

Medium voltage products

Quaderno di Applicazioni Tecniche No. 19

Le smart grid

3. La norma IEC 61850

Indice

2	1.	Introduzione
3	2.	IEC 61850: il concetto e la struttura
5	2.1	L'approccio base delle IEC 61850
5	2.2	Il modello dati object-oriented
7	2.3	I servizi previsti per il modello dati
8	2.4	Requisiti di prestazione
9	2.5	Stack di comunicazione e mappatura
9	2.6	Ethernet e i bus di stazione e di processo
12	2.7	La ridondanza
16	2.8	Ingegneria supportata da linguaggio SCL
16	2.9	IEC 61850, una concezione che durerà nel tempo
17	3.	I prodotti ABB basati su IEC 61850
17	3.1	Lo sviluppo nativo di IEC 61850 nei dispositivi ABB di protezione e controllo
19	3.2	Installazione e test dei sistemi ABB di automazione delle sottostazioni
24	3.3	Il centro ABB di verifica e validazione per IEC 61850
26	4.	Abbreviazioni e acronimi utilizzati nella IEC 61850

1. Introduzione



La comunicazione, in ambito tecnico, può essere molto di più di uno scambio di dati basato su uno dei vari protocolli disponibili sul mercato; può, infatti, coinvolgere anche la sintassi e la semantica in modo che le informazioni siano universalmente comprensibili.

Questo è l'obiettivo che IEC (International Electrotechnical Commission) si è posta affrontando il problema e che ha portato alla pubblicazione nel 2004 della nuova normativa al fine di:

- fornire un unico protocollo per una completa sottostazione;
- sviluppare un formato comune per descrivere la sottostazione e facilitare la modellazione ad oggetti dei dati richiesti nella sottostazione;
- definire i servizi base richiesti per trasferire i dati utilizzando protocolli di comunicazione diversi;
- consentire l'interoperabilità tra prodotti di costruttori diversi.

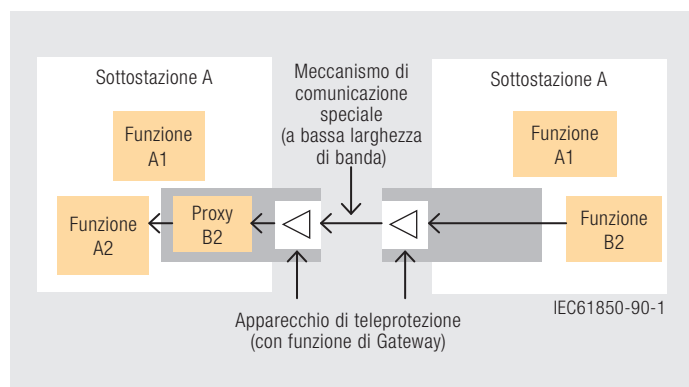
Fin dall'inizio la nuova norma fu sostenuta anche dall'ANSI (American National Standards Institute) con uno sforzo che richiese il contributo di più di 60 esperti per quasi una decade di lavoro. IEC 61850 fornisce una struttura standardizzata per l'integrazione dei componenti della sottostazione, le caratteristiche funzionali, la struttura dei dati nei dispositivi, la convenzioni per la designazione dei dati, come le applicazioni devono interagire e controllare i dispositivi e, infine, come testare la conformità alla norma stessa. IEC 61850 ha avuto un'accettazione rapidissima ed è stata richiesta dalla maggior parte del mercato come standard di comunicazione già dopo due anni dal suo rilascio. Il motivo di tale successo deriva dal fatto che progettare, installare, configurare e mantenere un'infrastruttura di comunicazione tradizionale ha dei costi non trascurabili mentre i benefici introdotti dalla IEC 61850 riducono in modo consistente tali costi mentre salvaguardano, grazie alla standardizzazione, l'investimento realizzato.

2. IEC 61850: il concetto e la struttura

Tutti i sistemi per l'automazione della distribuzione, in passato erano basati su soluzioni e protocolli proprietari o sull'utilizzo di standard di comunicazione provenienti da altri campi di applicazione quali DNP3 o IEC 60870-5-104.

Queste soluzioni avevano il problema di rendere particolarmente gravosa l'interoperabilità tra diversi fornitori o, addirittura, quella tra versioni diverse di apparecchi dello stesso costruttore. Ci sono voluti più di vent'anni per arrivare a formalizzare la necessità di uno standard per la comunicazione nelle sottostazioni al fine di risolvere i problemi di interoperabilità; l'ulteriore obiettivo era quello di creare uno standard che reggesse il continuo e rapido sviluppo tecnologico in questo campo. Questo spiega l'evoluzione avuta dalle IEC 61850, passata dall'edizione 1 all'edizione 2, con l'aggiunta di alcune caratteristiche come:

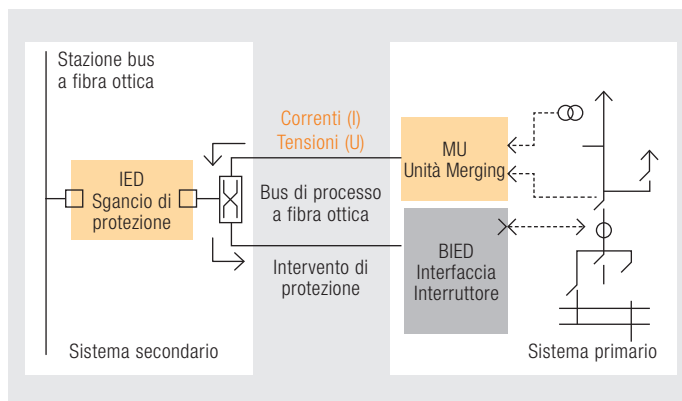
- il chiarimento di alcune parti come il buffered reporting, il mode switch (in test mode) e il controllo degli accessi gerarchico (local/remote);
- la comunicazione tra sottostazioni (parte 90-1) e tra sottostazioni e i centri di controllo della rete elettrica (parte 90-2). La prima, come si può vedere dalla figura seguente, tratta anche dell'uso dei gateway proxy nelle connessioni a bassa larghezza di banda;



Principi di comunicazione basati su Standard IEC 61850, tra sottostazioni

- la sincronizzazione richiesta per la comunicazione dei campioni di tensione e corrente con velocità nel campo dei microsecondi. A tal fine è stata redatta una raccomandazione applicativa, la parte 9-2. La raccomandazione introduce la merging unit (MU), di cui si parlerà nel paragrafo 2.7, che ha il compito di fornire i campioni con relativa sincronizzazione. Oltre ai campioni di misura la connessione basata su Ethernet trasmette anche la posizione degli apparecchi di manovra, i comandi e gli interventi delle protezioni. Ciò porta a definire un vero e proprio bus di processo tra l'apparecchiatura primaria e quella secondaria.

Il vantaggio è la riduzione dei cablaggi, una separazione galvanica grazie all'utilizzo della fibra ottica, un'interfaccia seriale standard indipendente dal tipo di strumenti di misura utilizzati;



Bus di processo con unità "merging" (MU), interfaccia interruttore (BIED) e switch esterno Ethernet

- Supporto per interfacce ridondanti degli IED.
- Estensione del modello dati per nuove funzioni applicative come ad esempio la supervisione di quantità non elettriche (nuovi LN principalmente per impianti idroelettrici).
- Valutazione statistica delle misure contenute nei nodi logici MMXU e MMXN: principalmente richiesti per la Power Quality e da altre applicazioni come i generatori eolici.
- Supporto per la tracciatura e rilevazione di servizi e relative risposte: questa funzione è utile per la messa in servizio e la sicurezza in quanto rende visibili, senza l'utilizzo di analizzatori di protocollo, i parametri e la gestione dei servizi richiesti.
- Gestione della gerarchia dei dispositivi logici: utile nel caso di sistemi di protezione IED complessi per i quali sono richiesti più livelli funzionali per la gestione corretta dei parametri comuni.
- Nuovi oggetti e concetti per il test di parti funzionali nei sistemi in funzione: utile in quanto permette l'uso di applicazioni standard per il test supportando messaggi di test in parallelo a messaggi reali.
- Estensione di SCL per descrivere nuove proprietà degli IED e supportare meglio la fase di ingegneria e di retrofit.
- SCL Implementation Conformance Statements (SICS): definisce le caratteristiche mandatorie e opzionali dei tool per gli IED e per il sistema. Ciò consente di giudicare il grado di interoperabilità dei tool.
- Le parti informative 7-5xx con esempi su come eseguire la modellazione di funzioni applicative del sistema.

2. IEC 61850: il concetto e la struttura

La struttura dell'Edizione 2 della IEC 61850 è la seguente:

Parti della Norma IEC 61850 Edition 2: Communication networks and systems for power utility automation

Part 1:	Introduction and overview
Part 2:	Glossary
Part 3:	General requirements
Part 4:	System and project management
Part 5:	Communication requirements for functions and device models
Part 6:	Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs
Part 7-1:	Basic communication structure – Principles and models
Part 7-2:	Basic communication structure – Abstract communication service interface (ACSI)
Part 7-3:	Basic communication structure – Common data classes
Part 7-4:	Basic communication structure – Compatible logical node classes and data classes
Part 7-410:	Hydroelectric power plants – Communication for monitoring and control
Part 7-420:	Basic communication structure – Distributed energy resources logical nodes
Part 7-5:	IEC 61850 – Modelling concepts
Part 7-500:	Use of logical nodes to model functions of a substation automation system
Part 7-510:	Use of logical nodes to model functions of a hydro power plant
Part 7-520:	Use of logical nodes to model functions of distributed energy resources
Part 8-1:	Specific communication service mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3
Part 80-1:	Guideline to exchange information from a CDC based data model using IEC 60870-5-101/104
Part 9-2:	Specific communication service mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3
Part 90-1:	Use of IEC 61850 for the communication between substations
Part 90-2:	Using IEC 61850 for the communication between substations and control centres
Part 90-3:	Using IEC 61850 for condition monitoring
Part 90-4:	Network Engineering Guidelines - Technical report
Part 90-5:	Using IEC 61850 to transmit synchrophasor information according to IEEE C37.118
Part 10:	Conformance testing

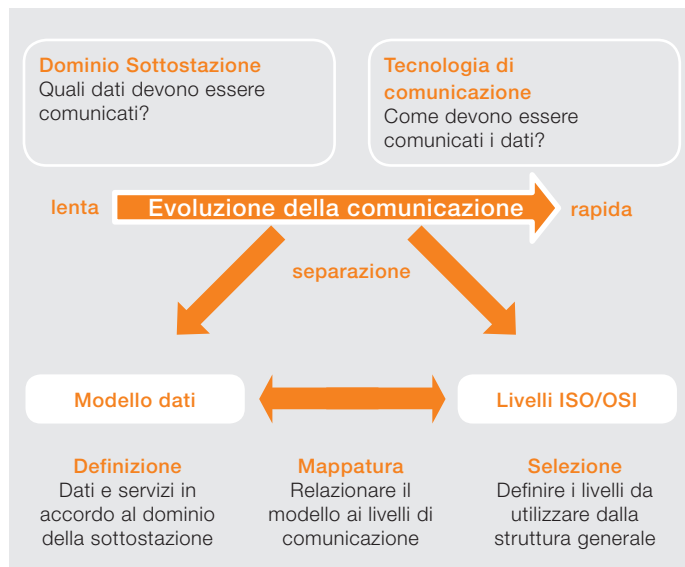
N.B.: La commissione tecnica IEC 88 ha pubblicato la Norma IEC 61850 Basic communication structure for Wind Turbines come IEC 61400-25, Wind turbines – Communications for monitoring and control of wind power plants.

È ancora in corso la definizione di come gestire la trasformazione e la mappatura automatica tra il modello dati IEC 61850 e il Common Information Model (CIM) descritto nella IEC 61970.

La pietra miliare della Norma è il linguaggio innovativo e ampliabile basato su XML per la descrizione della sottostazione detto SCL (Substation Configuration Language). SCL permette di descrivere formalmente la configurazione degli IED in termini funzionali (es. controllo dell'interruttore misure e stati), di indirizzo di comunicazione e servizi (es. reportistica). Il linguaggio può anche descrivere la dislocazione degli apparecchi mettendolo in relazione con le funzioni implementate negli IED.

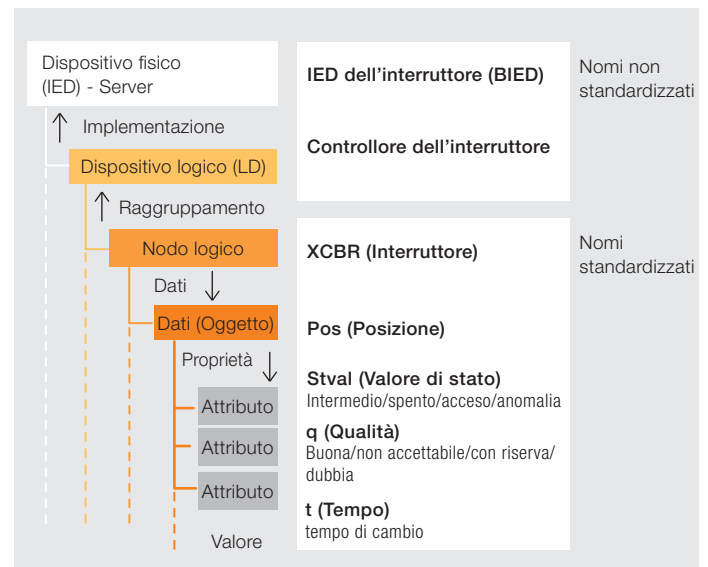
2.1 L'approccio base delle IEC 61850

Al fine di garantire l'interoperabilità a lungo termine, considerando i diversi tempi di sviluppo delle funzioni della sottostazione e al passo con i cambiamenti della tecnologia di comunicazione, l'approccio seguito dalle IEC 61850 è quello di separare i modelli per i dati e per i servizi di comunicazione dai protocolli, ovvero i sette livelli ISO/OSI utilizzati per codificare e decodificare le informazioni in stringhe di bit per la loro trasmissione su un supporto di comunicazione. Questo approccio non solo è in grado di incontrare lo stato dell'arte della tecnologia di comunicazione ma anche di salvaguardare gli investimenti effettuati nell'ingegneria e nello sviluppo delle applicazioni. In ogni caso i modelli dei dati sono comunque standardizzati dalle IEC 61850 nei vari livelli di comunicazione al fine di assicurare l'interoperabilità.



2.2 Il modello dati object-oriented

La struttura base del modello dati è indipendente dall'applicazione, tuttavia le classi del modello sono sostanzialmente relative ad una sottostazione. Modelli per gli oggetti di parchi eolici, centrali idroelettriche e sorgenti di energia distribuita sono stati aggiunti successivamente. Tutte le funzioni applicative, che comprendono le interfacce dati verso le apparecchiature primarie, sono suddivise nelle più piccole parti possibili che possono comunicare l'un l'altra e, cosa più importante, possono essere implementate separatamente nei vari IED. La Norma IEC 61850 chiama questi oggetti base con il nome di nodi logici (o LN = Logical Node). Il nome della classe cui un LN appartiene si riferisce alla funzione a cui l'oggetto dati appartiene. Gli oggetti dati contenuti in un LN possono essere obbligatori, opzionali o condizionali. Gli oggetti dati, inoltre, contengono degli attributi che possono essere visti come valori o proprietà di dettaglio dell'oggetto dati. Questo modello gerarchico è illustrato nella figura seguente.



