

# Le réseau de grand transport réconcilie alternatif et continu

Des solutions d'avenir pour le transport massif d'énergie en 800 kV CC et 1000 kV CA

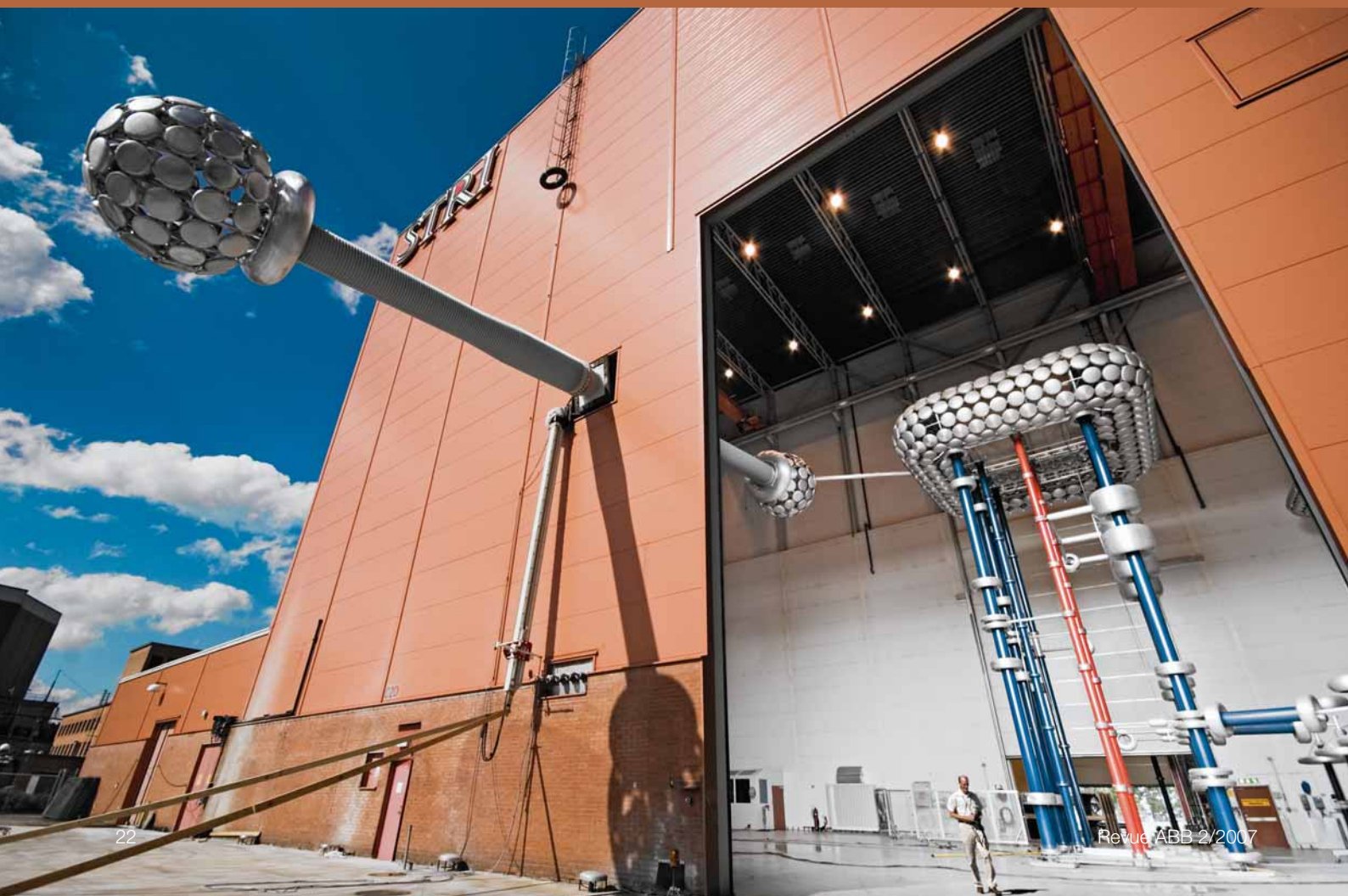
Gunnar Asplund

Le marché mondial de l'énergie connaît deux grandes évolutions: une croissance soutenue de la consommation et une production de plus en plus éloignée des lieux d'utilisation. D'où l'importance grandissante accordée aux modes et techniques de grand transport.

