUn	1	1,20	Avertissement haut, limite de tension pour tension directe
Ps Seq V low limit	0,00...4,00	xUn	1	0,00	Avertissement bas, limite de tension pour tension directe
Ps Seq V low low Lim	0,00...4,00	xUn	1	0,00	Alarme basse, limite de tension pour tension directe
Ps Seq V deadband	100...100000		1	10000	Valeur de configuration de la bande morte pour tension directe à des fins de calcul intégral (pourcentage de la différence entre les valeurs min et max en tant que 0,001 % s)
Ng Seq V Hi high Lim	0,00...4,00	xUn	1	0,20	Alarme haute, limite de tension pour tension inverse
Ng Seq V High limit	0,00...4,00	xUn	1	0,05	Avertissement haut, limite de tension pour tension inverse
Ng Seq V low limit	0,00...4,00	xUn	1	0,00	Avertissement bas, limite de tension pour tension inverse
Ng Seq V low low Lim	0,00...4,00	xUn	1	0,00	Alarme basse, limite de tension pour tension inverse

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Ng Seq V deadband	100...100000		1	10000	Valeur de configuration de la bande morte pour tension inverse à des fins de calcul intégral. (pourcentage de la différence entre les valeurs min et max en tant que 0,001 % s)
Zro V Hi high Lim	0,00...4,00	xUn	1	0,20	Alarme haute, limite de tension pour tension homopolaire
Zro V High limit	0,00...4,00	xUn	1	0,05	Avertissement haut, limite de tension pour tension homopolaire
Zro V low limit	0,00...4,00	xUn	1	0,00	Avertissement bas, limite de tension pour tension homopolaire
Zro V low low Lim	0,00...4,00	xUn	1	0,00	Alarme basse, limite de tension pour tension homopolaire
Zro V deadband	100...100000		1	10000	Valeur de configuration de la bande morte pour tension homopolaire à des fins de calcul intégral. (pourcentage de la différence entre les valeurs min et max en tant que 0,001 % s)

8.1.11.5 Données surveillées

Tableau 939: Données surveillées VSMSQI

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
NgSeq-kV	FLOAT32	0,00...4,00	xUn	Tension inverse mesurée
PsSeq-kV	FLOAT32	0,00...4,00	xUn	Tension directe mesurée
ZroSeq-kV	FLOAT32	0,00...4,00	xUn	Tension homopolaire mesurée
U2_INST	FLOAT32	0,00...4,00	xUn	Amplitude de tension inverse, valeur instantanée
U2_ANGL	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Angle de tension inverse
U2_DB	FLOAT32	0,00...4,00	xUn	Amplitude de tension inverse, valeur transmise
U2_RANGE	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Plage d'amplitude de tension inverse
U1_INST	FLOAT32	0,00...4,00	xUn	Amplitude de tension directe, valeur instantanée
U1_ANGL	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Angle de tension directe
U1_DB	FLOAT32	0,00...4,00	xUn	Amplitude de tension directe, valeur transmise
U1_RANGE	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Plage d'amplitude de tension directe

Suite du tableau à la page suivante

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
U0_INST	FLOAT32	0,00...4,00	xUn	Amplitude de tension homopolaire, valeur instantanée
U0_ANGL	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Angle de tension homopolaire
U0_DB	FLOAT32	0,00...4,00	xUn	Amplitude de tension homopolaire, valeur transmise
U0_RANGE	Enum	0 = Normal 1 = haut 2 = bas 3 = haut-haut 4 = bas-bas		Plage d'amplitude de tension homopolaire

8.1.11.6 Données techniques

Tableau 940: Mesure de la tension directe/inverse/homopolaire (VSMSQI)VSMSQI - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de mesure	Suivant la fréquence de la tension mesurée : f_n ±2 Hz Avec des tensions dans la plage 0.01…1.15 x U_n
	±1.0% ou ±0.002 × U_n
Suppression des harmoniques	DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5,…

8.1.12 Mesure triphasée d'énergie et de puissance PEMMXU

8.1.12.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Mesure énergie et puissance triphasée	PEMMXU	P, E	P, E

8.1.12.2 Bloc fonctionnel

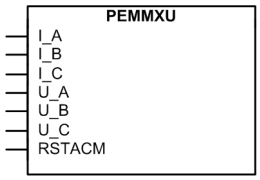


Figure 499: Bloc fonctionnel

8.1.12.3 Signaux

Tableau 941: Signaux d'entrée PEMMXU

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
U_A	SIGNAL	0	Tension phase A
U_B	SIGNAL	0	Tension phase B
U_C	SIGNAL	0	Tension phase C
RSTACM	BOOLÉEN	0 = Faux	Réinitialisation des valeurs d'énergie cumulée relevées

8.1.12.4 Paramètres

Tableau 942: Paramètres de non-groupe PEMMXU (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Power unit Mult	3=Kilo 6=Méga			3=Kilo	Multiplicateur d'unité pour la présentation des valeurs de puissance
Energy unit Mult	3=Kilo 6=Méga			3=Kilo	Multiplicateur d'unité pour la présentation des valeurs d'énergie
Active power Dir	1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière			1 = Vers l'avant	Direction du flux de puissance actif : Avant, Arrière
Reactive power Dir	1 = Vers l'avant 2 = Vers l'arrière			1 = Vers l'avant	Direction du flux de puissance réactif : Avant, Arrière

Tableau 943: Paramètres de non-groupe PEMMXU (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Forward Wh Initial	0...999999999		1	0	Prédéfinir la valeur initiale pour l'énergie active avant
Reverse Wh Initial	0...999999999		1	0	Prédéfinir la valeur initiale pour l'énergie active inversée
Forward VArh Initial	0...999999999		1	0	Prédéfinir la valeur initiale pour l'énergie réactive directe
Reverse VArh Initial	0...999999999		1	0	Prédéfinir la valeur initiale pour l'énergie réactive inversée

8.1.12.5 Données surveillées

Tableau 944: Données surveillées PEMMXU

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
S-kVA	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kVA	Puissance totale apparente
P-kW	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kW	Puissance active totale
Q-kVAr	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kVAr	Puissance réactive totale
PF	FLOAT32	-1,00...1,00		Facteur de puissance moyenne
RSTACM	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Réinitialisation des valeurs d'énergie cumulée relevées
S_INST	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kVA	Puissance apparente, amplitude de valeur instantanée
S_DB	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kVA	Puissance apparente, amplitude de valeur transmise
S_DMD	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kVA	Valeur de demande de puissance apparente
P_INST	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kW	Puissance active, amplitude de valeur instantanée
P_DB	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kW	Puissance active, amplitude de valeur transmise
P_DMD	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kW	Valeur de demande de puissance active
Q_INST	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kVAr	Puissance réactive, amplitude de valeur instantanée
Q_DB	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kVAr	Puissance réactive, amplitude de valeur transmise
Q_DMD	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kVAr	Valeur de demande de puissance réactive
PF_INST	FLOAT32	-1,00...1,00		Facteur de puissance, amplitude de valeur instantanée
PF_DB	FLOAT32	-1,00...1,00		Facteur de puissance, amplitude de valeur transmise
PF_DMD	FLOAT32	-1,00...1,00		Valeur de demande de facteur de puissance
EA_RV_ACM	INT64	0...999999999	kWh	Valeur d'énergie active inverse accumulée
ER_RV_ACM	INT64	0...999999999	kVArh	Valeur d'énergie réactive inverse accumulée

Suite du tableau à la page suivante

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
EA_FWD_ACM	INT64	0...999999999	kWh	Valeur d'énergie active directe accumulée
ER_FWD_ACM	INT64	0...999999999	kVArh	Valeur d'énergie réactive directe accumulée
Max demand S	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kVA	Valeur de demande maximale de puissance apparente
Min demand S	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kVA	Valeur de demande minimale de puissance apparente
Max demand P	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kW	Valeur de demande maximale de puissance active
Min demand P	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kW	Valeur de demande minimale de puissance active
Max demand Q	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kVAr	Valeur de demande maximale de puissance réactive
Min demand Q	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kVAr	Valeur de demande minimale de puissance réactive
Time max dmd S	Horodatage			Durée de demande maximale
Time min dmd S	Horodatage			Durée de demande minimale
Time max dmd P	Horodatage			Durée de demande maximale
Time min dmd P	Horodatage			Durée de demande minimale
Time max dmd Q	Horodatage			Durée de demande maximale
Time min dmd Q	Horodatage			Durée de demande minimale

8.1.12.6 Données techniques

Tableau 945: PEMMXU - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de mesure	Pour les trois courants dans la plage 0.10…1.20 x I_n Pour les trois tensions dans la plage 0.50…1.15 x U_n A la fréquence f_n ±1 Hz
	±1.5 % pour la puissance apparente S ±1.5 % pour la puissance active P et l'énergie active[1)] ±1.5 % pour la puissance réactive Q et l'énergie réactive[2)] ±0.015 pour le facteur de puissance
Suppression des harmoniques	DFT : -50 dB à f = n × f_n, où n = 2, 3, 4, 5, etc.

1) |PF| >0.5 ce qui équivaut à |cosφ| >0.5
2) |PF| <0.86 ce qui équivaut à |sinφ| >0.5

8.1.12.7 Historique de révision technique

Tableau 946: Historique de révision technique PEMMXU

Révision technique	Modifier
B	Ajout des valeurs de demande aux Données surveillées. Ajout des données enregistrées aux valeurs maximales et minimales de demande avec horodatages.
C	Amélioration interne.
D	Amélioration interne.

8.2 Perturbographe RDRE

8.2.1 Fonctionnalité

The relay is provided with a disturbance recorder featuring up to 12 analog and 64 binary signal channels.Les canaux analogiques peuvent être paramétrés pour enregistrer la forme d’onde ou la tendance des courants et tensions mesurés.

Les entrées analogiques peuvent être paramétrées pour déclencher la fonction d'enregistrement lorsque la valeur mesurée est inférieure ou supérieure aux valeurs de consigne correspondantes. Les entrées TOR peuvent être paramétrées pour lancer un enregistrement sur front montant et/ou front descendant.

Par défaut, les canaux binaires sont paramétrés pour enregistrer des signaux de relais externes ou internes, comme les signaux de démarrage ou de déclenchement des seuils de relais, ou les signaux de commande ou de blocage externes. Pour déclencher l’enregistrement, il est possible de définir des signaux de relais binaires, tels que des

signaux de démarrage ou de déclenchement de protection, ou un signal de commande externe de relais via une entrée binaire. Les informations enregistrées sont stockées dans une mémoire non volatile et peuvent être chargées pour une analyse ultérieure des défauts.

8.2.1.1 Entrées analogiques enregistrées

L'utilisateur peut mapper tout type de signal analogique du relais de protection à chaque canal analogique du perturbographe en définissant le paramètre *Channel selection* (Sélection du canal) du canal analogique correspondant. En outre, l'utilisateur peut activer ou désactiver chaque canal analogique du perturbographe en définissant le paramètre *Operation* (Fonctionnement) du canal analogique correspondant sur « On » (Activé) ou « Off » (Désactivé).

Tous les canaux analogiques du perturbographe qui sont activés et ont un type de signal valide qui leur est associé sont inclus dans l'enregistrement.

8.2.1.2 Déclenchement des alternatives

L'enregistrement peut être déclenché par l'une ou plusieurs des alternatives suivantes :

- Déclenchement en fonction du changement d'état d'un ou de plusieurs canaux binaires du perturbographe. L'utilisateur peut régler le niveau de sensibilité avec le paramètre *Level trigger mode* du canal binaire correspondant.
- Déclenchement en cas de dépassement des limites des canaux analogiques du perturbographe (limites haute et basse)
- Déclenchement manuel via le paramètre *Trig recording* (IHML ou communication)
- Déclenchement périodique.

Quel que soit le type de déclenchement, chaque enregistrement génère les événements Enregistrement commencé et Enregistrement terminé. L'événement Enregistrement terminé indique que l'enregistrement a été enregistré dans la mémoire non volatile. En outre, chaque canal analogique et binaire du perturbographe possède son propre paramètre *Channel triggered*. Le paramètre de déclenchement manuel a le paramètre *Manual triggering* et le paramètre de déclenchement périodique a le paramètre *Periodic triggering* .

Déclenchement par canaux binaires

Les signaux d'entrée pour les canaux binaires du perturbographe peuvent être formés à partir de n'importe quel signal numérique pouvant être associé dynamiquement. La modification de l'état d'un signal surveillé déclenche le perturbographe en fonction de la configuration et des réglages. Le déclenchement sur le front montant d'un signal d'entrée numérique signifie que la séquence d'enregistrement commence lorsque le signal d'entrée est activé. De même, le déclenchement sur le front descendant signifie que la séquence d'enregistrement démarre lorsque le signal d'entrée actif est réinitialisé. Il est également possible de déclencher à partir des deux extrémités. De

plus, si vous le souhaitez, le signal surveillé peut être non déclencheur. Le paramètre du déclenchement peut être défini individuellement pour chaque canal binaire du perturbographe avec le paramètre *Level trigger mode* du canal binaire correspondant.

Déclenchement par canaux analogiques

Le niveau de déclenchement peut être défini pour le déclenchement dans une situation de dépassement de limite. L'utilisateur peut définir les valeurs limites avec les paramètres *High trigger level* et *Low trigger level* du canal analogique correspondant. Le déclenchement de violation de niveau haut et de niveau bas peut être actif simultanément pour le même canal analogique. Si la durée de la condition de dépassement de limite dépasse le temps de filtrage d'environ 50 ms, le perturbographe se déclenche. En cas de dépassement de la limite de niveau bas, si la valeur mesurée passe en dessous d'environ 0,05 pendant le temps de filtrage, la situation est considérée comme un fonctionnement à disjoncteur et par conséquent, l'enregistreur ne se déclenche pas. Ceci est particulièrement utile dans les situations à minimum de tension. Le temps de filtrage d'environ 50 ms est commun à tous les déclenchements des canaux analogiques du perturbographe. La valeur utilisée pour le déclenchement est la valeur crête à crête calculée. Il est possible de désactiver le déclenchement des canaux analogiques haut ou bas en mettant à zéro le paramètre correspondant du niveau de déclenchement.

Déclenchement manuel

Le perturbographe peut être déclenché manuellement via l'IHM ou via la communication en réglant le paramètre *Trig recording* sur TRUE.

Déclenchement périodique

Le déclenchement périodique signifie que le perturbographe effectue automatiquement un enregistrement à certains intervalles de temps. L'utilisateur peut régler l'intervalle avec le paramètre *Periodic trig time* . Si la valeur du paramètre est modifiée, le nouveau réglage prend effet lors du déclenchement périodique suivant. Le réglage du paramètre sur zéro désactive l'alternative de déclenchement et le réglage devient immédiatement valable. Si un nouveau réglage non nul doit être valable immédiatement, l'utilisateur doit d'abord régler le paramètre *Periodic trig time* sur zéro, puis sur la nouvelle valeur. L'utilisateur peut surveiller le temps restant jusqu'au prochain déclenchement avec le paramètre `Time to trigger` des données surveillées qui compte à rebours.

8.2.1.3 Longueur des enregistrements

L'utilisateur peut définir la longueur d'un enregistrement avec le paramètre *Record length* (Longueur d'enregistrement). La longueur est indiquée sous la forme du nombre de cycles fondamentaux.

Selon la mémoire disponible et le nombre de canaux analogiques utilisés, le perturbographe calcule automatiquement le volume d'enregistrements restant pouvant être stocké dans la mémoire d'enregistrement disponible. L'utilisateur peut voir cette information avec les données surveillées `Rem. amount of rec`. La

taille de mémoire fixe allouée au perturbographe peut tenir dans deux enregistrements de dix secondes de long. Les enregistrements contiennent des données de tous les canaux analogiques et binaires du perturbographe, à la vitesse d'échantillonnage de 32 échantillons par cycle fondamental.

L'utilisateur peut voir le nombre d'enregistrements actuellement en mémoire avec les données surveillées `Number of recordings`. L'espace mémoire actuellement utilisé est indiqué par les données surveillées `Rec. memory used`. Il est affiché sous la forme d'un pourcentage.



Le nombre maximal d'enregistrements est 100.

8.2.1.4 Fréquences d'échantillonnage

La fréquence d'échantillonnage des canaux analogiques du perturbographe dépend de la fréquence nominale définie. Un cycle fondamental contient toujours le volume d'échantillons défini avec le paramètre *Storage rate* (Nb échant). Étant donné que les états des canaux binaires sont échantillonnés une fois par exécution de tâche du perturbographe, la fréquence d'échantillonnage des canaux binaires est de 400 Hz à la fréquence nominale de 50 Hz et de 480 Hz à la fréquence nominale de 60 Hz.

Tableau 947: Fréquences d'échantillonnage des canaux analogiques du perturbographe

Taux de stockage (nbre d'échantillons par cycle fondamental)	Longueur d'enregistrement	Fréquence d'échantillonnage des canaux analogiques, à la fréquence nominale de 50 Hz	Fréquence d'échantillonnage des canaux binaires, à la fréquence nominale de 50 Hz	Fréquence d'échantillonnage des canaux analogiques, à la fréquence nominale de 60 Hz	Fréquence d'échantillonnage des canaux binaires, à la fréquence nominale de 60 Hz
32	1* Longueur d'enregistrement	1600 Hz	400 Hz	1920 Hz	480 Hz
16	2* Longueur d'enregistrement	800 Hz	400 Hz	960 Hz	480 Hz
8	4* Longueur d'enregistrement	400 Hz	400 Hz	480 Hz	480 Hz

8.2.1.5 Chargement des enregistrements

Le relais de protection stocke les fichiers COMTRADE dans le dossier `C:\COMTRADE\`. Les fichiers peuvent être chargés avec PCM600 ou tout logiciel informatique approprié pouvant accéder au dossier `C:\COMTRADE\`.

Un enregistrement de perturbation complet se compose de deux types de fichiers COMTRADE : le fichier de configuration et le fichier de données. Le nom de fichier

est identique pour les deux types de fichiers. Le fichier de configuration porte l'extension .CFG, et le fichier de données l'extension .DAT.

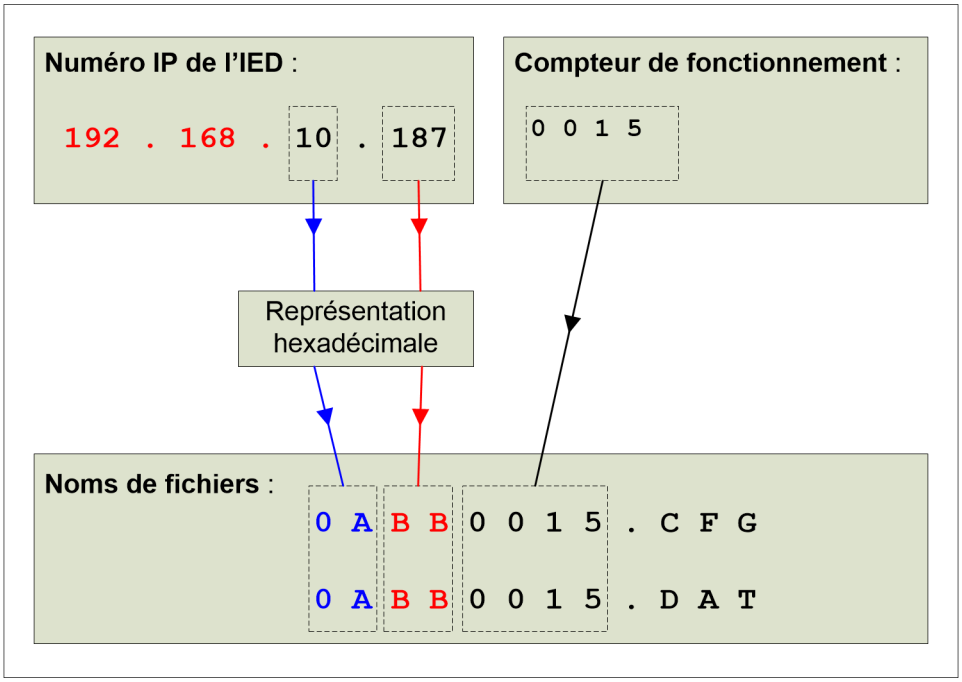


Figure 500: Nommage des fichiers du perturbographe

La convention de nommage de 8+3 caractères est utilisée pour nommer les fichiers COMTRADE. Le nom de fichier est composé des deux derniers octets du numéro IP du relais de protection et d'un compteur dont la plage s'étend de 1 à 9 999. Une représentation hexadécimale est utilisée pour les octets du numéro IP. L'extension de fichier appropriée est ajoutée à la fin du nom de fichier.

8.2.1.6 Suppression des enregistrements

Il existe plusieurs manières de supprimer les enregistrements de perturbations. Les enregistrements peuvent être supprimés individuellement ou tous en même temps.

Les enregistrements de perturbations peuvent être supprimés individuellement avec PCM600 ou tout logiciel informatique approprié pouvant accéder au dossier `C:\COMTRADE` du relais de protection. L'enregistrement de perturbation n'est pas supprimé de la mémoire du relais de protection tant que les deux fichiers COMTRADE correspondants, .CFG et .DAT, ne sont pas supprimés. L'utilisateur peut devoir supprimer les deux types de fichiers séparément, selon le logiciel utilisé.

La suppression simultanée de tous les enregistrements de perturbations s'effectue avec PCM600 ou tout logiciel informatique approprié, ou à partir de l'IHML via le menu **Clear/Disturbance records**. La suppression simultanée de tous les enregistrements de perturbations efface également l'enregistrement de pré-déclenchement en cours.

8.2.1.7 Mode de stockage

Le perturbographe peut capturer les données dans deux modes : forme d'onde et tendance. L'utilisateur peut définir le mode de stockage individuellement pour chaque source de déclenchement avec le paramètre *Storage mode* du canal analogique ou canal binaire correspondant, en choisissant *Stor. mode manual* pour le déclenchement manuel et *Stor. mode periodic* pour le déclenchement périodique.

En mode forme d'onde, les échantillons sont capturés conformément aux paramètres *Storage rate* (Nb échant) et *Pre-trg length* (Larg pré-trig).

En mode tendance, une valeur est enregistrée pour chaque canal analogique activé, une fois par cycle fondamental. Les valeurs enregistrées sont des valeurs efficaces, mises à l'échelle au niveau de crête. Les canaux binaires du perturbographe sont également enregistrés une fois par cycle fondamental en mode tendance.



Seules les données post-déclenchement sont capturées en mode tendance.

Le mode tendance permet des temps d'enregistrement de 32 * *Record length* (Longueur d'enregistrement).

8.2.1.8 Données pré-déclenchement et post-déclenchement

Les formes d'onde des canaux analogiques du perturbographe et les états des canaux binaires du perturbographe font l'objet d'un enregistrement en continu dans la mémoire historique du perturbographe. L'utilisateur peut régler le pourcentage de la durée des données précédant le déclenchement, à savoir la « durée pré-déclenchement », via le paramètre *Pre-trg length*. La durée des données suivant le déclenchement, à savoir la « durée pré-déclenchement », correspond à la différence entre la longueur d'enregistrement et la durée pré-déclenchement. Toute modification de la durée pré-déclenchement a pour effet de réinitialiser les données d'historique et l'enregistrement de courant en cours de collecte.

8.2.1.9 Modes de fonctionnement

Le perturbographe a deux modes de fonctionnement : saturation et écrasement. L'utilisateur peut changer le mode de fonctionnement du perturbographe avec le paramètre *Operation mode* (Mode de fonctionnement).

Mode de saturation

En mode de saturation, les enregistrements capturés ne peuvent pas être écrasés par de nouveaux enregistrements. La capture des données est arrêtée une fois la mémoire d'enregistrement pleine, à savoir lorsque le nombre maximal d'enregistrements est atteint. Dans ce cas, l'événement est signalé via le changement d'état (TRUE) du paramètre *Memory full* (Mémoire pleine). Lorsque de la mémoire est de nouveau

disponible, un autre événement est généré via le changement d'état (FALSE) du paramètre *Memory full*.

Mode d'écrasement

Lorsque le mode de fonctionnement est « Écrasement » et que la mémoire d'enregistrement est pleine, l'enregistrement le plus ancien est remplacé par les données de pré-déclenchement collectées pour l'enregistrement suivant. Chaque fois qu'un enregistrement est écrasé, un événement est généré via le changement d'état du paramètre *Overwrite of rec.* (Écrasement d'enregistrement). Le mode d'écrasement est recommandé s'il est plus important de disposer des enregistrements les plus récents dans la mémoire. Le mode de saturation est préféré lorsque les enregistrements les plus anciens sont plus importants.

Les nouveaux déclenchements sont bloqués en mode de saturation comme en mode d'écrasement jusqu'à l'achèvement de l'enregistrement précédent. En revanche, un nouveau déclenchement peut être accepté avant que tous les échantillons de pré-déclenchement ne soient collectés pour le nouvel enregistrement. Dans ce cas, l'enregistrement est raccourci du nombre d'échantillons de pré-déclenchement manquants.

8.2.1.10 Mode d'exclusion

Le mode d'exclusion est activé lorsque la valeur définie avec le paramètre *Exclusion time* (Temps d'exclusion) est supérieure à zéro. Pendant le mode d'exclusion, les nouveaux déclenchements sont ignorés si la raison du déclenchement est la même que celle de l'enregistrement précédent. Le paramètre *Exclusion time* contrôle la durée pendant laquelle l'exclusion des déclenchements de même type reste active après un déclenchement. Le mode d'exclusion s'applique uniquement aux déclenchements de canaux analogiques et binaires, pas aux déclenchements périodiques et manuels.

Lorsque la valeur définie avec le paramètre *Exclusion time* est zéro, le mode d'exclusion est désactivé et il n'y a pas de restrictions concernant les types de déclenchements des enregistrements suivants.

Le paramètre de temps d'exclusion est global pour toutes les entrées, mais il existe un compteur individuel pour chaque canal analogique et binaire du perturbographe, qui décompte le temps d'exclusion restant. L'utilisateur peut surveiller le temps d'exclusion restant avec le paramètre *Exclusion time rem* (uniquement visible via les communications, données CEI 61850 ExclTmRmn) du canal analogique ou binaire correspondant. Le paramètre *Exclusion time rem* compte à rebours.

8.2.2 Configuration

Le perturbographe peut être configuré avec le PCM600 ou tout outil prenant en charge la norme CEI 61850.

Le perturbographe peut être activé ou désactivé avec le paramètre *Operation* dans le menu **Configuration/Disturbance recorder/General**.

Un type de signal analogique du relais de protection peut être associé à chacun des canaux analogiques du perturbographe. La mise en correspondance se fait avec le paramètre *Channel selection* du canal analogique correspondant. Le nom du canal analogique est configurable par l'utilisateur. Il peut être modifié en saisissant le nouveau nom dans le paramètre *Channel id text* du canal analogique correspondant.

Tout signal numérique externe ou interne du relais de protection qui peut être associé dynamiquement peut être connecté aux canaux binaires du perturbographe. Ces signaux peuvent être, par exemple, les signaux de démarrage et de déclenchement des blocs fonctionnels de protection ou les entrées binaires externes du relais de protection.La connexion s'effectue par mise en correspondance dynamique sur le canal binaire du perturbographe en utilisant par exemple le SMT du PCM600. Il est également possible de connecter plusieurs signaux numériques à un canal binaire du perturbographe. Dans ce cas, les signaux peuvent être combinés avec des fonctions logiques, par exemple AND et OR. Le nom du canal binaire peut être configuré et modifié en saisissant le nouveau nom dans le paramètre *Channel id text* du canal binaire correspondant.

Notez que le paramètre *Channel id text* est utilisé dans les fichiers de configuration COMTRADE comme identificateur de canal.

L'enregistrement contient toujours tous les canaux binaires du perturbographe. Si l'un des canaux binaires est désactivé, l'état enregistré du canal est continuellement FALSE et les changements d'état du canal correspondant ne sont pas enregistrés. Le nom du canal correspondant pour les canaux binaires désactivés dans le fichier de configuration COMTRADE est Unused BI.

Pour activer ou désactiver un canal analogique ou binaire du perturbographe, le paramètre *Operation* du canal analogique ou binaire correspondant est réglé sur « on » ou « off ».

Les états de déclenchement manuel et de déclenchement périodique ne sont pas inclus dans l'enregistrement, mais ils créent un changement d'état des paramètres *Periodic triggering* et *Manual triggering*, qui à leur tour créent des événements.

La sortie `TRIGGERED` sert à contrôler les LED d'indication du relais de protection. La sortie `TRIGGERED` est TRUE en raison du déclenchement du perturbographe, jusqu'à ce que toutes les données de l'enregistrement correspondant aient été enregistrées.



Le numéro IP du relais de protection et le contenu du paramètre *Bay name* sont tous deux inclus dans le fichier de configuration COMTRADE à des fins d'identification.

8.2.3 Application

Le perturbographe est utilisé pour l'analyse post-défaut et pour vérifier le fonctionnement correct des relais de protection et des disjoncteurs. Il peut enregistrer

à la fois les informations de signaux analogiques et binaires. Les entrées analogiques sont enregistrées en tant que valeurs instantanées et converties en unités de valeurs de crête primaires lorsque le relais de protection convertit les enregistrements au format COMTRADE.

COMTRADE est le format standard général utilisé pour le stockage des enregistrements de perturbations.

Les canaux binaires sont échantillonnés une fois par exécution de tâche du perturbographe. L'intervalle d'exécution de tâche pour le perturbographe est le même que pour les fonctions de protection. Pendant la conversion COMTRADE, les valeurs d'état numérique sont répétées de sorte que les fréquences d'échantillonnage des canaux analogiques et binaires correspondent. Il s'agit d'une exigence de la norme COMTRADE.

Le perturbographe est conforme à la version 1999 de la norme COMTRADE et utilise le format de fichier de données binaire.

8.2.4 Réglages

Tableau 948: Paramètres généraux de non groupe RDRE

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = on 5 = off		1	1 = on	Enregistreur de perturbations on/off
Durée enreg	10...500	cycles fondamentaux	1	50	Taille de l'enregistrement dans les cycles fondamentaux
Durée pré-décl	0...100	%	1	50	Durée de l'enregistrement précédant le déclenchement
Mode de fonctionnement	1 = Saturation 2 = Écraser		1	1	Mode fonctionnement de l'enregistreur
Temps d'exclusion	0...1 000 000	ms	1	0	La durée pendant laquelle les déclenchements du même type sont ignorés

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Taux stockage	32, 16, 8	échantillons par cycle fondamental		32	Taux de stockage de l'enregistrement en forme d'onde
Temps de décl périodique	0...604 800	Hz	10	0	Durée entre les déclenchements périodiques
Mode d'échant. périodiques	0 = Forme d'onde 1 = Tendance / cycle		1	0	Mode de stockage pour le déclenchement périodique
Mode stock. manuel	0 = Forme d'onde 1 = Tendance / cycle		1	0	Mode de stockage pour le déclenchement manuel

Tableau 949: Paramètres de canal de non-groupe RDRE

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé		1	1 = activé	Le canal analogique est activé ou désactivé
Sélection du canal	0 = Désactivé 1 = Io 2 = IL1 3 = IL2 4 = IL3 5 = IoB 6 = IL1B 7 = IL2B 8 = IL3B 9 = Uo 10 = U1 11 = U2 12 = U3 14 = U1B 17 = Clo 18 = SI1[1)] 19 = SI2[1)] 20 = SU0 21 = SU1[1)] 22 = SU2[1)] 23 = CIoB 24 = SI1B[1)] 25 = SI2B[1)] 52 = U1C		0	0 = Désactivé	Sélection du signal à enregistrer par ce canal. Les valeurs applicables pour ce paramètre dépendent de la version du produit. Chaque version du produit inclut uniquement les valeurs applicables à cette version particulière.
Channel id text	0 à 64 caractères alphanumériques			Canal X analogique DR	Texte d'identification pour le canal analogique utilisé dans le format COMTRADE
High trigger level	0,00...60,00	pu	0,01	10,00	Niveau de déclenchement haut pour le canal analogique
Low trigger level	0,00...2,00	pu	0,01	0,00	Niveau de déclenchement bas pour le canal analogique
Mode de stockage	0 = Forme d'onde 1 = Tendance / cycle		1	0	Mode de stockage pour le canal analogique

1) Les valeurs enregistrables sont disponibles uniquement en mode Tendance. En mode Forme d'onde, les échantillons pour ce type de signal sont des zéros constants. Cependant, ces types de signaux peuvent être utilisés pour déclencher le perturbographe en cas de dépassement des limites du canal analogique correspondant.

Tableau 950: Paramètres de canal binaire de non groupe RDRE

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = on 5 = off		1	5 = off	Canal binaire activé ou désactivé
Mode niveau de déclenchement	1 = Positif ou en hausse 2 = Négatif ou en baisse 3 = Les deux 4 = Niveau de déclenchement off		1	1 = Hausse	Mode niveau de déclenchement pour le canal binaire
Mode de stockage	0 = Forme d'onde 1 = Tendance / cycle		1	0	Mode de stockage pour le canal binaire
Channel id text	0 à 64 caractères alphanumériques			DR canal binaire X	Texte d'identification pour le canal analogique utilisé dans le format COMTRADE

Tableau 951: Données de contrôle RDRE

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Seuil	Par défaut	Description
Déclenchement de l'enregistrement	0 = Annuler 1 = Décl				Déclenchement de l'enregistreur de perturbations
Effacement d'enregistrements	0 = Annuler 1 = Effacement				Effacer tous les enregistrements actuellement présents dans la mémoire

8.2.5 Données surveillées

Tableau 952: Données surveillées RDRE

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Number of recordings	0...100				Nombre d'enregistrements actuel dans la mémoire
Rem. amount of rec.	0...100				Volume d'enregistrements restant admissible dans la mémoire d'enregistrement disponible, lorsque les paramètres actuels sont utilisés
Rec. memory used	0...100	%			Mode de stockage pour le canal binaire
Time to trigger	0...604 800	Hz			Temps restant jusqu'au prochain déclenchement périodique

8.2.6 Historique de révision technique

Tableau 953: Historique de révision technique RDRE

Révision technique	Modification
B	ChNum remplacé par EChNum (RADR) Ajout de RADR9...12 (canaux analogiques 9...12) Ajout de RBDR33...64 (canaux binaires 33...64)
C	Ajout de nouveaux canaux au paramètre *Channel selection* (Sélection du canal) Mise à jour des noms de sélections pour *Trig Recording* (Déclencher enregistrement) et *Clear Recordings* (Effacer enregistrements)
D	Mise à jour des symboles dans le paramètre *Channel selection* (Sélection du canal)
E	Ajout de nouveaux canaux IL1C, IL2C et IL3C au paramètre *Channel selection* (Sélection du canal)
F	Amélioration interne
G	Amélioration interne

8.3 Indication de position du changeur de prise TPOSYLTC

8.3.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Indication de position du régleur	TPOSYLTC	TPOSM	84M

8.3.2 Bloc fonctionnel

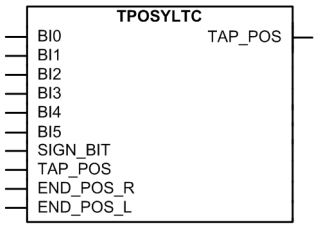


Figure 501: Bloc fonctionnel

8.3.3 Fonctionnalité

La fonction d'indication de position du changeur de prise TPOSYLTC est utilisée pour la supervision de position de prise du transformateur. Les entrées binaires peuvent être utilisées pour convertir une position de changeur de prise codée binaire en indication d'état de position de prise. La carte X130 (RTD), disponible en option, fournit les informations de capteur RTD à utiliser et les entrées analogiques polyvalentes activant la supervision de position de prise via mA.

Trois modes de conversion sélectionnables par l'utilisateur sont disponibles pour les entrées binaires 7 bits lorsque MSB est utilisé en tant que bit SIGN : entrée booléenne codée binaire naturelle vers sortie entier signée, entrée BCD décimale codée binaire vers sortie entier signée, et entrée codée GRAY binaire réfléchie vers sortie entier signée.

8.3.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondants sont « On » et « Off ». Lorsque la fonction est désactivée, les informations sur la qualité de la position de la prise sont modifiées en conséquence. Lorsque l'information sur la position de la prise n'est pas disponible, il est recommandé de désactiver cette fonction avec le paramètre *Operation*.

Le fonctionnement de la fonction TPOSYLTC peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

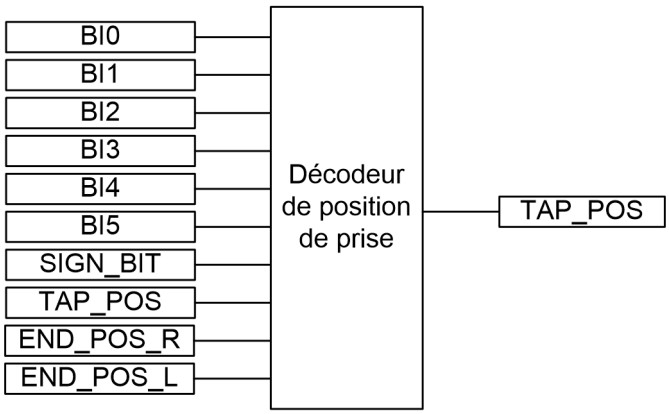


Figure 502: Schéma du module fonctionnel

Décodeur de position de prise

Lorsqu'il y a une connexion câblée au connecteur d'entrée `TAP_POS`, la position correspondante du changeur de prises est décodée à partir de l'entrée `mA` ou `RTD`. Lorsqu'il n'y a pas de connexion câblée au connecteur `TAP_POS`, les entrées binaires sont censées être utilisées pour les informations sur la position du changeur de prises. La valeur et la qualité de la position du changeur de prises sont partagées en interne avec d'autres fonctions. La valeur est disponible dans l'affichage des données surveillées ou en tant que signal de sortie `TAP_POS`.

La fonction dispose de trois modes de fonctionnement alternatifs sélectionnables par l'utilisateur : « NAT2INT », « BCD2INT » et « GRAY2INT ». Le mode de fonctionnement peut être sélectionné avec le paramètre *Operation mode*. Chaque mode de fonctionnement peut être utilisé pour convertir une entrée codée sur 6 bits maximum en une sortie de 8 bits signée par une valeur entière courte. Pour une entrée de moins de 6 bits, par exemple 19 positions avec 5 bits lorsque le codage BCD est utilisé, le reste des bits peut être réglé sur `FALSE` (0).

Le mode de fonctionnement « NAT2INT » est sélectionné lorsque le codage binaire naturel est utilisé pour indiquer la position du changeur de prises du transformateur. Le principe de base du codage binaire naturel est de calculer la somme des bits réglés sur la valeur `TRUE` (1). Le LSB a le facteur 1. Chaque bit suivant a le facteur précédent multiplié par 2. C'est ce qu'on appelle le codage double.

Le mode de fonctionnement « BCD2INT » est sélectionné lorsque le codage décimal à codage binaire est utilisé pour indiquer la position du changeur de prises du transformateur. Le principe de base du codage décimal à code binaire est de calculer la somme des bits réglés sur la valeur TRUE (1). Les quatre bits grignotés (BI3...BI0) ont un facteur typique du codage binaire naturel. La somme des valeurs ne doit pas être supérieure à 9. Si la somme des quatre bits est supérieure à 9, la validité de la sortie de la position de la prise est considérée comme mauvaise.

Le mode de fonctionnement« GRAY2INT » est sélectionné lorsque le codage binaire Gray est utilisé pour indiquer la position du changeur de prises du transformateur. Le principe de base du codage Gray est qu'un seul bit réel change de valeur avec des positions consécutives. Cette fonction est basée sur le code Gray binaire commun qui est utilisé avec certains changeurs de prises. Le changement du bit le plus proche du bit de droite donne un nouveau modèle.

Une entrée séparée supplémentaire, SIGN_BIT, peut être utilisée pour les valeurs négatives. Si les valeurs sont positives, l'entrée est définie sur FALSE (0). Si le SIGN_BIT est réglé sur la valeur TRUE (1), ce qui rend le nombre négatif, les bits restants sont identiques à ceux du nombre positif codé.

La validité de la position de la prise est définie comme bonne dans tous les cas valables. La qualité est définie comme mauvaise dans les combinaisons non valides des entrées binaires. Par exemple, lorsque le mode « BCD2INT » est sélectionné et que la combinaison binaire d'entrée est « 0001101 », la qualité est définie comme mauvaise. Pour les valeurs négatives, lorsque le SIGN_BIT est réglé sur la valeur TRUE (1) et que la combinaison binaire d'entrée est « 1011011 », la qualité définie comme mauvaise.

Si le changeur de prises dispose de contacts auxiliaires pour indiquer les positions extrêmes du changeur de prises, leur état peut être connecté aux entrées END_POS_R et END_POS_L. L'état de END_POS_R (augmentation de la position du bout ou position la plus haute autorisée atteinte par la prise) fait référence à la position extrême qui entraîne le plus grand nombre de robinets dans le changeur de prises. De même, l'état END_POS_L (position finale inférieure ou position la plus basse autorisée atteinte) fait référence à la position extrême qui se traduit par le nombre le plus bas de prises dans le changeur de prises. La sortie TAP_POS est dédiée au transfert de la position de prise validée pour les fonctions qui ont besoin d'informations sur la position des prises, par exemple OLATCC et TRxPTDF. Elle comprend à la fois les informations sur la position réelle et l'état des positions finales atteintes, en supposant que les entrées END_POS_R et END_POS_L sont connectées.

Tableau 954: Table de vérité des modes de décodage

Entrées							Sorties TAP_POS		
SIGN_BIT	BI5	BI4	BI3	BI2	BI1	BI0	NAT2INT	BCD2INT	GRAY2INT
...		...		...		...	...	...	...
1	0	0	0	0	1	1	-3	-3	-2
1	0	0	0	0	1	0	-2	-2	-3
1	0	0	0	0	0	1	-1	-1	-1
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
0	0	0	0	0	1	0	2	2	3
0	0	0	0	0	1	1	3	3	2
0	0	0	0	1	0	0	4	4	7

Suite du tableau à la page suivante

Entrées							Sorties TAP_POS		
0	0	0	0	1	0	1	5	5	6
0	0	0	0	1	1	0	6	6	4
0	0	0	0	1	1	1	7	7	5
0	0	0	1	0	0	0	8	8	15
0	0	0	1	0	0	1	9	9	14
0	0	0	1	0	1	0	10	9	12
0	0	0	1	0	1	1	11	9	13
0	0	0	1	1	0	0	12	9	8
0	0	0	1	1	0	1	13	9	9
0	0	0	1	1	1	0	14	9	11
0	0	0	1	1	1	1	15	9	10
0	0	1	0	0	0	0	16	10	31
0	0	1	0	0	0	1	17	11	30
0	0	1	0	0	1	0	18	12	28
0	0	1	0	0	1	1	19	13	29
0	0	1	0	1	0	0	20	14	24
0	0	1	0	1	0	1	21	15	25
0	0	1	0	1	1	0	22	16	27
0	0	1	0	1	1	1	23	17	26
0	0	1	1	0	0	0	24	18	16
0	0	1	1	0	0	1	25	19	17
0	0	1	1	0	1	0	26	19	19
0	0	1	1	0	1	1	27	19	18
0	0	1	1	1	0	0	28	19	23
0	0	1	1	1	0	1	29	19	22
0	0	1	1	1	1	0	30	19	20
0	0	1	1	1	1	1	31	19	21
0	1	0	0	0	0	0	32	20	63
0	1	0	0	0	0	1	33	21	62
0	1	0	0	0	1	0	34	22	60
0	1	0	0	0	1	1	35	23	61
0	1	0	0	1	0	0	36	24	56
...		...		...		...	...	...	...

8.3.5 Application

TPOSYLTC fournit des informations de position de prise pour d'autres fonctions, telles qu'une valeur entière signée pouvant être saisie pour l'entrée de position de prise.

Les informations de position du changeur de prises peuvent être codées de diverses manières pour de nombreuses applications, telles que les algorithmes de protection différentiels. Dans cette fonction, les entrées binaires dans le connecteur de borne de transformateur servent d'entrées à la fonction. Il est possible de sélectionner la méthode de codage en réglant le paramètre de mode. Les méthodes de codage disponibles sont les codages binaires BCD, Gray et naturel. Étant donné que le nombre d'entrées binaires est limité à sept, les fonctions de codage sont limitées à sept bits, y compris le bit de signal, et donc les six bits sont utilisés dans les fonctions de codage. Les limites de position pour les positions de prises dans le codage binaire BCD, Gray et naturel sont, respectivement, ±39, ±63 et ±63.

Dans cet exemple, l'indication de position du changeur de prises de transformateur est câblée comme signal mA depuis le transducteur de mesure correspondant. L'indication de position est connectée à l'entrée 1 (`AI_VAL1`) de la carte X130 (RTD). La plage de fonctionnement du changeur de prises, du nombre de tours minimum à maximum de la prise, et un signal mA correspondant pour la position de prise, sont réglés dans XRGGIO130. Étant donné que les valeurs des sorties XRGGIO130 sont des numéros à virgule flottante, la conversion de numéro à virgule flottante à numéro entier (T_F32_INT8) est nécessaire avant que l'information de position de prise puisse être envoyée à TPOSYLTC. S'il y a un raccordement câblé au connecteur `TAP_POS`, la position du changeur de prises valide est présentée dans la sortie `TAP_POS` connectée aux autres fonctions, telles que OLATCC1. S'il n'y a pas de raccordement câblé au connecteur `TAP_POS`, les entrées binaires doivent être utilisées pour l'information de position du changeur de prises.

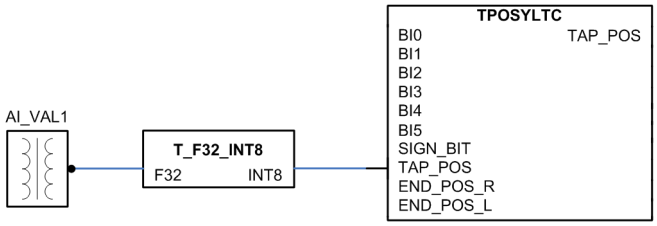


Figure 503: Exemple de configuration d'entrée RTD/analogique

8.3.6 Signaux

Tableau 955: Signaux d'entrée TPOSYLTC

Nom	Type	Par défaut	Description
BI0	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée binaire 1
BI1	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée binaire 2
BI2	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée binaire 3
BI3	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée binaire 4

Suite du tableau à la page suivante

Nom	Type	Par défaut	Description
BI4	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée binaire 5
BI5	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée binaire 6
SIGN_BIT	BOOLÉEN	0 = Faux	Bit de signal d'entrée binaire
END_POS_R	BOOLÉEN	0 = Faux	Élévation de la position finale ou position de prise la plus élevée autorisée atteinte
END_POS_L	BOOLÉEN	0 = Faux	Abaissement de la position finale ou position de prise la plus basse autorisée atteinte
TAP_POS	INT8	0	Indication de position de prise

Tableau 956: Signaux de sortie TPOSYLTC

Nom	Type	Description
TAP_POS	INT8	Indication de position de prise

8.3.7 Paramètres

Tableau 957: Paramètres de non-groupe TPOSYLTC (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Mode de fonctionnement	1 = NAT2INT 2 = BCD2INT 3 = GRAY2INT			2 = BCD2INT	Sélection du mode de fonctionnement

8.3.8 Données surveillées

Tableau 958: Données surveillées TPOSYLTC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
TAP_POS	INT8	-63 à 63		Indication de position de prise

8.3.9 Données techniques

Tableau 959: TPOSYLTC - Données techniques

Description	Valeur
Temps de réponse pour les entrées TOR	Généralement 100 ms

8.3.10 Historique de révision technique

Tableau 960: Historique de révision technique TPOSYLTC

Révision technique	Modifier
B	Ajout de la nouvelle entrée `TAP_POS`
C	Amélioration interne
D	Ajout des nouvelles entrées `END_TPOS_R` et `END_TPOS_L` Ajout de la nouvelle entrée `TAP_POS`

Section 9 Fonctions de contrôle-commande

9.1 Commande disjoncteur CBXCBR, commande sectionneur DCXSWI et commande commutateur de terre ESXSWI

9.1.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Contrôle disjoncteur	CBXCBR	I<->O CB	I<->O CB
Commande sectionneur	DCXSWI	I<->O DCC	I<->O DCC
Commande interrupteur terre	ESXSWI	I<->O ESC	I<->O ESC

9.1.2 Bloc fonctionnel

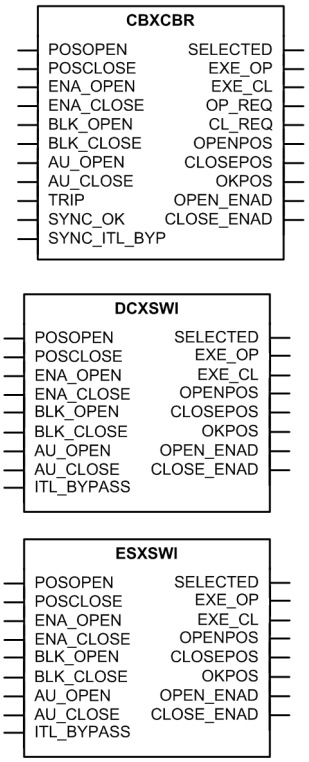


Figure 504: Bloc fonctionnel

9.1.3 Fonctionnalités

CBXCBR, DCXSWI et ESXSWI sont destinés à la commande de disjoncteurs, de sectionneurs et de sectionneurs de mise à la terre, ainsi qu'aux informations d'état. Ces fonctions exécutent des commandes et évaluent les conditions de blocage et les différentes conditions de surveillance du temps. Les fonctions réalisent une commande d'exécution uniquement si toutes les conditions indiquent qu'une opération de commutation est autorisée. Si des conditions erronées se produisent, les fonctions indiquent une valeur de cause appropriée. Les fonctions sont conçues selon la norme CEI 61850-7-4 avec les nœuds logiques CILO, CSWI et XSWI/XCBR.

Les fonctions de commande des disjoncteurs, sectionneurs et sectionneurs de mise à la terre disposent d'un compteur de manœuvres pour les cycles de fermeture et d'ouverture. La valeur du compteur peut être lue et écrite à distance depuis le lieu d'exploitation ou via l'IHML.

9.1.4 Principe de fonctionnement

Indication d'état et vérification de la validité

L'état des objets est défini par deux entrées numériques, POSOPEN et POSCLOSE, qui sont également disponibles sous la forme des sorties OPENPOS et CLOSEPOS, conjointement avec les informations OKPOS comme indiqué dans le tableau 961. L'élimination des perturbations antirebond et de courte durée dans une entrée s'effectue par filtrage. La durée de filtrage des entrées binaires peut être réglée de façon individuelle pour chaque entrée numérique utilisée par le bloc fonctionnel. La validité des entrées numériques indiquant l'état des objets est utilisée comme une information supplémentaire dans l'enregistrement des événements et des indications. Le signalement d'une position intermédiaire ou défectueuse de l'appareil se produit après le paramètre *Event delay*, à condition que le disjoncteur soit toujours en état de correspondance.

Tableau 961: Indication d'état

Transformateur		État	vue Output		
POSOPEN	POSCLOSE	POSITION (données surveillées)	OKPOS	OPENPOS	CLOSEPOS
1 = Vrai	0 = Faux	1 = Ouvert	1 = Vrai	1 = Vrai	0 = Faux
0 = Faux	1 = Vrai	2 = Enclenché	1 = Vrai	0 = Faux	1 = Vrai
1 = Vrai	1 = Vrai	3 = Défectueuse/ incorrecte (11)	0 = Faux	0 = Faux	0 = Faux
0 = Faux	0 = Faux	0 = Intermédiaire (00)	0 = Faux	0 = Faux	0 = Faux

Activation et blocage

Les blocs CBXCBR, DCXSWI et ESXSWI disposent d'une fonctionnalité d'activation et de blocage à des fins d'interverrouillage et de vérification de la synchronisation.

Contrôle disjoncteur CBXCBR

Normalement, l'enclenchement du disjoncteur est activé (c'est-à-dire que le signal CLOSE_ENAD est réglé sur la valeur TRUE) par activation des deux entrées ENA_CLOSE et SYNC_OK. De façon générale, l'entrée ENA_CLOSE provient de l'interverrouillage, et l'entrée SYNC_OK provient de la vérification de la synchronisation et de la mise sous tension. L'entrée SYNC_ITL_BYP peut être utilisée pour contourner cette vérification. L'entrée SYNC_ITL_BYP peut être utilisée pour activer le paramètre CLOSE_ENAD en abandonnant les états des entrées ENA_CLOSE et SYNC_OK. Cependant, l'entrée BLK_CLOSE bloquera toujours la sortie CLOSE_ENAD.

L'ouverture de la logique du disjoncteur (OPEN_ENAD) est identique à la logique d'enclenchement du disjoncteur, à la seule exception que l'entrée SYNC_OK est utilisée uniquement durant l'enclenchement. L'entrée SYNC_ITL_BYP est utilisée dans les deux logiques CLOSE_ENAD et OPEN_ENAD.

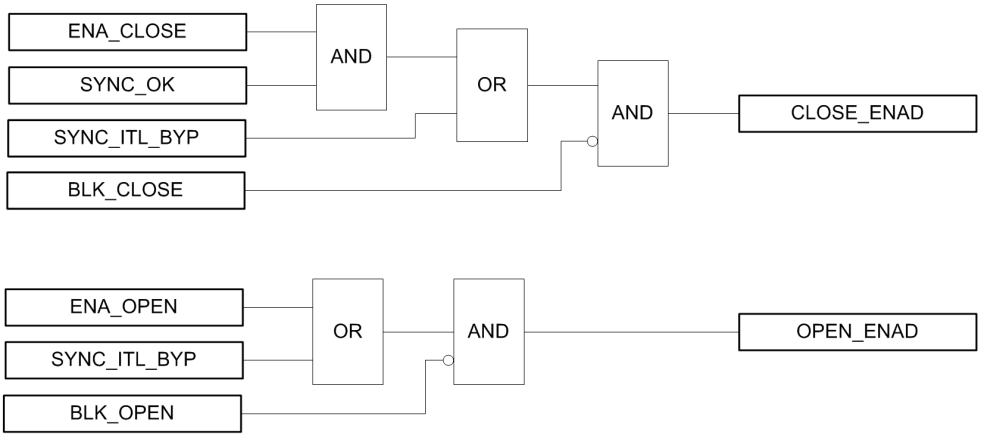


Figure 505: Logique d'activation et de blocage pour les signaux CLOSE_ENAD et OPEN_ENAD

Manœuvres d'ouverture et d'enclenchement

Les opérations d'ouverture et d'enclenchement sont disponibles via la communication, les entrées binaires ou les commandes de l'IHML. Les commandes de contrôle sont soumises à des conditions préalables : il existe des fonctionnalités d'activation et de blocage pour les commandes d'ouverture et d'enclenchement (signaux CLOSE_ENAD et OPEN_ENAD). Si la commande de contrôle est exécutée sur le blocage, ou si l'activation de la commande correspondante n'est pas valide, les blocs CBXCBR, DCXSWI et ESXSWI génèrent un message d'erreur.

Lorsque la commande d'enclenchement est émise depuis la communication, via l'IHML ou en activant l'entrée AU_CLOSE, elle ne s'exécute (sortie EXE_CL) que si le paramètre CLOSE_ENAD est réglé sur la valeur TRUE.

Si la fonction SECRSYN est utilisée en mode « Commande », la sortie CL_REQ peut être utilisée dans le bloc CBXCBR. Au début, l'entrée SYNC_OK est réglée sur la valeur FALSE. Une fois la commande d'enclenchement émise, elle active la sortie CL_REQ, qui doit alors être routée vers la fonction SECRSYN. La commande d'enclenchement est alors traitée uniquement une fois que l'entrée SYNC_OK aura été reçue depuis la fonction SECRSYN.

Si la fonction SECRSYN est utilisée en mode « Commande », le paramètre de CBXCBR *Operation timeout* doit être défini sur une durée supérieure au paramètre de SECRSYN *Maximum Syn time*.

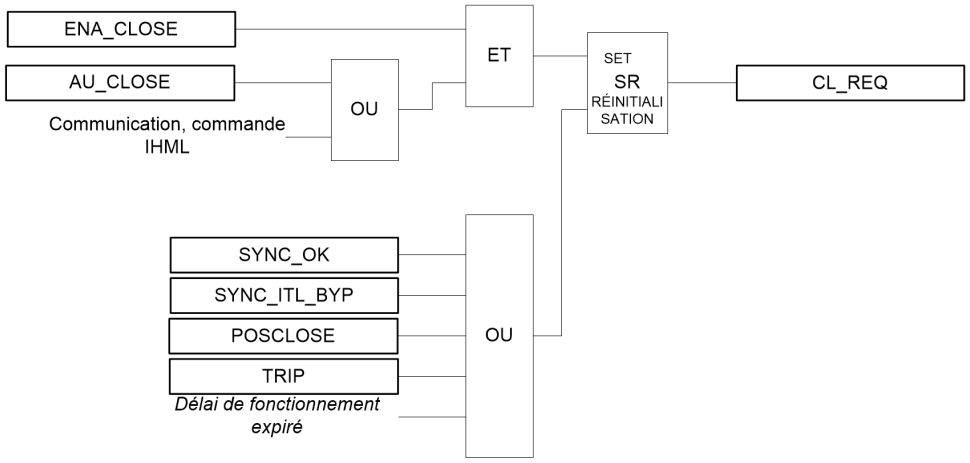


Figure 506: Condition d'activation de la requête d'enclenchement (CL_REQ) pour CBXCBR

Lorsque la commande d'ouverture est émise depuis la communication, via l'IHML ou en activant l'entrée AU_OPEN, elle n'est traitée que si le paramètre OPEN_ENAD est réglé sur la valeur TRUE. La sortie OP_REQ est également disponible.

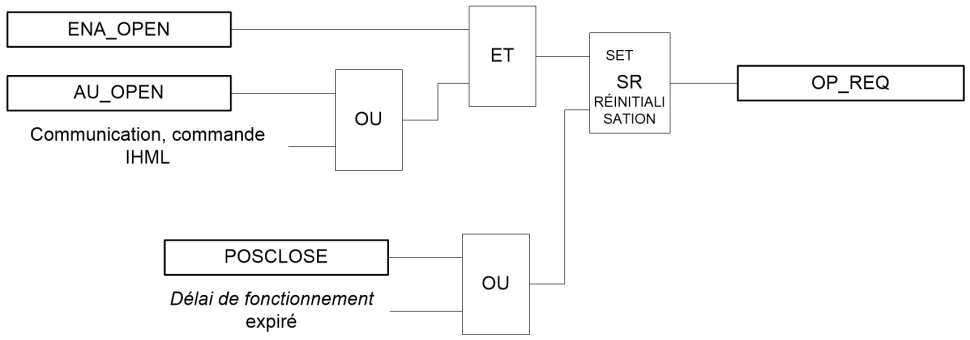


Figure 507: Condition d'activation de la requête d'ouverture (OP_REQ) pour CBXCBR

Sorties OPEN et CLOSE

La sortie EXE_OP s'active si la commande d'ouverture est émise (AU_OPEN, via la communication ou depuis l'IHML) et le paramètre OPEN_ENAD est réglé sur la valeur TRUE. En outre, les commandes de déclenchement de protection peuvent être routées via la fonction CBXCBR en utilisant l'entrée TRIP. Si l'entrée TRIP est réglée sur la valeur TRUE, la sortie EXE_OP s'active immédiatement et contourne toutes les conditions d'activation ou de blocage.

La sortie EXE_CL s'active si la commande d'enclenchement est émise (AU_CLOSE, via la communication ou depuis l'IHML) et le paramètre CLOSE_ENAD est réglé sur la valeur TRUE. Si l'entrée TRIP est réglée sur la valeur TRUE, l'enclenchement du disjoncteur n'est pas autorisée.

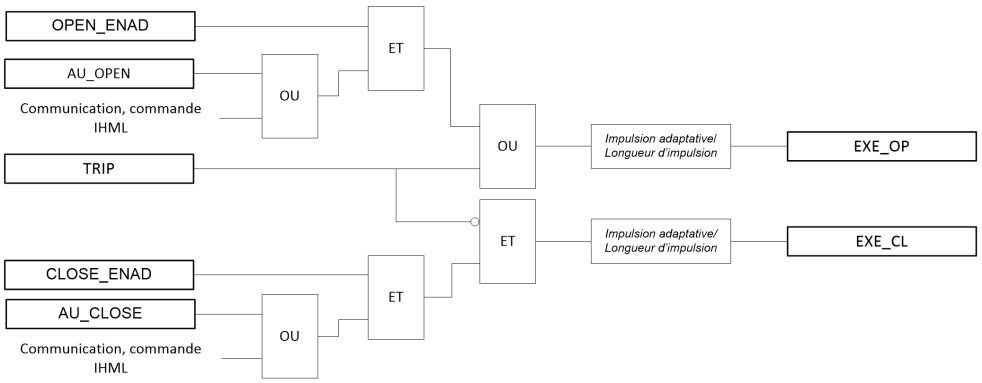


Figure 508: Logique des sorties OPEN et CLOSE pour CBXCBR

Largeurs d'impulsions d'ouverture et d'enclenchement

Le type de largeur d'impulsions peut être défini à l'aide du paramètre *Adaptive pulse*. Cette fonction propose deux modes pour caractériser les largeurs d'impulsions d'ouverture et d'enclenchement. Si le paramètre *Adaptive pulse* est réglé sur la valeur TRUE, il génère une largeur d'impulsions variable, ce qui signifie que l'impulsion de

sortie est désactivée si l'état des objets indique que l'appareil est dans son état correct. Si l'appareil ne parvient pas à prendre son état correct, l'impulsion de sortie est désactivée au terme du réglage du paramètre *Operation timeout*, et un message d'erreur s'affiche. Si le paramètre *Adaptive pulse* est réglé sur la valeur « FALSE », les fonctions utiliseront toujours la largeur d'impulsions maximale, telle que définie dans le paramètre *Pulse length* configurable par l'utilisateur. Le paramètre *Pulse length* est identique pour les commandes d'ouverture et d'enclenchement. Lorsque l'appareil est déjà dans sa position correcte, la longueur d'impulsions maximale est émise.



Le paramètre *Pulse length* n'a aucune influence sur la longueur de l'impulsion de déclenchement.

Méthodes de contrôle

Le mode d'exécution des commandes peut être défini à l'aide du paramètre *Control model*. Il existe deux options pour l'exécution des commandes : contrôle direct et contrôle sécurisé des objets, utilisé pour garantir la sécurité du contrôle.

Le contrôle sécurisé des objets (SBO) constitue une fonctionnalité importante des protocoles de communication prenant en charge la communication horizontale, car les signaux d'interverrouillage et de réservation des commandes peuvent être transférés à l'aide d'un bus. Toutes les opérations de contrôle sécurisé nécessite des commandes à deux étapes : une étape de sélection et une étape d'exécution. Le contrôle sécurisé des objets est responsable de plusieurs tâches.

- Autorité des commandes : permet de garantir que la source des commandes est bien autorisée à faire fonctionner l'objet
- Exclusion mutuelle : permet de garantir qu'une seule source de commandes à la fois ne puisse contrôler l'objet
- Interverrouillage : n'autorise que les commandes sécurisées
- Exécution : surveille l'exécution des commandes
- Annulation des commandes : permet d'annuler le contrôle d'un objet sélectionné.

En fonctionnement direct, un seul message est utilisé pour déclencher l'action de contrôle d'un dispositif physique. La méthode d'opération directe utilise moins de capacité de réseau de communication et de largeur de bande que la méthode SBO, car la procédure nécessite moins de messages pour un fonctionnement précis.

Le mode « état seul » signifie que le contrôle n'est pas possible (non contrôlable) via la communication ou à partir de l'IHML. Cependant, il est possible de contrôler un sectionneur (DCXSWI) à partir des entrées `AU_OPEN` et `AU_CLOSE`.



`AU_OPEN` et `AU_CLOSE` contrôlent directement l'objet, quel que soit le *Control model*. Ces entrées peuvent être utilisées lorsque l'on souhaite que le contrôle soit mis en œuvre uniquement sur la base de la logique ACT et qu'aucune gestion d'exception supplémentaire n'est nécessaire. Toutefois, en cas de commande simultanée

d’ouverture et d’enclenchement, la commande d’ouverture est toujours prioritaire.

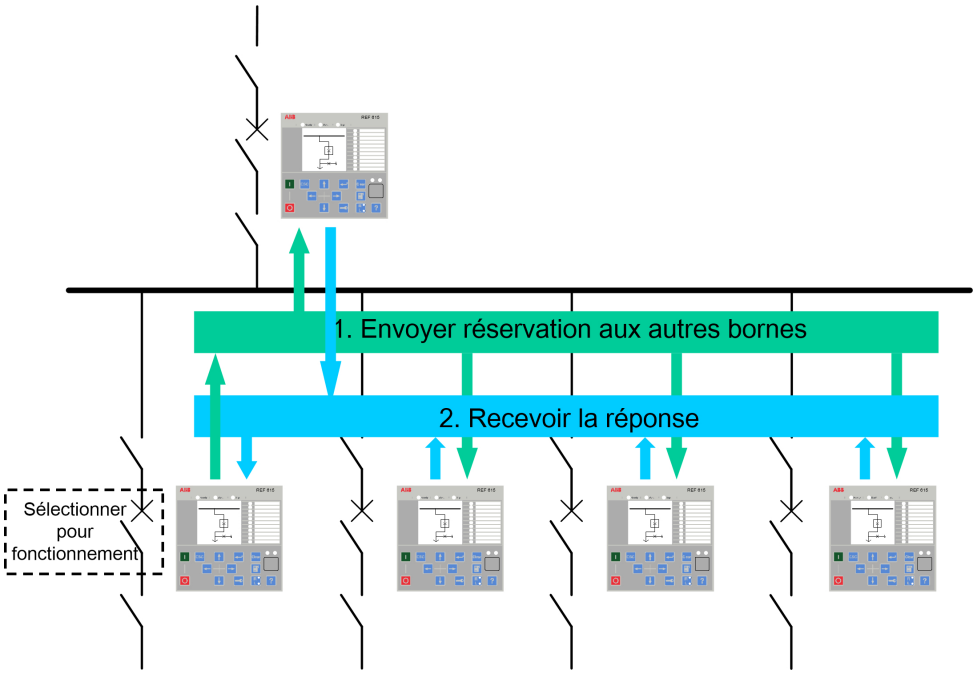


Figure 509: Procédure de contrôle dans la méthode SBO

Manœuvres locales / à distance

La sélection locale / à distance affecte CBXCBR, DCXSWI et ESXSWI.

- Locale : l’ouverture et l’enclenchement via la communication sont désactivés.
- À distance : l’ouverture et l’enclenchement via l’IHML sont désactivés.
- Les entrées `AU_OPEN` et `AU_CLOSE` fonctionnent indépendamment de la sélection locale/distante.

9.1.5 Application

Dans le domaine de la distribution et de l’automatisation de sous-transmission, un contrôle et une indication d’état fiables des composants primaires de commutation, aussi bien au niveau local qu’à distance, est importante. Ces éléments sont nécessaires, en particulier dans les postes modernes contrôlés à distance.

Les installations de contrôle et d’indication d’état sont mises en œuvre dans le même ensemble, avec CBXCBR, DCXSWI et ESXSWI. Lorsque les composants primaires sont contrôlés pendant la phase d’excitation, par exemple, il faut garantir la bonne séquence d’exécution des commandes de contrôle. Cela est possible, par exemple, grâce à un interverrouillage basé sur l’indication d’état des composants primaires s’y

rapportant. L'interverrouillage au niveau du poste peut être appliqué à l'aide des messages CEI 61850 GOOSE entre les lignes d'alimentation.

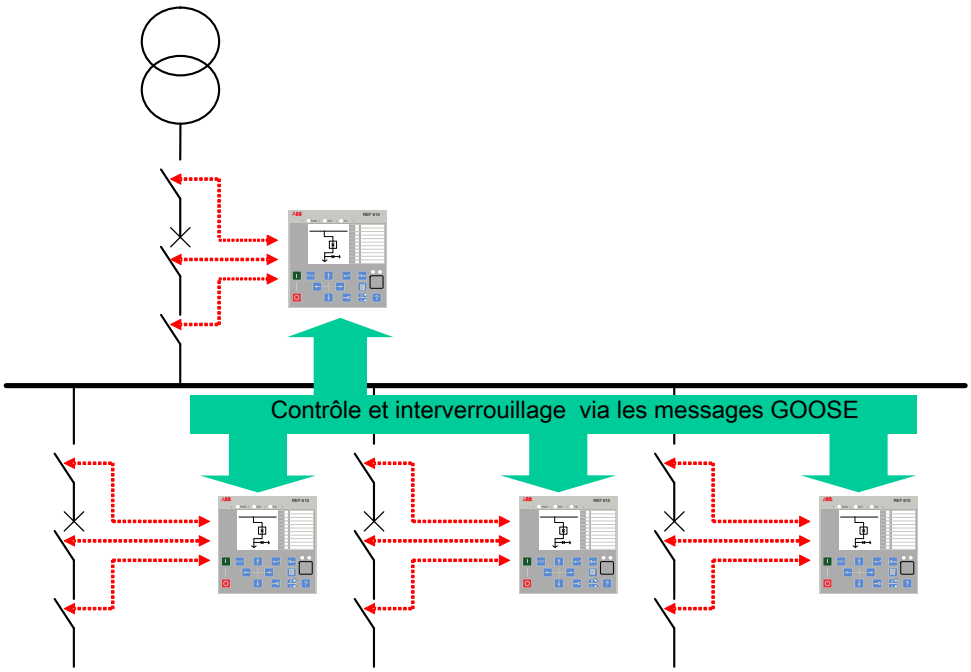


Figure 510: Verrouillage basé sur l'indication d'état via la messagerie GOOSE

9.1.6 Signaux

Tableau 962: Signaux d'entrée CBXCBR

Nom	Type	Par défaut	Description
POSOPEN	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal pour la position ouverte de l'appareil depuis l'E/S[1)]
POSCLOSE	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal pour la position fermée de l'appareil d'E/S[1)]
ENA_OPEN	BOOLÉEN	1 = Vrai	Active l'ouverture
ENA_CLOSE	BOOLÉEN	1 = Vrai	Active la fermeture
BLK_OPEN	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloque l'ouverture
BLK_CLOSE	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloque la fermeture
AU_OPEN	BOOLÉEN	0 = Faux	Auxiliaire ouvert[1)2)]
AU_CLOSE	BOOLÉEN	0 = Faux	Auxiliaire fermé[1)2)]
Suite du tableau à la page suivante			

Nom	Type	Par défaut	Description
DÉCLENCHEMENT	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal de déclenchement
SYNC_OK	BOOLÉEN	1 = Vrai	Vérification de synchronisation OK
SYNC_ITL_BYP	BOOLÉEN	0 = Faux	Rejette l'interverrouillage ENA_OPEN et ENA_CLOSE quand TRUE

1) Non disponible pour la surveillance
2) Toujours en fonctionnement direct

Tableau 963: Signaux d'entrée DCXSWI

Nom	Type	Par défaut	Description
POSOPEN	BOOLÉEN	0 = Faux	Appareil – position ouverte
POSCLOSE	BOOLÉEN	0 = Faux	Appareil – position fermée
ENA_OPEN	BOOLÉEN	1 = Vrai	Active l'ouverture
ENA_CLOSE	BOOLÉEN	1 = Vrai	Active la fermeture
BLK_OPEN	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloque l'ouverture
BLK_CLOSE	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloque la fermeture
AU_OPEN	BOOLÉEN	0 = Faux	Exécute la commande pour la direction ouverte[1)2)]
AU_CLOSE	BOOLÉEN	0 = Faux	Exécute la commande pour la direction fermée[1)2)]
ITL_BYPASS	BOOLÉEN	0 = Faux	Rejette l'interverrouillage ENA_OPEN et ENA_CLOSE quand TRUE

1) Non disponible pour la surveillance
2) Toujours en fonctionnement direct

Tableau 964: Signaux d'entrée ESXSWI

Nom	Type	Par défaut	Description
POSOPEN	BOOLÉEN	0 = Faux	Appareil – position ouverte
POSCLOSE	BOOLÉEN	0 = Faux	Appareil – position fermée
ENA_OPEN	BOOLÉEN	1 = Vrai	Active l'ouverture
ENA_CLOSE	BOOLÉEN	1 = Vrai	Active la fermeture
BLK_OPEN	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloque l'ouverture
BLK_CLOSE	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloque la fermeture
Suite du tableau à la page suivante			

Nom	Type	Par défaut	Description
AU_OPEN	BOOLÉEN	0 = Faux	Exécute la commande pour la direction ouverte[1)2)]
AU_CLOSE	BOOLÉEN	0 = Faux	Exécute la commande pour la direction fermée[1)2)]
ITL_BYPASS	BOOLÉEN	0 = Faux	Rejette l'interverrouillage ENA_OPEN et ENA_CLOSE quand TRUE

1) Non disponible pour la surveillance
2) Toujours en fonctionnement direct

Tableau 965: Signaux de sortie CBXCBR

Nom	Type	Description
SELECTED	BOOLÉEN	Objet sélectionné
EXE_OP	BOOLÉEN	Exécute la commande pour la direction ouverte
EXE_CL	BOOLÉEN	Exécute la commande pour la direction fermée
OP_REQ	BOOLÉEN	Demande d'ouverture
CL_REQ	BOOLÉEN	Demande de fermeture
OPENPOS	BOOLÉEN	Signal pour la position ouverte de l’appareil d’E/S
CLOSEPOS	BOOLÉEN	Signal pour la position fermée de l’appareil d’E/S
OKPOS	BOOLÉEN	Appareil - position OK
OPEN_ENAD	BOOLÉEN	L’ouverture est activée en fonction de l'état d’entrée
CLOSE_ENAD	BOOLÉEN	La fermeture est activée en fonction de l'état d’entrée

Tableau 966: Signaux de sortie DCXSWI

Nom	Type	Description
SELECTED	BOOLÉEN	Objet sélectionné
EXE_OP	BOOLÉEN	Exécute la commande pour la direction ouverte
EXE_CL	BOOLÉEN	Exécute la commande pour la direction fermée
OPENPOS	BOOLÉEN	Appareil – position ouverte
CLOSEPOS	BOOLÉEN	Appareil – position fermée
OKPOS	BOOLÉEN	Appareil - position OK
OPEN_ENAD	BOOLÉEN	L’ouverture est activée en fonction de l'état d’entrée
CLOSE_ENAD	BOOLÉEN	La fermeture est activée en fonction de l'état d’entrée

Tableau 967: Signaux de sortie ESXSWI

Nom	Type	Description
SELECTED	BOOLÉEN	Objet sélectionné
EXE_OP	BOOLÉEN	Exécute la commande pour la direction ouverte
EXE_CL	BOOLÉEN	Exécute la commande pour la direction fermée
OPENPOS	BOOLÉEN	Appareil – position ouverte
CLOSEPOS	BOOLÉEN	Appareil – position fermée
OKPOS	BOOLÉEN	Appareil - position OK
OPEN_ENAD	BOOLÉEN	L'ouverture est activée en fonction de l'état d'entrée
CLOSE_ENAD	BOOLÉEN	La fermeture est activée en fonction de l'état d'entrée

9.1.7 Paramètres

Tableau 968: Paramètres de non-groupe CBXCBR (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Mode de fonctionnement activé/désactivé
Select timeout	10000...300000	ms	10000	30000	Sélection de la temporisation, en ms
Longueur d'impulsion	10...60000	ms	1	200	Ouverture et fermeture de la longueur d'impulsion
Modèle de contrôle	0 = état uniquement 1 = direct avec sécurité normale 4 = contrôle sécurisé des objets avec sécurité améliorée			4 = contrôle sécurisé des objets avec sécurité améliorée	Sélection du modèle de contrôle
Operation timeout	10...60000	ms	1	500	Temporisation pour extrémité négative
Identification				Position du commutateur CBXCBR1	Identification d'objet de contrôle

Tableau 969: Paramètres de non-groupe CBXCBR (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Compteur de fonctionnement	0...10000		1	0	Cycles de fonctionnement du disjoncteur
Adaptive pulse	0 = Faux 1 = Vrai			1 = Vrai	Arrêt dans la position droite
Event delay	0...10000	ms	1	200	Temporisation d'évènement de la position intermédiaire
Vendor				0	Fournisseur d'équipement externe
Numéro de série				0	Numéro de série d'équipement externe
Modèle				0	Modèle d'équipement externe

Tableau 970: Paramètres de non-groupe DCXSWI (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Mode de fonctionnement activé/désactivé
Select timeout	10000...300000	ms	10000	30000	Sélection de la temporisation, en ms
Longueur d'impulsion	10...60000	ms	1	100	Ouverture et fermeture de la longueur d'impulsion
Modèle de contrôle	0 = état uniquement 1 = direct avec sécurité normale 4 = contrôle sécurisé des objets avec sécurité améliorée			4 = contrôle sécurisé des objets avec sécurité améliorée	Sélection du modèle de contrôle
Operation timeout	10...60000	ms	1	30000	Temporisation pour extrémité négative
Identification				Position du commutateur DCXSWI1	Identification d'objet de contrôle

Tableau 971: Paramètres de non-groupe DCXSWI (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Compteur de fonctionnement	0...10000		1	0	Cycles de fonctionnement du disjoncteur
Adaptive pulse	0 = Faux 1 = Vrai			1 = Vrai	Arrêt dans la position droite
Event delay	0...60000	ms	1	10000	Temporisation d'évènement de la position intermédiaire
Vendor				0	Fournisseur d'équipement externe
Numéro de série				0	Numéro de série d'équipement externe
Modèle				0	Modèle d'équipement externe

Tableau 972: Paramètres de non-groupe ESXSWI (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Mode de fonctionnement activé/désactivé
Select timeout	10000...300000	ms	10000	30000	Sélection de la temporisation, en ms
Longueur d'impulsion	10...60000	ms	1	100	Ouverture et fermeture de la longueur d'impulsion
Modèle de contrôle	0 = état uniquement 1 = direct avec sécurité normale 4 = contrôle sécurisé des objets avec sécurité améliorée			4 = contrôle sécurisé des objets avec sécurité améliorée	Sélection du modèle de contrôle
Operation timeout	10...60000	ms	1	30000	Temporisation pour extrémité négative
Identification				Position du commutateur ESXSWI1	Identification d'objet de contrôle

Tableau 973: Paramètres de non-groupe ESXSWI (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Compteur de fonctionnement	0...10000		1	0	Cycles de fonctionnement du disjoncteur
Adaptive pulse	0 = Faux 1 = Vrai			1 = Vrai	Arrêt dans la position droite
Event delay	0...60000	ms	1	10000	Temporisation d'évènement de la position intermédiaire
Vendor				0	Fournisseur d'équipement externe
Numéro de série				0	Numéro de série d'équipement externe
Modèle				0	Modèle d'équipement externe

9.1.8 Données surveillées

Tableau 974: Données surveillées CBXCBR

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
POSITION	Dbpos	0 = Intermédiaire 1 = Ouvert 2 = Fermé 3 = Défaut		Appareil - Indication de position

Tableau 975: Données surveillées DCXSWI

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
POSITION	Dbpos	0 = Intermédiaire 1 = Ouvert 2 = Fermé 3 = Défaut		Appareil - Indication de position

Tableau 976: Données surveillées ESXSWI

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
POSITION	Dbpos	0 = Intermédiaire 1 = Ouvert 2 = Fermé 3 = Défaut		Appareil - Indication de position

9.1.9 Historique de révision technique

Tableau 977: Historique de révision technique CBXCBR

Révision technique	Modification
B	Entrée de contournement d'interverrouillage (ITL_BYPASS) et sorties ouverture activée (OPEN_ENAD)/fermeture activée (CLOSE_ENAD) ajoutées. ITL_BYPASS contourne les états ENA_OPEN et ENA_CLOSE.
C	Amélioration interne.
D	Entrées TRIP et SYNC_OK ajoutées. Entrée ITL_BYPASS renommée SYNC_ITL_BYP. Sorties CL_REQ et OP_REQ ajoutées. Les sorties OPENPOS et CLOSEPOS sont forcées sur « FAUX » dans le cas où l'état est Erroné (11).