Il modello dati object-oriented di IEC 61850

2. IEC 61850: il concetto e la struttura

Poiché i nomi delle classi dei LN e i nomi completi degli oggetti dati e degli attributi sono standardizzati, questi forniscono in modo formale la semantica di tutti gli oggetti trasmessi nell'ambito della Norma IEC 61850.

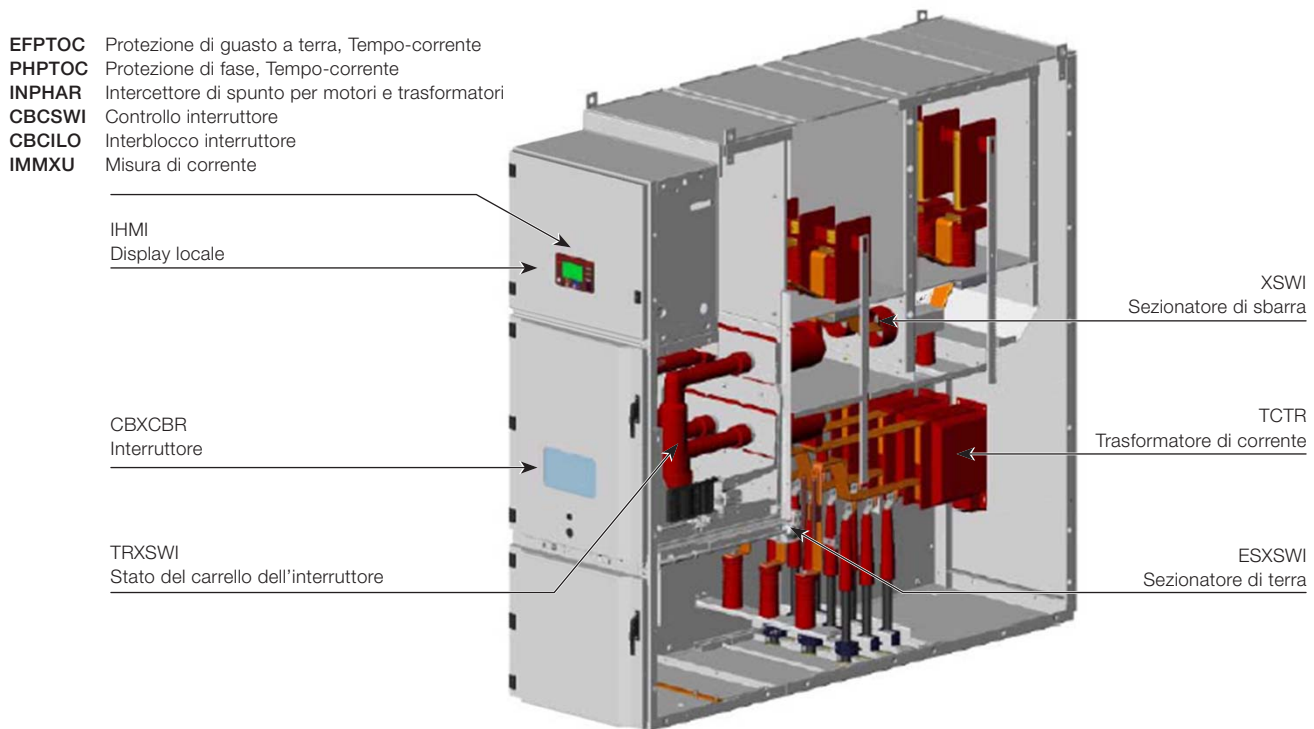
A loro volta i LN possono essere raggruppati in dispositivi logici (LD = Logical Devices) con nomi non standardizzati che possono essere implementati in server residenti negli IED.

Le proprietà comuni dei dispositivi fisici hanno a che fare con una classe del LN chiamata LPHD.

Se una classe di un LN per una certa funzione risultasse mancante, è possibile utilizzare una classe generica avente un significato semantico limitato.

Attività più impegnativa è sicuramente l'estensione eventuale di LN e di dati strettamente in accordo con le regole di estensione date dalla Norma che comprendono la grandezza del nome e le referenze univoche al significato semantico, in quanto queste regole garantiscono e preservano l'interoperabilità.

Per l'identificazione funzionale di ogni dato nel contesto di una sottostazione, si dovrà utilizzare un sistema di designazione gerarchico per la designazione degli oggetti e delle funzioni preferibilmente in accordo alle IEC 81346: Industrial systems, installations and equipment and industrial products - Structuring principles and reference designations. Nella figura seguente troviamo un esempio di modello dati per un'unità di un quadro di media tensione.



Il modello dati per un'unità di un quadro di media tensione

2.3 I servizi previsti per il modello dati

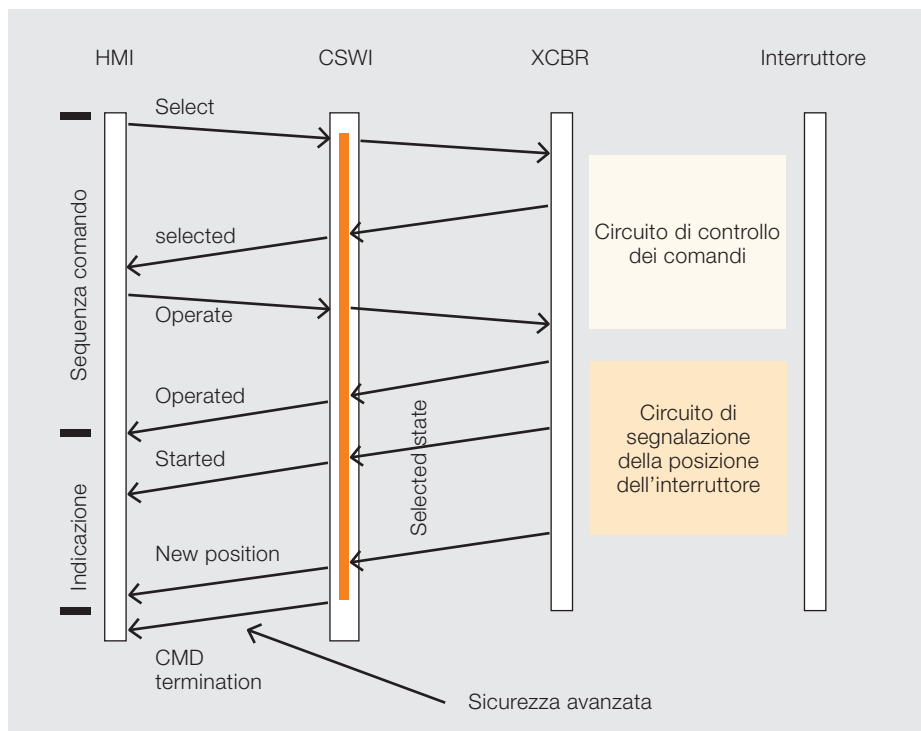
Al fine di garantire l'interoperabilità non solo è necessario standardizzare gli oggetti dati ma anche standardizzare il modo di accedervi. IEC 61850, quindi, si occupa anche di questo.

I servizi più comuni sono:

- Read: leggere i dati quali il valore di un attributo
- Write: scrivere il valore ad esempio di un attributo di configurazione
- Control: controllare i dispositivi di manovra e altri oggetti controllabili utilizzando metodi standard come "select before operate" o "direct operate"
- Reporting: ad esempio, segnalazione "event driven" a seguito del cambio di un valore

- Logging: memorizzazione locale di eventi con il relativo tempo o altri dati storici
- Get directory: ovvero visualizzare il modello dati
- File transfer: per la configurazione, registrazione dei disturbi o di dati storici
- GOOSE: è l'acronimo per Generic Object Oriented System Event ed è il servizio utilizzato per trasmissioni veloci di informazioni critiche dal punto di vista temporale come cambi di stato, interblocchi, comandi di apertura tra IED
- Sampled value (SV): il servizio SV trasmette rapidamente un flusso di campioni di correnti o tensioni

Nella figura seguente è illustrato il servizio chiamato Control che implementa la modalità "select before operate with enhanced security". Il comando SELECT è impartito dall'operatore dalla propria stazione di lavoro (HMI) e comunicata all'unità di controllo di baia (LN CSWI).



A seconda dell'architettura del Sistema, il comando SELECT è confermato sia dall'unità di controllo di baia sia dall'IED dell'interruttore (LN XCBR). Quando l'operatore riceve una ricevuta positiva (Selected) da CSWI, può emettere un comando OPERATE. La richiesta di manovra è inviata attraverso il controllore di baia all'interruttore (XCBR). All'esecuzione del comando viene quindi inviata all'operatore una ricevuta positiva di "Operated". Altri riscontri sono forniti dal servizio di reporting che è attivato dal movimento dell'interruttore ("Started") e al raggiungimento della nuova posizione ("New position"). Nel caso si sia utilizzato il servizio con "enhanced security" il risultato finale è confermato da un messaggio di comando concluso ("Cmd confirmation") che conclude definitivamente il servizio.

Il servizio Control con modalità select before operate

2. IEC 61850: il concetto e la struttura

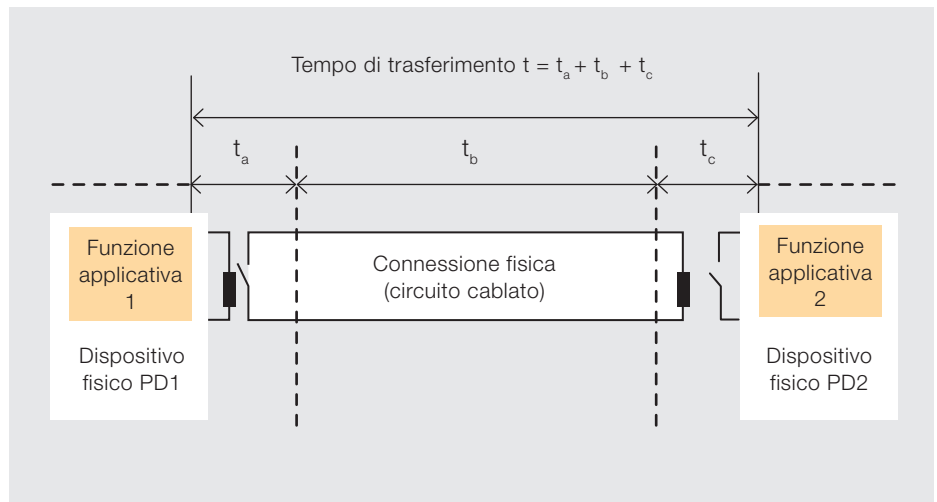
2.4 Requisiti di prestazione

Il tempo di trasferimento dei messaggi tra l'applicazione emittente (es: la funzione di protezione che invia un comando di sgancio) e l'applicazione ricevente (la funzione interruttore che attua la manovra) è determinata dai requisiti della funzione che dipende dal trasferimento di questo messaggio. Dato che lo sgancio dell'interruttore è critica, questa può essere associata alla classe con i requisiti di tempo di trasferimento più stringenti, cioè di 3 ms. Anche il trasferimento di campioni che utilizzano il servizio SV è assegnato a questa classe per evitare ritardi nel rilevamento delle condizioni di guasto da parte delle protezioni. Nelle figure a fianco viene comparato il tempo di trasferimento di un messaggio GOOSE su una linea seriale rispetto a un circuito cablato.

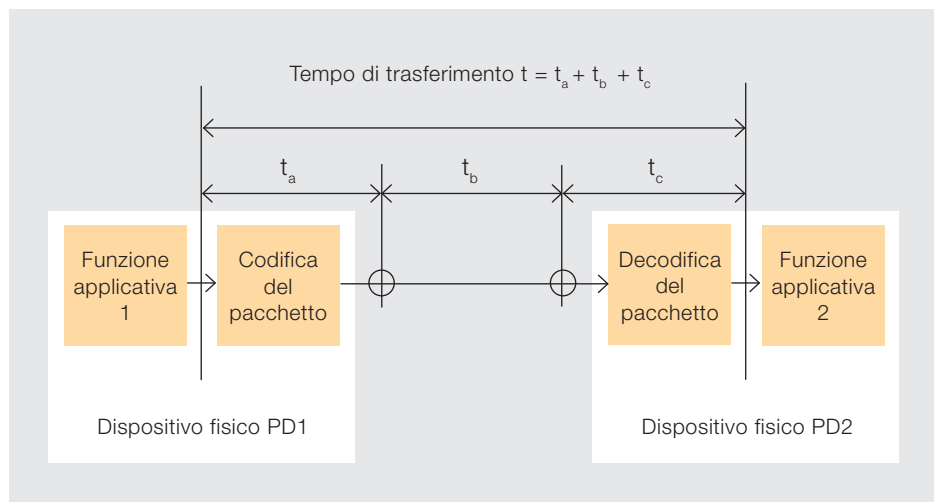
Per quanto riguarda GOOSE, è importante sottolineare i criteri di sicurezza adottati per questi messaggi:

- la connessione di comunicazione tra gli IED è monitorata continuamente tramite l'invio ciclico di dati;
- l'evento relativo alla modifica di un dato è immediatamente e più volte inviato per assicurarne la ricezione;
- in caso di timeout vengono informati sia l'applicazione che l'utilizzatore.

Per analizzare in modo appropriato la sequenza di eventi in un sistema e per un'analisi di guasto a posteriori, gli eventi devono essere corredati da un tempo con un'accuratezza di 1 ms, che è migliore di un qualunque cambio di stato di un contatto. Tale accuratezza è possibile utilizzando il Simple Network Time Protocol (SNTP) su una linea di comunicazione seriale. Accuratezze superiori dell'ordine di 1 μ s sono raggiungibili con one pulse per second (pps) tramite filo o fibra ottica separata.