Pour franchir la distance, le pétrole voyage souvent par cargo, le gaz emprunte le gazoduc, tandis que le charbon leur préfère le rail, au prix d'un coûteux renforcement des infrastructures ferroviaires. Pour éviter ces désagréments, n'est-il pas plus économique de produire l'électricité au

voisinage des ressources énergétiques pour ensuite l'acheminer jusqu'au consommateur? De nombreuses sources renouvelables (hydroélectricité, éolien et solaire) obéissant à des contraintes géographiques, il n'y a souvent pas d'autre solution que le transport électrique longue distance.

Ce dernier est donc plus que jamais appelé à jouer un rôle de premier plan. C'est l'occasion pour la *Revue ABB* de faire le point sur les tout derniers progrès accomplis dans ce domaine.



## Efficacité énergétique et réseaux électriques

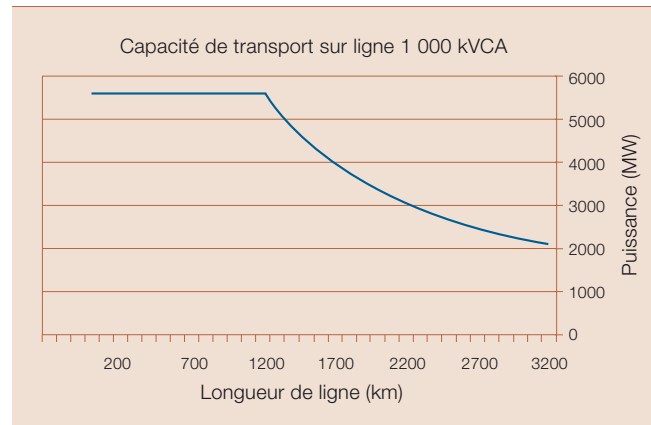
Dès qu'il a fallu transporter l'électricité entre les sites de production et les centres de consommation, le courant alternatif s'est imposé en technologie reine. Son point fort tient à la possibilité d'utiliser des transformateurs pour le porter à des tensions élevées afin de faciliter et de rentabiliser son transport. Les génératrices de courant, tant alternatif que continu, produisent en effet une électricité à des niveaux de tension relativement bas, incompatibles avec le transport longue distance, sous peine d'énormes et coûteuses déperditions d'énergie.

Le courant alternatif offre également une grande souplesse d'interconnexion pour constituer un solide réseau maillé, propre à fiabiliser la desserte électrique. Aux premiers temps de l'électricité, la question de la fiabilité de la fourniture occupait tous les esprits. Puis, à mesure que la production s'est rapprochée de la consommation, le problème du transport massif sur de longues distances perdit de son acuité.

Pour mieux adapter le courant alternatif à ce type de transport, l'usage était d'opter pour la compensation série des lignes. La méthode fait certes merveille lorsque l'électricité voyage d'un point à un autre, mais se prête mal à un réseau maillé où le transit de puissance est moins prévisible.

Le développement des systèmes de transport en courant alternatif (CA) s'est accompagné d'une élévation continue des niveaux de tension. Si une faible consommation peut se contenter d'une basse tension, le doublement de la tension a l'avantage de quadrupler la capacité de transit. Aussi l'évolution des systèmes électriques de la plupart des pays se caractérise-t-elle par une superposition de couches de réseau donnant lieu à une surenchère des niveaux de tension véhiculés.

1 La capacité de transport d'une ligne CA se dégrade avec la distance : ce graphique concerne une ligne de 1000 kV avec une compensation maxi de 70 % et un angle de déphasage de 30°.



Les pays de l'OCDE ont connu une croissance quasi exponentielle de la puissance électrique jusqu'au choc pétrolier de 1973, qui coupa court aux projets de porter la tension à 800, 1000, voire 1200 kV.

L'évolution des systèmes électriques de la plupart des pays se caractérise par une superposition de couches de réseau donnant lieu à une surenchère des niveaux de tension véhiculés.

Il y a 30 ans, la capacité de transit des réseaux électriques correspondait à la demande. La croissance de la consommation a modifié la donne : la production a investi de nouveaux sites (avec, par exemple, des parcs d'éoliennes construits normalement là où le réseau est faible) et l'ouverture du marché électrique à la concurrence a dopé le négoce et les échanges d'énergie sur

de longues distances. Ces contraintes pèsent lourdement sur le réseau de transport.