Tableau 978: Historique de révision technique DCXSWI

Révision technique	Modification
B	Les valeurs maximale et par défaut ont été changées à 60 s et 10 s respectivement pour les paramètres *Event delay* (Tempo événement). La valeur par défaut a été changée à 30 s pour le paramètre *Operation timeout* (Tempo opération).
C	Les sorties OPENPOS et CLOSEPOS sont forcées sur « FAUX » dans le cas où l'état est Erroné (11).

Tableau 979: Historique de révision technique ESXSWI

Révision technique	Modification
B	Les valeurs maximale et par défaut ont été changées à 60 s et 10 s respectivement pour les paramètres *Event delay* (Tempo événement). La valeur par défaut a été changée à 30 s pour le paramètre *Operation timeout* (Tempo opération).
C	Les sorties OPENPOS et CLOSEPOS sont forcées sur « FAUX » dans le cas où l'état est Erroné (11).

9.2 Indicateur de position de sectionneur DCSXSWI et indication de commutateur de terre ESSXSWI

9.2.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Indication de position sectionneur	DCSXSWI	I<->O DC	I<->O DC
Indication de l'interrupteur de mise à la terre	ESSXSWI	I<->O ES	I<->O ES

9.2.2 Bloc fonctionnel

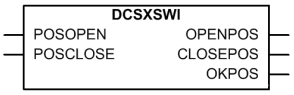


Figure 511: Bloc fonctionnel

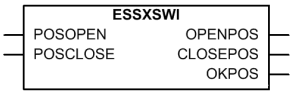


Figure 512: Bloc fonctionnel

9.2.3 Fonctionnalité

Les fonctions DCSXSWI et ESSXSWI indiquent à distance et en local les états ouvert, fermé et indéfini du sectionneur et de l'interrupteur de mise à la terre. La fonctionnalité est identique dans les deux cas, mais chacune est affectée à un but spécifique visible dans le nom de la fonction. Par exemple, l'indication d'état des sectionneurs ou du chariot disjoncteur peut être surveillée avec la fonction DCSXSWI.

Les fonctions sont conçues selon la norme CEI 61850-7-4 avec le nœud logique XSWI.

9.2.4 Principe de fonctionnement

Indication d'état et vérification de la validité

L'état de l'objet est défini par les deux entrées numériques `POSOPEN` et `POSCLOSE`, qui sont aussi disponibles en tant que sorties `OPENPOS` et `CLOSEPOS` aux côtés de `OKPOS` comme indiqué dans le Tableau 980. L'élimination des perturbations antirebond et de courte durée dans une entrée s'effectue par filtrage. La durée de filtrage des entrées binaires peut être réglée de façon individuelle pour chaque entrée numérique utilisée par le bloc fonctionnel. La validité des entrées numériques indiquant l'état des objets est utilisée comme une information supplémentaire dans les indications et l'enregistrement des événements.

Tableau 980: Indication d'état

Entrée		État	Sortie		
POSOPEN	POSCLOSE	POSITION (données surveillées)	OKPOS	OPENPOS	CLOSEPOS
1 = Vrai	0 = Faux	1 = Ouvert	1 = Vrai	1 = Vrai	0 = Faux
0 = Faux	1 = Vrai	2 = Fermé	1 = Vrai	0 = Faux	1 = Vrai
1 = Vrai	1 = Vrai	3 = Défectueux/ incorrect (11)	0 = Faux	0 = Faux	0 = Faux
0 = Faux	0 = Faux	0 = Intermédiaire (00)	0 = Faux	0 = Faux	0 = Faux

9.2.5 Application

Dans le domaine de l'automatisation de la sous-transmission et de la distribution, l'indication fiable de contrôle et d'état des composants primaires de commutation, aussi bien au niveau local qu'à distance, joue un rôle important. Ces fonctions sont particulièrement nécessaires dans les postes modernes contrôlés à distance. Le domaine d'application des fonctions DCSXSWI et ESSXSWI couvre l'indication d'état au niveau local et à distance, par exemple, des sectionneurs, des interrupteurs pneumatiques et des interrupteurs de mise à la terre, qui représentent le niveau le plus bas des appareils de commutation sans pouvoir de coupure en court-circuit.

9.2.6 Signaux

Tableau 981: Signaux d'entrée DCSXSWI

Nom	Type	Par défaut	Description
POSOPEN	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal pour la position ouverte de l'appareil depuis l'E/S[1)]
POSCLOSE	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal pour la position fermée de l'appareil d'E/S[1)]

1) Non disponible pour la surveillance

Tableau 982: Signaux d'entrée ESSXSWI

Nom	Type	Par défaut	Description
POSOPEN	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal pour la position ouverte de l'appareil depuis l'E/S[1)]
POSCLOSE	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal pour la position fermée de l'appareil d'E/S[1)]

1) Non disponible pour la surveillance

Tableau 983: Signaux de sortie DCSXSWI

Nom	Type	Description
OPENPOS	BOOLÉEN	Appareil – position ouverte
CLOSEPOS	BOOLÉEN	Appareil – position fermée
OKPOS	BOOLÉEN	Appareil - position OK

Tableau 984: Signaux de sortie ESSXSWI

Nom	Type	Description
OPENPOS	BOOLÉEN	Appareil – position ouverte
CLOSEPOS	BOOLÉEN	Appareil – position fermée
OKPOS	BOOLÉEN	Appareil - position OK

9.2.7 Paramètres

Tableau 985: Paramètres de non-groupe DCSXSWI (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Identification				Position du commutateur DCSXSWI1	Identification d'objet de contrôle

Tableau 986: Paramètres de non-groupe DCSXSWI (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Event delay	0...60000	ms	1	30000	Temporisation d'évènement de la position intermédiaire
Vendor				0	Fournisseur d'équipement externe
Numéro de série				0	Numéro de série d'équipement externe
Modèle				0	Modèle d'équipement externe

Tableau 987: Paramètres de non-groupe ESSXSWI (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Identification				Position du commutateur ESSXSWI1	Identification d'objet de contrôle

Tableau 988: Paramètres de non-groupe ESSXSWI (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Event delay	0...60000	ms	1	30000	Temporisation d'évènement de la position intermédiaire
Vendor				0	Fournisseur d'équipement externe
Numéro de série				0	Numéro de série d'équipement externe
Modèle				0	Modèle d'équipement externe

9.2.8 Données surveillées

Tableau 989: Données surveillées DCSXSWI

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
POSITION	Dbpos	0 = Intermédiaire 1 = Ouvert 2 = Fermé 3 = Défaut		Appareil - Indication de position

Tableau 990: Données surveillées ESSXSWI

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
POSITION	Dbpos	0 = Intermédiaire 1 = Ouvert 2 = Fermé 3 = Défaut		Appareil - Indication de position

9.2.9 Historique de révision technique

Tableau 991: Historique de révision technique DCSXSWI

Révision technique	Modification
B	Les valeurs par défaut et maximales ont été changées à 60 s et à 30 s respectivement pour les paramètres *Event delay*.
C	Les sorties `OPENPOS` et `CLOSEPOS` sont forcées sur « FAUX » dans le cas où l'état est Erroné (11).

Tableau 992: Historique de révision technique ESSXSWI

Révision technique	Modification
B	Les valeurs par défaut et maximales ont été changées à 60 s et à 30 s respectivement pour les paramètres *Event delay*.
C	Les sorties `OPENPOS` et `CLOSEPOS` sont forcées sur « FAUX » dans le cas où l'état est Erroné (11).

9.3 Contrôle de synchronisme et de mise sous tension SECRSYN

9.3.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Contrôle synchronisme et mise sous tension	SECRSYN	SYNC	25

9.3.2 Bloc fonctionnel

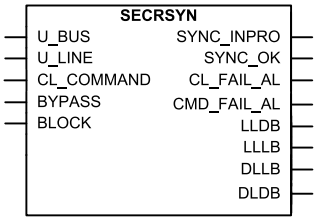


Figure 513: Bloc fonctionnel

9.3.3 Fonctionnalité

La fonction de vérification de synchronisme et d'excitation SECRSYN vérifie la condition sur le disjoncteur à partir de parties distinctes du système électrique et donne la permission d'enclencher le disjoncteur. SECRSYN inclut la fonctionnalité de vérification de synchronisation et d'excitation.

Le mode de fonctionnement asynchrone est disponible pour les systèmes à exécution asynchrone. Le but principal du mode de fonctionnement asynchrone est de fournir un enclenchement contrôlé des disjoncteurs lorsque deux systèmes asynchrones sont connectés.

Le mode de fonctionnement à vérification de synchronisation vérifie que les tensions de chaque côté du disjoncteur sont parfaitement synchronisées. Il sert à réaliser une reconnexion contrôlée de deux systèmes qui sont divisés après un îlotage et il est également utilisé pour réaliser une reconnexion contrôlée du système après réenclenchement.

La fonction de vérification d'excitation vérifie qu'au moins un côté est hors tension pour garantir que l'enclenchement peut être effectué en toute sécurité.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Il est possible de bloquer les sorties de la fonction et les temporisateurs si nécessaire.

9.3.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondants sont « On » et « Off ».

SECRSYN dispose de deux fonctionnalités parallèles, la vérification de la synchronisation et la vérification de la mise sous tension Le fonctionnement de SECRSYN peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

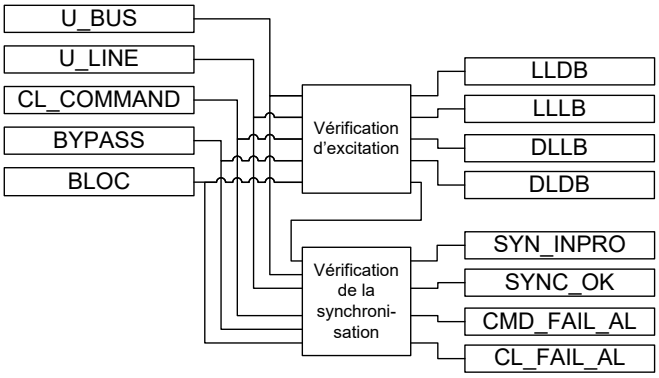


Figure 514: Schéma du module fonctionnel

Si la vérification de la mise sous tension est réussie, aucune autre condition ne doit être remplie pour permettre l'enclenchement. Sinon, la fonction de vérification de la synchronisation peut fonctionner avec les tensions U_AB ou U_A. La sélection des tensions utilisées est définie avec le paramètre *VT connection* des paramètres généraux de la tension de ligne.

Par défaut, les tensions U_BUS et U_LINE sont connectées comme indiqué sur l'illustration 523. Si nécessaire, les connexions peuvent être commutées en réglant le paramètre *Voltage source switch* sur la valeur « True ».

Vérification de la mise sous tension

La fonction de vérification de la mise sous tension vérifie le sens de la mise sous tension. La mise sous tension est définie comme une situation où une partie de réseau hors tension est connectée à une section sous tension du réseau. Les conditions des sections de réseau à contrôler par le disjoncteur, c'est-à-dire quel côté doit être sous tension et quel côté doit être hors tension, sont déterminées par le réglage. Une situation où les deux côtés sont hors tension est également possible. La valeur réelle pour définir la ligne ou le bus hors tension est donnée avec les paramètres *Dead bus value* et *Dead line value*. De même, les valeurs réelles de la ligne ou du bus sous tension sont définies avec les paramètres *Live bus value* et *Live line value*.

Tableau 993: Mode de fonctionnement Live dead mode sous lequel la commutation peut être effectuée

Mode sous tension / hors tension	Description
Tous deux hors tension	Ligne et bus hors tension
L sous tension, B hors tension	Bus hors tension et ligne sous tension
L hors tension, B sous tension	Ligne hors tension et bus sous tension
Bus hors tension, L quelconque	Ligne et bus hors tension ou bus hors tension et sous tension
Suite du tableau à la page suivante	

Mode sous tension / hors tension	Description
L hors tension, bus quelconque	Ligne et bus hors tension ou ligne hors tension et bus sous tension
Un sous tension, hors tension	Bus hors tension et ligne sous tension ou ligne hors tension et bus sous tension
Tous deux hors tension	La ligne et le bus sont hors tension ou bus hors tension et ligne sous tension ou ligne hors tension et bus sous tension

Lorsque le sens de la mise sous tension correspond aux paramètres, la situation doit être constante pendant une durée fixée avec le paramètre *Energizing time* avant que l'enclenchement du disjoncteur ne soit autorisé. Le but de cette temporisation est de s'assurer que le côté de la zone morte reste tel quel et que la situation n'est pas causée par une interférence temporaire. Si les conditions ne persistent pas pendant un temps de fonctionnement déterminé, la temporisation est réinitialisée et la procédure est relancée lorsque les conditions le permettent. L'enclenchement du disjoncteur n'est pas autorisé si la tension mesurée sur le côté sous tension est supérieure à la valeur définie de *Max energizing V*.

L'état sous tension mesuré est disponible sous la forme d'une valeur de données surveillées ENERG_STATE et de quatre sorties de fonction : `LLDB` (ligne alimentée / bus non alimenté), `LLLB` (ligne alimentée / bus alimenté), `DLLB` (ligne non alimentée / bus alimenté) et `DLDB` (ligne non alimentée / bus non alimenté), dont une seule peut être active à la fois. Il est également possible que l'état sous tension mesuré indique « Unknown » si au moins une des tensions mesurées se situe entre les limites fixées avec les paramètres de réglage non alimenté et alimenté.

Vérification de la synchronisation

La fonction de vérification de la synchronisation mesure la différence entre la tension de ligne et la tension du bus. La fonction permet l'enclenchement du disjoncteur lorsque certaines conditions sont simultanément remplies.

- Les tensions de ligne et de bus mesurées sont supérieures aux valeurs définies de *Live bus value* et *Live line value* (ENERG_STATE équivaut à « Both Live »).
- La fréquence mesurée du bus et de la ligne est comprise entre 95 et 105 % de la valeur de f_n.
- Les tensions mesurées pour la ligne et le bus sont inférieures à la valeur de définie de *Max energizing V*.

Dans le cas où *Syncro check mode* est réglé sur « Syncronous », les conditions supplémentaires doivent être remplies.

- Dans le mode synchrone, l'enclenchement est tenté de sorte que la différence de phase à l'enclenchement soit proche de zéro.
- Le mode synchrone n'est possible que lorsque le glissement de fréquence est inférieur à 0,1 % de la valeur de f_n.
- La différence de tension ne doit pas dépasser 1 % de la valeur de U_n.

Dans le cas où *Syncro check mode* est réglé sur « Asyncronous », les conditions supplémentaires doivent être remplies.

- La différence de tension mesurée est inférieure à la valeur définie de *Difference voltage*.
- La différence mesurée des angles de phase est inférieure à la valeur définie de *Difference angle*.
- La différence mesurée de la fréquence est inférieure à la valeur définie de *Frequency difference*.
- L'angle d'enclenchement estimé du disjoncteur est décidé comme étant inférieur à la valeur du paramètre *Difference angle*.

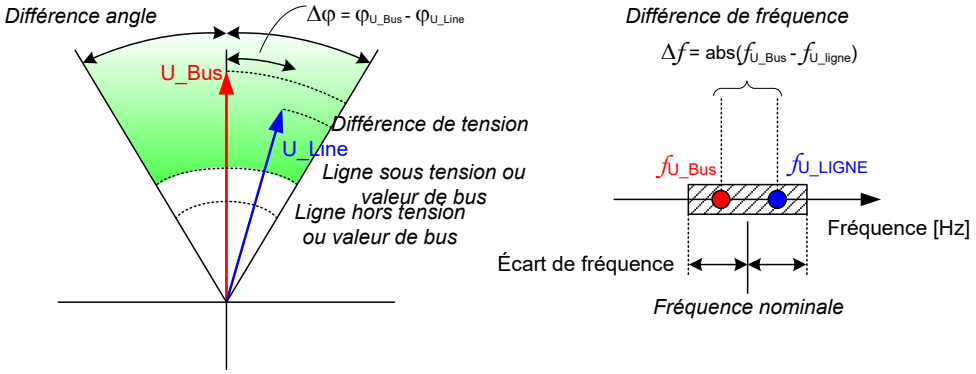


Figure 515: Conditions à remplir lors de la détection du synchronisme entre les systèmes

Lorsque les conditions de fréquence, d'angle de phase et de tension sont remplies, la durée des conditions de synchronisme est vérifiée afin de s'assurer qu'elles sont toujours remplies lorsque la condition est déterminée sur la base de la fréquence et de la différence de phase mesurées. En fonction du disjoncteur et du système d'enclenchement, le délai entre le moment où le signal d'enclenchement est donné et l'enclenchement final du disjoncteur est d'environ 50...250 ms. Le *Closing time of CB* sélectionné informe la fonction de la durée pendant laquelle les conditions doivent persister. La fonction de vérification de la synchronisation compense la fréquence de glissement mesuré et le délai d'enclenchement du disjoncteur. L'avance de l'angle de phase est calculée en continu à l'aide de la formule.

$$Angle\ de\ fermeture\ = \left| \left(\angle U_{Bus} - \angle U_{Line} \right)° + \left(\left(f_{Bus} - f_{line} \right) \times \left(T_{CB} + T_{PL} \right) \times 360° \right) \right|$$

(Équation 182)

$\angle U_{Bus}$	Angle de phase de la tension du bus mesuré
$\angle U_{Line}$	Angle de phase de la tension de la ligne mesuré
f_{Bus}	Fréquence du bus mesurée
f_{line}	Fréquence de la ligne mesurée
T_{CB}	Temporisation totale d'enclenchement du disjoncteur, y compris le retard des contacts de sortie du relais de protection défini avec la valeur du paramètre de réglage *Closing time of CB*

L'angle d'enclenchement est la différence d'angle estimée après le délai d'enclenchement du disjoncteur.

Le paramètre *Minimum Syn time* peut être réglé, si nécessaire, pour demander le temps minimum pendant lequel les conditions doivent être remplies simultanément avant que la sortie SYNC_OK ne soit activée.

Les valeurs de tension, de fréquence et de différence d'angle de phase mesurées entre les deux côtés du disjoncteur sont disponibles sous forme de valeurs de données surveillées U_DIFF_MEAS, FR_DIFF_MEAS et PH_DIFF_MEAS. De même, les indications des conditions qui ne sont pas remplies et qui empêchent donc l'autorisation d'enclenchement du disjoncteur sont disponibles sous forme de valeurs de données surveillées U_DIFF_SYNC, PH_DIF_SYNC et FR_DIFF_SYNC. Ces valeurs de données surveillées ne sont mises à jour que lorsque la vérification de la synchronisation est activée avec le paramètre *Synchro check mode* et que l'ENERG_STATE mesuré est « Both Live ».

Mode continu

Le mode continu est activé en réglant le paramètre *Control mode* sur « Continuous ». Dans le mode de contrôle continu, la vérification de la synchronisation est une vérification continue du synchronisme. Lorsque le synchronisme est détecté (selon les paramètres), la sortie SYNC_OK est réglée sur la valeur TRUE (logique « 1 ») et reste TRUE tant que les conditions sont remplies. L'entrée de commande est ignorée dans le mode de contrôle continu. Ce mode est utilisé dans les situations où le contrôle de la synchronisation ne donne la permission qu'au bloc de contrôle qui exécute l'enclenchement du disjoncteur.

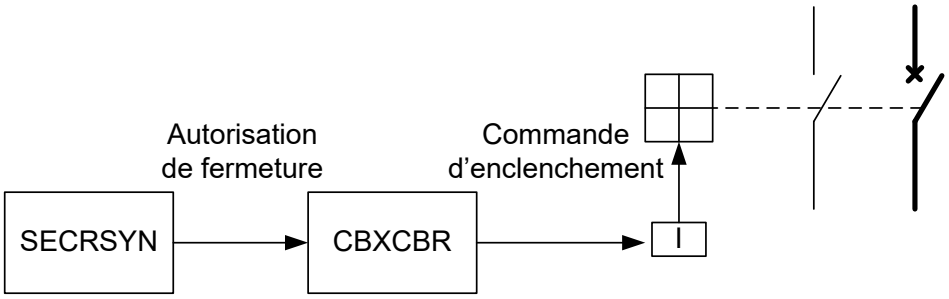


Figure 516: Un schéma du bloc simplifié de la fonction de vérification de la synchronisation en mode de fonctionnement continu

Mode de commande

Si *Control mode* est réglé sur « Command », le but de la fonctionnalité de vérification de la synchronisation dans le mode de commande est de trouver l'instant où les tensions des deux côtés du disjoncteur sont synchronisées. Les conditions de synchronisme sont remplies lorsque les tensions des deux côtés du disjoncteur ont la même fréquence et sont en phase avec une amplitude qui fait que les barres ou les lignes concernées peuvent être considérées comme alimentées.

Dans le fonctionnement en mode commande, un signal de commande externe `CL_COMMAND`, en plus des conditions d'enclenchement normales, est nécessaire pour délivrer le signal d'enclenchement. Lors du fonctionnement en mode commande, la fonction de vérification de la synchronisation enclenche le disjoncteur via la sortie `SYNC_OK` lorsque les conditions sont remplies. Dans ce cas, le bloc fonctionnel de commande transmet le signal de commande pour enclencher la fonction de vérification de la synchronisation pour le déclenchement d'une impulsion de signal d'enclenchement du disjoncteur. Si les conditions d'enclenchement sont remplies pendant un temps de contrôle autorisé défini avec le paramètre *Maximum Syn time*, la fonction de vérification de la synchronisation délivre un signal d'enclenchement au disjoncteur après que le signal de commande est délivré pour l'enclenchement.

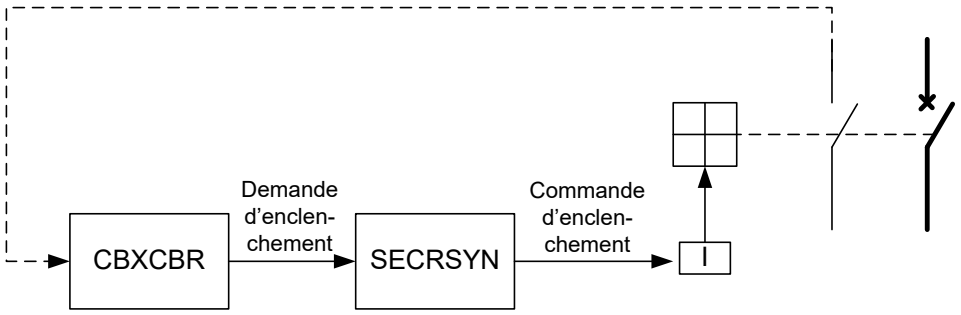


Figure 517: Un schéma du bloc simplifié de SECRSYN en mode de commande

Le signal d'enclenchement n'est délivré qu'une seule fois pour chaque signal de commande d'enclenchement externe activé. La durée de l'impulsion d'enclenchement délivrée est réglée avec le paramètre *Close pulse*.

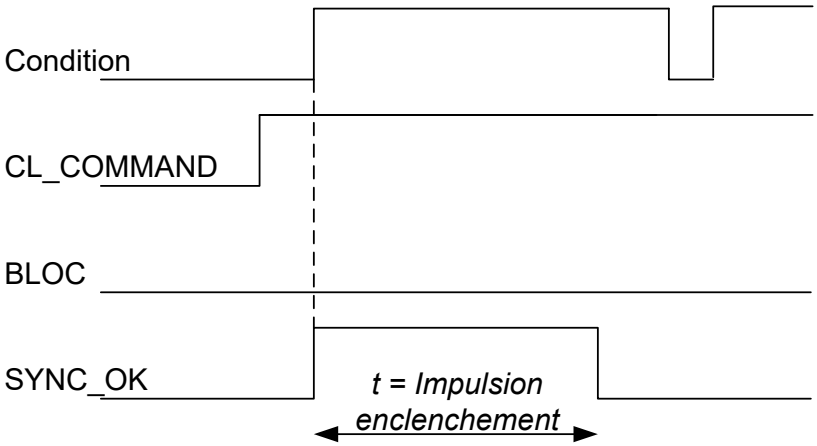


Figure 518: Détermination de la longueur d'impulsion du signal d'enclenchement

En mode de contrôle de commande, il y a des alarmes pour une tentative d'enclenchement ratée (CL_FAIL_AL) et pour un signal de commande qui reste actif trop longtemps (CMD_FAIL_AL).

Si les conditions d'enclenchement ne sont pas remplies dans le délai fixé du paramètre *Maximum Syn time*, une alarme d'échec de tentative d'enclenchement est donnée. Le signal de sortie de l'alarme CL_FAIL_AL a la forme d'une impulsion et la durée de l'impulsion est de 500 ms. Si le signal de commande externe est supprimé trop tôt, c'est-à-dire avant que les conditions ne soient remplies et que l'impulsion d'enclenchement ne soit donnée, le temporisateur d'alarme est réinitialisé.

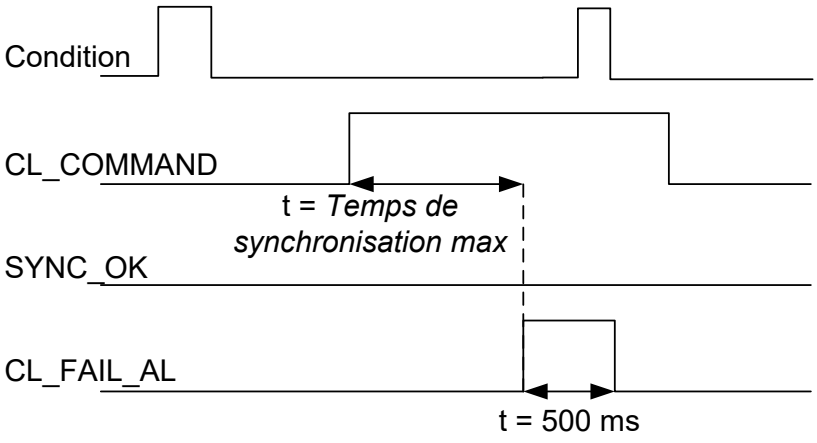


Figure 519: Détermination du temps de vérification de l'enclenchement

Le module de vérification reçoit des informations sur l'état du disjoncteur et peut ainsi ajuster le signal de commande à délivrer à la fonction de vérification de la

synchronisation. Si le signal de commande externe CL_COMMAND est maintenu actif plus longtemps que nécessaire, la sortie d'alarme CMD_FAIL_AL est activée. L'alarme indique que le module de vérification n'a pas supprimé le signal de commande externe après la manœuvre d'enclenchement. Pour éviter des alarmes inutiles, la durée du signal de commande doit être réglée de telle sorte que la longueur maximale du signal soit toujours inférieure à *Maximum Syn time* + 5 s.

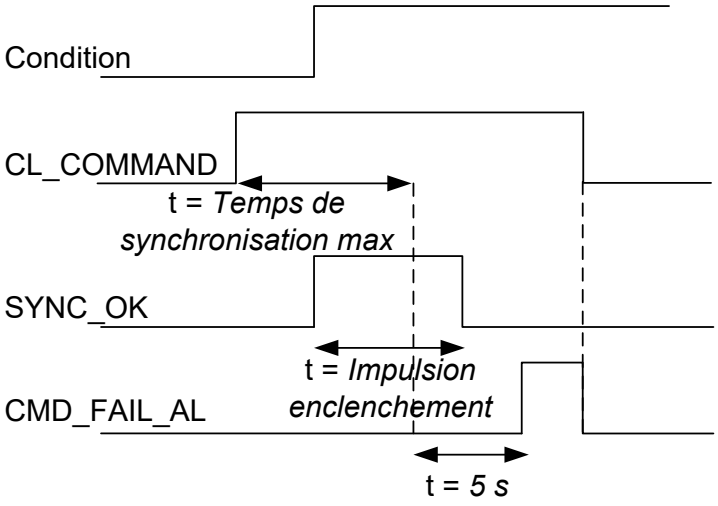


Figure 520: Détermination de la limite d'alarme pour un signal de commande toujours actif

L'enclenchement est autorisé pendant le *Maximum Syn time*, à partir du moment où le signal de commande externe CL_COMMAND est activé. L'entrée CL_COMMAND doit être maintenue active pendant tout le temps où l'on attend que les conditions d'enclenchement soient remplies. Dans le cas contraire, la procédure est annulée. Si les conditions de commande d'enclenchement sont remplies pendant *Maximum Syn time*, une impulsion d'enclenchement est délivrée au disjoncteur. Si les conditions d'enclenchement ne sont pas remplies pendant le temps de vérification, l'alarme CL_FAIL_AL est activée comme indication d'une tentative d'enclenchement ratée. L'impulsion d'enclenchement n'est pas délivrée si les conditions d'enclenchement deviennent valides après que *Maximum Syn time* se soit écoulé. L'impulsion d'enclenchement est délivrée une seule fois pour chaque signal de commande externe activé, et une nouvelle séquence de commande d'enclenchement ne peut pas être lancée tant que le signal de commande externe n'est pas réinitialisé et réactivé. La sortie SYNC_INPRO est active lorsque la séquence de commande d'enclenchement est en cours et elle est réinitialisée lorsque l'entrée CL_COMMAND est réinitialisée ou que *Maximum Syn time* s'est écoulé.

Mode de contournement

SECRSYN peut être mis en mode bypass en réglant les paramètres *Synchrocheck mode* et *Live dead mode* sur « Off » ou en activant l'entrée BYPASS.

Dans le mode bypass, les conditions d'enclenchement sont toujours considérées comme remplies par SECRSYN. Dans le cas contraire, le fonctionnement est similaire au mode normal.

Réglage de la différence d'angle de tension

Dans les applications où le transformateur de puissance est situé entre la mesure de la tension et la connexion du groupe de vecteurs donne la différence de phase aux tensions entre les côtés haute et basse tension, l'ajustement de l'angle peut être utilisé pour correspondre au synchronisme.

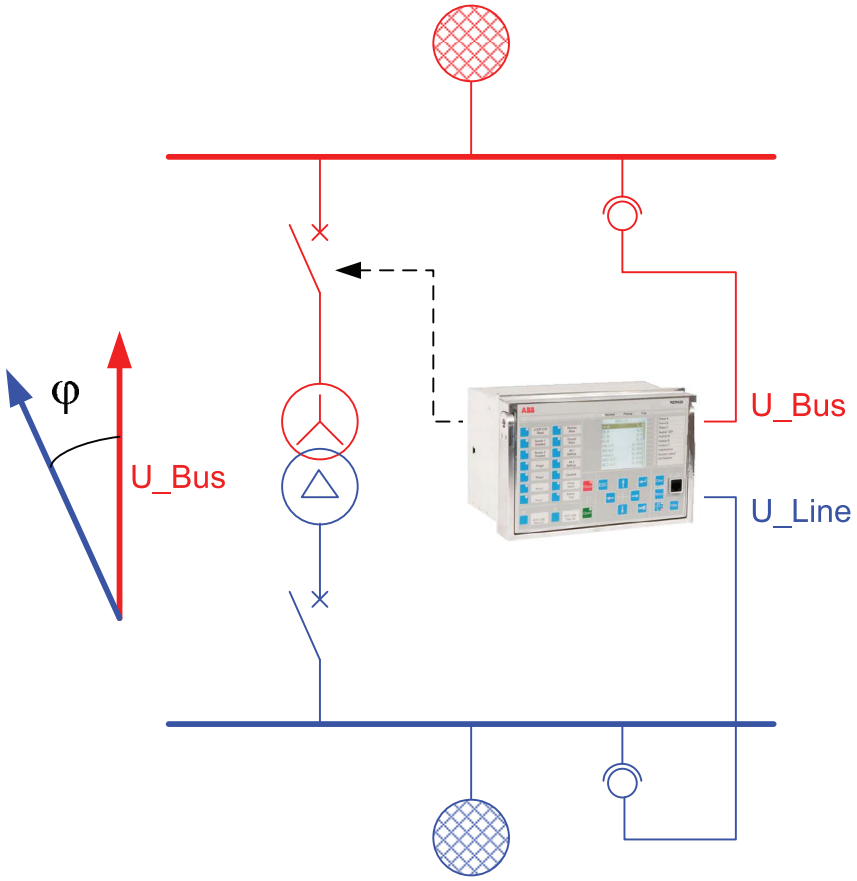


Figure 521: Différence d'angle lorsque le transformateur de puissance se trouve dans la zone de vérification de la synchronisation

Le groupe de vecteurs du transformateur de puissance est défini par des indices horaires, où la valeur de l'indicateur d'heure définit le phaseur côté basse tension ; le phaseur côté haute tension est toujours fixé à l'indice horaire 12, qui est identique à zéro. L'angle entre les indices horaires est de 30 degrés. Lors de la comparaison des angles de phase, l'entrée `U_BUS` est toujours la référence. Cela signifie que lorsque le transformateur de puissance Yd11 est utilisé, le phaseur côté basse tension est en avance de 30 degrés ou en retard de 330 degrés par rapport au phaseur côté haute tension. La rotation des phaseurs se fait dans le sens antihoraire.

La règle générale est qu'un phaseur côté basse tension est en retard d'un indice horaire de 30º par rapport au phaseur côté haute tension. Ceci est appelé réglage de la différence d'angle et peut être réglé pour le SECRSYN avec le paramètre *Phase shift*.

9.3.5 Application

Le but principal de la fonction de vérification de la synchronisation est de contrôler la fermeture des disjoncteurs dans les réseaux électriques afin d'empêcher la fermeture si les conditions de synchronisation ne sont pas détectées. Cette fonction est également utilisée pour empêcher la reconnexion de deux systèmes divisés après un îlotage et un réenclenchement tripolaire.

Le bloc fonctionnel de vérification de la synchronisation comprend la fonction de vérification du synchronisme et la fonction d'excitation pour permettre la fermeture quand un côté du disjoncteur est mort.

Le réseau et le générateur fonctionnant en parallèle avec le réseau sont reliés par la ligne AB. Lorsqu'un défaut se produit entre A et B, la protection du relais de protection ouvre les disjoncteurs A et B, isolant ainsi la section défectueuse du réseau et faisant s'éteindre l'arc qui a provoqué le défaut. La première tentative de rétablissement est un réenclenchement automatique retardé, effectué quelques secondes plus tard. Ensuite, la fonction de réenclenchement automatique DARREC donne un signal de commande à la fonction de synchronisation pour fermer le disjoncteur ASECRSYN effectue une vérification d'excitation, car la ligne AB est désexcitée (`U_BUS>` *Live bus value*, `U_LINE<` *Dead line value*). Après avoir vérifié que la ligne AB est morte et que le sens de l'excitation est correct, le relais de protection excite la ligne (`U_BUS ->` `U_LINE`) en fermant le disjoncteur A. Le PLC de la centrale découvre que la ligne a été excitée et envoie un signal à l'autre fonction de vérification de la synchronisation pour fermer le disjoncteur B. Comme les deux côtés du disjoncteur B sont sous tension (`U_BUS` > *Live bus value*, `U_LINE` > *Live bus value*), la fonction de vérification de la synchronisation qui contrôle le disjoncteur B effectue une vérification de la synchronisation et, si le réseau et le générateur sont en synchronisme, elle ferme le disjoncteur.

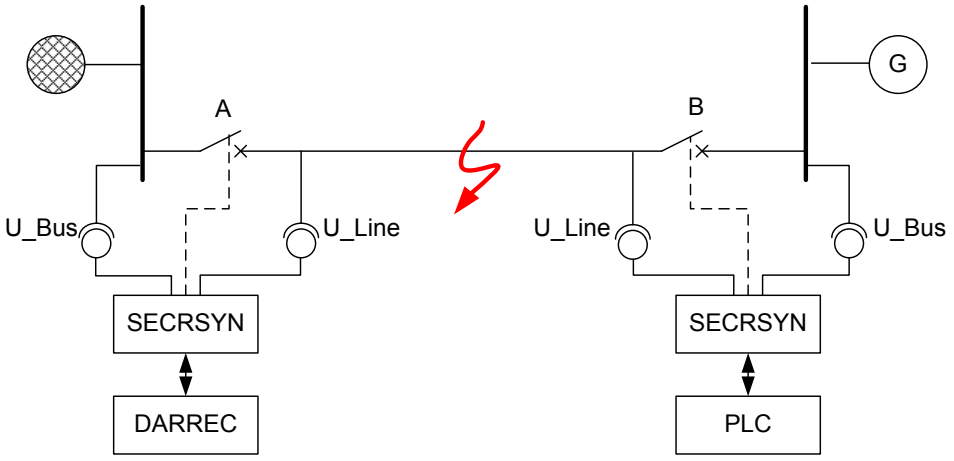


Figure 522: Fonction de vérification de la synchronisation SECRSYN vérifiant les conditions d'excitation et le synchronisme

Connexions

Une attention particulière est accordée au raccordement du relais de protection. En outre, on vérifie que le câblage côté primaire est correct.

Un mauvais câblage des entrées de tension du relais de protection provoque un dysfonctionnement de la fonction de vérification de la synchronisation. Si les fils d'une entrée d'excitation ont changé de place, la polarité de la tension d'entrée est inversée (180°). Dans ce cas, le relais de protection permet la fermeture du disjoncteur dans une situation où les tensions sont en opposition de phase. Cela peut endommager les appareils électriques du circuit primaire. Par conséquent, il est extrêmement important que le câblage des transformateurs de tension aux bornes à l'arrière du relais de protection soit cohérent en ce qui concerne les entrées d'excitation `U_BUS` (tension du bus) et `U_LINE` (tension de ligne).

Le câblage doit être vérifié en contrôlant la lecture de la différence de phase mesurée entre les tensions `U_BUS` et `U_LINE`. La différence de phase mesurée par le relais de protection doit être proche de zéro dans les tolérances de précision autorisées. Les différences de phase mesurées sont indiquées dans l'IHML. En même temps, il est recommandé de vérifier la différence de tension et les différences de fréquence présentées dans l'affichage des données surveillées. Ces valeurs doivent se situer dans les tolérances autorisées, c'est-à-dire être proches de zéro.

La figure 523 montre un exemple où la vérification de synchronisation sert à fermer le disjoncteur entre un jeu de barres et une ligne. Les tensions phase-phase sont mesurées à partir du jeu de barres et une tension phase-phase de la ligne est également mesurée.

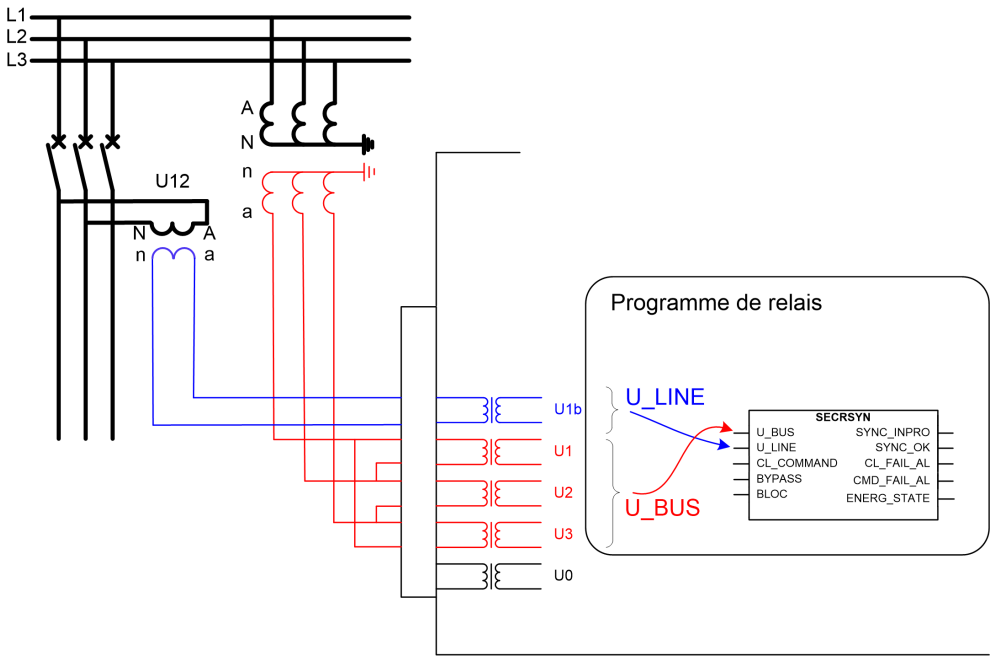


Figure 523: Connexion des tensions pour le relais de protection et les signaux utilisés dans la vérification de synchronisation

9.3.6 Signaux

Tableau 994: Signaux d'entrée SECRSYN

Nom	Type	Par défaut	Description
U_BUS	SIGNAL	0	Tension de jeu de barres
U_LINE	SIGNAL	0	Tension secteur
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Blocage du signal de la vérification de la synchronisation et de la fonction de vérification de la tension
CL_COMMAND	BOOLÉEN	0 = Faux	Demande externe de fermeture
BYPASS	BOOLÉEN	0 = Faux	Requête de contournement des vérifications du synchronisme et de la tension

Tableau 995: Signaux de sortie SECRSYN

Nom	Type	Description
SYNC_INPRO	BOOLÉEN	Synchronisation en cours
SYNC_OK	BOOLÉEN	Systèmes en synchronisme
CL_FAIL_AL	BOOLÉEN	Échec d'enclenchement du disjoncteur
CMD_FAIL_AL	BOOLÉEN	Échec de requête d'enclenchement du disjoncteur
LLDB	BOOLÉEN	Ligne sous tension, bus hors tension
Suite du tableau à la page suivante		

Nom	Type	Description
LLLB	BOOLÉEN	Ligne sous tension, bus sous tension
DLLB	BOOLÉEN	Ligne hors tension, bus sous tension
DLDB	BOOLÉEN	Ligne hors tension, bus hors tension

9.3.7 Paramètres

Tableau 996: Paramètres de groupe SECRSYN (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Mode sous tension / hors tension	-1 = Désactivé 1 = Tous deux hors tension 2 = L sous tension, B hors tension 3 = L hors tension, B sous tension 4=Bus hors tension, L quelconque 5=L hors tension, bus quelconque 6=Un sous tension, hors tension 7=Les deux ne sont pas sous tension			1 = Tous deux hors tension	Mode contrôle d'excitation
Différence tension	0,01...0,50	xUn	0,01	0,05	Limite maximum de différence de tension
Différence fréquence	0,001...0,100	xFn	0,001	0,001	Limite maximum de différence de fréquence
Différence angle	5...90	°	1	5	Limite maximum de différence d'angle

Tableau 997: Paramètres de non-groupe SECRSYN (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Opération	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Mode contrôle synchronisation	1 = Désactivé 2=Synchrone 3 = Asynchrone			3 = Asynchrone	Mode de fonctionnement de contrôle de synchronisation
Valeur ligne hors tension	0,1...0,8	xUn	0,1	0,2	Ligne de limite basse de tension pour le contrôle d'excitation
Valeur ligne sous tension	0,2...1,0	xUn	0,1	0,8	Ligne de limite haute de tension pour le contrôle d'excitation
Valeur de bus hors tension	0,1...0,8	xUn	0,1	0,2	Bus de limite basse de tension pour le contrôle d'excitation
Valeur bus sous tension	0,2...1,0	xUn	0,1	0,5	Bus de limite haute de tension pour le contrôle d'excitation
Tens. max. d'excitation	0,50...1,15	xUn	0,01	1,05	Tension maximale pour l'excitation

Tableau 998: Paramètres de non-groupe SECRSYN (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Mode de contrôle	1 = Continu 2 = Commande			1 = Continu	Sélection de commande de contrôle de synchronisation ou de mode de contrôle continu
Impulsion fermeture	200...60000	ms	10	200	Durée d'impulsion de fermeture du disjoncteur
Décalage phase	-180...180	°	1	0	Correction de différence de phase entre U_BUS et U_LINE mesurés
Temps min. synchro.	0...60000	ms	10	0	Temps minimum d'acceptation de la synchronisation
Tps max synchro	100...6000000	ms	10	2000	Temps maximum d'acceptation de la synchronisation
Durée d'excitation	100...60000	ms	10	100	Temporisation de contrôle d'excitation
Temps fermeture disj	40...250	ms	10	60	Temps de fermeture du disjoncteur
Commutateur de source de tension	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Commutateur de source de tension

9.3.8 Données surveillées

Tableau 999: Données surveillées SECRSYN

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
ENERG_STATE	Enum	0 = inconnu 1 = Tous deux sous tension 2 = L sous tension, B hors tension 3 = L hors tension, B sous tension 4 = Tous deux hors tension		État d'excitation de la ligne et du bus
U_DIFF_MEAS	FLOAT32	0,00...1,00	xUn	Différence d'amplitude de tension calculée
FR_DIFF_MEAS	FLOAT32	0,000...0,100	xFn	Différence de fréquence de tension calculée
PH_DIFF_MEAS	FLOAT32	0,00...180,00	°	Différence d'angle de phase de tension calculée
U_DIFF_SYNC	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Différence de tension hors limite pour la synchronisation
Suite du tableau à la page suivante				

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
PH_DIF_SYNC	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Différence d'angle de phase hors limite pour la synchronisation
FR_DIFF_SYNC	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Différence de fréquence hors limite pour la synchronisation
SECRSYN	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

9.3.9 Données techniques

Tableau 1000: Caractéristiques techniques SECRSYN

Caractéristique	Valeur
Précision de déclenchement	En fonction de la fréquence de tension mesurée : f_n ±1 Hz
	Tension : ±3.0% de la valeur de consigne ou ±0.01 × U_n Fréquence : ±10 mHz Déphasage : ±3°
Temps de réinitialisation	<50 ms
Taux de réinitialisation	Généralement 0,96
Précision du temps de fonctionnement en mode temps constant	±1.0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms

9.4 Réenclenchement automatique DARREC

9.4.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Refermeture automatique	DARREC	S -> E	79

9.4.2 Bloc fonctionnel

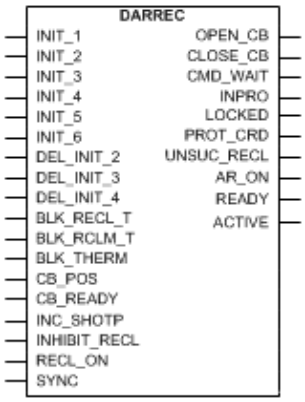


Figure 524: Bloc fonctionnel

9.4.3 Fonctionnalité

Environ 80 à 85 % des défauts dans les lignes aériennes MT sont transitoires et automatiquement éliminés avec une mise hors tension momentanée de la ligne. Le reste des défauts, 15 à 20 %, peuvent être éliminés par des interruptions plus longues. La mise hors tension de l'emplacement du défaut pendant la période sélectionnée est mise en œuvre par un réenclenchement automatique, durant lequel la plupart des défauts peuvent être éliminés.

Dans le cas d'un défaut permanent, le réenclenchement automatique est suivi par une mise hors circuit finale. Un défaut permanent doit être localisé et éliminé avant la remise sous tension de son emplacement.

La fonction de réenclenchement automatique DARREC peut être utilisée avec tout disjoncteur adapté au réenclenchement automatique. La fonction fournit cinq cycles de réenclenchement automatique programmables qui peuvent exécuter un à cinq réenclenchements automatiques successifs du type et de la durée souhaités, par exemple un réenclenchement automatique haute vitesse et un réenclenchement automatique retardé.

Lorsque le réenclenchement est lancé avec démarrage de la fonction de protection, la fonction de réenclenchement automatique peut exécuter le déclenchement final du disjoncteur dans un temps de fonctionnement court, à condition que le défaut persiste encore au moment de l'exécution du dernier réenclenchement sélectionné.

9.4.3.1 Définition du signal de protection

Le paramètre *Control line* (Ligne de contrôle) définit les signaux de lancement qui sont des signaux de démarrage et de déclenchement de protection et ceux qui ne le sont pas. Avec ce paramètre, l'utilisateur peut distinguer les signaux de blocage des signaux de protection. Le paramètre *Control line* est un masque binaire, c'est-à-dire

que le bit le plus bas contrôle la ligne INIT_1 et le bit le plus haut la ligne INIT_6. Voici quelques exemples de combinaisons du paramètre *Control line* :

Tableau 1001: Définition du paramétrage de ligne de contrôle

Paramétrage *Control line*	INIT_1	INIT_2 DEL_INIT_2	INIT_3 DEL_INIT_3	INIT_4 DEL_INIT_4	INIT_5	INIT_6
0	autre	autre	autre	autre	autre	autre
1	prot	autre	autre	autre	autre	autre
2	autre	prot	autre	autre	autre	autre
3	prot	prot	autre	autre	autre	autre
4	autre	autre	prot	autre	autre	autre
5	prot	autre	prot	autre	autre	autre
...63	prot	prot	prot	prot	prot	prot

prot = signal de protection

autre = signal de non-protection

Lorsque le ou les bits correspondants dans le paramètre *Control line* ET la ligne INIT_X sont TRUE :

- La sortie CLOSE_CB est bloquée jusqu'à ce que la protection soit réinitialisée
- Si la ligne INIT_X définie en tant que signal de protection est activée pendant le temps de discrimination, la fonction AR se verrouille
- Si la ligne INIT_X définie en tant que signal de protection reste active au-delà du temps de déclenchement maximal défini par le paramètre *Max trip time*, la fonction AR se verrouille (déclenchement long)
- La sortie UNSUC_RECL est activée après un délai prédéfini de deux minutes (défaut à la terre alarmant).

9.4.3.2 Coordination de zone

La coordination de zone est utilisée dans la séquence de zone entre les unités de protection locale et les dispositifs en aval. Au niveau du front descendant de la ligne INC_SHOTP, la valeur du pointeur de cycle augmente de 1, à moins qu'un cycle soit en cours, ou que le pointeur de cycle soit déjà à sa valeur maximale.

Le front descendant de la ligne INC_SHOTP n'est pas accepté si l'un des cycles est en cours.

9.4.3.3 Programme maître/esclave

En utilisant la coopération entre les unités AR dans le même relais de protection ou entre les relais de protection, le réenclenchement séquentiel de deux disjoncteurs à une extrémité de ligne dans un disjoncteur 1½, un disjoncteur double ou un arrangement

en bus à anneaux peut être réalisée. Une unité est définie comme ‘maître’ et elle exécute le réenclenchement en premier. Si le réenclenchement est réussi et qu’aucun déclenchement ne se produit, la deuxième unité, c’est à dire l’esclave, est activée pour terminer le cycle de réenclenchement. Si les défauts persistent, le réenclenchement du disjoncteur est limité au premier disjoncteur.

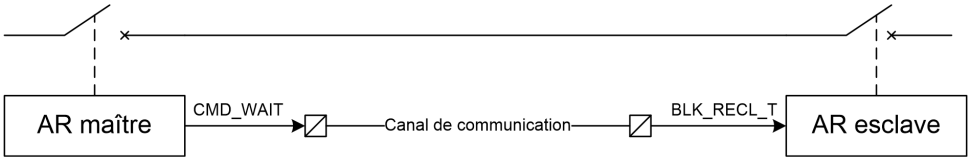


Figure 525: Programme maître/esclave

Si l’unité AR est définie comme unité ‘maître’ par réglage élevé de sa priorité de borne :

- L’unité active la sortie CMD_WAIT sur l’unité esclave à basse priorité lorsqu’un cycle est en cours, si un réenclenchement échoue ou si l’entrée BLK_RCLM_T est active.
- La sortie CMD_WAIT est réinitialisée une seconde après l’émission de la commande de réenclenchement ou bien si la séquence échoue au moment de l’expiration du temps de récupération.

Si l’unité AR est définie comme unité esclave par réglage bas de sa priorité de borne :

- L’unité attend que l’unité ‘maître’ libère l’entrée BLK_RECL_T (la sortie CMD_WAIT dans le dispositif maître). Ce n’est qu’après la désactivation de ce signal que le temps de réenclenchement de l’unité esclave peut être lancé.
- L'unité esclave est réglée sur un état de verrouillage si l’entrée BLK_RECL_T n'est pas libérée dans le temps défini par le paramètre *Max wait time* (Temps d'attente max.) qui correspond à l’initiation d’un cycle de réenclenchement automatique.

Si la priorité de borne de l'unité AR est réglée sur « none » (aucun) l’unité AR saute toutes ces actions.

9.4.3.4 Blocage de surcharge thermique

Un signal d’alarme ou de démarrage issu de la protection contre les surcharges thermiques (T1PTTR) peut être acheminé vers l’entrée BLK_THERM pour bloquer et retenir la séquence de réenclenchement. Le signal BLK_THERM n’affecte pas le démarrage de la séquence. Lorsque le temps de réenclenchement est écoulé et que l’entrée BLK_THERM est active, le cycle n’est pas prêt tant que l’entrée BLK_THERM n’est pas désactivée. Si l’entrée BLK_THERM reste active au-delà du temps maximal défini par le paramètre *Max Thm block time*, la fonction AR se verrouille.

Si l'entrée BLK_THERM est activée pendant le temps d'attente automatique, le temporisateur de temps d'attente automatique est réinitialisé et il est redémarré lorsque l'entrée BLK_THERM se désactive.

9.4.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont « On » (Activé) et « Off » (Désactivé). La définition du paramètre *Operation* sur « Off » réinitialise les compteurs non volatiles.

Le fonctionnement du réenclenchement peut être activé et désactivé avec le paramètre *Reclosing operation* (Fonctionnement du réenclenchement). Ce paramètre ne désactive pas la fonction, seulement la fonctionnalité de réenclenchement. Le paramètre a trois valeurs : « On » (Activé), « External Ctl » (Cde externe) et « Off » (Désactivé). La valeur de paramètre « On » (Activé) active le fonctionnement du réenclenchement et « Off » (Désactivé) le désactive. Lorsque la valeur « External Ctl » (Cde externe) est sélectionnée, le fonctionnement du réenclenchement est contrôlé avec l'entrée RECL_ON. AR_ON est activé lorsque le fonctionnement du réenclenchement est activé.

Le fonctionnement de DARREC peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

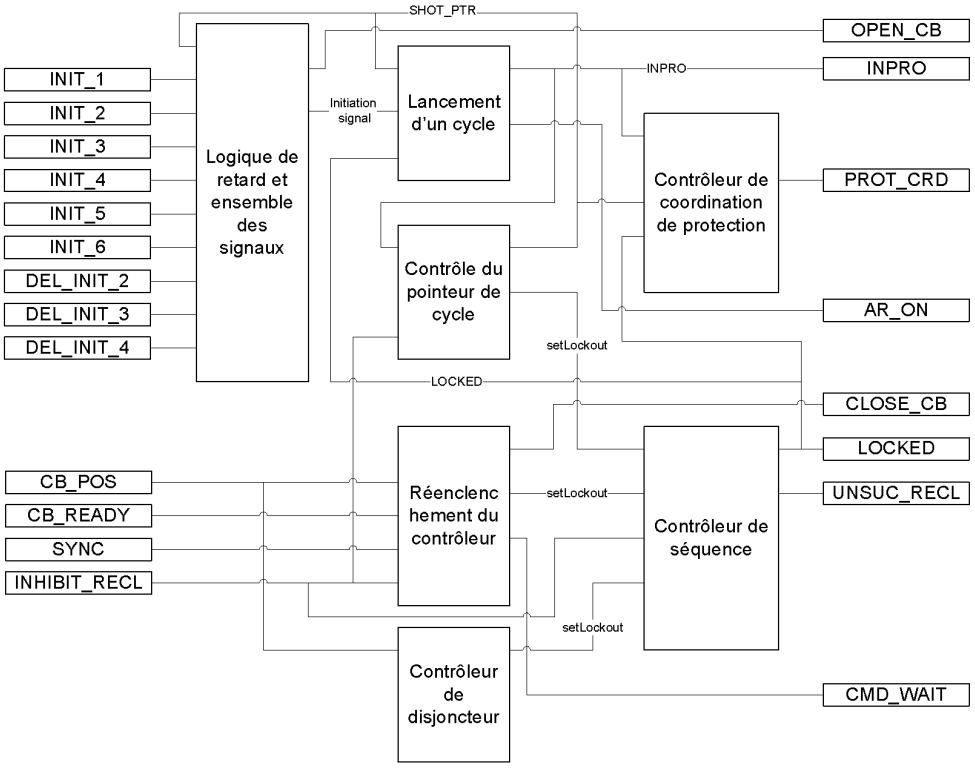


Figure 526: Schéma du module fonctionnel

9.4.4.1 Logique de retard et ensemble des signaux

Lorsque la protection se déclenche, le lancement des cycles de réenclenchement automatique est exécuté, dans la plupart des applications, par les entrées INIT_1...6. Les entrées DEL_INIT2...4 ne sont pas utilisées. Dans certains pays, le démarrage du seuil de protection est également utilisé pour le lancement de cycle. C'est le seul moment où les entrées DEL_INIT sont utilisées.

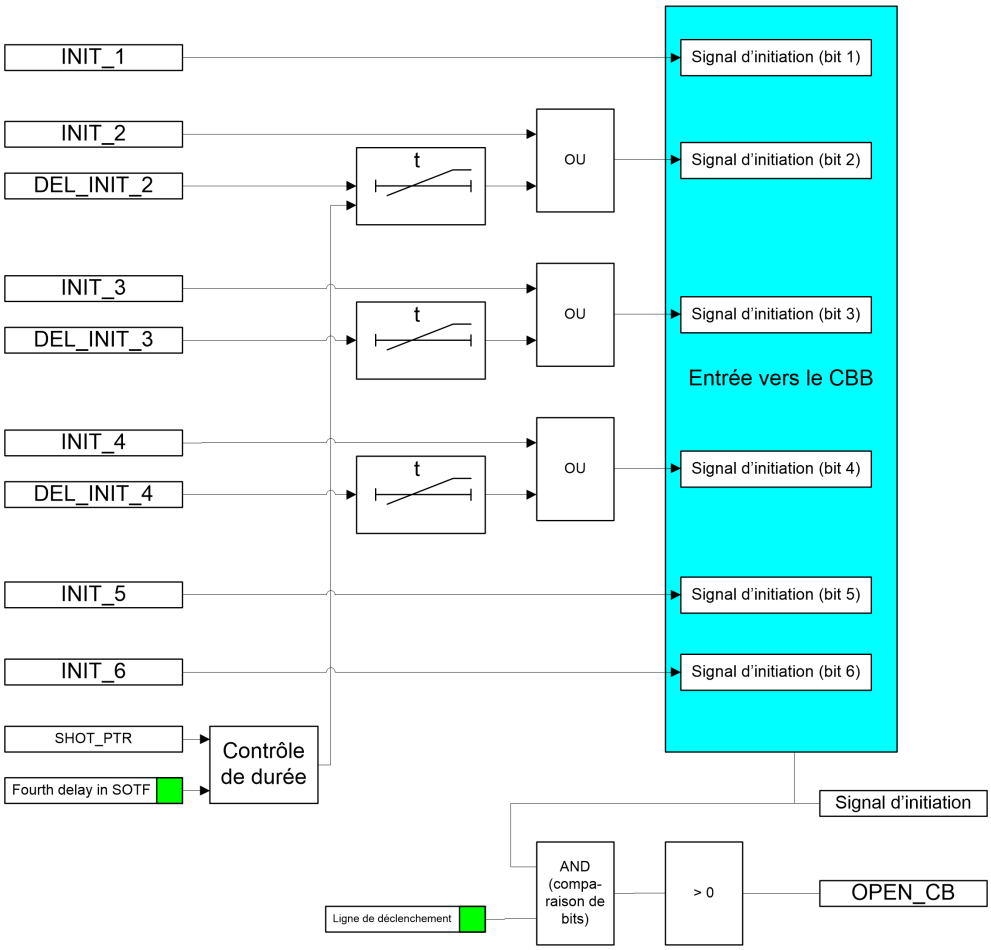


Figure 527: Schéma des signaux d'entrée de lancement retardé

Au total, la fonction AR contient six lignes de lancement séparées, utilisées pour le lancement ou le blocage des cycles de réenclenchement automatique. Ces lignes sont divisées en deux types de canaux. Sur trois de ces canaux, le signal de la fonction AR peut être retardé, tandis que les trois autres canaux n'offrent pas de possibilité de retard.

Chaque canal qui a la capacité de retarder un signal de démarrage comporte quatre temporisations. La temporisation est sélectionnée en fonction du pointeur de cycle dans la fonction AR. Pour la première tentative de réenclenchement, la première temporisation est sélectionnée ; pour la deuxième tentative, la deuxième

temporisation est sélectionnée et ainsi de suite. Pour les quatrième et cinquième tentatives, les temporisations sont identiques.

Réglages de temporisation pour le signal DEL_INIT_2

- *Str 2 delay shot 1 (Retard dém. 4 cycle 1)*
- *Str 2 delay shot 2 (Retard dém. 4 cycle 1)*
- *Str 2 delay shot 3 (Retard dém. 4 cycle 1)*
- *Str 2 delay shot 4 (Retard dém. 4 cycle 1)*

Réglages de temporisation pour le signal DEL_INIT_3

- *Str 3 delay shot 1 (Retard dém. 4 cycle 1)*
- *Str 3 delay shot 2 (Retard dém. 4 cycle 1)*
- *Str 3 delay shot 3 (Retard dém. 4 cycle 1)*
- *Str 3 delay shot 4 (Retard dém. 4 cycle 1)*

Réglages de temporisation pour le signal DEL_INIT_4

- *Str 4 delay shot 1 (Retard dém. 4 cycle 1)*
- *Str 4 delay shot 2 (Retard dém. 4 cycle 1)*
- *Str 4 delay shot 3 (Retard dém. 4 cycle 1)*
- *Str 4 delay shot 4 (Retard dém. 4 cycle 1)*

Normalement, seules deux ou trois tentatives de réenclenchement sont effectuées. Les troisième et quatrième tentatives sont utilisées pour fournir ce qu'on appelle le déclenchement rapide final pour le verrouillage.

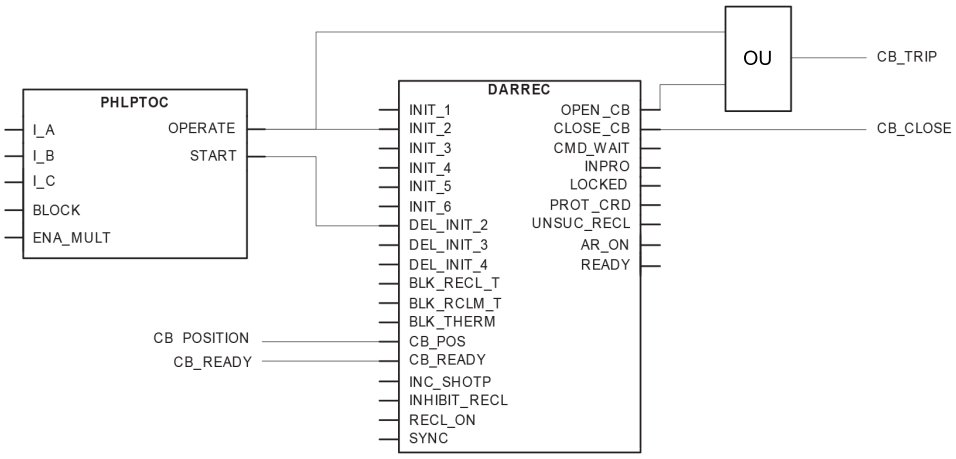


Figure 528: Exemple de configuration de réenclenchement automatique

Les signaux retardés DEL_INIT_2...4 ne sont utilisés que lorsque le cycle de réenclenchement automatique est lancé par le signal de démarrage d'un seuil de protection. Après un retard de démarrage, la fonction AR ouvre le disjoncteur et un cycle de réenclenchement automatique est lancé. Lorsque le cycle est lancé par le

signal de déclenchement de la protection, la fonction de protection déclenche le disjoncteur et lance simultanément le cycle de réenclenchement automatique.

Si le disjoncteur est fermé manuellement pour se protéger du défaut, c'est à dire si SOTF est utilisé, le quatrième retard peut être automatiquement mis en service. Cette opération est contrôlée par la logique interne de la fonction AR et le paramètre *Fourth delay in SOTF* (Quatrième retard dans SOFT).

Une situation type de réenclenchement automatique se produit lorsqu'un cycle de réenclenchement automatique a été réalisé après la détection du défaut. Ces cas sont de deux types : fonctionnement initié par le signal de démarrage de la protection et fonctionnement initié par le signal de déclenchement de la protection. Dans les deux cas, la séquence de réenclenchement automatique est couronnée de succès : la durée de récupération s'écoule et aucune séquence n'est démarrée.

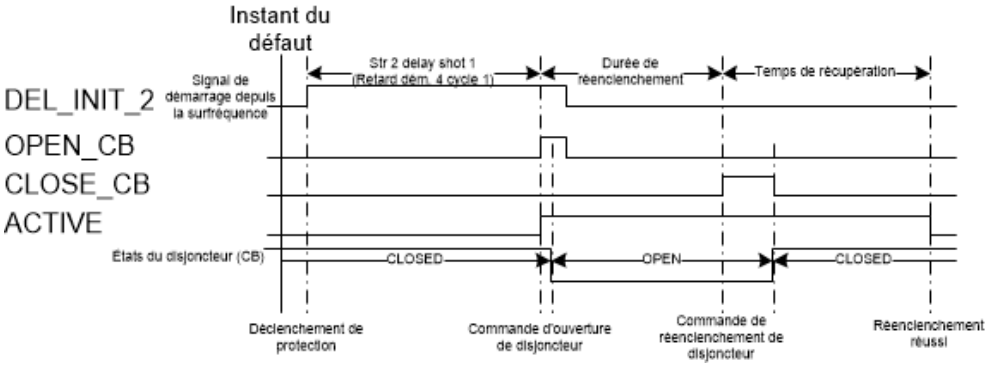


Figure 529: Schéma des signaux de fonctionnement du réenclenchement automatique lancé par un signal de démarrage de protection

Le cycle de réenclenchement automatique est lancé par un signal de démarrage de la fonction de protection après l'expiration de la temporisation de démarrage. Le réenclenchement automatique démarre lorsque le réglage de temporisation *Str 2 delay shot 1* est écoulé.

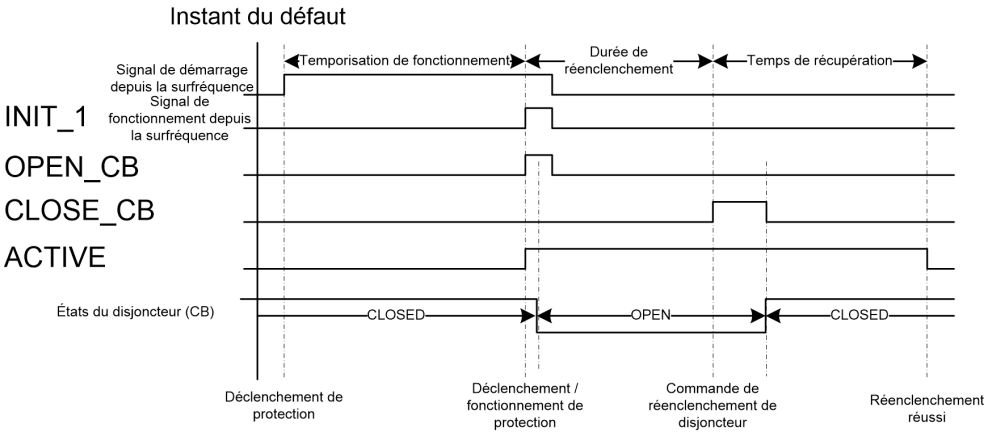


Figure 530: Schéma des signaux de fonctionnement du réenclenchement automatique lancé par un signal de fonctionnement de la protection

Le cycle de réenclenchement automatique est lancé par un signal de déclenchement de la fonction de protection. Le réenclenchement automatique démarre lorsque la temporisation du fonctionnement de la protection est écoulée.

Normalement, tous les signaux de démarrage et de déclenchement sont utilisés pour lancer un cycle de réenclenchement automatique et déclencher le disjoncteur. La sortie ACTIVE indique une séquence de réenclenchement en cours. Si l'un quelconque des signaux d'entrée INIT_X ou DEL_INIT_X est utilisé pour le blocage, le bit correspondant du réglage *Tripping line* (Déclenchement ligne) doit être sur FALSE. Cela permet de garantir que le disjoncteur ne se déclenche pas sur ce signal, c'est à dire que le signal n'active pas la sortie OPEN_CB. La valeur par défaut de ce réglage est "63", ce qui signifie que tous les signaux de lancement activent la sortie OPEN_CB. Le bit de poids faible du réglage *Tripping line* correspond à l'entrée INIT_1, le bit de poids fort à la ligne INIT_6.

9.4.4.2 Lancement d'un cycle

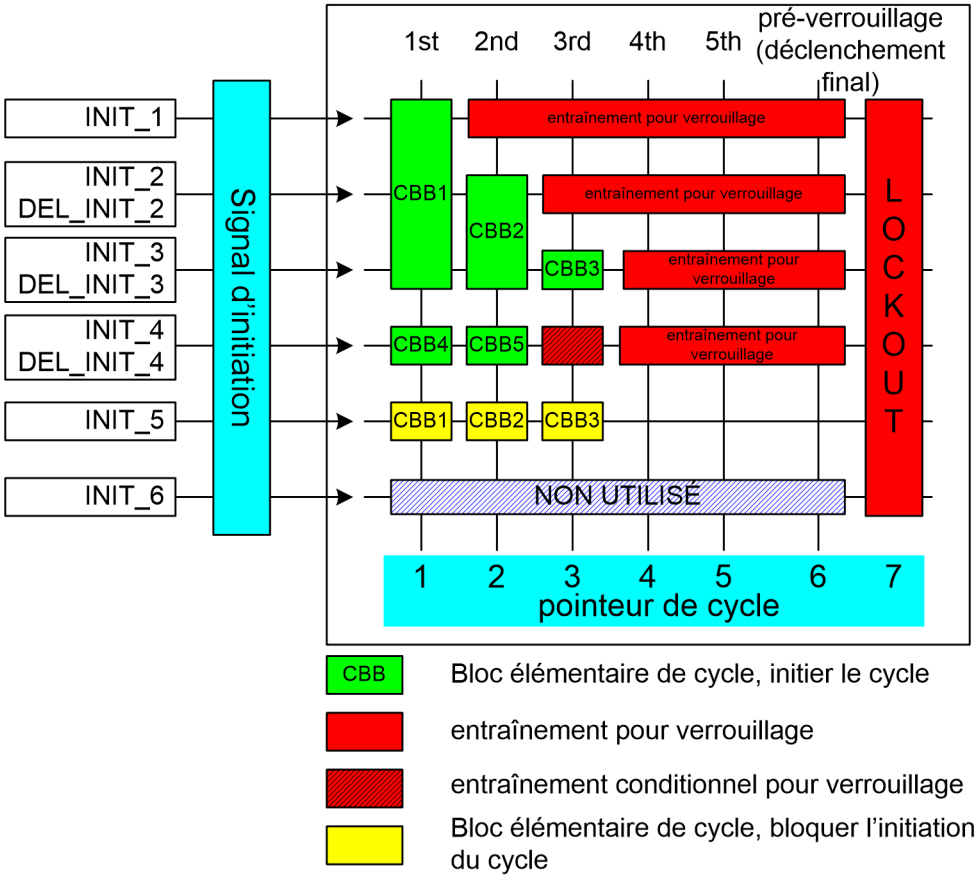


Figure 531: Exemple de programme de réenclenchement automatique avec une matrice de schéma de réenclenchement

Dans la fonction AR, chaque cycle peut être programmé pour se situer n'importe où dans la matrice de schéma de réenclenchement. Les cycles sont comme des blocs

élémentaires utilisés pour concevoir le programme de réenclenchement. Les blocs élémentaires sont appelés CBB. Tous les blocs sont similaires et disposent de réglages qui donnent le nombre de tentatives (colonnes de la matrice), les signaux de lancement ou de blocage (lignes de la matrice) et le temps de réenclenchement du cycle.

Les réglages relatifs à la configuration CBB sont les suivants :

- *First...Seventh reclose time (Premier...septième temps de réenclenchement)*
- *Init signals CBB1…CBB7 (Signaux de lancement CBB1…CBB7)*
- *Blk signals CBB1…CBB7 (Signaux de blocage CBB1…CBB7)*
- *Shot number CBB1…CBB7 (Numéro de cycle CBB1…CBB7)*

Le temps de réenclenchement définit le temps d'ouverture et le temps de coupure-établissement, c'est à dire le temps entre les commandes `OPEN_CB` et `CLOSE_CB`. Le réglage *Init signals CBBx* définit les signaux de lancement. Le réglage *Blk signals CBBx* définit les signaux de blocage qui sont liés au CBB (lignes de la matrice). Le réglage *Shot number CBB1…CBB7* définit quel cycle est lié au CBB (colonnes de la matrice). Par exemple, les réglages CBB1 sont les suivants :

- *First reclose time* = 1,0 s
- *Init signals CBB1* = 7 (trois bits de poids faible : 111000 = 7)
- *Blk signals CBB1* = 16 (le cinquième bit : 000010 = 16)
- *Shot number CBB1* = 1

Les réglages CBB2 sont les suivants :

- *Second reclose time* = 10 s
- *Init signals CBB2* = 6 (les deuxième et troisième bits : 011000 = 6)
- *Blk signals CBB2* = 16 (le cinquième bit : 000010 = 16)
- *Shot number CBB2* = 2

Les réglages CBB3 sont les suivants :

- *Third reclose time* = 30 s
- *Init signals CBB3* = 4 (le troisième bit : 001000 = 4)
- *Blk signals CBB3* = 16 (le cinquième bit : 000010 = 16)
- *Shot number CBB3* = 3

Les réglages CBB4 sont les suivants :

- *Fourth reclose time* = 0,5 s
- *Init signals CBB4* = 8 (le quatrième bit : 000100 = 8)
- *Blk signals CBB4* = 0 (aucun signal de blocage lié à ce CBB)
- *Shot number CBB4* = 1

Si un cycle est lancé à partir de la ligne `INIT_1`, seul un cycle est autorisé avant verrouillage. Si un cycle est lancé à partir de la ligne `INIT_3`, trois cycles sont autorisés avant verrouillage.

Un lancement de la séquence à partir de la ligne INIT_4 entraîne un verrouillage après deux cycles. Dans une situation où le lancement est réalisé à la fois à partir de la ligne INIT_3 et de la ligne INIT_4, un troisième cycle est autorisé, c'est à dire que le démarrage de CBB3 est permis. On appelle cela le verrouillage conditionnel. Si le lancement est effectué à partir de la ligne INIT_2 et de la ligne INIT_3, un verrouillage immédiat se produit.

La ligne INIT_5 est utilisée à des fins de blocage. Si la ligne INIT_5 est active durant un démarrage de séquence, la tentative de réenclenchement est bloquée et la fonction AR passe en verrouillage.



Si plusieurs CBB sont démarrés avec le pointeur de cycle, le CBB de numéro individuel le plus petit est toujours sélectionné. Par exemple, si les lignes INIT_2 et INIT_4 sont actives pour le deuxième cycle, c'est à dire que le pointeur de cycle vaut 2, le CBB2 est démarré à la place du CBB5.

Même en l'absence de réception des signaux de lancement depuis les fonctions de protection, la fonction AR peut être configurée pour continuer du deuxième au cinquième cycle de réenclenchement. Il peut, par exemple, être demandé à la fonction AR de poursuivre automatiquement la séquence lorsque le disjoncteur échoue à se fermer sur demande. Dans ce cas, la fonction AR émet une commande CLOSE_CB. Lorsque la durée d'attente de fermeture est écoulée, c'est à dire que la fermeture du disjoncteur a échoué, le cycle suivant est automatiquement démarré. On peut citer comme autre exemple la génération intégrée de la ligne d'alimentation, qui peut faire échouer le vérification du synchronisme et empêcher le réenclenchement. Si la séquence de réenclenchement automatique est poursuivie jusqu'au deuxième cycle, la réussite d'un réenclenchement synchrone est plus probable qu'avec le premier cycle, puisque le deuxième cycle dure plus longtemps que le premier.

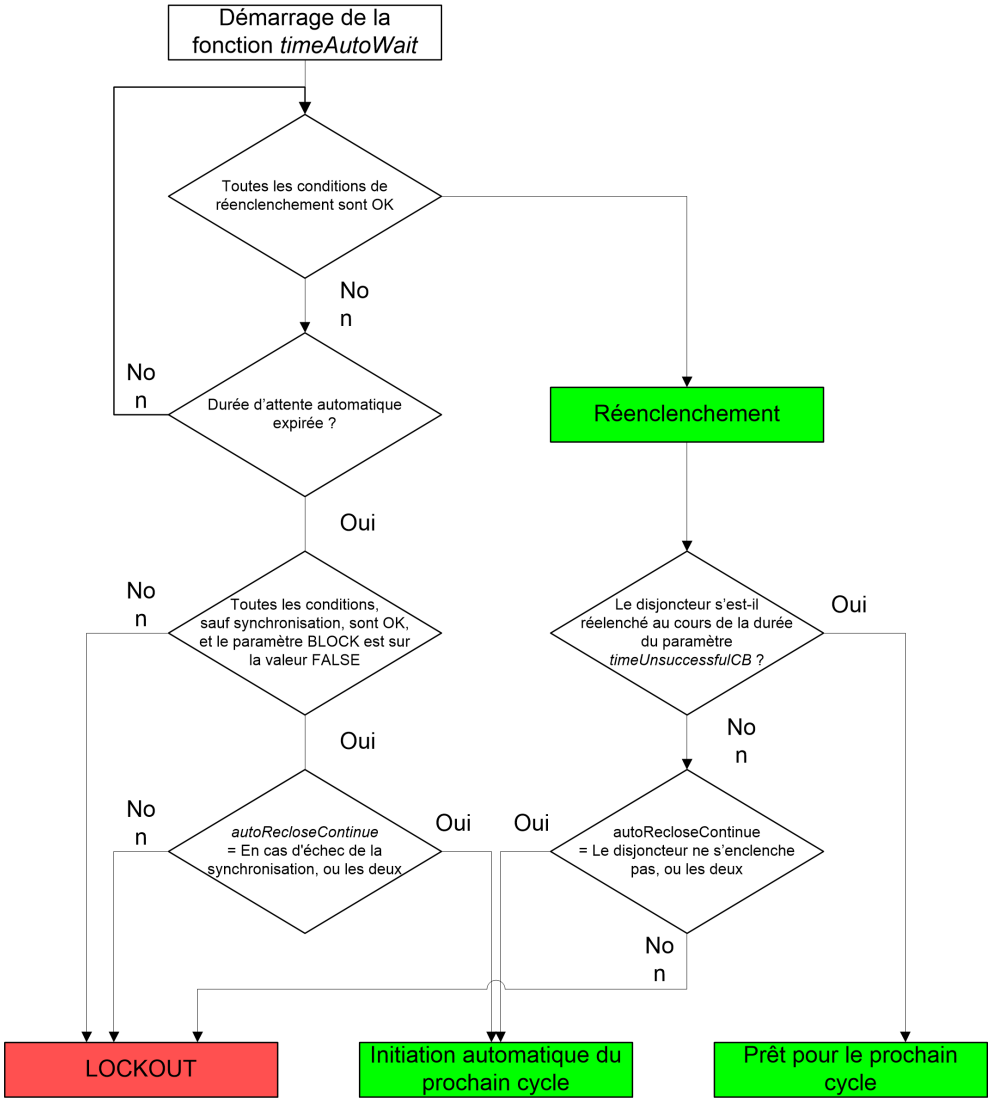


Figure 532: Schéma logique de la détection de séquence de lancement automatique

Un lancement automatique peut être sélectionné par le réglage *Auto initiation Cnd* (Cde lancement auto) comme suit :

- Non autorisée : aucun lancement automatique n'est permis.
- Lorsque la synchronisation échoue, le lancement automatique est réalisé lorsque le temps d'attente auto est écoulé et que le réenclenchement est empêché à cause d'une défaillance lors de la vérification de synchronisme.
- Lorsque le disjoncteur ne se ferme pas, le lancement automatique est réalisé si le disjoncteur ne se ferme pas pendant le temps d'attente de fermeture suivant l'émission d'une commande de réenclenchement.
- Les deux : le lancement automatique est autorisé lorsque la synchronisation échoue ou que le disjoncteur ne se ferme pas.