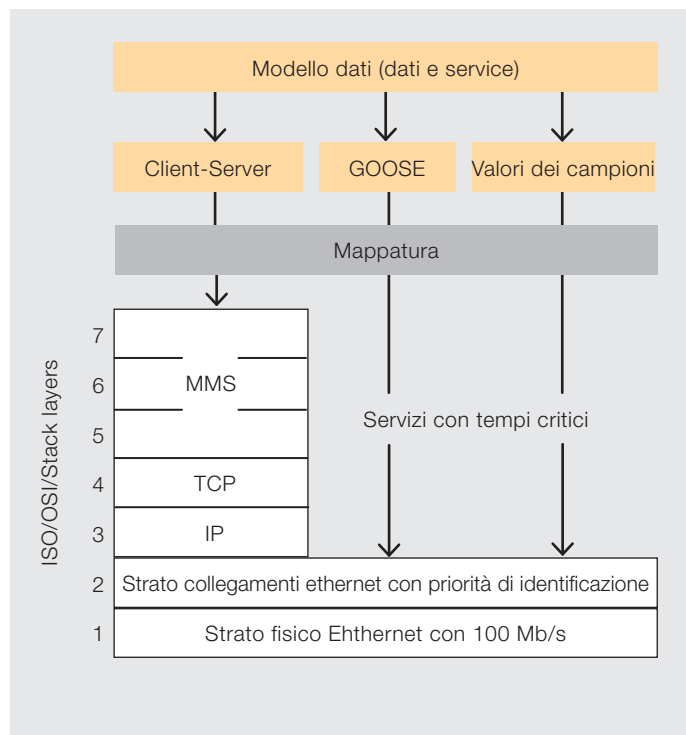
Definizione del tempo di trasferimento con contatti cablati



Definizione del tempo di trasferimento con pacchetti di comunicazione

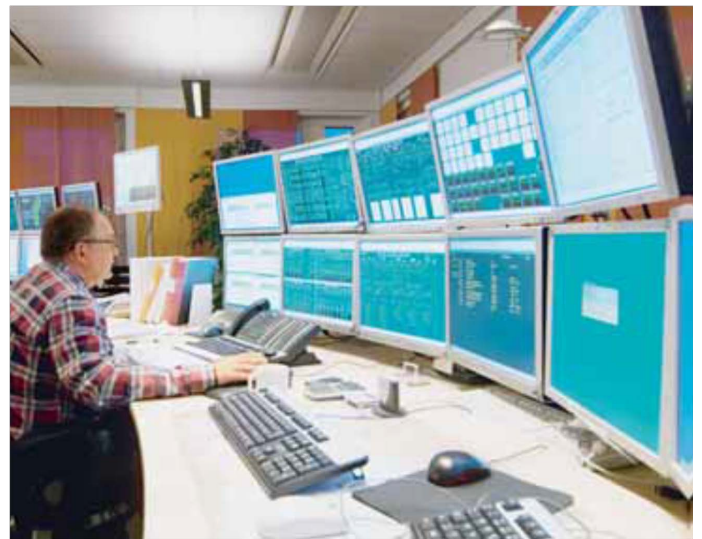
2.5 Stack di comunicazione e mappatura

Per gli stack di comunicazione, IEC 61850 ha selezionato delle tecnologie base: una struttura di stack in accordo ai livelli ISO/OSI che comprendono Ethernet (livelli 1 e 2), TCP/IP (livelli 3 e 4) e Manufacturing Messaging Specification o MMS (livelli da 5 a 7). Il modello a oggetti e i relativi servizi sono mappati al livello applicativo MMS (livello 7). Solo i servizi critici nel tempo, come SV e GOOSE sono mappati direttamente al livello Ethernet (livello 2).



Mappatura nei livelli ISO/OSI in 61850

2.6 Ethernet e i bus di stazione e di processo



La tecnologia base adottata da IEC 61850 è Ethernet, attualmente con una velocità di 100 Mb/s. Nella Norma sono previsti due bus basati sulla tecnologia a switch di Ethernet. Il bus di stazione collega gli IED di protezione, controllo e monitoraggio delle unità di baia con i dispositivi a livello di stazione cioè i computer centrali con relativa HMI e i gateway verso il centro di comunicazione (NCC, network Communication Center) utilizzando tutti i servizi richiesti dalle applicazioni.

Tipicamente le informazioni in transito sono relative al controllo, quali misure, interblocchi e select-before-operate. Il protocollo utilizzato è MMS, per trasferire dati tra il livello di stazione e gli IED di baia, mentre GOOSE è il servizio utilizzato per il trasferimento dati tra baia e baia.

Il bus di processo, invece, collega le unità di baia con i dispositivi operativi sul campo utilizzando servizi quali SV per la trasmissione dei campioni di misura con scopi di protezione; le altre informazioni relative allo stato della comunicazione, ai comandi e agli interventi degli apparecchi di manovra sono identiche a quelle del bus di stazione.

2. IEC 61850: il concetto e la struttura

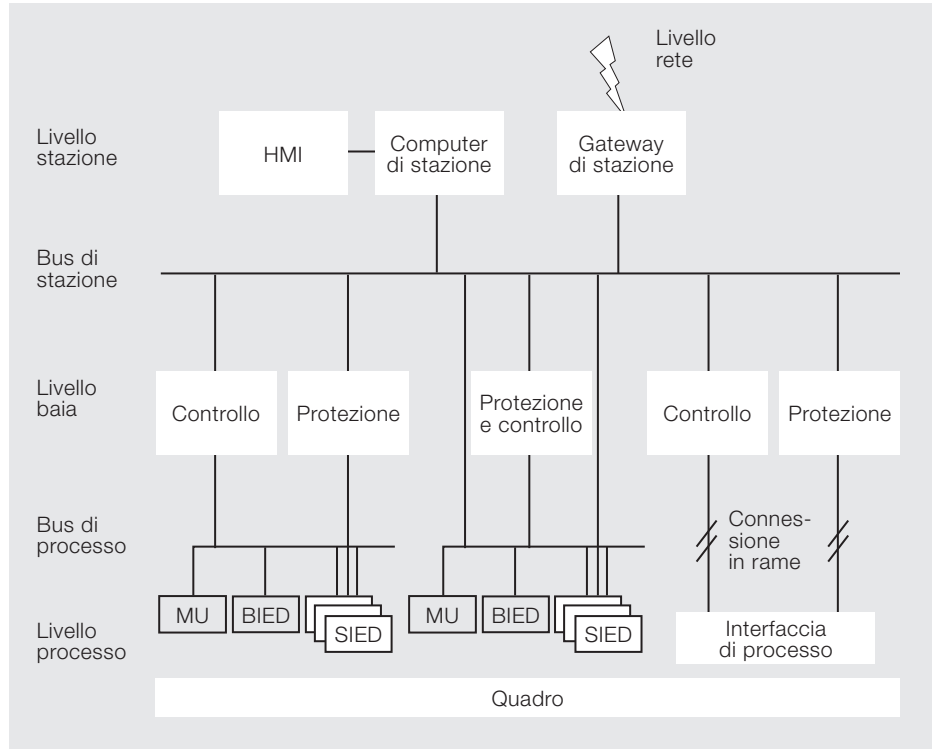
In ogni caso, ottenere la sincronizzazione dei campioni di corrente e tensione ed inviarli alle protezioni utilizzando il servizio SV è molto impegnativo.

Per la conversione dei segnali analogici provenienti da trasformatori di misura di corrente e tensione, convenzionali e non, in telegrammi IEC 61850 si utilizzano unità chiamate MU (merging unit). È stato quindi definito il formato di un telegramma contenente tensioni e correnti per le tre fasi e per la componente zero. Sono definiti due velocità di campionamento (80 e 256 campioni per periodo) e un segnale di sincronizzazione di un impulso al secondo (1 pps) con una precisione di sincronizzazione di classe T4 ($\pm 4 \mu s$). A livello di quadro elettrico il bus di processo e le relative funzionalità sono costituite dagli IED degli interruttori (BIED) e dei sezionatori (SIED) e dai relativi collegamenti. Essendo le funzioni liberamente allocabili, è possibile creare IED con funzione BIED, SIED e MU contemporaneamente.

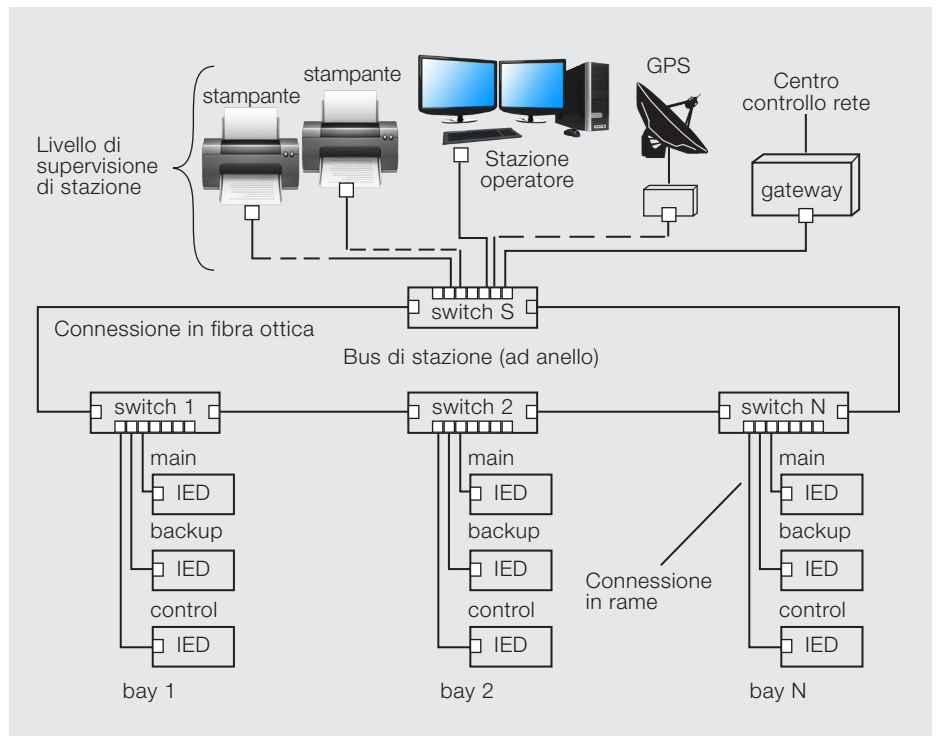
La Norma non prescrive una topologia specifica in quanto è la rete fisica Ethernet che supporta delle topologie ben definite.

Per il bus di stazione la topologia più utilizzata è quella ad anello di switch, con o senza ridondanza, per la connessione delle IED di protezione, backup e controllo.

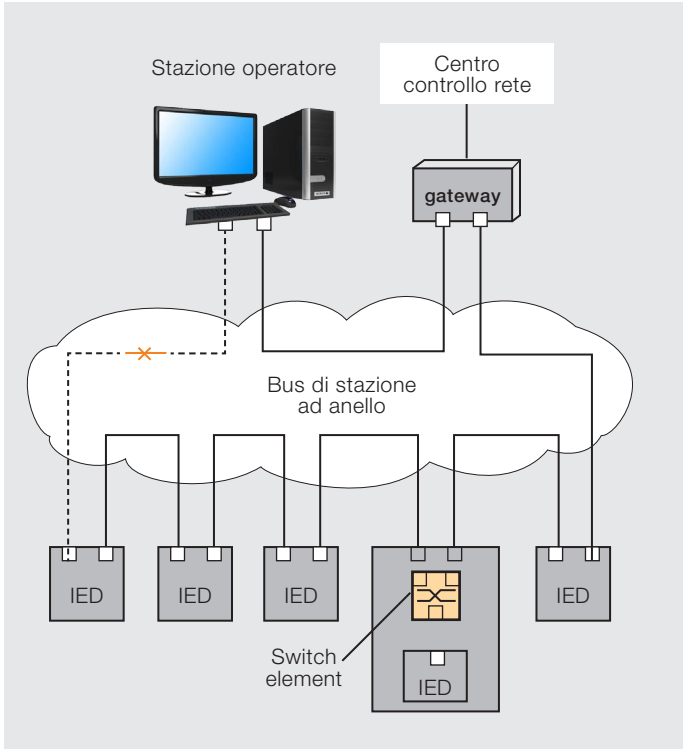
Nelle piccole sottostazioni è possibile collegare direttamente le IED all'anello purché includano un elemento switch per sopportare il guasto su una singola connessione.



Esempio bus di stazione e di processo



Esempio bus di stazione non ridondante

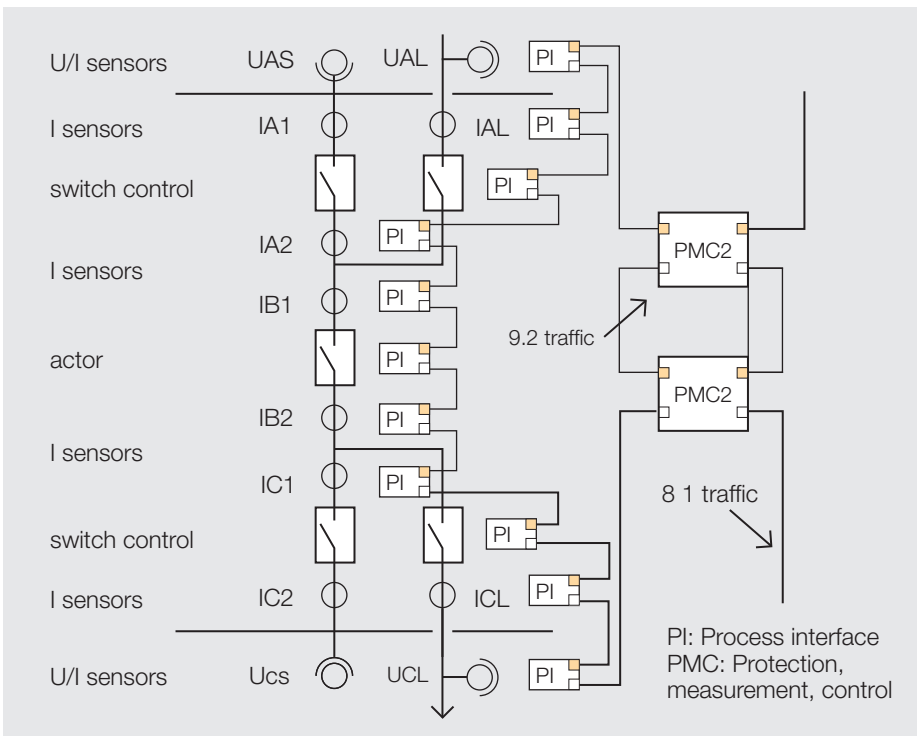


Anello con switch e nodi

Nelle grandi sottostazioni possiamo avere più anelli, uno per ogni livello di tensione, collegati tra loro ad albero quindi con una topologia mista.

Il bus di processo può anch'esso essere configurato con topologia ad anello o a stella.

Il tempo di guasto tollerato dal sistema di automazione della sottostazione è chiamato "periodo di grazia". Il tempo necessario alla rete di comunicazione per ritornare in servizio dopo un guasto deve, quindi essere inferiore al periodo di grazia. Quando il bus di stazione trasmette informazioni relative ad esempio ai comandi, può essere tollerato un ritardo di 100 ms. Se invece vengono trasmessi segnali di interblocco o intervento allora sono tollerati solo 4 ms di ritardo. Anche nel caso del bus di processo che trasmette dati critici dalle MU alle protezioni il massimo ritardo tollerato è di 4 ms. Nella figura seguente troviamo i tempi di ripristino massimi suggeriti dal IEC technical committee 57.