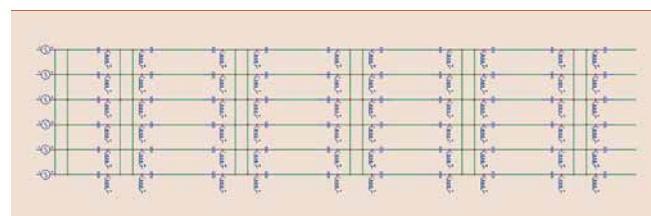
Dans les pays en développement, la situation est tout autre et s'apparente davantage à celle de l'OCDE des années 50 et 60, exception faite d'un taux de croissance beaucoup plus élevé, surtout en Chine et en Inde. La technologie y a beaucoup progressé au cours des trente dernières années et les solutions adoptées ne suivent pas forcément la voie tracée par l'OCDE.

Dans ces pays, l'alternatif investit les nouveaux réseaux, comme ce fut le cas dans d'autres régions du monde, mais il sert aussi, dans une certaine mesure, au transport de l'électricité produite par des sources éloignées des zones consommatrices.

#### Le grand transport en courant alternatif

Une ligne de transport de l'électricité sur de longues distances doit satisfaire à deux impératifs : stabilité et tenue aux défauts (coups de foudre, par exemple). Sa conception obéit à la «règle du  $N-k^1$ », utilisée par la quasi-totalité des électriciens du monde, qui stipule que la perte de puissance maximale, sans compromettre la stabilité du système CA, doit être égale à la puissance de la plus grosse unité de production ou de la ligne ayant la capacité de transit la plus élevée. Si toute la puissance d'un ouvrage de production distant transite sur une seule ligne, le système CA doit résister à cette perte. S'il faut transporter plus d'énergie, plusieurs lignes parallèles doivent être utilisées et interconnectées tous les 300 à 400 km pour fiabiliser le transit.

2 Six lignes CA parallèles sur six tronçons avec compensations série et shunt ; la ligne continue de fonctionner malgré la défaillance de composants.



#### Note

<sup>1</sup> Définit le niveau maximal du risque tolérable, lié à la perte de  $k$  ouvrages, pour le bon fonctionnement du système électrique. En clair,  $N$  représente le nombre d'éléments vitaux du réseau (groupes de production, postes électriques, lignes...) et  $k$  le nombre d'entre eux pouvant être simultanément en défaut sans déstabiliser le réseau.

## Efficacité énergétique et réseaux électriques

Les lignes CA peuvent acheminer beaucoup d'énergie sur de courtes distances, en fonction de la tension et de la capacité thermique des conducteurs. Les lignes plus longues ont une impédance plus élevée qui réduit la capacité de transit. En alternatif, le transfert de puissance active est donné par l'expression :

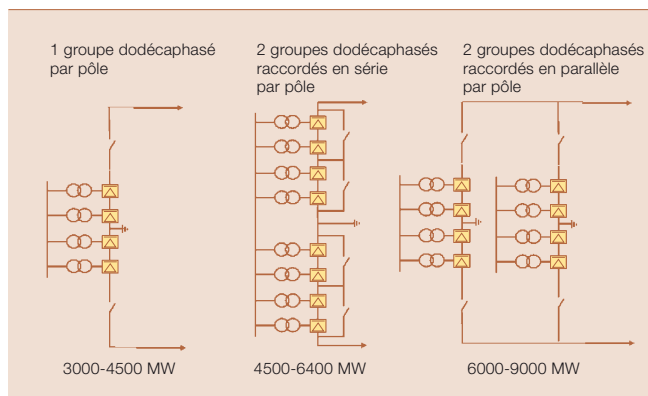
$$P = \frac{U_1 \cdot U_2 \cdot \sin(\delta)}{X}$$

$P$  étant la puissance active,  $U_1$  et  $U_2$  la tension aux extrémités émettrice et réceptrice de la ligne,  $\delta$  l'angle de déphasage entre ces deux extrémités et  $X$ , l'impédance de ligne.