Le paramètre *Auto init* (Lancement auto) définit quelles sont les lignes INIT_X qui sont activées lors du lancement automatique. La valeur par défaut de ce paramètre est "0", ce qui signifie qu'aucun lancement automatique n'est sélectionné.

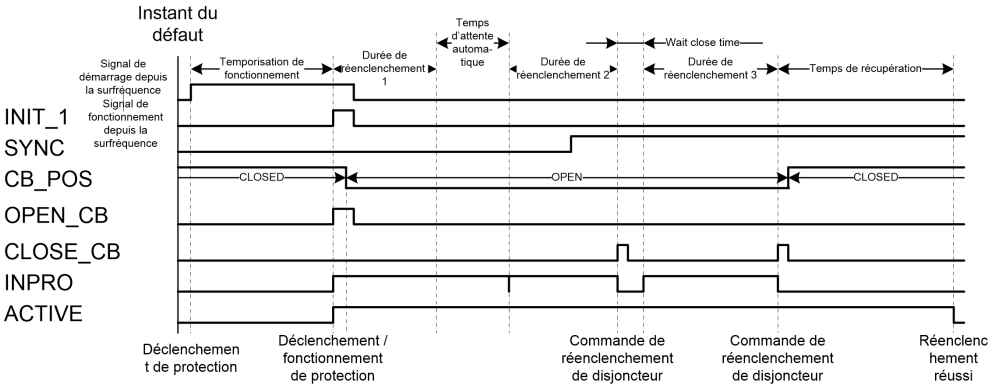


Figure 533: Exemple de séquence de lancement automatique avec échec de synchronisation lors du premier cycle et échec de fermeture du disjoncteur lors du deuxième cycle

Lors du premier cycle, la condition de synchronisation n'est pas satisfaite (SYNC est sur FALSE). Lorsque la durée d'attente automatique est écoulée, la séquence se poursuit jusqu'au deuxième cycle. Lors du deuxième réenclenchement, la condition de synchronisation est satisfaite et la commande de fermeture est transmise au disjoncteur après écoulement de la deuxième durée de fermeture.

À l'issue du deuxième cycle, le disjoncteur échoue à se fermer à l'expiration de la durée d'attente de fermeture. Le troisième cycle est démarré et une nouvelle commande de fermeture est transmise à l'expiration de la troisième durée de fermeture. Le disjoncteur se ferme normalement et la durée de récupération démarre. Une fois la durée de récupération écoulée, la séquence se termine avec succès.

9.4.4.3 Contrôle du pointeur de cycle

L'exécution d'une séquence de réenclenchement est contrôlée par un pointeur de cycle. Elle peut être ajustée avec les données surveillées SHOT_PTR.

Le pointeur de cycle démarre à une valeur initiale de « 1 » et détermine, selon les paramètres, si le lancement d'un certain cycle est autorisé ou non. Après chaque cycle, la valeur du pointeur de cycle augmente. Cette opération est effectuée jusqu'à ce qu'un réenclenchement ou un verrouillage aboutisse à l'issue d'une séquence de cycles complète contenant un total de cinq cycles.

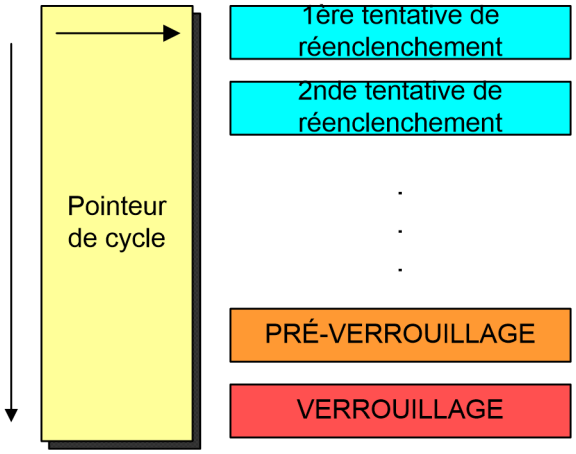


Figure 534: Fonction de pointeur de cycle

Chaque fois qu'un pointeur de cycle augmente, le temps de récupération démarre. Lorsque le temps de récupération s'achève, le pointeur de cycle retrouve sa valeur initiale, à moins qu'aucun nouveau cycle ne soit lancé. Le pointeur de cycle augmente lorsque le temps de réenclenchement est écoulé ou au front descendant du signal INC_SHOTP.

Lorsque SHOT_PTR a la valeur six, la fonction AR se trouve dans un état dit de pré-verrouillage. Si un nouveau lancement survient à l'état de pré-verrouillage, la fonction AR se verrouille. Par conséquent, un nouveau lancement de séquence à l'état de pré-verrouillage n'est pas possible.

La fonction AR passe à l'état de pré-verrouillage dans les cas suivants :

- Pendant SOTF
- Lorsque la fonction AR est active, elle reste dans un état de pré-verrouillage pendant la durée définie par le temps de récupération
- Lorsque les cinq cycles ont été exécutés
- Lorsque la limite du compteur de fonctionnement fréquent est atteinte. Un nouveau lancement de séquence force le verrouillage de la fonction AR.

9.4.4.4 Contrôleur de réenclenchement

Le contrôleur de réenclenchement calcule les temps de réenclenchement, de discrimination et de récupération. Le temps de réenclenchement commence lorsque le signal INPRO est activé, c'est à dire lorsque la séquence est lancée et que le CBB activé définit le temps de réenclenchement.

Lorsque le temps de réenclenchement s'est écoulé, la sortie CLOSE_CB reste inactive jusqu'à ce que les conditions suivantes aient été remplies :

- L'entrée SYNC doit être TRUE si le CBB en question demande des informations concernant le synchronisme.
- Toutes les entrées d'initiation AR qui sont des lignes de protection définies (utilisant le paramètre *Control line* (Ligne de contrôle)) sont inactives.
- Le disjoncteur est ouvert.
- Le disjoncteur est prêt pour la commande de fermeture, c'est-à-dire que l'entrée CB_READY est TRUE. Cela est indiqué par la sortie READY active.

Si au moins une des conditions n'est pas remplie dans la période définie avec le paramètre *Auto wait time* (Temps d'attente automatique), la séquence de réenclenchement automatique est verrouillée.

L'exigence de synchronisation pour les CBB peut être définie à l'aide du paramètre *Synchronisation set* (Réglage de synchronisation) qui est un masque binaire. Le bit le plus faible du paramètre *Synchronisation set* (Réglage de synchronisation) correspond à CBB1 et le bit le plus fort à CBB7. Par exemple, si le paramètre est réglé sur « 1 », seul CBB1 nécessite une synchronisation. Si le paramètre est réglé sur « 7 », CBB1, CBB2 et CBB3 requièrent que l'entrée SYNC soit TRUE avant que la commande de réenclenchement puisse être donnée.

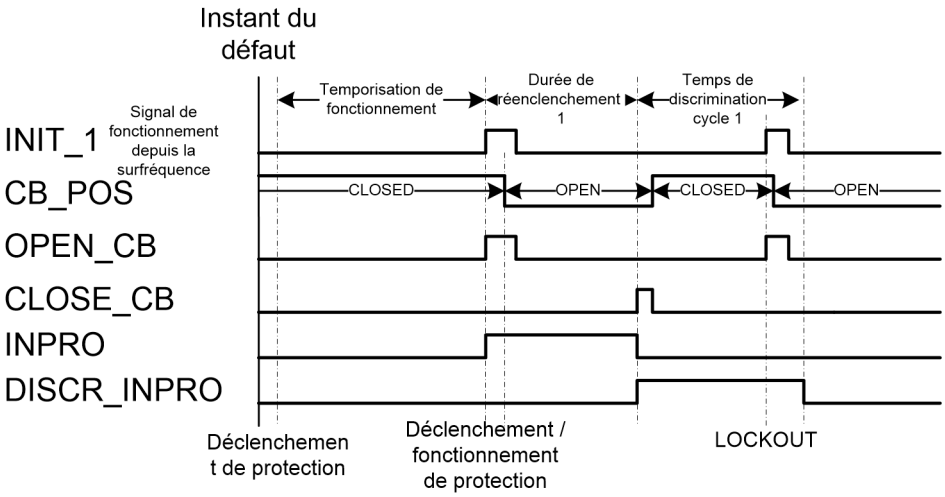


Figure 535: Initiation pendant le temps de discrimination - La fonction AR se verrouille

Le temps de discrimination commence Lorsque la commande de fermeture CLOSE_CB a été donnée. Si l'entrée de démarrage est activée avant la fin du temps de discrimination, la fonction AR se verrouille. La valeur par défaut pour chaque temps de discrimination est de zéro. Le temps de discrimination peut être réglé à l'aide du paramètre *Dsr time shot 1...4* (Temps dscr., cycle 1...4).

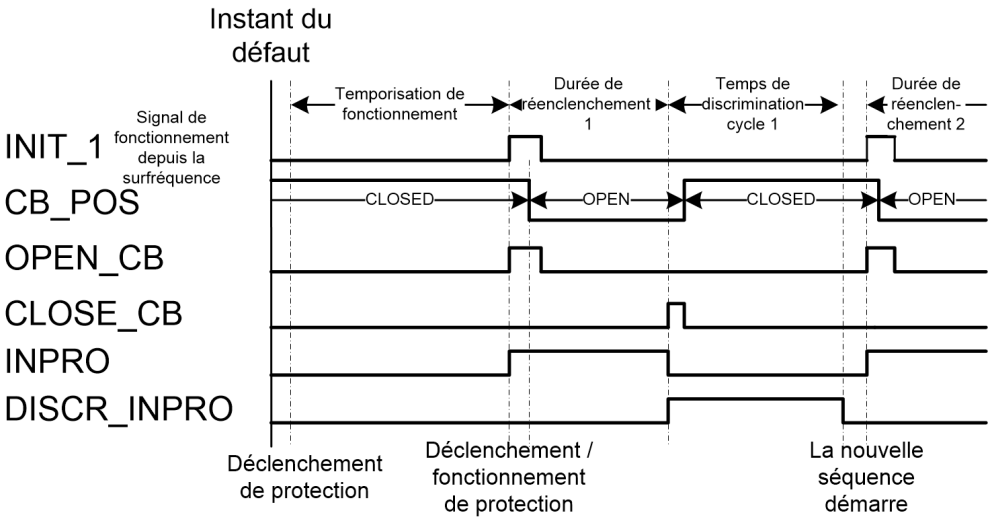


Figure 536: Initiation après écoulement du temps de discrimination - Début d'un nouveau cycle

9.4.4.5 Contrôleur de séquence

Lorsque la sortie `LOCKED` est active, la fonction AR est verrouillée. Cela signifie qu'il n'est pas possible d'initialiser une nouvelle séquence car l'AR ne répond pas aux commandes d'initiation. Il est possible de la déverrouiller en suivant les méthodes suivantes.

- La fonction est réinitialisée via une communication avec le paramètre *RecRs*. La même fonctionnalité est également présente dans le menu Clear (Effacer) (réinitialisation DARREC1).
- Le verrouillage est automatiquement réinitialisé au bout du temps de récupération, si le paramètre *Auto lockout reset* (Réinitialisation du verrouillage automatique) est utilisé.

Si le paramètre *Auto lockout reset* (Réinitialisation du verrouillage automatique) n'est pas utilisé, le verrouillage peut uniquement être supprimé avec le paramètre *RecRs*.

La fonction AR peut se verrouiller pour de nombreuses raisons.

- L'entrée `INHIBIT_RECL` est active.
- Tous les cycles ont été exécutés et une nouvelle initiation est réalisée (déclenchement final).
- Le temps établi avec le paramètre *Auto wait time* (Temps d'attente automatique) expire et l'initiation de la séquence automatique n'est pas autorisée à cause d'un échec de synchronisation.
- Le temps établi avec le paramètre *Wait close time* (Temps d'attente de fermeture) expire, c'est-à-dire que le disjoncteur ne se ferme pas ou que l'initiation de la

séquence automatique n’est pas permise à cause d'un échec de fermeture du disjoncteur.
- Un nouveau cycle est lancé pendant le temps de discrimination.
- Le temps établi avec le paramètre *Max wait time* (Temps d’attente max.) expire, c’est-à-dire que l’unité maîtresse ne libère pas l’unité esclave.
- La limite du compteur de fonctionnement fréquent est atteinte et une nouvelle séquence est lancée. Le verrouillage est supprimé après expiration de la temporisation de rétablissement.
- Le signal de déclenchement de protection est resté actif plus longtemps que le temps défini à l’aide du paramètre *Max wait time* (Temps d’attente max.) depuis le lancement du cycle.
- Le disjoncteur est fermé manuellement pendant la séquence de réenclenchement automatique et le mode de fermeture manuelle est FALSE.

9.4.4.6 Contrôleur de coordination de protection

La sortie PROT_CRD sert à commander les fonctions de protection. Dans plusieurs applications, telles que des applications de protection des fusibles impliquant des fusibles en aval, le déclenchement et l’initiation du cycle 1 doivent être rapides (instantanées ou avec une courte temporisation). Le déclenchement et l'initiation des cycles 2 et 3, ainsi que le temps de déclenchement constant doivent être retardés.

Dans cet exemple, deux éléments à maximum de courant PHLPTOC et PHIPTOC sont utilisés. PHIPTOC reçoit une caractéristique Instantanée et PHLPTOC reçoit une Temporisation.

La sortie PROT_CRD est activée si la valeur SHOT_PTR est égale ou supérieure à la valeur définie avec le paramètre *Protection crd limit* (Limite crd de protection) et si tous les signaux d’initialisation ont été réinitialisés. La sortie PROT_CRD est réinitialisée dans les conditions suivantes :

- Si le temps de coupure s’écoule
- Si le temps de récupération s’écoule et que la fonction AR est prête pour une nouvelle séquence
- Si la fonction AR est verrouillée ou désactivée, c’est-à-dire, si la valeur du paramètre *Protection crd mode* (Mode crd de protection) est « AR inoperative » (AR inopérant) ou « AR inop, CB man » (AR inopérant, disjoncteur man.).

La sortie PROT_CRD peut également être contrôlée à l’aide du paramètre *Protection crd mode* (Mode crd de Protection). Le paramètre présente les modes suivants :

- « no condition » (pas de condition) : la sortie PROT_CRD est contrôlée uniquement à l'aide du paramètre *Protection crd limit* (Limite crd de Protection)
- « AR inoperative » (AR inopérant) : la sortie PROT_CRD est active, si la fonction AR est désactivée ou verrouillée, ou si l'entrée INHIBIT_RECL est active
- « CB close manual » (Fermeture disjoncteur manuelle) : la sortie PROT_CRD est active pour le temps de récupération si le disjoncteur a été fermé manuellement, c'est-à-dire, si la fonction AR n'a pas émis de commande de fermeture
- « AR inop, CB man » (AR inopérant, disjoncteur man.) : les deux modes « AR inoperative » (AR inopérant) et « CB close manual » (Fermeture disjoncteur manuelle) sont activés
- « always » (Toujours) : la sortie PROT_CRD est active en permanence

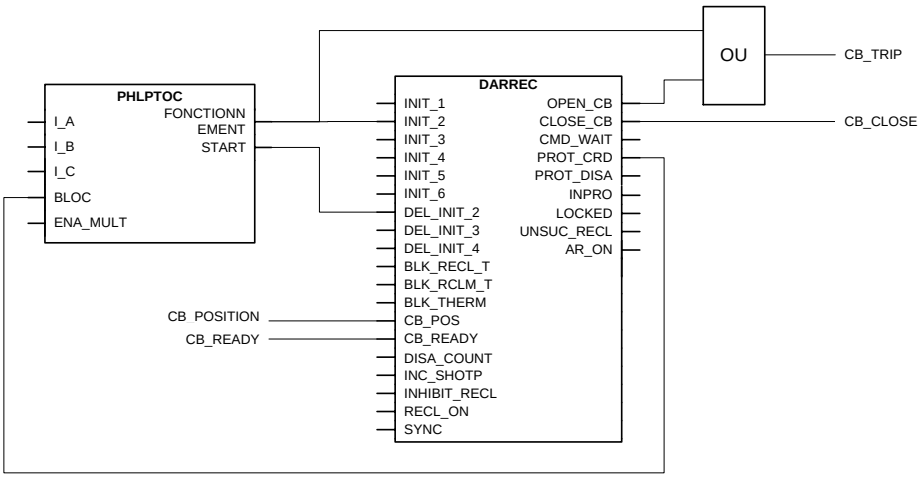


Figure 537: Exemple de configuration utilisant la sortie PROT_CRD pour le blocage de la protection

Si le paramètre *Protection crd limit* (Limite crd de Protection) a une valeur de « 1 », la protection à maximum de courant triphasé instantanée PHIPTOC est désactivée ou bloquée après le premier cycle.

9.4.4.7 Contrôleur de disjoncteur

Le contrôleur de disjoncteur contient deux fonctionnalités : SOTF et un compteur de fonctionnement fréquent. SOFT protège la fonction AR en cas de défauts permanents.

Les informations de position du disjoncteur sont contrôlées par le réglage *CB closed Pos status* (État pos. fermée disjoncteur). La valeur de réglage "TRUE" signifie que le disjoncteur est fermé, l'entrée CB_POS est sur TRUE. Lorsque le réglage est sur "FALSE", l'entrée CB_POS est sur FALSE, à condition que le disjoncteur soit fermé. La durée de l'impulsion de commande de réenclenchement peut être contrôlée par le réglage *Close pulse time* (Durée impulsion fermeture) : la sortie CLOSE_CB est active pendant le laps de temps défini par le réglage *Close pulse time*. La sortie CLOSE_CB est aussi désactivée lorsqu'une fermeture du disjoncteur est détectée, c'est à dire

lorsque l'entrée CB_POS passe de l'état ouvert à l'état fermé. Le réglage *Wait close time* (Durée attente de fermeture) définit la durée après l'activation de la commande CLOSE_CB, durant laquelle le disjoncteur doit être fermé. Si la fermeture du disjoncteur ne se produit pas pendant cette durée, la fonction de réenclenchement automatique est activée pour effectuer un verrouillage ou, si c'est autorisé, un lancement automatique est déclenché.

La principale motivation du réenclenchement automatique repose d'abord sur l'hypothèse que le défaut est temporaire par nature et qu'une mise hors tension momentanée de la ligne d'alimentation et un réenclenchement automatique rétabliront l'alimentation électrique. Toutefois, lorsque la ligne d'alimentation est mise sous tension manuellement et qu'un déclenchement de protection immédiat est détecté, il est très probable que le défaut soit de type permanent. Un défaut permanent est, par exemple, la mise sous tension d'une ligne d'alimentation sur une terre oubliée après des travaux de maintenance sur la ligne d'alimentation. Dans de tels cas, SOFT est activée, mais uniquement pour le durée de récupération après la mise sous tension de la ligne d'alimentation et seulement lorsque le disjoncteur a été fermé manuellement et non par la fonction AR.

SOFT désactive tout lancement de cycle de réenclenchement. La mise sous tension de la ligne d'alimentation est détectée à partir de l'information CB_POS.

SOFT est activée lorsque la fonction AR est autorisée ou lorsque la fonction AR est démarrée et SOFT reste active pendant la durée de récupération.

Lorsque SOTF est détectée, le paramètre *SOTF* est actif.

Si le réglage *Manual close mode* (Mode fermeture manuelle) est défini sur FALSE et que le disjoncteur a été fermé manuellement durant un cycle de réenclenchement, l'unité AR passe immédiatement à l'état de verrouillage.

Si le réglage *Manual close mode* (Mode fermeture manuelle) est défini sur TRUE et que le disjoncteur a été fermé manuellement durant un cycle de réenclenchement (INPRO est actif), le cycle est considéré comme terminé.

Lorsque que SOFT démarre, la durée de récupération est redémarrée, à condition qu'elle soit en cours.

Le compteur de fonctionnement fréquent est destiné à bloquer la fonction de réenclenchement automatique dans les cas où le défaut provoque des séquences de réenclenchement automatique répétitives pendant un cours laps de temps. Par exemple, si une arborescence provoque un court-circuit et qu'il en résulte des cycles

de réenclenchement automatique à intervalles de quelques minutes pendant une nuit de tempête. Ces types de défaut peuvent facilement endommager le disjoncteur si la fonction AR n'est pas verrouillée par un compteur de fonctionnement fréquent.

Le compteur de fonctionnement fréquent dispose de trois réglages :

- *Frq Op counter limit*
- *Frq Op counter time*
- *Frq Op recovery time*

Le réglage *Frq Op counter limit* (Limte compteur fonct. fréq.) définit le nombre de tentatives de réenclenchement admissibles pendant le laps de temps défini par le réglage *Frq Op counter time* (Durée compteur fonct. fréq.). Si la valeur de consigne est atteinte dans un laps de temps prédéfini par le réglage *Frq Op counter time*, la fonction AR passe en verrouillage lorsqu'un nouveau cycle débute, à condition que le compteur soit toujours au-dessus de la limite définie. Le verrouillage est libéré après expiration de la temporisation de rétablissement. La durée de rétablissement peut être définie par le réglage *Frq Op recovery time* (Durée de rétablissement fonct. fréq.).

Si le disjoncteur est fermé manuellement pendant la durée de rétablissement, la durée de récupération est activée après expiration de la temporisation de rétablissement.

9.4.5 Compteurs

La fonction AR contient six compteurs. Leurs valeurs sont stockées dans une mémoire semi-rémanente. Les compteurs sont augmentés au front montant de la commande de réenclenchement. Les compteurs décomptent les situations suivantes.

- `COUNTER` : compte chaque activation de la commande de réenclenchement
- `CNT_SHOT1` : compte les commandes de réenclenchement exécutées depuis le cycle 1
- `CNT_SHOT2` : compte les commandes de réenclenchement exécutées depuis le cycle 2
- `CNT_SHOT3` : compte les commandes de réenclenchement exécutées depuis le cycle 3
- `CNT_SHOT4` : compte les commandes de réenclenchement exécutées depuis le cycle 4
- `CNT_SHOT5` : compte les commandes de réenclenchement exécutées depuis le cycle 5

Les compteurs sont désactivés via une communication avec le paramètre *DsaCnt*. Lorsque les compteurs sont désactivés, les valeurs ne sont pas mises à jour.

Les compteurs sont réinitialisés via une communication avec le paramètre *CntRs*.La même fonctionnalité est également présente dans le menu d'effacement (compteurs DARREC1).

9.4.6 Application

Les systèmes d'alimentation électrique modernes peuvent fournir de l'énergie aux utilisateurs de manière très fiable. Cependant, différents types de défauts peuvent survenir. Les relais de protection jouent un rôle important dans la détection des pannes ou des anomalies dans le système. Ils détectent les défauts et donnent des ordres aux disjoncteurs correspondants pour isoler l'élément défectueux avant qu'un dommage excessif ou un éventuel effondrement du système électrique ne se produise. Une isolation rapide permet également de limiter les perturbations causées pour les parties saines du système électrique.

Les défauts peuvent être transitoires, semi-transitoires ou permanents. Par exemple, un défaut permanent dans les câbles d'alimentation signifie qu'il y a un dommage physique à l'endroit du défaut qui doit d'abord être localisé et réparé avant que la tension du réseau puisse être rétablie.

Dans les lignes aériennes, le matériau isolant entre les conducteurs de phase est l'air. La majorité des défauts sont des défauts d'arcs électriques causés par la foudre, par exemple. Seule une courte interruption est nécessaire pour éteindre l'arc. Ces défauts sont transitoires par nature.

Un défaut semi-transitoire peut être causé par exemple par un oiseau ou une branche d'arbre tombant sur la ligne aérienne. Le défaut disparaît de lui-même si le courant de défaut brûle la branche ou si le vent l'emporte.

Les défauts transitoires et semi-transitoires peuvent être éliminés par une mise hors tension momentanée de la ligne électrique. L'utilisation de la fonction de réenclenchement automatique minimise les interruptions de service du réseau électrique et permet de rétablir le courant rapidement et sans effort.

L'idée de base de la fonction de réenclenchement automatique est simple. Dans les lignes aériennes, où de nombreux défauts peuvent disparaître d'eux-mêmes, la fonction de réenclenchement automatique tente de rétablir le courant en réenclenchant le disjoncteur. C'est une méthode qui permet de remettre le réseau électrique en fonctionnement normal en supprimant les défauts transitoires ou semi-transitoires. Plusieurs essais, c'est-à-dire des cycles de réenclenchement automatique, sont autorisés. Si aucun des essais n'aboutit et que le défaut persiste, un déclenchement définitif suit.

La fonction de réenclenchement automatique peut être utilisée avec tous les disjoncteurs qui ont la possibilité d'effectuer une séquence de réenclenchement. La méthode de mise en œuvre des séquences de réenclenchement automatique de la fonction DARREC est brevetée par ABB

Tableau 1002: Définitions importantes relatives au réenclenchement automatique

cycle de réenclenchement automatique	une manœuvre où, après un temps prédéfini, le disjoncteur est fermé à la suite du déclenchement du disjoncteur causé par la protection
séquence de réenclenchement automatique	une méthode prédéfinie pour faire des tentatives de réenclenchement (cycles) pour restaurer le système d'alimentation
SOTF	Si la protection détecte un défaut immédiatement après la fermeture d'un disjoncteur ouvert, c'est une indication que le défaut était déjà présent. Il peut s'agir, par exemple, d'une mise à la terre oubliée après des travaux d'entretien. Une telle fermeture du disjoncteur est connue sous le nom d'enclenchement sur défaut. Dans de telles conditions, le réenclenchement automatique est interdit.
déclenchement final	Se produit en cas de défaut permanent, lorsque le disjoncteur est ouvert pour la dernière fois après toutes les opérations de réenclenchement automatique programmées. Comme aucun réenclenchement automatique ne suit, le disjoncteur reste ouvert. C'est ce qu'on appelle le déclenchement final ou le déclenchement définitif.

9.4.6.1 Lancement d'un cycle

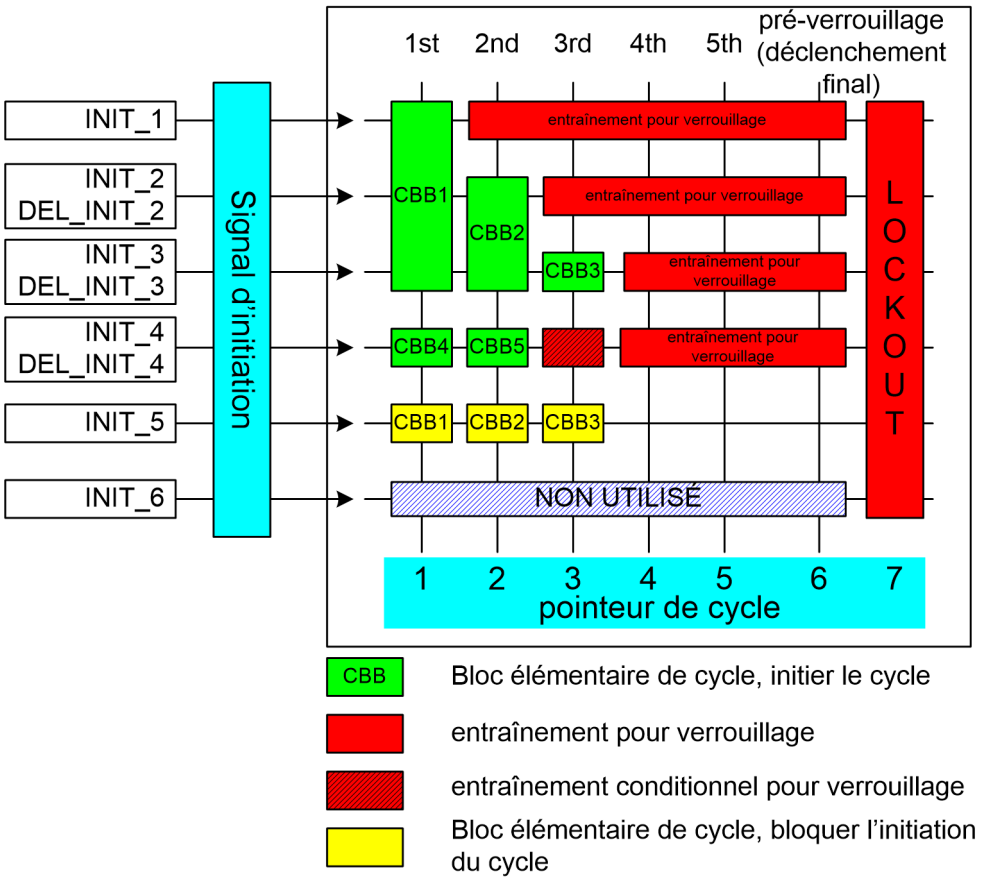


Figure 538: Exemple de programme de réenclenchement automatique avec une matrice de schéma de réenclenchement

Dans la fonction AR, chaque cycle peut être programmé pour se situer n'importe où dans la matrice de schéma de réenclenchement. Les cycles sont comme des blocs élémentaires utilisés pour concevoir le programme de réenclenchement. Les blocs élémentaires sont appelés CBB. Tous les blocs sont similaires et disposent de réglages qui donnent le nombre de tentatives (colonnes de la matrice), les signaux de lancement ou de blocage (lignes de la matrice) et le temps de réenclenchement du cycle.

Les réglages relatifs à la configuration CBB sont les suivants :

- *First...Seventh reclose time (Premier...septième temps de réenclenchement)*
- *Init signals CBB1…CBB7 (Signaux de lancement CBB1…CBB7)*
- *Blk signals CBB1…CBB7 (Signaux de blocage CBB1…CBB7)*
- *Shot number CBB1…CBB7 (Numéro de cycle CBB1…CBB7)*

Le temps de réenclenchement définit le temps d'ouverture et le temps de coupure-établissement, c'est à dire le temps entre les commandes `OPEN_CB` et `CLOSE_CB`. Le réglage *Init signals CBBx* définit les signaux de lancement. Le réglage *Blk signals CBBx* définit les signaux de blocage qui sont liés au CBB (lignes de la matrice). Le réglage *Shot number CBB1…CBB7* définit quel cycle est lié au CBB (colonnes de la matrice). Par exemple, les réglages CBB1 sont les suivants :

- *First reclose time* = 1,0 s
- *Init signals CBB1* = 7 (trois bits de poids faible : 111000 = 7)
- *Blk signals CBB1* = 16 (le cinquième bit : 000010 = 16)
- *Shot number CBB1* = 1

Les réglages CBB2 sont les suivants :

- *Second reclose time* = 10 s
- *Init signals CBB2* = 6 (les deuxième et troisième bits : 011000 = 6)
- *Blk signals CBB2* = 16 (le cinquième bit : 000010 = 16)
- *Shot number CBB2* = 2

Les réglages CBB3 sont les suivants :

- *Third reclose time* = 30 s
- *Init signals CBB3* = 4 (le troisième bit : 001000 = 4)
- *Blk signals CBB3* = 16 (le cinquième bit : 000010 = 16)
- *Shot number CBB3* = 3

Les réglages CBB4 sont les suivants :

- *Fourth reclose time* = 0,5 s
- *Init signals CBB4* = 8 (le quatrième bit : 000100 = 8)
- *Blk signals CBB4* = 0 (aucun signal de blocage lié à ce CBB)
- *Shot number CBB4* = 1

Si un cycle est lancé à partir de la ligne INIT_1, seul un cycle est autorisé avant verrouillage. Si un cycle est lancé à partir de la ligne INIT_3, trois cycles sont autorisés avant verrouillage.

Un lancement de la séquence à partir de la ligne INIT_4 entraîne un verrouillage après deux cycles. Dans une situation où le lancement est réalisé à la fois à partir de la ligne INIT_3 et de la ligne INIT_4, un troisième cycle est autorisé, c'est à dire que le démarrage de CBB3 est permis. On appelle cela le verrouillage conditionnel. Si le lancement est effectué à partir de la ligne INIT_2 et de la ligne INIT_3, un verrouillage immédiat se produit.

La ligne INIT_5 est utilisée à des fins de blocage. Si la ligne INIT_5 est active durant un démarrage de séquence, la tentative de réenclenchement est bloquée et la fonction AR passe en verrouillage.



Si plusieurs CBB sont démarrés avec le pointeur de cycle, le CBB de numéro individuel le plus petit est toujours sélectionné. Par exemple, si les lignes INIT_2 et INIT_4 sont actives pour le deuxième cycle, c'est à dire que le pointeur de cycle vaut 2, le CBB2 est démarré à la place du CBB5.

Même en l'absence de réception des signaux de lancement depuis les fonctions de protection, la fonction AR peut être configurée pour continuer du deuxième au cinquième cycle de réenclenchement. Il peut, par exemple, être demandé à la fonction AR de poursuivre automatiquement la séquence lorsque le disjoncteur échoue à se fermer sur demande. Dans ce cas, la fonction AR émet une commande CLOSE_CB. Lorsque la durée d'attente de fermeture est écoulée, c'est à dire que la fermeture du disjoncteur a échoué, le cycle suivant est automatiquement démarré. On peut citer comme autre exemple la génération intégrée de la ligne d'alimentation, qui peut faire échouer le vérification du synchronisme et empêcher le réenclenchement. Si la séquence de réenclenchement automatique est poursuivie jusqu'au deuxième cycle, la réussite d'un réenclenchement synchrone est plus probable qu'avec le premier cycle, puisque le deuxième cycle dure plus longtemps que le premier.

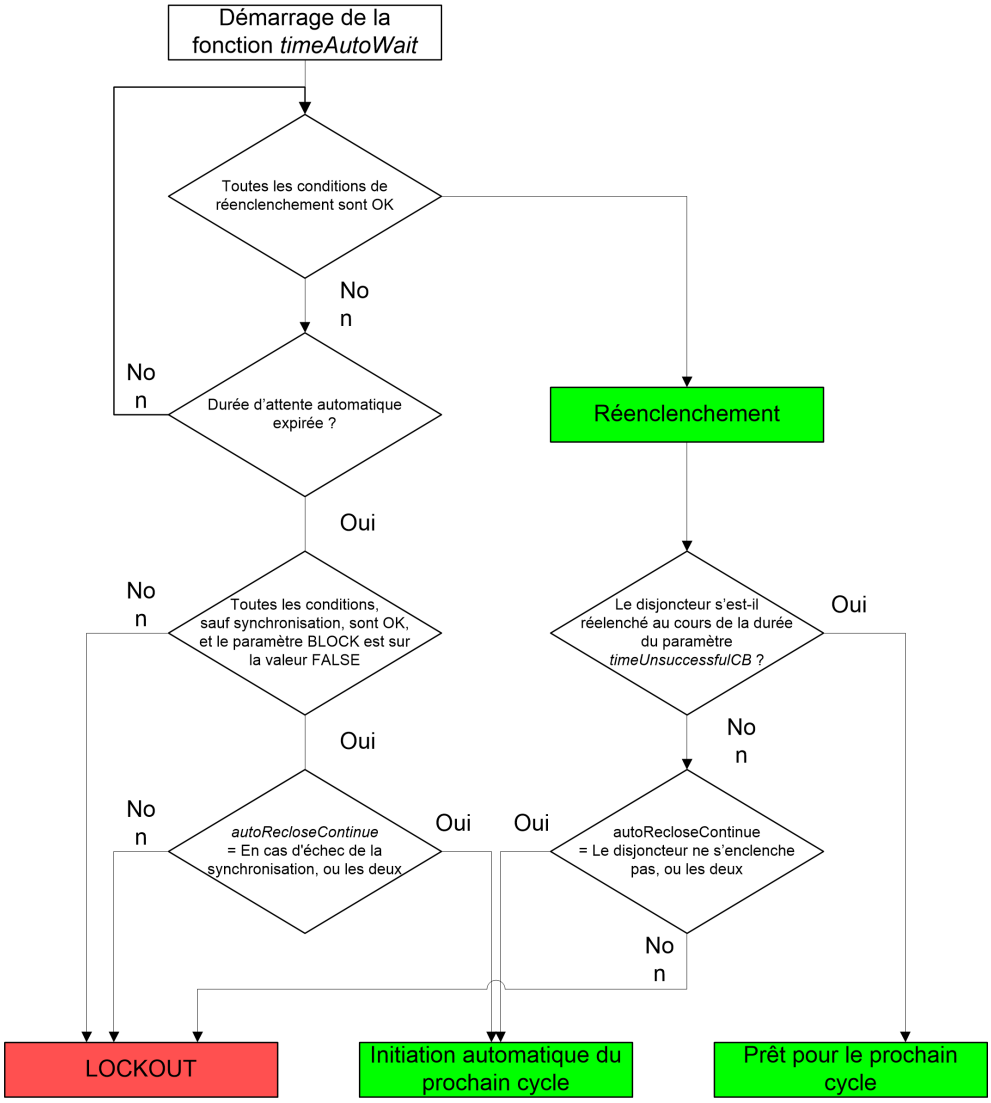


Figure 539: Schéma logique de la détection de séquence de lancement automatique

Un lancement automatique peut être sélectionné par le réglage *Auto initiation Cnd* (Cde lancement auto) comme suit :

- Non autorisée : aucun lancement automatique n'est permis.
- Lorsque la synchronisation échoue, le lancement automatique est réalisé lorsque le temps d'attente auto est écoulé et que le réenclenchement est empêché à cause d'une défaillance lors de la vérification de synchronisme.
- Lorsque le disjoncteur ne se ferme pas, le lancement automatique est réalisé si le disjoncteur ne se ferme pas pendant le temps d'attente de fermeture suivant l'émission d'une commande de réenclenchement.
- Les deux : le lancement automatique est autorisé lorsque la synchronisation échoue ou que le disjoncteur ne se ferme pas.

Le paramètre *Auto init* (Lancement auto) définit quelles sont les lignes `INIT_X` qui sont activées lors du lancement automatique. La valeur par défaut de ce paramètre est "0", ce qui signifie qu'aucun lancement automatique n'est sélectionné.

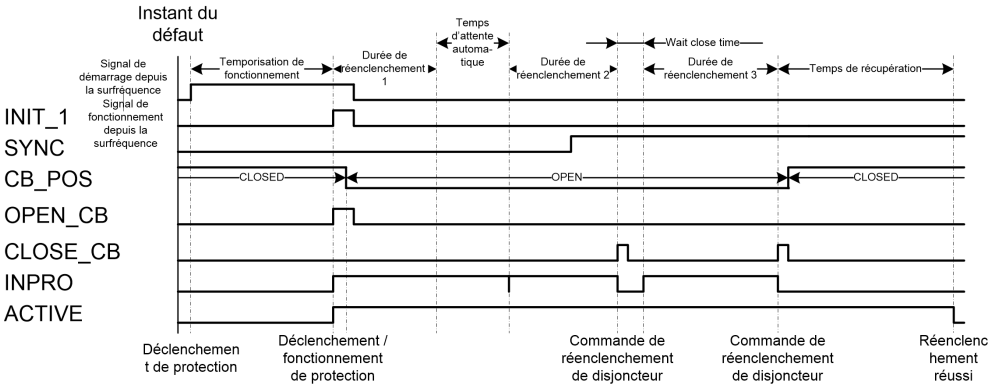


Figure 540: Exemple de séquence de lancement automatique avec échec de synchronisation lors du premier cycle et échec de fermeture du disjoncteur lors du deuxième cycle

Lors du premier cycle, la condition de synchronisation n'est pas satisfaite (`SYNC` est sur FALSE). Lorsque la durée d'attente automatique est écoulée, la séquence se poursuit jusqu'au deuxième cycle. Lors du deuxième réenclenchement, la condition de synchronisation est satisfaite et la commande de fermeture est transmise au disjoncteur après écoulement de la deuxième durée de fermeture.

À l'issue du deuxième cycle, le disjoncteur échoue à se fermer à l'expiration de la durée d'attente de fermeture. Le troisième cycle est démarré et une nouvelle commande de fermeture est transmise à l'expiration de la troisième durée de fermeture. Le disjoncteur se ferme normalement et la durée de récupération démarre. Une fois la durée de récupération écoulée, la séquence se termine avec succès.

9.4.6.2 Séquence

La séquence de réenclenchement automatique est mise en œuvre à l'aide des CBB. Le plus grand nombre possible de CBB est sept. Si l'utilisateur souhaite avoir, par exemple, une séquence de trois cycles, seuls les trois premiers CBB sont nécessaires. L'utilisation de blocs élémentaires au lieu de cycles fixes augmente la souplesse et permet des séquences multiples et adaptatives.

Chaque CBB est identique. Le paramètre *Shot number CBB_* (Numéro de cycle CBB) définit à quel point au cours d'une séquence de réenclenchement automatique le CBB doit être exécuté, c'est-à-dire, si le CBB en question va être le premier, le deuxième, le troisième, le quatrième ou le cinquième cycle.

Pendant le lancement d’un CBB, les conditions d’initiation et de verrouillage sont vérifiées. Cela est effectué pour tous les CBB simultanément. Chaque CBB qui répond aux conditions d'initiation demande une exécution.

La fonction suit également les cycles déjà réalisés, c’est-à-dire quelle suit le point auquel se trouve la séquence de réenclenchement automatique, entre le cycle 1 et le verrouillage. Par exemple, si les cycles 1 et 2 ont déjà été réalisés, seuls les cycles 3 à 5 sont autorisés.

De plus, le paramètre *Enable shot jump* (Activer saut de cycle) donne deux possibilités :

- Seuls les CBB paramétrés pour le cycle suivant dans la séquence peuvent être acceptés pour être exécutés. Par exemple, si le cycle suivant dans la séquence est le cycle 2, une demande du CBB pour l’exécution du cycle 3 est rejetée.
- Seuls les CBB paramétrés pour le cycle suivant ou l’un des cycles suivants peuvent être acceptés pour être exécutés. Par exemple, si le cycle suivant dans la séquence est le cycle 2, les CBB réglés pour les cycles 3, 4 et 5 sont acceptés. Autrement dit, le cycle 2 peut être ignoré.

Si l’exécution de plusieurs CBB est autorisée, le CBB présentant le numéro le plus petit est sélectionné. Par exemple, si CBB2 et CBB4 demandent une exécution, CBB2 est autorisé à exécuter le cycle.

La fonction de réenclenchement automatique peut exécuter jusqu’à cinq cycles de réenclenchement automatique.

9.4.6.3 Exemples de configuration

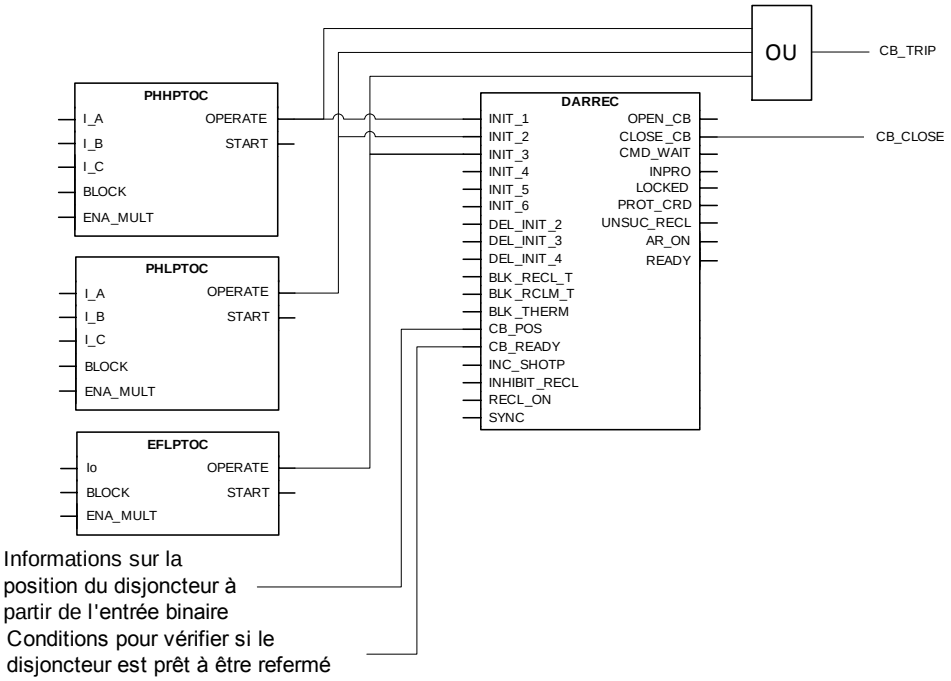


Figure 541: Exemple de connexion entre les fonctions de protection et de réenclenchement automatique dans la configuration du relais de protection

Il est possible de créer plusieurs séquences pour une configuration.

Les séquences de réenclenchement automatique pour les applications de protection à maximum de courant et de protection non directionnelle contre les défauts de terre où des réenclenchements automatiques rapides et temporisés sont nécessaires peuvent être les suivantes :

Exemple 1.

La séquence est réalisée par deux cycles qui ont le même temps de réenclenchement pour toutes les fonctions de protection, à savoir I>>, I> et Io>. Le déclenchement des cycles se fait par l’activation des signaux de fonctionnement des fonctions de protection.

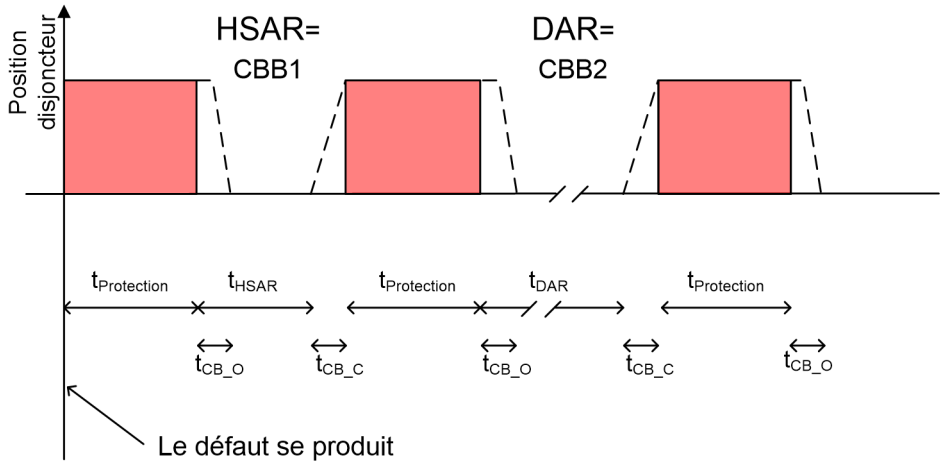


Figure 542: Séquence de réenclenchement automatique à deux cycles

t_{HSAR}	Temporisation du réenclenchement automatique rapide, ici : *First reclose time*
t_{DAR}	Temporisation du réenclenchement automatique temporisé, ici : *Second reclose time*
$t_{Protection}$	Durée de fonctionnement du seuil de protection pour l'élimination du défaut
t_{CB_O}	Temps de fonctionnement pour l'ouverture du disjoncteur
t_{CB_C}	Temps de fonctionnement pour la fermeture du disjoncteur

Dans ce cas, la séquence a besoin de deux CBB. Les temps de réenclenchement pour le cycle 1 et le cycle 2 sont différents, mais chaque fonction de protection déclenche la même séquence. La séquence des CBB est décrite dans le tableau 1003 suivant :

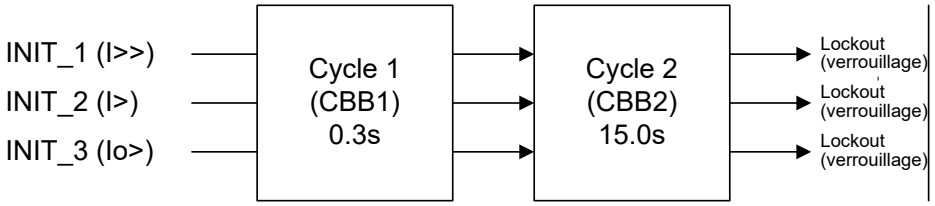


Figure 543: Deux cycles avec trois lignes de lancement

Tableau 1003: Paramètres pour l'exemple de configuration 1

Nom du paramètre	Valeur de réglage
Shot number CBB1	1
Init signals CBB1	7 (lignes 1, 2 et 3 = 1+2+4 = 7)
First reclose time	0,3 s (un exemple)
Suite du tableau à la page suivante	

Nom du paramètre	Valeur de réglage
Shot number CBB2	2
Init signals CBB2	7 (lignes 1, 2 et 3 = 1+2+4 = 7)
Second reclose time	15,0 s (un exemple)

Exemple 2

Il s'agit de deux séquences distinctes réalisées avec trois cycles. Le cycle 1 est mis en œuvre par le CBB1 et il est lancé avec le seuil élevé de la protection à maximum de courant (I>>). Le cycle 1 est réglé comme un réenclenchement automatique rapide avec une courte temporisation. Le cycle 2 est mis en œuvre par le CBB2 et est censé être le premier cycle de la séquence de réenclenchement automatique lancée par le seuil bas de la protection à maximum de courant (I>) et le seuil bas de la protection non directionnelle contre les défauts de terre (Io>). Il a le même temps de réenclenchement dans les deux situations. Il est défini comme un réenclenchement automatique rapide pour les défauts correspondants. Le troisième cycle, qui est le deuxième cycle de la séquence de réenclenchement automatique lancée par I> ou Io>, est réglé comme un réenclenchement automatique temporisé et exécuté après un réenclenchement automatique rapide infructueux d'une séquence correspondante.

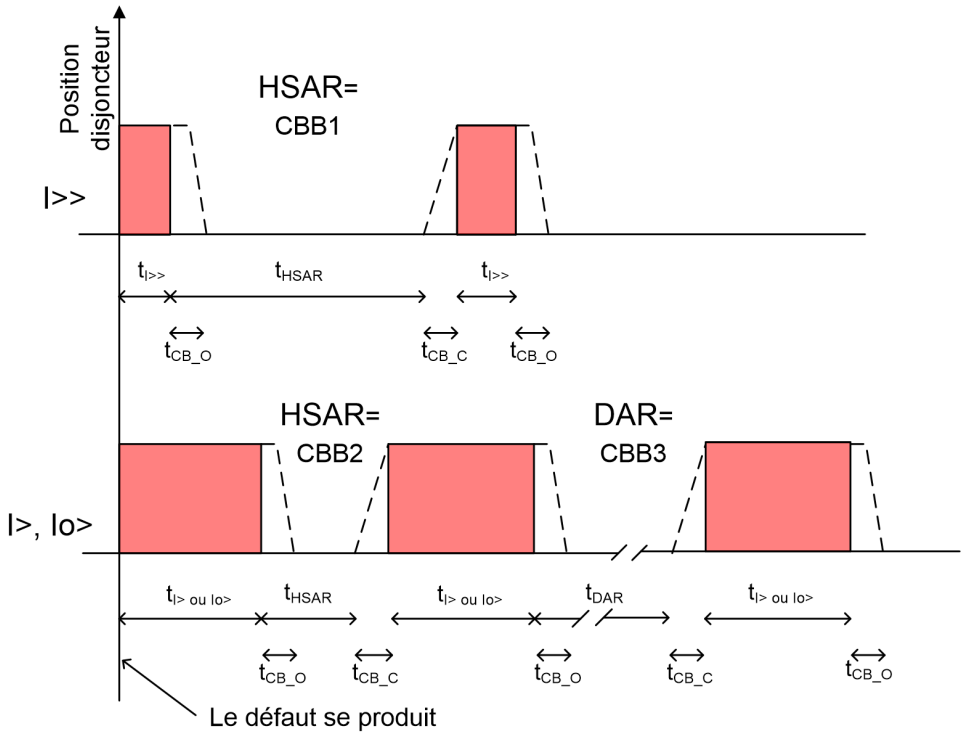


Figure 544: Séquence de réenclenchement automatique à deux cycles avec des réglages de cycle différents selon le signal de lancement

t_{HSAR} Temporisation du réenclenchement automatique rapide, ici : *First reclose time*

t_{DAR}	Temporisation du réenclenchement automatique temporisé, ici : *Second reclose time*
$t_{I>>}$	Temps de fonctionnement du seuil de protection I>> pour éliminer le défaut
$t_{I>}$ ou $_{Io>}$	Temps de fonctionnement du seuil de protection I> ou Io> pour éliminer le défaut
t_{CB_O}	Temps de fonctionnement pour l'ouverture du disjoncteur
t_{CB_C}	Temps de fonctionnement pour la fermeture du disjoncteur

Dans ce cas, le nombre de CBB nécessaires est de trois, c'est-à-dire que le temps de réenclenchement du premier cycle dépend du signal de lancement.

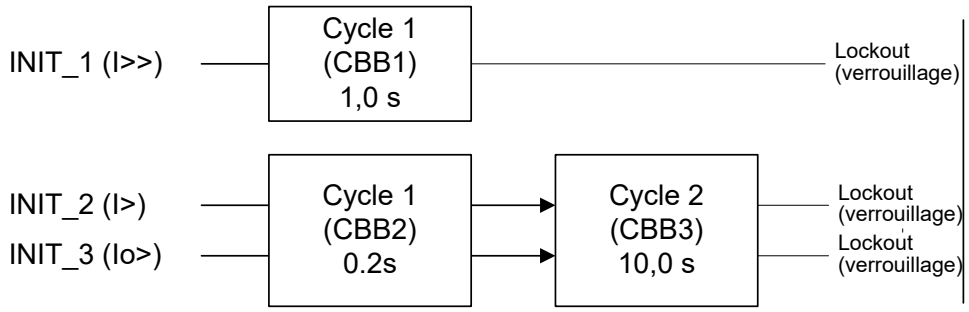


Figure 545: Trois cycles avec trois lignes de lancement

Si la séquence est lancée à partir de la ligne `INIT_1`, c'est-à-dire le seuil haut de protection à maximum de courant, la séquence dure un cycle. Si la séquence est lancée à partir des lignes `INIT_2` ou `INIT_3`, la séquence dure deux cycles.

Tableau 1004: Paramètres pour l'exemple de configuration 2

Nom du paramètre	Valeur de réglage
Shot number CBB1	1
Init signals CBB1	1 (ligne 1)
First reclose time	0,0 s (un exemple)
Shot number CBB2	1
Init signals CBB2	6 (lignes 2 et 3 = 2+4 = 6)
Second reclose time	0,2 s (un exemple)
Shot number CBB3	2
Init signals CBB3	6 (lignes 2 et 3 = 2+4 = 6)
Third reclose time	10,0 s

9.4.6.4 Lignes d'initiation retardées

La fonction de réenclenchement automatique se compose de six lignes d'initiation de réenclenchement automatique individuelles `INIT_1...INIT 6` et de trois lignes d'initiation retardées :

- DEL_INIT_2
- DEL_INIT_3
- DEL_INIT_4

DEL_INIT_2 et INIT_2 sont raccordées ensemble par une porte OR, tout comme les entrées 3 et 4. Les entrées 1, 5 et 6 ne présentent pas d'entrées retardées. Du point de vue du réenclenchement automatique, il importe peu que la ligne INIT_x ou DEL_INIT_x soit utilisée pour le lancement ou le blocage d'un cycle.

La fonction de réenclenchement automatique peut également permettre d'ouvrir le disjoncteur depuis n'importe laquelle des lignes d'initiation. Il est possible de la sélectionner avec le paramètre *Tripping line* (Ligne de déclenchement). Par défaut, toutes les lignes d'initiation activent la sortie OPEN_CB.

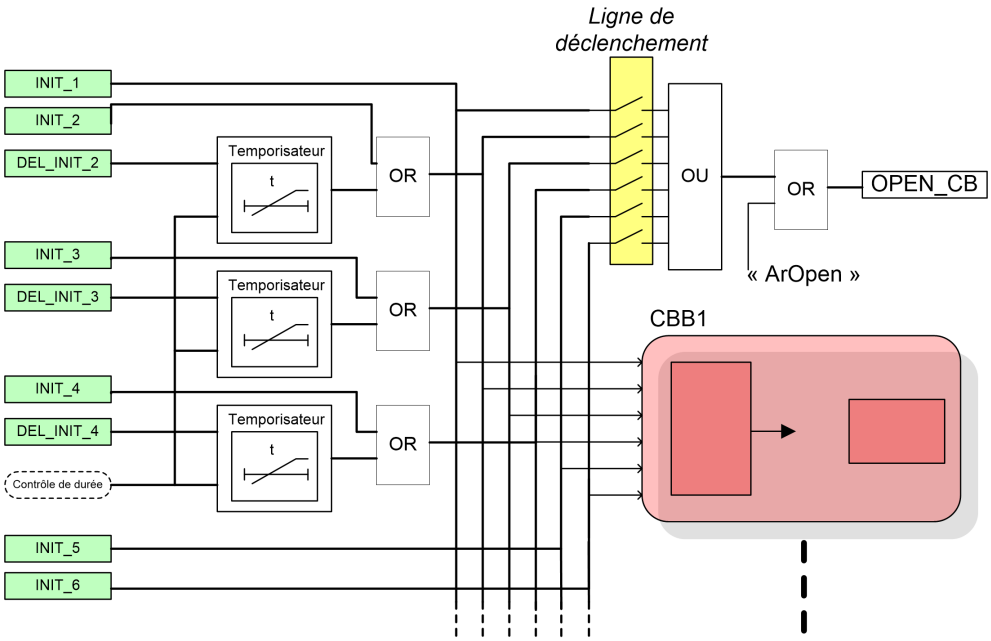


Figure 546: Diagramme logique simplifié des lignes d'initiation

Chaque ligne d'initiation retardée présente quatre paramètres de temps différents :

Tableau 1005: Paramètres pour les lignes d'initiation retardées

Nom du paramètre	Description et objectif
Str x delay shot 1 (Retard dém. x cycle 1)	Temporisation pour la ligne DEL_INIT_x, dans laquelle x est le numéro de la ligne 2, 3 ou 4. Utilisé pour le cycle 1.
Str x delay shot 2 (Retard dém. x cycle 1)	Temporisation pour la ligne DEL_INIT_x, utilisée pour le cycle 2.
Str x delay shot 3 (Retard dém. x cycle 1)	Temporisation pour la ligne DEL_INIT_x, utilisée pour le cycle 3.
Str x delay shot 4 (Retard dém. x cycle 1)	Temporisation pour la ligne DEL_INIT_x, utilisée pour les cycles 4 et 5. Cette temporisation peut également, en option, être utilisée avec SOTF.

9.4.6.5 Cycle de lancement DARREC à partir du signal start

Dans sa forme la plus simple, tous les cycles à réenclenchement automatique sont déclenchés par des déclenchements de protection. Par conséquent, tous les temps de déclenchement dans la séquence sont identiques. C'est pourquoi l'utilisation de déclenchements de protection n'est peut-être pas la solution optimale. L'utilisation de signaux de démarrage de la protection au lieu de déclenchements de protection pour le lancement de cycles raccourcit les temps de déclenchement.

Exemple 1

Lorsqu'une séquence de deux cycles est utilisée, les informations de démarrage de la fonction de protection sont acheminées vers l'entrée `DEL_INIT 2` et les informations de fonctionnement vers l'entrée `INIT_2`. Les conditions suivantes doivent s'appliquer :

- temps de fonctionnement de la protection = 0,5 s
- *Str 2 delay shot 1* = 0,05 s
- *Str 2 delay shot 2* = 60 s
- *Str 2 delay shot 3* = 60 s

Fonctionnement en défaut permanent :

1. La protection démarre et active l'entrée `DEL_INIT 2`.
2. Après 0,05 seconde, le premier cycle de réenclenchement automatique est lancé. La fonction ouvre le disjoncteur : la sortie `OPEN_CB` s'active. Le temps total de déclenchement est la temporisation de démarrage de la protection + 0,05 seconde + le temps nécessaire pour ouvrir le disjoncteur.
3. Après le premier cycle, le disjoncteur est réenclenché et la protection redémarre.
4. Comme le délai du deuxième cycle est de 60 secondes, la protection est plus rapide et se déclenche après le temps de fonctionnement défini, ce qui active l'entrée `INIT 2`. Le deuxième cycle est lancé.
5. À l'issue du deuxième cycle, le disjoncteur est réenclenché et la protection redémarre.
6. Comme la temporisation du deuxième cycle est de 60 secondes, la protection est plus rapide et se déclenche après le temps de fonctionnement réglé. Aucun autre cycle n'est programmé après le dernier déclenchement. La fonction est en verrouillage et la séquence est considérée comme infructueuse.

Exemple 2

Les temporisations peuvent également être utilisées pour un dernier déclenchement rapide. Les conditions sont les mêmes que dans l'exemple 1, à l'exception de *Str 2 delay shot 3* = 0,10 seconde.

Le fonctionnement en cas de défaut permanent est le même que dans l'exemple 1, sauf qu'après le deuxième cycle, lorsque la protection redémarre, *Str 2 delay shot 3* s'écoule avant le temps de fonctionnement de la protection et le déclenchement final

suit. Le temps total de déclenchement est la temporisation de démarrage de la protection + 0,10 seconde + le temps nécessaire pour ouvrir le disjoncteur.

9.4.6.6 Déclenchement rapide en cas d'enclenchement sur défaut

Les retards de paramètre *Str _ delay shot 4* (Retard dém. _ cycle 4) peut également servir à atteindre un déclenchement rapide et accéléré, avec SOTF. Cela est possible en réglant le paramètre *Fourth delay in SOTF* (Quatrième retard dans SOTF) sur « 1 » et en connectant l'information de lancement de protection à l'entrée `DEL_INIT_` correspondante.

Lorsque la fonction détecte une fermeture du disjoncteur, c'est-à-dire toute fermeture sauf le réenclenchement effectué par la fonction même, elle interdit toujours l'initiation du cycle pour le temps établi avec le paramètre *Reclaim time* (Temps de récupération). De plus, si le paramètre *Fourth delay in SOTF* (Quatrième retard dans SOTF) est réglé sur « 1 », les retards du paramètre *Str _ delay shot 4* (Retard dém. _ cycle 4) sont également activés.

Exemple 1

Le temps d'opération de la protection est de 0,5 seconde, le paramètre *Fourth delay in SOTF* (Quatrième retard dans SOTF) est réglé sur « 1 » et le paramètre *Str 2 delay shot 4* (Retard dém. 2 cycle 4) est de 0,05 seconde. Le signal de démarrage de la protection est connecté à l'entrée `DEL_INIT_2`.

Si la protection démarre après la fermeture du disjoncteur, le déclenchement rapide suit après l'écoulement du temps de 0,05 seconde défini. Le temps de déclenchement total est le retard de démarrage de la protection + 0,05 seconde + le temps nécessaire à l'ouverture du disjoncteur.

9.4.7 Signaux

Tableau 1006: Signaux d'entrée DARREC

Nom	Type	Par défaut	Description
INIT_1	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal 1 de lancement/blocage AR
INIT_2	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal 2 de lancement/blocage AR
INIT_3	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal 3 de lancement/blocage AR
INIT_4	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal 4 de lancement/blocage AR
INIT_5	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal 5 de lancement/blocage AR
INIT_6	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal 6 de lancement/blocage AR
DEL_INIT_2	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal 2 de lancement/blocage AR retardé

Suite du tableau à la page suivante

Nom	Type	Par défaut	Description
DEL_INIT_3	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal 3 de lancement/blocage AR retardé
DEL_INIT_4	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal 4 de lancement/blocage AR retardé
BLK_RECL_T	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloque et réinitialise le temps de réenclenchement
BLK_RCLM_T	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloque et réinitialise le temps de récupération
BLK_THERM	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloque et retient le cycle de réenclenchement de la surcharge thermique
CB_POS	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée de position du disjoncteur
CB_READY	BOOLÉEN	1 = Vrai	Signal d'état du disjoncteur
INC_SHOTP	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal de coordination de séquence zone A
INHIBIT_RECL	BOOLÉEN	0 = Faux	Interrompt et inhibe la séquence de réenclenchement
RECL_ON	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal commandé par un niveau pour autoriser (haut) / ne pas autoriser (bas) le réenclenchement
SYNC	BOOLÉEN	0 = Faux	Vérification de synchronisation exécutée

Tableau 1007: Signaux de sortie DARREC

Nom	Type	Description
OPEN_CB	BOOLÉEN	Commande d'ouverture pour disjoncteur
CLOSE_CB	BOOLÉEN	Commande de fermeture (réenclenchement) pour disjoncteur
CMD_WAIT	BOOLÉEN	Attente pour la commande maître
INPRO	BOOLÉEN	Cycle de réenclenchement en cours, activé durant la durée de coupure-établissement
LOCKED	BOOLÉEN	Signal indiquant que la fonction AR est verrouillée
PROT_CRD	BOOLÉEN	Un signal pour la coordination entre la fonction AR et la protection
UNSUC_RECL	BOOLÉEN	Indique que la séquence de réenclenchement a échoué
AR_ON	BOOLÉEN	Réenclenchement automatique
READY	BOOLÉEN	Indique que la fonction AR est prête pour une nouvelle séquence, c'est-à-dire que l'entrée CB_READY est égale à la valeur TRUE
ACTIVE	BOOLÉEN	Séquence de réenclenchement en cours

9.4.8 Paramètres

Tableau 1008: Paramètres de non-groupe DARREC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Operation	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Reclosing operation	1 = Désactivé 2 = Cde externe 3 = Activé			1 = Désactivé	Fonctionnement du réenclenchement (désactivé/commande externe/activé)
Close pulse time	10...10000	ms	10	200	Durée de l'impulsion de fermeture du disjoncteur
Durée de récupération	100...1800000	ms	100	10000	Durée de récupération
Priorité des bornes	1=Aucun 2 = Bas (esclave) 3 = Haut (maître)			1=Aucun	Priorité des bornes
Synchronisation set	0...127		1	0	Sélection des exigences de synchronisation pour le réenclenchement
Auto initiation cnd	1 = Non autorisé 2 = En cas d'échec de la synchronisation 3 = Pas de fermeture CB 4 = Les deux			2 = En cas d'échec de la synchronisation	Condition d'initiation automatique
Tripping line	0...63		1	0	Déclenchement ligne, définit les entrées INIT qui provoquent une activation de OPEN_CB
Fourth delay in SOTF	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Active l'utilisation de la 4e temporisation pour tous les signaux DEL_INIT durant SOTF
First reclose time	0...300000	ms	10	5000	Durée de coupure-établissement pour CBB1
Second reclose time	0...300000	ms	10	5000	Durée de coupure-établissement pour CBB2
Third reclose time	0...300000	ms	10	5000	Durée de coupure-établissement pour CBB3
Fourth reclose time	0...300000	ms	10	5000	Durée de coupure-établissement pour CBB4
Fifth reclose time	0...300000	ms	10	5000	Durée de coupure-établissement pour CBB5
Sixth reclose time	0...300000	ms	10	5000	Durée de coupure-établissement pour CBB6
Seventh reclose time	0...300000	ms	10	5000	Durée de coupure-établissement pour CBB7
Init signals CBB1	0...63		1	0	Lignes d'initiation pour CBB1
Init signals CBB2	0...63		1	0	Lignes d'initiation pour CBB2
Init signals CBB3	0...63		1	0	Lignes d'initiation pour CBB3
Init signals CBB4	0...63		1	0	Lignes d'initiation pour CBB4
Init signals CBB5	0...63		1	0	Lignes d'initiation pour CBB5
Init signals CBB6	0...63		1	0	Lignes d'initiation pour CBB6

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Init signals CBB7	0...63		1	0	Lignes d'initiation pour CBB7
Shot number CBB1	0...5		1	0	Numéro de cycle pour CBB1
Shot number CBB2	0...5		1	0	Numéro de cycle pour CBB2
Shot number CBB3	0...5		1	0	Numéro de cycle pour CBB3
Shot number CBB4	0...5		1	0	Numéro de cycle pour CBB4
Shot number CBB5	0...5		1	0	Numéro de cycle pour CBB5
Shot number CBB6	0...5		1	0	Numéro de cycle pour CBB6
Shot number CBB7	0...5		1	0	Numéro de cycle pour CBB7
Frq Op counter limit	0...250		1	0	Limite de verrouillage du compteur de fonctionnement fréquent
Frq Op counter time	1...250	min	1	1	Durée du compteur de fonctionnement fréquent
Frq Op recovery time	1...250	min	1	1	Temps de récupération du compteur de fonctionnement fréquent
Auto init	0...63		1	0	Définit les lignes INIT qui sont activées lors de l'initiation automatique

Tableau 1009: Paramètres de non-groupe DARREC (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Mode de fermeture manuel	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Mode de fermeture manuel
Wait close time	50...10000	ms	50	250	Temps de refermeture de CB autorisé après une commande de réenclenchement
Max wait time	100...1800000	ms	100	10000	Temps d'attente maximum pour la libération de BLK_RECL_T
Max trip time	100...10000	ms	100	10000	Temps d'attente maximum pour la désactivation des signaux de protection
Max Thm block time	100...1800000	ms	100	10000	Temps d'attente maximum pour la désactivation du signal de blocage thermique
Cut-out time	0...1800000	ms	100	10000	Temps de coupure pour la coordination de la protection
Dsr time shot 1	0...10000	ms	100	0	Temps de discrimination pour le premier réenclenchement
Dsr time shot 2	0...10000	ms	100	0	Temps de discrimination pour le deuxième réenclenchement
Dsr time shot 3	0...10000	ms	100	0	Temps de discrimination pour le troisième réenclenchement
Dsr time shot 4	0...10000	ms	100	0	Temps de discrimination pour le quatrième réenclenchement
Auto wait time	0...60000	ms	10	2000	Temps d'attente pour que la condition de réenclenchement soit remplie
Auto lockout reset	0 = Faux 1 = Vrai			1 = Vrai	Réinitialisation automatique du verrouillage

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Protection crd limit	1...5		1	1	Limite de cycle de coordination de la protection
Protection crd mode	1 = Aucune condition 2 = AR inopérant 3 = Fermeture manuelle CB 4 = AR inopérant, fermeture manuelle du disjoncteur 5 = Toujours			4 = AR inopérant, fermeture manuelle du disjoncteur	Mode de coordination de la protection
Control line	0...63		1	63	Ligne de commande, définit les entrées INIT qui sont des signaux de protection
Enable shot jump	0 = Faux 1 = Vrai			1 = Vrai	Activation du saut de cycle
CB closed Pos status	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	État du disjoncteur en position fermée
Blk signals CBB1	0...63		1	0	Lignes de blocage pour CBB1
Blk signals CBB2	0...63		1	0	Lignes de blocage pour CBB2
Blk signals CBB3	0...63		1	0	Lignes de blocage pour CBB3
Blk signals CBB4	0...63		1	0	Lignes de blocage pour CBB4
Blk signals CBB5	0...63		1	0	Lignes de blocage pour CBB5
Blk signals CBB6	0...63		1	0	Lignes de blocage pour CBB6
Blk signals CBB7	0...63		1	0	Lignes de blocage pour CBB7
Str 2 delay shot 1 (Retard dém. 4 cycle 1)	0...300000	ms	10	0	Temporisation pour démarrage 2, 1er réenclenchement
Str 2 delay shot 2 (Retard dém. 4 cycle 1)	0...300000	ms	10	0	Temporisation pour démarrage 2, 2e réenclenchement
Str 2 delay shot 3 (Retard dém. 4 cycle 1)	0...300000	ms	10	0	Temporisation pour démarrage 2, 3e réenclenchement
Str 2 delay shot 4 (Retard dém. 4 cycle 1)	0...300000	ms	10	0	Temporisation pour démarrage 2, 4e réenclenchement
Str 3 delay shot 1 (Retard dém. 4 cycle 1)	0...300000	ms	10	0	Temporisation pour démarrage 3, 1er réenclenchement
Str 3 delay shot 2 (Retard dém. 4 cycle 1)	0...300000	ms	10	0	Temporisation pour démarrage 3, 2e réenclenchement
Str 3 delay shot 3 (Retard dém. 4 cycle 1)	0...300000	ms	10	0	Temporisation pour démarrage 3, 3e réenclenchement
Str 3 delay shot 4 (Retard dém. 4 cycle 1)	0...300000	ms	10	0	Temporisation pour démarrage 3, 4e réenclenchement
Str 4 delay shot 1 (Retard dém. 4 cycle 1)	0...300000	ms	10	0	Temporisation pour démarrage 4, 1er réenclenchement
Str 4 delay shot 2 (Retard dém. 4 cycle 1)	0...300000	ms	10	0	Temporisation pour démarrage 4, 2e réenclenchement
Str 4 delay shot 3 (Retard dém. 4 cycle 1)	0...300000	ms	10	0	Temporisation pour démarrage 4, 3e réenclenchement
Str 4 delay shot 4 (Retard dém. 4 cycle 1)	0...300000	ms	10	0	Temporisation pour démarrage 4, 4e réenclenchement

9.4.9 Données surveillées

Tableau 1010: Données surveillées DARREC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
DISA_COUNT	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Signal pour la désactivation de compteur
FRQ_OPR_CNT	INT32	0...2147483647		Compteur de fonctionnement fréquent
FRQ_OPR_AL	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Alarme du compteur de fonctionnement fréquent
STATUS	Enum	-1 = Non défini 1 = Prêt 2 = En cours 3 = Réussite 4 = En attente de déclenchement 5 = Déclenchement par la protection 6 = Défaut disparu 7 = Attente d'exécution 8 = Disjoncteur enclenché 9 = Échec du cycle 10 = Échec 11 = Abandon		Signal d'état AR pour CEI 61850
INPRO_1	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Cycle de réenclenchement en cours, cycle 1
INPRO_2	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Cycle de réenclenchement en cours, cycle 2
INPRO_3	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Cycle de réenclenchement en cours, cycle 3
INPRO_4	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Cycle de réenclenchement en cours, cycle 4
INPRO_5	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Cycle de réenclenchement en cours, cycle 5
DISCR_INPRO	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Signal indiquant que le temps de discrimination est en cours
CUTOUT_INPRO	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Signal indiquant que le temps de coupure est en cours
SUC_RECL	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Indique que la séquence de réenclenchement a réussi

Suite du tableau à la page suivante

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
UNSUC_CB	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Indique que l'enclenchement du disjoncteur a échoué
CNT_SHOT1	INT32	0...2147483647		Compteur de fonctionnement réinitialisable, cycle 1
CNT_SHOT2	INT32	0...2147483647		Compteur de fonctionnement réinitialisable, cycle 2
CNT_SHOT3	INT32	0...2147483647		Compteur de fonctionnement réinitialisable, cycle 3
CNT_SHOT4	INT32	0...2147483647		Compteur de fonctionnement réinitialisable, cycle 4
CNT_SHOT5	INT32	0...2147483647		Compteur de fonctionnement réinitialisable, cycle 5
COUNTER	INT32	0...2147483647		Compteur de fonctionnement réinitialisable, tous cycles
SHOT_PTR	INT32	1...7		Valeur du pointeur de cycle
MAN_CB_CL	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Indique l'enclenchement manuel du disjoncteur pendant la séquence de réenclenchement
SOTF	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Fermeture sur défaut
DARREC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

9.4.10 Données techniques

Tableau 1011: DARREC Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision du temps de déclenchement	±1.0 % de la valeur de consigne ou ±20 ms

9.4.11 Historique de révision technique

Tableau 1012: Historique de révision technique DARREC

Révision technique	Modification
B	Suppression de la sortie PROT_DISA et des paramètres associés
C	Modification de la valeur par défaut du paramètre *CB closed Pos status* de « True » à « False »
D	Nouvelle plage de sortie SHOT_PTR 0...7 (0...6 auparavant)
E	Transfert des données surveillées ACTIVE de façon à être une sortie visible ACT. Plage de sortie SHOT_PTR 1...7.
F	Amélioration interne

9.5 Commande du changeur de prise avec régulateur de tension OLATCC

9.5.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Contrôle régleur avec régulateur de tension	OLATCC	COLTC	90V

9.5.2 Bloc fonctionnel

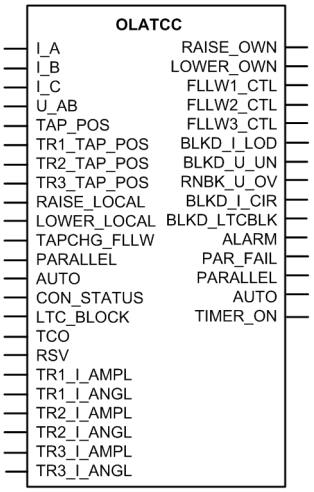


Figure 547: Bloc fonctionnel

9.5.3 Fonctionnalité

La fonction de contrôle du changeur de prise avec régulateur de tension OLATCC (contrôle du changeur de prise en charge) est conçue pour réguler la tension des transformateurs de puissance avec les changeurs de prise en charge dans les postes de distribution. OLATCC fournit un contrôle de tension manuel ou automatique du transformateur de puissance en utilisant les signaux d'augmentation ou de diminution au changeur de prise en charge.

La régulation de tension automatique peut être utilisée dans les applications à transformateurs uniques ou parallèles. Le fonctionnement en parallèle peut être basé sur une organisation Maître/Esclave (M/F), sur le principe de réactance négative (NRP) ou sur la limitation du courant de circulation (MCC).

OLATCC inclut la fonctionnalité de compensation de chute de ligne (LDC), et la diminution de charge est possible avec une réduction de tension dynamique.

La caractéristique de temps défini (DT) ou la caractéristique de temps inverse (IDMT) peut être sélectionnée pour les délais entre les opérations d'augmentation et de diminution.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Il est possible de bloquer les opérations de contrôle de tension avec un signal externe ou avec la fonctionnalité de supervision de la fonction.

9.5.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondants sont « On » et « Off ».

Le fonctionnement d'OLATCC peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

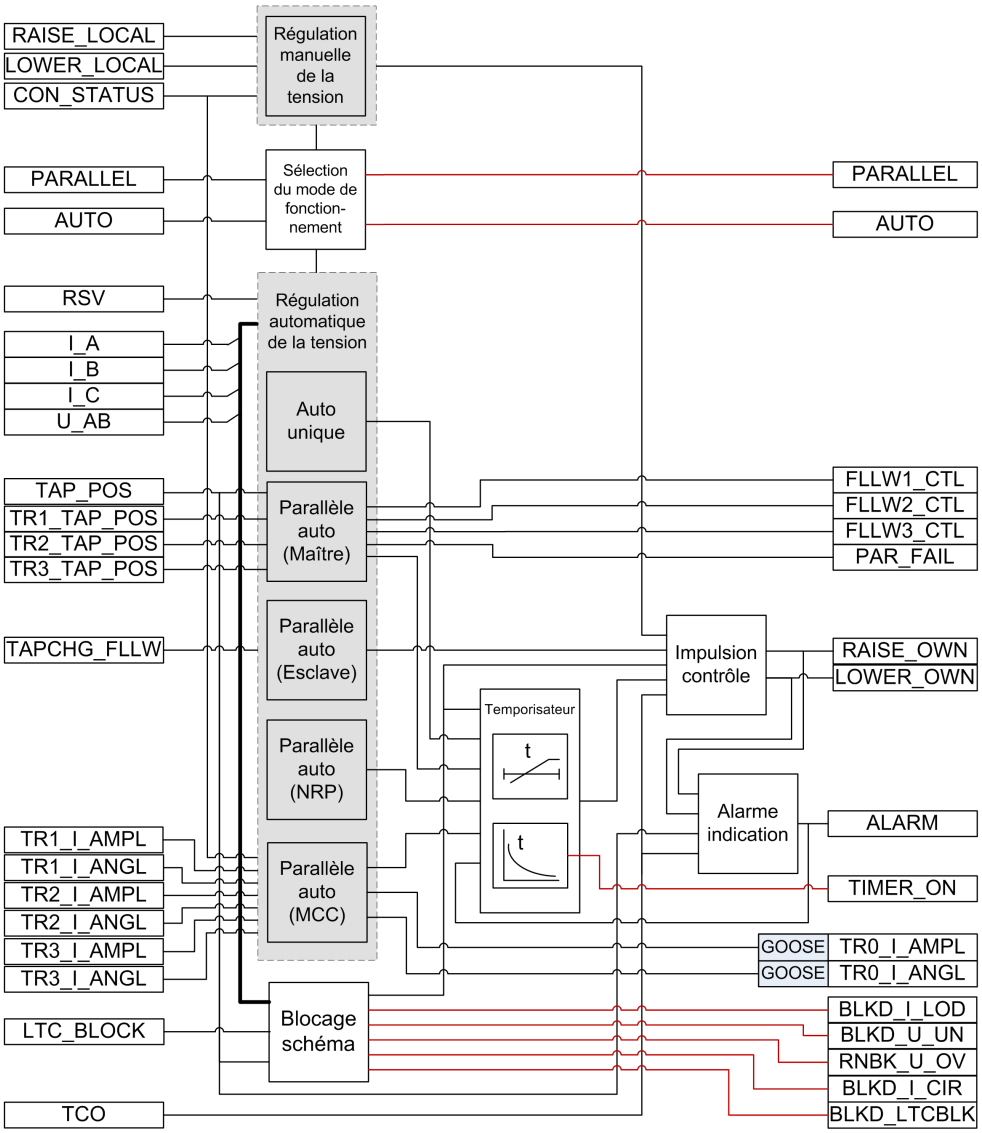


Figure 548: Schéma du module fonctionnel

9.5.4.1 Mesures de tension et de courant

La tension mesurée doit être une tension phase-phase, à partir du côté régulé. Il s'agit, en règle générale, de la tension phase-phase U_AB provenant du côté secondaire du transformateur de puissance. Si les tensions de phase sont mesurées, l'U_AB de tension est calculé en interne dans l'IED.