Topologia di bus di processo

Tempo di ripristino compilato da IEC TC57 WG10

Partner di comunicazione	Bus di comunicazione	Tempi di ripristino
Da Scada a IED client - server	station bus	100 ms
Interblocchi/ blocchi tra IED	station bus	4 ms
Protezione di sbarra	station bus	0 ms
Valori dei campioni	process bus	0 ms

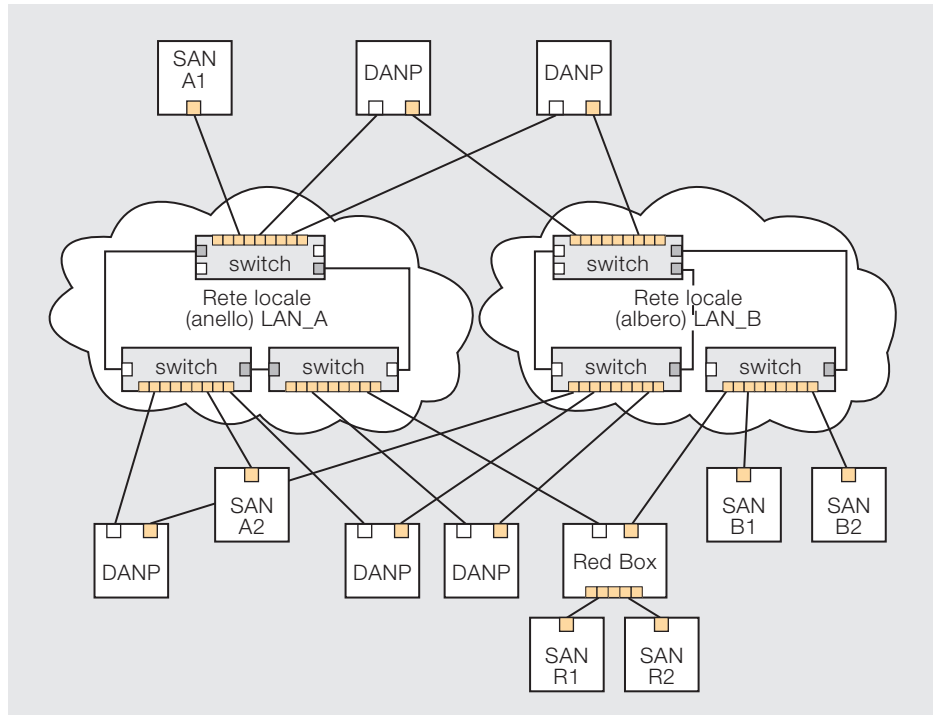
Quanto sopra influisce, quindi, sul livello di ridondanza richiesto al sistema.

2. IEC 61850: il concetto e la struttura

2.7 La ridondanza

Per risolvere il problema della ridondanza si applica la Norma IEC 62439, Industrial communication networks - High availability automation networks - High availability automation networks, applicabile a tutte le reti Ethernet industriali in quanto propone metodi indipendenti dai protocolli utilizzati. La Norma prevede due metodi fondamentali, la ridondanza della rete e la ridondanza dei nodi.

- La ridondanza della rete prevede connessioni e switch ridondanti, tuttavia i singoli nodi sono connessi agli switch tramite connessioni non ridondanti. Il livello di disponibilità non è quindi molto elevato in quanto solo una parte del sistema è ridondante. La ridondanza non è normalmente attiva e l'inserimento comporta, quindi, un certo ritardo. Un esempio di questa soluzione è il metodo proposto dal protocollo RSTP (IEEE 802.1D) che però garantisce tempi inferiori al secondo solo in topologie molto ristrette. Questa tuttavia può essere una soluzione economica per sottostazioni dove non sia stata prevista la ridondanza.
- La ridondanza dei nodi prevede che i nodi utilizzino due porte per connettersi a due reti diverse ridondanti. Questo schema è applicabile a qualunque topologia di rete; il costo è più alto ma il vantaggio in termini di disponibilità è elevato. In questo caso le sole parti non ridondanti sono i nodi stessi.



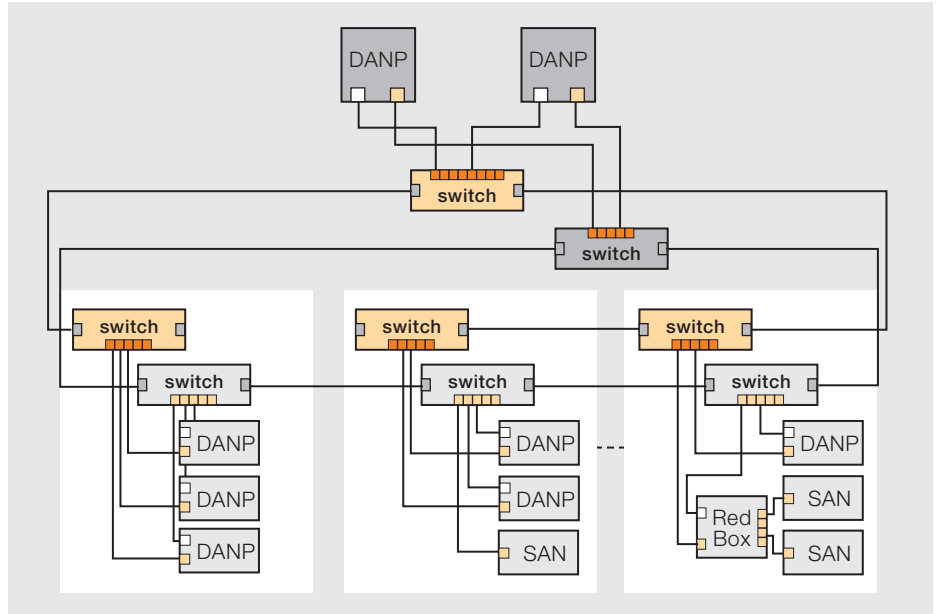
Ridondanza nei nodi

Nella seconda edizione della Norma IEC 61850 sono compresi due protocolli di ridondanza a loro volta definiti nella IEC 62439-3, Industrial communication networks - High availability automation networks - Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR).
 Questi protocolli sono applicabili a sottostazioni di qualunque dimensione e topologia. In entrambi, ogni nodo ha due porte Ethernet identiche per la connessione alla rete; i protocolli gestiscono la duplicazione di tutte le informazioni trasmesse e prevedono il trasferimento in tempo zero se la connessione o gli switch dovessero guastarsi.

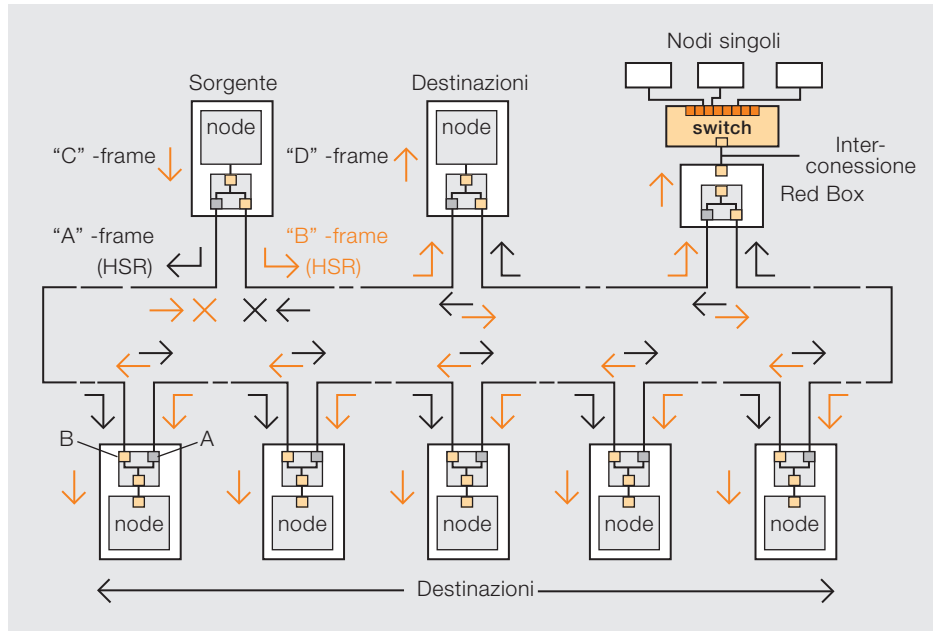
Il protocollo PRP, definito in particolare nel paragrafo 4 della Norma, specifica che ogni nodo PRP chiamato DANP sia connesso in parallelo a due LAN indipendenti con topologia simile funzionanti in parallelo.

Il tempo di ripristino è quindi nullo e al tempo stesso viene monitorato lo stato della ridondanza per mantenerla efficiente. Eventuali nodi non PRP, detti SAN, sono collegati ad una sola rete e possono quindi comunicare solo con altri nodi DANP e SAN collegati alla stessa rete oppure essere collegati ad una così detta redundancy box che si comporta come un DANP.

Il protocollo PRP non copre il guasto del singolo nodo, ma accetta comunque la connessione di nodi duplicati. Il protocollo HSR, invece, applica i principi del PRP ad una singola topologia ad anello considerando le due direzioni come due LAN virtuali indipendenti in modo da realizzare una soluzione più economica; in questo caso, infatti, non vengono utilizzati gli switch ma ogni dispositivo incorpora funzionalmente o fisicamente anche uno switch.



Stazione con bus duplicato e protocollo PRP



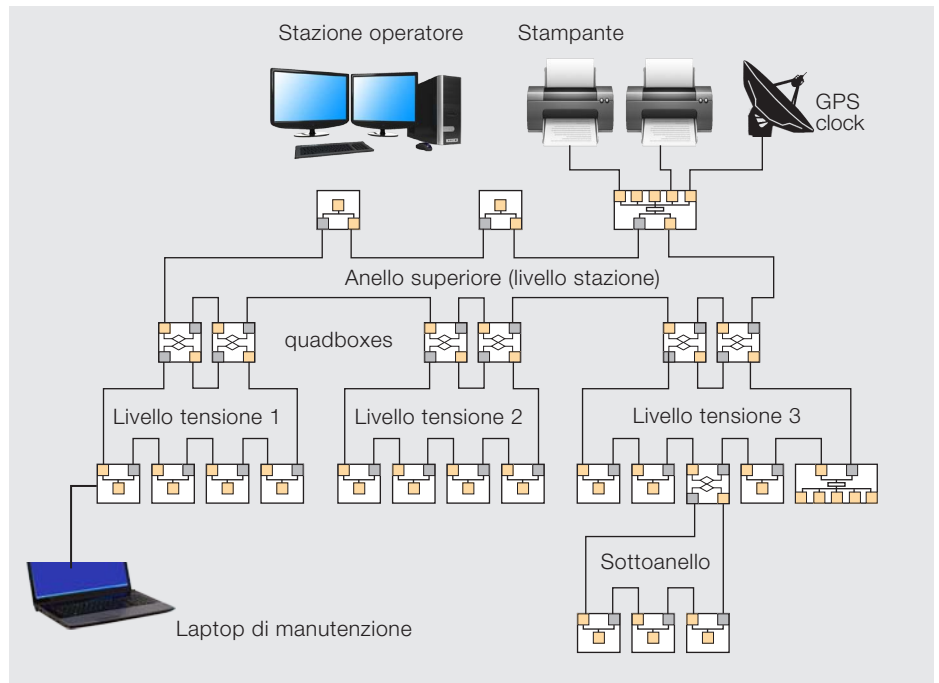
Anello ad alta disponibilità con protocollo HSR

2. IEC 61850: il concetto e la struttura

Per ogni telegramma da inviare, il nodo ne trasmette in realtà due, uno per ogni porta, che circolano in direzioni opposte. Ogni nodo ritrasmette i telegrammi ricevuti da una porta all'altra. Quando il nodo che ha originato il telegramma lo riceve nuovamente, lo scarta per evitare ricircolazioni. Per individuare i duplicati, la sorgente inserisce nella intestazione del telegramma un numero di sequenza incrementato dalla sorgente ad ogni telegramma inviato. In questo modo il telegramma può essere scartato immediatamente prima di essere letto. Rispetto al singolo anello, il traffico è più o meno doppio, ma il tempo medio di propagazione è inferiore quindi l'anello può supportare un numero simile di dispositivi.

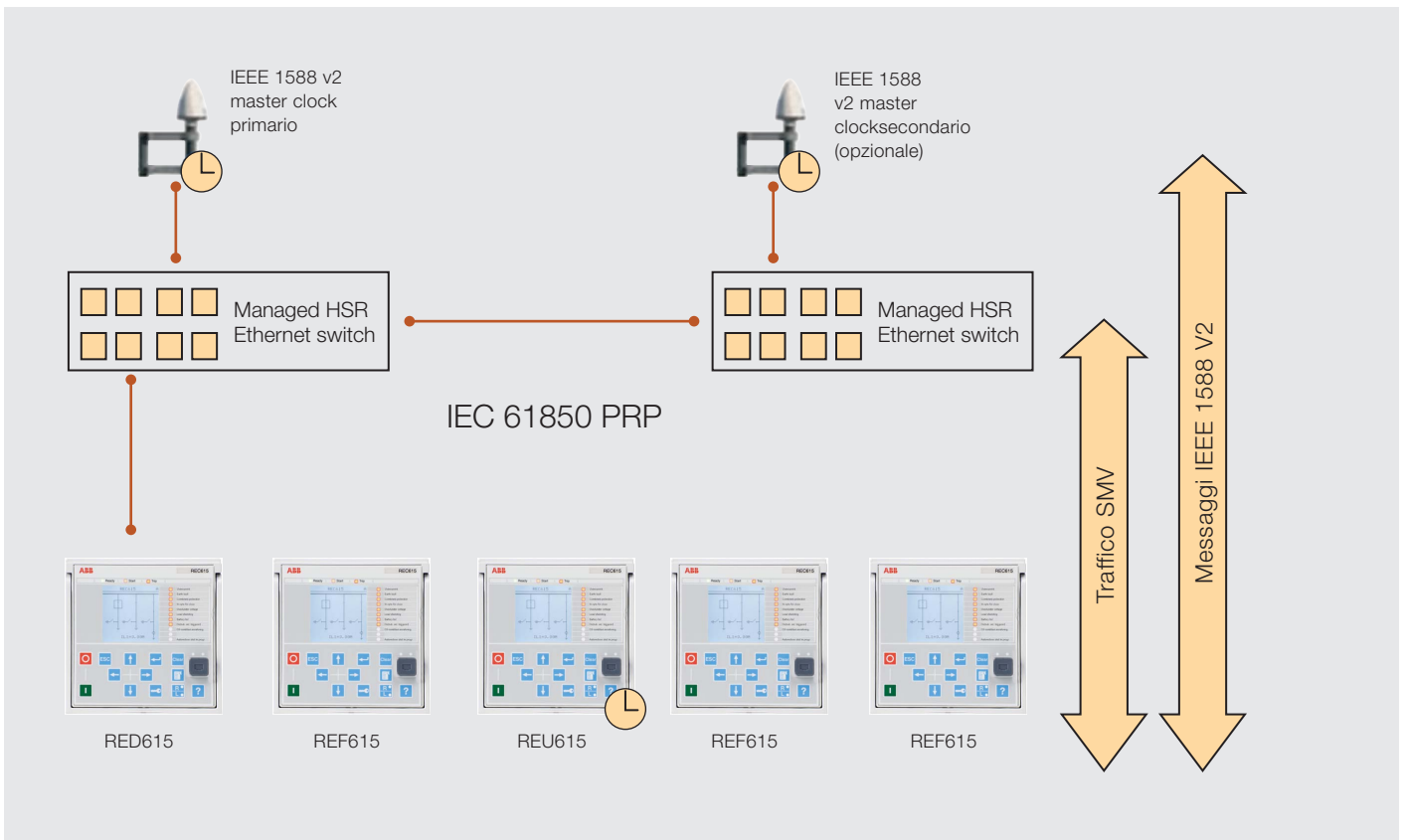
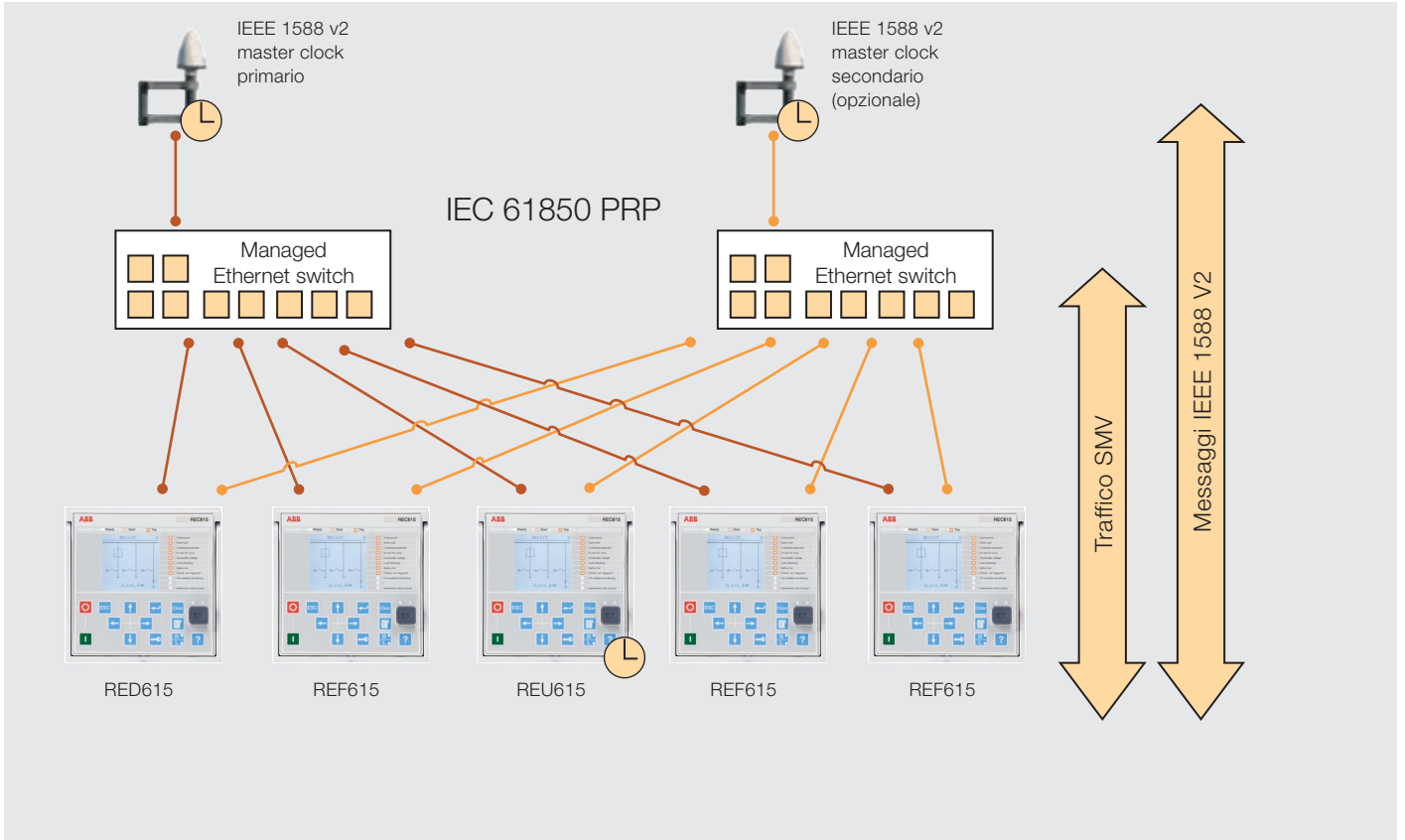
Eventuali nodi singoli ad esempio stampanti e computer, possono essere collegati alla rete tramite le così dette redundancy box che sono viste come elementi dell'anello.