Cette dernière va de pair avec la distance. Pour maintenir la puissance transmise, il faut augmenter  $\delta$ , généralement en deçà de  $30^\circ$ ; au-dessus surviennent des problèmes de stabilité dynamique. La meilleure parade consiste à réduire l'impédance par la compensation série, une solution facilement envisageable, à hauteur d'environ 70%. Au-delà, le système perd de sa robustesse **1**.

Quand une ligne est chargée en-dessous de sa puissance naturelle, il y a production de puissance réactive; sans l'ajout de compensation shunt, la tension peut augmenter démesurément. A l'inverse, une ligne chargée au-dessus de sa puissance naturelle consomme du réactif et fait fortement chuter la tension. Sous l'angle de la

**3** Configurations possibles de convertisseur pour une liaison CCHT 800 kV



fiabilité, il est nécessaire de bâtir une ligne de transport en courant alternatif sous forme de tronçons interconnectés, associant compensations série et shunt **2**, afin de véhiculer à tout moment le maximum de puissance.

### Enjeux techniques

Des liaisons CA à 1000 kV et 1200 kV ont été testées sur plusieurs installations d'essai et même des applications de courte durée<sup>2)</sup>, mais aucune n'est à ce jour en exploitation. Leur construction et la réalisation des équipements nécessaires (transformateurs, disjoncteurs, parafoudres, réactances shunt, condensateurs série, transformateurs de courant et de tension, interrupteurs de coupure et de mise à la terre...) posent plusieurs défis.

Les domaines du contrôle-commande et de la protection ont aussi leurs contraintes particulières. Il faut pou-

voir éliminer les défauts à la terre sur une phase sans ouvrir les disjoncteurs des trois phases. La difficulté tient au fort courant capacitif, engendré par les phases saines, qui s'écoule dans le défaut. On peut y remédier avec des réactances accordées qui minimisent le courant induit.

Les liaisons 800 kV sont pleinement opérationnelles et équipées; le 1000 kV alternatif est encore à l'étude.

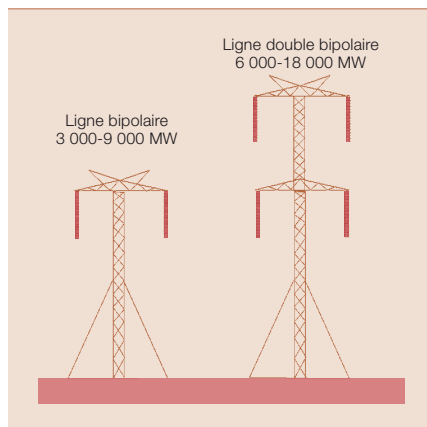
Il y a 30 ans, la capacité de transit des réseaux électriques correspondait à la demande. La croissance de la consommation a modifié la donne.

### Le transport en 800 kV continu

#### Aspects liés au système électrique

Le transport CC consiste à prélever l'énergie électrique en un point du réseau alternatif, à la transformer en continu (dans une station de conversion fonctionnant en redresseur), puis à l'acheminer sur une ligne continue bipolaire avant de repasser en alternatif (dans une station de conversion fonctionnant en onduleur) pour la réinjecter dans le réseau.

**4** Le CCHT 800 kV peut véhiculer jusqu'à 18 000 MW, sur un seul axe de transfert



**5** Avant exploitation commerciale, les équipements d'une liaison CCHT 800 kV doivent se soumettre à une batterie de tests : **a** transformateur, **b** traversée du transformateur et celle du bâtiment des valves (p. 22), testée à Ludvika (Suède).



### Note

<sup>2)</sup> L'ex-Union soviétique a en effet exploité, de 1989 à 1996, une ligne 1200 kV CA reliant la Russie au Kazakhstan.

## Efficacité énergétique et réseaux électriques

D'un point de vue « système », le courant continu est plus simple à transporter sur de longues distances. Les stations de conversion (côtés redresseur et onduleur) peuvent très vite réguler les valeurs de tension/courant et, partant, l'écoulement de puissance. Le déphasage entre extrémités émettrice et réceptrice est insignifiant si la seule liaison est en courant continu. En fait, les réseaux connectés peuvent même fonctionner en asynchrone puisque le courant continu est dépourvu d'angle de déphasage et indépendant de la fréquence.