Les courants provenant du côté secondaire du transformateur de puissance (I_A – I_C) peuvent être utilisés à plusieurs fins.

- La valeur de courant de phase la plus élevée est utilisée pour le blocage à maximum de courant.
- Les courants provenant du côté secondaire du transformateur de puissance servent à la compensation de chute de ligne (moyenne des entrées connectées).
- Les courants provenant du côté secondaire du transformateur de puissance servent à calculer le courant circulant dans les modes de fonctionnement Principe de réactance négative (NRP) et Limitation du courant de circulation (MCC).

La tension U_AB et les courants de phase du côté secondaire (I_x, où x est A, B ou C) sont toujours mesurés à l'aide de la valeur du composant de fréquence fondamentale filtré (DFT). C'est pourquoi les harmoniques sont toujours supprimés. De plus, la valeur de tension mesurée est filtrée en continu, en fonction de la moyenne, avec la fenêtre coulissante à huit valeurs pour laquelle le retard de filtrage qui en résulte n'est pas compensé. La tension à phase compensée U_A est toujours utilisée dans les calculs, bien qu'elle ne soit pas connectée. U_m est la valeur moyenne utilisée pour la commande et sa magnitude peut être lue à partir des données surveillées U_MEAS.

De même, la magnitude du courant de phase du transformateur I_x et la différence de phase entre la tension à phase compensée en interne U_A et le courant de phase I_x sont également filtrées en fonction de la moyenne par la même fenêtre réglée en fonction de la longueur. La valeur de déphasage peut être lue à partir des données surveillées ANGL_UA_IA. Ces courants et différences de phase sont utilisés uniquement pour les calculs de courants en circulation.

La différence d'angle est utilisée dans l'équation 185, l'équation 186 et l'équation 188.

Il existe des limites minimum pour les magnitudes de tension et de courant, qui font que les valeurs de magnitude et de différence de phase diffèrent de zéro. La magnitude de tension doit dépasser 3 % de U_n et le courant I_A doit dépasser 2 % de I_n.

9.5.4.2 Entrées de position du changeur de prise

La valeur de position du changeur de prise peut être transmise à OLATCC en tant que valeur de résistance, signal mA ou signal codé binaire. Le manuel technique du DEI contient davantage d'informations sur la mise en œuvre de la valeur de résistance, du signal mA ou d'une interface codée binaire, à la section TPOSYLTC.

La position indiquée du changeur de prise du transformateur lui-même est connectée en interne à l'entrée `TAP_POS`, et les positions du changeur de prise des transformateurs parallèles sont transmises aux autres entrées `TRx_TAP_POS`. Cela définit également l'identité de connexion, dans la mesure où l'esclave 1 est connecté à `TR1_TAP_POS`, l'esclave 2 est connecté à `TR2_TAP_POS` et l'esclave 3 est connecté à `TR3_TAP_POS`. La position du transformateur lui-même peut être lue à partir des données surveillées `TAP_POS`. Les positions du changeur de prise pour les

esclaves peuvent également être lues à partir des données d'entrée TRx_TAP_POS, x étant une valeur entre 1 et 3.

La valeur de position du changeur de prise est indiquée entre parenthèses. Par exemple, (0) indique qu'il n'y a pas de position de changeur de prise connectée ou que la qualité de la valeur de position du changeur de prise est mauvaise. Généralement, si aucune position du changeur de prise n'est connectée, toutes les entrées binaires TPOSYLTC sont FALSE par défaut et la valeur affichée est (0). Une valeur autre que zéro indique une mauvaise qualité. Une position de changeur de prise de mauvaise qualité est gérée par OLATCC comme une information de position de prise non connectée.

9.5.4.3 Sélection du mode de fonctionnement

OLATCC dispose des paramètres *Operation mode* (Mode de fonctionnement) et *Auto parallel mode* (Mode parallèle auto) pour la sélection du mode de fonctionnement souhaité. Le paramètre *Operation mode* (Mode de fonctionnement) peut présenter n'importe laquelle des valeurs suivantes : « Manual » (Manuel), « Auto single » (Mono auto), « Auto parallel » (Parallèle auto), « Input control » (Contrôle d'entrée) et « Command » (Commande). Si le paramètre *Operation mode* (Mode de fonctionnement) est réglé sur « Input control » (Contrôle d'entrée), le mode de fonctionnement actif est déterminé par les entrées PARALLEL et AUTO. Si le paramètre *Operation mode* (Mode de fonctionnement) est réglé sur « Command » (Commande), le mode de fonctionnement actif est déterminé par les points de données de commande CEI 61850 Auto et ParOp. L'entrée PARALLEL et ParOp définissent si le transformateur (régulateur de tension) est en mode parallèle ou simple. L'entrée AUTO définit l'état de fonctionnement sur le mode simple. Les données surveillées PARALLEL et AUTO représentent respectivement les paramètres actifs « Parallel or single operation » (Fonctionnement parallèle ou simple) et « Auto/Manual indication » (Indication auto/manuel).

Tableau 1013: Mode de fonctionnement actif déterminé par les entrées de mode de fonctionnement et les signaux de commande

PARALLEL	AUTO	Mode de fonctionnement
0	0	Manuel
0	1	Mono auto
1	0 ou 1	Parallèle auto

De plus, si *Operation mode* (Mode de fonctionnement) a été réglé sur « Auto parallel » (Parallèle auto), le deuxième paramètre *Auto parallel* (Parallèle auto) définit le mode parallèle et les alternatives sont « Auto master » (Maître auto), « Auto follower » (Suiveur auto), « MCC » ou « NRP ».

Le mode de fonctionnement actif peut être lu à partir des données surveillées OPR_MODE_STS.

Exclusion de commande

Un changement de mode de fonctionnement actif à l'aide de deux entrées (PARALLEL et AUTO) et un changement du groupe de réglage (soit avec l'entrée ou via le menu) est nécessaire lorsque le mode de fonctionnement actif doit être modifié automatiquement, c'est-à-dire qu'il y a une logique qui dirige ces deux entrées et que le groupe de réglage change en fonction de l'information d'état provenant des disjoncteurs.

L'exclusion commune Local/À distance (L/R) concerne les commandes manuelles de d'augmentation et d'abaissement d'OLATCC, c'est-à-dire qu'elle active le mécanisme d'exclusion en interne pour empêcher l'actionnement de commandes à distance (depuis SCADA) lorsque l'IED est en mode local.

9.5.4.4 Régulation manuelle de la tension

Les commandes manuelles d'augmentation et de diminution peuvent être données soit via les entrées de configuration LOWER_LOCAL et RAISE_LOCAL, soit via l'IHM du DEI, soit via des commandes à distance. Le mode de fonctionnement actif de l'OLATCC doit être réglé sur « Manual » et les données de surveillance d'état LR du DEI doivent être réglées sur « Local » pour exécuter les commandes de contrôle manuellement depuis l'IHM ou via les entrées de configuration. Bien que l'OLATCC soit réglé sur « Manual » mais que l'état LR soit réglé sur « OFF » ou « Remote », aucune commande de contrôle manuelle ne peut être donnée.

Pour les commandes à distance, le mode de fonctionnement de la fonction OLATCC doit également être réglé sur « Manual » et l'état LR des données surveillées doit être sur « Remote ».

Les commandes manuelles d'augmentation ou de diminution peuvent être données localement soit via le paramètre *Manual control* (« Cancel »/ « Lower »/ « Raise ») situé dans le menu IHM **Control/OLATCC1** soit via les entrées de configuration LOWER_LOCAL ou RAISE_LOCAL.

Une commande d'augmentation est donnée en sélectionnant la valeur d'énumération « Raise » et une commande de diminution est donnée en sélectionnant la valeur d'énumération « Lower ». Une commande manuelle de montée/descente acceptée active la sortie correspondante RAISE_OWN ou LOWER_OWN pour contrôler la tension du transformateur.

Contrôle de la tension contre le sens de déplacement du changeur de prises

OLATCC a les paramètres de contrôle suivants : *Lower block tap* et *Raise block tap*. Les paramètres *Lower block tap* and *Raise block tap* doivent donner la position du changeur de prises qui donne la valeur de tension contrôlée la plus basse et la plus haute (généralement du côté BT du transformateur). Le réglage de la valeur *Raise block tap* supérieur à la valeur *Lower block tap* et de même, celui de la valeur *Lower block tap* supérieur à la valeur *Raise block tap* est autorisé.

Lorsque la valeur de *Raise block tap* dépasse la valeur de *Lower block tap*, la commande d'élévation active la sortie RAISE_OWN. Cela a pour effet d'élever la position du changeur de prises et la tension mesurée augmente. En outre, la valeur de la sortie RAISE_OWN est TRUE. Si la position du changeur de prises est connectée (c'est-à-dire que la qualité du propre changeur de prises est bonne), l'alarme du changeur de prises est activée si le changeur de prises ne se déplace pas vers le haut dans le paramètre *Cmd error delay time* après l'activation de l'impulsion, ce qui fait que ALARM_REAS dans les données surveillées contient une valeur d'erreur de commande. Le paramètre par défaut de *Cmd error delay time* est de 20 secondes.

La commande de diminution fonctionne de la même manière, comme le montre la figure 549. Dans les données de sortie, la valeur de sortie LOWER_OWN est TRUE. Une alarme est générée si le changeur de prises ne se déplace pas vers le haut dans *Cmd error delay time* après l'activation de l'impulsion, en supposant que la position du changeur de prises est connectée.

Dans le second cas, les paramètres sont réglés de manière à ce que la valeur de *Lower block tap* dépasse la valeur de *Raise block tap*. La commande d'élévation active la sortie RAISE_OWN. Le résultat devrait être que le changeur de prises abaisse sa position et que la tension mesurée augmente. De plus, la valeur de la sortie RAISE_OWN est TRUE dans les données de sortie. Si la position du changeur de prises est connectée, l'alarme du changeur de prises est activée si le changeur de prises ne se déplace pas vers le bas dans *Cmd error delay time* après l'activation de l'impulsion, ce qui fait que ALARM_REAS dans les données surveillées contient une valeur d'erreur de commande.

9.5.4.5 Régulation automatique de la tension d'un seul transformateur

OLATCC est prévue pour commander les transformateurs de puissance à l'aide d'un changeur de prise en charge motorisé. La fonction est conçue pour réguler la tension du côté secondaire du transformateur de puissance. La méthode de régulation est basée sur un principe de marche cran par cran, ce qui signifie qu'une impulsion de commande est émise à un instant donné vers le mécanisme de changement de prise pour le déplacer d'une position vers le haut ou vers le bas. Toutefois, en l'absence d'indication de crans intermédiaires pour le changeur de prise, un changement de plusieurs crans ne déclenche pas d'alarme.

Le régulateur a pour fonction de maintenir stable une tension secondaire du transformateur de puissance. Ce fonctionnement se base sur le réglage *Band center voltage* (Tension médiane de plage). En augmentant ou réduisant divers facteurs de compensation, le régulateur calcule une tension de commande à partir de la tension médiane de plage comme indiqué dans l'équation 183. Par conséquent, la tension de commande est la tension secondaire cible du transformateur à maintenir par le régulateur. La tension de commande est comparée à la tension mesurée et la différence entre les deux constitue l'erreur du processus de régulation.

Du fait que le changeur de prises modifie la tension par échelons, une certaine erreur doit être tolérée. L'erreur, appelée *Band width voltage* (Tension de largeur de plage), est également définie par l'utilisateur. Le réglage recommandé pour *Band width*

voltage doit être proche de deux fois la tension d'échelon du transformateur ΔU_{step} et son minimum ne doit jamais être inférieur à cette valeur. Par exemple, *Band width voltage* vaut deux fois la valeur de ΔU_{step} sur la Figure 549.

Si la tension mesurée fluctue dans les limites de la tension de commande ± la moitié de la valeur du réglage *Band width voltage*, le régulateur est inactif. Si la tension mesurée est en dehors des limites de la moitié de la largeur de plage de tension, une temporisation réglable T1 (*Control delay time 1* ou (Temporisation de régulation 1) démarre, comme indiqué sur la Figure 549, où la fonction de réduction est présentée à titre d'exemple. La temporisation T1 reste active tant que la tension mesurée est en dehors des limites d'hystérésis de la moitié de la valeur de *Band width voltage*. Le réglage usine pour l'hystérésis est de 10 pour cent de la tension *Band width voltage* définie.

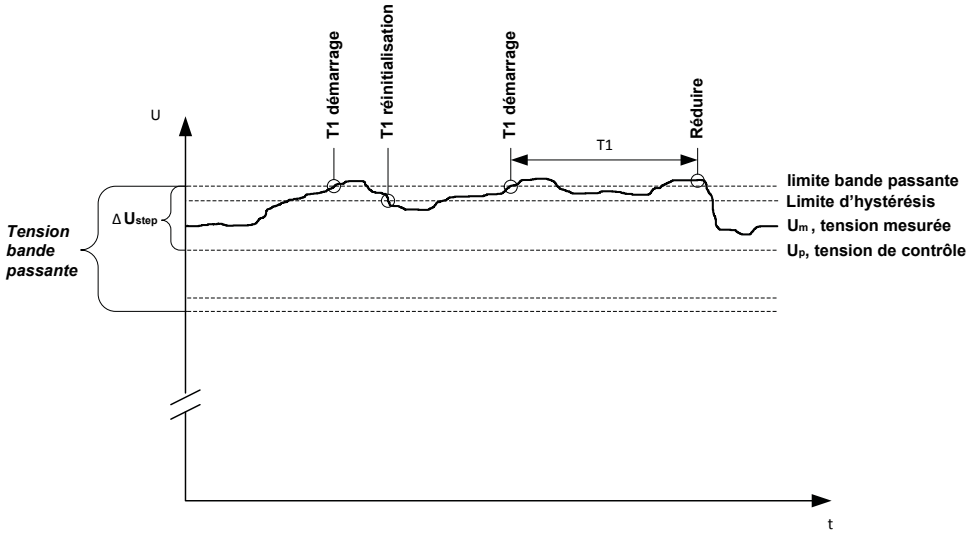


Figure 549: Fonction de régulation de tension. Une impulsion de commande pour abaisser la tension est émise à l'expiration de la temporisation T1.

Si la tension mesurée est en dehors de l'hystérésis lorsque le temporisateur T1 atteint la valeur de consigne, le relais de sortie d'augmentation ou de réduction est activé. Cela active l'impulsion de sortie `RAISE_OWN` ou `LOWER_OWN` et le changeur de prises motorisé entre en fonctionnement. L'état de ces sorties peut être lu dans les données de sortie `RAISE_OWN` ou `LOWER_OWN`.

Si la tension mesurée baisse ou augmente dans les limites de l'hystérésis au cours du temps de fonctionnement, le temporisateur est réinitialisé.

La durée de l'impulsion peut être définie par le réglage *LTC pulse time* (Durée impulsion LTC). La valeur par défaut est de 1,5 seconde.

Une courte temporisation identique au temps de fonctionnement type du changeur de prises est activée avant que le démarrage du prochain temporisateur de fonctionnement ne soit possible. Pour OLATCC, la temporisation est réglée sur 6

secondes. Si le fonctionnement d'un seul changeur de prises ne suffit pas à réguler la tension du transformateur dans les limites de l'hystérésis, une deuxième temporisation réglable T2 (*Control delay time 2* ou (Temporisation de régulation 2), généralement avec un réglage de durée inférieur à celui de T1, démarre. Cette temporisation est utilisée pour les commandes de régulation dans la même séquence jusqu'au rétablissement de la tension. Les temporisations T1 et T2 peuvent être sélectionnées avec des caractéristiques de temps constant ou temps inverse. Dans le mode de temps inverse, le temps de fonctionnement dépend de la différence entre la tension de commande et la tension mesurée comme indiqué dans l'équation 190. Plus la différence de tension est importante, plus le temps de fonctionnement est court. D'autres informations sur le fonctionnement en temps inverse sont disponibles au chapitre OLATCC timer characteristics.

Équation de régulation

Le principe de régulation simple est souvent complété par des fonctionnalités supplémentaires pour prendre en compte la chute de tension des lignes (compensation de chute de ligne), coordonner la régulation des transformateurs en parallèle et modifier le niveau de tension en fonction de l'état de la charge du réseau. La tension de commande U_p est calculée selon l'équation

$$U_p = U_s + U_z + U_{ci} - U_{rsv}$$

(Équation 183)

U_p	tension de commande
U_s	Niveau de tension défini *Band center voltage* (Tension médiane de plage)
U_z	terme de compensation de chute de ligne
U_{ci}	terme de compensation du courant de circulation
U_{rsv}	paramètre de réduction de tension

U_p peut être lue directement dans les données surveillées U_CTL.

Le terme de compensation du courant de circulation est calculé uniquement dans les modes de fonctionnement en parallèle "NRP" et "MCC".

Compensation de chute de ligne (LDC)

La fonctionnalité de compensation de chute de ligne sert à compenser la chute de tension le long d'une ligne ou d'un réseau alimenté par le transformateur. Les paramètres de réglage de la compensation peuvent être calculés théoriquement si la résistance et la réactance de la ligne sont connues ou mesurées de façon pratique à partir de la chute de ligne.

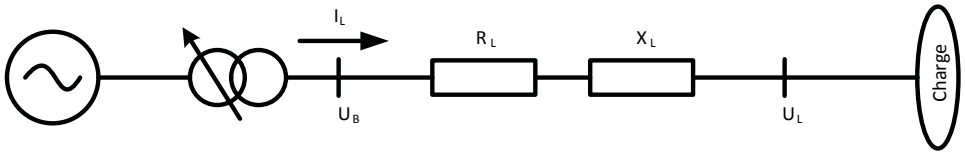


Figure 550: Circuit électrique équivalent pour le calcul du terme LDC

Les paramètres de compensation *Line drop V Ris* ou Chute tension ligne rés. (U_r) et *Line drop V React* ou Chute tension ligne réact.(U_x) sont des valeurs en pourcentage de U_n selon les équations.

$$Hausse\ tension\ = U_r[\%] = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{CT_n1} \cdot R}{U_{VT_n1}} \cdot 100 \quad [\%U_n]$$

$$Réaction\ tension - Perte\ en\ ligne\ = U_x[\%] = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{CT_n1} \cdot X}{U_{VT_n1}} \cdot 100 \quad [\%U_n]$$

(Équation 184)

I_{CT_n1}	courant primaire nominal du TC
U_{VT_n1}	tension primaire nominale du TT (tension phase-phase)
R	résistance de la ligne, Ω/phase
X	réactance de la ligne, Ω/phase

L'équation générale LDC peut être calculée.

$$U_z = \frac{I_{injected}}{I_n} \cdot \frac{\left(U_r[\%]\cos\varphi + U_x[\%]\sin\varphi\right)}{100} \quad [xU_n]$$

(Équation 185)

$I_{injected}$	moyenne des courants I_A, I_B et I_C
U_r	réglage *Line drop V Ris*
U_x	réglage *Line drop V React*
φ	déphasage entre U_A et I_A (ANGL_UA_IA dans les données surveillées)

Par défaut, la compensation de chute de ligne (LDC) n'est pas active. La fonction LDC est activée en réglant *LDC enable* (Activation LDC) sur "True". Afin de maintenir le terme LDC dans des limites acceptables dans toutes les situations, OLATCC dispose d'un paramètre de réglage *LDC limit* (Limite LDC), dont la valeur par défaut est 0,10 x U_n. Cela donne donc la valeur maximale pour U_z dans l'équation 183.

Si plusieurs lignes sont connectées au jeu de barres LV, l'impédance équivalente est calculée et transmise en tant que réglage de paramètre comme indiqué sur la Figure 550 pour le circuit électrique équivalent servant au calcul de LDC. Par exemple, s'il y a un nombre N de lignes identiques avec des charges identiques dans le poste, les

valeurs R et X requises pour les réglages *Line drop V React* et *Line drop V Ris* sont obtenues en divisant la résistance et la réactance d'une ligne par N. La chute de tension étant différente pour les lignes avec des impédances et des courants de charge différents, il est nécessaire de faire un compromis lors du réglage de *Line drop V React* et *Line drop V Ris*. Une augmentation de la tension au point où la tension est la plus basse ne doit pas entraîner de surtension ailleurs.

Par défaut, la compensation de chute de ligne est effective uniquement dans la direction normale du transit de puissance active. Si le transit de puissance active dans le transformateur s'inverse, à savoir qu'il circule du côté régulé vers le système de niveau supérieur, le terme LDC est ignoré, c'est à dire qu'il est mis à zéro. Dans ce cas, on suppose que les unités d'alimentation du côté régulé des transformateurs maintiennent des niveaux de tension appropriés. Cela peut générer un conflit si le transformateur essaie de réduire la tension au niveau du poste. De plus, il est difficile de prévoir dans ce cas les niveaux de tension réels dans les lignes d'alimentation et un abaissement de la tension au niveau du poste peut avoir des effets néfastes à l'extrémité du réseau. Toutefois, le réglage *Rv Pwr flow allowed* (Transit de puissance inv. admissible) permet également de prendre en compte des termes LDC négatifs dans l'équation.

Une modification de la topologie du réseau peut entraîner des changements de la valeur de l'impédance équivalente du réseau. Si les modifications sont importantes, les groupes de réglage peuvent être utilisés pour basculer entre différentes valeurs de réglage pour *Line drop V React* et *Line drop V Ris*. En pratique, cela signifie que les informations de type booléen du changement de topologie sont connectées au changement de groupe de réglage actif.

L'utilisation de l'équation LDC dans le cas de transformateurs en parallèle est décrite au chapitre Régulation de tension automatique des transformateurs en parallèle.

Entrée de réduction de la tension de consigne (RSV)

La fréquence du système diminue lorsque la production de puissance active dans le réseau est inférieure à sa consommation. La puissance d'alimentation doit alors être accrue ou certaines charges doivent être délestées pour rétablir l'équilibre de puissance.

La façon la plus simple de diminuer la charge consiste à réduire le niveau de tension en affectant une valeur de tension médiane de plage inférieure aux régulateurs. À cette fin, OLATCC dispose du paramètre de groupe de réglage *Band reduction* (Réduction de plage). L'activation de l'entrée `RSV` entraîne une réduction. Si cette entrée est réglée sur VRAI, la valeur de tension de consigne cible est réduite par le biais de *Band reduction*. Si plusieurs étapes de réduction `RSV` sont nécessaires, le changement de groupe de réglage doit être utilisé lorsque différentes valeurs de *Band reduction* sont prises en charge. La valeur réduite est conservée comme valeur cible tant que l'entrée `RSV` est sur VRAI.

Comme la baisse de fréquence indique un besoin de réduire la charge, il est pratique de connecter le signal de démarrage d'un bloc fonctionnel de sous-fréquence à l'entrée numérique `RSV`.

La niveau de baisse de la charge consécutif aux chutes de tension dépend des caractéristiques de la charge. Par exemple, les charges purement résistives sont proportionnelles au carré de la tension, tandis que les variateurs de moteur basés sur des régulateurs de fréquence peuvent absorber une puissance constante même en cas de petits changements de tension.

L'état de l'entrée RSV peut être lu à partir des données d'entrée RSV.

9.5.4.6 Régulation automatique de la tension des transformateurs en parallèle

Il est probable qu'un courant circulant entre les transformateurs se produise si deux ou plusieurs transformateurs avec des rapports légèrement différents sont alimentés en parallèle. Cela est dû aux impédances de court-circuit déséquilibrées des transformateurs en parallèle. Pour éviter de tels courants, les changeurs de prises des transformateurs doivent être réglés pour atteindre l'équilibre. Si les transformateurs sont supposés être identiques, les échelons (de tension) et les positions des prises doivent également correspondre. Dans ce cas, le principe maître/esclave peut être utilisé. Cependant, des transformateurs assignés inégalement avec différents échelons de prises peuvent être connectés en parallèle et ces configurations peuvent également être gérées par la fonction de contrôle du changeur de prises. Pour ces configurations, il convient d'utiliser le principe de la limitation du courant de circulation (MCC) ou le principe de réactance négative (NRP). Les principes MCC et NRP conviennent également pour des transformateurs identiques.

Le courant de circulation, qui est presque purement inductif, est défini comme négatif s'il circule vers le transformateur. L'U_{ci} dans l'équation 183 est positif et la tension de commande U_p augmente suite à l'activation du signal de sortie RAISE_OWN si le niveau du courant de circulation est suffisant (équation 186 et équation 188) et que les autres paramètres restent les mêmes. Par conséquent, l'augmentation de la tension devrait diminuer le courant de circulation.

Équation LDC et connexion en parallèle

Le défi supplémentaire dans la connexion en parallèle concernant la compensation de chute de ligne est de connaître le courant total qui circule dans les transformateurs en parallèle.

Dans le mode maître/esclave, il est plus facile de connaître le courant total que dans les autres modes en parallèle car les transformateurs sont supposés avoir des calibres identiques, c'est-à-dire que le courant total ($I_{injecté}$ dans l'équation 185) est obtenu en multipliant le courant de charge mesuré (la moyenne des courants secondaires I_A, I_B et I_C du transformateur connecté) par le nombre de transformateurs en parallèle. OLATCC peut conclure en interne le nombre de transformateurs en parallèle à partir des entrées de position des changeurs de prises connectés. Cependant, s'il n'y a pas d'information de position connectée provenant des autres transformateurs en parallèle, le nombre correct de transformateurs en parallèle, à l'exclusion du transformateur, doit être réglé avec le paramètre *Parallel trafos* .

Dans le mode MCC, la communication horizontale transfère les informations des courants de charge mesurés entre les régulateurs afin que le courant total nécessaire dans la compensation de chute de ligne puisse être additionné avec précision. Ici, $I_{injecté}$ est défini comme étant la somme du phaseur de tous les courants secondaires des transformateurs de puissance en parallèle. Les courants des autres transformateurs doivent être alimentés par les entrées `TRx_I_AMPL` et `TRx_I_ANGL`.

Dans le mode NRP, les transformateurs en parallèle ont des calibres différents et il n'y a pas de communication entre les régulateurs. Par conséquent, lors du paramètre *Line drop V React* et *Line drop V Ris*, le I_{CT_nl} utilisé dans l'équation doit être la somme des courants assignés de tous les transformateurs fonctionnant en parallèle. Ici, $I_{injecté}$ est également défini comme la moyenne des courants secondaires connectés (I_A, I_B et I_C). La valeur calculée de la compensation de chute de ligne peut être lue à partir des données surveillées LDC.

Principe maître/esclave M/F

Le principe de fonctionnement maître/esclave (M/F) convient aux transformateurs de puissance ayant des puissances assignées et des échelons de tension identiques. Un régulateur de tension (maître) mesure et contrôle et les autres régulateurs (esclaves) suivent le maître, c'est-à-dire que tous les changeurs de prises connectés en parallèle sont synchronisés. Ce fonctionnement en parallèle est obtenu en connectant la sortie `FLLWx_CTL` du maître à l'entrée correspondante `TAPCHG_FLLW` des esclaves via une communication GOOSE horizontale.

Les valeurs de la commande `FLLWx_CTL` sont 1=Esclave inférieur x et 2=Esclave supérieur x. Par conséquent, les valeurs de la commande `TAPCHG_FLLW` sont 1=Inférieur et 2=Supérieur.

Si plusieurs régulateurs doivent agir en tant que maîtres (un à la fois), leurs sorties doivent également être acheminées vers les entrées d'autres régulateurs. Pour démarrer le fonctionnement en parallèle, le régulateur maître est réglé sur le mode « Auto master » et les régulateurs esclaves sur le mode « Auto follower ». Pour mettre en œuvre ce paramètre, un changement de groupe doit être prévu.

Pour maintenir tous les changeurs de prises dans la même position, le maître doit connaître la position des prises des esclaves. De cette façon, le courant de circulation est maintenu à son minimum. Les valeurs de position des esclaves peuvent être transmises au maître soit par la communication horizontale GOOSE, soit par la fonction TPOSYLTC.

S'il n'est pas possible d'utiliser la communication horizontale entre les DEI et que les informations de position ne peuvent pas être câblées à partir des transformateurs en parallèle, le principe M/F peut toujours être utilisé pour réguler deux ou un nombre illimité de transformateurs en parallèle. Comme le maître ne peut pas détecter les positions des prises des transformateurs en parallèle, il se contente d'activer les sorties de diminution et d'augmentation de tous les esclaves lorsqu'il commande son propre changeur de prises. C'est ce qu'on appelle la commande en aveugle. Dans ce cas, un certain nombre de transformateurs en parallèle sont régulés comme une seule unité. Les entrées de position des prises 1...3 (`TR1_TAP_POS..TR3_TAP_POS`) doivent

être laissées déconnectées pour que le maître sache que les positions des prises des esclaves sont inconnues. Le délai entre les commandes successives peut être défini par le paramètre *Follower delay time*. La valeur par défaut est de six secondes.

Lorsqu'un transformateur déconnecté est mis en service et que la position des prises est inconnue, l'esclave doit être commandé manuellement sur la même position que le maître. Cela peut également se faire en mode maître/esclave. Tout d'abord, le maître donne une commande de contrôle à son propre transformateur, c'est-à-dire qu'il en fait écho aux suiveurs (les positions de prises de l'esclave doivent être connectées). Ensuite, des commande successives sont donnés aux esclaves jusqu'à ce que le maître et les esclaves aient les mêmes positions de prises.

Fonction de décalage

La fonction de décalage est généralement utilisée uniquement dans les modes M/F. La fonction de décalage signifie que le maître est capable de détecter les valeurs de position des esclaves et de les contrôler sur la même position que le maître. Dans ce cas, le maître suppose que les suiveurs ont également soit le paramètre *Raise block tap* supérieur à *Lower block tap* ou le paramètre *Lower block tap* supérieur à *Raise block tap*, car cela définit l'impulsion de commande donnée à un esclave. Si le maître dispose du paramètre *Raise block tap* supérieur à *Lower block tap* et l'esclave a le paramètre *Lower block tap* supérieur à *Raise block tap*, les signaux de commande correspondants inclus dans `TAPCHG_FLLW` doivent être connectés en croix. Cela nécessite une logique supplémentaire où les bits de commande à deux points doivent être convertis, c'est-à-dire 0=>0, [01]=1=>[10]=2 et [10]=2=>[01]=1.

Le mode M/F est le seul mode en parallèle qui présente une fonctionnalité de décalage. Dans les modes de fonctionnement MCC et NRP, le courant de circulation est minimisé, ce qui signifie très probablement différentes positions de prises dans les transformateurs en parallèle. En outre, ces modes permettent des calibres différents et des échelons de tension différents pour les transformateurs en parallèle. Il est donc raisonnable d'appliquer la fonction de décalage uniquement au mode de fonctionnement M/F.

La fonction de décalage est déclenchée lorsque le maître détecte une différence d'au moins un seuil entre les positions des changeurs de prises dans l'esclave et dans le maître. Le maître envoie alors des commandes spéciales d'augmentation ou de diminution à l'esclave divergent. Si deux commandes consécutives ne parviennent pas à changer la position de l'esclave dans la bonne direction, le maître active la sortie `PAR_FAIL`, c'est-à-dire que `PAR_FAIL` est réglé sur TRUE, et arrête les efforts spéciaux de récupération. Cependant, chaque fois que le maître contrôle son propre changeur de prises par la suite, il envoie toujours une impulsion de contrôle à l'esclave divergent aussi. De plus, si le maître remarque un changement de position correct après l'envoi d'une impulsion, il relance la tentative de conduire l'esclave à la même position et désactive la sortie `PAR_FAIL`, c'est-à-dire que `PAR_FAIL` est réglé sur FALSE. Cependant, s'il y a toujours des esclaves divergents, la réinitialisation n'est pas indiquée. Elle n'est indiquée que lorsqu'il n'y a pas d'esclaves divergents. La surveillance, et donc l'indication d'une panne parallèle, n'est pas possible en commande en aveugle. Les suiveurs avec une panne parallèle peuvent être lus à partir des données surveillées FAIL_FLLW. Par exemple, si seul l'esclave 3 est dans l'état

de panne parallèle, FAIL_FLLW a la valeur « Follower 3 ». Si les deux esclaves 1 et 2 sont dans l'état de panne parallèle, FAIL_FLLW a la valeur « Followers 1+2 ». Par défaut, lorsqu'il n'y a pas d'esclaves en panne, la valeur est « No failed followers ».

Principe de réactance négative NRP

Ce système de contrôle en parallèle est adapté aux transformateurs de puissance de différents calibres et seuils de tension. Aucune communication ni aucun câblage ne sont nécessaires entre les régulateurs, ce qui signifie que le principe peut être appliqué même lorsque les transformateurs en parallèle sont situés dans des postes différents. Pour démarrer le fonctionnement en parallèle, le mode de fonctionnement actif doit être réglé sur « NRP » pour tous les régulateurs de la connexion. Le mode de fonctionnement actif peut être modifié par des entrées de bloc fonctionnel ou par un réglage local ou à distance.

En appliquant ce principe, chaque régulateur dispose d'un réglage d'angle de phase φ_{Load} (paramètre de réglage *Load phase angle*) vers lequel il tente de réguler le courant. La valeur de réglage est choisie en fonction du facteur de puissance attendu de la charge (une valeur de réglage positive équivaut à une charge inductive). Lorsque l'angle de phase réel du courant de la charge est le même que le paramètre et que les transformateurs et leurs positions de changeur de prises sont identiques, les courants des deux ou plusieurs transformateurs sont dans la même phase que le courant total de la charge. Si les positions des changeurs de prises sont différentes, le courant circulant circule et les courants des différents transformateurs sont soit en retard, soit en avance sur le courant de charge. La figure 551 montre que le courant circulant est la composante réactive qui sépare le vecteur de courant mesuré de la valeur d'angle attendue.

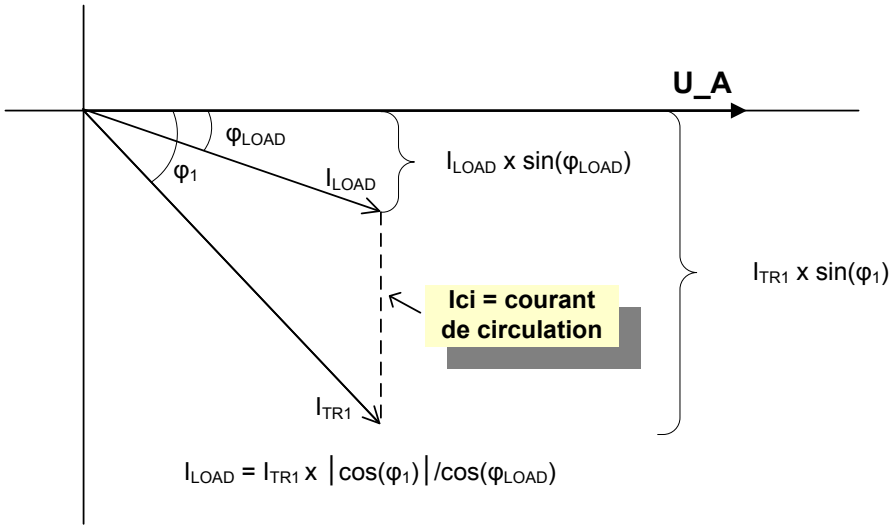


Figure 551: L'angle de phase attendu de la charge fournie par les transformateurs fonctionnant en parallèle est saisi comme valeur de réglage φ_{Load}

Les régulateurs calculent le courant de circulation avec l'équation

$$I_{ci} = (\sin\varphi_1 - \tan\varphi_{Load} \cdot |\cos\varphi_1|) \cdot I_{TR1}$$

(Équation 186)

I_{TR1} moyenne des courants I_A, I_B et I_C

φ_1 Angle de phase entre U_A et I_A

φ_{Load} L'angle de phase de charge du courant de charge défini

Dans la méthode de la réactance négative, le courant de circulation est minimisé en modifiant la tension de commande en fonction du courant de circulation mesuré. Le régulateur calcule le terme de compensation du courant de circulation U_{ci} en utilisant l'équation

$$U_{ci} = \frac{-I_{ci}}{I_n} \cdot \frac{Stabilité}{100} \cdot U_n$$

(Équation 187)

I_{ci} Courant de circulation

Stability Paramètre de stabilité (la valeur recommandée dépend de l'impédance de la boucle)

Si les transformateurs fonctionnant en parallèle ont des courants assignés différents, la valeur du paramètre *Stability factor* du régulateur doit être proportionnelle aux courants assignés, c'est-à-dire que plus le courant assigné est élevé, plus la valeur du paramètre *Stability factor* est élevée.

En comparant les composantes réactives des courants mesurés par les différents régulateurs, il est possible de savoir si le courant de circulation a été minimisé. Le courant de circulation est minimisé lorsque les composantes réactives sont égales.

La méthode de la réactance négative ne donne des résultats satisfaisants que si l'angle de phase du courant de charge est connu de manière relativement précise. Si l'angle de phase réel s'écarte du paramètre de l'angle de phase, une erreur de régulation se produit. Toutefois, dans les cas où il y a une modification progressive occasionnelle de l'angle de phase de la charge, l'erreur de régulation peut être éliminée avec la logique. Ce type de changement progressif peut se produire, par exemple, lorsqu'une batterie de condensateurs est mise en marche pour compenser un flux de puissance réactive.

Une autre possibilité est d'utiliser un changement automatique de groupe de réglage entre les groupes de réglage dans différentes situations de charge. Les groupes de réglage ont alors des valeurs de réglage différentes pour l'angle de phase de la charge.

Principe de la limitation du courant de circulation MCC

Le principe MCC est une solution optimale pour contrôler les transformateurs en parallèle de différents calibres ou seuils de tension dans les postes avec des charges réactives variables. Comme ce schéma de commande permet l'échange de données

entre les régulateurs, le courant circulant peut être calculé avec plus de précision qu'avec d'autres schémas. Cependant, un maximum de quatre régulateurs peuvent être connectés en parallèle. Pour démarrer le fonctionnement en parallèle, le paramètre du mode de fonctionnement actif doit être réglé sur « MCC » pour tous les régulateurs de la connexion. En outre, le signal CON_STATUS doit indiquer que les transformateurs sont connectés au réseau. Une unité qui limite le courant de circulation doit avoir le mode de fonctionnement actif réglé sur « MCC ». Cependant, les unités dont le mode de fonctionnement actif est réglé sur « Manual » n'effectuent pas elles-mêmes de manœuvres de limitation du courant de circulation.

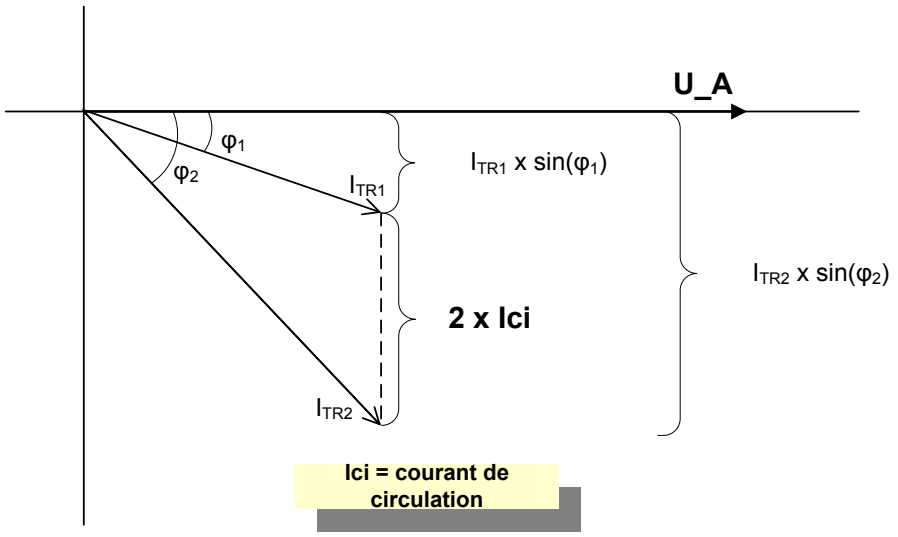


Figure 552: Le courant de circulation entre deux transformateurs en parallèle

Dans ce cas, le courant de circulation peut être calculé à l'aide de l'équation

$$I_{ci} = \frac{(\sin\phi_1 \cdot I_{TR1} - \sin\phi_2 \cdot I_{TR2})}{2}$$

(Équation 188)

I_{TR1} Valeur primaire moyenne des courants I_A, I_B et I_C mesurée par le régulateur 1

I_{TR2} Valeur primaire moyenne des courants I_A, I_B et I_C mesurée par le régulateur 2

φ_1 Angle de phase entre U_A et I_A dans le régulateur 1

φ_2 Angle de phase entre U_A et I_A dans le régulateur 2

Le courant de circulation peut être lu à partir des données surveillées I_CIR.

En utilisant le courant de circulation, le terme de compensation U_{ci} peut être calculé avec l'équation

$$U_{ci} = \frac{-I_{ci}}{I_{CT_n1}} \cdot \frac{\text{Stabilité}}{100} \cdot U_n$$

(Équation 189)

I_{ci}	Courant de circulation, valeur primaire
I_{CT_n1}	courant primaire nominal du TC
Facteur stabilité	Paramètre de stabilité (la valeur recommandée dépend de l'impédance de la boucle)

En utilisant le courant de circulation, un terme de compensation U_{ci} peut être calculé avec l'équation 187. La valeur de U_{ci}, qui peut être positive ou négative, est prise en compte en l'ajoutant au paramètre *Band center voltage* U_s (équation 183). Selon la figure 552 et l'équation 188, les informations du phaseur des autres DEI sont nécessaires.

Détection d'unités parallèles et mode MCC

Les informations sur l'état de la connexion au réseau sont essentielles pour le mode de fonctionnement du MCC. L'état FALSE doit être connecté à l'entrée CON_STATUS pour assurer un bon fonctionnement du calcul MCC si le transformateur est déconnecté mais que l'OLATCC reste en mode MCC. De cette façon, le transformateur déconnecté est exclu des calculs du courant de circulation.

L'entrée CON_STATUS est utilisée pour identifier si un certain contrôleur de transformateur est capable d'envoyer l'information de courant à d'autres contrôleurs de transformateur à des fins de limitation du courant de circulation. Par conséquent, cette entrée n'a d'effet que dans les modes de fonctionnement MCC ou manuel. Dans ces modes, si CON_STATUS est TRUE, la transmission de l'information est démarrée. La réception d'informations sur le courant de circulation n'est autorisée que dans le mode de fonctionnement MCC lorsque CON_STATUS est TRUE. PAR_UNIT_MCC peut être vu dans l'affichage des données surveillées.

La communication et le mode MCC

L'information sur les phaseurs des autres DEI parallèles est nécessaire pour le calcul du courant circulaire. Par conséquent, la communication horizontale GOOSE est nécessaire entre les DEI lorsque le principe MCC est utilisé.

Le phaseur de courant transféré contient la valeur primaire du courant mesuré. L'information reçue sur le phaseur de courant peut être lue à partir des données d'entrée TRx_I_AMPL et TRx_I_ANGL pour l'amplitude et l'angle respectivement. La valeur « x » donne le numéro du transformateur parallèle connecté, une valeur comprise entre 1 et 3.

L'information envoyée du phaseur représente toujours la différence entre le phaseur de tension *U_A* et *I_A*. Cette information concernant le phaseur de courant peut être lue à partir des données de sortie TR0_I_AMPL et TR0_I_ANGL. Les modes de fonctionnement autorisés pour l'envoi de données sont MCC ou manuel, les deux avec

l'entrée CON_STATUS activée. La communication peut être considérée comme active lorsque l'amplitude du phaseur envoyée et reçue n'est pas fixée à zéro. L'amplitude du phaseur de communication qui est nulle résulte soit d'un mode de fonctionnement à action rejetée, soit d'une amplitude de signal trop faible (voir le chapitre Mesures de tension et de courant). Le CON_STATUS actif indique que le transformateur correspondant est connecté au réseau et que son courant affecte le courant circulaire des autres transformateurs même lorsqu'il est lui-même en mode de fonctionnement manuel.

9.5.4.7 Caractéristiques de temporisateur

Fonctionnalité de temporisateur de fonctionnement

Les temps de temporisation peuvent être définis pour suivre soit la caractéristique de temps constant ou la caractéristique de temps inverse, avec le paramètre *Delay characteristic* (Caractéristique tempo). Par défaut, le type « Definite time » (Temps constant) est sélectionné. Le mode temporisateur ne peut pas être modifié entre les cycles T1 et T2, mais seulement avant le début de T1 ou après la fin de T2.

Tableau 1014: Différents retards de mode temporisateur

Mode temporisateur	Réglage	Description
T1	*Control delay time 1*	Premier retard lorsque la tension mesurée devient supérieure ou inférieure à la valeur de limite.
T2	*Control delay time 2*	Deuxième retard lorsque la première commande n'a pas amené la tension mesurée au niveau souhaité.

Le retard après l'activation de l'impulsion de commande et le redémarrage du temporisateur est de six secondes; On suppose que le regard correspond au retard de fonctionnement du changeur de prises. L'état du temporisateur peut également être lu à partir des données de surveillance TIMER_STS, pour lesquelles le T1 actif donne une valeur « Lower timer1 on » (Temporisateur1 d'abaissement activé) ou « Raise timer1 on » (Temporisateur1 d'augmentation activé) alors que le T2 actif donne une valeur « Lower timer2 on » (Temporisateur2 d'abaissement activé) ou « Raise timer2 on » (Temporisateur2 d'augmentation activé). De plus, la valeur « Fast lower T on » (T abaissement rapide activé) indique que la fonctionnalité de contrôle d'abaissement rapide est active (Chapitre Schéma de blocage).

L'activation du temporisateur de fonctionnement active également la sortie TIMER_ON.

Fonctionnement du type IDMT

Le temporisateur IDMT peut être sélectionné en réglant *Delay characteristic* (Caractéristique tempo) sur « Inverse time » (Temps inverse). Le temps minimum de la caractéristique de temps inverse est limité à 1,0 seconde. Cependant, le paramètre minimum recommandé des temps de temporisation de commande T1 et T2 est de

10 secondes lorsque le retard de temps constant est utilisé et de 25 secondes lorsque la temporisation inverse est utilisée.

La fonction de temporisation inverse est définie par les équations suivantes :

$$B = \frac{U_d}{(U_{BW} / 2)}$$

(Équation 190)

U_d $|U_m – U_p|$, tension différentielle

U_{BW} Paramètre de réglage *Band width voltage* (Large bande tension)

$$t = \frac{T}{2^{(B-1)}}$$

(Équation 191)

T T1 ou T2

Les données surveillées UD_CTL affichent la valeur de tension différentielle $U_m – U_p$. Si la valeur dépasse la moitié du paramètre *Band width voltage* (Large bande tension) et qu’elle comporte un signe négatif, une impulsion d’augmentation est émise. Les données surveillées UD_CTL sont également disponibles pour consultation dans le mode temporisateur DT.

L’approche d'hystérésis est présentée dans la figure 549.

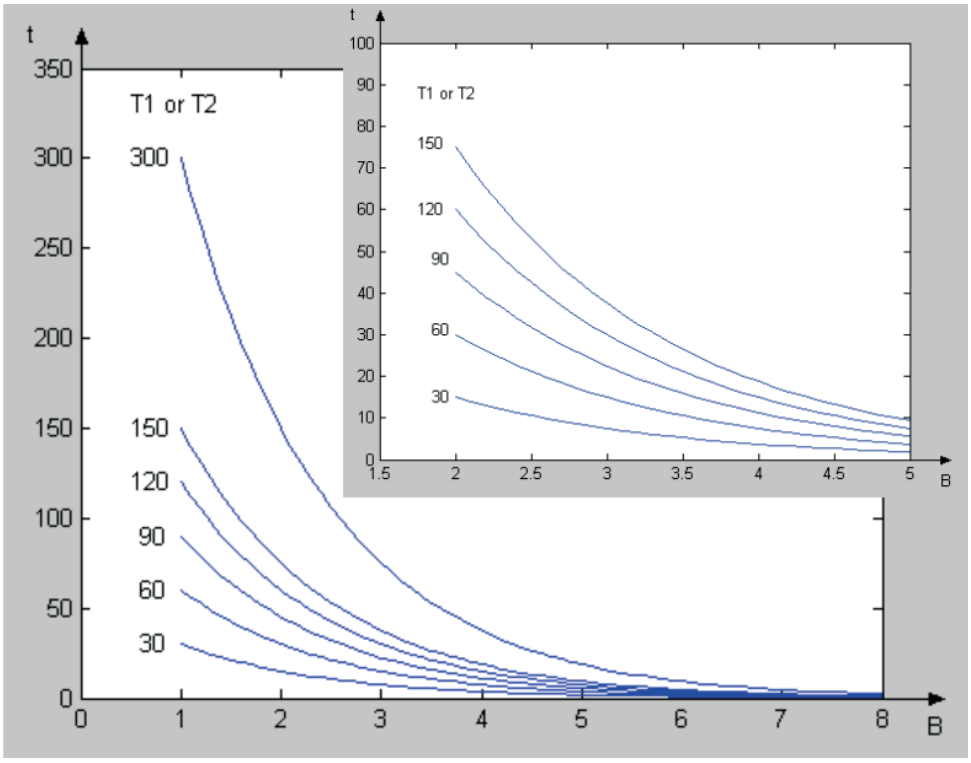


Figure 553: Caractéristique de temps inverse pour différentes valeurs sur T1 ou T2 (la valeur la plus faible est un zoom avant de la plus grande)

9.5.4.8 Contrôle des impulsions

Le changeur de prise génère un signal de fonctionnement actif lorsque le processus de changement de prise est actif. Ce signal doit être connecté à l'entrée TCO. Le signal est utilisé à des fins d'alarme. Si le signal est actif (=TRUE) pendant plus de 15 secondes après la désactivation de l'impulsion de contrôle, une alarme est générée (chapitre Indication d'alarme). Si l'entrée TCO n'est pas connectée, aucune alarme n'est générée.

L'opération de contrôle est désactivée lorsque le signal d'entrée TCO est actif, à moins qu'aucun blocage de changeur de prise ne soit détecté (chapitre Indication d'alarme). Ainsi, il n'est pas possible pour le contrôleur d'envoyer de nouvelles impulsions au changeur de prise lorsqu'il fonctionne déjà. En effet, les changeurs de prise sont généralement hors d'atteinte des nouvelles impulsions lorsqu'ils fonctionnent. En outre, du fait de l'omission des impulsions, le compteur d'impulsions du changeur de prise du contrôleur n'est pas incrémenté non plus.

Les commandes ne sont pas tolérées pendant une impulsion active. Par conséquent, la longueur d'impulsion de commande (paramètre *LTC pulse time* (Durée impulsion LTC)) doit être soigneusement sélectionnée, bien qu'une entrée TCO active soit utilisée en interne pour empêcher les nouvelles commandes d'atteindre le changeur de prise.

Pour s'assurer davantage qu'aucune nouvelle impulsion n'est envoyée lorsque le changeur de prise fonctionne, le signal de fonctionnement du changeur de prise peut aussi être connecté à l'entrée LTC_BLOCK. Dans ce cas, le blocage externe est réalisé lorsqu'une impulsion automatique est envoyée au changeur de prise en fonctionnement. L'entrée externe LTC_BLOCK n'a par défaut aucun effet lorsque le mode de fonctionnement actif est défini sur « Manuel ».

L'état de l'entrée TCO peut être lu à partir des données d'entrée TCO.

9.5.4.9 Système de blocage

Le fonctionnement du régulateur de tension peut être bloqué pour plusieurs raisons. Le but du blocage est d'empêcher le changeur de prises de fonctionner dans des conditions qui peuvent endommager le changeur de prises ou dépasser d'autres limites liées au système électrique. Les données surveillées par BLK_STATUS n'impliquent pas un blocage réel mais révèlent si l'impulsion de commande à venir est émise ou non. Le blocage lui-même se produit lorsque le bit correspondant dans le signal BLK_STATUS est actif et que l'impulsion de commande est lancée en raison de l'écoulement d'un délai ou d'une commande locale. Cela permet d'éviter l'envoi inutile d'événements.

Les données surveillées du BLK_STATUS sont également regroupées. Elles contiennent des informations sur l'état de blocage sous forme de sortie codée en bits. La sortie de l'état de blocage n'indique pas le blocage réel mais indique si la commande à venir est réussie. Le blocage réel est indiqué par l'étude des valeurs des données surveillées correspondantes (BLK_I_LOD, BLK_U_UN, RNBK_U_OV, BLK_LTCBLOCK, BLK_I_CIR, BLK_RAISE et BLK_LOWER). Le tableau 1015 illustre la signification des différentes valeurs des données surveillées. Par exemple, la valeur d'état de bloc 9 indique qu'il y a des blocages conditionnels de courant de circulation et de courant de charge (8 + 1 = 9) indiqués. La valeur de l'état par défaut est « 0 ».

Tableau 1015: État de bloc codé par bit et signification des différents bits

Bit	Valeur active	Raison du blocage
6 (bit le plus significatif)	64	Position la plus basse atteinte
5	32	Position la plus élevée atteinte
4	16	LTC_BLOCK externe
3	8	Courant de circuit élevé
2	4	Maximum de tension - Augmentation de la tension du circuit de réduction de puissance
1	2	Minimum de tension - Baisse de la tension de blocage
0 (lsb)	1	Maimum de courant - Courant de charge

La croix (X) dans le tableau définit le moment où la manœuvre est bloquée (si le bit correspondant est actif dans BLK_STATUS). Par exemple, un maximum de tension (augmentation de la tension du circuit de réduction de puissance) n'entraîne un

blocage que lorsque le mode de fonctionnement actif est « Manuel » et que la commande d'augmentation manuelle est donnée.

Tableau 1016: Schéma de blocage par défaut dans OLATCC

Mode de fonctionnement	Commande	Courant de charge	Bloquer de tension en chute	Réduction de tension en hausse	Courant de circulation élevé	Bloc externe	Positions extrêmes
Manuel	Augmenter	X		X			X
	Réduire	X					X
Esclave auto	Augmenter	X	X			X	X
	Réduire	X	X			X	X
Mono auto, Maître auto, NRP, MCC	Augmenter	X	X		X[1)]	X	X[2)]
	Réduire	X	X		X[1)]	X	X[2)]

1) Comme le courant de circulation n'est calculé que dans les modes PNR et MCC, il ne peut avoir un effet bloquant que dans ces modes.
2) Dans ces cas, le fonctionnement automatique pur constate que la position extrême a déjà été atteinte et qu'il n'est pas nécessaire d'activer le signal pour l'envoi de l'ensemble des données d'événement. Le cas de l'esclave automatique peut ici être comparé à un cas manuel et un événement peut être envoyé, c'est-à-dire que la sortie correspondante est activée.

En plus du blocage par défaut, le paramètre *Custom Man blocking* a été ajouté en raison des différentes pratiques de manœuvre prenant en charge le blocage de commande manuelle. Le paramètre peut être utilisé pour adapter les blocages en tenant compte du maximum de courant, du minimum de tension ou du blocage externe manuels (les blocages se trouvent dans le tableau dans les colonnes Courant de charge, Tension basse du bloc et Blocage externe pour le mode de fonctionnement manuel). La valeur par défaut du paramètre est « OC ». Cela signifie que le schéma de blocage par défaut expliqué dans le tableau fonctionne comme tel. Cependant, il existe également d'autres alternatives qui entraînent un fonctionnement différent par rapport à ce tableau.

Tableau 1017: Schéma de blocage manuel personnalisé

Type de blocage manuel	Énumération	Description
1	Personnalisation désactivée	L'absence de courant de charge, le blocage de la tension basse (minimum) ou le blocage externe ont un effet dans le mode manuel.
2	OC	Le blocage du courant de charge a un effet dans le mode de fonctionnement manuel
3	UV	Le blocage de la tension basse (minimum) a un effet dans le mode de fonctionnement manuel
4	OC, UV	Conditions 2 et 3 ensemble : Le blocage du courant de charge et le blocage de la tension basse (minimum) du bloc ont un effet dans le mode de fonctionnement manuel

Suite du tableau à la page suivante

Type de blocage manuel	Énumération	Description
5	EXT	Le blocage externe a un effet dans le mode de fonctionnement manuel
6	OC, EXT	Conditions 2 et 5 ensemble : Le courant de charge et le blocage externe ont un effet dans le mode de fonctionnement manuel
7	UV, EXT	Conditions 3 et 5 ensemble : La baisse (minimum) de tension du bloc et le blocage externe ont un effet dans le mode de fonctionnement manuel
8	OC, UV, EXT	Toutes les conditions 2, 3 et 5 ensemble : Le courant de charge et la baisse (minimum) de tension du bloc et le blocage externe ont un effet dans le mode de fonctionnement manuel

Si le paramètre *Custom Man blocking* est « Custom disabled », le système de blocage concernant le mode de fonctionnement actif « Manual » est celui indiqué dans le tableau 1018. Les autres modes de fonctionnement suivent le système par défaut.

Tableau 1018: Système de blocage pour la sélection « Custom disabled »

Mode de fonctionnement	Commande	Courant de charge	Bloquer de tension en chute	Réduction de tension en hausse	Courant de circulation élevé	Bloc externe	Positions extrêmes
Manuel	Augmenter			X			X
	Réduire						X

Tableau 1019: Schéma de blocage pour la sélection « OC, UV, EXT »

Mode de fonctionnement	Commande	Courant de charge	Bloquer de tension en chute	Réduction de tension en hausse	Courant de circulation élevé	Bloc externe	Positions extrêmes
Manuel	Augmenter	X	X	X		X	X
	Réduire	X	X			X	X

Tableau 1020: Système de blocage de la sélection « UV, EXT »

Mode de fonctionnement	Commande	Courant de charge	Bloquer de tension en chute	Réduction de tension en hausse	Courant de circulation élevé	Bloc externe	Positions extrêmes
Manuel	Augmenter		X	X		X	X
	Réduire		X			X	X

Courant de charge

Le blocage du courant de charge est principalement utilisé pour empêcher le changeur de prises de fonctionner en situation de maximum de courant. Par exemple, si le courant n'est pas assez élevé pour activer le DEI de protection du poste, il peut

toujours être fatal pour le commutateur du changeur de prises. Cette manœuvre peut être réglée avec le paramètre *Load current limit*. Le maximum de mesures des phases de courant du côté secondaire est utilisé pour le blocage. Par défaut, le fonctionnement automatique et le fonctionnement manuel sont tous deux bloqués (tableau 1016) lorsque la limite fixée est dépassée.

L'état de blocage peut être lu à partir des données surveillées BLKD_I_LOD.

Bloquer de tension en chute

La fonction de baisse de la tension du bloc bloque les commandes d'augmentation et de diminution de la tension si la tension mesurée est trop faible pour être corrigée en actionnant le changeur de prises. Une telle situation peut se produire en raison d'un circuit de mesure défectueux, d'un défaut de terre ou d'une situation à maximum de courant. Par défaut, seul le fonctionnement automatique (également l'esclave automatique) est bloqué lorsque la condition de minimum de tension est remplie (tableau 1016). Ce fonctionnement peut être réglé à l'aide du paramètre de réglage *Block lower voltage*.

L'état de blocage peut être lu à partir des données surveillées BLKD_U_UN.

Cependant, il n'y a pas de limite minimale pour le blocage du minimum de tension. Le blocage est autorisé même si la tension mesurée n'est pas connectée ou si elle a temporairement une valeur très basse. Il y a une limite minimale pour le calcul de l'angle de phase basé sur l'amplitude du phaseur de tension.

Réduction de tension en hausse

La commande manuelle d'augmentation est bloquée si la limite de maximum de tension est dépassée (tableau 1016). Cependant, en mode de fonctionnement automatique, la situation de maximum de tension déclenche la fonction de diminution rapide. Vous trouverez plus d'informations dans le chapitre Régulation manuelle de la tension. Cette manœuvre peut être réglée avec le paramètre de réglage *Runback raise V*.

Le statut de blocage peut être lu à partir des données surveillées RNBK_U_OV.

Courant de circulation élevé

La valeur du courant de circulation est calculée dans les modes de fonctionnement Principe de réactance négative (NRP) et Minimisation du courant de circulation (MCC). Seul le fonctionnement automatique dans ces modes est bloqué lorsque le courant de circulation élevé est mesuré (tableau 1016). Ce fonctionnement peut être ajusté avec le paramètre de réglage *Cir current limit*.

L'état de blocage peut être lu à partir des données surveillées BLKD_I_CIR.

LTC_BLOCK – entrée de blocage externe

Avec les possibilités de configuration de l'outil PCM600, une condition de blocage souhaitée peut être mise en place en connectant une sortie à cette entrée. L'état de blocage peut être lu à partir des données surveillées BLKD_LTCBLK. Lorsqu'elle est

activée, cette entrée ne bloque que le fonctionnement automatique du régulateur par défaut (tableau 1016). Pour les modes entièrement automatiques, l'activation du signal réinitialise le temporisateur, et les données surveillées BLKD_LTCBLK ne sont pas activées.

Positions extrêmes

Cette fonction de blocage surveille les positions extrêmes du changeur de prises. Ces positions extrêmes peuvent être réglées à l'aide des paramètres de réglage *Raise block tap* et *Lower block tap*. Lorsque le changeur de prises atteint l'une de ces deux positions, les commandes dans la direction correspondante sont bloquées (tableau 1016). La direction bloquée dépend de la comparaison entre les paramètres *Raise block tap* et *Lower block tap* dont la direction est bloquée (section Contrôle de la tension contre le sens de déplacement du changeur de prises) Ce blocage affecte à la fois les modes de fonctionnement automatique et manuel.

Toutefois, comme le montre le tableau 1016, aucune indication de blocage ne doit être générée dans les modes entièrement automatiques. Ici, l'« esclave automatique » n'est pas un mode entièrement automatique. L'information de position non connectée ne provoque pas le blocage total de l'OLATCC, seul le blocage de position extrême ne fonctionne pas.

L'état de blocage peut être vu dans les événements générés.

Commande de la diminution rapide

OLATCC fournit la commande de diminution rapide dans les modes de fonctionnement automatiques. Lorsque la valeur *Runback raise V* définie est dépassée, le régulateur donne des impulsions de commande de diminution rapide jusqu'à ce que la tension tombe en dessous de la limite spécifiée. Cette commande de diminution rapide peut être vue avec les données de surveillance TIMER_STS, où la valeur « Fast lower T on » indique que cette fonctionnalité est active.



Pour permettre la manœuvre de diminution rapide, *Runback raise V* doit toujours être réglé à une valeur supérieure à la tension de commande (U_CTL) plus la moitié de *Band width voltage*.

En général, les blocages sont réinitialisés lorsque la limite correspondante avec l'hystérésis est dépassée ou non atteinte. Bien que le blocage soit réinitialisé après qu'il n'a pas atteint la limite mentionnée ci-dessus, l'opération de commande de la diminution rapide se poursuit jusqu'à ce que la différence de signal de tension mesurée soit inférieure à la moitié de la limite d'hystérésis de *Band width voltage* (illustration 549). Par conséquent, le fonctionnement normal en mode automatique n'est pas possible avant que cela ne se produise.

La commande de diminution rapide provoque l'activation d'impulsions successives `LOWER_OWN`. Le temps entre les démarrages d'impulsions consécutives est la durée de l'impulsion plus 1,5 seconde.

- Aucun délai de fonctionnement du changeur de prises (sinon six secondes) n'est pris en compte dans ce cycle (ce qui signifie que certaines impulsions de commande sont inefficaces en raison du fonctionnement du changeur de prises, comme décrit dans le chapitre Contrôle des impulsions)
- Le mode de temporisation défini par *Delay characteristic* n'a aucun effet ici (toujours le fonctionnement de type temporisateur DT). Comme la durée minimale des impulsions (le paramètre *LTC pulse time*) est de 0,5 seconde, l'intervalle le plus court entre deux impulsions successives peut être de 2 secondes.

En mode esclave automatique, la diminution rapide n'est pas déclenchée. De cette façon, la dispersion gênante des valeurs de position dans différentes unités peut être évitée. Le maître décide toujours de la diminution rapide au nom des unités esclaves. De plus, le maître et l'esclave doivent mesurer un niveau de tension égal et avoir des valeurs de réglage similaires pour la limite de blocage du maximum de tension.

9.5.4.10 Indication d'alarme

Fonctionnement du changeur de prises

L'OLATCC surveille le fonctionnement du changeur de prises et émet une alarme si la condition d'alarme est détectée. Une activation d'alarme signifie que la sortie ALARM est activée et que la raison de l'alarme peut être lue à partir des données surveillées ALARM_REAS. Les alarmes sont utilisées par défaut, mais elles peuvent être désactivées en réglant le paramètre *Alarms enabled* sur « False ». Trois conditions d'alarme différentes et leurs combinaisons peuvent être détectées par OLATCC.

Erreur de commande

L'OLATCC surveille les informations sur la position du changeur de prises du transformateur lorsqu'une impulsion de commande est donnée. Si le changement de position correct (la direction dépend de la comparaison des paramètres *Raise block tap* et *Lower block tap*) n'est pas vu par OLATCC dans *Cmd error delay time* après le démarrage de l'impulsion, l'alarme est émise.

Si l'information de position n'est pas connectée, aucune alarme n'est générée. L'alarme est réinitialisée lorsque le changement correct de la valeur de position est détecté après une impulsion donnée ou si une nouvelle impulsion de commande est donnée.

Les données surveillées ALARM_REAS sont définies pendant une alarme. Cela signifie que si la raison de l'alarme est active, ALARM_REAS a la valeur « Cmd error ».

Échec du signal TCO

Si le signal de fonctionnement TCO du changeur de prises reste actif pendant plus de 15 secondes après la désactivation de l'impulsion de sortie, OLATCC conclut qu'il s'agit d'une condition anormale et suppose que le changeur de prises est bloqué. L'alarme est réinitialisée lorsque le signal d'entrée TCO se désactive. Les données

surveillées ALARM_REAS sont définies pendant l'alarme. Cela signifie que ALARM_REAS a la valeur « TCO error » seulement si la raison de l'alarme est active.

Si le signal d'entrée TCO n'est pas connecté (indiqué par une mauvaise qualité), ce type d'alarme n'est pas possible.

Pompage du régulateur

Il est possible que des réglages défectueux amènent le régulateur à donner des impulsions de contrôle trop fréquemment. Par exemple, un réglage trop faible du paramètre *Band width voltage* (figure 549) peut entraîner une situation de pompage où le régulateur a du mal à amener la tension régulée à un niveau souhaité. Pour détecter cela, OLATCC a un paramètre *Max operations in 1h*, qui définit le nombre autorisé de commandes d'augmentation et de diminution pendant une fenêtre de temps glissante d'une heure. La détection est active à la fois en mode manuel et automatique. L'alarme est réinitialisée lorsque le nombre d'opérations comptées pendant la fenêtre de temps d'une heure est inférieur à la valeur définie. Le nombre d'opérations exécutées au cours de la dernière heure peut être lu à partir des données surveillées OP_TM_NUM_H. Toutefois, ce paramètre n'est mis à jour que par intervalles de trois minutes. Là encore, les données surveillées ALARM_REAS sont définies pendant une alarme. Cela signifie que ALARM_REAS a la valeur « Erreur de pompe » seulement si la raison de l'alarme est active.

Le fonctionnement de l'OLATCC n'est pas bloqué pendant une situation d'alarme, mais toutes les alarmes mentionnées ci-dessus provoquent un retard dans le fonctionnement automatique. En pratique, cela signifie que les temps de retard T1 et T2 sont doublés.

En plus des détections d'alarme, OLATCC fournit un paramètre de compteur de fonctionnement non volatile (données surveillées OPR_CNT) pour déterminer les intervalles de maintenance du changeur de prises. Le compteur donne le nombre total d'ordres d'augmentation et de diminution donnés dans les modes manuel et automatique. Toutes les commandes, même celles qui sont omises par le changeur de prises en raison de sa séquence de fonctionnement, sont calculées dans un compteur cumulatif. Ce paramètre de données peut être réinitialisé via le paramètre de menu clair *OLATCC counter*.

9.5.5 Application

OLATCC est utilisé pour commander la tension du côté charge du transformateur de puissance. En fonction de la tension et du courant mesurés, le bloc fonctionnel détermine si la tension doit être augmentée ou diminuée. La tension est régulée à l'aide des commandes d'augmentation et de diminution envoyées au changeur de prises.

Le principe de base de la régulation de tension est qu'aucune régulation ne se produit tant que la tension reste dans les limites de la plage de réglage. La tension mesurée est toujours comparée à la tension de commande calculée U_p. Lorsque la tension mesurée s'écarte de la plage, le temporisateur T1 démarre. Lorsque la temporisation définie est écoulée, une impulsion de commande d'augmentation ou de diminution est envoyée

au changeur de prises. Si la tension mesurée est toujours hors-plage après un changement de prise, le temporisateur T2 démarre. T2 est normalement plus court que T1.

Dans certaines circonstances, le régulateur de tension automatique doit être complété par des fonctions supplémentaires telles que la compensation de chute de ligne (LDC) et la réduction de la tension de consigne (RSV). En outre, divers modes de fonctionnement en parallèle sont disponibles pour s'adapter aux applications dans lesquelles deux transformateurs de puissance ou plus sont connectés au même jeu de barres au même moment. Les modes de fonctionnement en parallèle d'OLATCC sont le mode maître-esclave (M/F), la limitation du courant de circulation (MCC) et le principe de réactance négative (NRP).

Exemple de configuration pour les modes Manuel et Mono auto

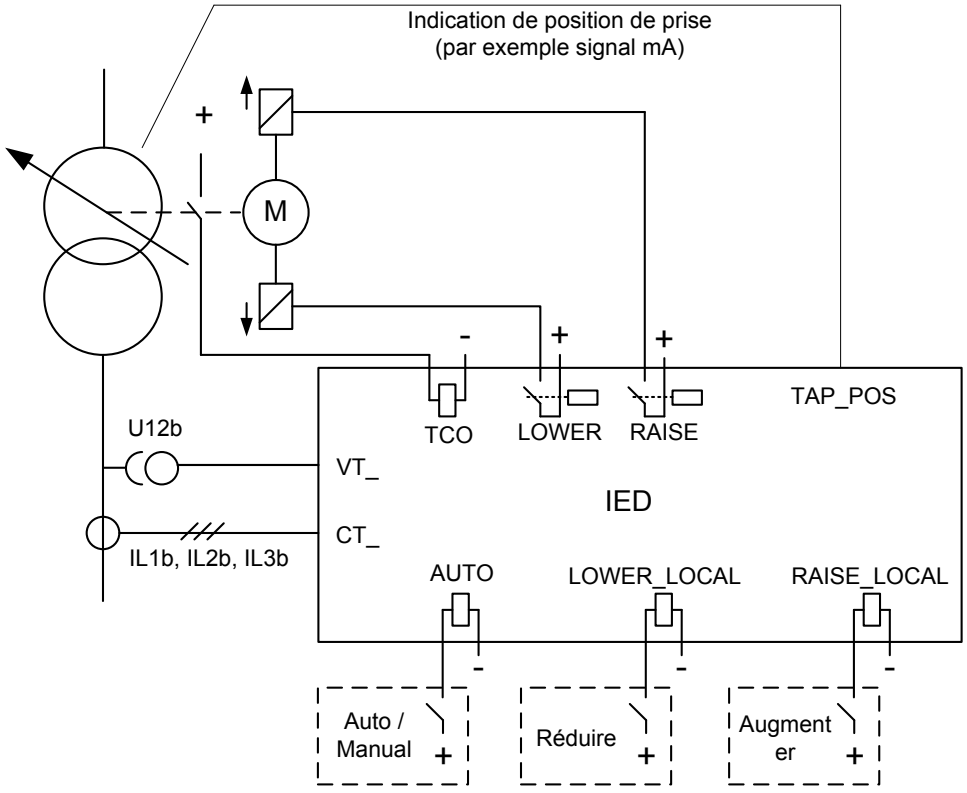


Figure 554: Schéma de connexion de base du régulateur de tension

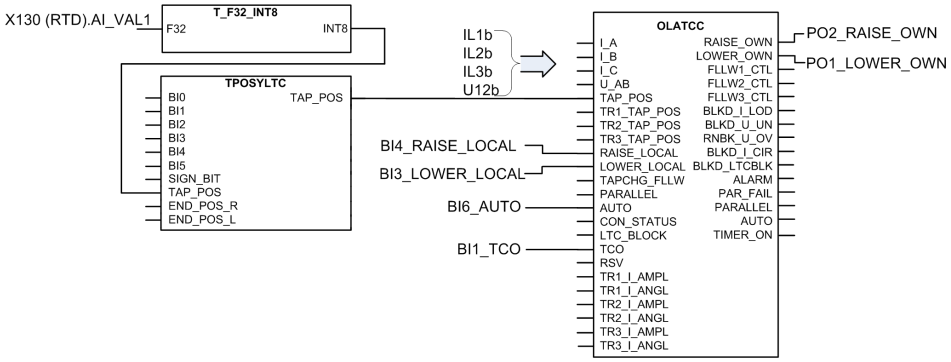


Figure 555: Exemple de configuration pour les modes Manuel et Mono auto

L'exemple de configuration utilise un signal mA pour indiquer la position courante de la prise du transformateur local. Pour prendre en compte cette information de position dans l'OLATCC, le signal mA mesuré est d'abord mis à l'échelle par la fonction X130 (RTD). La valeur mise à l'échelle est ensuite convertie en valeur entière par la fonctionnalité T_F32_INT8. Cette valeur entière est connectée à l'entrée `TAP_POS` de la fonction TPOSYLTC. La valeur de position de prise est automatiquement transmise de TPOSYLTC à OLATCC sans connexion de configuration.

Exemple de configuration pour le mode Parallèle auto (maître-esclave)

L'exemple de configuration pour le mode maître-esclave décrit comment les informations de position de prises sont transmises de l'esclave au maître via la communication GOOSE horizontale. Les informations d'état des disjoncteurs et une logique supplémentaires sont utilisées pour changer de mode de fonctionnement via des entrées du maître et de l'esclave (*Operation mode* = "Input control").

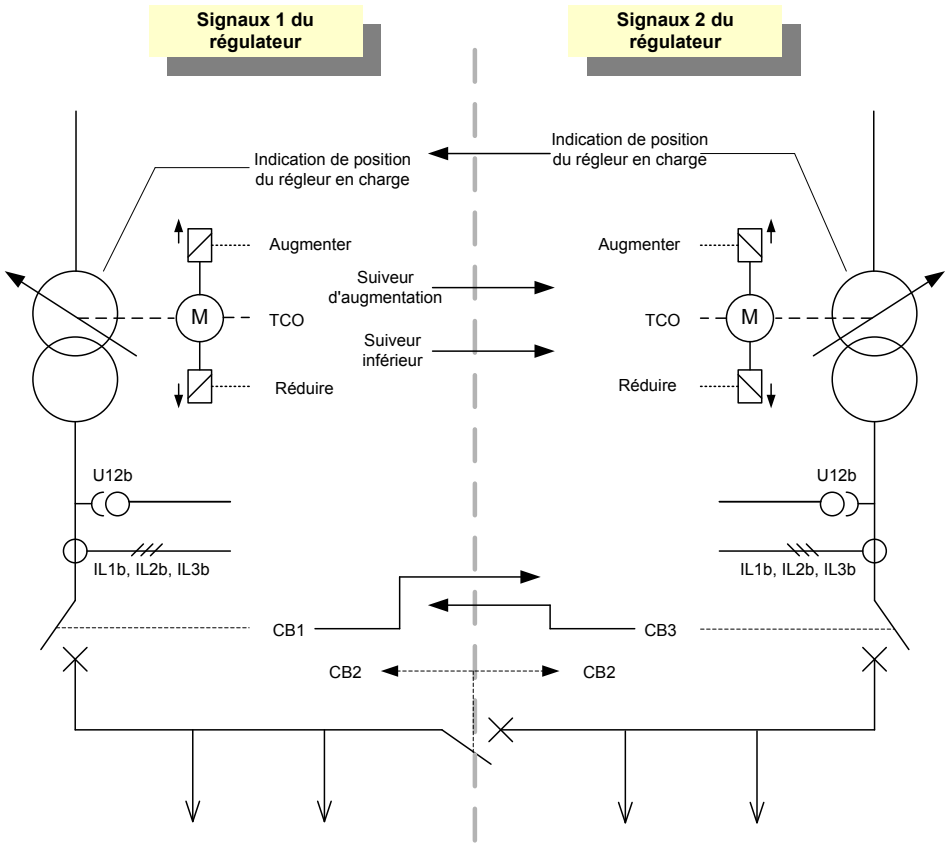


Figure 556: Exemple de configuration pour le mode Parallèle auto (maître-esclave) (position de l'esclave connue du maître)

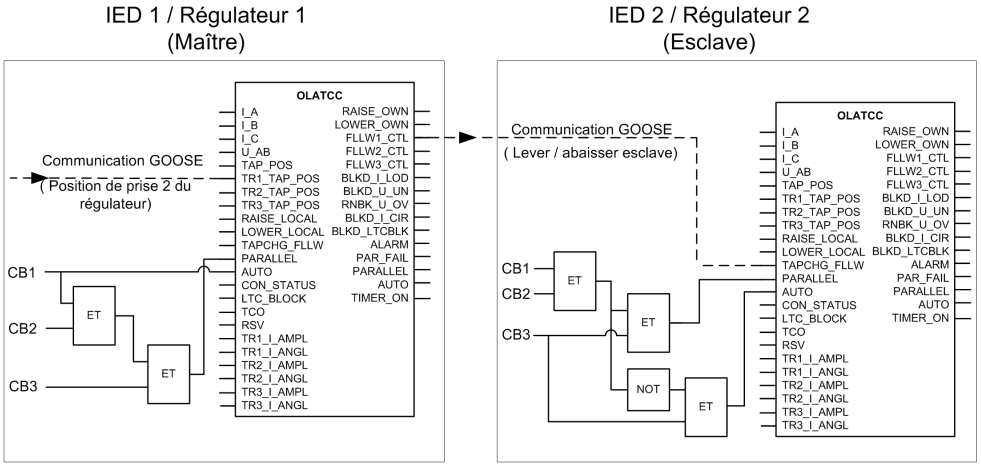


Figure 557: Configurations de régulateur 1&2 simplifiées de l'exemple maître-esclave

Tableau 1021: Sélection automatique des modes de fonctionnement des régulateurs dans l'exemple maître-esclave

CB1	CB2	CB3	Régulateur 1	Régulateur 2
Ouvert	Ouvert	Ouvert	Manuel	Manuel
Ouvert	Ouvert	Fermé	Manuel	Mono auto
Ouvert	Fermé	Ouvert	Manuel	Manuel
Ouvert	Fermé	Fermé	Manuel	Mono auto
Fermé	Ouvert	Ouvert	Mono auto	Manuel
Fermé	Ouvert	Fermé	Mono auto	Mono auto
Fermé	Fermé	Ouvert	Mono auto	Manuel
Fermé	Fermé	Fermé	Parallèle auto (maître) *Auto parallel mode* = "Auto master"	Parallèle auto (esclave) *Auto parallel mode* = "Auto follower"

Exemple de configuration pour le mode Parallèle auto (MCC)

L'objectif du mode Parallèle auto (MCC) est de minimiser le courant de circulation entre les transformateurs en parallèle. L'échange de données entre les régulateurs peut se faire via la communication GOOSE horizontale.