Un'ulteriore possibilità è quella di utilizzare un paio di redundancy box per collegare un altro anello isolato ad una rete ridondante PRP. In questo caso ogni redundancy box manda i telegrammi solo in una direzione. Ciò consente di creare serie di reti strutturate in modo gerarchico o di pari livello.



Serie di anelli HSR

Nella pagina successiva troviamo due esempi concreti di sistemi ridondanti con apparecchiature ABB. Il requisito di avere una piena ridondanza su tutto il sistema può essere realizzato a livello di stazione con due computer (MicroSCADA1 e MicroSCADA2) in ridondanza calda. A livello di IED, la ridondanza tipo PRP e HRS è realizzata con le IED della famiglia REx 615 dotate di doppia porta ridondante.



2. IEC 61850: il concetto e la struttura

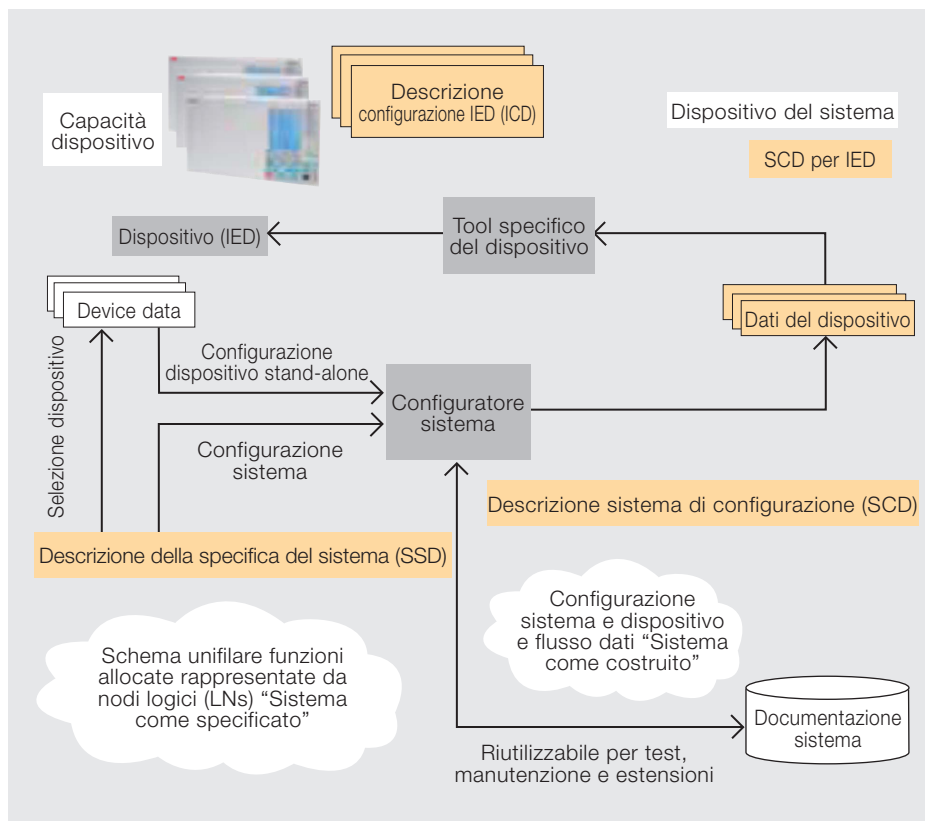
2.8 Ingegneria supportata da linguaggio SCL

Per processare i dati provenienti dalle IED, le IED riceventi devono conoscere come questi dati sono stati inviati, come sono stati codificati, qual è il loro significato nel contesto dell'impianto specifico e le funzioni dell'unità trasmittente. È quindi importante disporre di un linguaggio che consenta di scambiare in modo standardizzato i dati di dispositivi di costruttori diversi che, conseguentemente, utilizzano strumenti di configurazione diversi. A tal fine, IEC 61850 ha introdotto un processo di ingegneria che utilizza il linguaggio SCL basato su XML (eXtensible Markup Language).

Partendo dalle specifiche dell'impianto e dalla descrizione degli IED, vengono innanzi tutto selezionati i tipi di dispositivi; successivamente la loro descrizione formale, sotto forma di un file che chiameremo ICD (IED Configuration Description), viene caricata nel tool di configurazione del sistema.

Il tool, definisce il significato delle funzioni degli IED nel contesto dell'impianto allocando i LN agli elementi dello schema unifilare dell'impianto. Vengono quindi definiti i dati che fluiscono tra tutti gli IED e vengono configurati, infine, tutti i nomi degli IED e dei relativi indirizzi e parametri di comunicazione.

Il risultato è un file SCD che contiene la descrizione completa dell'intero sistema in ottica IEC 61850. Il file può quindi essere importato dai tool di configurazione dei singoli dispositivi IED per completare la loro configurazione individuale. Il principio di ingegnerizzazione con file SCL è illustrato nella figura successiva.



Esempio di ingegneria con SCL

Poiché il modello dati dell'IED è visibile tramite il sistema di comunicazione, comprese le possibili configurazioni e i valori dei parametri di settaggio, e tutti questi possono essere descritti in SCL, il file SCD è un mezzo utilizzabile da altre applicazioni nell'intero ciclo di vita del sistema, quale l'archiviazione della configurazione del sistema in forma standardizzata e il trasferimento dei parametri delle protezioni al tool di configurazione del sistema di protezione. Può inoltre essere utilizzato nei tool di test e simulazione o per verificare la reale versione di configurazione del sistema rispetto alla configurazione voluta.

2.9 IEC 61850, una concezione che durerà nel tempo

Il valore a lungo termine per gli utilizzatori di IEC 61850 è nella sua struttura di modello dati gerarchico e ad oggetti, con un elevato livello di standardizzazione della semantica e l'uso di Ethernet ovvero di una affermata e prevalente tecnologia di comunicazione. IEC 61850 è quindi più di un semplice protocollo di comunicazione, con un potenziale che, in futuro, potrebbe portarla a coprire tutto lo spettro di applicazioni nei sistemi di potenza.

3. I prodotti ABB basati su IEC 61850

3.1 Lo sviluppo nativo di IEC 61850 nei dispositivi ABB di protezione e controllo

Nel progetto di un IED dove IEC 61850 sia implementato in modo nativo è necessario considerare il ciclo di vita del dispositivo, partendo dalle specifiche per proseguire con sviluppo del dispositivo e del sistema, con la messa in servizio e per finire con il loro funzionamento e manutenzione.

Un IED basato su IEC 61850 in sostanza deve:

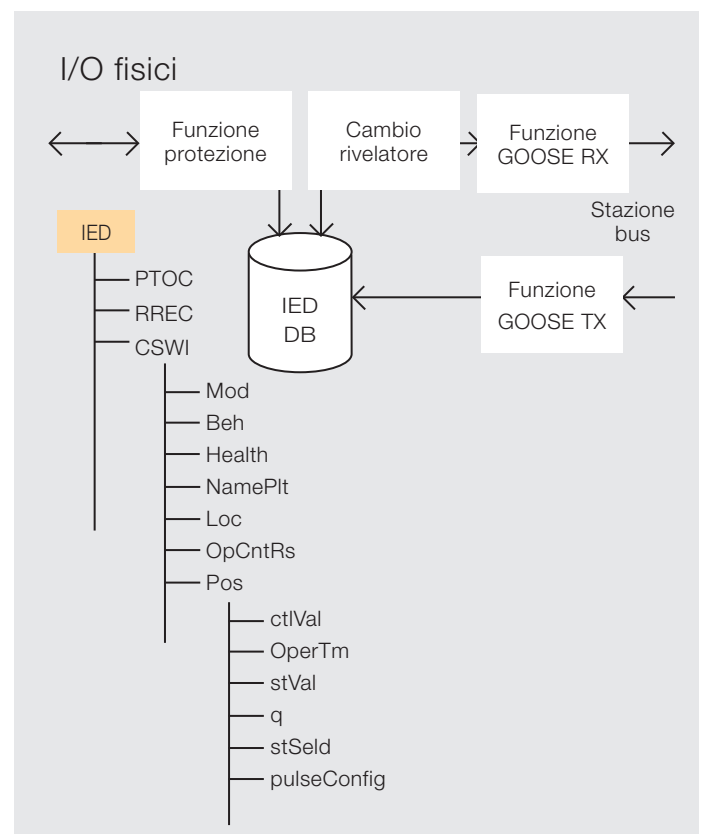
- essere in grado di fornire un set completo di dati di protezione e controllo al sistema e agli altri IED e tool anche di altri costruttori in conformità con il modello dati e in modo da garantire il corretto livello di interoperabilità;
- fornire una comunicazione veloce e una buona prestazione delle applicazioni in modo da utilizzare al meglio i servizi GOOSE in situazioni critiche come la realizzazione degli interblocchi tra baie e gli algoritmi di protezione distribuita;
- aderire alla modellizzazione dei dati e utilizzare SCL per l'ingegneria del sistema, la configurazione dei dispositivi, la diagnostica e la messa in servizio;
- essere in grado di supportare ulteriori sviluppi ad esempio per la trasmissione di campioni di corrente e tensione e l'accuratezza della sincronizzazione.

La famiglia di prodotti per la protezione e il controllo ABB Relion è stata sviluppata tenendo in considerazione questi principi. Innanzi tutto la loro funzionalità è basata sul modello dati e sui LN definiti dalla Norma. Gli algoritmi di protezione e controllo sono modellati e sviluppati in perfetto accordo con le regole stabilite nelle IEC 61850. In questa architettura i modelli dati sono implementati direttamente nelle funzioni di protezione e controllo e quindi i LN sono direttamente accessibili dai servizi di comunicazione. Pertanto, non è necessario né rimappare né convertire la mappatura dei dati, aspetto essenziale per ottenere prestazioni elevate. In definitiva il progetto degli IED ABB è focalizzato nel ridurre al minimo i ritardi dovuti all'interfaccia di comunicazione nell'elaborazione dei segnali, analogici e digitali ricevuti e trasmessi, segnali che in passato arrivavano tramite i cablaggi all'IED stesso.

Durante l'esecuzione ciclica dell'algoritmo di un LN quale ad esempio la funzione di protezione di massima corrente (PTOC), può accadere che il valore di un dato cambi, ad esempio sia rilevata una sovracorrente. Alla fine del ciclo, un processo dell'IED verifica la presenza di cambiamenti nei set di dati connessi a IEC 61850. Nel modello dati IEC 61850 alcune attività o servizi sono basati e attivati da cambiamenti nei set dati, ad esempio GOOSE e il report degli eventi.

Quindi, in un IED che utilizzi GOOSE il processo interno ad alta priorità che lo esegue viene attivato e il dato modificato viene inviato il più velocemente possibile, tramite l'interfaccia di comunicazione, sul bus di stazione usando un messaggio multicast GOOSE. I messaggi multicast GOOSE sono spontanei e non richiedono meccanismi di polling ciclico. Inoltre la struttura dati utilizzata in GOOSE consente l'accesso diretto al database interno dell'IED e, poiché il modello dati è conforme allo standard IEC 61850, non è richiesta nessuna conversione dati.

Il meccanismo è illustrato nella figura seguente:

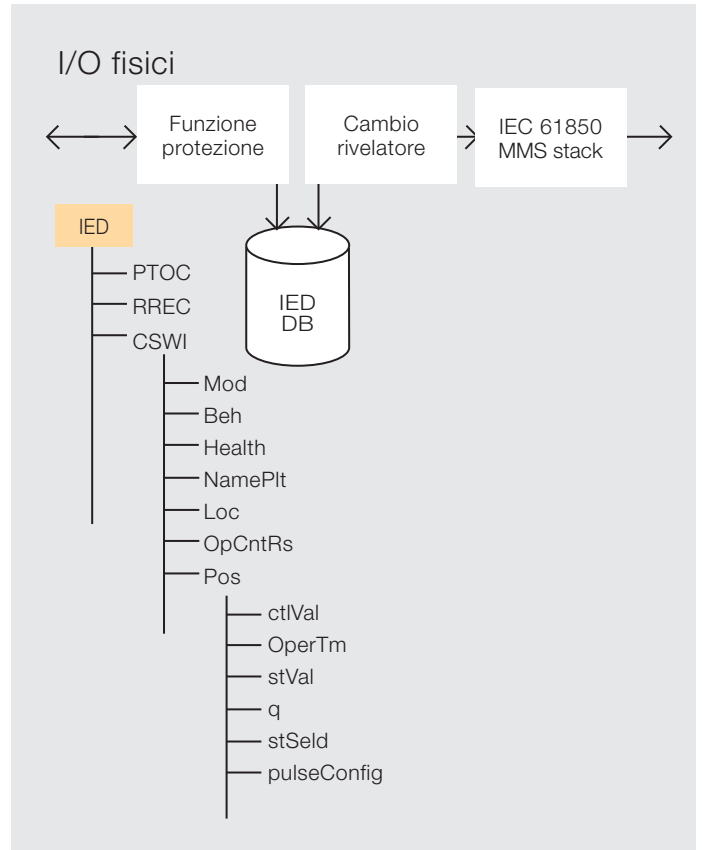


Gestione dati e messaggi GOOSE

3. I prodotti ABB basati su IEC 61850

Allo stesso modo, sempre grazie allo sviluppo nativo di IEC 61850 nei dispositivi ABB, anche gli IED che ricevono messaggi GOOSE da altri IED presenti nella stessa LAN risultano essere estremamente efficienti e rapidi. I messaggi GOOSE, infatti, sono processati direttamente nel livello data link di Ethernet senza elaborazioni aggiuntive tramite livelli TCP e IP. Questo tipo di comunicazione Ethernet è molto rapido poiché i dati sono recuperati direttamente dall'interfaccia hardware e consente a GOOSE di decodificare il messaggio in meno di 1 ms e inserire nel DB dell'IED solo il dato modificato. Ciò lo rende immediatamente accessibile all'algoritmo di protezione e controllo per la successiva elaborazione.

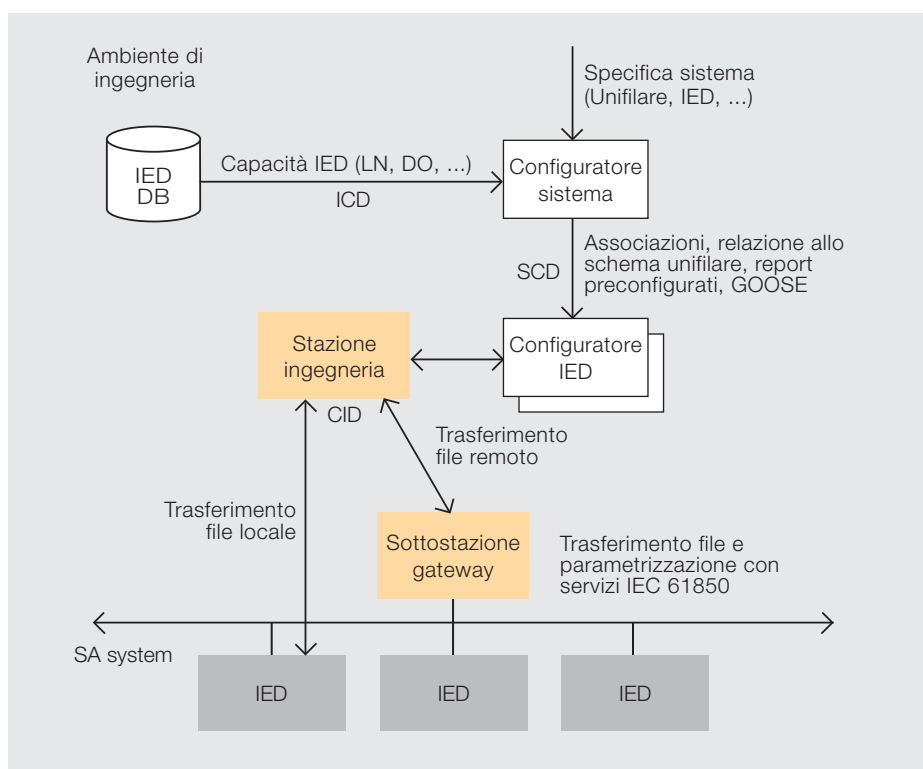
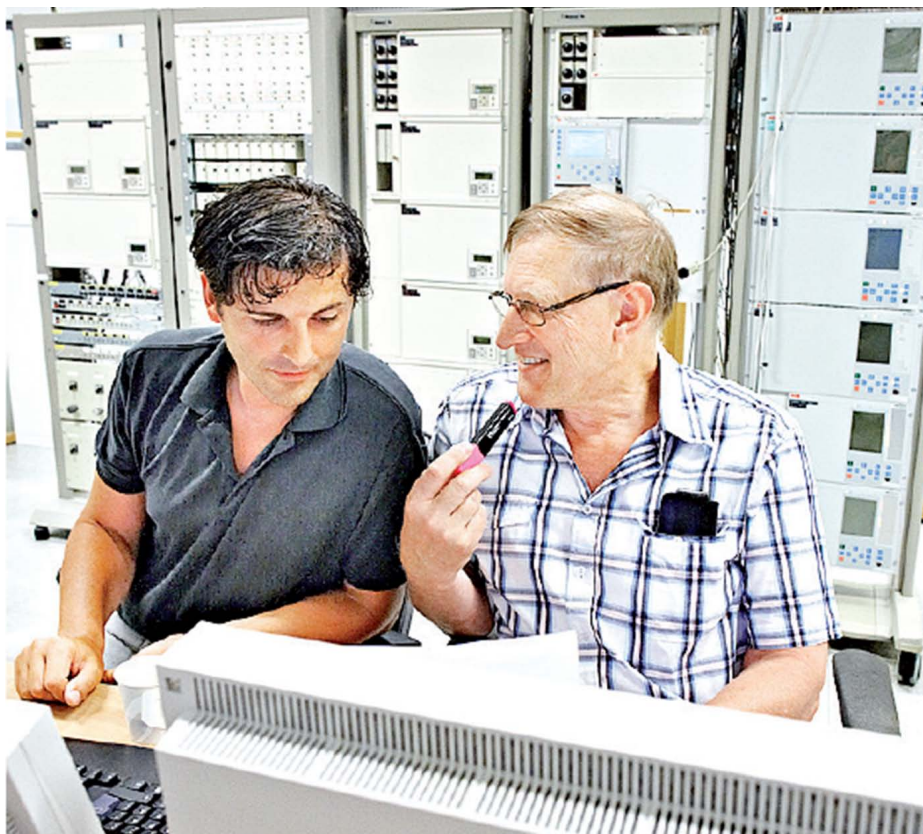
Il report degli eventi verso un sistema SCADA che utilizza il servizio di reporting bufferizzato o meno, è basato sullo stesso meccanismo già visto per GOOSE. Quando una modifica ad un dato è attivata da un'applicazione, ad esempio il segnale di attivazione di una protezione in PTOC, il nuovo dato, il relativo tempo e l'attributo di qualità sono memorizzati in una coda di eventi interni dall'rilevatore di variazioni dell'IED. Allo stesso tempo, l'interfaccia di comunicazione dell'IED è attivata ed inizia a trasmettere gli eventi ai client come, ad esempio, un gateway o un computer. Anche in questo caso, poiché il modello dati interno e la struttura dei dati nella comunicazione sono basati sullo standard IEC 61850, non è necessario effettuare alcuna conversione dati.



Gestione eventi IEC 61850

3.2 Installazione e test dei sistemi ABB di automazione delle sottostazioni

Tutti gli IED appartenenti alla famiglia ABB Relion sono configurati in accordo alle regole definite nelle IEC61850. La configurazione si basa sulla libreria di file ICD (Installable Client Driver) disponibile nei pacchetti di connettività degli IED; questi file di fatto contengono i modelli dati degli IED. Nel processo di ingegneria top-down, l'integratore di sistema seleziona la libreria di file ICD che rappresentano i tipi di IED e costruisce la descrizione di configurazione del sistema (SCD) in accordo al progetto della sottostazione. In questa fase, la configurazione della sottostazione comprende già tutti gli IED, lo schema unifilare, i collegamenti GOOSE tra i dispositivi e la definizione degli eventi. Il file SCD viene importato dai tool degli IED e quindi gli IED vengono parametrizzati e configurati conformemente alle specifiche della rete elettrica e dell'applicazione.



Flusso ingegneria di sistema

3. I prodotti ABB basati su IEC 61850

Nelle sottostazioni più piccole, sempre basate su IEC 61850, l'ingegneria può essere fatta utilizzando un processo bottom-up. In questo caso si parte dai tool degli IED che, partendo dagli IED, creano ed esportano il file SCD, che comprende lo schema unifilare e i set dati per il report degli eventi, al tool di configurazione del sistema. In molti casi, ciò soddisfa già le specifiche del cliente. Nel tool di configurazione del sistema, il sistemista può aggiungere il collegamento GOOSE se richiesti, definire i dettagli dello schema unifilare e degli eventi. Il sistemista quindi riesporta i file SCD così completati agli tool degli IED per la loro definitiva configurazione.

In ogni caso, sia nel processo top-down che in quello bottom-up, il risultato finale è il file SCD che è necessario per la configurazione dello SCADA della sottostazione e dei gateway e che fornisce, inoltre, informazioni utili per creare lo schema unifilare della sottostazione.

Traendo beneficio dalla partecipazione attiva al gruppo di standardizzazione di IEC 61850 e dalla profonda competenza nel progetto e fornitura di sistemi di automazione di sottostazioni, ABB ha sviluppato uno strumento integrato di test ITT (Integrated Testing Toolkit) ovvero una suite di tool utilizzato nella realizzazione di numerosi impianti.

L'approccio di ABB è stato da sempre quello di fornire una suite di tool che mascherassero la complessità della tecnologia IEC 61850 e che visualizzassero, invece, solo i dati necessari all'applicazione. Il linguaggio SCL ha permesso di creare dei file che sono utilizzati per lo scambio dei dati di configurazione tra i tool di ingegneria. Esistono diversi tipi di file i cui contenuti dipendono dallo scopo del tool specifico. Uno di questi file è l'SCD che è il documento principale del sistema di automazione della sottostazione. Il contenuto tipico del file SCD è il seguente:

- descrizione della topologia della sottostazione completa e dei dispositivi primari;
- descrizione di tutti i dispositivi di protezione e controllo e del sistema di automazione a livello di stazione compresi i modelli dati e la loro funzionalità;
- lista di tutti gli indirizzi di comunicazione;
- flusso completo dei dati orizzontale e verticale nel sistema;
- relazione tra la funzionalità del sistema di automazione e l'apparecchiatura primaria.

Il file SCD contiene quindi le interfacce tra ogni dispositivo (client o server) e il sistema ed è quindi interessante il suo utilizzo anche per attività successive quali il test, la manutenzione e la sua eventuale estensione. L'ingegnere di sistema non deve quindi più preoccuparsi di errori di compilazione nella configurazione manuale del test ma deve semplicemente importare il file SCD specifico per quel progetto nel tool di test. Il tecnico può quindi concentrarsi nell'analisi del funzionamento dell'applicazione.

Un'altra situazione può risultare molto onerosa ed è quando durante la fase di test e di messa in servizio di un sistema basato su IEC 61850 si evidenziano delle inconsistenze temporali, dovute a varie cause, che impediscono alle funzioni distribuite di interoperare. La ricerca degli errori può impiegare molto tempo e l'intervento di esperti, cosa non sempre accettabile.

Per ovviare a questo problema, ABB ha sviluppato un tool chiamato ITT600 SA Explorer che semplifica la diagnosi e la soluzione dei problemi combinando un tool potente di diagnostica online con un interprete intrinseco dei dati IEC 61850. Le caratteristiche tipiche del tool di analisi e diagnosi sono le seguenti:

- utilizzo del file SCD specifico del progetto;
- lo stabilire una comunicazione online con gli IED utilizzando sia i set dati di configurazione statici e dinamici che i blocchi di controllo per i report;
- visualizzare lo stato del sistema in funzionamento;
- verificare la consistenza dei dati e la revisione della configurazione con riferimento al file SCD;
- analizzare e verificare le applicazioni funzionanti;
- decodificare il traffico Ethernet riconducendolo al linguaggio del sistema di automazione basato sul file SCD;
- mostrare l'indirizzamento dei dati registrati relativi al sistema o ai prodotti.

Ad esempio, la comparazione tra la configurazione offline corretta e la comunicazione online può immediatamente individuare possibili inconsistenze.



ITT600 - Explore IEDs

File Edit Tools Help

AA1WA1:8-MMS

- AA1C1Q01A1
- AA1C1Q01FP1
- AA1C1Q01FP2
- AA1C1Q05A1
- AA1C1Q07A1
- AA1E1Q01A1
- AA1E1Q01FP1
- AA1E1Q01FP2
- AA1OPC1
- AA1QBQBBFP1
- AA1TH1
- AA1TH3
- IEDs without reference to Communicatio

Online IED Status Check

Updated values at: 2013-11-01 08:43:59

Once

IEDName	Status	Description	Check	ConfigurationMismatches
AA1C1Q01A1	⚠	C1Q01A1	☑	1

Servers

ServerName	Status
S1 [172.16.201.2]	⚠

LDName

LDName	Status
AA1C1Q01A1LD0	⚠

ReportControlBloks

LNTType

LNNName /

LLN0

Item	OnlineValue	SCLValue
LLN0.NamPlt.configRev	IED670 1.0	11/21/2007 4:41:57 PM
LLN0.NamPlt.d	<not available>	<not available>
LLN0.NamPlt.swRev	IED670 1.0	IED670 1.0
LLN0.NamPlt.vendor	ABB	ABB

LNNName /

LPHD

Item	OnlineValue	SCLValue
LPHD1.PhyNam.vendor	ABB	ABB
LPHD1.PhyNam.swRev	<not available>	<not available>
LPHD1.PhyNam.serNum	<not available>	<not available>
LPHD1.PhyNam.model	IED 670	IED 670

LDName

LDName	Status
AA1C1Q01A1SES_1	✅

Access Points

IEDName	Status	Description	Check	ConfigurationMismatches
AA1C1Q01FP1	⚠	FP1	☑	1
AA1C1Q01FP2	⚠	C1Q01FP2	☑	1
AA1C1Q05A1	⚠	C1Q05A1	☑	1
AA1C1Q07A1	⚠	C1Q07A1	☑	1
AA1E1Q01A1	❌	E1Q01A1	☑	Offline
AA1E1Q01FP1	❌	E1Q01FP1	☑	Offline
AA1E1Q01FP2	⚠	E1Q01FP2	☑	1
AA1OPC1	❌	OPC1	☑	Offline
AA1QBQBBFP1	⚠	QBQBBFP1	☑	2
AA1TH1	❌	TH1	☑	Offline
AA1TH3	✅	TH3	☑	No MMS Server

Show only IEC61850 Networks

By Subnetworks By Substation

Get Started / Node Information / Process Events / Security Events / Quick Checker / Data Flow View / IED Simulation

Quick Checker Tab

C:\TFS\VS2012\PSCH\ITT\Dev\Setup\ITTSExplorer\Samples\SCDFiles\AA1_example.scd

ABB

Analogamente, la decodifica tramite il tool ITT600 SA Explorer dei messaggi GOOSE con testi chiari e informazioni sull'applicazione e la relativa mappatura nel file SCD consente una vista eccellente del traffico su Ethernet.