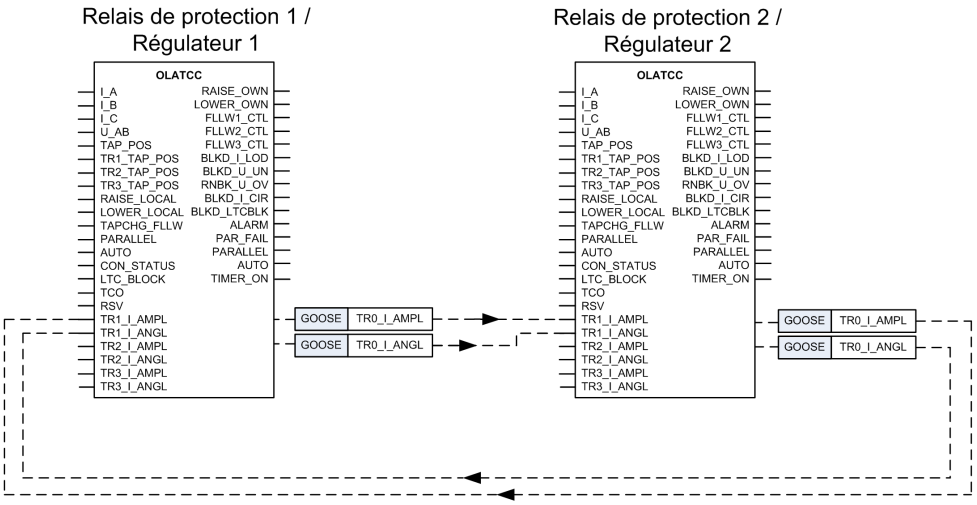


Figure 558: Deux transformateurs en parallèle et la connexion horizontale via GOOSE pour transmettre les informations de courant et de déphasage lorsque le principe MCC est utilisé

Exemple de configuration pour le mode Parallèle auto (NRP)

Le mode de fonctionnement Principe de réactance négative (NRP) présente l'avantage de ne nécessiter aucun câblage ni aucune communication entre les DEI. Les régulateurs de tension fonctionnent de façon indépendante. Toutefois, dans les cas où il y a une modification progressive occasionnelle du déphasage de la charge,

l’erreur de régulation peut être éliminée par un changement de groupe de réglage automatique ou un changement du mode de fonctionnement avec la logique.

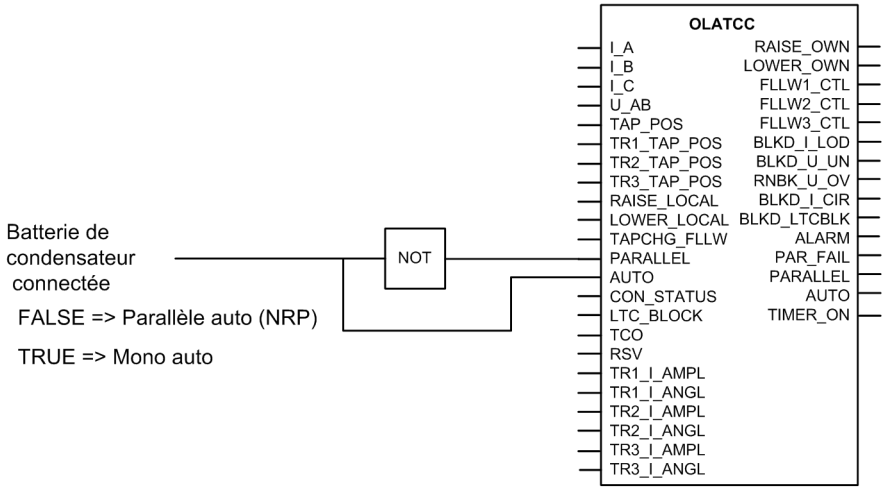


Figure 559: Changement automatique du mode de fonctionnement d’OLATCC lorsque la batterie de condensateurs est connectée

Comparaison récapitulative entre les modes de fonctionnement en parallèle

Les modes de fonctionnement en parallèle sont nécessaires parce que, si les régulateurs en parallèle fonctionnaient de façon indépendante, à un moment donné les transformateurs se trouveraient déphasés les uns par rapport aux autres.

Le courant de circulation augmenterait et la compensation de chute de ligne s'accroîtrait donc pour le transformateur produisant la tension la plus élevée. En conséquence, l’augmentation du courant de circulation conduirait le transformateur produisant la tension la plus basse à diminuer la tension en raison de la réduction de l’effet de la compensation de chute de ligne. En d’autres termes, les deux transformateurs fonctionneraient de façon séparée.

Toutefois, le mode de fonctionnement en parallèle le plus adapté se détermine au cas par cas.

Tableau 1022: Les différents modes de fonctionnement en parallèle

Mode de fonctionnement en parallèle	Description
Maître-esclave (positions de l'esclave inconnues du maître)	Nécessite des transformateurs de puissance présentant des caractéristiques et des tensions d'échelon identiques. - Travail de câblage supplémentaire : commandes d'augmentation/réduction (entrée TAPCHG_FLLW connectée à la sortie FLLWx_CTL) du maître vers l'esclave - Commande manuelle nécessaire en début de fonctionnement - Commande en aveugle : les positions de l'esclave après une commande ne peuvent pas être supervisées. Il faut supposer que les esclaves suivent les commandes. + Les transformateurs en parallèle sont régulés comme une seule unité + Prise en charge d'un nombre illimité de transformateurs en parallèle
Maître-esclave (positions de l'esclave connues)	Nécessite des transformateurs de puissance présentant des caractéristiques et des tensions d'échelon identiques. - Travail de câblage supplémentaire : commandes d'augmentation/réduction (entrée TAPCHG_FLLW connectée à la sortie FLLWx_CTL) du maître vers l'esclave Connexions TAP_POS des esclaves vers le maître - Prise en charge de quatre transformateurs en parallèle au maximum.
Principe de réactance négative	Le réglage de déphasage réel produit une erreur de régulation. Lorsque la compensation de chute de ligne est utilisée, le réglage doit être modifié quand le nombre de transformateurs fonctionnant en parallèle est modifié. + Les tensions d'échelon et les impédances de court-circuit des transformateurs ne doivent pas nécessairement être identiques. + Aucune communication ni aucun câblage ne sont nécessaires entre les régulateurs, ce qui signifie que le principe peut être appliqué même lorsque les transformateurs en parallèle sont situés dans des postes différents. + Prise en charge d'un nombre illimité de transformateurs en parallèle
Limitation du courant de circulation	- Nécessite un travail de configuration supplémentaires puisque ce principe utilise une communication horizontale entre les régulateurs (entrées TRx_I connectées aux sorties des contrôleurs des transformateurs en parallèle TR0_I). + Les tensions d'échelon et les impédances de court-circuit des transformateurs ne doivent pas nécessairement être identiques. + Le déphasage du courant de charge peut varier sans aucun impact sur la précision de régulation. + Réglage automatique du nombre de transformateurs (pour un calcul précis du terme de compensation de chute de ligne)

9.5.6 Signaux

Tableau 1023: Signaux d'entrée OLATCC

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Courant phase A
I_B	SIGNAL	0	Courant phase B
I_C	SIGNAL	0	Courant phase C
U_AB	SIGNAL	0	Tension phase-phase AB
TAP_POS	INT8	0	Valeur entière représentant la position de changeur de prise du transformateur lui-même
TR1_TAP_POS	INT32	0	Valeur entière représentant la position de changeur de prise du transformateur 1
TR2_TAP_POS	INT32	0	Valeur entière représentant la position de changeur de prise du transformateur 2
TR3_TAP_POS	INT32	0	Valeur entière représentant la position de changeur de prise du transformateur 3
RAISE_LOCAL	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée de commande d'augmentation issue de la configuration
LOWER_LOCAL	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée de commande de diminution issue de la configuration
TAPCHG_FLLW	Enum	0 = Faux	Changement de position de prise esclave (arrêt, plus bas, plus haut)
PARALLEL	BOOLÉEN	0 = Faux	Fonctionnement simple ou parallèle
AUTO	BOOLÉEN	0 = Faux	Indication auto/manuelle
CON_STATUS	BOOLÉEN	0 = Faux	Statut de connexion au réseau du transformateur (lui-même)
LTC_BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal externe de blocage
TCO	BOOLÉEN	0 = Faux	Entrée de fonctionnement du changeur de prise
RSV	BOOLÉEN	0 = Faux	Réduction de la tension de consigne active
TR1_I_AMPL	FLOAT32	0,00	Amplitude du courant transmise du transformateur 1
TR1_I_ANGL	FLOAT32	0,00	Angle du courant transmise du transformateur 1
TR2_I_AMPL	FLOAT32	0,00	Amplitude du courant transmise du transformateur 2
TR2_I_ANGL	FLOAT32	0,00	Angle du courant transmise du transformateur 2
TR3_I_AMPL	FLOAT32	0,00	Amplitude du courant transmise du transformateur 3
TR3_I_ANGL	FLOAT32	0,00	Angle du courant transmise du transformateur 3

Tableau 1024: Signaux de sortie OLATCC

Nom	Type	Description
RAISE_OWN	BOOLÉEN	Commande d'augmentation pour le transformateur lui-même
LOWER_OWN	BOOLÉEN	Commande de diminution pour le transformateur lui-même
FLLW1_CTL	INT32	Commande de diminution/augmentation pour le transformateur esclave 1 en mode de fonctionnement maître/esclave
FLLW2_CTL	INT32	Commande de diminution/augmentation pour le transformateur esclave 2 en mode de fonctionnement maître/esclave
FLLW3_CTL	INT32	Commande de diminution/augmentation pour le transformateur esclave 3 en mode de fonctionnement maître/esclave
ALARM	BOOLÉEN	État d'alarme
PAR_FAIL	BOOLÉEN	Panne parallèle détectée
PARALLEL	BOOLÉEN	Fonctionnement simple ou parallèle
AUTO	BOOLÉEN	Indication auto/manuelle
BLKD_I_LOD	BOOLÉEN	Indication de blocage de surintensité
BLKD_U_UN	BOOLÉEN	Indication de blocage de sous-tension
RNBK_U_OV	BOOLÉEN	Indication de réduction de tension en hausse
BLKD_I_CIR	BOOLÉEN	Indication de blocage de courant circulant élevé
BLKD_LTCBLK	BOOLÉEN	Indication de blocage externe

9.5.7 Paramètres

Tableau 1025: Paramètres de groupe OLATCC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Mode parallèle auto	2 = Maître auto 3=Auto esclave 5=NRP 7=MCC			2 = Maître auto	Sélection du mode parallèle
Tension médiane bande	0,000...2,000	xUn	0,001	1,000	Tension médiane bande Us
Hausse tension – Perte en ligne	0,0...25,0	%	0,1	0,0	Facteur de compensation de perte en ligne résistive
Réaction tension – Perte en ligne	0,0...25,0	%	0,1	0,0	Facteur de compensation de perte en ligne réactive
Réduction bande	0,00...9,00	%Un	0,01	0,00	Taille d'incrément pour la réduction de la tension de consigne (RSV)
Facteur stabilité	0,0...70,0	%	0,1	0,0	Facteur stabilité en fonctionnement en parallèle
Déphasage de charge	-89...89	°	1	0	Déphasage de charge, utilisé uniquement avec le principe de réactance négative
Control delay time 1	1000...300000	ms	100	60000	Temps de temporisation de contrôle pour la première impulsion de contrôle
Control delay time 2	1000...300000	ms	100	30000	Temps de temporisation de contrôle pour les impulsions de contrôle suivantes

Tableau 1026: Paramètres de non-groupe OLATCC (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Opération	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Mode de fonctionnement	1=Manuel 2=Simple auto 3=Parallèle auto 4=Contrôle d'entrée 5 = Commande			5 = Commande	Le mode de fonctionnement
Blocage manuel personnalisé	1=Personnalisé désactivé 2=OC 3=UV 4=OC, UV 5=EXT 6=OC, EXT 7=UV, EXT 8=OC, UV, EXT			2=OC	Blocage manuel personnalisé
Transfo parallèle	0...10		1	0	Nombre de transformateurs en parallèle, en plus du transformateur même
Caractéristique tempo	0=Temps inverse 1=Temps constant			1=Temps constant	Sélection de caractéristique tempo
Large bande tension	1,20...18,00	%Un	0,01	3,00	Écart autorisé de la tension de commande
Limite courant de charge	0,10...5,00	xIn	0,01	2,00	Limite de blocage du courant de charge
Bloquer baisse tension	0,10...1,20	xUn	0,01	0,70	Limite de tension pour laquelle les commandes d'abaissement supplémentaire de tension sont bloquées.
Réduction de tension en hausse	0,80...2,40	xUn	0,01	1,25	Limite de tension pour laquelle des commandes d'abaissement rapide se produisent
Limite de courant cir.	0,10...5,00	xIn	0,01	0,15	Limite de blocage pour le courant de circulation élevé
Limite LDC	0,00...2,00	xUn	0,01	0,10	Limite maximale pour le terme de compensation de chute de ligne
Prise de blocage basse	-36...36		1	0	Position limite du changeur de prise qui fournit la tension la plus faible du côté régulé.
Prise de blocage haute	-36...36		1	17	Position limite du changeur de prise qui fournit la tension la plus élevée du côté régulé.
Durée impulsion LTC	500...10000	ms	100	1500	Durée d'impulsion de sortie, commune pour les impulsions d'augmentation et de diminution
Activer LDC	0 = Faux 1 = Vrai			1 = Vrai	Sélection pour la compensation de chute de ligne

Tableau 1027: Paramètres de non-groupe OLATCC (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Nombre max. d'opérations en 1 h	0...10000		1	100	Nombre autorisé de commandes par fenêtre coulissante d'une heure
Temps de temporisation d'erreur de commande	10...50	s	1	20	Une temporisation avant erreur de commande sera activée.
Temps de temporisation esclave	6...20	s	1	6	Temporisation entre les commandes successives à un esclave, envoyées par un maître
Alarmes activées	0 = Faux 1 = Vrai			1 = Vrai	Sélection d'alarme
Puiss inv autorisée	0 = Faux 1 = Vrai			0 = Faux	Débit de retour de puissance autorisé

9.5.8 Données surveillées

Tableau 1028: Données surveillées OLATCC

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
TR0_I_AMPL	FLOAT32	0,00...15000,00	A	Magnitude de courant transmis
TR0_I_ANGL	FLOAT32	-180,00...180,00	°	Angle de courant transmis
U_MEAS	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Tension phase-phase, moyenne filtrée
ANGL_UA_IA	FLOAT32	-180...180	°	Valeur d'angle mesurée entre la tension phase A et le courant
TIMER_STS	Enum	0=Temporisateur désactivé 1=Temporisateur d'abaissement 1 activé 2=Temporisateur d'augmentation 1 activé 3=Temporisateur d'abaissement 2 activé 4=Temporisateur d'augmentation 2 activé 5=Temporisateur d'abaissement rapide activé		Temporisateur T1, T2 ou temporisateur d'abaissement rapide actif
OPR_MODE_STS	Enum	0 = Non utilisé 1=Manuel 2=Simple auto 3 = Maître auto 4=Auto esclave 5=MCC 6=NRP		Le mode de fonctionnement actif du bloc fonctionnel
U_CTL	FLOAT32	0,000...3,000	xUn	Tension de commande, augmentation, niveau de tension cible

Suite du tableau à la page suivante

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
UD_CTL	FLOAT32	-2,000...2,000	xUn	Différence de tension entre la tension mesurée - tension de contrôle : Um - Augmentation
I_CIR	FLOAT32	-10,00...10,00	xIn	Courant de circulation calculé ; calculé dans les modes de fonctionnement NRP et MCC
LDC	FLOAT32	-2,00...2,00	xUn	Compensation de chute de ligne calculée
BLK_STATUS	INT32	0...127		Sortie codée par bit indiquant l'état de blocage pour l'opération suivante
ALARM_REAS	Enum	0=Pas d'alarme 1=Erreur commande 2=Erreur TCO 3=Erreur commande + TCO 4=Erreur pompe 5=Erreur pompe + commande 6=Erreur pompe + TCO 7=Erreur pompe + TCO + commande		État et raison pour l'alarme
OP_TM_NUM_H	INT32	0...2147483647		Nombre de commandes pour chaque changeur de prises au cours de l'heure écoulée
FAIL_FLLW	Enum	0=Pas d'échec d'esclave 1=Esclave 1 2=Esclave 2 3 = Esclaves 1+2 4=Esclave 3 5 = Esclaves 1+3 6 = Esclaves 2+3 7=Esclaves 1+2+3		Échecs d'esclaves
Suite du tableau à la page suivante				

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
PAR_UNIT_MCC	Enum	0=Pas d'unités parallèles 1=Transformateur 1 2=Transformateur 2 3 = Transformateurs 1 et 2 4=Transformateur 3 5 = Transformateurs 1 et 3 6 = Transformateurs 2 et 3 7=Transformateurs 1+2+3		Unités parallèles comprises dans le calcul MCC
OPR_CNT	INT32	0...2147483647		Nombre total de commandes d'augmentation et de diminution données dans les modes manuel et automatique
OLATCC	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

9.5.9 Données techniques

Tableau 1029: OLATCC - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de fonctionnement[1)]	Suivant la fréquence du courant mesuré : f_n ±2 Hz
	Tension différentielle U_d = ±0,5 % de la valeur mesurée ou ±0,005 × U_n (tensions mesurées <2,0 x U_n) Seuil de fonctionnement = ±1.5% de U_d pour Us = 1.0 × U_n
Précision du temps de fonctionnement en mode temps constant[2)]	+4.0% / -0% de la valeur de consigne
Précision du temps de déclenchement en mode temps inverse[2)]	+8.5% / -0% de la valeur de consigne (avec valeur théorique B de l'ordre de 1.1…5.0) Noter également le temps de réponse minimum défini (temporisation à temps dépendant) 1 s.
Taux de réinitialisation pour le fonctionnement du contrôle Taux de réinitialisation pour les inhibitions analogiques (sauf pour le blocage retour montée de tension)	Généralement 0,80 (1,20) Généralement 0,96 (1,04)

1) Valeurs par défaut utilisées
2) Tension avant déviation = valeur *tension médiane de bande définie*

9.5.10 Historique de révision technique

Tableau 1030: Historique de révision technique OLATTC

Révision technique	Modification
B	Ajout d'une nouvelle sortie `TIMER_ON` (nouvelles données 61850 pour ceci). Modifications de l'interface ACT, en échangeant les données déjà existantes entre les données surveillées et l'interface de sortie. Valeur par défaut du paramètre *Operation mode* modifiée en 4 = Contrôle d'entrée (« Manuel » auparavant).
C	Amélioration interne.
D	Ajout de l'entrée `TAP_POS`. Ajout du mode de commande pour le paramètre *Operation mode*.

Section 10 Fonctions de mesure de la qualité de l’alimentation

10.1 Distorsion de la demande totale de courant CMHAI

10.1.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Distorsion de la demande totale courant	CMHAI	PQM3I	PQM3I

10.1.2 Bloc fonctionnel

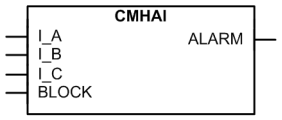


Figure 560: Bloc fonctionnel

10.1.3 Fonctionnalités

La fonction CMHAI de distorsion de la demande totale du courant est utilisée pour surveiller la distorsion de la demande totale du courant TDD.

10.1.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont « On » (Activé) et « Off » (Désactivé).

Le fonctionnement de CMHAI peut être décrit à l’aide d’un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

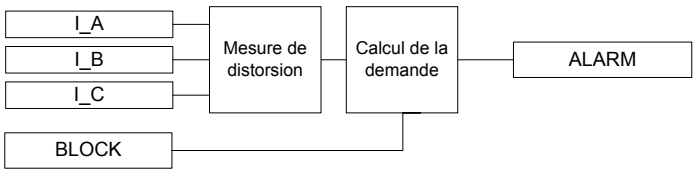


Figure 561: Schéma du module fonctionnel

Mesure de distorsion

Le module de mesure de distorsion mesure les harmoniques jusqu'à l'harmonique de 11e rang. La distorsion de la demande totale (TDD) est calculée à partir des composantes harmoniques mesurées à l'aide de la formule

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{N} I_k^2}}{I_{max_demand}}$$

(Équation 192)

I_k Composante harmonique de rang k

I_{max_demand} Le courant de demande maximal mesuré par CMMXU

Si CMMXU n'est pas disponible dans la configuration ou si le courant de demande maximal mesuré est inférieur au paramètre *Initial Dmd current* (Courant de demande initial), *Initial Dmd current* est utilisé pour I_{max_demand}.

Calcul de la demande

La valeur de demande pour TDD est calculée séparément pour chaque phase. Si l'une des valeurs de distorsion de la demande totale calculée est supérieure à la limite d'alarme définie *TDD alarm limit*, la sortie `ALARM` est activée.

L'intervalle de calcul de la demande est défini avec le paramètre *Demand interval*. Sept durées sont disponibles, allant de « 1 minute » à « 180 minutes ». Le type d'intervalle peut être défini avec le paramètre *Demand window*. Les options disponibles sont « Glissant » et « Non glissant ».

L'activation de l'entrée `BLOCK` bloque la sortie `ALARM`.

10.1.5 Application

Selon les normes, la qualité de puissance est définie en fonction des caractéristiques de la tension d'alimentation. Les transitoires, les variations de tension de courte et de longue de durée, les déséquilibres et les distorsions de forme d'onde sont les caractéristiques clés à prendre en compte pour la définition de la qualité de puissance. La qualité de la puissance, cependant, est un problème lié au client. On peut dire que

tout problème lié à la tension ou au courant qui entraîne une défaillance ou un mauvais fonctionnement de l'équipement du client est un problème de qualité de puissance.

La distorsion harmonique dans un système électrique est causée par les dispositifs non linéaires. Les charges du convertisseur de puissance électronique constituent la classe la plus importante de charges non linéaires dans un système d'alimentation. Les alimentations à découpage dans divers équipements électroniques monophasés, tels que des ordinateurs personnels, les imprimantes et les photocopieuses, contiennent énormément d'harmoniques de rang 3 dans le courant. Cependant, les convertisseurs de puissance électronique triphasée, c'est-à-dire les lecteurs CC/CA, ne génèrent pas de courants à harmoniques de rang 3. Ils peuvent tout de même générer des quantités importantes d'harmoniques.

Le contrôle de la qualité de puissance est un service essentiel que les services publics peuvent fournir à leurs clients industriels et principaux. Non seulement un système de surveillance peut fournir des informations concernant les perturbations du système et leurs causes éventuelles, il peut également détecter les conditions du problème dans le système avant que les clients ne déposent des réclamations ou que l'équipement ne présente des défaillances, ne soit endommagé ou ne tombe en panne. Les problèmes de qualité de puissance ne se limitent pas au côté réseau du système. En réalité, la majorité des problèmes de qualité de puissance surviennent au sein même des installations des clients. Ainsi, le contrôle de la qualité de puissance n'est pas seulement une stratégie de service clientèle efficace, mais aussi une méthode visant à protéger la réputation d'un service public en matière de puissance et de service de qualité.

CMHAI offre une méthode de surveillance de la qualité de puissance au moyen de la distorsion des formes d'onde de courant. CMHAI fournit une moyenne de 3 secondes à court terme et une demande à long terme pour TDD.

10.1.6 Signaux

Tableau 1031: Signaux d'entrée CMHAI

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	Signal	0	Courant phase A
I_B	Signal	0	Courant phase B
I_C	Signal	0	Courant phase C
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloquer le signal pour toutes les sorties binaires

Tableau 1032: Signaux de sortie CMHAI

Nom	Type	Description
ALARM	BOOLÉEN	Signal d'alarme pour TDD

10.1.7 Paramètres

Tableau 1033: Paramètres de non-groupe CMHAI (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Intervalle de demande	0 = 1 minute 1 = 5 minutes 2 = 10 minutes 3 = 15 minutes 4 = 30 minutes 5 = 60 minutes 6 = 180 minutes			2 = 10 minutes	Intervalle de temps pour calcul de la demande
Demand window	1 = Glissant 2 = Non glissant			1 = Glissant	Type de fenêtre de calcul de la demande
Limite d'alarme TDD	1,0 à 100,0	%	0,1	50,0	Limite d'alarme TDD

Tableau 1034: Paramètres de non-groupe CMHAI (avancé)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Initial Dmd current	0,10 à 1,00	xIn	0,01	1,00	Courant de demande initial

10.1.8 Données surveillées

Tableau 1035: Données surveillées CMHAI

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
Max demand TDD IL1	FLOAT32	0,00...500,00	%	Demande maximale TDD pour la phase A
Demande max TDD IL2	FLOAT32	0,00...500,00	%	Demande maximale TDD pour la phase B
Demande max TDD IL3	FLOAT32	0,00...500,00	%	Demande maximale TDD pour la phase C
Time max dmd TDD IL1	Horodatage			Heure de la demande maximale TDD phase A
Heure demande max TDD IL2	Horodatage			Heure de la demande maximale TDD phase B
Heure demande max TDD IL3	Horodatage			Heure de la demande maximale TDD phase C
3SMHTDD_A	FLOAT32	0,00...500,00	%	Valeur moyenne sur 3 secondes de la TDD pour la phase A
DMD_TDD_A	FLOAT32	0,00...500,00	%	Valeur de demande TDD pour la phase A
3SMHTDD_B	FLOAT32	0,00...500,00	%	Valeur moyenne sur 3 secondes de la TDD pour la phase B

Suite du tableau à la page suivante

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
DMD_TDD_B	FLOAT32	0,00...500,00	%	Valeur de demande TDD pour la phase B
3SMHTDD_C	FLOAT32	0,00...500,00	%	Valeur moyenne sur 3 secondes de la TDD pour la phase C
DMD_TDD_C	FLOAT32	0,00...500,00	%	Valeur de demande TDD pour la phase C

10.2 Distorsion harmonique totale de la tension VMHAI

10.2.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Distorsion harmonique totale de la tension	VMHAI	PQM3U	PQM3V

10.2.2 Bloc fonctionnel

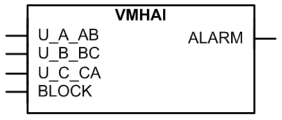


Figure 562: Bloc fonctionnel

10.2.3 Fonctionnalités

La fonction VMHAI de distorsion harmonique totale de la tension est utilisée pour surveiller la distorsion harmonique totale de la tension THD.

10.2.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont « On » (Activé) et « Off » (Désactivé).

Le fonctionnement de VMHAI peut être décrit à l'aide d'un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

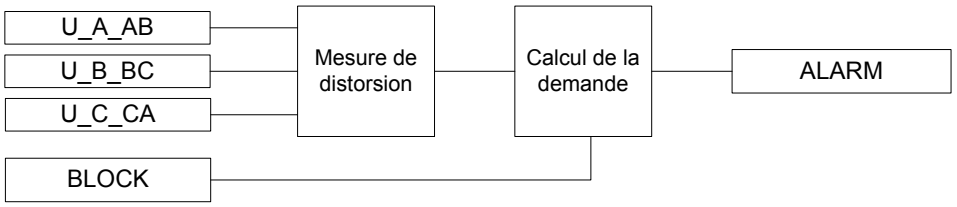


Figure 563: Schéma du module fonctionnel

Mesure de distorsion

Le module de mesure de distorsion mesure les harmoniques jusqu'à l'harmonique de 11e rang. La distorsion harmonique totale (THD) est calculée à partir des composantes harmoniques mesurées à l'aide de la formule

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{N} U_k^2}}{U_1}$$

(Équation 193)

U_k Composante harmonique de rang k

U_1 L'amplitude de la composante fondamentale de tension

Calcul de la demande

La valeur de demande pour THD est calculée séparément pour chaque phase. Si l'une des valeurs THD de la demande calculée est supérieure à la limite d'alarme définie *THD alarm limit*, la sortie ALARM est activée.

L'intervalle de calcul de la demande est défini avec le paramètre *Demand interval*. Sept durées sont disponibles, allant de « 1 minute » à « 180 minutes ». Le type d'intervalle peut être défini avec le paramètre *Demand window*. Les options disponibles sont « Glissant » et « Non glissant ».

L'activation de l'entrée BLOCK bloque la sortie ALARM.

10.2.5 Application

La fonction VMHAI offre une méthode de surveillance de la qualité de puissance au moyen de la distorsion des formes d'onde de tension. La fonction VMHAI fournit une moyenne de trois secondes à court terme et demande à long terme pour THD.

10.2.6 Signaux

Tableau 1036: Signaux d’entrée VMHAI

Nom	Type	Par défaut	Description
U_A_AB	SIGNAL	0	Tension A phase-à-terre ou tension AB phase-à-phase
U_B_BC	SIGNAL	0	Tension B phase-à-terre ou tension BC phase-à-phase
U_C_CA	SIGNAL	0	Tension C phase-à-terre ou tension CA phase-à-phase
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloquer le signal pour toutes les sorties binaires

Tableau 1037: Signaux de sortie VMHAI

Nom	Type	Description
ALARM	BOOLÉEN	Signal d’alarme pour THD

10.2.7 Paramètres

Tableau 1038: Paramètres de non-groupe VMHAI (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Intervalle de demande	0 = 1 minute 1 = 5 minutes 2 = 10 minutes 3 = 15 minutes 4 = 30 minutes 5 = 60 minutes 6 = 180 minutes			2 = 10 minutes	Intervalle de temps pour calcul de la demande
Demand window	1 = Glissant 2 = Non glissant			1 = Glissant	Type de fenêtre de calcul de la demande
Limite d’alarme THD	1,0 à 100,0	%	0,1	50,0	Limite d’alarme THD

10.2.8 Données surveillées

Tableau 1039: Données surveillées VMHAI

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
Max demand THD UL1	FLOAT32	0,00...500,00	%	Demande maximale THD pour la phase A
Demande max THD UL2	FLOAT32	0,00...500,00	%	Demande maximale THD pour la phase B
Demande max THD UL3	FLOAT32	0,00...500,00	%	Demande maximale THD pour la phase C
Suite du tableau à la page suivante				

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
Time max dmd THD UL1	Horodatage			Heure de la demande maximale THD phase A
Heure demande max THD UL2	Horodatage			Heure de la demande maximale THD phase B
Heure demande max THD UL3	Horodatage			Heure de la demande maximale THD phase C
3SMHTHD_A	FLOAT32	0,00...500,00	%	Valeur moyenne sur 3 secondes de la THD pour la phase A
DMD_THD_A	FLOAT32	0,00...500,00	%	Valeur de demande THD pour la phase A
3SMHTHD_B	FLOAT32	0,00...500,00	%	Valeur moyenne sur 3 secondes de la THD pour la phase B
DMD_THD_B	FLOAT32	0,00...500,00	%	Valeur de demande THD pour la phase B
3SMHTHD_C	FLOAT32	0,00...500,00	%	Valeur moyenne sur 3 secondes de la THD pour la phase C
DMD_THD_C	FLOAT32	0,00...500,00	%	Valeur de demande THD pour la phase C

10.2.9 Historique de révision technique

Tableau 1040: Historique de révision technique VMHAI

Révision technique	Modification
B	Amélioration interne.
C	Amélioration interne.

10.3 Variation de tension PHQVVR

10.3.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Variation de tension	PHQVVR	PQMU	PQMV

10.3.2 Bloc fonctionnel

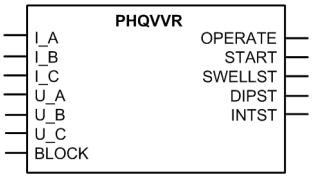


Figure 564: Bloc fonctionnel

10.3.3 Fonctionnalité

La fonction de variation de tension PHQVVR sert à mesurer les variations de tension de courte durée dans les réseaux de distribution.

La qualité de puissance dans la forme d’onde de la tension est évaluée par mesure des pics, des creux et des interruptions de tension. PHQVVR comprend les modes de variation de tension monophasée et triphasée.

Généralement, les variations de tension de courte durée sont définies comme étant supérieures à la moitié de la période de fréquence nominale et inférieures à une minute. La magnitude maximale (en cas de crête de tension) ou la profondeur maximale (en cas de creux ou d'interruption de tension) et la durée de la variation peuvent être obtenues par mesure de la valeur RMS de la tension pour chaque phase. La norme internationale 61000-4-30 définit la variation de tension devant être mise en œuvre à l’aide de la valeur RMS de la tension. La norme IEEE 1159-1995 fournit des recommandations pour la surveillance de la qualité de l’alimentation électrique des systèmes électriques CA monophasés et multiphasés.

PHQVVR contient une fonctionnalité de blocage. Si nécessaire, il est possible de bloquer un ensemble de sorties de fonction, voire la fonction elle-même.

10.3.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondants sont « On » et « Off ».

Le fonctionnement de PHQVVR peut être décrit à l’aide d’un schéma de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

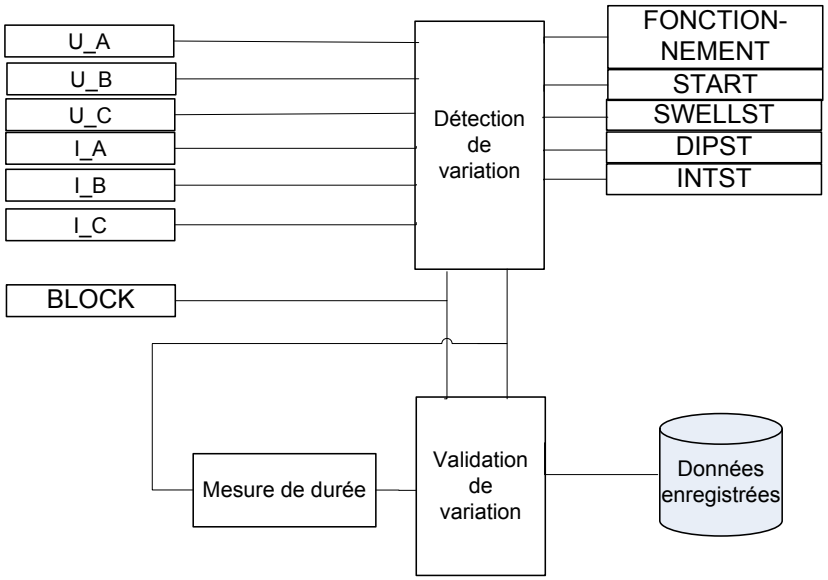


Figure 565: Schéma du module fonctionnel

10.3.4.1 Réglage du mode de phase

PHQVVR est conçu pour les systèmes d’alimentation CA monophasés et polyphasés et il est possible de les sélectionner à l’aide du paramètre *Phase mode* (Mode de phase) qui peut être réglé sur « Single Phase » (Monophasé) ou « Three Phase » (Triphasé). Le paramètre par défaut est « Single Phase » (Monophasé).

La différence de base entre ces alternatives dépend du nombre de phases nécessaires pour permettre l’activation de la variation de tension. Lorsque le paramètre *Phase mode* (Mode de phase) est réglé sur « Single Phase » (Monophasé), l’activation est simple. Il n’y a pas de dépendance entre les phases pour le démarrage de la variation. La sortie `START` et le démarrage de phase correspondant sont activés lorsque la valeur est supérieure ou inférieure à la limite. La désactivation du démarrage de phase correspondant s’effectue lorsque la valeur est inférieure ou supérieure à la limite (inclut les petites hystérésis). La sortie `START` est désactivée lorsqu’il n'y a plus de phases actives.

Cependant, lorsque *Phase mode* (Mode de phase) est réglé sur « Three Phase » (Triphasé), toutes les magnitudes de signal de phase surveillées, définies par le paramètre *Phase supervision* (Supervision de phase) doivent présenter des valeurs inférieures ou supérieures à la limite pour permettre l’activation de la sortie `START` et la sortie de la phase correspondante, c’est-à-dire, toutes les phase surveillées doivent être activées. De même, la désactivation se produit lorsque l’exigence d’activation n’est pas remplie, c’est-à-dire, lorsque la ou les valeurs de magnitude d’un ou plusieurs signaux de phase surveillés dépassent leur limite. Il n’est pas nécessaire d’activer les phases à l’aide du même type de variation pour activer la sortie `START`. Une autre conséquence est que si seulement une ou deux phases sont surveillées, il suffit que ces phases surveillées activent la sortie `START`.

10.3.4.2 Détection de variation

Le module compare la tension mesurée aux réglages de limite. En cas de sous-tension ou de surtension permanente, le réglage *Reference voltage* (Tension de référence) peut être défini sur ce niveau de tension afin d'éviter les indications de creux ou de pic de tension indésirables. On y parvient en convertissant les limites de variation à l'aide du réglage *Reference voltage* dans le module de détection de variation, à savoir qu'en cas de tension différente de la tension nominale, le réglage *Reference voltage* est défini sur cette tension.

Le réglage *Variation enable* (Activation variation) est utilisé pour activer ou désactiver les types de variation. Par défaut, la valeur du réglage est "Swell+dip+Int" et tous les types de variation alternatifs sont indiqués. Par exemple, pour le réglage "Swell+dip", la détection d'interruption n'est pas active et seuls les événements de pic ou de creux sont indiqués.

Dans le cas où *Phase mode* (Mode de phase) est réglé sur "Single Phase" et que la fonctionnalité de creux est disponible, la sortie `DIPST` est activée lorsque la valeur TRMS mesurée chute en dessous du réglage *Voltage dip set 3* (Consigne creux tension 3) dans une phase et se maintient également au-dessus du réglage *Voltage Int set* (Consigne int. tension). Si la tension chute en dessous du réglage *Voltage Int set* (Consigne int. tension), la sortie `INTST` est activée. `INTST` est désactivée lorsque la valeur de la tension passe au-dessus du réglage *Voltage Int set*. Lorsque la même amplitude TRMS mesurée passe au-dessus du réglage *Voltage swell set 3* (Consigne pic tension 3), la sortie `SWELLST` est activée.

Il existe trois valeurs de réglage limites pour l'activation des creux (*Voltage dip set 1..3*) et des pics (*Voltage swell set 1..3*) de tension et une valeur de réglage limite pour les interruptions.



Si *Phase mode* (Mode de phase) est réglé sur "Three Phase » (Triphasé), les sorties `DIPST` et `INTST` sont activées lorsque les niveaux de tension de toutes les phases surveillées, définies par le paramètre *Phase supervision* (Supervision de phase), chutent en dessous de la valeur de réglage *Voltage Int set* (Consigne int. tension). Le principe de détection d'une interruption de tension pour "Three Phase" (Triphasé) lorsque *Phase supervision* est défini sur "Ph A + B + C", ainsi que les signaux de démarrage correspondants lorsque *Phase mode* est défini sur "Single Phase", sont illustrés dans l'exemple de détection d'une interruption en triphasé.

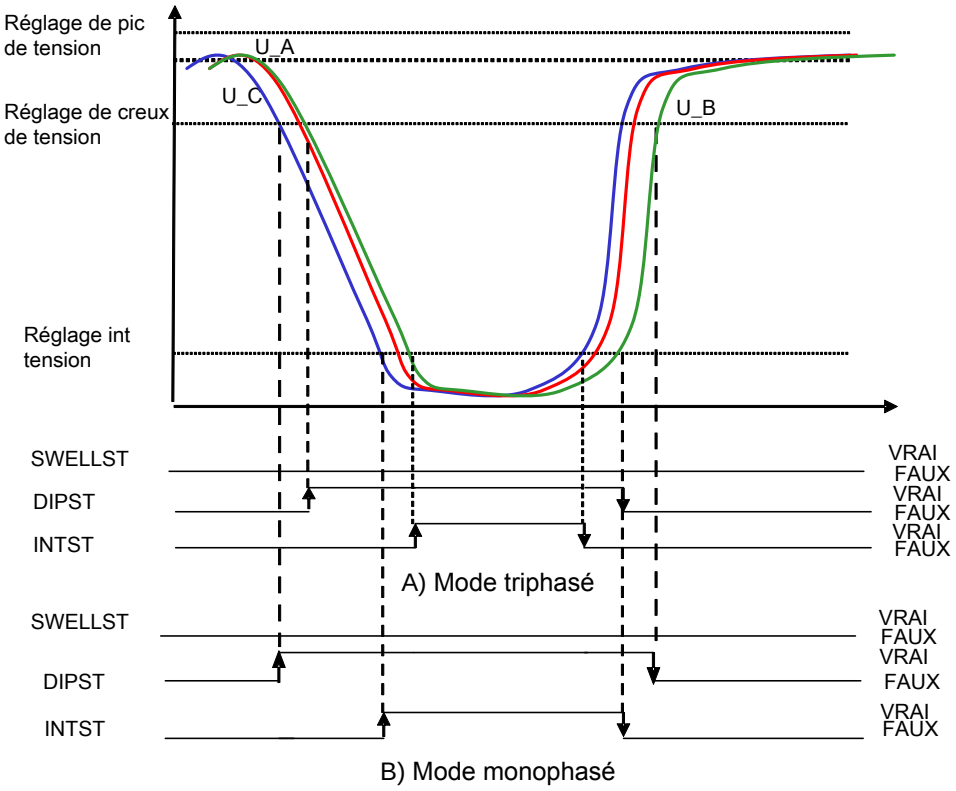


Figure 566: Détection d'une interruption de tension en triphasé

Le module mesure l'amplitude de la variation de tension séparément sur chaque phase, c'est à dire qu'il existe des sorties à phase séparée `ST_A`, `ST_B` et `ST_C` pour les indications de variation de tension. Le paramètre de configuration *Phase supervision* (Supervision de phase) définit la ou les phases de tension à surveiller. Si une phase de tension est sélectionnée pour être surveillée, la fonction suppose qu'elle est connectée à un canal de mesure de tension. En d'autres termes, si une phase non connectée est surveillée, la fonction détecte à tort une interruption de tension sur cette phase.

L'amplitude et la profondeur maximales sont définies en pourcentages calculés à partir de la différence entre la tension de référence et la tension mesurée. Par exemple, un creux de 70 pour cent signifie que la variation minimale d'amplitude du creux de tension est de 70 pour cent de l'amplitude de tension de référence.

L'activation de l'entrée `BLOCK` réinitialise la fonction et les sorties

10.3.4.3 Validation de variation

Le critère de validation de la variation de tension est que la durée totale de variation mesurée se situe entre les durées minimale et maximale fixées (soit *VVa dip time 1*, *VVa swell time 1* ou *VVa Int time 1*, selon le type de variation, et *VVa Dur Max*). Le

réglage de la durée maximale de la variation est le même pour tous les types de variation.

L'illustration 567 montre les régions opérationnelles de creux de tension. Dans l'illustration 566, un(e) seul(e) creux/pic/interruption de tension défini est dessiné, alors que dans cette illustration, il y a trois sous-limites pour le fonctionnement en creux. Lorsque *Voltage dip set 3* n'est pas atteint, les sorties `ST_x` correspondantes et les sorties `DIPST` sont activées. Lorsque l'amplitude de la tension TRMS reste entre le réglage *Voltage dip set 2* et *Voltage dip set 1* pendant une période plus longue que *VVa dip time 2* (plus courte que *VVa dip time 3*), un événement de creux momentané est détecté. En outre, si l'ampliitude du signal reste entre les limites plus longtemps que *VVa dip time 3* (moins longtemps que *VVa Dur max*), un événement de creux temporaire est détecté. Si la tension reste en dessous de *Voltage dip set 1* pendant une période plus longue que *Vva dip time 1* mais moins que *VVa dip time 2*, un événement de creux instantané est détecté.

Pour une détection d'événement, la sortie `OPERATE` est toujours activée pour un cycle de tâche. Le compteur correspondant et un seul d'entre eux (INSTDIPCNT, MOMDIPCNT ou TEMPDIPCNT) est augmenté de un. Si la durée de dépassement inférieur de la limite est inférieure à *VVa dip time 1*, *VVa swell time 1* ou *VVa Int time 1*, l'événement n'est pas du tout détecté, et si la durée est supérieure à *VVa Dur Max*, MAXDURDIPCNT est augmenté d'un mais aucune détection d'événement entraînant l'activation de la sortie `OPERATE` et la mise à jour des données d'enregistrement n'a lieu. Ces compteurs sont disponibles via l'affichage des données surveillées sur l'IHML ou via des outils de communication. Il n'y a pas de compteurs à séparation de phases mais toutes les détections de variation sont enregistrées sur un type de compteur commun classé par temps/amplitude. Par conséquent, un événement multiphasé simultané, c'est-à-dire que le moment de détection d'un événement de type variation est exactement le même pour deux phases ou plus, n'est compté qu'une seule fois, même pour les systèmes d'alimentation monophasés.

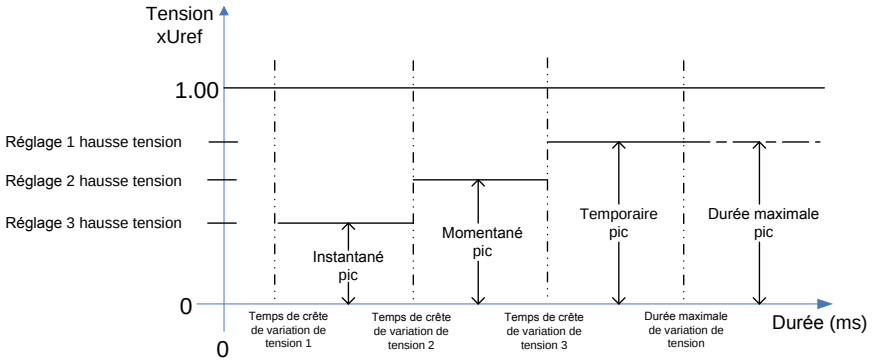


Figure 567: Régions opérationnelles de creux de tension

Dans l'illustration 568, les limites correspondantes concernant la manœuvre de pic sont fournies avec la différence d'ordre d'amplitude limite inhérente. Le principe de fonctionnement des pics est le même que pour les creux, mais les différentes limites

pour l'amplitude et les temps de signal ainsi que le changement de zone de fonctionnement inhérent (ici, *Voltage swell set x* > 1,0 xUn) sont appliquées.

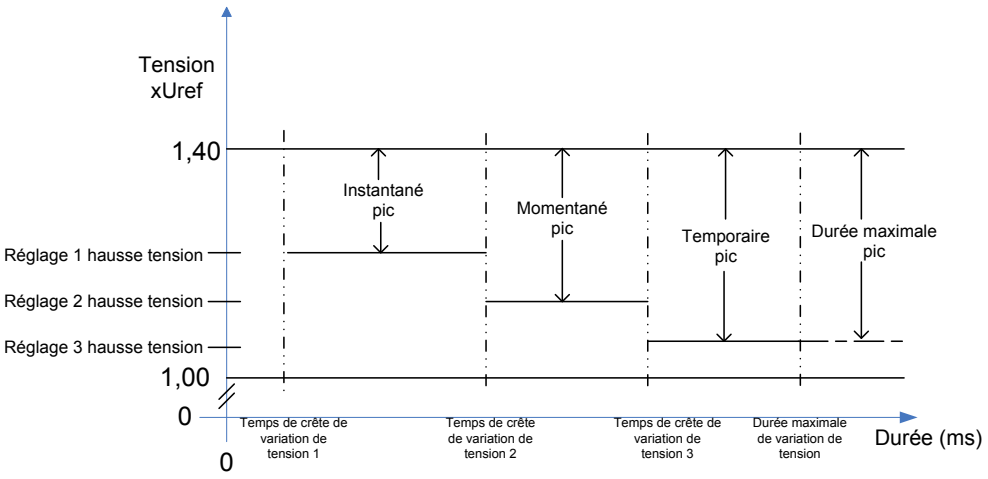


Figure 568: Regions opérationnelles de pic de tension

Pour l'interruption, comme le montre l'illustration 569, il n'y a qu'une seule limite d'amplitude mais quatre limites de durée pour la classification de l'interruption. Maintenant, le type d'événement et de compteur dépend uniquement de la durée de la variation.

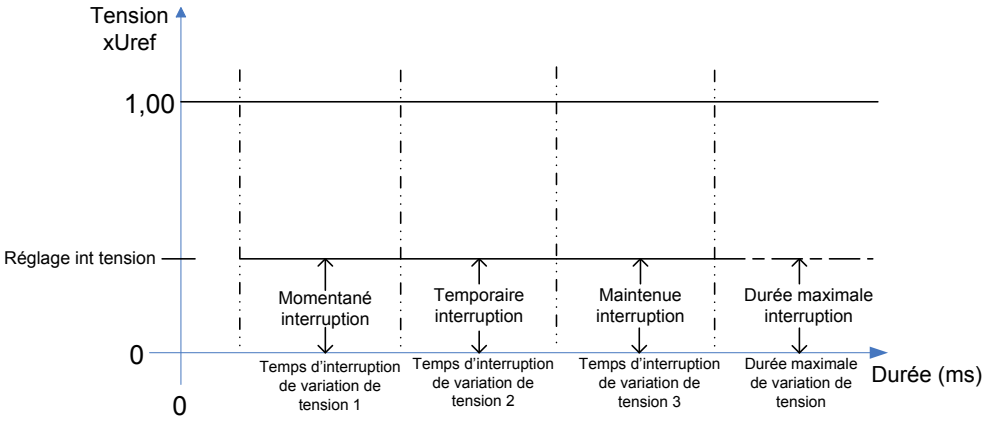


Figure 569: Régions d'exploitation des interruptions

En général, aucune détection d'événement n'est effectuée si les exigences en matière d'amplitude et de durée ne sont pas remplies. Par exemple, l'événement de creux n'indique pas si l'amplitude de la tension TRMS reste entre les paramètres *Voltage dip set 3* et *Voltage dip set 2* pendant une période plus courte que *VVa dip time 3* avant d'augmenter à nouveau au-dessus du paramètre *Voltage dip set 3*.

L'indication de l'événement se termine et la détection éventuelle se fait lorsque la tension TRMS revient au-dessus (pour le creux et l'interruption) ou en dessous (pour

le pic) de la limite d'activation de démarrage. Par exemple, après un creux instantané, l'indication d'événement, lorsque l'amplitude de la tension dépasse *Voltage dip set 1*, n'est pas détectée (et enregistrée) immédiatement, mais seulement si l'indication de creux n'a plus lieu pour la même variation de creux, et si la durée maximale de la variation de creux n'est pas dépassée avant que l'amplitude du signal ne dépasse *Voltage dip set 3*. Il existe une petite hystérésis pour toutes ces limites afin d'éviter l'oscillation de l'activation de la sortie. Aucune approche de chute n'est appliquée ici en raison de l'hystérésis.

Par conséquent, une seule détection d'événement et un seul enregistrement du même type de variation peuvent avoir lieu pour une variation de tension, de sorte que la plus longue variation indiquée de chaque type de variation est détectée. En outre, il est possible qu'un autre événement de creux instantané remplace celui déjà indiqué si l'amplitude n'atteint encore pas *Voltage dip set 1* pendant le temps fixé après la première détection et que l'amplitude ou le temps requis pour le signal est à nouveau respecté. Une autre possibilité est que si la condition de temps n'est pas respectée pour une détection de creux instantané mais que le signal dépasse *Voltage dip set 1*, le temps déjà écoulé est inclus dans le temporisateur de creux instantané. Le temps d'interruption est notamment inclus dans le temps de creux. Si le signal ne dépasse pas *Voltage dip set 2* avant que la temporisation *VVa dip time 2* ne se soit écoulée lorsque la temporisation du creux momentané est également lancée après que l'amplitude n'ait pas atteint *Voltage dip set 2*, l'événement de creux instantané est alors détecté. Par conséquent, un même événement de creux avec une profondeur de variation changeante peut entraîner plusieurs indications d'événements de creux mais une seule détection. Par exemple, si l'amplitude n'a pas atteint *Voltage dip set 1* mais est restée supérieure à *Voltage Intr set* pendant un temps plus court que la valeur de *VVa dip time 1* mais que le signal augmente entre *Voltage dip set 1* et *Voltage dip set 2* de sorte que la durée totale de l'activation du creux est supérieure à *VVa dip time 2* et que le temps maximum n'est pas dépassé, cela est détecté comme un creux momentané même si une courte période de creux instantané a été incluse. Dans le texte, les termes « plus profond » et « plus élevé » sont utilisés pour faire référence au creux ou à l'interruption.

Bien que des exemples soient donnés pour les événements de creux, les mêmes règles peuvent être appliquées à la fonction de pic et d'interruption. Pour l'indication du pic, « plus profond » signifie que le signal augmente encore plus et « plus haut » signifie que l'amplitude du signal devient respectivement plus faible.

Les seuils de tension réglables respectent ces relations :

VVa dip time 1 ≤ *VVa dip time 2* ≤ *VVa dip time 3*.

VVa swell time 1 ≤ *VVa swell time 2* ≤ *VVa swell time 3*.

VVa Int time 1 ≤ *VVa Int time 2* ≤ *VVa Int time 3*.

Il existe une fonction intégrée de validation qui vérifie le respect de la relation, de sorte que si *VVa x time 1* est supérieur à *VVa x time 2* ou *VVa x time 3*, *VVa x time 2* et *VVa x time 3* est égal au nouveau *VVa x time 1*. Si *VVa x time 2* est supérieur à *VVa x time 3*, *VVa x time 3* est réglé au nouveau *VVa x time 2*. Si *VVa x time 2* est inférieur à *VVa x*

time 1, *VVa x time 2* saisi est rejeté. Si *VVa x time 3* est inférieur à *VVa x time 2*, *VVa x time 3* saisi est rejeté.

10.3.4.4 Mesure de durée

La durée de chaque phase de tension correspond à la période pendant laquelle les valeurs TRMS mesurées demeurent au-dessus (crête) ou en dessous (creux, interruption) de la limite correspondante.

En plus des trois paramètres de limite pour les creux et crêtes des types de variations, il y a également un paramètre de durée spécifique pour chaque paramètre de limite. Pour les interruptions, il n’y a qu’un seul paramètre de limite commun pour les trois paramètres de durée. Le paramètre de durée maximum est commun pour tous les types de variations.

Le module de mesure de durée mesure la durée de variation de tension de chaque tension de phase séparément lorsque le paramètre *Phase mode* (Mode de phase) est réglé sur « Single Phase » (Monophasé). Les durées de variation de phase sont indépendantes. Cependant, lorsque le paramètre *Phase mode* (Mode de phase) est réglé sur « Three Phase » (Triphasé), la variation de tension peut commencer seulement à partir du moment où toutes les phases surveillées sont actives. Un exemple de durée de variation lorsque *Phase mode* (Mode de phase) est réglé sur « Single Phase » (Monophasé) est disponible dans la figure 570. La variation de tension dans l’exemple est détectée comme une interruption pour la phase B et un creux pour la phase A. De plus, les durées de variation sont interprétées comme des durées `U_B` et `U_A` indépendantes. En cas d’interruption monophasée, la sortie `DIPST` est active lorsque `ST_A` ou `ST_B` est actif. Les durées de variation mesurées sont les durées mesurées entre l’activation des sorties `ST_A` ou `ST_B` et la désactivation des sorties `ST_A` ou `ST_B`. Lorsque le paramètre *Phase mode* (Mode de phase) est réglé sur « Three Phase » (Triphasé), le cas cité en exemple n’entraîne pas d’activation.

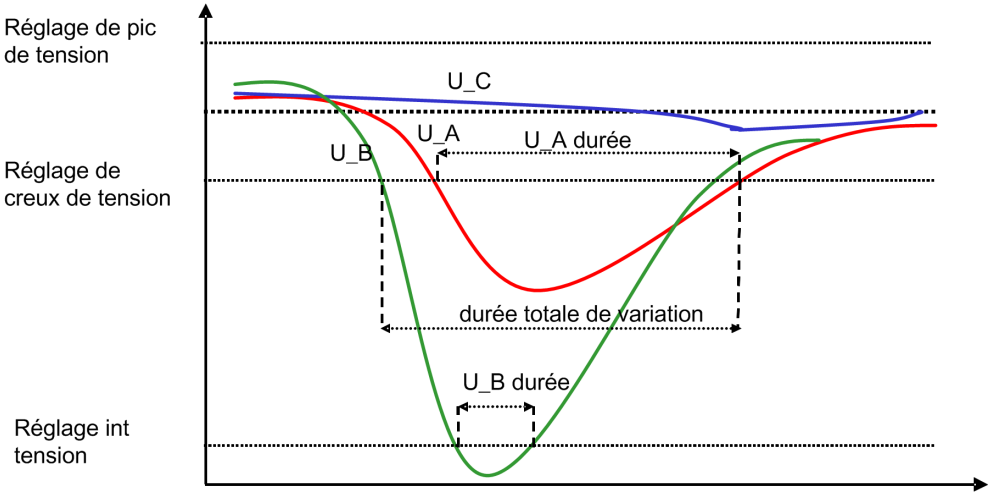


Figure 570: Interruption de fonctionnement monophasé pour la valeur Phase mode (Mode de phase) « Single Phase » (Monophasé).

10.3.4.5 Exemples de variation de sélection tri/monophasé

Les règles prévues s'appliquent toujours aux systèmes d'alimentation électrique monophasés (le *Phase Mode* est défini sur « Single Phase »). Toutefois, pour les systèmes d'alimentation triphasés (où le *Phase Mode* est défini sur « Three Phase »), il est nécessaire que toutes les phases soient activées avant l'activation de la sortie `START`. L'indication d'un événement de coupure exige que les trois phases soient simultanément sous tension *Voltage Int set*, comme le montre la figure 566. Lorsque la condition de coupure pour « Three Phase » n'est plus remplie, la variation est indiquée comme un creux tant que toutes les phases sont actives.

Dans le cas d'une coupure monophasée de la figure 570, lorsqu'il y a un creux indiqué dans une autre phase mais que la troisième phase n'est pas active, il n'y a pas de début d'indication de variation lorsque le *Phase Mode* est « Three Phase ». Dans ce cas, seule la valeur « Single Phase » du *Phase Mode* entraîne la coupure `ST_B` et le creux `ST_A`.

Il est également possible qu'il y ait simultanément un creux dans une phase et un pic dans les autres phases. La fonctionnalité de l'indication d'événement correspondante avec une phase inactive est illustrée dans la figure 571. Ici, le type de variation « Swell + dip » du *Phase mode* est « Single Phase ». Pour la sélection « Three Phase » du *Phase mode*, aucune indication d'événement ou aucune activation n'a lieu en raison d'une phase inactive.

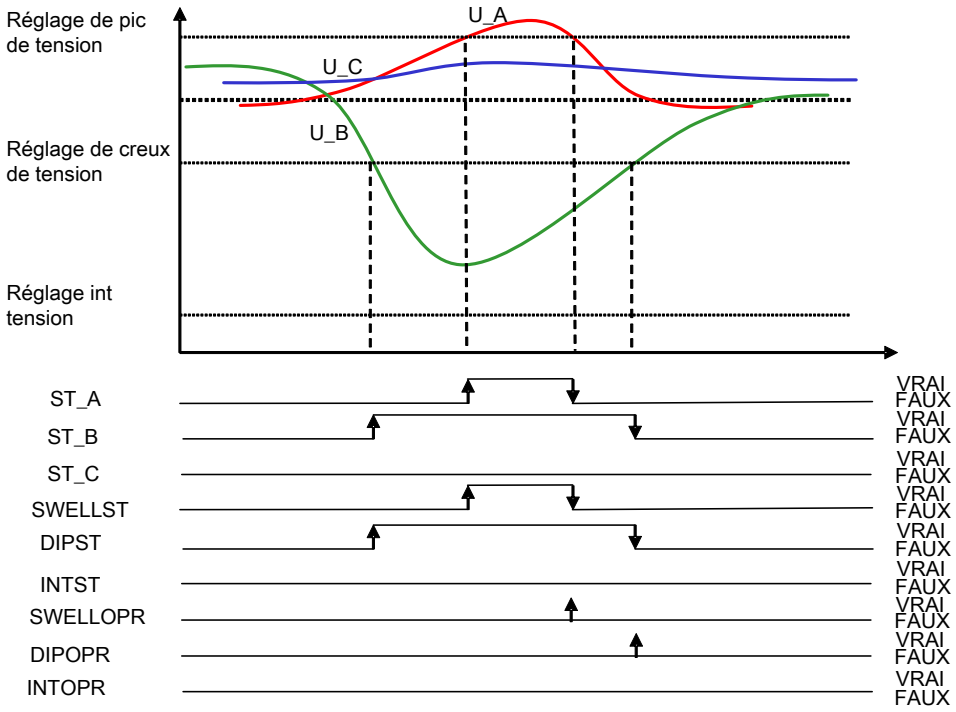


Figure 571: Creux et pic simultanés lorsque le Phase mode est « Single Phase »

Sur la figure 572, une phase est en creux et deux phases ont une indication de pic. Pour la valeur « Three Phase » du *Phase Mode*, l'activation ne se produit que lorsque toutes les phases sont actives. De plus, les détections d'événements variant entre creux et pic ont lieu simultanément. En cas de creux de tension et de pic de tension simultanés, les valeurs SWELLCNT et DIPCNT sont toutes deux incrémentées de un.

La figure 572 montre également que pour la valeur « Three Phase » du paramètre *Phase Mode*, deux détections différentes d'événements de pic de la variation de moment ont lieu et, par conséquent, lA DIPCNT est incrémentée de un mais le SWELLCNT est totalement incrémenté de deux. Tant dans la figure 571 que dans la figure 572, on suppose que les durées de variation sont suffisantes pour que les détections aient lieu.

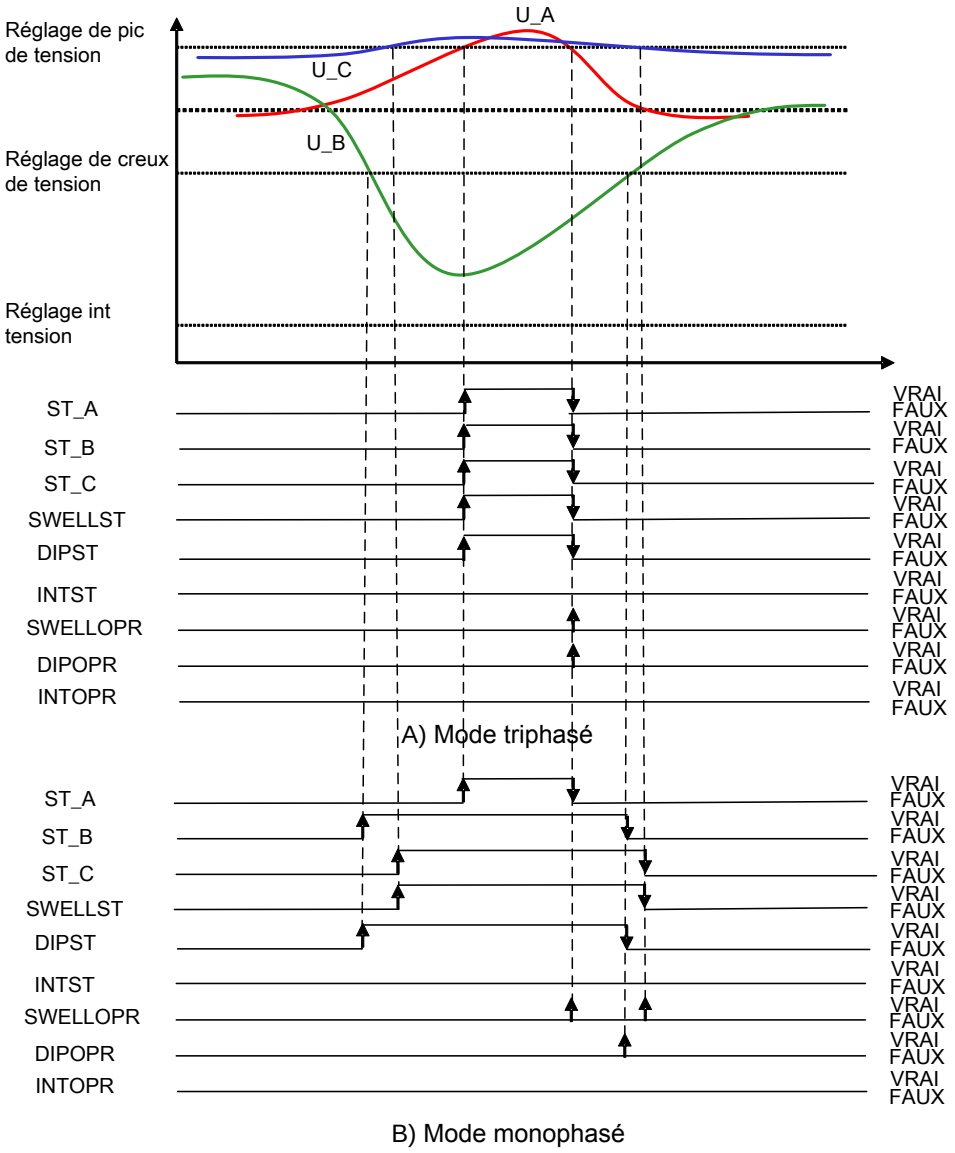


Figure 572: Creux et pic biphasiques simultanés

10.3.5 Données enregistrées

En plus des incrémentations de compteur, les informations requises pour une analyse ultérieure des défauts après une variation de tension valide sont détectées.

Informations enregistrées

Lorsque la variation de tension commence à se produire, les amplitudes de courant de phase précédant l'activation sont stockées. En outre, les amplitudes de tension initiales sont temporairement stockées au moment du démarrage de la variation. Si la variation est, par exemple, un creux de tension biphasée, l'amplitude de la tension de la phase non active est stockée à partir de cet instant précis, comme illustré sur la

Figure 573. La fonction suit chaque phase présentant une variation de tension active et l'amplitude minimale ou maximale correspondant à un pic ou un creux/une interruption durant la variation est temporairement stockée. Si le minimum ou le maximum apparaît dans le suivi et qu'une nouvelle amplitude est stockée, les tensions de phase inactives sont aussi stockées à ce moment précis, ce qui signifie que les phases inactives ne sont pas suivies en amplitude. L'instant (horodatage) auquel l'amplitude minimale ou maximale est mesurée est également stocké temporairement pour chaque phase de tension pour laquelle une variation est active. Enfin, la détection de variation déclenche une mise à jour des données enregistrées lorsque l'activation de la variation se termine et que la durée maximale n'est pas dépassée.

Les objets de données à enregistrer pour PHQVVR sont précisés dans le Tableau 1041. Il existe au total trois banques de données et les informations figurant dans le tableau se rapportent au contenu d'une seule banque.

Les trois jeux de données enregistrées disponibles sont stockés dans les banques de données 1 à 3. La banque de données 1 contient les données enregistrées les plus récentes et les jeux de données plus anciens sont transférés dans les banques suivantes (1→2 et 2→3) lorsqu'une variation de tension valide est détectée. Lorsque les trois banques de données sont pleines et qu'une nouvelle variation est détectée, le nouveau jeu de données est placé dans la banque 1 et les données de la banque 3 sont écrasées par celles de la banque 2.

La Figure 573 présente une interruption de tension enregistrée valide et deux creux pour la valeur de *Phase mode* (Mode de phase) "Single Phase »(Monophasé). La durée du premier événement de creux est basée sur la durée `U_A`, tandis que le deuxième creux est basé sur la différence de temps entre les instants de fin et de début du creux. Le premier événement détecté est une interruption basée sur la durée `U_B` donnée sur la Figure 573. Les flèches en pointillés indiquent également comment les horodatages de la tension sont effectués avant l'horodatage final pour l'enregistrement, qui est indiqué par une flèche pleine. Ici, l'horodatage `U_B` n'est pas effectué lorsque l'activation `U_A` démarre.

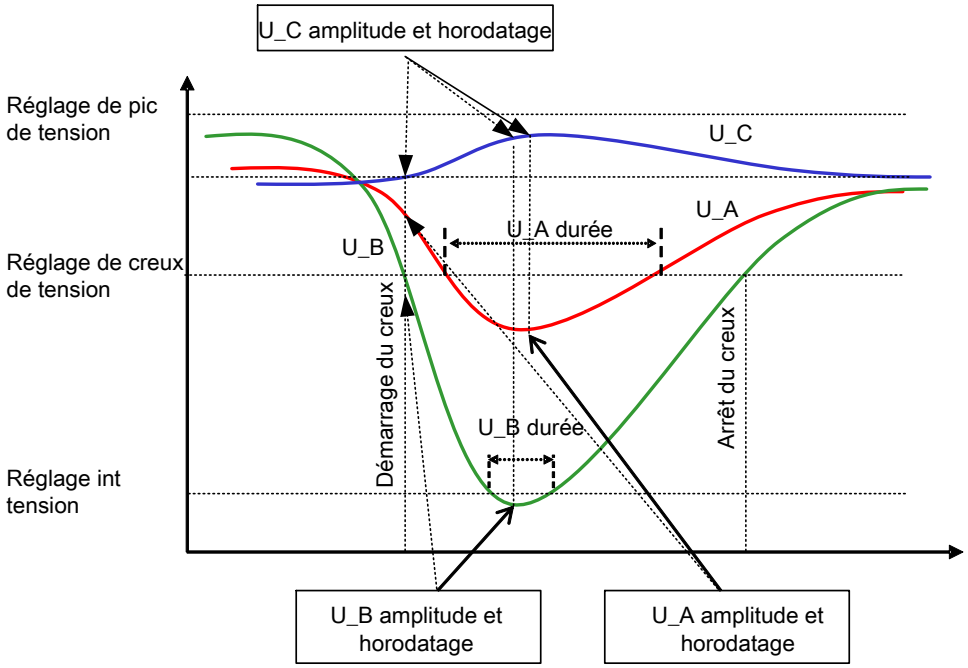


Figure 573: Interruption de tension enregistrée valide et deux creux

Tableau 1041: Paramètres de banque de données d'enregistrement PHQVVR

Description du paramètre	Nom du paramètre
Horodatage de déclenchement de la détection d'événement	Time (Temps)
Variation type	Variation type
Amplitude de variation Ph A	Variation Ph A
Horodatage de l'amplitude de variation Ph A (instant de mesure de l'amplitude maximale/ minimale pendant la variation)	Var Ph A rec time
Amplitude de variation Ph B	Variation Ph B
Horodatage de l'amplitude de variation Ph B (instant de mesure de l'amplitude maximale/ minimale pendant la variation)	Var Ph B rec time
Amplitude de variation Ph C	Variation Ph C
Horodatage de l'amplitude de variation Ph C (instant de mesure de l'amplitude maximale/ minimale pendant la variation)	Var Ph C rec time
Durée de variation Ph A	Variation Dur Ph A
Horodatage du début de variation Ph A (instant de début de la variation de la phase A)	Var Dur Ph A time
Durée de variation Ph B	Variation Dur Ph B
Horodatage du début de variation Ph B (instant de début de la variation de la phase B)	Var Dur Ph B time
Durée de variation Ph C	Variation Dur Ph C
Suite du tableau à la page suivante	

Description du paramètre	Nom du paramètre
Horodatage du début de variation Ph C (instant de début de la variation de la phase AC)	Var Dur Ph C time
Amplitude de courant Ph A précédant la variation	Var current Ph A
Amplitude de courant Ph B précédant la variation	Var current Ph B
Amplitude de courant Ph C précédant la variation	Var current Ph C

Tableau 1042: Valeurs d'énumération pour les paramètres de données enregistrées

Nom du paramètre	Nom d'énumération	Valeur
Variation type	Swell (Pic)	1
Variation type	Dip (Creux)	2
Variation type	Swell + dip	3
Variation type	Interruption	4
Variation type	Swell + Int	5
Variation type	Dip + Int	6
Variation type	Swell+dip+Int	7

10.3.6 Application

Les variations de tension sont les variations de qualité d'énergie les plus classiques sur le réseau électrique public. Généralement, les variations de tension de courte durée sont définies comme étant supérieures à la moitié de la période de fréquence nominale et inférieures à une minute (norme européenne EN 50160 et norme IEEE 1159-1995).

Ces variations de tension de courte durée sont presque toujours causées par une condition de défaut. Selon l'endroit où le défaut est situé, il peut provoquer soit une hausse (pic), soit une baisse (creux) temporaire de la tension. Un cas particulier de chute de tension est la perte totale de tension (coupure).

Le PHQVVR est utilisé pour mesurer les variations de tension de courte durée dans les réseaux de distribution. La qualité de l'énergie est évaluée dans la forme d'onde de la tension en mesurant les pics, les creux et les coupures de tension.

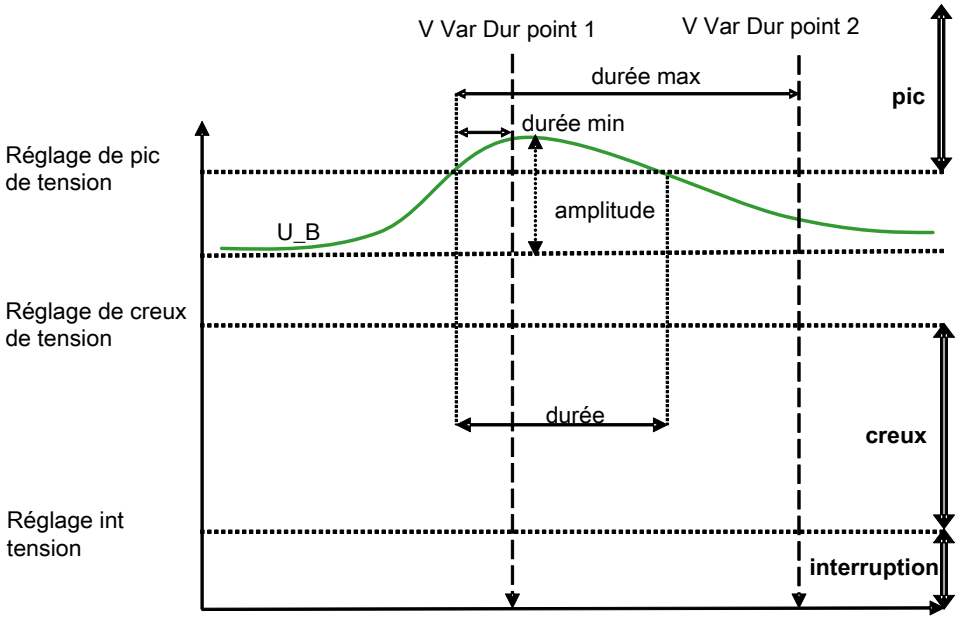


Figure 574: Limites de durée et d'amplitude de la tension pour la mesure des creux, des bosses et des coupures

Les chutes de tension perturbent les équipements sensibles tels que les ordinateurs connectés au réseau électrique et peuvent entraîner une panne de l'équipement. Les chutes de tension sont généralement causées par des défauts survenant dans le système de distribution d'électricité. Les raisons classiques de ces défauts sont les coups de foudre et les contacts avec les arbres. En plus des situations de défaut, la commutation de charges lourdes et le démarrage de gros moteurs provoquent également des creux de tension.

Les hausses de tension provoquent des contraintes supplémentaires pour les composants du réseau et les appareils connectés au système électrique. Les pics de tension sont généralement causés par les défauts de terre qui se produisent dans le système de distribution d'électricité.

Les coupures de tension sont généralement associées au fonctionnement des postes blindés liés à l'apparition et à la terminaison des courts-circuits. Le fonctionnement d'un disjoncteur déconnecte une partie du système de la source d'énergie. Dans le cas des réseaux aériens, des séquences de réenclenchement automatique sont souvent appliquées aux disjoncteurs qui interrompent les courants de défaut. Toutes ces actions entraînent une réduction soudaine des tensions sur toutes les phases de tension.

En raison de la nature des variations de tension, les normes de qualité de l'énergie ne spécifient aucune limite d'acceptation. La norme européenne EN 50160 ne contient que des valeurs indicatives pour, par exemple, les chutes de tension. Cependant, les normes de qualité de l'énergie, comme la norme internationale CEI 61000-4-30, précisent que l'événement de variation de tension est caractérisé par sa durée et son amplitude. En outre, la norme IEEE 1159-1995 donne la pratique recommandée pour la surveillance de la qualité de l'énergie électrique.

La mesure de la variation de tension peut être effectuée sur les tensions phase-terre et phase-phase. Les normes de qualité de l'énergie ne précisent pas si la mesure doit être effectuée sur des tensions de phase ou phase-phase. Cependant, dans certains cas, il est préférable d'utiliser des tensions phase-terre pour la mesure. Le mode de mesure est toujours TRMS.

10.3.7 Signaux

Tableau 1043: Signaux d'entrée PHQVVR

Nom	Type	Par défaut	Description
I_A	SIGNAL	0	Magnitude de courant de phase A
I_B	SIGNAL	0	Magnitude de courant de phase B
I_C	SIGNAL	0	Magnitude de courant de phase C
U_A	SIGNAL	0	Tension phase-terre A
U_B	SIGNAL	0	Tension phase-terre B
U_C	SIGNAL	0	Tension phase-terre C
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Signal Block pour activation du mode de blocage

Tableau 1044: Signaux de sortie PHQVVR

Nom	Type	Description
OPERATE	BOOLÉEN	Variation de tension détectée
START	BOOLÉEN	Variation de tension présente
SWELLST	BOOLÉEN	Ondulation de tension active
DIPST	BOOLÉEN	Creux de tension actif
INTST	BOOLÉEN	Interruption de tension active

10.3.8 Réglages

Tableau 1045: Paramètres de groupe PHQVVR (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Tension de référence	10,0...200,0	%Un	0,1	57,7	Tension d'alimentation de référence en %
Réglage 1 baisse tension	10,0...100,0	%	0,1	80,0	Limite de creux 1 en % de la tension de référence
VVa dip time 1	0,5...54,0	cycles	0,1	3,0	Durée 1 de creux de variation de tension
Réglage 2 baisse tension	10,0...100,0	%	0,1	80,0	Limite de creux 2 en % de la tension de référence
VVa dip time 2	10,0...180,0	cycles	0,1	30,0	Durée 2 de creux de variation de tension
Réglage 3 baisse tension	10,0...100,0	%	0,1	80,0	Limite de creux 3 en % de la tension de référence
VVa dip time 3	2000...60000	ms	10	3000	Durée 3 de creux de variation de tension

Suite du tableau à la page suivante

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Réglage 1 hausse tension	100,0...140,0	%	0,1	120,0	Limite de crête 1 en % de la tension de référence
VVa swell time 1	0,5...54,0	cycles	0,1	0,5	Durée 1 de crête de variation de tension
Réglage 2 hausse tension	100,0...140,0	%	0,1	120,0	Limite de crête 2 en % de la tension de référence
VVa swell time 2	10,0...80,0	cycles	0,1	10,0	Durée 2 de crête de variation de tension
Réglage 3 hausse tension	100,0...140,0	%	0,1	120,0	Limite de crête 3 en % de la tension de référence
VVa swell time 3	2000...60000	ms	10	2000	Durée 3 de crête de variation de tension
Réglage int tension	0,0...100,0	%	0,1	10,0	Limite d'interruption en % de la tension de référence
VVa Int time 1	0,5...30,0	cycles	0,1	3,0	Durée 1 d'intensité de variation de tension
VVa Int time 2	10,0...180,0	cycles	0,1	30,0	Durée 2 d'intensité de variation de tension
VVa Int time 3	2000...60000	ms	10	3000	Durée 3 d'interruption de variation de tension
Dur Max var tension	100...3600000	ms	100	60000	Durée maximale de variation de tension

Tableau 1046: Paramètres de non-groupe PHQVVR (basiques)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Opération	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Activation/désactivation du fonctionnement
Activation de variation	1 = Crête 2 = Creux 3 = Crête + creux 4 = Interruption 5 = Crête + Interruption 6 = Creux + Interruption 7 = Crête + Creux + Interruption			7 = Crête + Creux + Interruption	Activation de type de variation

Tableau 1047: Paramètres de non-groupe PHQVVR (avancés)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Supervision de la phase	1=Ph A 2=Ph B 3=Ph A + B 4=Ph C 5=Ph A + C 6=Ph B + C 7 = Ph A + B + C			7 = Ph A + B + C	Phase de tension surveillée
Mode de phase	1 = Triphasé 2 = Monophasé			2 = Monophasé	Mode de phase triphasé/monophasé

10.3.9 Données surveillées

Tableau 1048: Données surveillées PHQVVR

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
ST_A	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Démarrage phase A (événement de variation de tension en cours)
ST_B	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Démarrage phase B (événement de variation de tension en cours)
ST_C	BOOLÉEN	0 = Faux 1 = Vrai		Démarrage phase C (événement de variation de tension en cours)
INSTSWELLCNT	INT32	0...2147483647		Compteur de fonctionnement pic instantané
MOMSWELLCNT	INT32	0...2147483647		Compteur de fonctionnement pic momentané
TEMPSWELLCNT	INT32	0...2147483647		Compteur de fonctionnement pic temporaire
MAXDURSWELLCNT	INT32	0...2147483647		Durée maximale du compteur de fonctionnement pic
INSTDIPCNT	INT32	0...2147483647		Compteur de fonctionnement creux instantané
MOMDIPCNT	INT32	0...2147483647		Compteur de fonctionnement creux momentané
TEMPDIPCNT	INT32	0...2147483647		Compteur de fonctionnement creux temporaire
MAXDURDIPCNT	INT32	0...2147483647		Durée maximale du compteur de fonctionnement creux
MOMINTCNT	INT32	0...2147483647		Compteur de fonctionnement de coupure momentanée
TEMPINTCNT	INT32	0...2147483647		Compteur de fonctionnement de coupure temporaire
SUSTINTCNT	INT32	0...2147483647		Compteur de fonctionnement de coupure maintenue
MAXDURINTCNT	INT32	0...2147483647		Durée maximale du compteur de fonctionnement de coupure

Suite du tableau à la page suivante

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
PHQVVR	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État
Temps	Horodatage			Temps
Variation type	Enum	0 = Aucune variation 1 = Crête 2 = Creux 3 = Crête + creux 4 = Interruption 5 = Crête + Interruption 6 = Creux + Interruption 7 = Crête + Creux + Interruption		Variation type
Variation Ph A	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Amplitude de variation, phase A
Var Ph A rec time	Horodatage			Horodatage, amplitude de variation, phase A
Variation Ph B	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Amplitude de variation, phase B
Var Ph B rec time	Horodatage			Horodatage, amplitude de variation, phase B
Variation Ph C	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Amplitude de variation, phase C
Var Ph C rec time	Horodatage			Horodatage, amplitude de variation, phase C
Variation Dur Ph A	FLOAT32	0,000...3600,000	Hz	Durée variation, phase A
Var Dur Ph A time	Horodatage			Horodatage, démarrage de phase A
Variation Dur Ph B	FLOAT32	0,000...3600,000	Hz	Durée de variation, phase B
Var Dur Ph B time	Horodatage			Horodatage, démarrage de phase B
Variation Dur Ph C	FLOAT32	0,000...3600,000	Hz	Durée variation, phase C
Var Dur Ph C time	Horodatage			Horodatage, démarrage de phase C
Var current Ph A	FLOAT32	0,00...60,00	xIn	Amplitude de courant, phase A précédant la variation
Var current Ph B	FLOAT32	0,00...60,00	xIn	Amplitude de courant, phase B précédant la variation
Var current Ph C	FLOAT32	0,00...60,00	xIn	Amplitude de courant, phase C précédant la variation
Temps	Horodatage			Temps
Suite du tableau à la page suivante				

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
Variation type	Enum	0 = Aucune variation 1 = Crête 2 = Creux 3 = Crête + creux 4 = Interruption 5 = Crête + Interruption 6 = Creux + Interruption 7 = Crête + Creux + Interruption		Variation type
Variation Ph A	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Amplitude de variation, phase A
Var Ph A rec time	Horodatage			Horodatage, amplitude de variation, phase A
Variation Ph B	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Amplitude de variation, phase B
Var Ph B rec time	Horodatage			Horodatage, amplitude de variation, phase B
Variation Ph C	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Amplitude de variation, phase C
Var Ph C rec time	Horodatage			Horodatage, amplitude de variation, phase C
Variation Dur Ph A	FLOAT32	0,000...3600,000	Hz	Durée variation, phase A
Var Dur Ph A time	Horodatage			Horodatage, démarrage de phase A
Variation Dur Ph B	FLOAT32	0,000...3600,000	Hz	Durée de variation, phase B
Var Dur Ph B time	Horodatage			Horodatage, démarrage de phase B
Variation Dur Ph C	FLOAT32	0,000...3600,000	Hz	Durée variation, phase C
Var Dur Ph C time	Horodatage			Horodatage, démarrage de phase C
Var current Ph A	FLOAT32	0,00...60,00	xIn	Amplitude de courant, phase A précédant la variation
Var current Ph B	FLOAT32	0,00...60,00	xIn	Amplitude de courant, phase B précédant la variation
Var current Ph C	FLOAT32	0,00...60,00	xIn	Amplitude de courant, phase C précédant la variation
Temps	Horodatage			Temps
Suite du tableau à la page suivante				

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
Variation type	Enum	0 = Aucune variation 1 = Crête 2 = Creux 3 = Crête + creux 4 = Interruption 5 = Crête + Interruption 6 = Creux + Interruption 7 = Crête + Creux + Interruption		Variation type
Variation Ph A	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Amplitude de variation, phase A
Var Ph A rec time	Horodatage			Horodatage, amplitude de variation, phase A
Variation Ph B	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Amplitude de variation, phase B
Var Ph B rec time	Horodatage			Horodatage, amplitude de variation, phase B
Variation Ph C	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Amplitude de variation, phase C
Var Ph C rec time	Horodatage			Horodatage, amplitude de variation, phase C
Variation Dur Ph A	FLOAT32	0,000...3600,000	Hz	Durée variation, phase A
Var Dur Ph A time	Horodatage			Horodatage, démarrage de phase A
Variation Dur Ph B	FLOAT32	0,000...3600,000	Hz	Durée de variation, phase B
Var Dur Ph B time	Horodatage			Horodatage, démarrage de phase B
Variation Dur Ph C	FLOAT32	0,000...3600,000	Hz	Durée variation, phase C
Var Dur Ph C time	Horodatage			Horodatage, démarrage de phase C
Var current Ph A	FLOAT32	0,00...60,00	xIn	Amplitude de courant, phase A précédant la variation
Var current Ph B	FLOAT32	0,00...60,00	xIn	Amplitude de courant, phase B précédant la variation
Var current Ph C	FLOAT32	0,00...60,00	xIn	Amplitude de courant, phase C précédant la variation

10.3.10 Données techniques

Tableau 1049: PHQVVR - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de déclenchement	±1.5 % de la valeur de consigne ou ±0.2 % de la tension de référence
Rapport de réinitialisation	Généralement 0,96 (Surtension), 1,04 (Creux, Coupure)

10.4 Déséquilibre de tension VSQVUB

10.4.1 Identification

Description de la fonction	Identification de la norme CEI 61850	Identification de la norme CEI 60617	Numéro de dispositif ANSI/ IEEE C37.2
Déséquilibre de tension	VSQVUB	PQUUB	PQVUB

10.4.2 Bloc fonctionnel

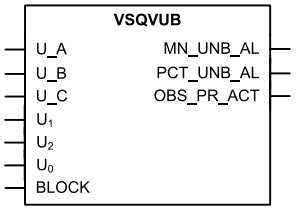


Figure 575: Bloc fonctionnel

10.4.3 Fonctionnalité

La fonction de déséquilibre de tension VSQVUB surveille les conditions de déséquilibre de tension dans les réseaux de transport et de distribution d'électricité. Elle peut être appliquée pour identifier le déséquilibre du réseau et de la charge qui peut causer un déséquilibre de tension soutenu. VSQVUB sert également à surveiller l'engagement de l'installation d'alimentation électrique à fournir une alimentation en tension de grande qualité, c'est-à-dire équilibrée, en continu.

VSQVUB utilise cinq méthodes différentes pour calculer le déséquilibre de tension. Les méthodes sont la magnitude de tension inverse, la magnitude de tension homopolaire, le rapport entre la magnitude de tension inverse et la magnitude de tension directe, le rapport entre la magnitude de tension homopolaire et la magnitude de tension directe et le rapport entre l'écart de magnitude de tension de phase

maximum et la magnitude de tension moyenne par rapport à la moyenne de la magnitude de tension de phase.

VSQVUB fournit des statistiques utilisables pour vérifier la conformité de la qualité de puissance à la norme européenne EN 50160 (2000). Les statistiques concernant la période sélectionnée comprennent un centile librement sélectionnable pour le déséquilibre. VSQVUB comprend également une fonctionnalité d'alarme qui fournit une valeur de déséquilibre maximum et la date et l'heure de l'occurrence de l'événement.

La fonction contient une fonctionnalité de blocage. Si nécessaire, il est possible de bloquer un ensemble de sorties de fonction, voire la fonction elle-même.

10.4.4 Principe de fonctionnement

La fonction peut être activée ou désactivée avec le paramètre *Operation* (Fonctionnement). Les valeurs de paramètre correspondantes sont "On" (activé) et "Off" (désactivé).

Le fonctionnement de VSQVUB peut être décrit à l'aide d'un diagramme de module. Tous les modules du schéma sont décrits dans les sections suivantes.

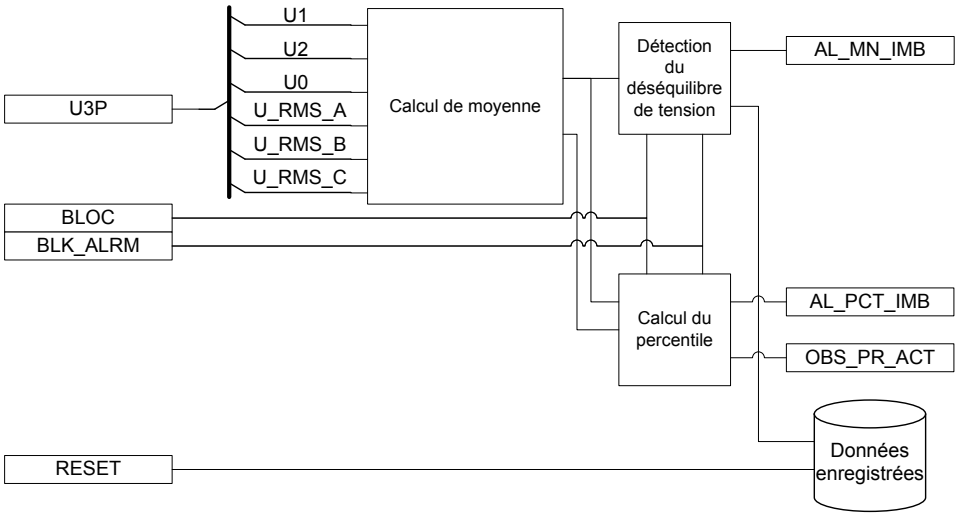


Figure 576: Schéma du module fonctionnel

Calcul de moyenne

VSQVUB calcule deux jeux de valeurs de déséquilibre de tension mesuré, une valeur moyenne non mobile sur trois secondes et sur dix minutes. La valeur moyenne sur trois secondes est utilisée pour la surveillance en continu. La valeur moyenne sur dix minutes est utilisée pour le calcul de percentile sur une durée plus longue.

Le module de calcul de moyenne utilise cinq méthodes différentes pour le calcul de la moyenne. La méthode requise peut être sélectionnée par le paramètre *Unb detection method* (Méthode détection déséq.).

Lorsque le mode "Neg Seq" (Inverse) est sélectionné avec *Unb detection method*, le déséquilibre de tension est calculé en fonction de l'amplitude de tension inverse. De la même manière, lorsque le mode "Zero Seq" (Homopolaire) est sélectionné, le déséquilibre de tension est calculé en fonction de l'amplitude de tension homopolaire. Lorsque le mode "Neg to Pos Seq" (Inverse/direct) est sélectionné, le déséquilibre de tension est calculé en fonction du rapport entre l'amplitude de tension inverse et l'amplitude de tension directe. Lorsque le mode "Zero to Pos Seq" (Homopolaire/direct) est sélectionné, le déséquilibre de tension est calculé en fonction du rapport entre l'amplitude de tension homopolaire et l'amplitude de tension directe. Lorsque le mode "Ph vectors Comp" (Comp. vecteurs de phase) est sélectionné, le rapport entre l'écart d'amplitude de tension de phase maximum par rapport à l'amplitude de tension moyenne et la moyenne de l'amplitude de tension de phase est utilisé pour calculer le déséquilibre de tension.

Les valeurs calculées sur trois secondes et dix minutes sont disponibles dans la vue des données surveillées sur les sorties `3S_MN_UNB` et `10MN_MN_UNB`.

Si le TT est connecté en "Delta" (Triangle), la tension homopolaire calculée est toujours zéro, et donc le réglage *Unb detection method* = "Zero Seq" n'est pas applicable dans cette configuration de TT.

Détection du déséquilibre de tension

La valeur moyenne sur trois secondes est calculée et comparée à la valeur de *Unbalance start val* (Seuil démarrage déséquilibre) définie. Si le déséquilibre de tension dépasse cette limite, la sortie `MN_UNB_AL` est activée.

L'activation de l'entrée `BLOCK` bloque la sortie `MN_UNB_AL`.

Calcul du percentile

Le module de calcul du percentile effectue un calcul de statistiques pour le niveau de la valeur de déséquilibre de tension sur une durée réglable. Le fonctionnement du module de calcul du percentile peut être décrit à l'aide d'un diagramme de module.

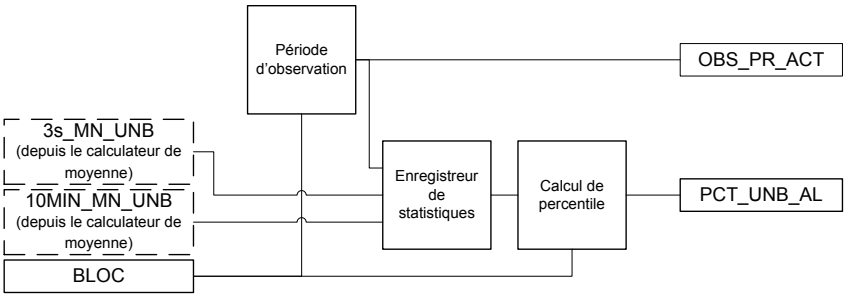


Figure 577: Calcul du percentile

Période d'observation

Le module de période d'observation calcule la durée d'observation pour le sous-module d'enregistrement des statistiques et détermine également la possibilité de démarrage d'une nouvelle période d'observation. Une nouvelle période peut être démarrée par une activation minutée à l'aide des réglages de temps calendaire *Obs period Str year* (Année démarrage période obs.), *Obs period Str month* (Mois démarrage période obs.), *Obs period Str day* (Jour démarrage période obs.) et *Obs period Str hour* (Heure démarrage période obs.).

Les réglages de date de démarrage de période d'observation *Obs period Str year*, *Obs period Str month*, *Obs period Str day* et *Obs period Str hour* s'utilisent pour définir la date calendaire en UTC. Ces réglages doivent être ajustés en fonction de l'heure locale et de l'heure d'été locale.

Une méthode préférentielle d'enregistrement continu des statistiques peut être sélectionnée sur une période plus longue (mois, années). Le réglage *Trigger mode* (Mode de déclenchement) permet de sélectionner la façon d'activer la nouvelle période d'observation possible après la fin de la période précédente.

Tableau 1050: Période d'observation selon le mode de déclenchement

Mode de déclenchement	Période d'observation
Single (unique)	Seule une période d'observation est activée.
Periodic (périodique)	Le laps de temps entre les deux signaux de déclenchement est de sept jours.
Continuous (continu)	La nouvelle période démarre tout de suite dès la fin de la période d'observation précédente.

La durée de la période est déterminée par les réglages *Obs period selection* (Sélection période obs.) et *User Def Obs period* (Période obs. définie par l'utilisateur). La sortie `OBS_PR_ACT` est un signal d'indication qui présente un front montant (VRAI) lorsque la période d'observation démarre et un front descendant (FAUX) lorsque la période d'observation se termine.

Si les réglages *Percentile unbalance* (Déséquilibre percentile), *Trigger mode* (Mode de déclenchement) ou *Obs period duration* (Durée période obs.) changent lorsque OBS_PR_ACT est active, OBS_PR_ACT se désactive immédiatement.

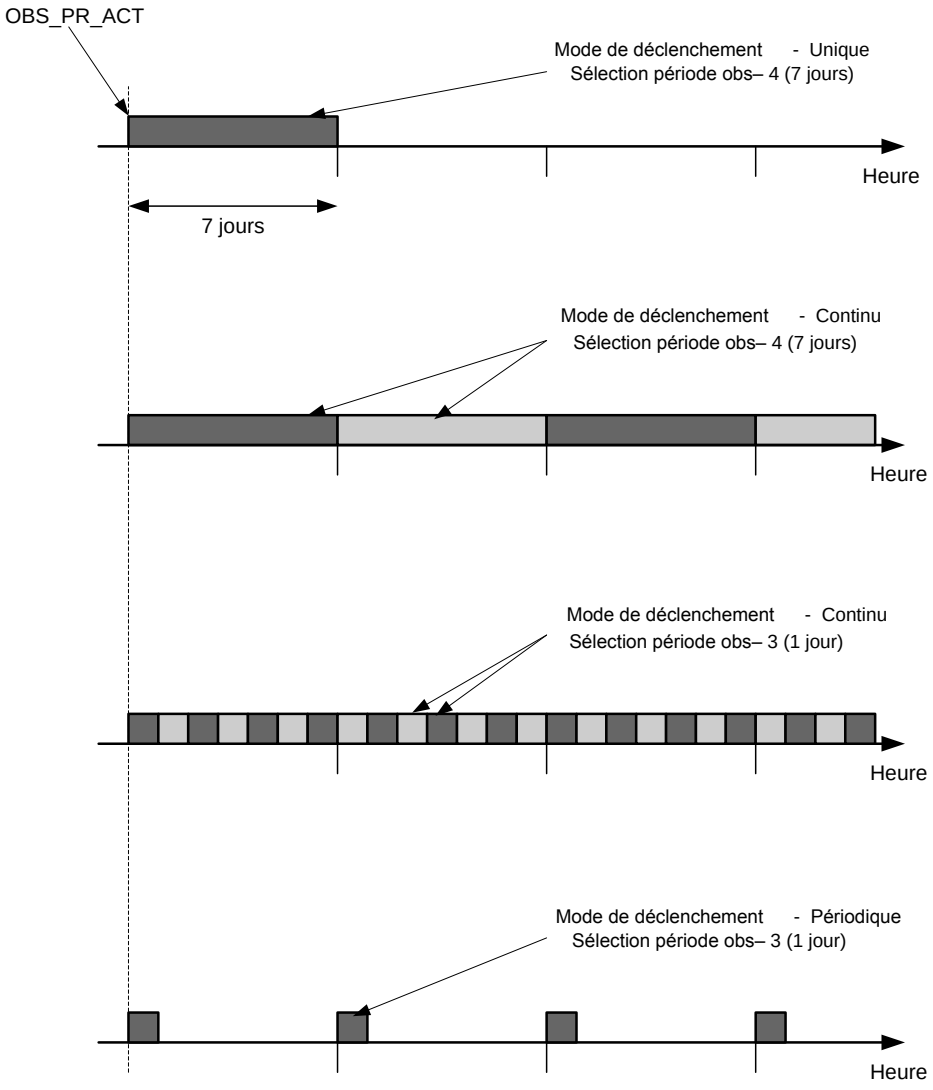


Figure 578: Périodes pour l'enregistrement de statistiques avec différents réglages du mode de déclenchement et de la période

L'entrée BLOCK bloque la sortie OBS_PR_ACT, ce qui désactive alors le calcul de la valeur maximale du module d'enregistrement des statistiques. Si le mode de déclenchement sélectionné est "Periodic" ou "Continuous" et que le blocage est désactivé avant le démarrage prévu de la prochaine période d'observation, la période programmée démarre normalement.

Enregistrement des statistiques

Le module d'enregistrement des statistiques fournit un calcul immédiat des valeurs sur trois secondes ou dix minutes de la phase sélectionnée au module de calcul de percentile en se basant sur la longueur de la période d'observation active. Si la période d'observation est inférieure à un jour, les valeurs moyennes sur trois secondes sont utilisées. Si la période d'observation est égale ou supérieure à un jour, les valeurs moyennes sur dix minutes sont utilisées.

Le déséquilibre maximum de tension moyenne sur trois secondes ou dix minutes est enregistré durant la période d'observation active. L'heure de début de la période d'observation *PR_STR_TIME*, l'heure de fin de la période d'observation *PR_END_TIME*, la valeur du déséquilibre de tension maximal durant la période d'observation active, *MAX_UNB_VAL* et l'heure d'occurrence *MAX_UNB_TIME* sont disponibles dans la vue des données surveillées. Ces sortie sont mises à jour lorsque `OBS_PR_ACT` se désactive.

Calcul de percentile

La fonction du module de calcul de percentile est de trouver le niveau de déséquilibre de tension pour lequel pendant la durée d'observation (valeur par défaut du réglage *Percentile unbalance*) 95 pour cent de toutes les amplitudes de tension déséquilibrées mesurées sont inférieures ou égales au percentile calculé.

La valeur de sortie calculée `PCT_UNB_VAL`, en dessous de laquelle se situe le percentile des valeurs, est disponible dans la vue des données surveillées. La valeur de sortie `PCT_UNB_VAL` est mise à jour à la fin de la période d'observation.

Si la sortie `PCT_UNB_VAL` est supérieure au réglage *Unbalance start val* (Seuil de démarrage déséquilibre) défini à la fin de la période d'observation, une sortie d'alarme `PCT_UNB_AL` est activée. La sortie `PCT_UNB_AL` reste active pendant toute la période jusqu'à la fin la période suivante.

L'entrée `BLOCK` bloque la sortie `PCT_UNB_VAL`.

Données enregistrées

Les informations requises pour une analyse ultérieure des défauts sont stockées lorsque le module des données enregistrées est déclenché. Cela survient lorsqu'un déséquilibre de tension est détecté par le module de détection de déséquilibre de tension.

Trois jeux de données enregistrées sont disponibles au total. Les jeux sont enregistrés dans les banques de données 1 à 3. La banque de données 1 contient les données enregistrées les plus récentes. Les données plus anciennes sont transférées dans les banques de données suivantes (1 vers 2 et 2 vers 3) lorsqu'un déséquilibre de tension est détecté. Lorsque toutes les banques de données sont pleines et qu'une nouvelle variation est détectée, le dernier jeu de données est placé dans la banque 1 et les données de la banque 3 sont écrasées par celles de la banque 2.

Les données enregistrées peuvent être réinitialisées à l'aide du signal d'entrée binaire RESET en accédant à la fonction de réinitialisation de l'IHM (**Main menu/Clear/ Reset recorded data/VSQVUBx**) ou à l'aide d'outils via les communications.

Lorsqu'un déséquilibre de tension est détecté dans le système, VSQVUB répond en émettant le signal d'alarme MN_UNB_AL. En situation d'alarme, VSQVUB stocke l'amplitude maximale ainsi que l'heure d'occurrence et la durée de l'alarme MN_UNB_AL. Les données enregistrées sont stockées lorsque MN_UNB_AL est désactivée.

Tableau 1051: Données enregistrées

Paramètre	Description
Alarm high mean Dur	Durée pour déséquilibre alarme haute
Max unbalance Volt	Tension maximale sur trois secondes
Time Max Unb Volt	Horodatage du déséquilibre de tension

10.4.5 Application

Le déséquilibre de tension est l'un des paramètres de base de la qualité de l'énergie.

Idéalement, dans un réseau électrique triphasé ou polyphasé, la fréquence et l'amplitude de tension de toutes les phases sont égales et le décalage de phase entre deux phases consécutives est également égal. C'est ce qu'on appelle une source équilibrée. Outre la source équilibrée, le réseau et les charges du réseau sont généralement équilibrés, ce qui signifie que l'impédance du réseau et l'impédance de la charge sont égales dans chaque phase. Dans certains cas, la condition d'un réseau et d'une charge équilibrés n'est pas entièrement remplie, ce qui entraîne un déséquilibre du courant et de la tension dans le système. Le fait de fournir une tension d'alimentation déséquilibrée a un effet néfaste sur le fonctionnement de la charge. Par exemple, une faible amplitude d'une tension inverse appliquée à un moteur à induction entraîne un échauffement important du moteur.

Une alimentation équilibrée, un réseau équilibré et une charge équilibrée conduisent à une meilleure qualité d'alimentation. Lorsque l'une de ces conditions est perturbée, la qualité de l'alimentation est détériorée. VSQVUB surveille les conditions de déséquilibre de tension dans les réseaux de transmission et de distribution d'énergie. VSQVUB calcule deux jeux de valeurs mesurées, une valeur moyenne non glissante de trois secondes et une valeur moyenne non glissante de dix minutes. La valeur moyenne de trois secondes est utilisée pour la surveillance continue, tandis que la valeur moyenne de dix minutes est utilisée pour le calcul des percentiles sur une période plus longue. Elle peut être appliquée pour identifier le déséquilibre du réseau et de la charge qui peut causer un déséquilibre de tension soutenu. Un défaut monophasé ou phase-phase dans le réseau ou du côté de la charge peut créer un déséquilibre de tension mais, comme les défauts sont généralement isolés sur une courte période, le déséquilibre de tension n'est pas durable. Par conséquent, le déséquilibre de tension peut ne pas être couvert par VSQVUB.

Une autre application importante est la surveillance à long terme de la qualité de l’énergie. Celle-ci peut être utilisée pour confirmer la conformité aux normes de qualité de l’alimentation électrique. La fonction fournit un niveau de déséquilibre de tension qui correspond au 95^{e} percentile des valeurs moyennes de déséquilibre de tension sur dix minutes enregistrées sur une période allant jusqu’à une semaine. Cela signifie que pendant 95 % du temps au cours de la période d’observation, le déséquilibre de tension était inférieur ou égal au percentile calculé. Une alarme peut être obtenue si cette valeur dépasse la valeur qui peut être réglée.

La fonction utilise cinq méthodes différentes pour calculer le déséquilibre de tension.

- Amplitude de la tension inverse
- Amplitude de la tension homopolaire
- Rapport de l’amplitude de la tension inverse à la tension directe
- Rapport entre l’amplitude de la tension homopolaire à la tension directe
- Rapport de l’écart maximal de l’amplitude de la tension de phase entre l’amplitude moyenne de tension à la moyenne de l’amplitude de la tension de phase.

Habituellement, le rapport de la grandeur de tension inverse à l’amplitude de tension directe est choisi pour surveiller le déséquilibre de tension. Toutefois, d’autres méthodes peuvent également être utilisées au besoin.

10.4.6 Signaux

Tableau 1052: Signaux d'entrée VSQVUB

Nom	Type	Par défaut	Description
U_A	SIGNAL	0	Tension phase A
U_B	SIGNAL	0	Tension phase B
U_C	SIGNAL	0	Tension phase C
U_1	SIGNAL	0	Tension de phase directe
U_2	SIGNAL	0	Tension de phase inverse
U_0	SIGNAL	0	Tension homopolaire
BLOCK	BOOLÉEN	0 = Faux	Bloquer toutes les sorties sauf les valeurs mesurées

Tableau 1053: Signaux de sortie VSQVUB

Nom	Type	Description
MN_UNB_AL	BOOLÉEN	Alarme active lorsque le déséquilibre de tension de 3 secondes dépasse la limite
PCT_UNB_AL	BOOLÉEN	Alarme active lorsque le déséquilibre percentile dépasse la limite
OBS_PR_ACT	BOOLÉEN	La période d’observation est active

10.4.7 Paramètres

Tableau 1054: Paramètres de non-groupe VSQVUB (basique)

Paramètre	Valeurs (plage)	Unité	Pas	Par défaut	Description
Fonctionnement	1 = activé 5 = désactivé			1 = activé	Fonctionnement activé/désactivé
Enr. déséq. - phase	1 = Inverse 2 = Homopolaire 3 = Séquence pos. à neg. 4 = Homopolaire/ Direct 5 = Comp vecteurs ph			3 = Séquence pos. à neg.	Définit le mode de fonctionnement pour le calcul de déséquilibre de tension
Val dém déséquilibre	1...100	%	1	1	Valeur de démarrage de déséquilibre de tension
Mode de déclenchement	1 = Simple 2 = Périodique 3 = Continu			3 = Continu	Spécifie le mode de déclenchement de la période d’observation
Déséquilibre percentile	1...100	%	1	95	Pourcentage auquel la valeur de percentile PCT_UNB_VAL est calculée
Sélection période obs	1 = 1 heure 2 = 12 heures 3 = 1 jour 4 = 7 jours 5 = Défini par l’utilisateur			5 = Défini par l’utilisateur	Période d’observation pour le calcul de déséquilibre
Période obs utilisateur	1...168	h	1	168	Période d’observation définie par l’utilisateur pour le calcul statistique
Année dém période obs	2008...2076			2011	Année de début de la période d’observation (calendrier civil) au format AAAA
Mois dém période obs	0 = réservé 1 = Janvier 2 = Février 3 = Mars 4 = Avril 5 = Mai 6 = Juin 7 = Juillet 8 = Août 9 = Septembre 10 = Octobre 11 = Novembre 12 = Décembre			1 = Janvier	Mois de début de la période d’observation (calendrier civil)
Jour dém période obs	1...31			1	Jour de début de la période d’observation (calendrier civil)
Heure dém période obs	0...23	h		0	Heure de début de la période d’observation (calendrier civil)

10.4.8 Données surveillées

Tableau 1055: Données surveillées VSQVUB

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
3S_MN_UNB	FLOAT32	0,00...150,00	%	Valeur moyenne sur 3 secondes non glissantes du déséquilibre de tension
10MIN_MN_UNB	FLOAT32	0,00...150,00	%	Valeur moyenne sur 10 minutes glissantes du déséquilibre de tension
PCT_UNB_VAL	FLOAT32	0,00...150,00	%	Limite en dessous de laquelle se situe le déséquilibre de percentile des valeurs
MAX_UNB_VAL	FLOAT32	0,00...150,00	%	Déséquilibre de tension maximal mesuré pendant la période d’observation
MAX_UNB_TIME	Horodatage			Horodatage auquel a été mesuré le déséquilibre de tension maximal pendant la période d’observation
PR_STR_TIME	Horodatage			Horodatage de démarrage de la période d’observation précédente
PR_END_TIME	Horodatage			Horodatage de fin de la période d’observation précédente
Alarm high mean Dur	FLOAT32	0,000...3600,000	s	Durée pour déséquilibre alarme haute
Max unbalance Volt	FLOAT32	0,00...150,00	%	Déséquilibre de tension maximal, 3 s
Time Max Unb Volt	Horodatage			Horodatage du déséquilibre de tension maximal
Alarm high mean Dur	FLOAT32	0,000...3600,000	s	Durée pour déséquilibre alarme haute
Max unbalance Volt	FLOAT32	0,00...150,00	%	Déséquilibre de tension maximal, 3 s
Time Max Unb Volt	Horodatage			Horodatage du déséquilibre de tension maximal
Alarm high mean Dur	FLOAT32	0,000...3600,000	s	Durée pour déséquilibre alarme haute
Suite du tableau à la page suivante				

Nom	Type	Valeurs (plage)	Unité	Description
Max unbalance Volt	FLOAT32	0,00...150,00	%	Déséquilibre de tension maximal, 3 s
Time Max Unb Volt	Horodatage			Horodatage du déséquilibre de tension maximal
VSQVUB	Enum	1 = activé 2 = Bloqué 3 = Test 4 = Test/bloqué 5 = désactivé		État

10.4.9 Données techniques

Tableau 1056: VSQVUB - Données techniques

Caractéristique	Valeur
Précision de déclenchement	± 1,5% de la valeur définie ou ± 0,002 × U_n
Taux de réinitialisation	Généralement 0,96

Section 11 Fonctionnalités du bloc fonctionnel général

11.1 Caractéristiques à temps constant

11.1.1 Fonctionnement à temps constant

Le mode DT est activé lorsque le réglage *Operating curve type* (Type de courbe de fonctionnement) est sélectionné sur "ANSI Def. Time" ou "IEC Def. Time". En mode DT, la sortie OPERATE de la fonction est activée lorsque le temps de calcul dépasse la valeur définie pour *Operate delay time* (Temporisation de fonctionnement).

L'utilisateur peut déterminer la réinitialisation en mode DT à l'aide du réglage *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation), qui fournit la propriété de retard de réinitialisation lorsque c'est nécessaire.



Le réglage *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation) n'a aucun effet sur la méthode de réinitialisation lorsque le mode DT est sélectionné, mais la réinitialisation est déterminée uniquement par le réglage *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation).

L'objectif du retard de réinitialisation est de permettre une élimination rapide des défauts intermittents, par exemple les défauts d'isolement auto-obturant, et des défauts graves qui peuvent générer des courants de défaut asymétriques élevés susceptibles de saturer partiellement les transformateurs de courant. Il est fréquent lors d'un défaut intermittent que le courant de défaut contienne des périodes dites de chute, pendant lesquelles le courant de défaut tombe en dessous du courant de démarrage défini, y compris l'hystérésis. Sans la fonction de retard de réinitialisation, le temporisateur de fonctionnement se réinitialiserait au moment de la chute de courant. De la même manière, une période de chute apparente du courant secondaire du transformateur de courant saturé peut également réinitialiser le temporisateur de fonctionnement.

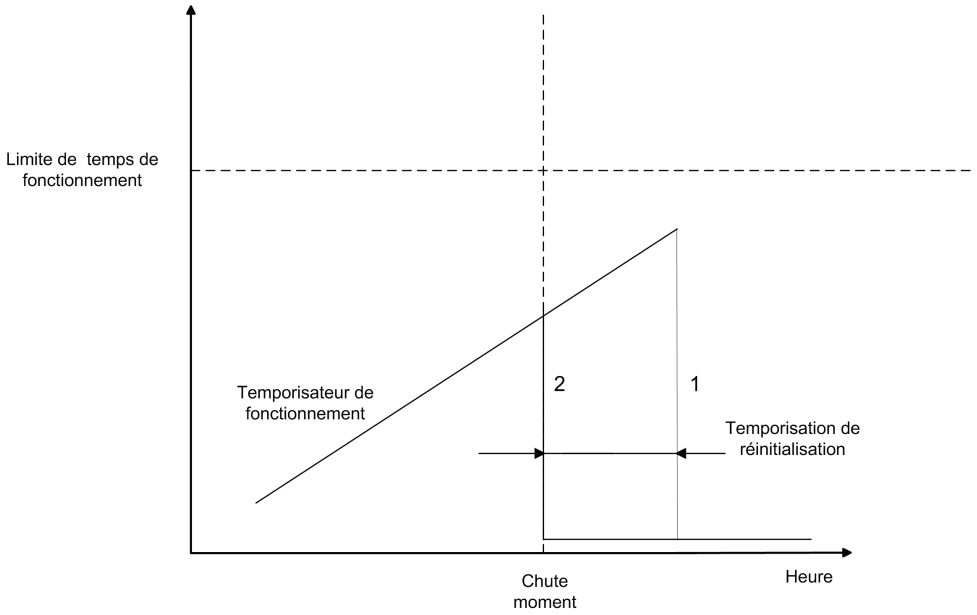


Figure 579: Fonctionnement du compteur pendant la période de chute

Dans le cas 1, la réinitialisation est retardée selon le réglage *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation) et dans le cas 2, le compteur est réinitialisé immédiatement, puisque le réglage *Reset delay time* est défini sur zéro.

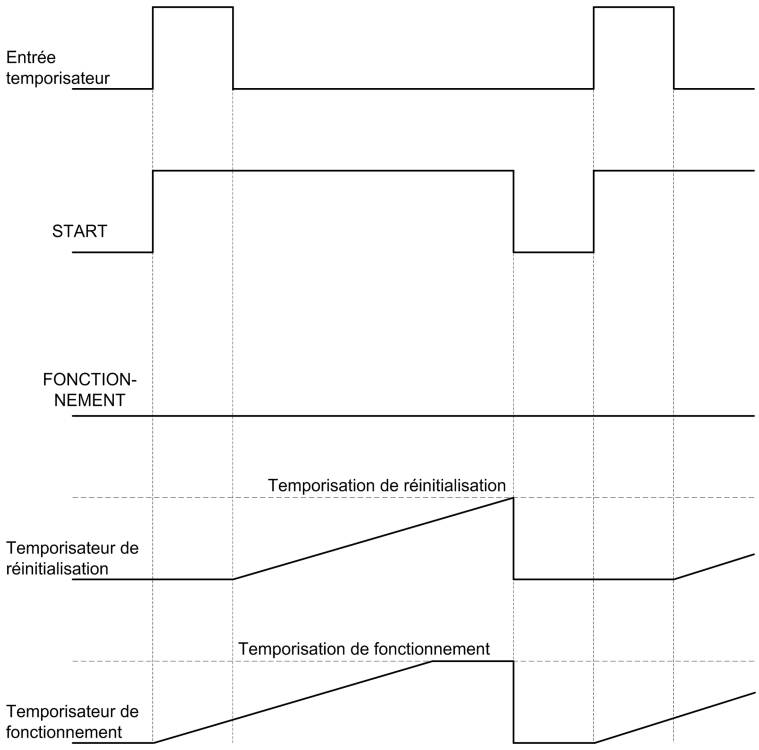


Figure 580: La période de chute est plus longue que le réglage Reset delay time défini

Lorsque la période de chute est plus longue que le réglage *Reset delay time* défini, comme illustré sur la Figure 580, le signal d'entrée pour le temporisateur à temps constant (ici : entrée temporisateur) est actif, à condition que le courant soit supérieur à la valeur définie pour *Start value* (Seuil de démarrage). Le signal d'entrée est inactif lorsque le courant est inférieur à la valeur définie pour *Start value* et la valeur définie pour la zone d'hystérésis. Le niveau du signal d'entrée du temporisateur monte lorsqu'un courant de défaut est détecté. Le temporisateur à temps constant active la sortie `START` et la temporisation de fonctionnement commence à s'écouler. Le temporisateur de réinitialisation (chute) démarre lorsque le niveau du signal d'entrée du temporisateur baisse, c'est à dire lorsque le défaut disparaît. Lorsque la temporisation de réinitialisation (chute) est écoulée, le temporisateur de fonctionnement est réinitialisé. Cela se produisant avant le déclenchement d'un autre démarrage, la sortie `OPERATE` n'est pas activée.

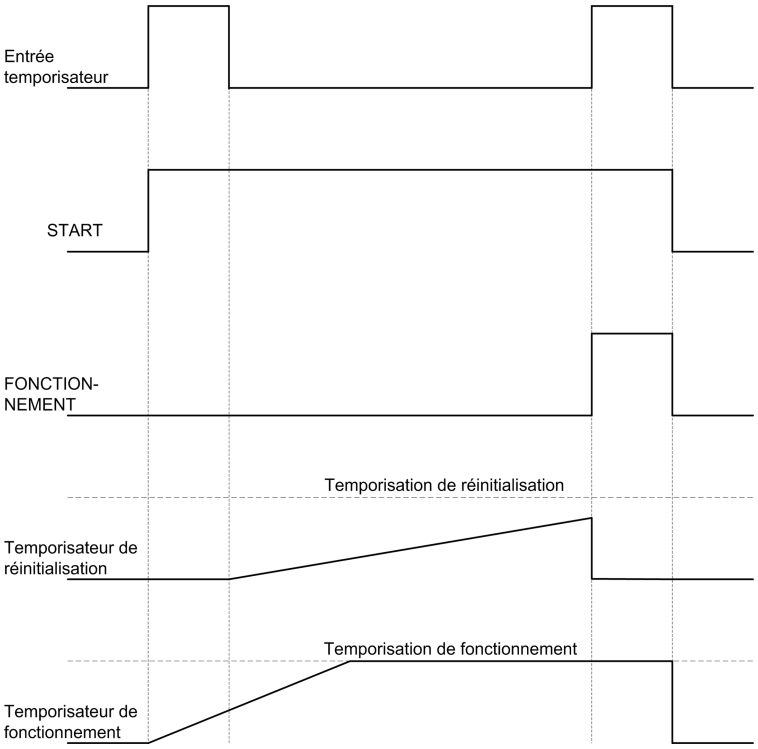


Figure 581: La période de chute est plus courte que le réglage Reset delay time (Temporisation de réinitialisation) défini

Lorsque la période de chute est plus courte que le réglage *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation) défini, comme illustré sur la Figure 581, le signal d'entrée pour le temporisateur à temps constant (ici : entrée temporisateur) est actif, à condition que le courant soit supérieur à la valeur de *Start value* (Seuil de démarrage) définie. Le signal d'entrée est inactif lorsque le courant est inférieur à la valeur définie pour *Start value* et la valeur définie pour la zone d'hystérésis. Le niveau du signal d'entrée du temporisateur monte lorsqu'un courant de défaut est détecté. Le temporisateur à temps constant active la sortie `START` et la temporisation de fonctionnement commence à s'écouler. Le temporisateur de réinitialisation (chute) démarre lorsque le niveau du signal d'entrée du temporisateur baisse, c'est à dire

lorsque le défaut disparaît. Une autre situation de défaut se produit avant l'écoulement de la temporisation de réinitialisation (chute). Cela provoque l'activation de la sortie OPERATE, puisque la temporisation de fonctionnement s'est déjà écoulée.

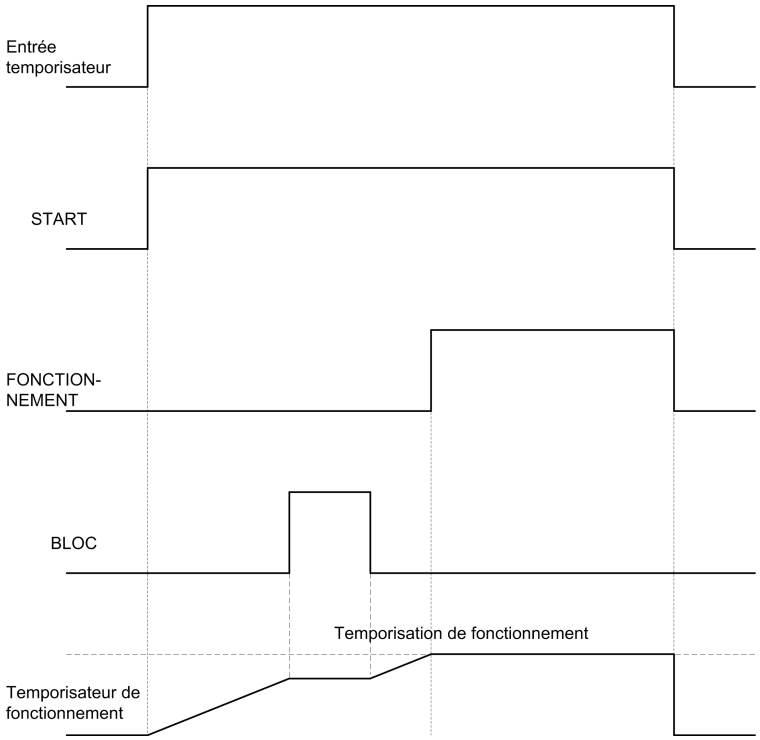


Figure 582: Effet fonctionnel de l'entrée BLOCK lorsque le mode de blocage sélectionné est "Freeze timer" (Gel du temporisateur)

Si l'entrée BLOCK est activée lorsque la temporisation de fonctionnement s'écoule, comme indiqué sur la Figure 582, le temporisateur est gelé pendant le temps où BLOCK reste actif. Si l'entrée du temporisateur n'est pas active plus longtemps que spécifié par le réglage *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation), le temporisateur de fonctionnement est réinitialisé de la même manière que celle décrite sur la Figure 580, sans tenir compte de l'entrée BLOCK.

Le mode de blocage sélectionné est "Freeze timer" (Gel du temporisateur).

11.2 Caractéristiques IDMT basées sur le courant

11.2.1 Courbes IDMT pour la protection à maximum de courant

Dans les modes à temps inverse, le temps de fonctionnement dépend de la valeur instantanée du courant : plus le courant est élevé, plus le temps de fonctionnement est

rapide. Le calcul ou l'intégration du temps de fonctionnement commence immédiatement lorsque le courant dépasse la valeur *Start value* définie et que la sortie START est activée.

La sortie OPERATE du composant est activée lorsque la somme cumulée de l'intégrateur calculant la situation à maximum de courant dépasse la valeur fixée par le mode à temps inverse. La valeur définie dépend du type de courbe sélectionné et des valeurs de paramètre utilisées. La mise à l'échelle de la courbe peut être déterminée à l'aide du paramètre *Time multiplier*.

Il existe deux méthodes pour équilibrer la caractéristique de temps inverse.

- Le paramètre *Minimum operate time* définit le temps de fonctionnement minimum pour la courbe IDMT, c'est-à-dire que le temps de fonctionnement est toujours au moins égal au paramètre *Minimum operate time*.
- Alternativement, le paramètre *IDMT Sat point* est utilisé pour donner le point d'équilibre comme un multiple du paramètre *Start value*. (Réglage global : **Configuration/System/*IDMT Sat point***). La valeur du paramètre par défaut est 50. Ce paramètre n'affecte que les temporisateurs IDMT à maximum de courant et de défaut de terre.



Le temps de fonctionnement de l'IDMT à des courants supérieurs à 50 x In n'est pas garanti.

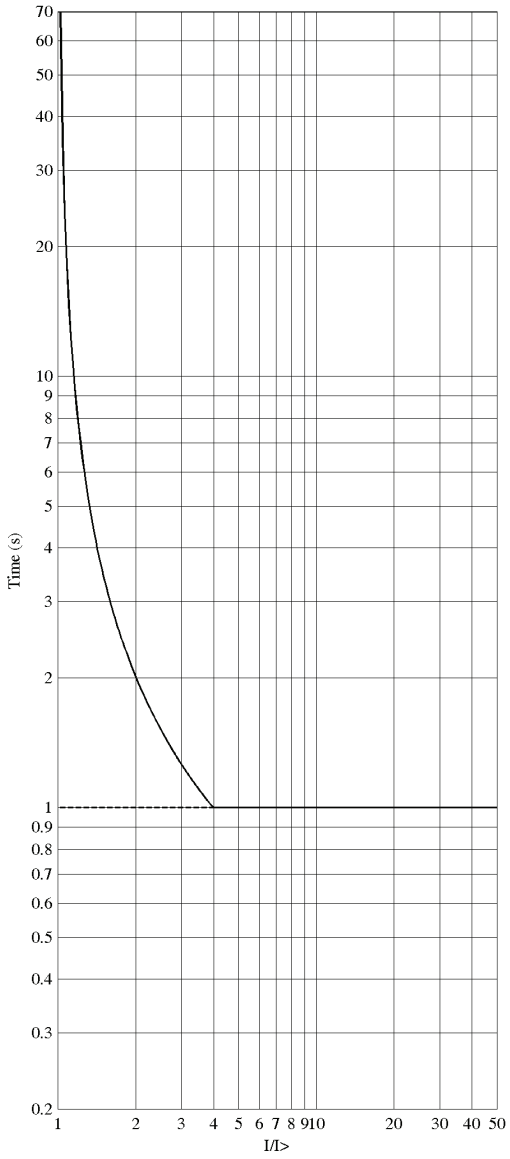


Figure 583: La courbe de temps de fonctionnement basée sur la caractéristique IDMT équilibrée avec le paramètre Minimum operate time est réglée à 1000 millisecondes (le paramètre IDMT Sat point est réglé au maximum).

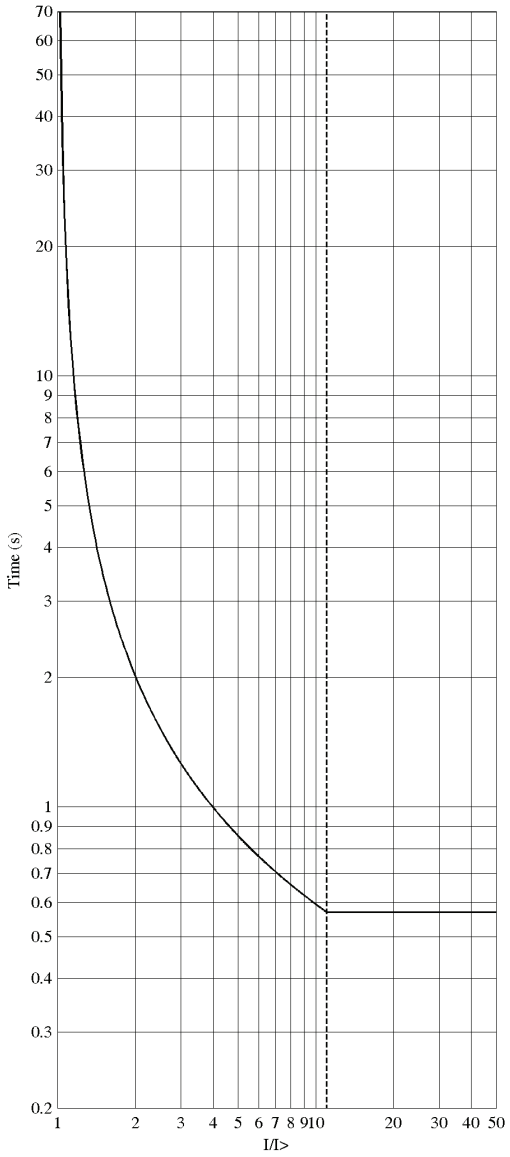


Figure 584: Courbe de temps de fonctionnement basée sur la caractéristique IDMT équilibrée avec le paramètre IDMT Sat point défini sur la valeur « 11 » (le paramètre Minimum operate time est réglé au minimum).

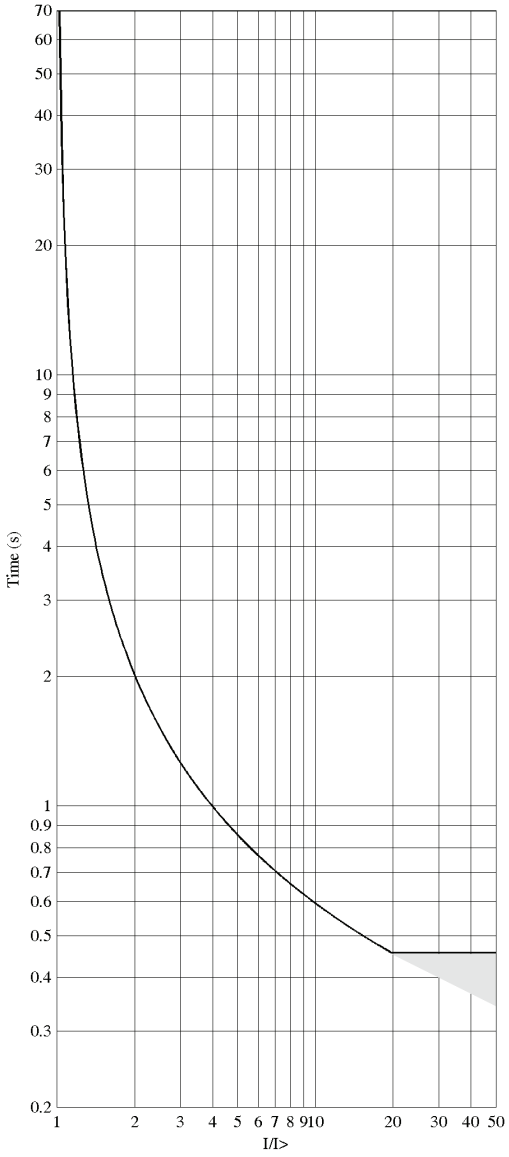


Figure 585: Exemple d'équilibrage de la caractéristique de temps inverse avec des courants supérieurs à 50 x In et le paramètre de Start value défini sur « 2,5 x In ». (le paramètre IDMT Sat point est réglé au maximum et le paramètre Minimum operate time est réglé au minimum).

La zone grise de la figure 585 montre le comportement de la courbe dans le cas où le courant mesuré est en dehors de la plage de mesure garantie. De plus, le courant maximum mesuré de 50 x In donne le point d'équilibre 50/2,5 = 20 x I/I>.

11.2.1.1 Caractéristiques de temps inverse standard

Pour les opérations de temps inverse, les caractéristiques de temps inverse standard CEI et ANSI/IEEE sont prises en charge.

Les temps de fonctionnement pour les courbes IDMT ANSI et CEI sont définis à l'aide des coefficients A, B et C.

Les valeurs des coefficients peuvent être calculées conformément à la formule suivante :

$$t[s] = \left(\frac{A}{\left(\frac{I}{I>} \right)^{c} - 1} + B \right) \cdot k$$

(Équation 194)

t[s] Temps de fonctionnement en secondes

I courant mesuré

I> régler *Start value* (Seuil de démarrage)

k valeur *Time multiplier* définie

Tableau 1057: Paramètres de courbes pour courbes IDMT ANSI et CEI

Nom de la courbe	A	B	C
(1) ANSI extrêmement inverse	28,2	0,1217	2,0
(2) ANSI très inverse	19,61	0,491	2,0
(3) ANSI inverse normal	0,0086	0,0185	0,02
(4) ANSI modérément inverse	0,0515	0,1140	0,02
(6) Temps long extrêmement inverse	64,07	0,250	2,0
(7) Temps long très inverse	28,55	0,712	2,0
(8) Temps long inverse	0,086	0,185	0,02
(9) IEC inverse normal	0,14	0,0	0,02
(10) IEC très inverse	13,5	0,0	1,0
(11) IEC inverse	0,14	0,0	0,02
(12) IEC extrêmement inverse	80,0	0,0	2,0
(13) IEC temps inverse court	0,05	0,0	0,04
(14) IEC temps inverse long	120	0,0	1,0