3. I prodotti ABB basati su IEC 61850

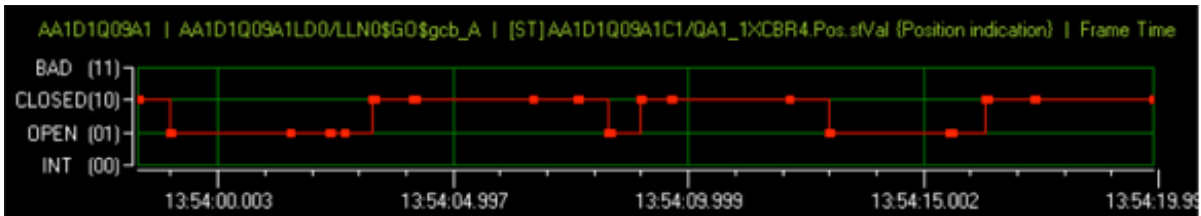
The screenshot shows the ITT600 - Explore Ethernet interface. A table lists network traffic with columns for No., SourceServe, DestinationSer, RecTime, SourceIP, DestinationIP, DataS, Application, Details, and Transport. A yellow callout box points to the 'Model Check' section of the selected GOOSE frame header, which contains a warning: 'MatchesSCDConfiguration: Attention: 2 checks failed! GOOSE reception might not work.' Other fields in the header include APPID: 0x3001, GoCBRef, TimeAllowedToLive, DataSetRef, GoID, Timestamp, StateChangeNumber, SequenceNumber, Test/Simulation, ConfigurationRevision, NeedsCommissioning, and NumDatSetEntries.

No.	SourceServe	DestinationSer	RecTime	SourceIP	DestinationIP	DataS	Application	Details	Transport
25	Not found	Not found	18.07.2008 14:42:	255.255.255.255	255.255.255.255	60	Spanning_Tree	Spanning Tree message: BPDU 2 = Rapid/M	Ethernet
26	Not found	Not found	18.07.2008 14:42:	255.255.255.255	255.255.255.255	240	GOOSE	GOOSE APPID: 0x3001 Checks: NOT Ok	Ethernet
27	Not found	Not found	18.07.2008 14:42:	255.255.255.255	255.255.255.255	243	GOOSE	GOOSE APPID: 0x3001 Checks: Ok	Ethernet
28	Not found	Not found	18.07.2008 14:42:	255.255.255.255	255.255.255.255	60	Spanning_Tree	Spanning Tree message: BPDU 2 = Rapid/M	Ethernet
29	Not found	Not found	18.07.2008 14:42:	255.255.255.255	255.255.255.255	60	Spanning_Tree	Spanning Tree message: BPDU 2 = Rapid/M	Ethernet

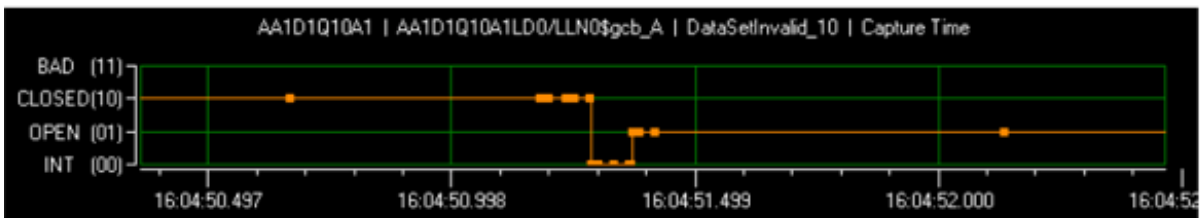
Un ulteriore modo per supportare il test delle funzioni distribuite è offerto tramite un andamento nel tempo dei messaggi GOOSE tra gli IED consentendo di seguire facilmente l'interazione tra le varie applicazioni quali gli interblocchi.

The screenshot shows the ITT600 - Explore GOOSE interface. On the left, a list of IEDs is displayed under 'Found IEDs: 3'. The main area shows three time-series plots for GOOSE messages. The top plot is for 'AA1C1.Q01.QC1 - (QC1) - [ST]AA1C1.Q01.A1.LD0.SXSW5 Pos.stVal'. The middle plot is for 'AA1C1.Q01.QA1 - (QA1) - [ST]AA1C1.Q01.A1.LD0.SXCB1 Pos.stVal'. The bottom plot is for 'AA1C1.Q01.QA1 - (QA1) - [ST]AA1C1.Q01.A1.LD0.SXSW1 Pos.stVal'. Each plot shows a signal that transitions from FALSE to TRUE over time.

Colori diversi nel grafico indicano diversi risultati della verifica tra il file SCD e i dati online.

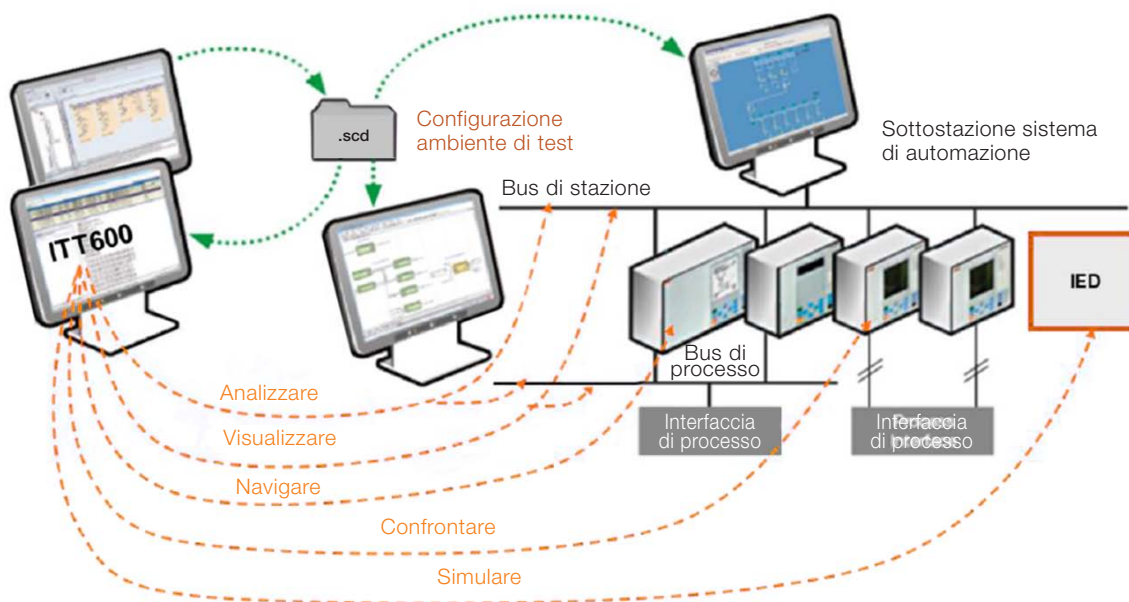


Il rosso indica che il controllo della revisione è valido.



Arancio indica che il controllo della revisione è fallito.

Il tool può essere collegato sia al bus del sistema sia direttamente a un IED.



Caso di utilizzo principale di ITT600 SA Explorer

Il file SCD, creato durante l'ingegneria del sistema, rimane memorizzato nel tool ed è quindi disponibile per effettuare simulazioni su componenti reali del sistema basate sulla descrizione dell'interfaccia estratta dal file stesso.

3. I prodotti ABB basati su IEC 61850

3.3 Il centro ABB di verifica e validazione per IEC 61850

Lo sviluppo nativo di IEC 61850 nel progetto degli IED ABB viene testato come parte del processo di validazione al System Verification Center (SVC) di ABB. Il centro non solo testa i dispositivi individualmente ma anche la loro integrazione nei sistemi anche di grandi dimensioni e fornisce supporto e delucidazioni sullo standard IEC 61850 facilitandone l'integrazione e lo sviluppo nei dispositivi.

L'SVC è stato qualificato come laboratorio di test e centro di competenza per IEC 61850 dal UCA (Utility Communication Architecture) International User Group, detto UCALug. L'UCALug è un consorzio no-profit di enti elettrici e fornitori che ha l'obiettivo di promuovere l'integrazione e l'interoperabilità dei sistemi degli enti per la gestione dell'elettricità/gas/acqua tramite tecnologie basate su standard internazionali. Il gruppo non scrive norme ma ne supporta la stesura e definisce programmi di test e certificazione dei prodotti. SVC è quindi ufficialmente qualificato per certificare la conformità a IEC 61850 dei prodotti.

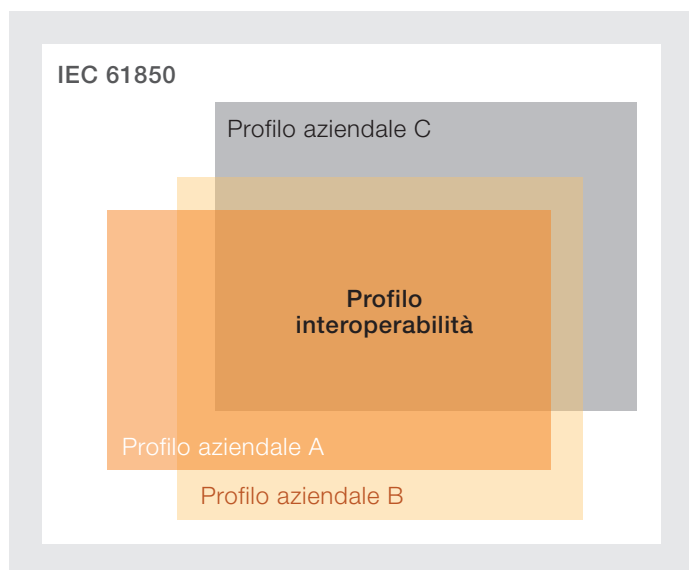
Il test di interoperabilità non è definito nella Norma ma un passo fondamentale. Il fatto che prodotti di diversi costruttori siano di per se stessi conformi alla Norma non ne garantisce l'interoperabilità, in quanto i profili di comunicazione possono essere diversi. Un profilo di comunicazione, infatti, definisce il sotto assieme obbligatorio delle opzioni sviluppate nel dispositivo, scelte tra quelle definite dalla Norma. I profili di prodotti diversi possono quindi essere conformi alla norma ma non essere totalmente interoperabili.



Ad esempio un produttore può aver sviluppato prodotti che utilizzano solo GOOSE e un secondo prodotti che utilizzano solo GSSE (Generic Substation Status Event. Al contrario di GOOSE, supporta solo una struttura dati fissa). Entrambi i dispositivi sono conformi alla Norma ma, di fatto, non sono interoperabili.

È quindi responsabilità dell'integratore del sistema verificare l'interoperabilità dei prodotti scelti per il progetto di una sottostazione.

Il test di interoperabilità verifica l'interazione dinamica tra due o più IED del sistema coprendo per quanto possibile tutte le possibili configurazioni. Ciò è particolarmente importante per quanto riguarda le funzioni distribuite. Il test, inoltre, permette la verifica delle prestazioni dei servizi forniti dai dispositivi di comunicazione quali gli switch. Ovviamente, il test deve essere effettuato per ogni specifico progetto di sottostazione come se fosse un test di tipo per il sistema. È importante testare dal punto di vista dell'interoperabilità anche i tool di configurazione ed ingegneria (basati su SCL) di diversi costruttori.



Prodotti conformi allo standard non garantiscono l'interoperabilità

L'SVC è rappresentativo di tutte le possibili applicazioni dei sistemi di automazione di ABB, per tensioni di 245 kV, 132 kV, 33 kV e 11 kV. Tutte le configurazioni sono basate su unità modulari in modo da verificare la soluzione per quanto possibile più comune e utilizzata.

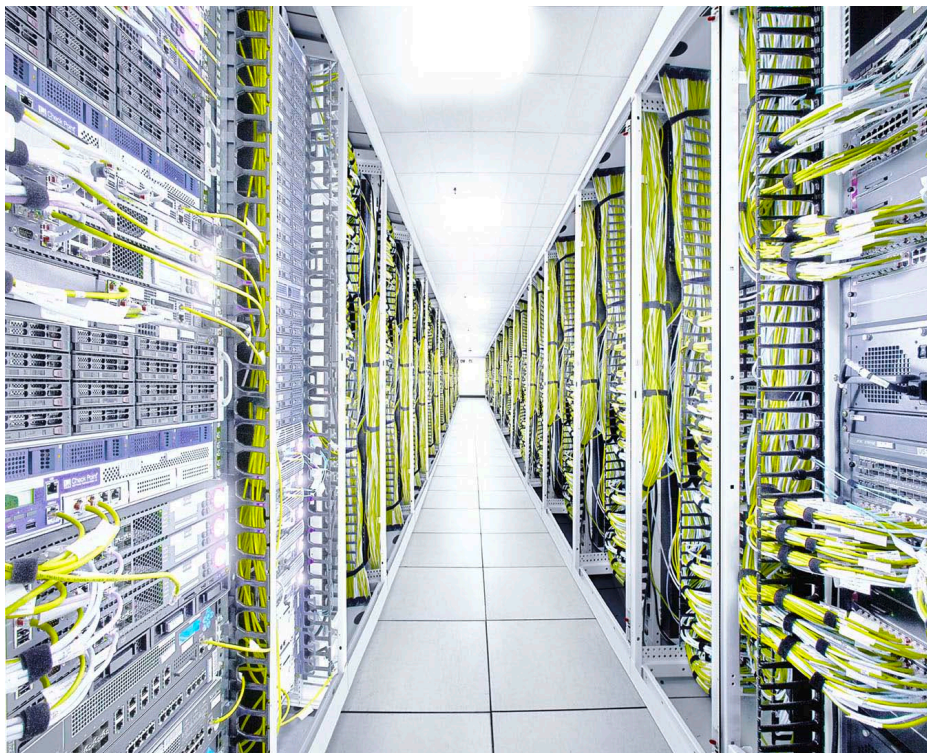
La parte primaria è simulata in modo completo tramite dispositivi di simulazione.

La sequenza di test per i prodotti isolati inizia con i test di tipo relativi a IEC 61850 e finisce con il test di sistema.

Se i dispositivi superano i test di tipo si procede con i test di integrazione che coinvolge i nuovi prodotti inseriti in un piccolo sistema. Infine, viene effettuato il test di interoperabilità, essendo questo l'obiettivo della Norma. Tuttavia, per quanto detto sopra, il test sul singolo dispositivo non può garantire l'interoperabilità nello specifico sistema reale.

I test specifici per il progetto di un cliente iniziano con i test di routine. Ciò consente di proseguire con lo specifico factory acceptance test (FAT). Successivamente, opportuni test in sito consentono di preparare il sistema per il site acceptance test (SAT). Tutti i test si basano sulle specifiche del sistema ordinato dal cliente e sono condotti dall'integratore o dal fornitore del sistema e con la supervisione del cliente.