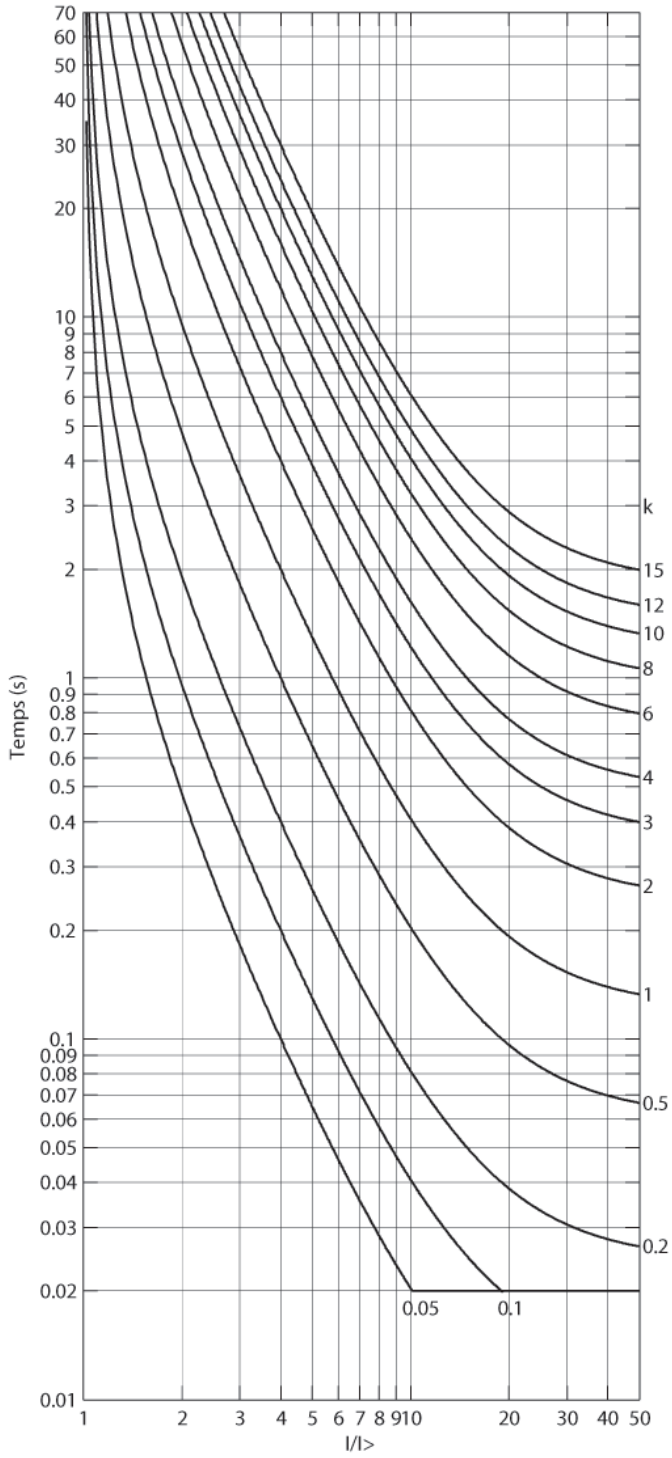


Figure 586: Caractéristiques de temps inverse extrême ANSI

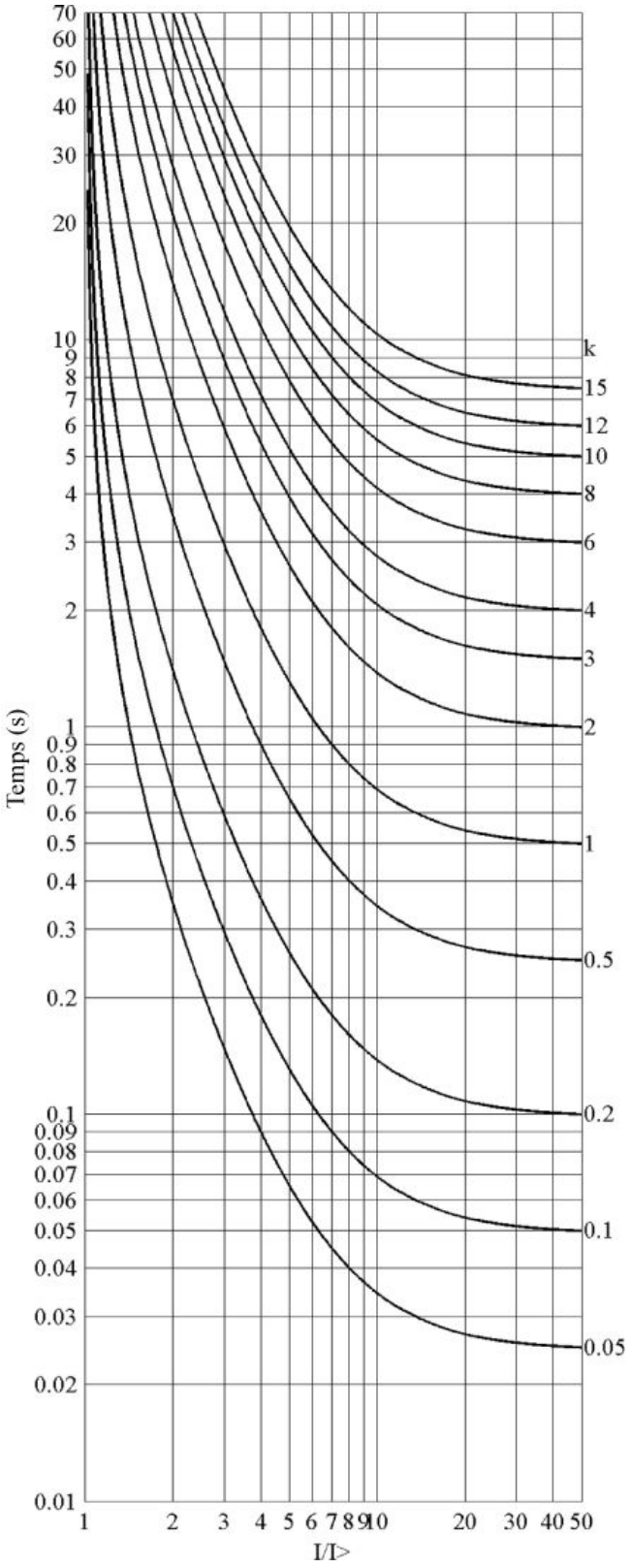


Figure 587: Caractéristiques de temps inverse important ANSI

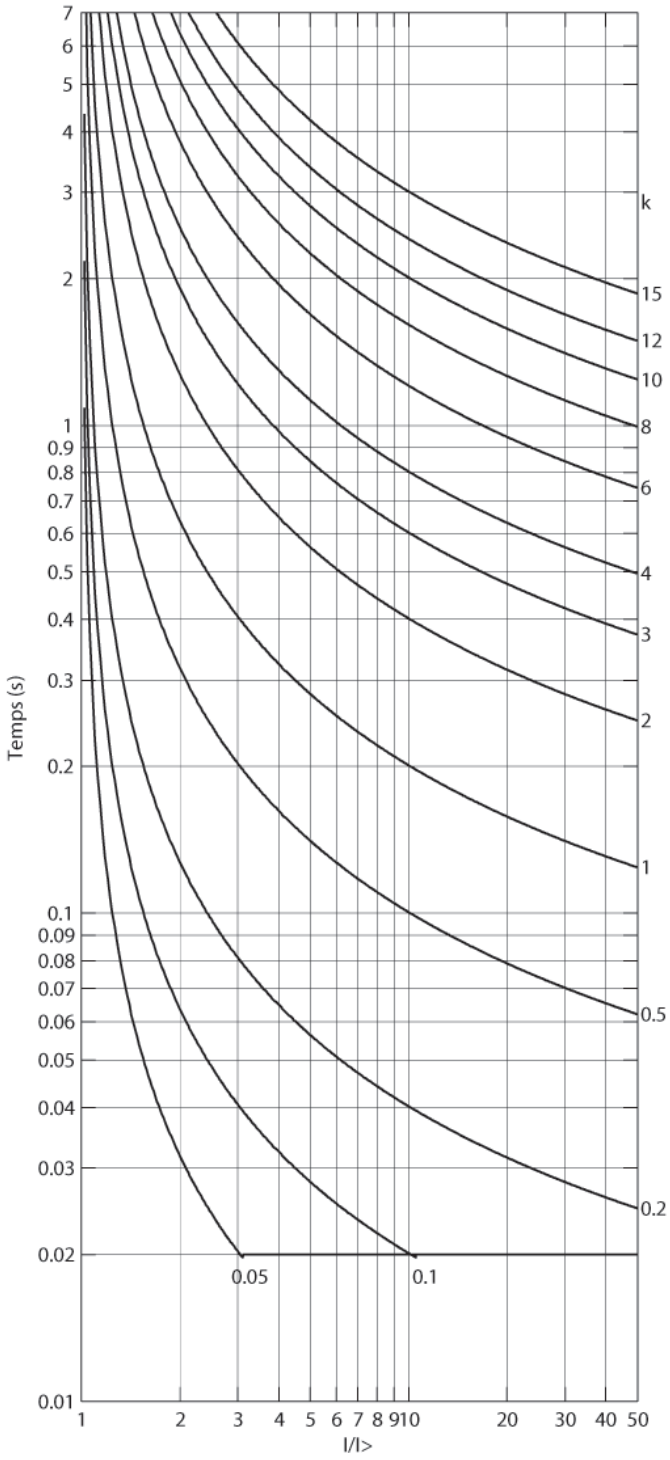


Figure 588: Caractéristiques de temps inverse normal ANSI

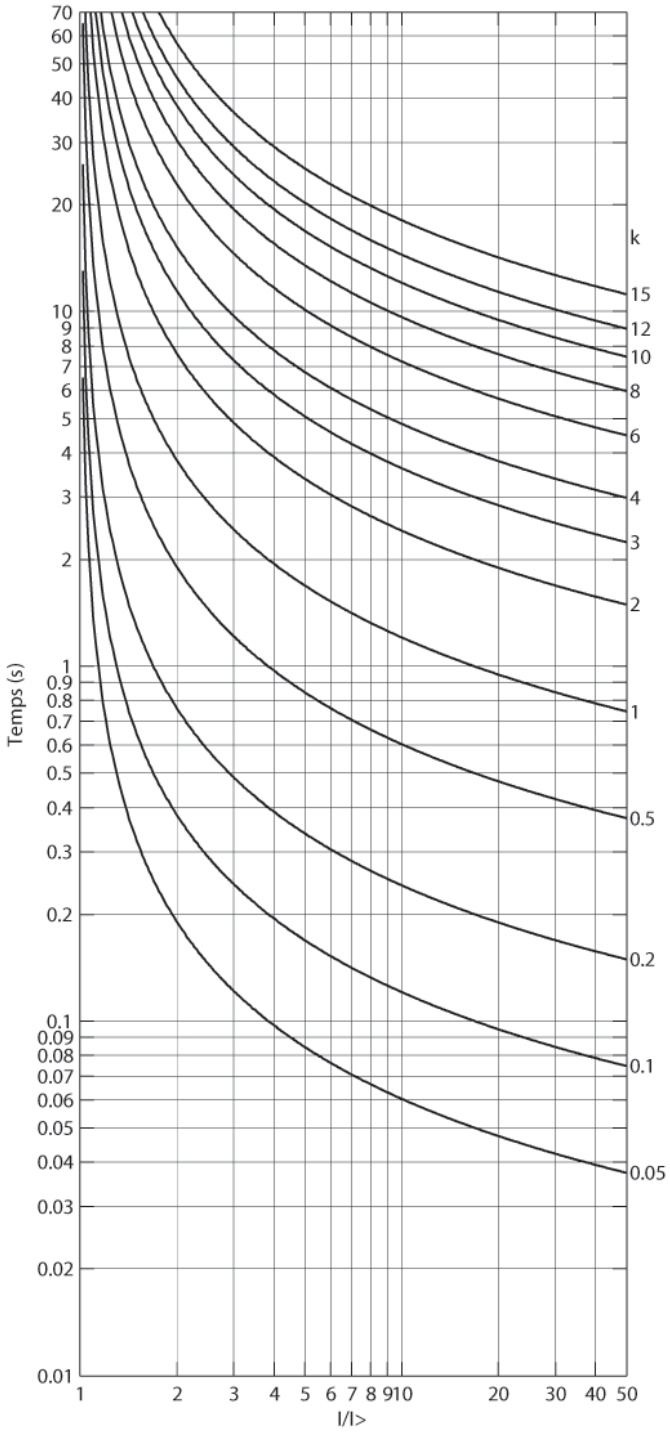


Figure 589: Caractéristiques de temps inverse modéré ANSI

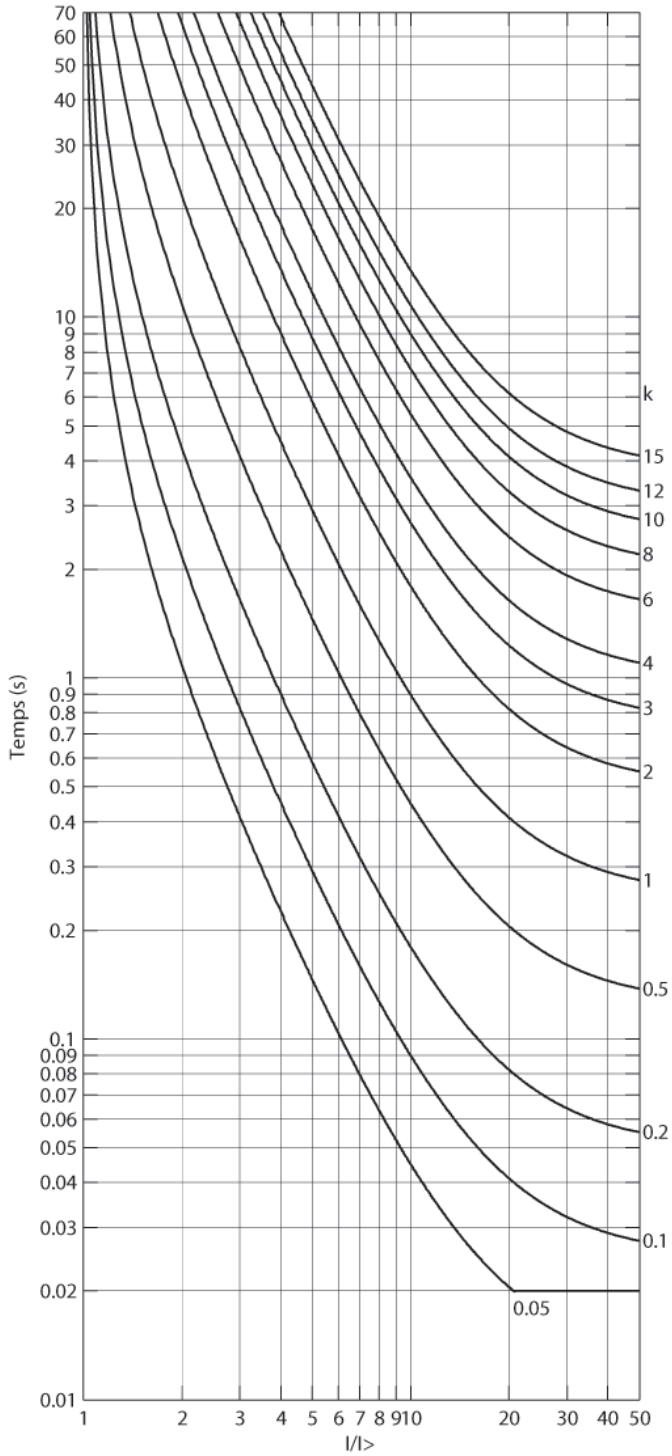


Figure 590: Caractéristiques de temps inverse extrême de longue durée ANSI

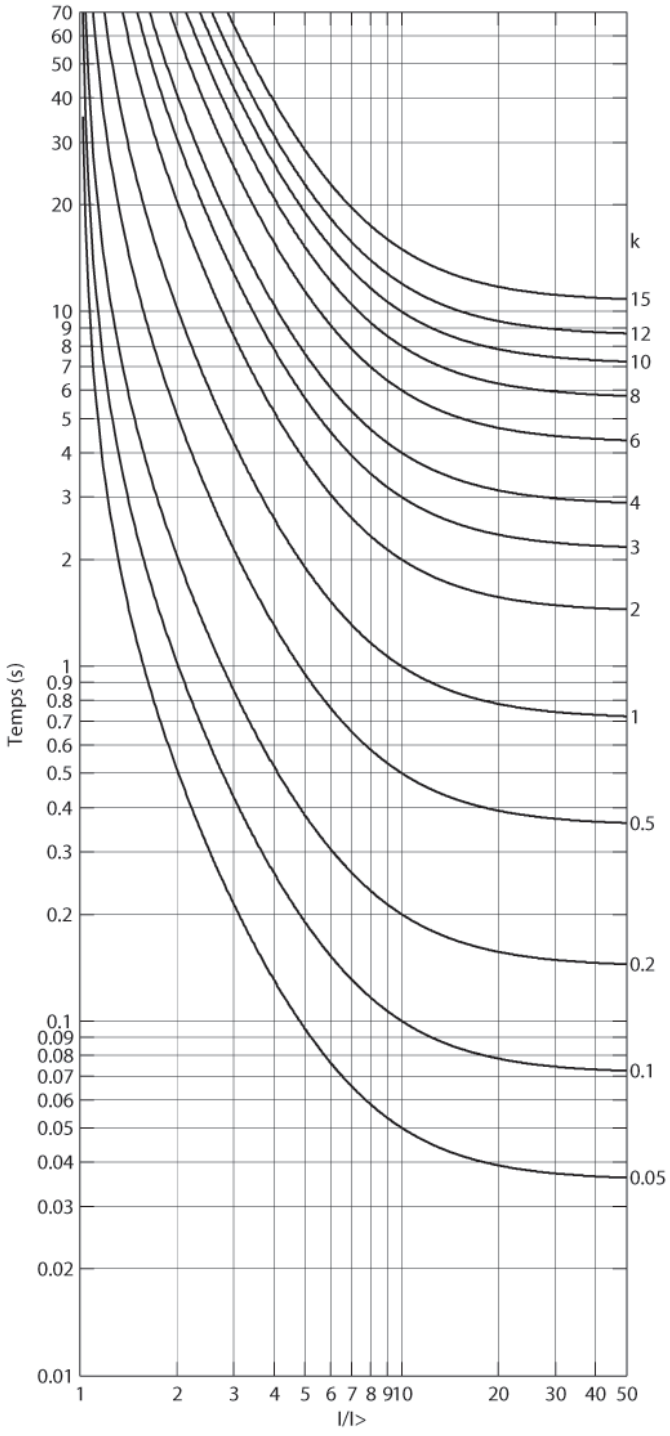


Figure 591: Caractéristiques de temps inverse important de longue durée ANSI

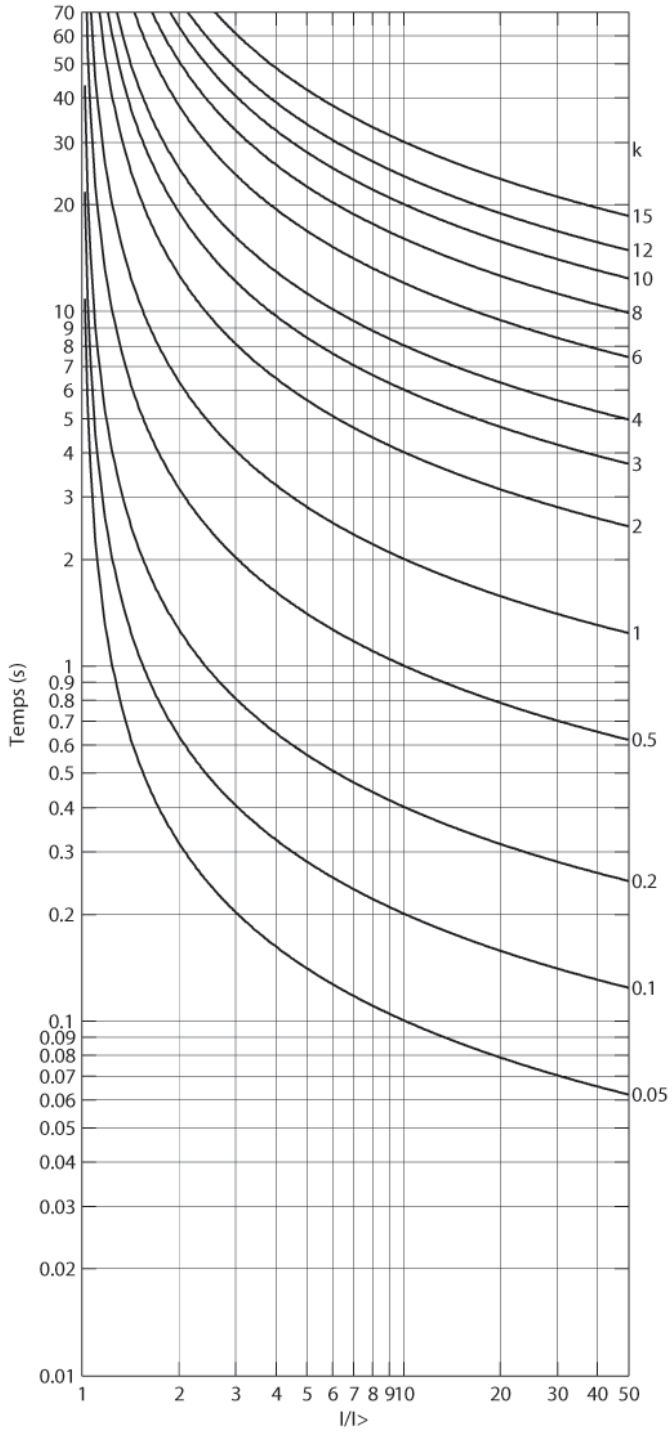


Figure 592: Caractéristiques de temps inverse de longue durée ANSI

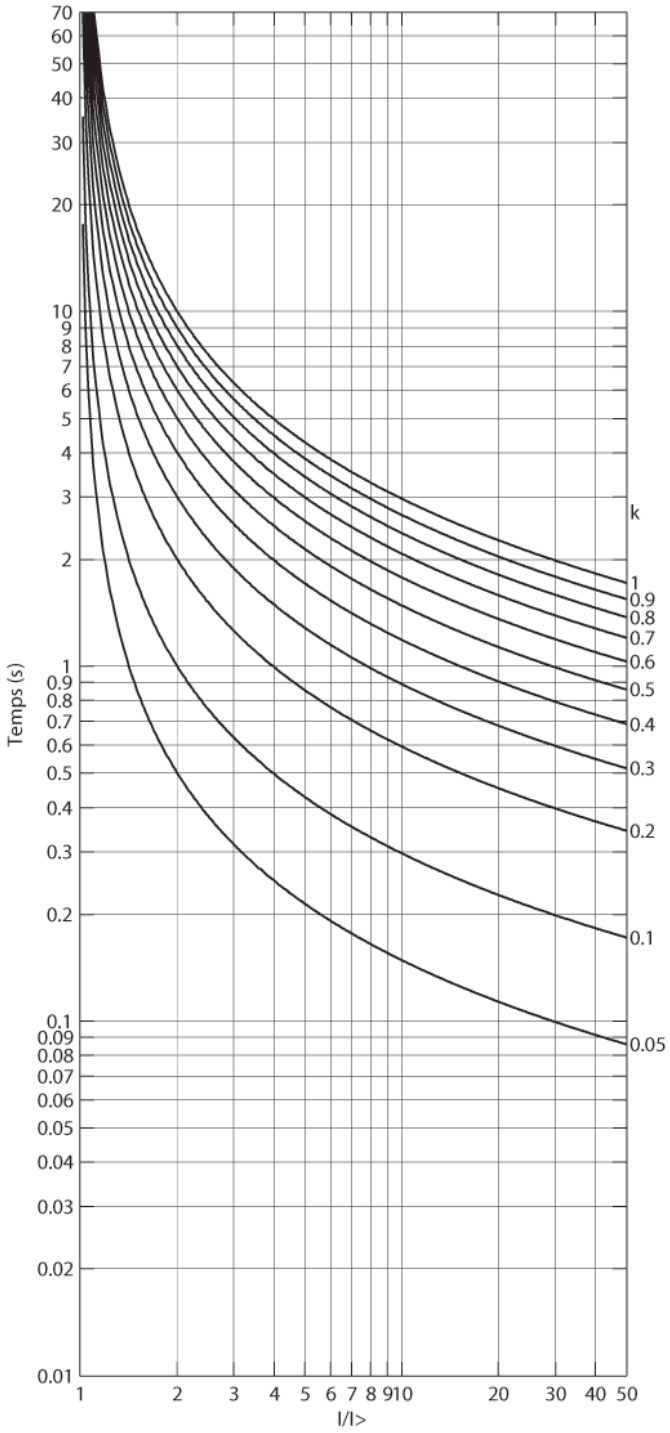


Figure 593: Caractéristiques de temps inverse normal CEI

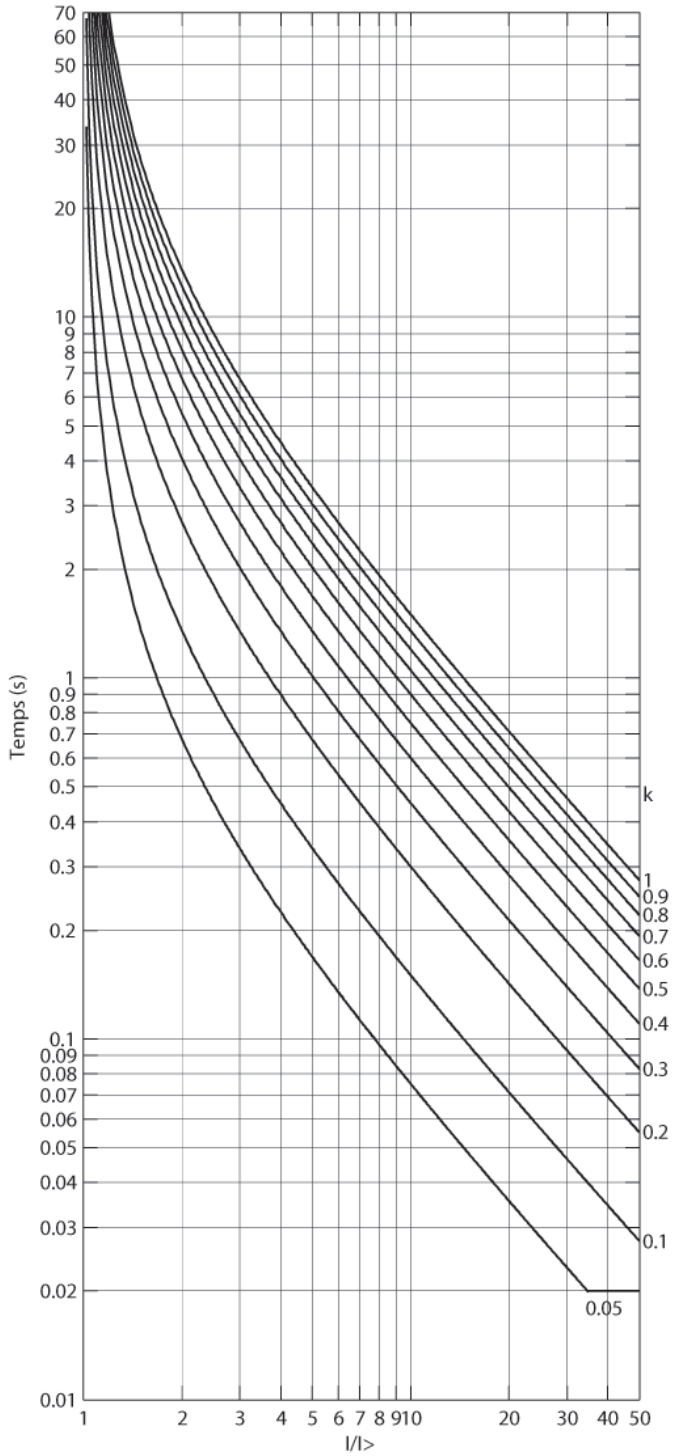


Figure 594: Caractéristiques de temps inverse important CEI

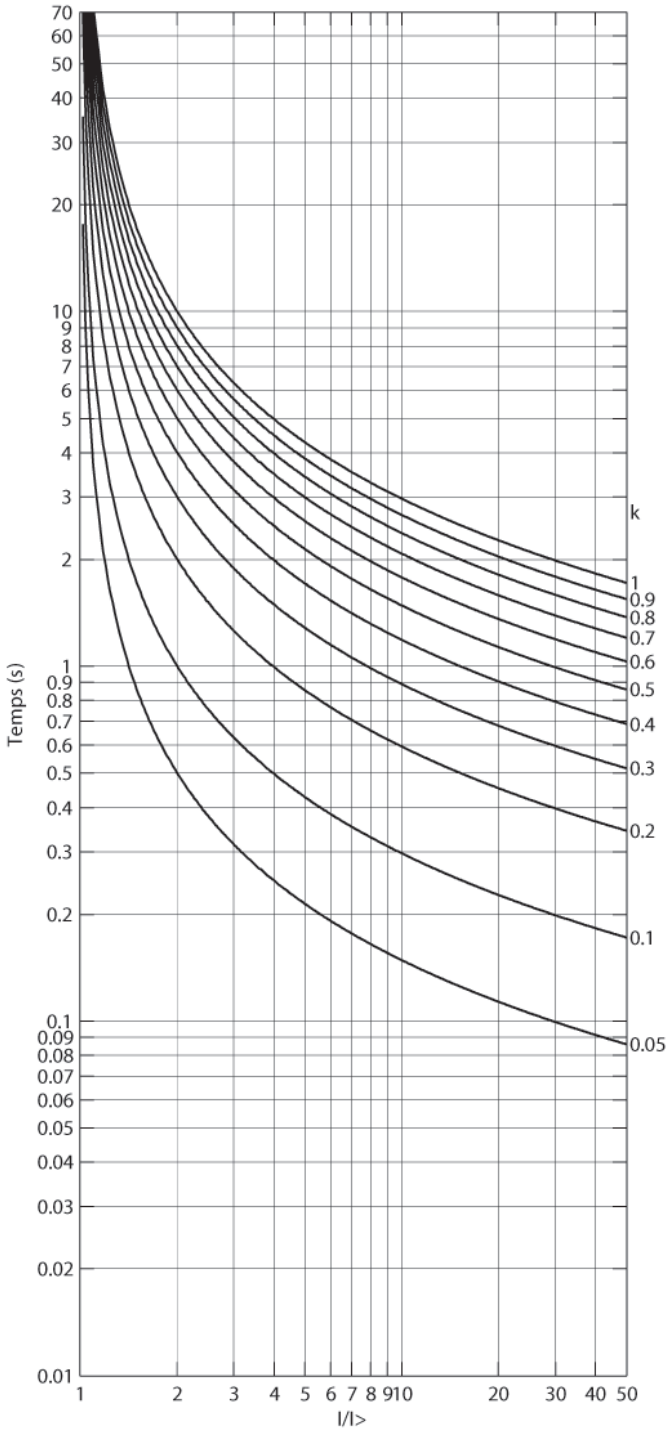


Figure 595: Caractéristiques de temps inverse CEI

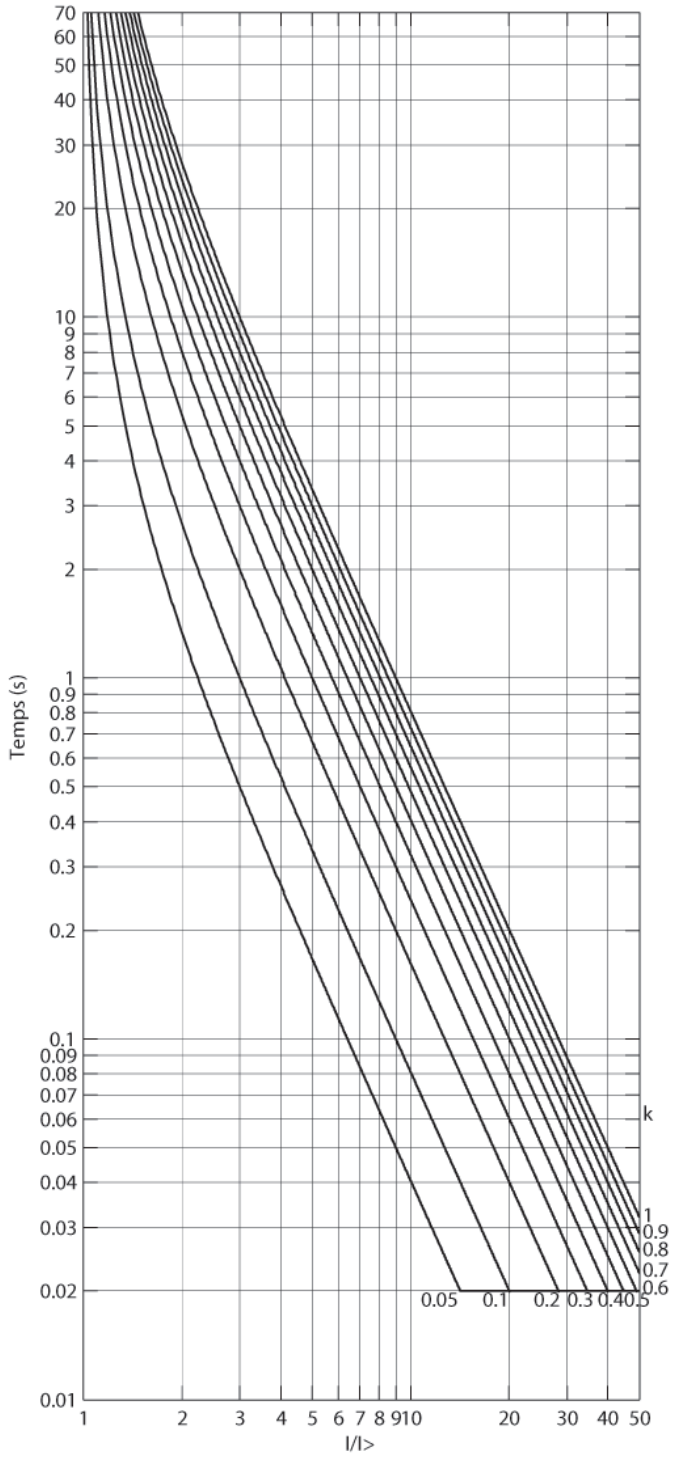


Figure 596: Caractéristiques de temps inverse extrême CEI

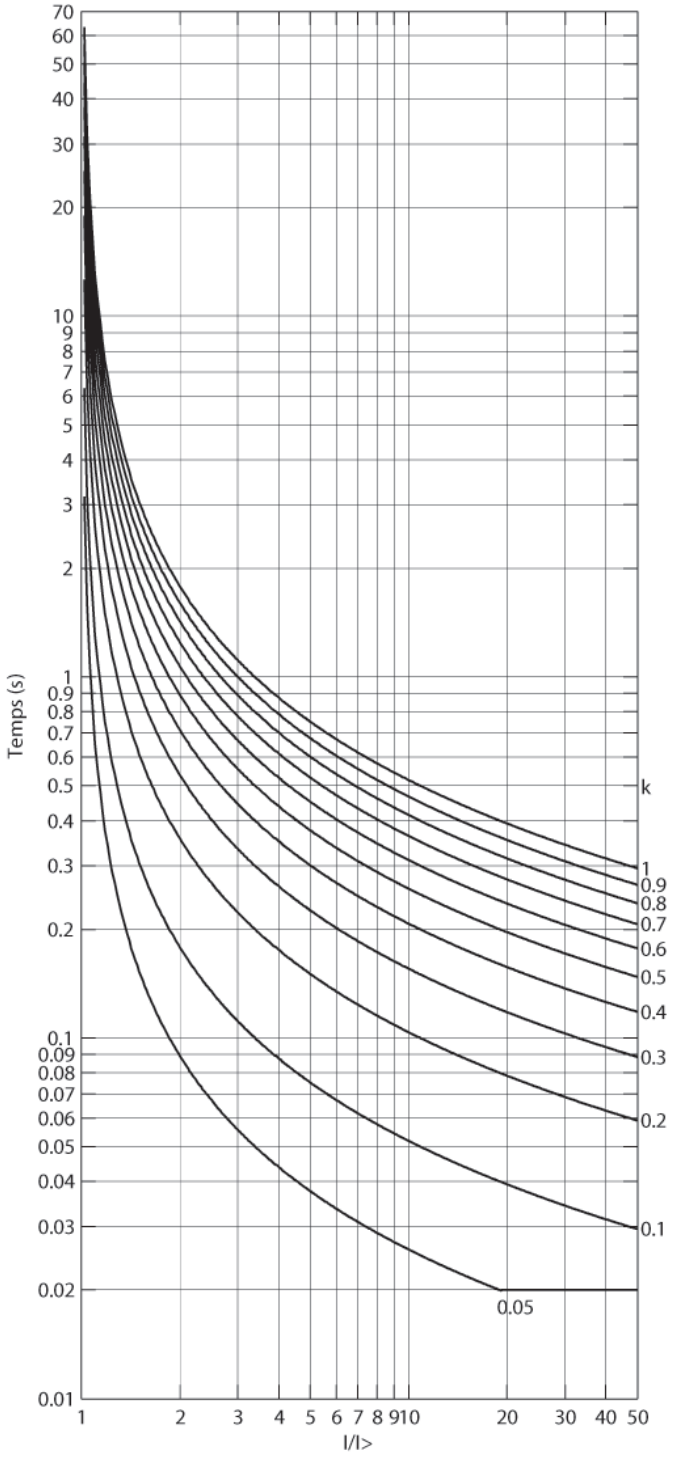


Figure 597: Caractéristiques de temps inverse de courte durée CEI

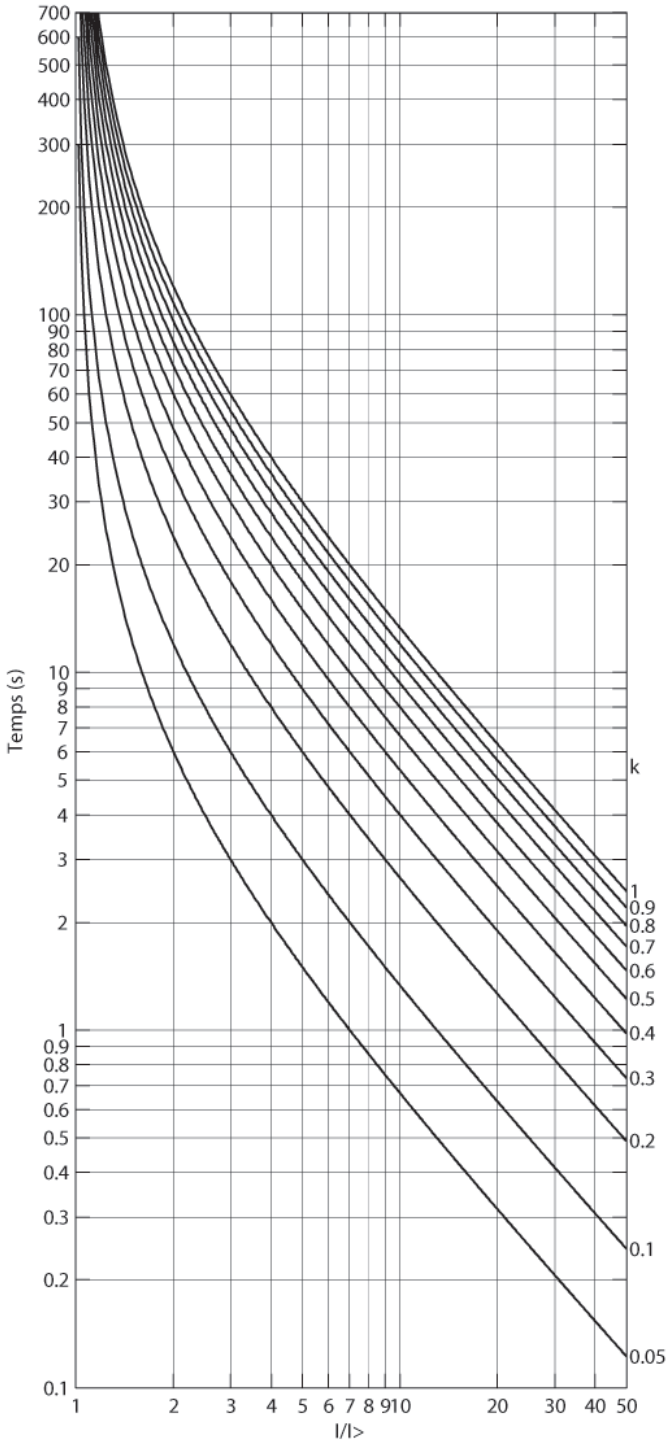


Figure 598: Caractéristiques de temps inverse de longue durée CEI

11.2.1.2 Caractéristiques de temps inverse programmables par l'utilisateur

L'utilisateur peut définir les courbes en saisissant les paramètres dans la formule standard suivante :

$$t[s] = \left(\frac{A}{\left(\frac{I}{I>} \right)^{c} - E} + B \right) \cdot k$$

(Équation 195)

t[s] Durée de fonctionnement (en secondes)

A régler *Curve parameter A* (Paramètre de courbe A)

B régler *Curve parameter B* (Paramètre de courbe B)

C régler *Curve parameter C* (Paramètre de courbe C)

E régler *Curve parameter E* (Paramètre de courbe E)

I Courant mesuré

I> régler *Start value*

k valeur *Time multiplier* définie

11.2.1.3 Caractéristiques de temps inverse - type RI et RD

Le type RI simule le comportement des relais électromécaniques. Le type RD est une caractéristique spécifique de défauts de terre.

Le type RI est calculé à l'aide de la formule

$$t[s] = \left(\frac{k}{0.339 - 0.236 \times \frac{I>}{I}} \right)$$

(Équation 196)

Le type RD est calculé à l'aide de la formule

$$t[s] = 5.8 - 1.35 \times \ln\left(\frac{I}{k \times I>} \right)$$

(Équation 197)

t[s] Durée de fonctionnement (en secondes)

k valeur *Time multiplier* définie

I Courant mesuré

I> régler *Start value* (Seuil de démarrage)

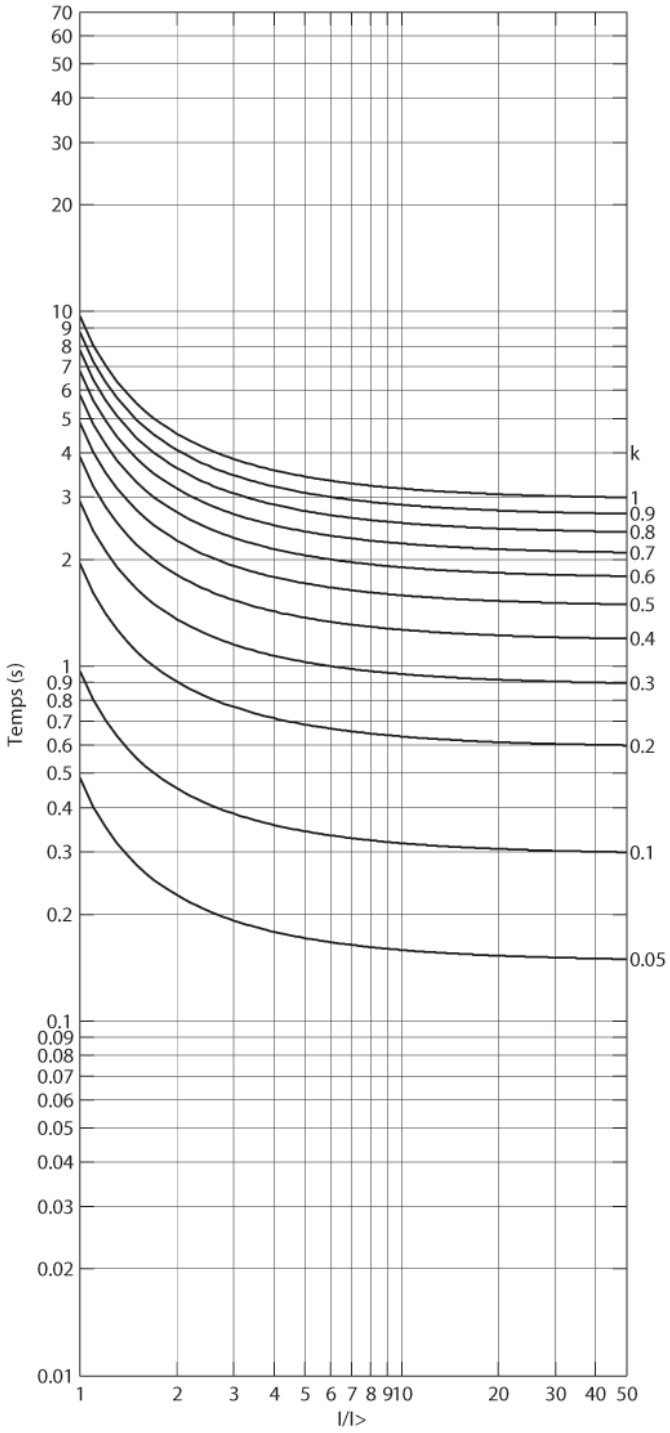


Figure 599: Caractéristiques de temps inverse de type RI

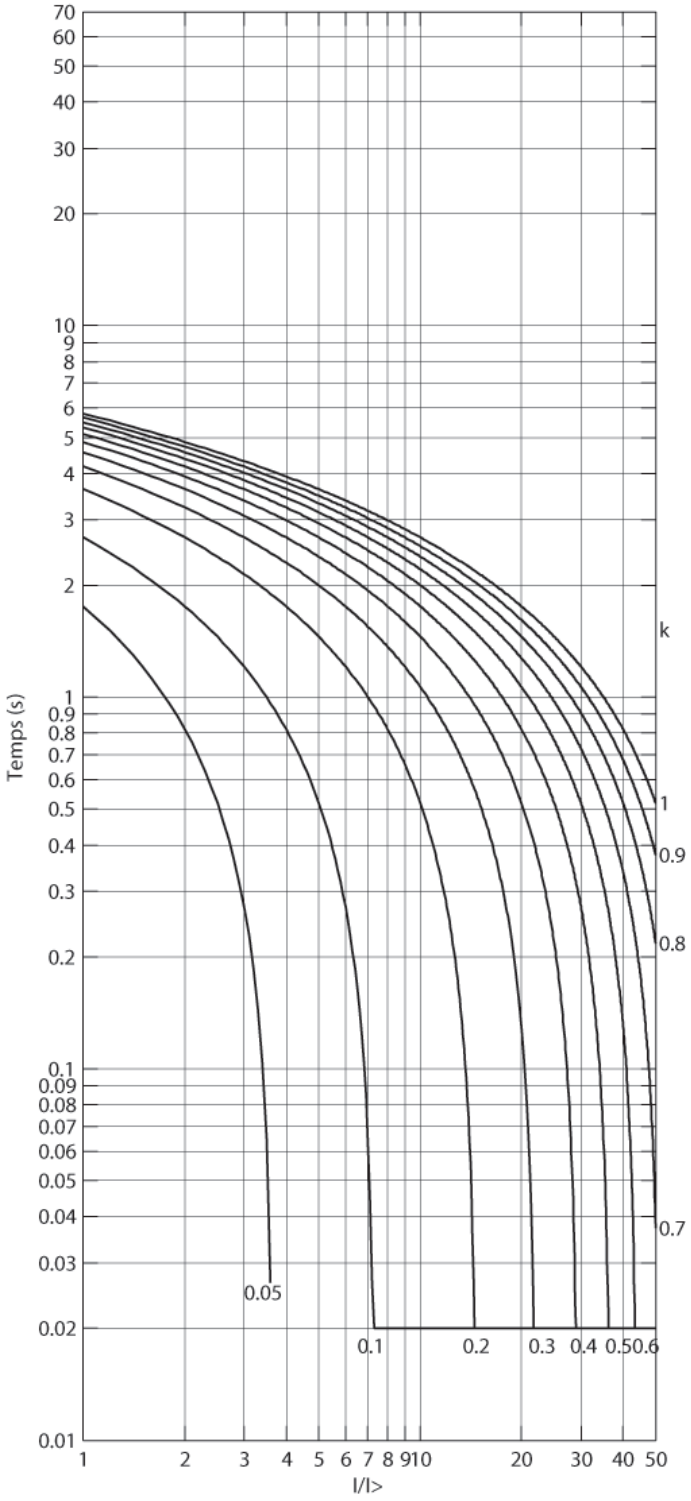


Figure 600: Caractéristiques de temps inverse de type RD

11.2.2 Réinitialisation en modes de temps inverse

L'utilisateur peut sélectionner les caractéristiques de réinitialisation à l'aide du paramètre *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation).

Tableau 1058: Valeurs pour le mode de réinitialisation

Nom du paramètre	Valeurs possibles
Type de courbe de réinitialisation	1 = Immédiat 2 = Réarmement temps constant 3 = Réarmement inverse

Réinitialisation immédiate

Si le paramètre *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation) est sélectionné comme « Immediate » (Immédiat) en cas de chute, le temporisateur inverse se réinitialise immédiatement.

Réinitialisation du temps constant

Le type de réinitialisation constant dans le mode de temps inverse peut être atteint en réglant le paramètre *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation) sur « Def time reset » (Réinitialisation tps constant). De ce fait, le compteur de temps inverse de fonctionnement est bloqué pour le temps déterminé par le paramètre *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation) après la chute du courant sous la valeur de *Start value* (Seuil de démarrage), y compris l'hyéstérésis.La somme entière du compteur de temps inverse est réinitialisée si aucun autre démarrage ne se produit pendant la temporisation de réinitialisation.

Si le paramètre *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation) est sélectionné comme « Def time reset » (Réinitialisation tps constant) le niveau de courant n'a aucun effet sur la caractéristique de réinitialisation.

Réinitialisation inverse

Les courbes de réinitialisation inverse sont disponibles uniquement pour les courbes ANSI et les courbes programmables par l'utilisateur. Si vous utilisez d'autres types de courbes, une réinitialisation immédiate se produit.

Réinitialisation inverse retardée standard

La caractéristique de réinitialisation requise dans les modes de temps inverse ANSI (IEEE) peut être obtenue en réglant le paramètre *Type of reset curve* (Type de courbe de réinitialisation) sur « Inverse reset » (réinitialisation inverse). Dans ce mode, la temporisation pour la réinitialisation est indiquée avec la formule suivante, en utilisant le coefficient D dont les valeurs sont définies dans le tableau ci-dessous.

$$t[s] = \left(\frac{D}{\left(\frac{I}{I>} \right)^2 - 1} \right) \cdot k$$

(Équation 198)

t[s] Temps de réinitialisation (en secondes)

k valeur *Time multiplier* définie

I Courant mesuré

I> régler *Start value* (Seuil de démarrage)

Tableau 1059: Coefficients pour les courbes de réinitialisation inverse retardée ANSI

Nom de la courbe	D
(1) ANSI extrêmement inverse	29,1
(2) ANSI très inverse	21,6
(3) ANSI inverse normal	0,46
(4) ANSI modérément inverse	4,85
(6) Temps long extrêmement inverse	30
(7) Temps long très inverse	13,46
(8) Temps long inverse	4,6

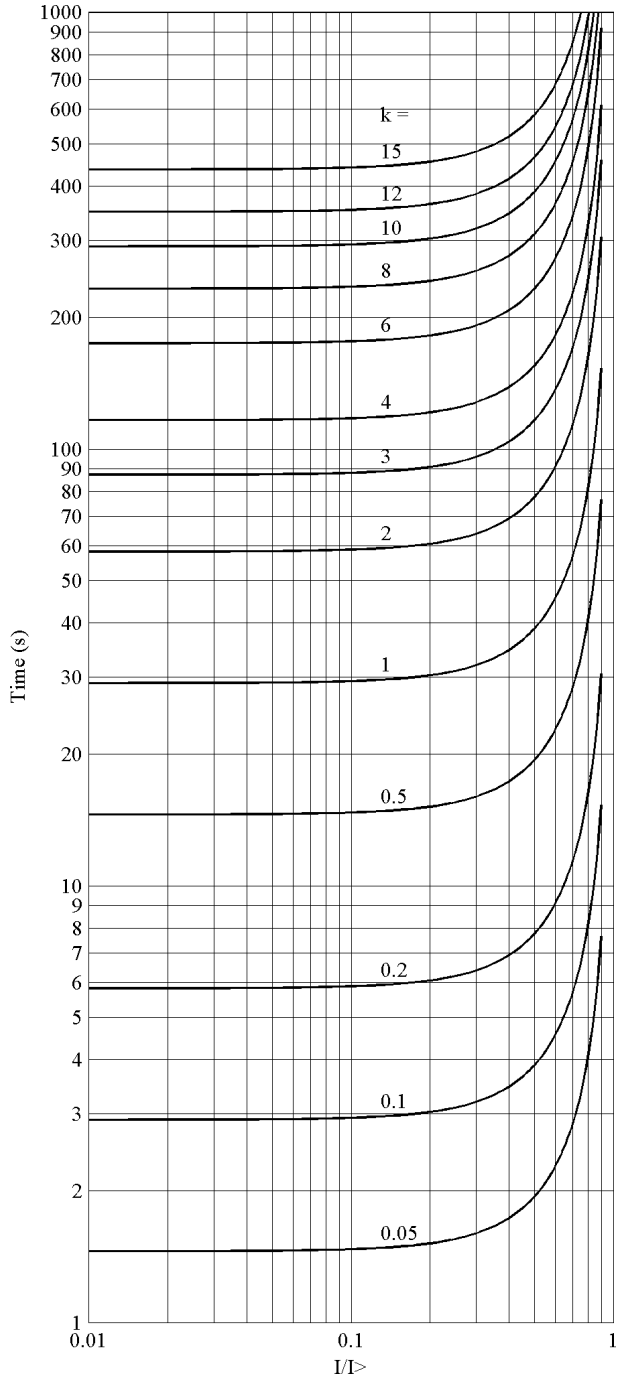


Figure 601: Caractéristiques de temps de réinitialisation inverse extrême ANSI

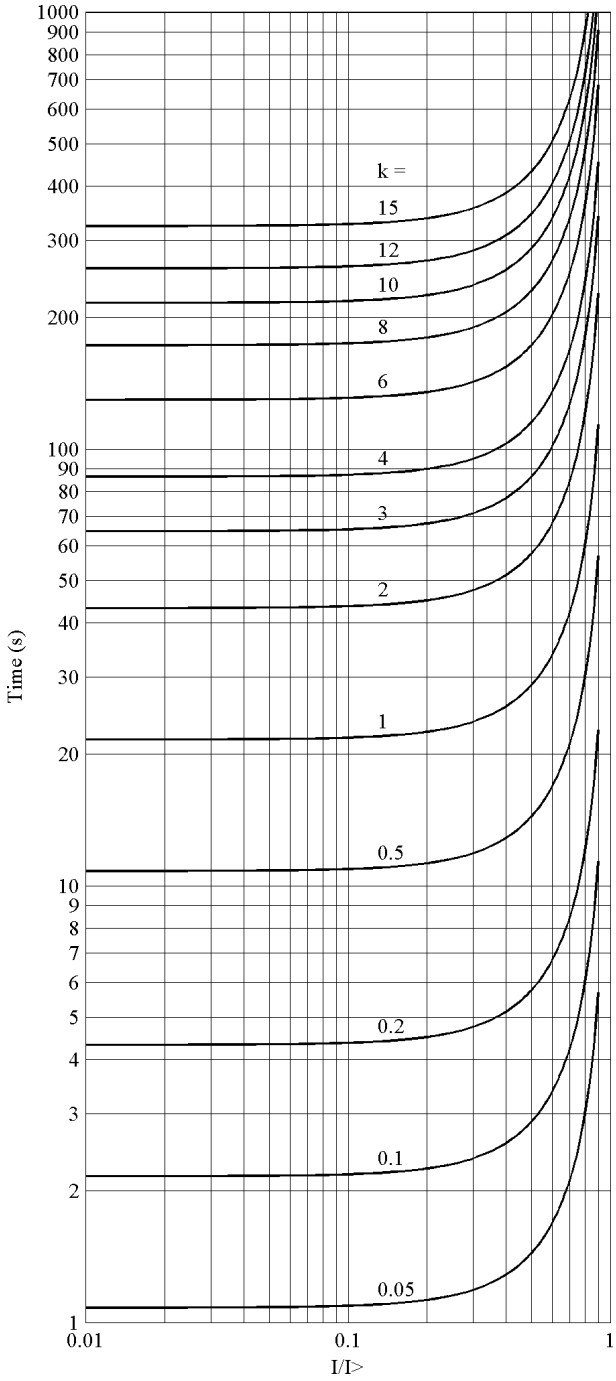


Figure 602: Caractéristiques de temps de réinitialisation inverse important ANSI

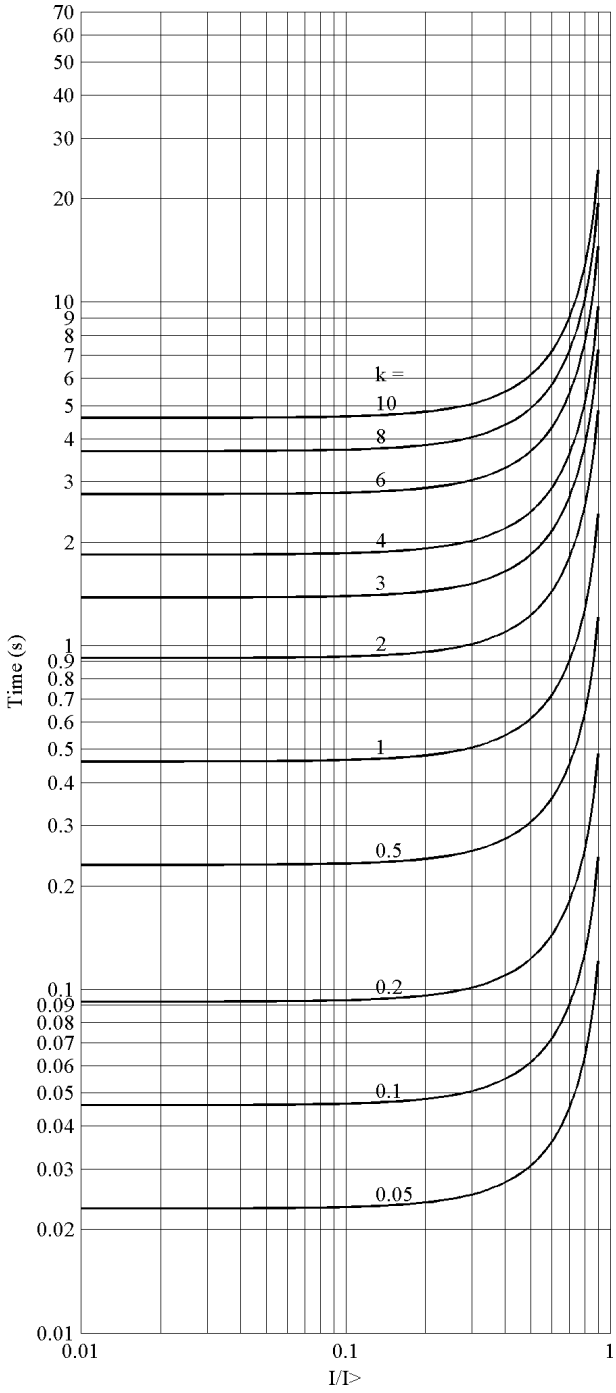


Figure 603: Caractéristiques de temps de réinitialisation inverse normal ANSI

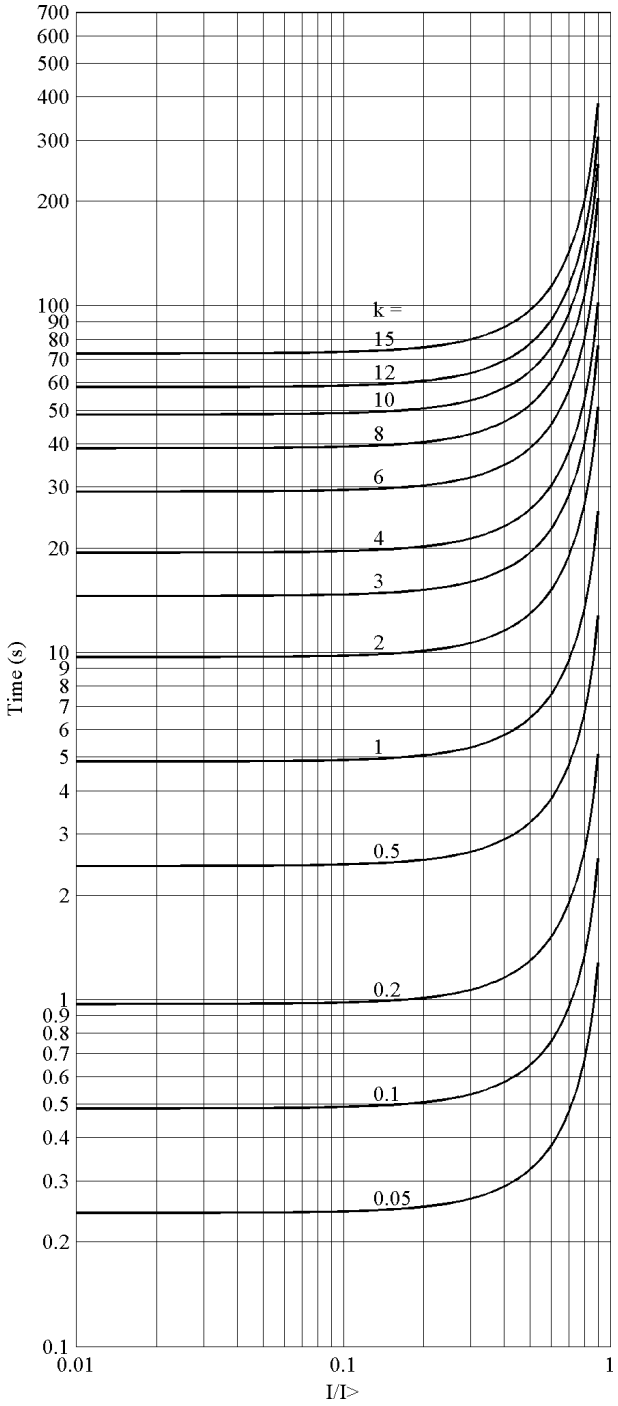


Figure 604: Caractéristiques de temps de réinitialisation inverse modéré ANSI

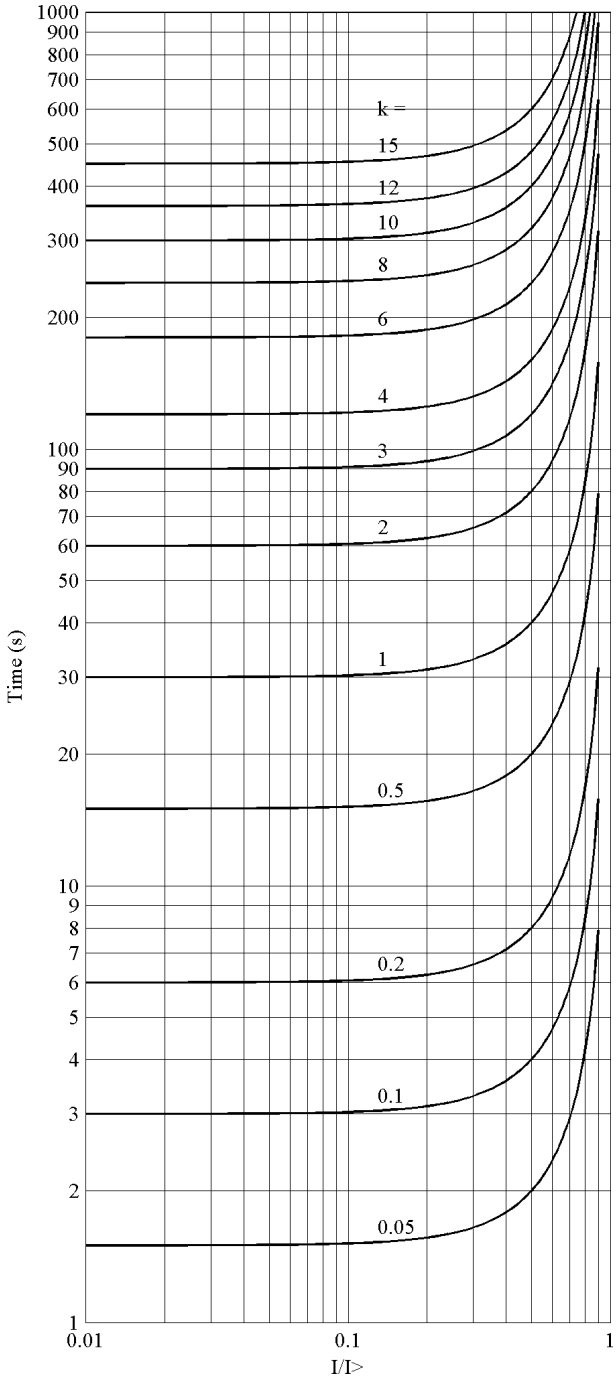


Figure 605: Caractéristiques de temps de réinitialisation inverse extrême de longue durée ANSI

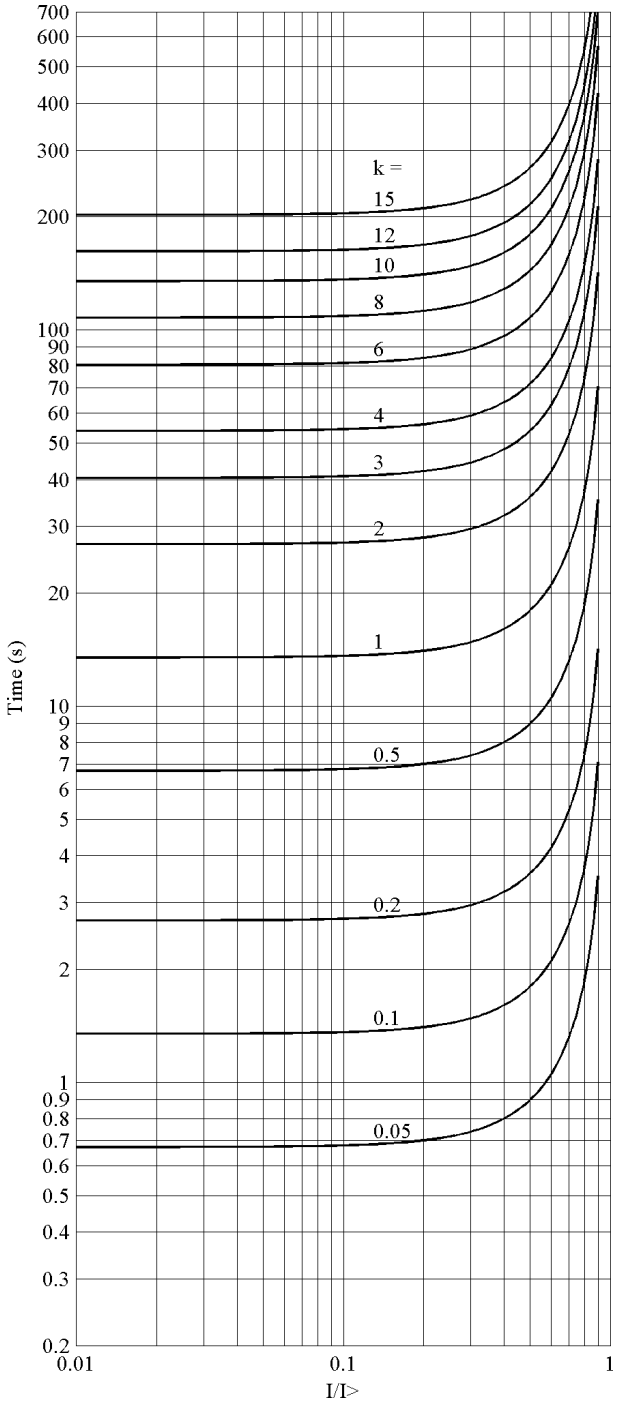


Figure 606: Caractéristiques de temps de réinitialisation inverse important de longue durée ANSI

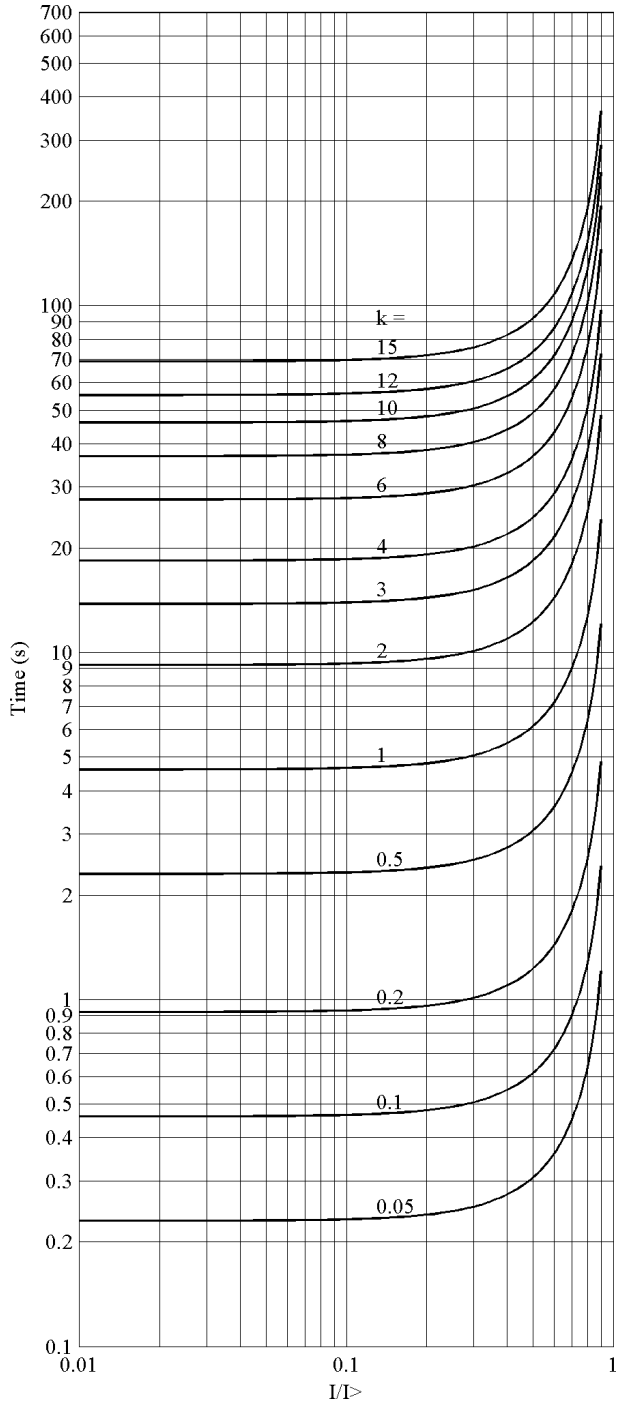


Figure 607: Caractéristiques de temps de réinitialisation inverse de longue durée ANSI

La réinitialisation de temps inverse retardé n'est pas disponible pour les courbes de temps inverse de type CEI.

Réinitialisation inverse retardée programmable par l'utilisateur

L'utilisateur peut définir les caractéristiques de temps de réinitialisation inverse retardée avec la formule suivante, en utilisant le paramètre *Curve parameter D* (Paramètre de courbe D) établi.

$$t[s] = \left(\frac{D}{\left(\frac{I}{I>} \right)^2 - 1} \right) \cdot k$$

(Équation 199)

t[s] Temps de réinitialisation (en secondes)
k valeur *Time multiplier* définie
D régler *Curve parameter D* (Paramètre de courbe D)
I Courant mesuré
I> régler *Start value* (Seuil de démarrage)

11.2.3 Gel du temporisateur inverse

Lorsque l'entrée BLOCK est active, la valeur interne du compteur de temps est bloquée à la valeur à laquelle elle se trouvait juste avant le blocage. Le blocage de la valeur du compteur est sélectionné lorsque l'utilisateur ne souhaite pas que la valeur de compteur continue d'augmenter ou soit réinitialisée. Cela peut être le cas, par exemple, lorsque la fonction de temps inverse d'un relais de protection doit être bloquée pour permettre le fonctionnement à temps constant d'un autre relais de protection pour des raisons de sélectivité, en particulier si différentes techniques de relais (relais anciens et modernes) sont utilisées.

Le mode de blocage sélectionné est « Freeze timer » (Gel du temporisateur).

L'activation de l'entrée BLOCK rallonge également la valeur de retard minimum du temporisateur.

L'activation de l'entrée BLOCK seule n'affecte pas le fonctionnement de la sortie START. Cette fonction demeure active lorsque le courant dépasse la valeur de *Start value* (Seuil de démarrage) établie et est inactive lorsque le courant passe sous la valeur de *Start value* (Seuil de démarrage) définie et que le temps *Reset delay time* (Temporisation de réinitialisation) s'est écoulé.

11.3 Caractéristiques IDMT basées sur la tension

11.3.1 Courbes IDMT pour la protection contre les surtensions

Dans les modes à temps inverse, le temps de fonctionnement dépend de la valeur de la tension à ce moment précis ; plus la tension est élevée, plus le temps de fonctionnement est rapide. Le calcul ou l'intégration du temps de fonctionnement commence immédiatement lorsque la tension dépasse la valeur de *Start value* (Seuil de démarrage) définie et que la sortie `START` est activée.

La sortie `OPERATE` du composant est activée lorsque la somme cumulée de l'intégrateur calculant la situation de surtension dépasse la valeur fixée par le mode à temps inverse. La valeur définie dépend du type de courbe sélectionné et des valeurs de paramètre utilisées. L'utilisateur détermine la mise à l'échelle de la courbe avec le réglage *Time multiplier* (Multiplicateur de temps).

Le paramètre *Minimum operate time* (Temps min. de fonctionnement) définit le temps de fonctionnement minimum pour le mode IDMT, c'est-à-dire qu'il est possible de limiter le temps de fonctionnement basé sur l'IDMT pour qu'il ne devienne pas trop court. Par exemple :

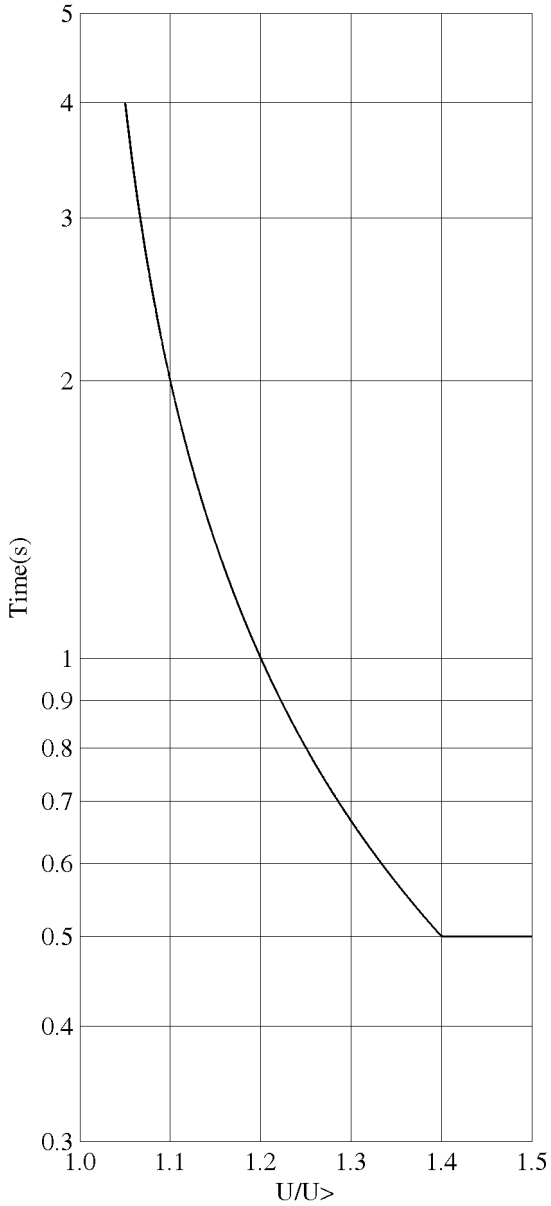


Figure 608: Courbe de temps de fonctionnement basée sur la caractéristique IDMT avec le paramètre Minimum operate time (Temps min. de fonctionnement) = 0,5 seconde

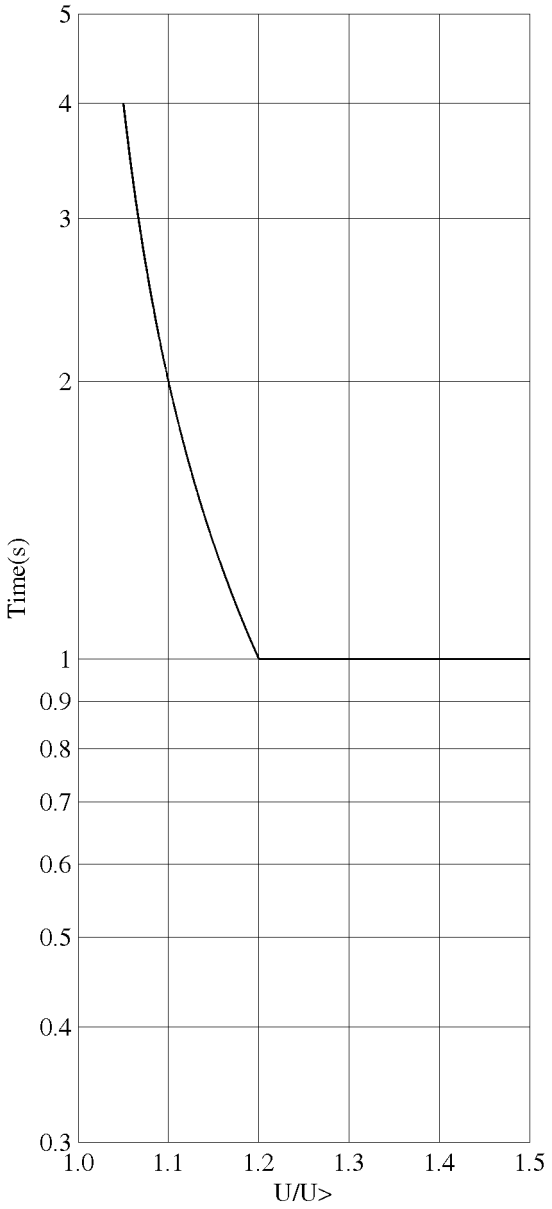


Figure 609: Courbe de temps de fonctionnement basée sur la caractéristique IDMT avec le paramètre Minimum operate time (Temps min. de fonctionnement) = 1 seconde

11.3.1.1 Caractéristiques de temps inverse standard pour la protection contre les surtensions

Les temps de fonctionnement pour les courbes IDMT de surtension standard sont définis à l'aide des coefficients A, B, C, D et E.

Le temps de fonctionnement inverse peut être calculé à l'aide de la formule :

$$t\left[s\right] = \frac{k \cdot A}{\left(B \times \frac{U - U>}{U>} - C\right)^{E}} + D$$

(Équation 200)

t [s] temps de fonctionnement en secondes

U tension mesurée

U> la valeur définie du paramètre *Start value* (Valeur démarrage)

k la valeur définie du paramètre *Time multiplier*

Tableau 1060: Coefficients de courbe pour les courbes IDMT de surtension standard

Nom de la courbe	A	B	C	D	E
(17) Courbe inverse A	1	1	0	0	1
(18) Courbe inverse B	480	32	0,5	0,035	2
(19) Courbe inverse C	480	32	0,5	0,035	3

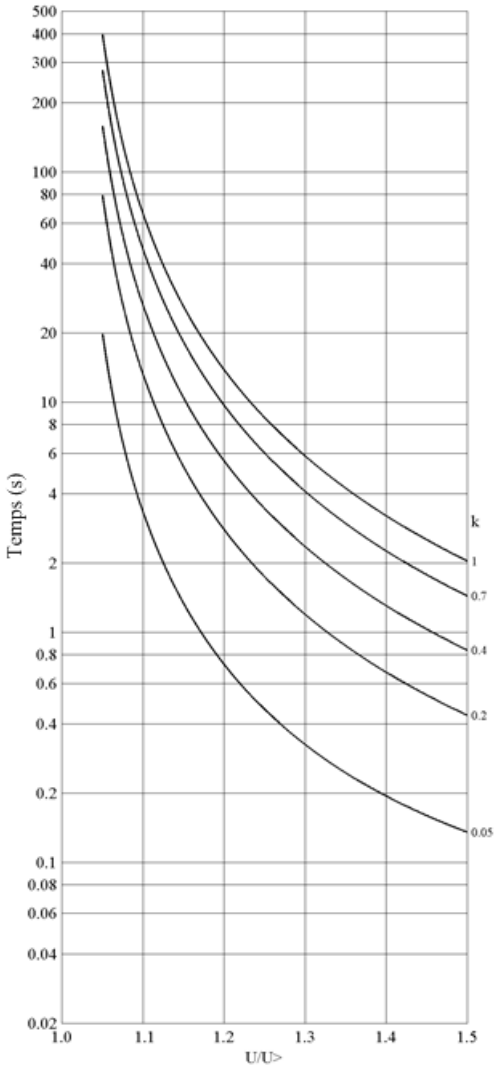


Figure 610: Caractéristique de courbe inverse A de la protection contre les surtensions

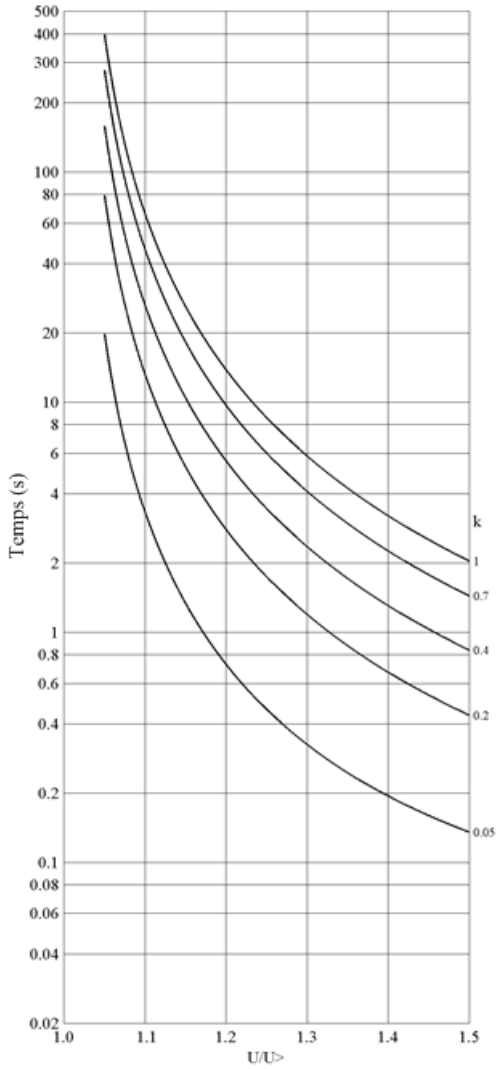


Figure 611: Caractéristique de courbe inverse B de la protection contre les surtensions

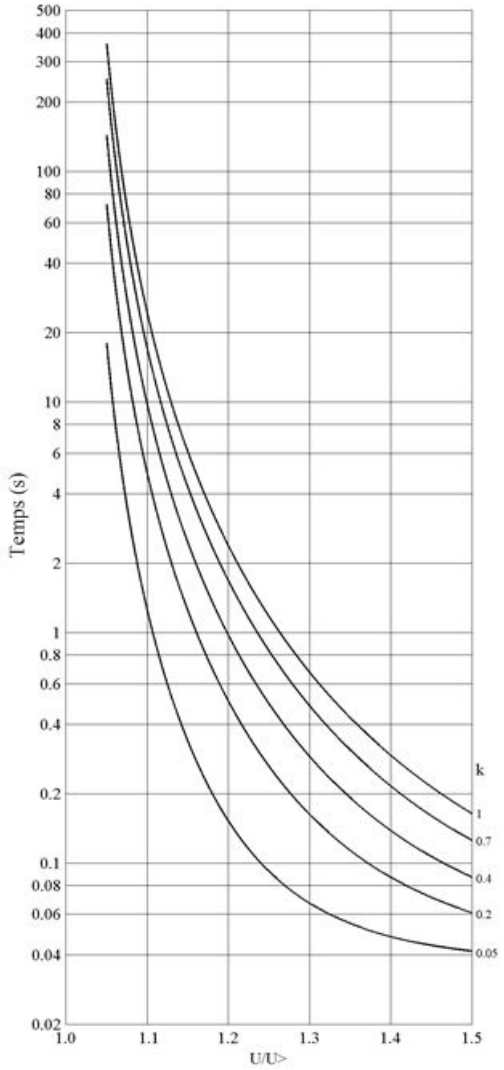


Figure 612: Caractéristique de courbe inverse C de la protection contre les surtensions

11.3.1.2 Caractéristiques de temps inverse programmables par l'utilisateur pour la protection contre les surtensions

L'utilisateur peut définir les courbes en saisissant les paramètres à l'aide de la formule standard :

$$t\left[s\right] = \frac{k \cdot A}{\left(B \times \frac{U - U>}{U>} - C\right)^{E}} + D$$

(Équation 201)

t[s] temps de fonctionnement en secondes

A la valeur définie de *Curve parameter A* (Paramètre de courbe A)

B la valeur définie de *Curve parameter B* (Paramètre de courbe B)

C la valeur définie de *Curve parameter C* (Paramètre de courbe C)

D la valeur définie de *Curve parameter D* (Paramètre de courbe D)

E la valeur définie de *Curve parameter E* (Paramètre de courbe E)

U tension mesurée

U> la valeur définie du paramètre *Start value* (Valeur démarrage)

k la valeur définie du paramètre *Time multiplier*

11.3.1.3 Courbes IDMT pour la protection contre les surtensions

Pour le mode de fonctionnement IDMT à maximum de tension, l'intégration du temps de fonctionnement ne commence que lorsque la tension dépasse la valeur du paramètre *Start value*. Pour faire face aux caractéristiques de discontinuité de la courbe, un paramètre spécifique pour saturer l'équation à une valeur fixe est créé. Le paramètre est *Curve Sat Relative* et il est donné en pourcentage par rapport à la *Start value*. Par exemple, en raison de l'équation de la courbe B et C, la sortie de l'équation des caractéristiques est saturée de telle sorte que lorsque les tensions d'entrée sont dans la plage de la *Start value* à la *Curve Sat Relative* en pourcentage par rapport à la *Start value*, l'équation utilise la *Start value* * (1,0 + *Curve Sat Relative* / 100) pour la tension mesurée. Bien que la courbe A ne présente pas de discontinuités lorsque le rapport U/U> dépasse l'unité, la *Curve Sat Relative* est également définie pour elle. Le réglage *Relative de la courbe saturée* pour les courbes A, B et C est de 2,0 %. Cependant, il faut noter que l'utilisateur doit calculer soigneusement les caractéristiques de la courbe en termes de discontinuités lorsque l'équation de courbe programmable est utilisée. Ainsi, le paramètre *Curve Sat Relative* donne un autre degré de liberté pour déplacer la courbe inverse sur l'axe du rapport de tension et il fixe effectivement le temps de fonctionnement maximum pour la courbe IDMT car pour les valeurs du rapport de tension affectées par ce paramètre, le temps de fonctionnement est fixe, c'est-à-dire qu'il s'agit du temps défini en fonction des paramètres mais plus en fonction de la tension.

11.3.2 Courbes IDMT pour la protection contre les sous-tensions

Dans les modes à temps inverse, le temps de fonctionnement dépend de la valeur de la tension à ce moment précis ; plus la tension est faible, plus le temps de fonctionnement est rapide. Le calcul ou l'intégration du temps de fonctionnement commence immédiatement lorsque la tension chute en dessous de la valeur définie de *Start value* et que la sortie `START` est activée.

La sortie OPERATE du composant est activée lorsque la somme cumulée de l'intégrateur calculant la situation de sous-tension dépasse la valeur fixée par le mode à temps inverse. La valeur définie dépend du type de courbe sélectionné et des valeurs de paramètre utilisées. L'utilisateur détermine la mise à l'échelle de la courbe avec le réglage *Time multiplier* (Multiplicateur de temps).

Le paramètre *Minimum operate time* (Temps min de fonctionnement) définit le temps de fonctionnement minimal possible pour le mode IDMT. Pour définir une valeur pour ce paramètre, l'utilisateur doit examiner minutieusement la courbe IDMT concernée.

11.3.2.1 Caractéristiques de temps inverse standard pour la protection contre les sous-tensions

Les temps de fonctionnement pour les courbes IDMT de sous-tension standard sont définis à l'aide des coefficients A, B, C, D et E.

Le temps de fonctionnement inverse peut être calculé à l'aide de la formule :

$$t\left[s\right] = \frac{k \cdot A}{\left(B \times \frac{U < -U}{U <} - C\right)^{E}} + D$$

(Équation 202)

t [s] temps de fonctionnement en secondes

U tension mesurée

U< la valeur définie du paramètre *Start value* (Valeur démarrage)

k la valeur définie du paramètre *Time multiplier* (Facteur multiplicateur de temps)

Tableau 1061: Coefficients de courbe pour les courbes IDMT de sous-tension standard

Nom de la courbe	A	B	C	D	E
(21) Courbe inverse A	1	1	0	0	1
(22) Courbe inverse B	480	32	0,5	0,055	2

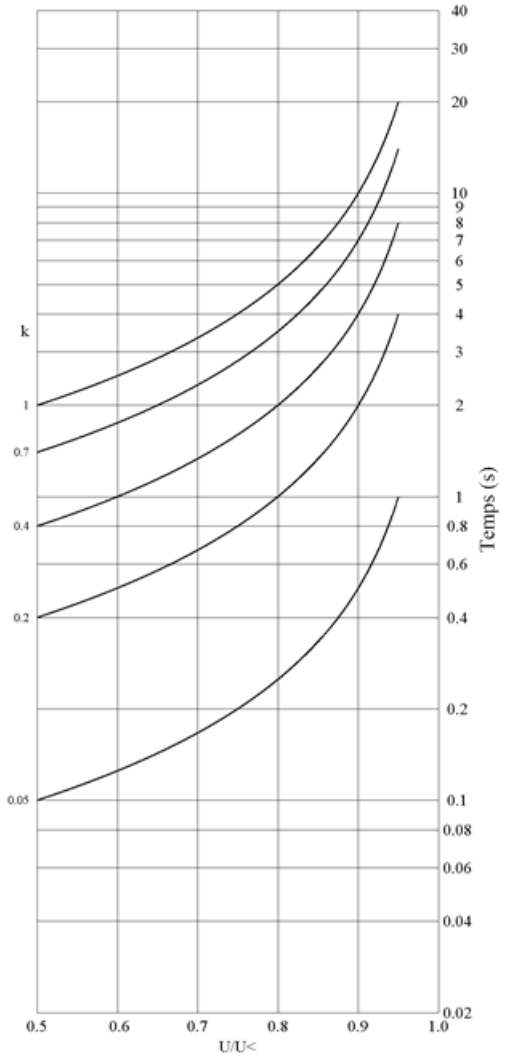


Figure 613: : Caractéristique de courbe inverse A de la protection contre les sous-tensions

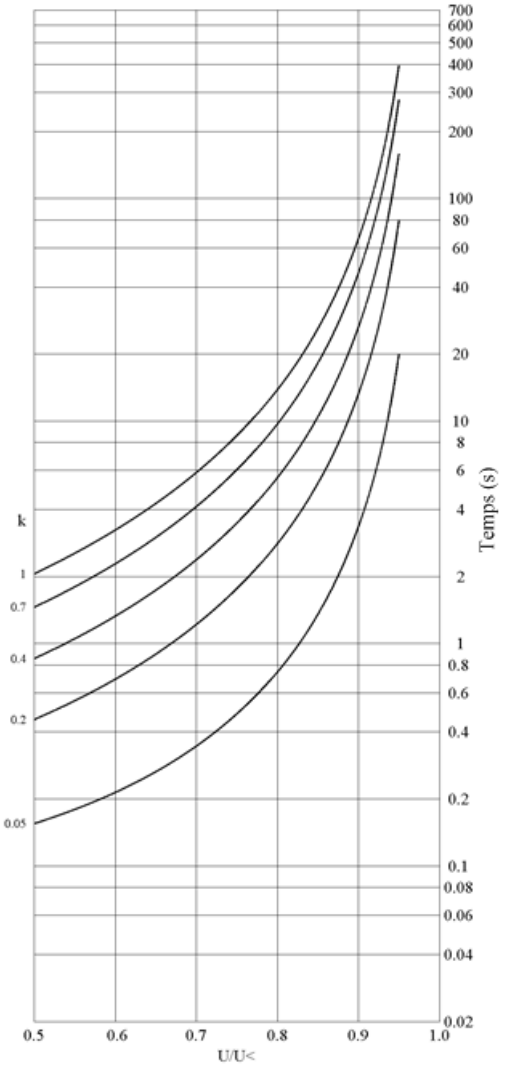


Figure 614: Caractéristique de courbe inverse B de la protection contre les sous-tensions

11.3.2.2 Caractéristiques de temps inverse programmables par l'utilisateur pour la protection contre les sous-tensions

L'utilisateur peut définir les courbes en saisissant les paramètres dans la formule standard :

$$t\left[s\right] = \frac{k \cdot A}{\left(B \times \frac{U < -U}{U <} - C\right)^{E}} + D$$

(Équation 203)

t[s] temps de fonctionnement en secondes

A la valeur définie de *Curve parameter A* (Paramètre de courbe A)

B la valeur définie de *Curve parameter B* (Paramètre de courbe B)

C la valeur définie de *Curve parameter C* (Paramètre de courbe C)

D la valeur définie de *Curve parameter D* (Paramètre de courbe D)

E la valeur définie de *Curve parameter E* (Paramètre de courbe E)

U tension mesurée

U< la valeur définie du paramètre *Start value* (Valeur démarrage)

k la valeur définie du paramètre *Time multiplier*

11.3.2.3 Saturation de la protection contre les sous-tensions pour la courbe IDMT

Pour le mode de fonctionnement IDMT en sous-tension, l'intégration du temps de fonctionnement ne commence que lorsque la tension passe en-dessous du paramètre *Start value* (Seuil de démarrage). Pour faire face aux caractéristiques de discontinuité de la courbe, un paramètre spécifique pour saturer l'équation à une valeur fixe est créé. Le paramètre *Curve Sat Relative* (Courbe sat. relative) est réglé et est indiqué en pourcentage par rapport à la valeur *Start value* (Seuil de démarrage). Par exemple, en raison de l'équation de la courbe B, la sortie de l'équation des caractéristiques est saturée de telle sorte que lorsque les tensions d'entrée sont dans la plage de la *Start value* (Seuil de démarrage) à la *Curve Sat Relative* (Courbe sat. relative) en pourcentage sous *Start value* (Seuil de démarrage), l'équation utilise *Start value* (Seuil de démarrage) * (1,0 - *Curve Sat Relative* (Courbe sat. relative) / 100) pour la tension mesurée. Bien que la courbe A ne présente pas de discontinuités lorsque le rapport U/U> dépasse l'unité, la *Curve Sat Relative* (Courbe sat. relative) est également définie pour cette courbe. Le réglage *Curve Sat Relative* (Courbe sat. relative) pour les courbes A, B et C est de 2,0 %. Cependant, il faut noter que l'utilisateur doit également calculer soigneusement les caractéristiques de la courbe en termes de discontinuités lorsque l'équation de courbe programmable est utilisée. Ainsi, le réglage *Curve Sat Relative* (Courbe sat. relative) donne un autre degré de liberté pour déplacer la courbe inverse sur l'axe du rapport de tension et il fixe effectivement le temps de fonctionnement maximum pour la courbe IDMT car pour les valeurs du rapport de tension affectées par ce réglage, le temps de fonctionnement est fixe, c'est-à-dire le temps défini, en fonction des paramètres mais plus en fonction de la tension.

11.4 Mesure de fréquence et protection

Tous les blocs fonctionnels utilisant la grandeur de fréquence comme signal d'entrée partagent les fonctionnalités communes se rapportant à l'algorithme de mesure de la fréquence. L'estimation de fréquence se fait à partir d'une phase (tension phase-phase ou tension de phase) ou à partir de la séquence de phase positive (PPS). Les groupes de tension avec des entrées triphasées utilisent PPS comme source. La plage de mesure de fréquence est 0,6...1,5 × F_n. La plage de mesure df/dt commence toujours à 0,6 × F_n. Lorsque la fréquence dépasse ces limites, on la considère comme hors de la plage et une valeur minimum ou maximum est utilisée comme valeur mesurée, respectivement avec l'information de qualité appropriée. L'estimation de fréquence nécessite 160 ms pour se stabiliser après un mauvais signal de qualité. C'est pourquoi un retard de 160 ms est ajouté à la transition à cause de la mauvaise qualité. La mauvaise qualité du signal peut être due à des restrictions telles que :

- La tension source est inférieure à 0,02 × U_n à F_n.
- La forme d'onde de la tension source est discontinue.
- Le taux de changement de la fréquence de la tension source dépasse 15 Hz/s (y compris les changements de fréquence par pas).

Lorsque la qualité du signal est mauvaise, la valeur de fréquence nominale ou zéro (en fonction du paramètre *Def frequency Sel* (Déf. sél. fréquence)) est affichée avec les informations de qualité appropriées dans l'affichage de mesure. Les fonctions de protection de fréquence sont bloquées lorsque la qualité est mauvaise et les temporisateurs et les sorties de fonction sont réinitialisés. Lorsque la fréquence se trouve hors de la plage de paramétrage du bloc fonctionnel, mais dans la plage de mesure, les blocs de protection sont actifs. Cependant, les sorties `OPERATE` sont bloquées jusqu'à ce que la fréquence revienne dans une plage valide.

11.5 Modes de mesure

Dans de nombreux blocs fonctionnels dépendants du courant ou de la tension, il existe différentes possibilités pour les principes de mesure.

- RMS (Valeur efficace)
- DFT, qui est une composante fondamentale du signal calculée numériquement
- Crête à crête
- Crête à crête avec sauvegarde de crête

Par conséquent, le mode de mesure peut être sélectionné selon l'application.

Dans des cas extrêmes, par exemple avec un maximum de courant ou un résidu harmonique élevés, les modes de mesure fonctionnent de manière légèrement différente. La précision de fonctionnement est définie sur la plage de fréquence f/fn=0,95...1,05. Dans les modes de mesure crête à crête et RMS, les harmoniques des

courants de phase ne sont pas supprimés, tandis que dans la mesure de la fréquence fondamentale la suppression des harmoniques est au moins de -50 dB pour la plage de fréquence f = n x fn, où n = 2, 3, 4, 5...

RMS

Le principe de mesure RMS est sélectionné en entrant la valeur "RMS" pour le réglage *Measurement mode* (Mode de mesure). La RMS (valeur efficace) se compose des composantes CA et CC. La composante CA est la valeur moyenne efficace des valeurs de crête positives et négatives. La méthode RMS est utilisée dans les applications pour lesquelles l'effet de la composante CC doit être pris en compte.

La RMS est calculée à l'aide de la formule :

$$I_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} I_i^2}$$

(Équation 204)

n le nombre d'échantillons dans un cycle de calcul

I_i la valeur échantillonnée du courant

DFT

Le principe de mesure DFT est sélectionné en entrant la valeur "DFT" pour le réglage *Measurement mode* (Mode de mesure). En mode DFT, la composante de fréquence fondamentale du signal mesuré est calculée numériquement à partir des échantillons. Dans certaines applications, il peut par exemple être difficile d'obtenir des réglages suffisamment sensibles et un fonctionnement précis du seuil bas, ce qui peut être dû à une quantité importante d'harmoniques pour les courants du côté primaire. Dans ce cas, le fonctionnement peut être basé uniquement sur la composante de fréquence fondamentale du courant. En outre, le mode DFT a des exigences de TC légèrement supérieures par rapport au mode crête à crête, s'il est utilisé avec des seuils hauts et instantanés.

Crête à crête

Le principe de mesure crête à crête est sélectionné en entrant la valeur "Peak-to-Peak" pour le réglage *Measurement mode* (Mode de mesure). C'est le mode de mesure le plus rapide, dans lequel la grandeur mesurée est obtenue en calculant la moyenne des valeurs de crête positives et négatives. La composante CC n'est pas prise en compte. Le temps de retard est court. L'amortissement des harmoniques est assez bas et déterminé en pratique par les caractéristiques du filtre anti-repliement de spectre des entrées du relais de protection. Par conséquent, ce mode est généralement utilisé conjointement aux seuils hauts et instantanés, où la suppression des harmoniques n'est pas très importante. En outre, le mode crête à crête permet une saturation importante du TC sans compromission de l'efficacité de fonctionnement.

Crête à crête avec sauvegarde de crête

Le principe de mesure crête à crête avec sauvegarde de crête est sélectionné en entrant la valeur "P-to-P+backup" pour le réglage *Measurement mode* (Mode de mesure). Il est similaire au mode crête à crête, à ceci près qu'il a été amélioré avec la sauvegarde de crête. Dans le mode crête à crête avec sauvegarde de crête, la fonction démarre avec deux conditions : la valeur crête à crête est au-dessus du courant de démarrage défini ou la valeur de crête est supérieure à deux fois la valeur de *Start value* (Seuil de démarrage) définie. La sauvegarde de crête est activée uniquement lorsque la fonction est utilisée en mode DT avec seuils hauts et instantanés pour un fonctionnement plus rapide.

11.6 Mesures calculées

Courant et tension résiduels calculés

Le courant résiduel est calculé à partir des courants de phase selon l'équation :

$$\overline{Io} = -(\bar{I}_A + \bar{I}_B + \bar{I}_C)$$

(Équation 205)

La tension résiduelle est calculée à partir des tensions phase-terre lorsque « Wye » (En étoile) est sélectionné pour la connexion TT avec l'équation :

$$\overline{Uo} = (\overline{U}_A + \overline{U}_B + \overline{U}_C)/3$$

(Équation 206)

Composantes directes

Les composantes de courant à séquence de phases sont calculées à partir des courants de phase selon :

$$\bar{I}_0 = (\bar{I}_A + \bar{I}_B + \bar{I}_C)/3$$

(Équation 207)

$$\bar{I}_1 = (\bar{I}_A + a \cdot \bar{I}_B + a^2 \cdot \bar{I}_C)/3$$

(Équation 208)

$$\bar{I}_2 = (\bar{I}_A + a^2 \cdot \bar{I}_B + a \cdot \bar{I}_C)/3$$

(Équation 209)

Les composantes de tension à séquence de phases sont calculées à partir des tensions phase-terre lorsque « Wye » (En étoile) est sélectionné pour *VT connection* (Connexion TT) avec les équations :

$$\overline{U}_0 = (\overline{U}_A + \overline{U}_B + \overline{U}_C)/3$$

(Équation 210)

$$\overline{U}_1 = (\overline{U}_A + a \cdot \overline{U}_B + a^2 \cdot \overline{U}_C)/3$$

(Équation 211)

$$\overline{U}_2 = (\overline{U}_A + a^2 \cdot \overline{U}_B + a \cdot \overline{U}_C)/3$$

(Équation 212)

Lorsque « Delta » est sélectionné pour *VT connection* (Connexion TT), les composantes de tension inverse et directe sont calculées à partir des tensions phase-phase selon les équations :

$$\overline{U}_1 = (\overline{U}_{AB} - a^2 \cdot \overline{U}_{BC})/3$$

(Équation 213)

$$\overline{U}_2 = (\overline{U}_{AB} - a \cdot \overline{U}_{BC})/3$$

(Équation 214)

Les tensions phase-terre sont calculées à partir des tensions phase-phase lorsque « Delta » est sélectionné pour *VT connection* (Connexion TT) selon les équations.

$$\overline{U}_A = \overline{U}_0 + \left(\overline{U}_{AB} - \overline{U}_{CA}\right)/3$$

(Équation 215)

$$\overline{U}_B = \overline{U}_0 + \left(\overline{U}_{BC} - \overline{U}_{AB}\right)/3$$

(Équation 216)

$$\overline{U}_C = \overline{U}_0 + \left(\overline{U}_{CA} - \overline{U}_{BC}\right)/3$$

(Équation 217)

Si le canal $\overline{U}_0$ n'est pas valide, on suppose qu'il est à zéro.

Les tensions phase-phase sont calculées à partir des tensions phase-terre lorsque « Wye » (En étoile) est sélectionné pour *VT connection* (Connexion TT) selon les équations.

$$\overline{U}_{AB} = \overline{U}_A - \overline{U}_B$$

(Équation 218)

$$\overline{U}_{BC} = \overline{U}_B - \overline{U}_C$$

(Équation 219)

$$\overline{U}_{CA} = \overline{U}_C - \overline{U}_A$$

(Équation 220)

Section 12 Exigences pour les transformateurs de mesure

12.1 Transformateurs de courant

12.1.1 Exigences relatives aux transformateurs de courant pour la protection à maximum de courant

Pour un fonctionnement fiable et correct de la protection à maximum de courant, le TT doit être choisi avec soin. La distorsion du courant secondaire d'un TT saturé peut mettre en danger le fonctionnement, la sélectivité et la coordination de la protection. En revanche, lorsque le TT est correctement choisi, on peut bénéficier d'une protection fiable et rapide contre les courts-circuits.

La sélection d'un TT dépend non seulement des spécifications du TT, mais également de la magnitude de courant de défaut du réseau, des objectifs de protection poursuivis et de la charge réelle du TT. Les réglages de protection du relais de protection doivent être définis conformément aux performances du TT ainsi qu'à d'autres facteurs.

12.1.1.1 Classe de précision et facteur de limite de précision du transformateur de courant

Le facteur de limite de précision assigné (F_n) est le rapport entre le courant primaire de limite de précision assigné et le courant primaire nominal. Par exemple, un transformateur de courant protecteur du type 5P10 a une classe de précision de 5P et un facteur de limite de précision de 10. Pour les transformateurs de courant protecteurs, la classe de précision est désignée par la plus haute erreur composite de pourcentage autorisée au courant primaire de limite de précision assigné requis pour la classe de précision concernée, suivie par la lettre « P » (protection).

Tableau 1062: Limites des erreurs conformément à la norme CEI 60044-1 pour les transformateurs de courant protecteurs

Classe de précision	Erreur de courant au courant primaire nominal (%)	Déplacement de phase au courant primaire nominal		Erreur composite au courant primaire de limite de précision nominal (%)
		minutes	centiradians	
5P	±1	±60	±1,8	5
10P	±3	-	-	10

Les classes de précision 5P et 10P sont appropriées pour la protection non directionnelle à maximum de courant. La classe 5P fournit une meilleure précision. Cela doit également être noté s'il y a des exigences de précision pour les fonctions de mesure (mesure du courant, mesure de la puissance électrique, etc.) du relais de protection.

Le courant limite primaire de précision de TC décrit la plus haute magnitude de courant de défaut à laquelle le TC est conforme à la précision spécifiée. Au delà de ce niveau, le courant secondaire du TC est déformé et cela peut avoir des effets graves sur les performances du relais de protection.

Dans la pratique, le facteur de limite de précision réel (F_a) diffère du facteur de limite de précision nominal (F_n) et est proportionnel au rapport entre la charge nominale du TC et la charge réelle du TC.

Le facteur de limite de précision réel est calculé à l'aide de la formule suivante :

$$F_a \approx F_n \times \frac{|S_{in} + S_n|}{|S_{in} + S|}$$

F_n	le facteur de limite de précision avec la charge externe nominale S_n
S_{in}	la charge secondaire interne du TC
S	la charge externe réelle

12.1.1.2 Protection non directionnelle à maximum de courant

La sélection des transformateurs de courant

La protection à maximum de courant non directionnelle ne pose pas d'exigences élevées quant à la classe de précision ou au facteur limite de précision réel (F_a) des TC. Il est cependant recommandé de choisir un TC avec un F_a d'au moins 20.

Le courant primaire nominal I_{1n} doit être choisi de manière à ce que la résistance thermique et dynamique de l'entrée de mesure du courant du relais de protection ne soit pas dépassée. Cette condition est toujours remplie lorsque

$I_{1n} > I_{kmax} / 100$,

I_{kmax} est le courant de défaut le plus élevé.

La saturation du TC protège le circuit de mesure et l'entrée de courant du relais de protection. C'est pourquoi, dans la pratique, on peut utiliser un courant primaire nominal plus faible que celui donné par la formule.

Réglages recommandés du courant de démarrage

Si I_{kmin} est le courant primaire le plus faible auquel le seuil de surintensité réglé le plus élevé doit fonctionner, le courant de démarrage doit être réglé à l'aide de la formule :

Current start value < 0.7 × (I_{kmin} / I_{1n})

I_{1n} courant primaire nominal du TC.

Le facteur 0,7 tient compte de l'imprécision du relais de protection, des erreurs du transformateur de courant et des imperfections des calculs de court-circuit.

La performance adéquate du TC doit être vérifiée lors de la définition du réglage de la protection à maximum de courant de seuil haut. Le retard de fonctionnement causé par la saturation du TC est généralement assez faible lorsque le réglage de la protection à maximum de courant est sensiblement inférieur à F_a.

Lors de la définition des valeurs de réglage des seuils bas, il n'est pas nécessaire de tenir compte de la saturation du TC et le réglage du courant de démarrage est simplement conforme à la formule.

Retard de fonctionnement causé par la saturation des transformateurs de courant

La saturation du TC peut provoquer un fonctionnement retardé du relais de protection. Pour garantir la sélectivité temporelle, il faut tenir compte du retard lors du réglage des temps de fonctionnement des relais de protection successifs.

En mode de fonctionnement à temps défini, la saturation du TC peut provoquer un retard aussi long que la constante de temps de la composante continue du courant de défaut, lorsque le courant n'est que légèrement supérieur au courant de démarrage. Cela dépend du facteur limite de précision du TC, du flux de rémanence du noyau du TC et du réglage du temps de fonctionnement.

En mode de fonctionnement à temps inverse, le retard doit toujours être considéré comme étant aussi long que la constante de temps de la composante continue.

En mode de fonctionnement à temps inverse et lorsque les étages supérieurs ne sont pas utilisés, la composante alternative du courant de défaut ne doit pas saturer le TC moins de 20 fois le courant de démarrage. Dans le cas contraire, le temps de fonctionnement inverse peut être encore prolongé. Par conséquent, le facteur limite de précision F_a doit être choisi à l'aide de la formule :

F_a > 20 × *Current start value* / I_{1n}

Current start value est le réglage du courant de démarrage primaire du relais de protection.

12.1.1.3 Exemple de protection non directionnelle à maximum de courant

La figure suivante décrit une ligne d'alimentation de tension moyenne type. La protection est mise en œuvre comme protection non directionnelle à maximum de courant à temps constant à trois seuils.

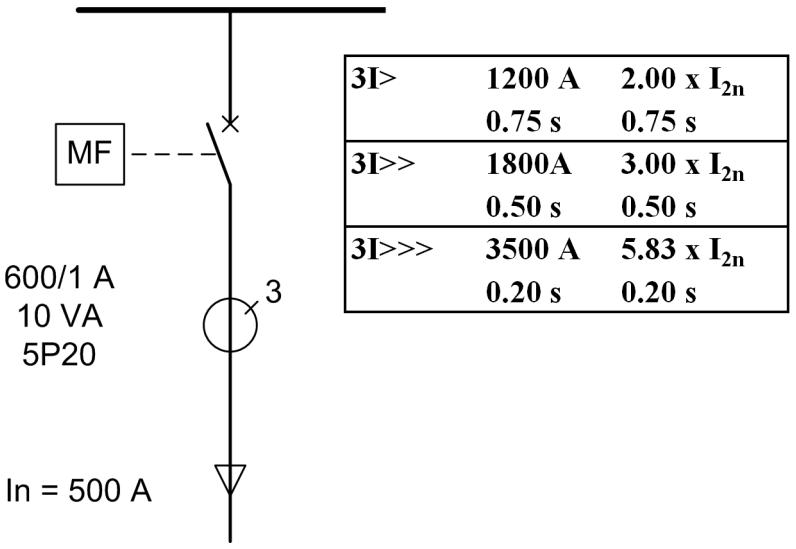


Figure 615: Exemple de protection à maximum de courant à trois seuils

Le courant de défaut triphasé maximum est de 41,7 kA et le courant de court-circuit triphasé minimum est de 22,8 kA. Le facteur de limite de précision réel du TC est calculé comme étant de 59.

Le paramètre de courant de démarrage pour le seuil bas de réglage (3I>) est sélectionné pour atteindre environ deux fois le courant nominal du câble. Le temps de fonctionnement est sélectionné afin de pouvoir être sélectionné avec le relais de protection suivant (non visible dans la figure 615). Les réglages pour le seuil haut de réglage et le seuil instantané sont définis également, afin qu'une gradation soit assurée avec la protection en aval. De plus, les réglages de courant de démarrage doivent être définis afin que le relais de protection fonctionne avec le courant de défaut minimum et qu'il ne fonctionne pas avec le courant de charge maximum. Les réglages pour les trois seuils correspondent à ceux indiqués dans la figure 615.

Pour le point de vue de l'application, le paramètre adapté pour le seuil instantané (I>>>) dans cet exemple est 3 500 A (5,83 × I_{2n}). I_{2n} est le multiple de 1,2 avec le courant primaire nominal du TC. Pour le point de vue des caractéristiques du TC, les critères donnés par la formule de sélection du transformateur de courant sont remplis et le paramètre du relais de protection est fortement inférieur à F_a. Dans cette application, la charge nominale du TC peut avoir été sélectionnée à un niveau beaucoup plus bas que 10 VA pour des raisons économiques.

Section 13 Connexions physiques DEI

13.1 Numérotation des emplacements des modules

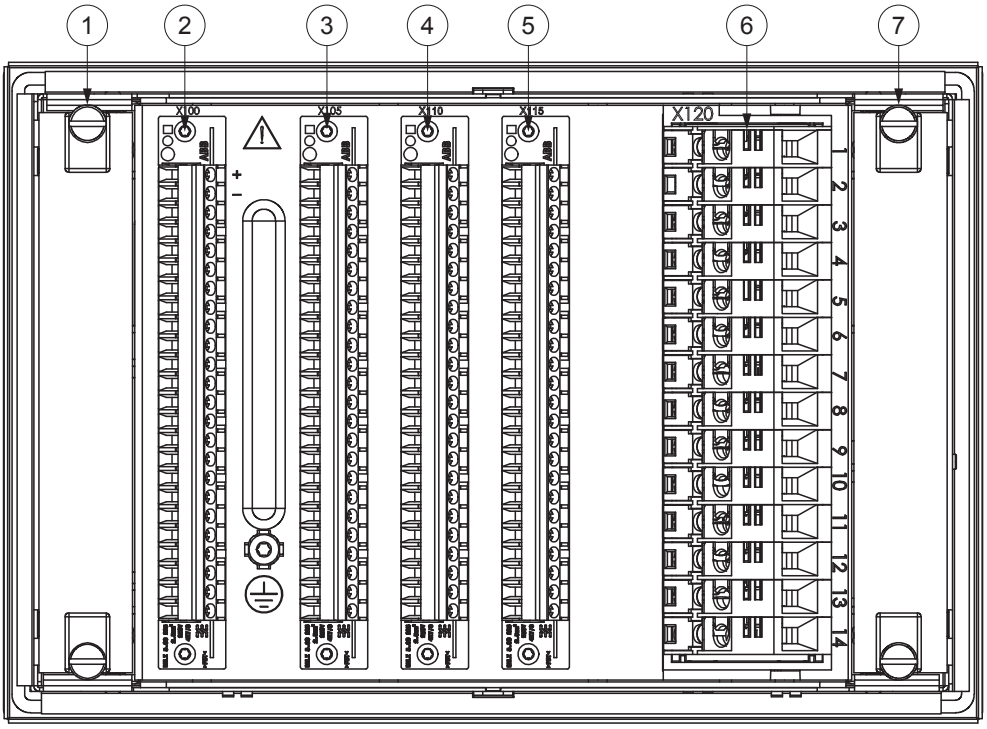


Figure 616: Numérotation des emplacements des modules

1 X000
2 X100
3 X105
4 X110
5 X115
6 X120
7 X130

13.2 Connexions de protection PE

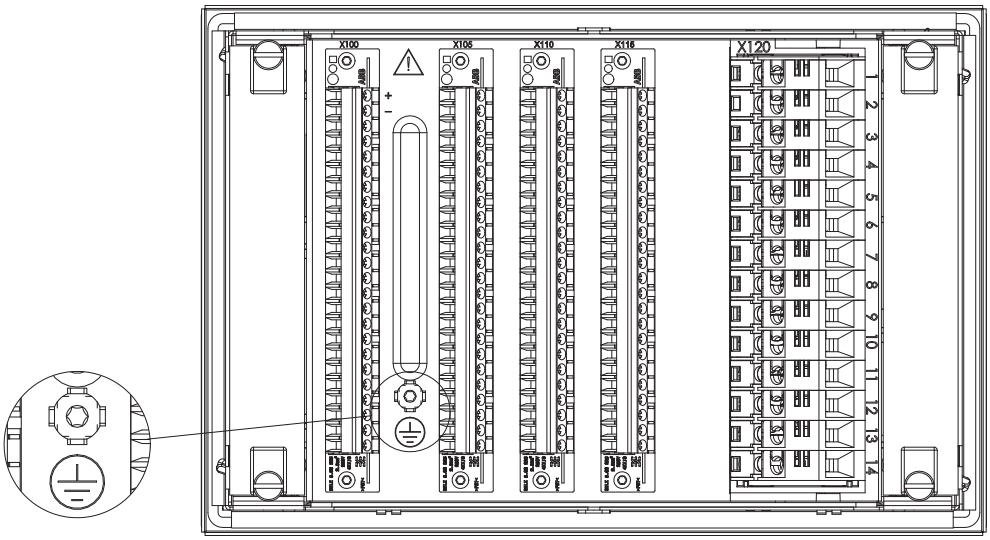


Figure 617: La vis de protection PE est située entre les connecteurs X100 et X105

Le fil de protection PE doit être d'une section d'au moins 6,0 mm^2 et être aussi court que possible.

13.3 Connexions binaires et analogiques

Toutes les connexions binaires et analogiques sont décrites dans les manuels d'applications spécifiques au produit.

13.4 Connexions de communication

La connexion de communication en face avant est un connecteur de type RJ-45 utilisé principalement pour la configuration et le paramétrage.

- Connexion Ethernet RJ-45 galvanique
- Connexion Ethernet à fibre optique LC
- Connexion série de type ST en fibre de verre
- Connexion série EIA-485
- Connexion série EIA-232

Ne touchez jamais la surface d'extrémité d'un connecteur à fibre optique.

Installez toujours des capuchons antipoussière sur les connecteurs à fibre optique qui ne sont pas branchés.

En cas de contamination, nettoyez les connecteurs à fibre optique avec des produits de nettoyage pour fibre optique exclusivement.

13.4.1 Connexion avant Ethernet RJ-45

Le relais de protection est fourni avec un connecteur RJ-45 sur l'IHML. Ce connecteur est présent à des fins de configuration et de paramétrage. L'interface côté PC doit être configurée de façon à obtenir l'adresse IP automatiquement. Un serveur DHCP est contenu à l'intérieur du relais de protection pour l'interface avant uniquement.

Les événements et les valeurs de réglage ainsi que toutes les données d'entrée comme les valeurs mémorisées et les enregistrements de perturbations peuvent être lus via le port de communication avant.

Un seul des clients possibles à la fois peut être utilisé pour le paramétrage.

- PCM600
- IHML
- IHMW

L'adresse IP par défaut du relais de protection par ce port est 192.168.0.254.

Le port avant prend en charge le protocole TCP/IP. Un câble simulateur de modem standard Ethernet CAT 5 est utilisé avec le port avant.

La vitesse d'interface du connecteur avant est limitée à 10 Mbps.

13.4.2 Connexions arrière d'Ethernet

Le module de communication de bus de poste Ethernet est doté de raccordements RJ-45 galvanisés ou de raccordements de type LC multimode, en fonction du type de produit et de l'option d'interface de communication sélectionnée. Un câble à paire torsadée blindé CAT 5e est utilisé avec le connecteur RJ-45 et un câble multimode optique (≤2 km) avec le connecteur de type LC.

De plus, les modules de communication à connecteurs Ethernet multiples permettent le transfert du trafic Ethernet. Ces variantes comprennent un commutateur Ethernet qui gère le trafic Ethernet entre un relais de protection et un bus de station. Dans ce cas, le réseau utilisé peut être une topologie de réseau en anneau ou en raccordement en chaîne. Dans la topologie de type en anneau, une boucle Ethernet à rétablissement automatique est fermée par un commutateur géré qui prend en charge un algorithme d'élaboration d'arbre recouvrant rapide. Dans le type de topologie en raccordement en chaîne, le réseau est de type bus et peut être sans commutateurs (le bus de station démarre à partir du client de la station) ou avec un commutateur, pour connecter certains appareils et les relais de protection de cette série de produits au même réseau.La taille du tableau MAC de commutateur Ethernet interne est de 512 entrées. Tous les ports Ethernet partagent ce tableau MAC commun.

Les modules de communication comprenant les connecteurs Ethernet X1, X2 et X3 peuvent utiliser le troisième port pour connecter un autre appareil (par exemple un serveur SNTP visible pour la totalité du sous-réseau local) à un bus de station.

L'adresse IP par défaut du relais de protection via le port Ethernet arrière est 192.168.2.10 avec le protocole TCP/IP. Le débit de transfert de données est de 10 ou 100 Mbps en duplex intégral.

13.4.3 Connexion arrière série EIA-232

La connexion EIA-232 est conforme à la norme TIA/EIA-232 et est destinée à être utilisée avec une connexion point-à-point. La connexion prend en charge le contrôle de flux matériel (RTS, CTS, DTR, DSR), et les communications bidirectionnelles simultanée et bidirectionnelles à l'alternat.

13.4.4 Connexion arrière série EIA-485

Le module de communication EIA-485 est conforme à la norme TIA/EIA-485, et est destiné à être utilisé dans un schéma de connexion de bus en chaîne avec une communication multipoint semi-duplex à 2 ou 4 fils.



Le nombre maximum de dispositifs (nœuds) connectés au bus lorsque le relais de protection est de 32, et la longueur maximum du bus est de 1 200 mètres.

13.4.5 Connexion arrière série optique ST

La communication série peut également être utilisée via une connexion optique en topologie soit boucle soit étoile. L'état repos de la connexion est indiqué par le voyant allumé ou éteint.

L’utilisation du mode boucle ST nécessite d'utiliser un convertisseur série ST prenant en charge la détection et la suppression des demandes de duplication à la fin de la transmission via un cycle complet.

13.4.6 Interfaces et protocoles de communication

Les protocoles de communication pris en charge dépendent du module de communication arrière en option.

Tableau 1063: Interfaces et protocoles de communication pris en charge

Interfaces/ Protocoles	Ethernet		Série	
	100BASE-TX RJ-45	100BASE-FX LC	EIA-232/EIA-485	Fibre optique ST
CEI 61850-8-1	•	•	-	-
CEI 61850-9-2 LE	•	•	-	-
MODBUS RTU/ ASCII	-	-	•	•
MODBUS TCP/IP	•	•	-	-
DNP3 (série)	-	-	•	•
DNP3 TCP/IP	•	•	-	-
CEI 60870-5-103	-	-	•	•
• = Pris en charge				

13.4.7 Modules de communication arrière

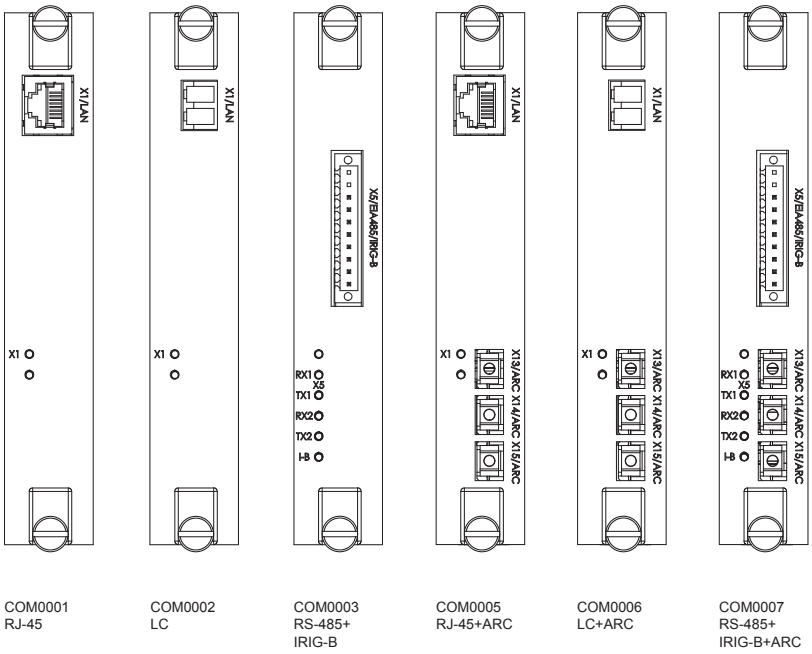


Figure 618: Options de modules de communication

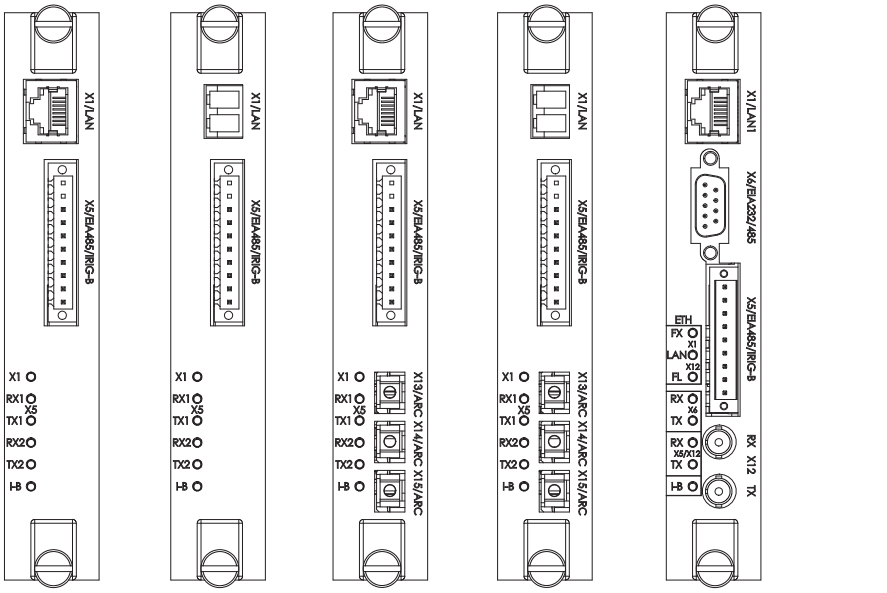


Figure 619: Options de modules de communication

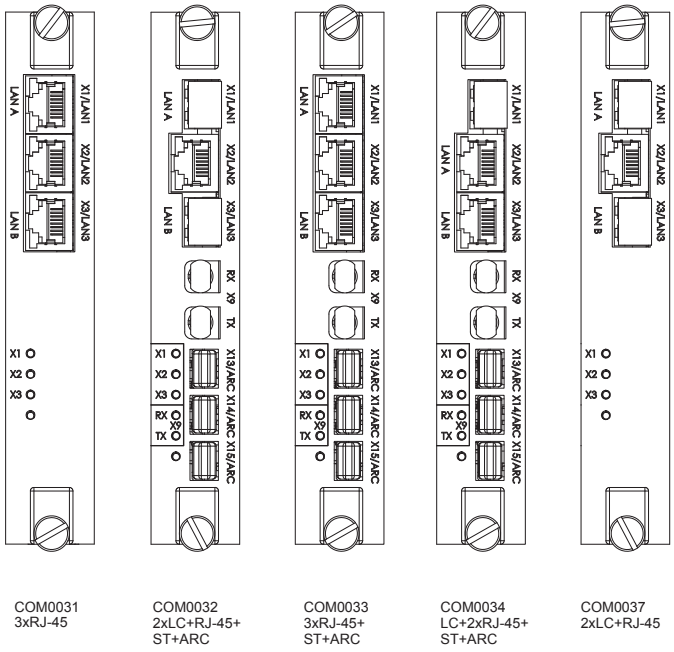


Figure 620: Options de modules de communication

Les ports Ethernet marqués de LAN A et LAN B sont utilisés avec les protocoles Ethernet redondants HSR et PRP. Le troisième port sans l'étiquette LAN A ou LAN B est un port interlink qui sert de connecteur de boîte de redondance avec les protocoles Ethernet redondants.

Tableau 1064: Interfaces de communication des bus de station, y compris les modules de communication

ID de module	RJ-45	LC	EIA-485	EIA-232	ST
COM0001	1	-	-	-	-
COM0002	-	1	-	-	-
COM0003	-	-	1	-	-
COM0005	1	-	-	-	-
COM0006	-	1	-	-	-
COM0007	-	-	1	-	-
COM0011	1	-	1	-	-
COM0012	-	1	1	-	-
COM0013	1	-	1	-	-
COM0014	-	1	1	-	-
COM0023	1	-	1	1	1
COM0031	3	-	-	-	-
COM0032	1	2	-	-	1
COM0033	3	-	-	-	1
COM0034	2	1	-	-	1
COM0037	1	2	-	-	-

Tableau 1065: Descriptions des LED pour COM0001-COM0014

LED	Connecteur	Description[1)]
X1	X1	État et activité de liaison X1/LAN (RJ-45 et LC)
RX1	X5	COM2 2 fils/4 fils, activité de réception
TX1	X5	COM2 2 fils/4 fils, activité de transmission
RX2	X5	COM1 2 fils, activité de réception
TX2	X5	COM1 2 fils, activité de transmission
I-B	X5	Activité de signaux IRIG-B

1) En fonction de la configuration du module COM et du cavalier

Tableau 1066: Descriptions des LED pour COM0023

LED	Connecteur	Description[1)]
FX	X12	Non utilisé par COM0023
X1	X1	État et activité de liaison LAN (RJ-45 et LC)
FL	X12	Non utilisé par COM0023
RX	X6	COM1 2 fils/4 fils, activité de réception
TX	X6	COM1 2 fils/4 fils, activité de transmission
RX	X5 / X12	COM2 2 fils/4 fils ou fibre optique, activité de réception
TX	X5 / X12	COM2 2 fils/4 fils ou fibre optique, activité de transmission
I-B	X5	Activité de signaux IRIG-B

1) En fonction de la configuration du cavalier

Tableau 1067: Descriptions des LED pour COM0031-COM0034 et COM0037

LED	Connecteur	Description
X1	X1	État et activité de liaison X1/LAN1
X2	X2	État et activité de liaison X2/LAN2
X3	X3	État et activité de liaison X3/LAN3
RX	X9	COM1 fibre optique, activité de réception
TX	X9	COM1 fibre optique, activité de transmission

Tableau 1068: Descriptions des LED pour COM0035 et COM0036

LED	Connecteur	Description
X1	X1	État et activité de liaison X1/LAN
X2	X2	État et activité de liaison X2/LAN
X16	X16	État et activité de liaison X16/LD

13.4.7.1 Emplacements et connexions du cavalier COM0001-COM0014

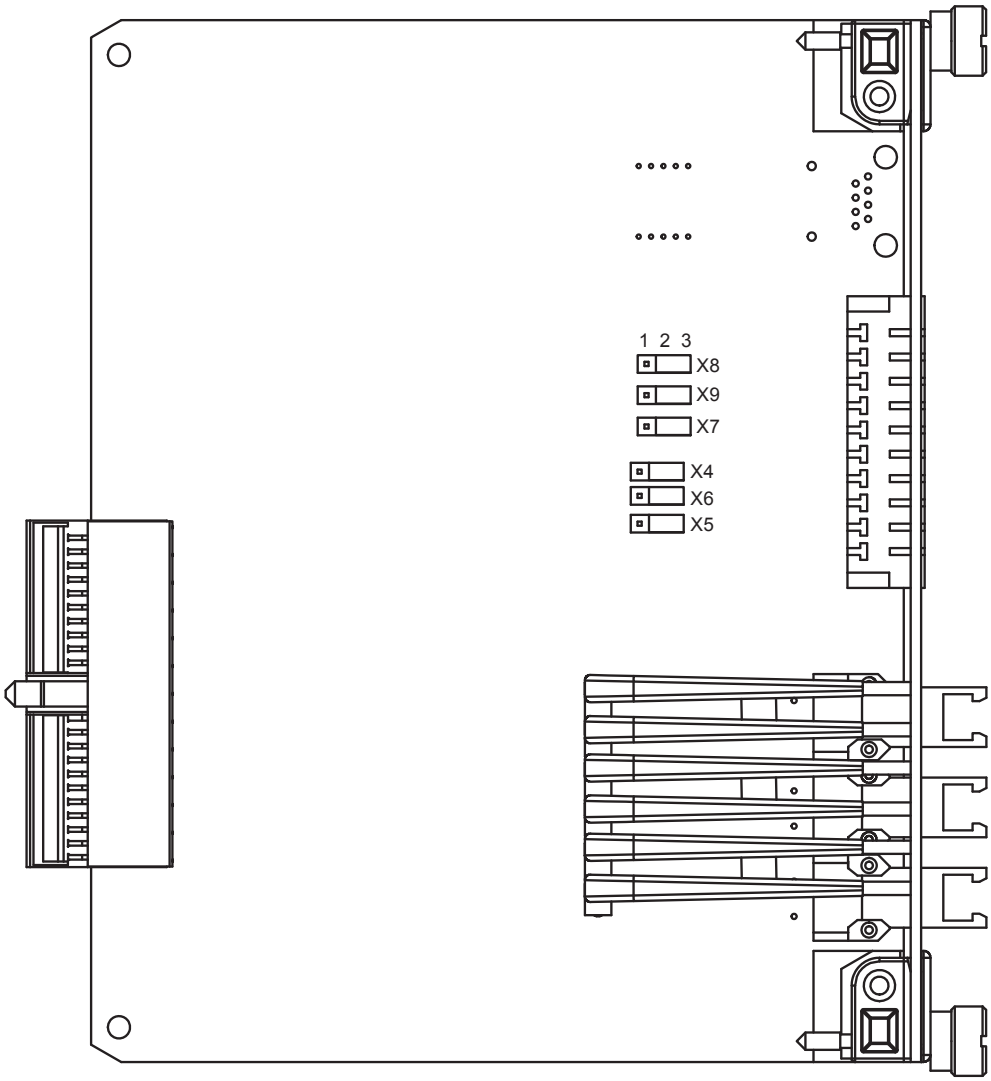


Figure 621: Connexions de cavalier sur le module de communication

Tableau 1069: Connecteurs de cavalier EIA-485 à 2 fils

Groupe	Connexion de cavalier	Description	Remarques
X4	1-2	Polarisation A+ activée	COM2 Connexion 2 fils
	2-3	Polarisation A+ désactivée	
X5	1-2	Polarisation B- activée	
	2-3	Polarisation B- désactivée	
X6	1-2	Terminaison de bus activée	
	2-3	Terminaison de bus désactivée	

Suite du tableau à la page suivante

Groupe	Connexion de cavalier	Description	Remarques
X7	1-2	Polarisation B- activée	COM1 Connexion 2 fils
	2-3	Polarisation B- désactivée	
X8	1-2	Polarisation A+ activée	
	2-3	Polarisation A+ désactivée	
X9	1-2	Terminaison de bus activée	
	2-3	Terminaison de bus désactivée	

Le bus doit être polarisé à une extrémité pour assurer un fonctionnement à sécurité intégrée, ce qui peut être fait en utilisant les résistances « pull-up » et « pull-down » du module de communication. Dans une connexion à 4 fils, les résistances « pull-up » et « pull-down » sont sélectionnées en plaçant les cavaliers X4, X5, X7 et X8 en position active. La terminaison du bus est sélectionnée en plaçant les cavaliers X6 et X9 en position active.

Les cavaliers ont été définis par défaut comme sans terminaison et sans polarisation.

Tableau 1070: Connecteurs du cavalier EIA-485 à 4 fils pour COM2

Groupe	Connexion de cavalier	Description	Remarques
X4	**1-2**	Polarisation A+ activée	COM2 Canal TX 4 fils
	2-3	Polarisation A+ désactivée 1)	
X5	**1-2**	Polarisation B- activée	
	2-3	Polarisation B- désactivée1)	
X6	**1-2**	Terminaison de bus activée	
	2-3	Terminaison de bus désactivée1)	
X7	**1-2**	Polarisation B- activée	COM2 Canal RX 4 fils
	2-3	Polarisation B- désactivée1)	
X8	**1-2**	Polarisation A+ activée	
	2-3	Polarisation A+ désactivée1)	
X9	**1-2**	Terminaison de bus activée	
	2-3	Terminaison de bus désactivée1)	

1) Réglage par défaut

Il est recommandé d'activer la polarisation uniquement à une extrémité du bus.

Il est recommandé d'activer le raccordement à chaque extrémité du bus.

Il est recommandé de mettre le signal directement à la terre à partir d'un nœud, à l'aide d'une broche GND, et à travers un condensateur à partir d'autres nœuds, à l'aide d'une broche GNDC.

La mise à la terre du signal doit être utilisée avec tous les appareils du bus RS-485 présentant un port de communication isolé. La mise à la terre garantit que les différents nœuds RS-485 ont la même masse de référence de signal. Sans mise à la terre, le signal RS-485 différentiel risque d'être superposé entre différends nœuds, par rapport à la masse locale du nœud. Pour la mise à la terre du signal, il est recommandé de raccorder à la broche AGND du connecteur RS-485 un câble de terre supplémentaire qui passe à l'intérieur du câble série blindé.

Les modules de communication optionnels incluent la prise en charge de la communication série EIA-485 (connecteur X5). Selon la configuration, les modules de communication peuvent accueillir soit deux ports 2 fils, soit un port 4 fils.

Les deux ports à 2 fils sont appelés COM1 et COM2. En alternative, si un seul port à 4 fils est configuré, le port est appelé COM2. La connexion fibre optique ST utilise le port COM1.

Tableau 1071: Connexions EIA-485 pour COM0001-COM0014

Broche	Mode 2 fils		Mode 4 fils	
10	COM1	A/+	COM2	Rx/+
9		B/-		Rx/-
8	COM2	A/+		Tx/+
7		B/-		Tx/-
6	AGND (terre isolée)			
5	IRIG-B+			
4	IRIG-B-			
3	-			
2	GNDC (boîtier via condensateur)			
1	GND (boîtier)			

13.4.7.2 Emplacements et connexions du cavalier COM0023

Le module de communication en option prend en charge la communication série EIA-232/EIA-485 (connecteur X6), la communication série EIA-485 (connecteur X5) et la communication série optique ST (connecteur X12).

Deux ports de communication indépendants sont pris en charge. Les deux ports à 2 fils sont appelés COM1 et COM2. En alternative, si un seul port à 4 fils est configuré, le port est appelé COM2. La connexion fibre optique ST utilise le port COM1.

Tableau 1072: Options de configuration des deux ports de communication indépendants

Connecteur COM1 X6	Connecteur COM2 X5 ou X12
EIA-232	Connecteur optique ST (X12)
EIA-485 à 2 fils	EIA-485 à 2 fils (X5)
EIA-485 à 4 fils	EIA-485 à 4 fils (X5)

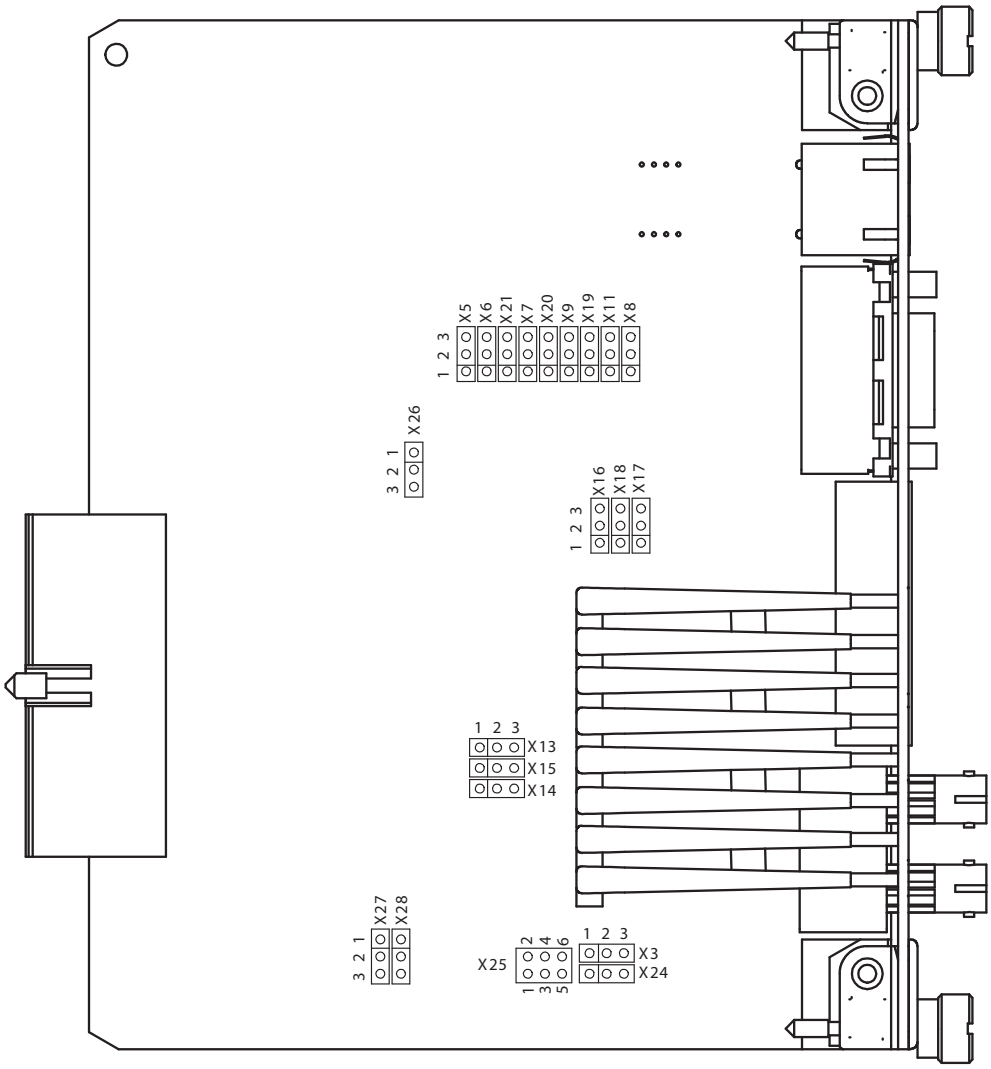


Figure 622: Connexions du cavalier sur le module de communication COM0023 révisions A-F

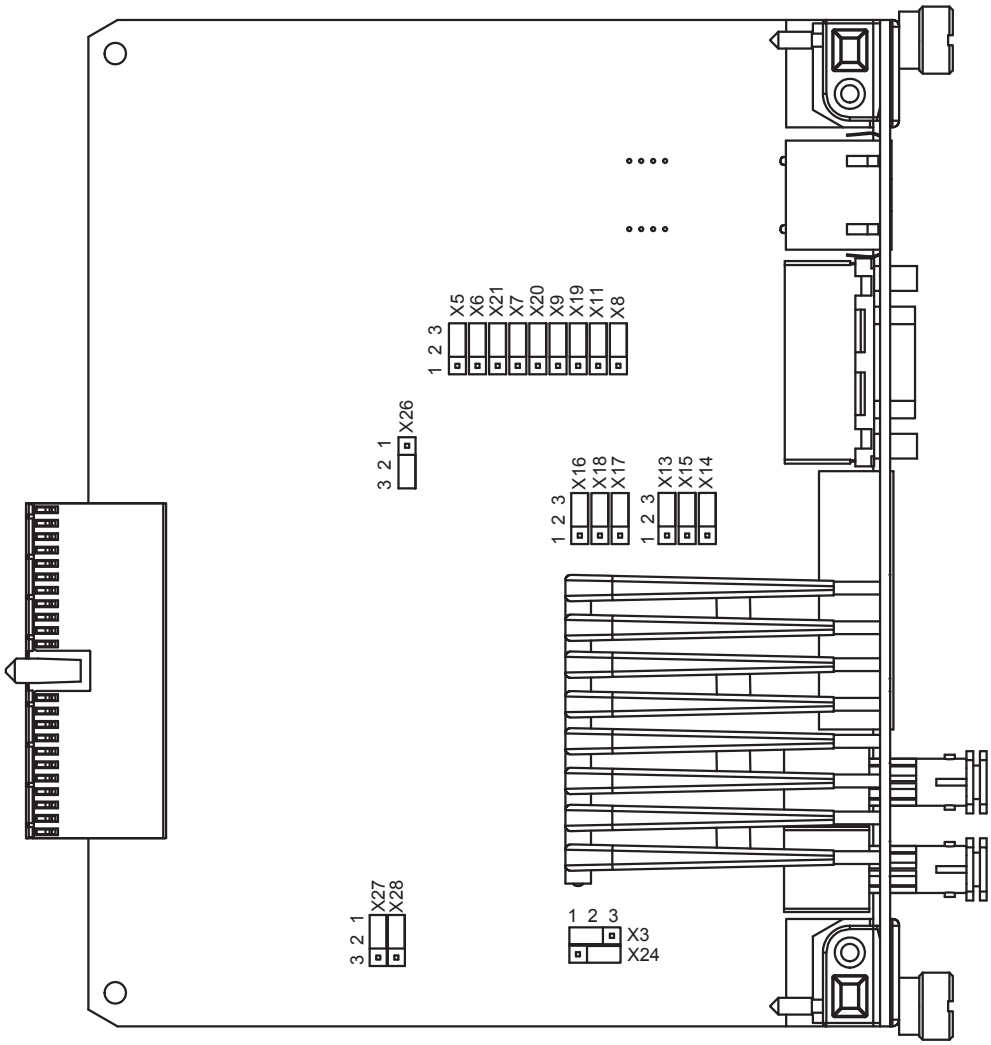


Figure 623: Connexions du cavalier sur le module de communication COM0023 révision G

Le type de connexion du port COM1 peut être soit EIA-232 soit EIA-485. Le type est sélectionné en réglant les cavaliers X19, X20, X21 et X26.

Les cavaliers sont réglés par défaut sur EIA-232.

Tableau 1073: Connecteurs de cavalier EIA-232 et EIA-485 pour COM1

Groupe	Connexion de cavalier	Description
X19	1-2 2-3	EIA-485 EIA-232
X20	1-2 2-3	EIA-485 EIA-232
X21	1-2 2-3	EIA-485 EIA-232
X26	1-2 2-3	EIA-485 EIA-232

Pour garantir un fonctionnement sûr, le bus doit être polarisé à une extrémité à l'aide des résistances « pull-up » et « pull-down » du module de communication. Dans la connexion à 4 fils, les résistances « pull-up » et « pull-down » sont sélectionnées en plaçant les cavaliers X5, X6, X8 et X9 en position active. La terminaison du bus est sélectionnée en plaçant les cavaliers X7 et X11 en position active.

Les cavaliers ont été définis par défaut comme sans terminaison et sans polarisation.

Tableau 1074: Connecteurs du cavalier EIA-485 à 2 fils pour COM1

Groupe	Connexion de cavalier	Description	Remarques
X5	1-2 2-3	Polarisation A+ activée Polarisation A+ désactivée[1)]	COM1 Connecteur arrière X6 Connexion 2 fils
X6	1-2 2-3	Polarisation B- activée Polarisation B- désactivée[1)]	
X7	1-2 2-3	Terminaison de bus activée Terminaison de bus désactivée[1)]	

1) Réglage par défaut

Tableau 1075: Connecteurs du cavalier EIA-485 à 4 fils pour COM1

Groupe	Connexion de cavalier	Description	Remarques
X5	1-2 2-3	Polarisation A+ activée Polarisation A+ désactivée[1)]	COM1 Connecteur arrière X6 Canal TX 4 fils
X6	1-2 2-3	Polarisation B- activée Polarisation B- désactivée[1)]	
X7	1-2 2-3	Terminaison de bus activée Terminaison de bus désactivée[1)]	
X9	1-2 2-3	Polarisation A+ activée Polarisation A+ désactivée[1)]	Canal RX 4 fils
X8	1-2 2-3	Polarisation B- activée Polarisation B- désactivée[1)]	
X11	1-2 2-3	Terminaison de bus activée Terminaison de bus désactivée[1)]	

1) Réglage par défaut

La connexion du port COM2 peut être soit par EIA-485, soit par connecteur optique ST. Le type de connexion est sélectionné en plaçant les cavaliers X27 et X28.

Tableau 1076: Connexion série COM2 X5 EIA-485/ connecteur optique ST X12

Groupe	Connexion de cavalier	Description
X27	1-2 2-3	EIA-485 Connecteur optique ST
X28	1-2 2-3	EIA-485 Connecteur optique ST

Tableau 1077: Connecteurs du cavalier EIA-485 à 2 fils pour COM2

Groupe	Connexion de cavalier	Description
X13	1-2 2-3	Polarisation A+ activée Polarisation A+ désactivée
X14	1-2 2-3	Polarisation B- activée Polarisation B- désactivée
X15	1-2 2-3	Terminaison de bus activée Terminaison de bus désactivée

Tableau 1078: Connecteurs du cavalier EIA-485 à 4 fils pour COM2

Groupe	Connexion de cavalier	Description	Remarques
X13	1-2 2-3	Polarisation A+ activée Polarisation A+ désactivée	COM2 Canal TX 4 fils
X14	1-2 2-3	Polarisation B- activée Polarisation B- désactivée	
X15	1-2 2-3	Terminaison de bus activée Terminaison de bus désactivée	
X16	1-2 2-3	Terminaison de bus activée Terminaison de bus désactivée	Canal RX 4 fils
X17	1-2 2-3	Polarisation A+ activée Polarisation A+ désactivée	
X18	1-2 2-3	Polarisation B- activée Polarisation B- désactivée	

Tableau 1079: Connexion connecteur optique ST X12

Groupe	Connexion de cavalier	Description
X3	1-2 2-3	Topologie étoile Topologie boucle
X24	1-2 2-3	État de repos = lumière allumée État de repos = lumière éteinte

Tableau 1080: Connexions EIA-232 pour COM0023 (X6)

Broche	EIA-232
1	DCD
2	RxD
3	TxD
4	DTR
5	AGND
6	-
7	RTS
8	CTS

Tableau 1081: Connexions EIA-485 pour COM0023 (X6)

Broche	Mode 2 fils	Mode 4 fils
1	-	Rx/+
6	-	Rx/-
7	B/-	Tx/-
8	A/+	Tx/+

Tableau 1082: Connexions EIA-485 pour COM0023 (X5)

Broche	Mode 2 fils	Mode 4 fils
9	-	Rx/+
8	-	Rx/-
7	A/+	Tx/+
6	B/-	Tx/-
5	AGND (terre isolée)	
4	IRIG-B+	
3	IRIG-B-	
2	-	
1	GND (boîtier)	

13.4.7.3 Emplacements et connexions du cavalier COM0032-COM0034

Les modules de communication en option incluent la prise en charge de la communication série ST optique (connecteur X9). La connexion fibre optique ST utilise le port COM1.

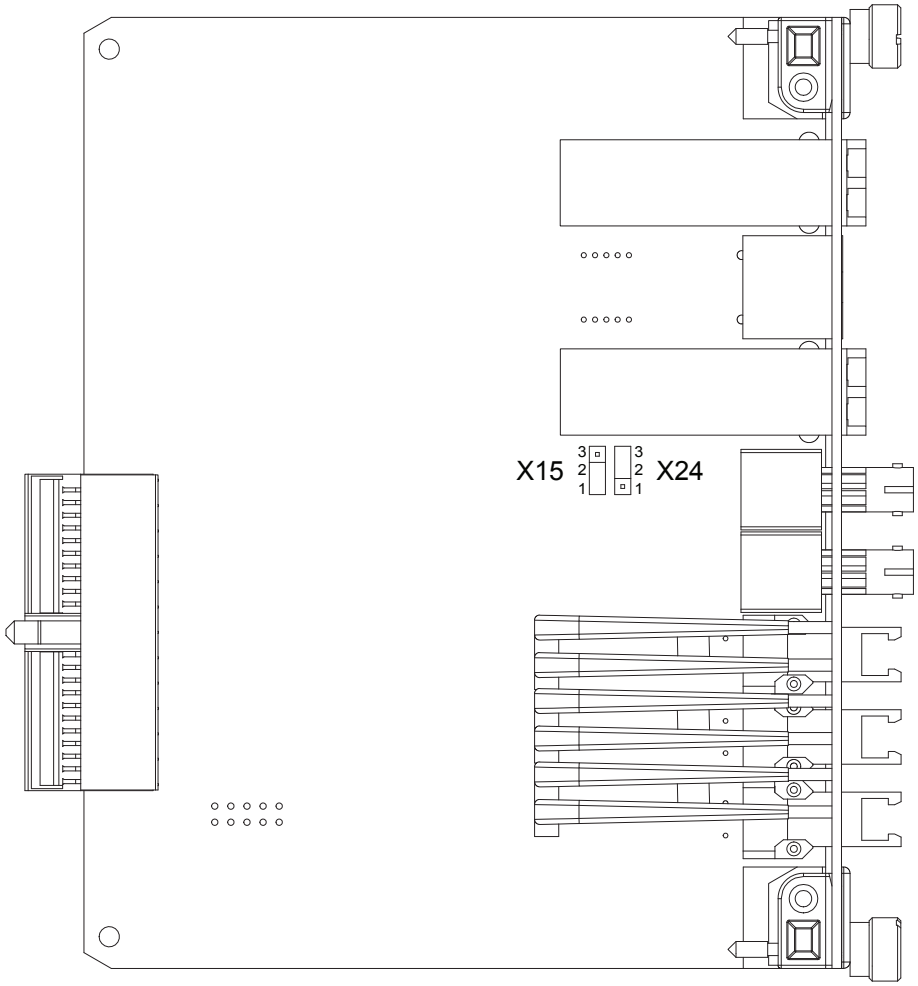


Figure 624: Connexions du cavalier sur le module de communication COM0032

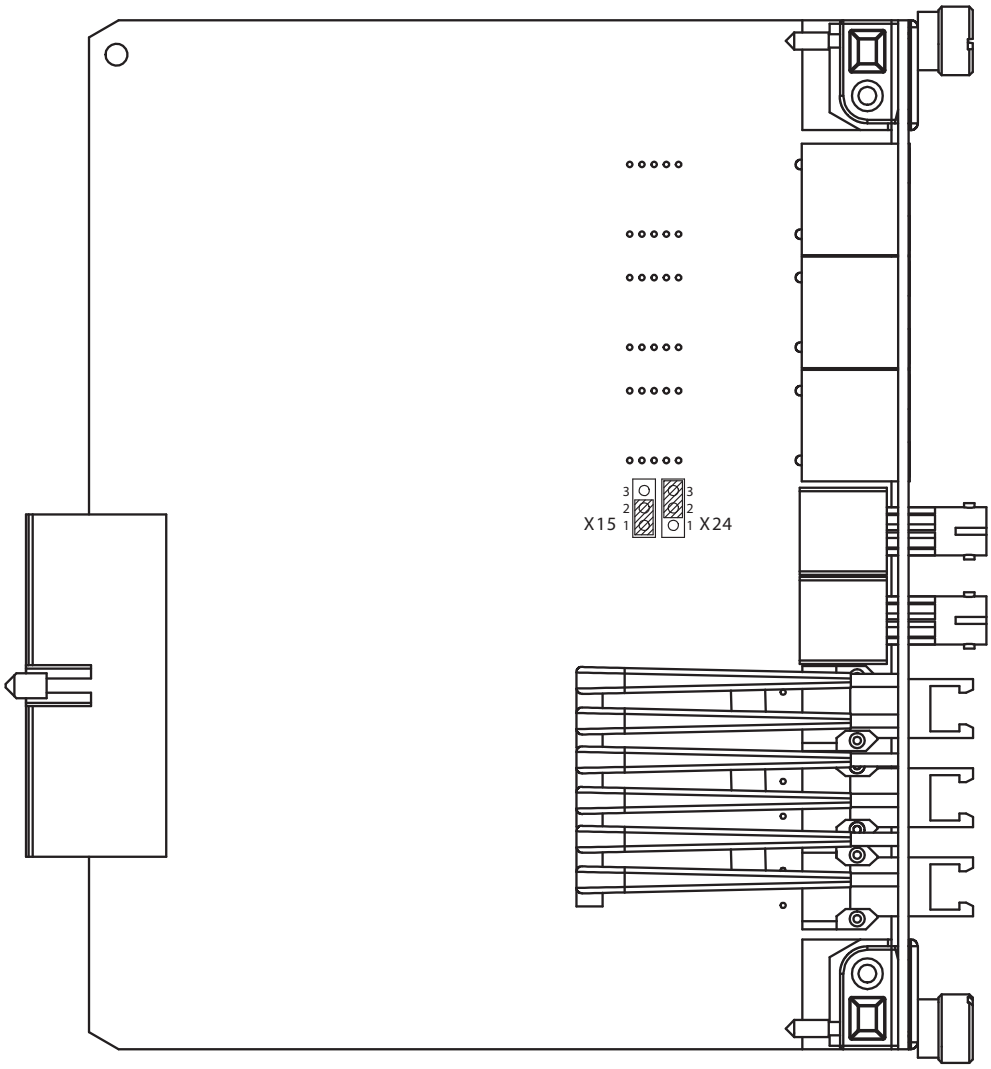


Figure 625: Connexions du cavalier sur le module de communication COM0033

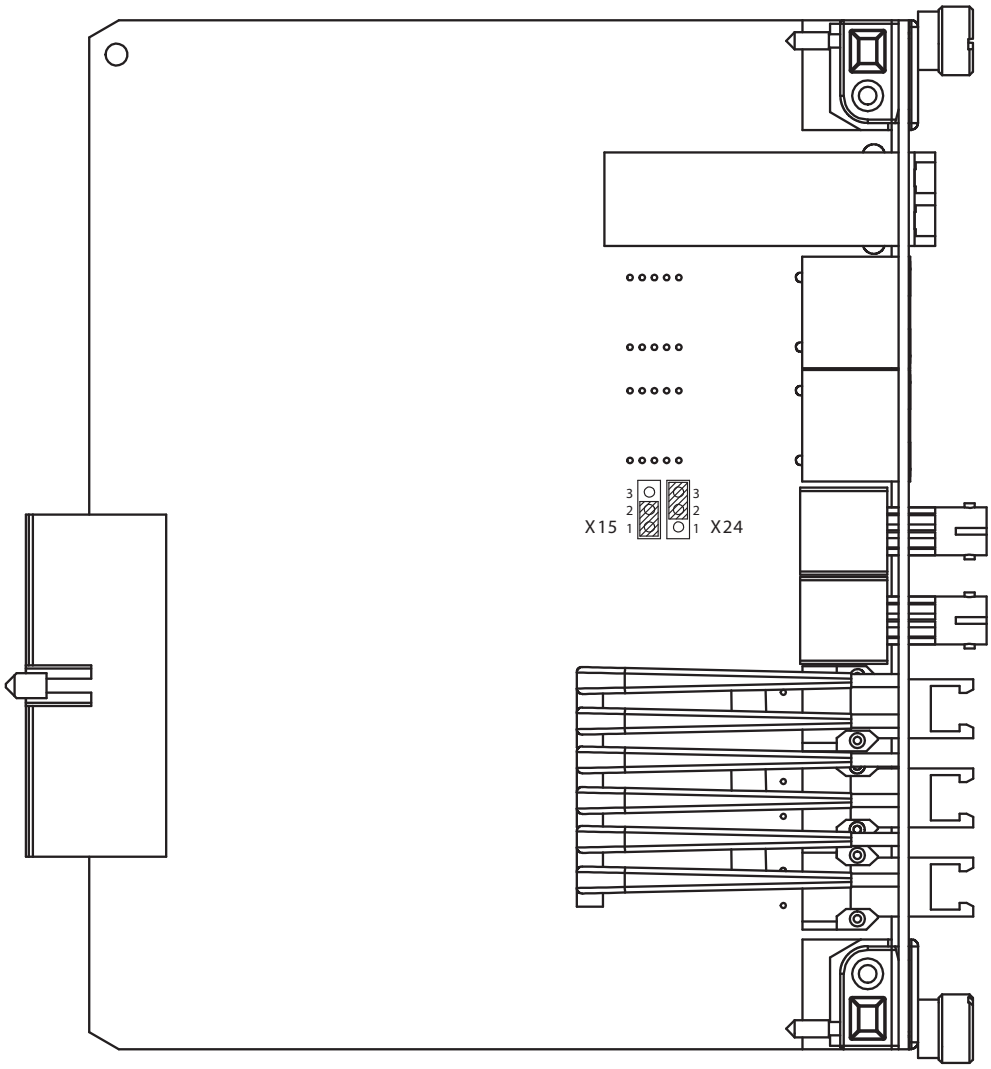


Figure 626: Connexions du cavalier sur le module de communication COM0034

Tableau 1083: Connecteurs de cavalier optique ST X9

Groupe	Connexion de cavalier	Description
X15	1-2 2-3	Topologie étoile Topologie boucle
X24	1-2 2-3	État de repos = lumière allumée État de repos = lumière éteinte

Section 14 Données techniques

Tableau 1084: Dimensions

Description	Valeur	
Largeur	Châssis	262,2 mm
	Boîtier	246 mm
Hauteur	Châssis	177 mm, 4U
	Boîtier	160 mm
Profondeur		201 mm
Poids	Relais de protection complet	maxi. 5,5 kg
	Bloc débrochable uniquement	maxi. 3,0 kg

Tableau 1085: Alimentation

Description	Type 1	Type 2
U_{aux} nominale	100, 110, 120, 220, 240 V CA, 50 et 60 Hz	24, 30, 48, 60 V CC
	48, 60, 110, 125, 220, 250 V CC	
Durée d'interruption maximale de la tension auxiliaire CC sans réinitialisation du relais	50 ms à $U_n$nom	
Plage U_{aux}	38...110 % de U_n (38...264 V CA)	50...120% de U_n (12...72 V CC)
	80...120 % de U_n (38,4...300 V CC)	
Seuil de démarrage		19,2 V CC (24 V CC x 80 %)
Consommation sur circuit auxiliaire au repos (P_q)/en conditions de fonctionnement	CC <18,0 W (nominal[1])/<22,5 W (max[2]) CA < 19,0 W (nominal[1])/< 23,0 W (max[2])	CC <18,5 W (nominal[1])/<22,5 W (max[2])
Ondulation de la tension auxiliaire CC	Max 15 % de la valeur CC (à une fréquence de 100 Hz)	
Type de fusible	T4A/250 V	

1) Lors de la mesure de la consommation électrique, le relais est alimenté à une tension d'excitation auxiliaire nominale et les grandeurs d'entrée sont alimentées sans l'activation de la sortie TOR
2) Lors de la mesure de la consommation électrique, le relais est alimenté à une tension d'excitation auxiliaire nominale et les grandeurs d'entrée sont alimentées pour activer au moins la moitié des sorties TOR

Tableau 1086: Grandeurs d'entrées

Description		Valeur	
Fréquence nominale		50/60 Hz	
Entrées courant	Courant nominal, I_n	0,2/1 A[1)2)]	1/5 A[3)]
	Capacité de tenue thermique : • En continu • Pendant 1 s	 4 A 100 A	 20 A 500 A
	Tenue au courant dynamique : • Valeur demi-onde	 250 A	 1250 A
	Impédance d'entrée	<100 mΩ	<20 mΩ
Entrées tension	Tension nominale	60...210 V CA	
	Tenue en tension : • En continu • Pendant 10 s	 240 V CA 360 V CA	
	Charge à la tension nominale	<0,05 VA	

1) A la commande, option pour entrée de courant résiduel
2) Non disponible pour RET620
3) Courant résiduel et/ou courant de phase

Tableau 1087: Grandeurs d'entrées (capteurs)

Description		Valeur
Entrée capteur courant	Tension nominale (au secondaire)	75...9 000 mV[1)]
	Tenue en tension en continu	125 V
	Impédance d'entrée à 50/60 Hz	2...3 MΩ[2)]
Entrée capteur tension	Tension nominale	6...30 kV[3)]
	Tenue en tension en continu	50 V
	Impédance d'entrée à 50/60 Hz	3 mΩ

1) Est équivalent à la plage de courants 40 - 4 000 A avec une bobine de Rogowski 80 A, 3 mV/Hz
2) En fonction du courant nominal envisagé (gain matériel)
3) Cette plage est couverte (jusqu'à 2 fois la valeur nominale) avec un diviseur (appliqué au capteur) de 10 000:1

Tableau 1088: Entrées TOR

Description	Valeur
Plage de fonctionnement	±20 % de la tension nominale
Tension nominale	24...250 V CC
Courant consommé	1.6...1.9 mA
Puissance consommée	31.0...570.0 mW
Seuil de tension	16...176 V CC
Temps de réponse	<3 ms

Réglez correctement la tension seuil de l'entrée binaire. La tension seuil doit être réglée à 70 % de la tension auxiliaire nominale. La valeur usine par défaut est de 16 V pour garantir le fonctionnement des entrées binaires, indépendamment de la tension auxiliaire exploitée (24, 48, 60, 110, 125, 220 ou 250 V CC). Cependant, la valeur par défaut n'est pas optimale pour les tensions auxiliaires plus élevées. La tension seuil de l'entrée binaire doit être réglée selon une valeur aussi élevée que possible pour empêcher toute activation intempestive des entrées binaires en raison d'éventuelles perturbations externes. Parallèlement, le seuil doit être réglé de sorte que le bon fonctionnement ne soit pas compromis en cas de sous-tension de la tension auxiliaire.

Tableau 1089: Entrées RTD (sonde de température)/mA

Description		Valeur	
Entrées RTD (sonde de température)	Sondes de température à résistance prises en charge	platine 100 Ω platine 250 Ω nickel 100 Ω nickel 120 Ω nickel 250 Ω cuivre 10 Ω	Coefficient de température de la résistance 0.00385 (DIN 43760) Coefficient de température de la résistance 0.00385 Coefficient de température de la résistance 0.00618 (DIN 43760) Coefficient de température de la résistance 0.00618 Coefficient de température de la résistance 0.00618 Coefficient de température de la résistance 0.00427
	Plage de résistances prises en charge	0...2 kΩ	
	Ligne de mesure maximale (mesure trifilaire)	25 Ω par fil	
	Isolement	2 kV (entrées à mise à la terre de protection)	
	Temps de réponse	<4 s	
	Sonde de température à résistance/courant de détection résistance	Maximum 0.33 mA rms	
	Précision de fonctionnement	Résistance	Température
		± 2.0 % ou ±1 Ω	±1℃ cuivre 10 Ω : ±2°C
Entrées mA	Plage de courants pris en charge	0…20 mA	
	Impédance d'entrée courant	44 Ω ± 0.1 %	
	Précision de fonctionnement	±0.5 % ou ±0.01 mA	

Tableau 1090: Sortie de signal avec établissement et conduite élevés

Description	Valeur [1)]
Tension nominale	250 V CA/CC
Courant de contact en régime permanent	5 A
Etablissement et conduite du courant pendant 3,0 s	15 A

Suite du tableau à la page suivante

Description	Valeur [1)]
Etablissement et conduite du courant pendant 0,5 s	30 A
Pouvoir de coupure lorsque la constante de temps du circuit de commande L/R est inférieure à 40 ms	1 A/0,25 A/0,15 A
Charge minimale des contacts	100 mA à 24 V CA/CC

1) X100 : SO1
X105 : SO1, SO2, lorsque l'un des relais de protection est équipé de BIO0005.
X110 : SO1, SO2 lorsque le REF620 ou le RET620 est équipé de BIO0005
X115 : SO1, SO2 lorsque le REF620 ou le REM620 est équipé de BIO0005

Tableau 1091: Signaux de sortie et sortie IRF (défaut interne de relais)

Description	Valeur [1)]
Tension nominale	250 V CA/CC
Courant de contact en régime permanent	5 A
Etablissement et conduite du courant pendant 3,0 s	10 A
Etablissement et conduite du courant pendant 0,5 s	15 A
Pouvoir de coupure lorsque la constante de temps du circuit de commande L/R est inférieure à 40 ms, à 48/110/220 V CC	1 A/0,25 A/0,15 A
Charge minimale des contacts	10 mA à 5 V CA/CC

1) X100 : IRF,SO2
X105 : SO3, SO4, lorsque l'un des relais de protection est équipé de BIO0005
X110 : SO3, SO4 lorsque le REF620 ou le RET620 est équipé de BIO0005
X115 : SO3, SO4 lorsque le REF620 ou le REM620 est équipé de BIO0005
X130 : SO1, SO2 lorsque le RET620 est équipé de RTD0002

Tableau 1092: Sorties à contact double avec fonction TCS X100 : PO3 et PO4

Description	Valeur [1)]
Tension nominale	250 V CA/CC
Courant de contact en régime permanent	8 A
Etablissement et conduite du courant pendant 3,0 s	15 A
Etablissement et conduite du courant pendant 0,5 s	30 A
Pouvoir de coupure lorsque la constante de temps du circuit de commande L/R est inférieure à 40 ms, à 48/110/220 V CC (deux contacts connectés en série)	5 A/3 A/1 A
Charge minimale des contacts	100 mA à 24 V CA/CC
Surveillance du circuit de déclenchement (TCS)	

Suite du tableau à la page suivante

Description	Valeur [1]
• Plage de tension de commande	20...250 V CA/CC
• Consommation de courant à travers le circuit de supervision	~1.5 mA
• Tension minimale aux bornes du contact de surveillance de déclenchement TCS	20 V CA/CC (15...20 V)

1) PSM0003 : PO3, PSM0004 : PO3, PSM0003 : PO4 et PSM0004 : PO4.

Tableau 1093: Sortie de déclenchement sur signal avec établissement et conduite élevés et fonction TCS

Description	Valeur [1]
Tension nominale	250 V CA/CC
Courant de contact en régime permanent	5 A
Etablissement et conduite du courant pendant 3,0 s	15 A
Etablissement et conduite du courant pendant 0,5 s	30 A
Pouvoir de coupure lorsque la constante de temps du circuit de commande L/R est inférieure à 40 ms, à 48/110/220 V CC (deux contacts connectés en série)	1A/0,25A/0,15A
Charge minimale des contacts	100 mA à 24 V CA/CC

1) X130: SO3 sur RET620 équipé avec RTD0002

Tableau 1094: Relais de sortie avec contact simple X100 : PO1 et PO2

Description	Valeur
Tension nominale	250 V CA/CC
Courant de contact en régime permanent	8 A
Etablissement et conduite du courant pendant 3,0 s	15 A
Etablissement et conduite du courant pendant 0,5 s	30 A
Pouvoir de coupure lorsque la constante de temps du circuit de commande L/R est inférieure à 40 ms, à 48/110/220 V CC	5 A/3 A/1 A
Charge minimale des contacts	100 mA à 24 V CA/CC

Tableau 1095: Sortie haute vitesse HSO

Description	Valeur [1]
Tension nominale	250 V CA/CC
Courant de contact en régime permanent	6 A
Etablissement et conduite du courant pendant 3,0 s	15 A
Etablissement et conduite du courant pendant 0,5 s	30 A
Pouvoir de coupure lorsque la constante de temps du circuit de commande L/R est inférieure à 40 ms, à 48/110/220 V CC	5 A/3 A/1 A
Temps de fonctionnement	<1 ms
Temps de réinitialisation	<20 ms, charge résistive

1) X105 : HSO1, HSO2 HSO3, lorsque l'un des relais de protection est équipé de BIO0007

Tableau 1096: Interfaces Ethernet

Interface Ethernet	Protocole	Câble	Taux de transfert des données
Face avant	Protocole TCP/IP	Câble Ethernet standard CAT 5 avec connecteur RJ-45	10 MBits/s
Face arrière	Protocole TCP/IP	Câble à paires torsadées blindées CAT 5e avec connecteur RJ-45 ou câble à fibre optique avec connecteur LC	100 MBits/s

Tableau 1097: Interface série face arrière

Type	Connecteur de compteur
Port série (X5)	Connecteur de compteur 10 broches Weidmüller BL 3.5/10/180F AU OR BEDR ou Connecteur de compteur 9 broches Weidmüller BL 3.5/9/180F AU OR BEDR[1]
Port série (X16)	Connecteur D-sub 9 broches DE-9
Port série (X12)	Connecteur optique ST

1) Suivant le module de communication en option

Tableau 1098: Liaison de communication par fibre optique

Connecteur	Type de fibre	Longueur d'onde	Longueur max. standard[1]	Affaiblissement de propagation autorisé[2]
LC	Fibre de verre MM 62.5/125 ou 50/125 µm	1300 nm	2 km	<8 dB
ST	Fibre de verre MM 62.5/125 ou 50/125 µm	820...900 nm	1 km	<11 dB

1) La longueur maximum dépend de l'atténuation et de la qualité du câble, et du nombre d'épissures et de connecteurs sur le parcours.
2) Affaiblissement maximal autorisé (dû aux connecteurs et au câble)

Tableau 1099: IRIG-B

Description	Valeur
Format codage de l'heure IRIG	B004, B005[1)]
Isolement	500 V 1 min.
Modulation	Pas de modulation
Niveau logique	5 V TTL
Courant consommé	<4 mA
Puissance consommée	<20 mW

1) Selon la norme IRIG 200-04

Tableau 1100: Capteur optique et fibre optique pour la protection contre les arcs

Description	Valeur
Câble fibre optique avec lentille	1.5 m, 3.0 m ou 5.0 m
Plage de températures de fonctionnement normales de la lentille	-40...+100°C
Température de fonctionnement maximale de la lentille, max 1 h	+140°C
Rayon de courbure minimal admissible de la fibre optique	100 mm

Tableau 1101: Degré de protection du relais de protection encastré

Description	Valeur
Face avant	IP 54
Côté arrière, bornes de connexion	IP 20

Tableau 1102: Conditions d'environnement

Description	Valeur
Plage de températures de fonctionnement	-25...+55 ºC (en continu)
Plage de températures de fonctionnement, courte durée	-40...+85 ºC (<16h)[1)2)]
Humidité relative	<93 %, sans condensation
Pression atmosphérique	86...106 kPa
Altitude	Jusqu'à 2000 m
Plage de températures de transport et de stockage	-40...+85 ºC

1) Le MTBF et les performances de l'IHM sont dégradés en dehors de la plage de températures -25...+55 ºC
2) Pour les relais avec une interface de communication LC, la température de fonctionnement maximale est de +70 ºC

Section 15 DEI et essais de fonctionnalité

Tableau 1103: Tests de compatibilité électromagnétique

Description	Valeur d'essai de type	Référence
Essai d'immunité à une onde oscillatoire amortie 1 MHz/ 100 kHz		CEI 61000-4-18 CEI 60255-26, classe III IEEE C37.90.1-2002
• Mode commun	2,5 kV	
• Mode différentiel	2,5 kV	
Essai d'immunité à une onde oscillatoire amortie 3 MHz, 10 MHz et 30 MHz		CEI 61000-4-18 CEI 60255-26, classe III
• Mode commun	2,5 kV	
Essai d'immunité aux décharges électrostatiques		CEI 61000-4-2 CEI 60255-26 IEEE C37.90.3-2001
• Décharges au contact	8 kV	
• Décharges dans l'air	15 kV	
Essai d'immunité aux perturbations induites par des champs radioélectriques		
	10 V (rms) f = 150 kHz...80 MHz	CEI 61000-4-6 CEI 60255-26, classe III
	10 V/m (rms) f = 80...2700 MHz	CEI 61000-4-3 CEI 60255-26, classe III
	10 V/m f = 900 MHz	ENV 50204 CEI 60255-26, classe III
Essai d'immunité aux transitoires électriques rapides en salves		CEI 61000-4-4 CEI 60255-26 IEEE C37.90.1-2002
• Tous les ports	4 kV	
Essai d'immunité aux ondes de choc		CEI 61000-4-5 CEI 60255-26
• Communication	1 kV, phase-terre	
• Autres ports	4 kV, phase-terre 2 kV, entre conducteurs	
Essai d'immunité au champ magnétique à la fréquence du réseau (50 Hz)		CEI 61000-4-8

Suite du tableau à la page suivante

Description	Valeur d'essai de type	Référence
• En continu • 1...3 s	300 A/m 1000 A/m	
Essai d'immunité au champ magnétique impulsionnel	1000 A/m 6.4/16 µs	CEI 61000-4-9
Essai d'immunité au champ magnétique oscillatoire amorti • 2 s • 1 MHz	 100 A/m 400 transitoires/s	CEI 61000-4-10
Essais d'immunité aux creux de tension et coupures brèves	30%/10 ms 60%/100 ms 60%/1000 ms >95 %/5000 ms	CEI 61000-4-11
Essais d'immunité aux fréquences industrielles • Mode commun • Mode différentiel	Entrées TOR uniquement 300 V rms 150 V rms	CEI 61000-4-16 CEI 60255-26, classe A
Essai d'immunité aux perturbations conduites en mode commun	15 Hz...150 kHz Niveau d'essai 3 (10/1/10 V rms)	CEI 61000-4-16
Essais d'émission électromagnétique • Emission conduite 0,15...0,50 MHz 0,5...30 MHz • Emission rayonnée 30...230 MHz 230...1 000 MHz 1…3 GHz 3…6 GHz	 < 79 dB (µV) quasi crête < 66 dB (µV) moyenne < 73 dB (µV) quasi crête < 60 dB (µV) moyenne < 40 dB (µV/m) quasi crête, mesurée à une distance de 10 m < 47 dB (µV/m) quasi crête, mesurée à une distance de 10 m <76 dB (µV/m) crête <56 dB (µV/m) moyenne, mesurée à une distance de 3 m <80 dB (µV/m) crête <60 dB (µV/m) moyenne, mesurée à une distance de 3 m	EN 55011, classe A CEI 60255-26 CISPR 11 CISPR 12

Tableau 1104: Essais d'isolement

Description	Valeur d'essai de type	Référence
Essais diélectriques	2 kV, 50 Hz, 1 min 500 V, 50 Hz, 1 min, communication	CEI 60255-27
Essai de tension de choc	5 kV, 1.2/50 µs, 0.5 J 1 kV, 1.2/50 µs, 0.5 J, communication	CEI 60255-27
Mesure de la résistance d'isolement	>100 MΩ, 500 V CC	CEI 60255-27
Résistance de liaison de protection	<0.1 Ω, 4 A, 60 s	CEI 60255-27

Tableau 1105: Essais mécaniques

Description	Condition	Référence
Essais de vibrations (sinusoïdales)	Classe 2	CEI 60068-2-6 (essai Fc) CEI 60255-21-1
Essais de chocs et de secousses	Classe 2	CEI 60068-2-27 (essai Ea chocs) CEI 60068-2-29 (essai Eb secousses) CEI 60255-21-2
Essais de tenue aux séismes	Classe 2	CEI 60255-21-3

Tableau 1106: Essais d'environnement

Description	Valeur d'essai de type	Référence
Essai avec chaleur sèche	• 96 h à +55ºC • 16 h à +85ºC[1)]	CEI 60068-2-2
Essai avec froid sec	• 96 h à -25ºC • 16 h à -40ºC	CEI 60068-2-1
Essai avec chaleur humide	• 6 cycles (12 h + 12 h) à +25°C…+55°C, humidité >93 %	CEI 60068-2-30
Essai de variation de température	• 5 cycles (3 h + 3 h) à -25°C...+55°C	CEI60068-2-14
Essai de stockage	• 96 h à -40ºC • 96 h à +85ºC	CEI 60068-2-1 CEI 60068-2-2

1) Pour les relais avec une interface de communication LC, la température de fonctionnement maximale est de +70ºC

Tableau 1107: Sécurité du produit

Description	Référence
Directive Basse Tension	2006/95/CE
Norme	EN 60255-27 (2013) EN 60255-1 (2009)

Tableau 1108: Conformité CEM

Description	Référence
Directive CEM	2004/108/CE
Norme	EN 60255-26 (2013)

Section 16 Normes et réglementations applicables

EN 60255-1

EN 60255-26

EN 60255-27

DIRECTIVE 2004/108/CE sur la CEM

Directive 2002/96/CE/175 sur les DEEE

CEI 60255

Directive basse tension 2006/95/CE

CEI 61850

Section 17 Glossaire

100BASE-FX	Support physique défini dans la norme Ethernet IEEE 802.3 pour réseaux locaux (LAN), qui utilise un câblage fibre optique
100BASE-TX	Support physique défini dans la norme Ethernet IEEE 802.3 pour réseaux locaux (LAN), qui utilise un câblage à paires torsadées, catégorie 5 ou supérieure, avec connecteurs RJ-45.
ACT	1. Outil de configuration d'application dans le PCM600 2. Etat de déclenchement dans CEI 61850
Adresse IP	Groupe de 4 chiffres entre 0 et 255, séparés par des points. Une adresse IP unique qui spécifie l'emplacement du protocole TCP/IP est affectée à chaque serveur connecté à Internet.
AVR	Régulateur de tension automatique
CA	Autorité de certification
CAT 5	Type de câble à paire torsadée conçu pour haute intégrité de signal
CAT 5e	Version améliorée de CAT 5 qui ajoute des spécifications pour la télédiaphonie
CBB	Blocs de construction de cycle
CEI	Commission électrotechnique internationale
CEI 61850	Norme internationale pour la modélisation et la communication des postes électriques
CEI 61850-8-1	Protocole de communication basé sur la série de normes CEI 61850
CEI 61850-9-2	Protocole de communication basé sur la série de normes CEI 61850
CEI 61850-9-2 LE	Édition Light de CEI 61850-9-2 offrant une interface de bus de processus
CEM	Compatibilité électromagnétique
DAN	Nœud à double association
DCD	Détection de porteuse de données
DFT	Transformée de Fourier discrète
DG	Production décentralisée

DHCP	Protocole de configuration dynamique d'hôte
DNP3	Protocole de réseau distribué développé à l'origine par Westronic. Le Groupe d'utilisateurs DNP3 est le propriétaire du protocole et est donc responsable de son évolution.
DPC	Contrôle de point double
DSR	Ensemble de données prêt
DT	Temps défini
DTR	Terminal de données prêt
DTR	Détecteur de température à résistance
E/S	Entrée/sortie
EIA-232	Norme de communication série conformément à l'Association des industries électroniques
EIA-485	Norme de communication série conformément à l'Association des industries électroniques
Ethernet	Norme de connexion d'un ensemble de technologies de mise en réseau d'ordinateurs basés sur cadre dans réseau local
FIFO	Premier entré, premier sorti
FLC	Courant pleine charge
FPGA	Réseau de portes programmables par l'utilisateur
FTP	Protocole de transfert des fichiers
FTPS	Protocole de transfert sécurisé de fichiers
GFC	Critères de défaut général
GOOSE	Evénement générique de poste orienté objet
GPS	Système mondial de localisation
HSO	Sortie ultra rapide
HSR	High-availability seamless redundancy (protocole de redondance transparente de haute disponibilité)
HT	Haute tension
HTTPS	Protocole de transfert hypertexte sécurisé
IDMT	Temps minimum inverse défini
IEEE 1686	Norme des capacités de cyber-sécurité des Dispositifs Électroniques Intelligents (DEI) de poste
IHM	Interface homme-machine
IP	Protocole Internet
IRF	1. Défaut interne

	2. Relais de défaut interne
IRIG-B	Code temporel format B du Groupe Inter-Range Instrumentation
LAN	Réseau local
LC	Type de connecteur pour câble en fibre de verre, CEI 61754-20
LCD	Affichage à cristaux liquides
LDC	Compensation de chute de ligne
LE	Light Edition
LHMI	Interface homme-machine locale
LOG	Perte du réseau
LOM	Perte du réseau d'alimentation
MAC	Contrôle d'accès au support
MCB	Disjoncteur miniature
MM	1. Multimode 2. Fibre optique multimode
MMS	1. Messagerie industrielle MMS 2. Système de gestion de mesure
Modbus	Protocole de communication série développé par la société Modicon en 1979. Utilisé à l'origine pour les communications avec des automates programmables (PLC) et des dispositifs RTU.
MT	Moyenne tension
P2P	pair-à-pair
PC	1. Ordinateur personnel 2. Polycarbonate
PCM600	Gestionnaire d'IED de protection et de commande
PGU	Groupe de production d'énergie électrique
PLC	Automate programmable
PPS	Impulsion par seconde
PRP	Parallel redundancy protocol (protocole de redondance en parallèle)
PTP	Precision Time Protocol
RCA	Egalement désigné RCA ou angle de base. Angle caractéristique.
RJ-45	Type de connecteur galvanique
RMS	Valeur efficace

RSTP	Protocole Rapid spanning tree
SAN	Nœud à une seule association
SBO	Sélectionner avant utilisation
SCADA	Supervision, contrôle et acquisition des données
SCL	Langage de description XML et de configuration de poste (défini par CEI 61850)
SMT	Diagramme matriciel de signaux dans PCM600
SMV	Valeurs mesurées échantillonnées
SNTP	Protocole simple de synchronisation de réseau
SOF	Etat de défaut
SOTF	Enclenchement sur défaut
ST	Type de connecteur pour câble en fibres de verre
Série 620	Groupe de relais numériques de protection et de contrôle pour applications de haut niveau de protection et de surveillance de postes d'alimentation, d'appareillage de commutation et de matériels industriels
TC	Transformateur de courant
TCP/IP	Protocole de contrôle de transmission/Protocole Internet
TCS	Surveillance du circuit de déclenchement
TLV	Type Longueur Valeur
TT	Transformateur de tension
UTC	Temps universel coordonné
VDR	Résistance dépendant de la tension
WAN	Réseau longue distance

ABB Distribution Solutions
P.O. Box 699
FI-65101 VAASA, Finlande
Téléphone +358 10 22 11

ABB
Nanjing SAC Power Grid Automation Co., Ltd.
NO.39 Shuige Road, Jiangning
Development Zone
211100 Nanjing, Chine
Téléphone +86 25 51183000
Fax +86 25 51183883

www.abb.com/mediumvoltage

2NGA000253 A

© Copyright 2020 ABB. Tous droits réservés.