L'SVC di ABB assicura l'elevata qualità degli IED di ABB in relazione a IEC 61850 tramite le proprie capacità di verifica e validazione e fornisce una piattaforma per lo scambio di esperienza in ABB tra gli esperti di comunicazione.



Sequenza test R&D

Prove di tipo su dispositivo

Test di integrazione

Test di sistema

Sequenze di test condotti da R&D, garantiscono il funzionamento indipendentemente dal progetto applicativo

Sequenza test sul progetto del cliente

Test in fabbrica

Convalida test in fabbrica

Test in sito

Convalida test in sito

Sequenze di test per un progetto del cliente

4. Abbreviazioni e acronimi utilizzati nella norma IEC 61850

Di seguito si riporta un elenco tratto dal capitolo 3 della norma IEC 61850-2 relativo alle abbreviazioni utilizzate nelle varie parti della norma e, quindi, parzialmente anche in questa guida.

A	Current in Amperes (Amps)	Cf	Crest factor
a.c.	alternating current	CF	ConFIGuration (Functional Constraint)
ACD	ACTivation information of Directional protection	Cfg	Configuration
acs	Access	CFI	Canonical Format Identifier
ACSE	Application Common Service Element	CG	Core Ground
ACSI	Abstract Communication Service Interface	Ch	Channel
ACT	Protection ACTivation information	Cha	Charger
Acu	Acoustic	Chg	Change
Age	Ageing	Chk	Check
AIS	Air Insulated Switchgear	Chr	Characteristic
Alm	Alarm	CIM	Common Information Model of IEC 61970-301
ALPDU	Application Layer Protocol Data Unit	Cir	Circulating
Amp	Current – non phase related	CL	Connectionless
An	Analogue	Clc	Calculate
Ang	Angle	Client-CR	Client Conformance Requirement
A-Profile	Application Profile	Clk	Clock or Clockwise
APCI	Application Protocol Control Information	Cls	Close
APDU	Application Protocol Data Unit	Cnt	Counter
API	Application Program Interface	CO	ContrOl (Functional Constraint)
ASDU	Application Service Data Unit	Col	Coil
ASG	Analogue SettinG	ConNode	Connectivity Node
ASN.1	Abstract Syntax Notation One	Cor	Correction
AUI	Attachment Unit Interface, Transceiver, or connecting cable	CRC	Cyclic Redundancy Check
Auth	Authorisation	Crd	Coordination
Auto	Automatic	Crv	Curve
Aux	Auxiliary	CSMA/CD	Carrier Sense Multiple Access/Collision Detection
Av	Average	CT	Current Transformer/Transducer
B	Bushing	Ctl	Control
Bat	Battery	Ctr	Centre
Beh	Behaviour	Cyc	Cycle
BER	Basic Encoding Rules ASN.1	d.c.	direct current
Bin	Binary	DA	Data Attribute
Blk	Block, or Blocked	DANP	Doubly Attached Node with PRP
Bnd	Band	DAT	Data Attribute Type
Bo	Bottom	dataNs	Data Name Space
BR	Buffered Report (Functional Constraint)	DataRef	Data Reference
BRC	Buffered Report Control class	DatAttrRef	Data Attribute Reference
BRCB	Buffered Report Control Block	DC	DesCription (functional constraint)
CAD	Computer Aided Design	dchg	Trigger option for data-change
Cap	Capability	Dea	Dead
Car	Carrier	Den	Density
CB	Circuit Breaker	Det	Detected
CD	ROM Compact Disc Read Only Memory	DEX	De-EXcitation
CDC	Common Data Class	DF	Data Frame
CDCAName	Common Data Class Attribute Name	Diag	Diagnostics
cdcNs	common data class Name space	Dif	Differential/Difference
CDCNSpace	Common Data Class Name Space	Dir	Directional
CE	Cooling Equipment	DI	Delay

Dlt	Delete	GO	Goose Control
Dmd	Demand	GoCB	Goose Control Block
Dn	Down	GOMSFE	Generic Object Models for Substation and Feeder Equipment
DO	Data Object	GOOSE	Generic Object Oriented Substation Events
DORef	Data Object Reference	GPS	Global Positioning System (time source)
DPC	Double Point Control	Gr	Group
DPS	Double Point Status information	Grd	Guard
DPSCO	Double Point Controllable Status Output	Gri	Grid
DQ0	Direct, Quadrature and Zero (0) axis quantities	GS	GSSE Control (Functional Constraint)
Drag	Drag Hand	GsCB	GSSE Control Block
Drv	Drive	GSE	Generic Substation Event
DS	Data Set	GSEM	Generic Substation Event Model
Dsch	Discharge	GSSE	Generic Substation Status Event
DSG	Data Set Group	H	Harmonics (phase related)
DTD	Document Type Definition	H2	Hydrogen
dupd	trigger option for data update	Ha	Harmonics (non phase related)
Dur	Duration	Hi	High or Highest
DUT	Device Under Test	HMI	Human Machine Interface
EC	Earth Coil	HP	Hot Point
ECT	Electronic Current Transformer or transducer	HSR	High-availability Seamless Redundancy
EF	Earth Fault	Hz	Hertz – frequency cycles/second
EMC	Electro Magnetic Compatibility	I/O	Status Inputs/Output contacts, or channels
EMI	Electro Magnetic Interference	ICD	IED Configuration Description
Ena	Enabled	IEC	International Electrotechnical Commission
EPRI	Electric Power Research Institute	IED	Intelligent Electronic Device
Eq	Equalisation or Equal	IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
Ev	Evaluation	IETF	Internet Engineering Task Force
EVT	Electronic Voltage Transformer or transducer	IF	Interface (serial)
Ex	Excitation	Imb	Imbalance
EX	EXtended definition (Functional Constraint)	Imp	Impedance (non phase related)
Exc	Exceeded	In	Input
Excl	Exclusion	Ina	Inactivity
F/S	Functional Standard	INC	INteger status – Controllable
FA	Fault Arc	Incr	Increment
Fact	Factor	Ind	Indication
FAT	Factory Acceptance Test	Inh	Inhibit
FC	Functional Constraint	Ins	Insulation
FCD	Functionally Constrained Data	Int	Integer
FCDA	Functionally Constrained Data Attribute	IntgPd	Integrity Period
fchg	Trigger option for filtered-data change	IP	Internet Protocol
FD	Fault Distance	ISC	Integer Step Controlled position information
Flt	Fault	ISCSO	Integer Status Controllable Status Output
Flw	Flow	ISI	Integer Status Information
FPF	Forward Power Flow	ISO	International Standards Organisation
Fu	Fuse	IT	Current x Time product
Fwd	Forward	L	Lower
Gen	General	LAN	Local Area Network
GI	General Interrogation	LC	LOG CONTROL Class
GIS	Gas Insulated Switchgear	LCB	Log Control Block
Gn	Generator	LD	Logical Device
Gnd	Ground	Ld	Lead

4. Abbreviazioni e acronimi utilizzati nella norma IEC 61850

LDO	Logical Device Zero (0)	MT	Main Tank
LDC	Line Drop Compensation	MTTF	Mean Time To Failure
LDCR	Line Drop Compensation Resistance	MTTR	Mean Time To Repair
LDCX	Line Drop Compensation Reactance (X)	MU	Merging Unit
LDCZ	Line Drop Compensation Impedance (Z)	MX	Measurand analogue value X (Functional Constraint)
ldNs	logical device Name space	N	Neutral
LED	Light Emitting Diode	Nam	Name
Len	Length	NCC	Network Control Centre
Lev	Level	Net	Net sum
Lg	Lag	Ng	Negative
LG	LoGging (Functional Constraint)	Nom	Nominal, Normalising
Lim	Limit	NPL	Name PLate
Lin	Line	Num	Number
Liv	Live	O	Optional
LLC	Logical Link Control	Ofs	Offset
LLNO	Logical Node Zero (0)	Op	Operate/Operating
LN	Logical Node IEC 61850-1	Opn	Open
LN	Name Logical Node Name	OSI	Open Systems Interconnection
LNC	Logical Node Class	Out	Output
LNDData	Logical Node Data	Ov	Over/Override/Overflow
LNG	Logical Node Group	Pa	Partial
InNs	logical node Name space	Par	Parallel
Lo	Low	PC	Physical Connection
LO	LockOut	Pct	Percent PD Physical Device
Loc	Local	PDU	Protocol Data Unit
Lod	Load or Loading	PE	Process Environment
Lok	Locked	Per	Periodic
Los	Loss	PF	Power Factor
LPHD	Logical Node PHysical Device	Ph	Phase
LSAP	Link Service Access Point	PHD	PHysical Device
LSDU	Link layer Service Data Unit	PhPh	Phase to Phase
Lst	List	Phy	Physical
LTC	Load Tap Changer	PICOM	Piece of Information for COMmunication
m	Minutes	PICS	Protocol Implementation Conformance Statement (ISO/IEC 8823-2:1994)
M	Mandatory	PIXIT	Protocol Implementation eXtra Information for Testing
M/O	Data Object is Mandatory or Optional	Pls	Pulse
MAC	Media Access Control	Plt	Plate
MAU	Medium Attachment Unit (Transceiver)	Pmp	Pump
Max	Maximum	Po	Polar
MCAA	MultiCast Application Association	Pol	Polarizing
Mem	Memory	pos	Position
MICS	Model Implementation Conformance Statement	POW	Point On Wave Switching
Min	Minimum	PP	Phase to Phase
MMS	Manufacturing Message Specification (ISO 9506)	PPV	Phase to Phase Voltage
Mod	Mode	Pres	Pressure
Mot	Motor	Prg	Progress
ms	Milliseconds	Pri	Primary
MS	Multicast Sampled value control (Functional Constraint)	Pro	Protection
Mst	Moisture	PRP	Parallel Redundancy Protocol
MSVC	Multicast Sampled Value Control	Ps	Positive
MSVCB	Multicast Sampled Value Control Block		

Pst	Post	SCSM	Specific Communication Service Mapping
Pwr	Power	SE	Setting Group Editable (functional constraint)
qchg	Trigger option for quality-change	Sec	Security
Qty	Quantity	Seq	Sequence
R0	Zero Sequence Resistance	Server-CR	Server-Conformance Requirement
R1	Positive Sequence Resistance	Set	Setting
Ra	Raise	SF6	Sulphur HexaFluoride gas
Rat	Ratio	SG	Setting Group (functional constraint)
Rcd	Record or Recording	SGC	Setting Group Control class
Rch	Reach	SGCB	Setting Group Control Block
Rcl	Reclaim	Sh	Shunt
Re	Retry	SIG	Status Indication Group
React	Reactance	SMV	Sampled Measured Value
Rec	Reclose	SMVC	Sampled Measured Value Control IEC
Red	Reduction	SNTP	Simple Network Time Protocol
Rel	Release	SoE	Sequence of Events
Rem	Remote	Sp	Speed
Res	Residual	SP	SetPoint (functional constraint)
Rest	Resistance	SPC	Single Point Control
RFC	Request For Comments	SPCSO	Single Point Controllable Status Output
Ris	Resistance	SPS	Single Point Status information
RI	Relation	Src	Source
Rms	Root mean square	ST	STatus information (functional constraint)
Rot	Rotation	Stat	Statistics
RP	Unbuffered RePort (functional constraint)	Std	Standard
RPF	Reverse Power Flow	Str	Start
Rs	Reset, Resetable	Sts	Stress
Rsl	Result	Sup	Supply
Rst	Restraint	SUT	System Under Test
RSTP	Rapid Spanning Tree Protocol	SV	Sampled Value (functional constraint – SV substitution)
Rsv	Reserve	Svc	Service
Rte	Rate	SVC	Sampled Value Control
Rtg	Rating	Sw	Switch
RTU	Remote Terminal Unit	Swg	Swing
Rv	Reverse	Syn	Synchronisation
Rx	Receive/Received	T	Transient data
S1	Step one	TCI	TeleControl Interface
S2	Step two	TCP	Transmission Control Protocol
SA	Substation Automation	TCP/IP	Transmission Control Protocol / Internet Protocol
SAN	Singly Attached Node	Td	Total distortion
SAP	Service Access Point	Tdf	Transformer derating factor
SAS	Substation Automation System	TE	Telecommunication Environment
SAT	Site Acceptance Test	Thd	Total harmonic distortion
SAV	Sampled Analogue Value	Thm	Thermal
SBO	Select Before Operate	Tif	Telephone influence factor
SC	Secondary Converter	Tm	Time
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition	Tmh	Time in hours
SCD	Substation Configuration Description	TMI	TeleMonitoring Interface (for example to engineer's work-station)
Sch	Scheme	Tmm	Time in minutes
SCL	Substation Configuration description Language	Tmms	Time in milliseconds
SCO	Supply Change Over		

4. Abbreviazioni e acronimi utilizzati nella norma IEC 61850

Tmp	Temperature
Tms	Time in seconds
To	Top
Tot	Total
T-Profile	Transport Profile
TP	Three Pole
TPAA	Two Party Application Association
TPID	Tag Protocol Identifier
Tr	Trip
Trg	Trigger
TrgOp	Trigger Option
TrgOpEna	Trigger Option Enabled
Ts	Total signed
Tu	Total unsigned
Tx	Transmit/Transmitted
Typ	Type
UCA™	Utility Communications Architecture
UML	Unified Modelling Language
Un	Under
URC	Unbuffered Report Control
URCB	Unbuffered Report Control Block
URI	Universal Resource Identifier
US	Unicast Sampled value control (functional constraint)
USMVC	Unicast Sampled Measured Value Control
USVC	Unicast Sampled Value Control
USVCB	Unicast Sampled Value Control Block
UTC	Co-ordinated Universal Time
V	Voltage
VA	Volt Amperes
Vac	Vacuum
Val	Value
Var	Volt Amperes reactive
V-Get	Virtual Get function (ISO 9506-1)
VID	VLAN IDentifier
VLAN	Virtual Local Area Network
Vlv	Valve
VMD	Virtual Manufacturing Device
Vol	Voltage (non phase related)
V-Put	Virtual Put function (ISO 9506-1)
VT	Voltage Transformer/Transducer
W	Watts active power
Wac	Watchdog
Watt	active power (non phase related)
Wei	Week infeed
Wh	Watt hours
Wid	Width
Win	Window
Wrm	Warm
X0	Zero sequence reactance
X1	Positive sequence reactance
XML	eXtensible Mark-up Language

XX	Wildcard characters for example all functional constraints apply
Z	impedance
Z0	Zero sequence impedance
Z1	Positive sequence impedance
Zer	Zero
Zn	Zone
Zro	Zero sequence method

Contatti

ABB S.p.A.
ABB SACE Division
Medium Voltage Products
Via Friuli, 4
I-24044 Dalmine
Tel.: +39 035 6952 111
Fax: +39 035 6952 874
e-mail: info.mv@it.abb.com

www.abb.com

Dati e immagini non sono impegnativi. In funzione dello sviluppo tecnico e dei prodotti, ci riserviamo il diritto di modificare il contenuto di questo documento senza alcuna notifica.

© Copyright 2017 ABB. All rights reserved.