Les défauts survenant sur les lignes CC ou dans les postes convertisseurs provoquent une augmentation de la fréquence à l'extrémité émettrice du réseau et un abaissement à l'extrémité réceptrice, à moins qu'il existe une capacité de surcharge suffisante dans le pôle restant et des lignes CC parallèles pour gérer l'écart de puissance. La persistance du défaut donne lieu à un plan de protection qui déclenche les générateurs afin de stabiliser la fréquence dans le réseau émetteur. Cela ne pose problème qu'en cas de lignes CA synchrones parallèles – surtout de puissance assignée nettement inférieure à celle des lignes CC –, qui risquent de déclencher lorsque les angles de phase sont trop élevés.

### Configurations

Une liaison courant continu en haute tension (CCHT) à 800 kV peut adopter plusieurs configurations de conversion (3 et 4).

### Difficultés techniques

La plus haute tension transitée à ce jour sur une liaison CCHT est de 600 kV. Datant de plus de 20 ans, la liaison de 6300 MW d'Itaipu, au Brésil, exploite sur 800 km deux bipôles de  $\pm 600$  V exigeant quantité d'équipements : transformateurs, traversées murales du bâtiment des valves, valves à thyristors, parafoudres, diviseurs de tension, condensateurs filtres CC et isolateurs.

### Etat de l'art

ABB a entrepris ces développements depuis plusieurs années, concevant, fabriquant et testant tous les équipements soumis au 800 kV. Des exemples en témoignent ci-après.

### Transformateur

ABB a construit un prototype simplifié de transformateur, avec toutes les caractéristiques d'isolement d'un transformateur de conversion de 800 kV 5a. Les premiers essais effectués sur ce prototype ont donné des résultats concluants :

- Tension de tenue en courant continu : 1250 kV
- Tension de tenue en courant alternatif : 900 kV

### Traversée de transformateur

ABB a réalisé un prototype de traversée de transformateur pour le groupe hexaphasé le plus élevé 5b. Cet équipement a réussi tous les essais de type et individuels, dont les suivants :

- Tension de tenue en courant continu : 1450 kV

- Tension de tenue en courant alternatif : 1050 kV

### Traversée murale

La traversée murale est conçue selon le principe éprouvé des récentes installations à 500 kV. Ses contraintes électriques se sont doublées d'un défi mécanique dû à sa longueur (18 m photo p. 22), ce qui ne l'a pas empêchée de réussir tous les essais de type et individuels, tant électriques que

L'ouverture du marché électrique à la concurrence a dopé le négoce et les échanges d'énergie sur de longues distances. Ces contraintes pèsent lourdement sur le réseau de transport.

mécaniques ! Sa tenue aux séismes a également été vérifiée par calculs.

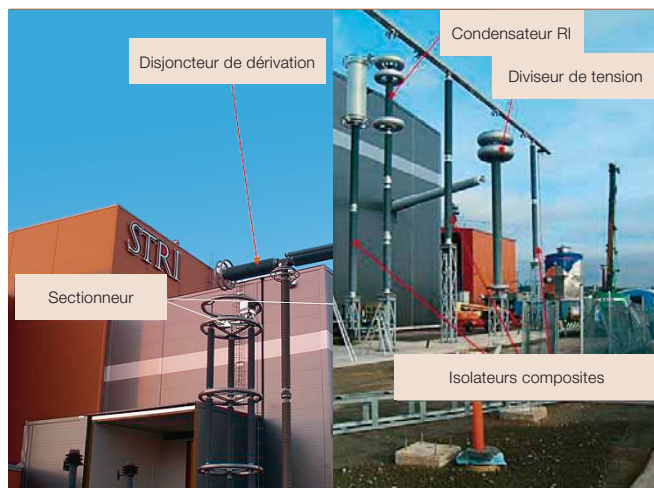
Après réalisation, elle fut installée dans un circuit d'essai sous 800 kV :

- Tension de tenue en courant continu : 1250 kV
- Tension de tenue en courant alternatif : 910 kV

### Essais à long terme

Pour confirmer la faisabilité du projet, une station d'essai à long terme fut construite et mise en service, et tout l'équipement testé sous 855 kV, sur une période minimale de 6 mois 6.

6 Essai de tenue en tension sur circuit de test de 800 kV à STRI (Ludvika)



Encadré 1 Avantages de l'association CA/CC pour maintenir la stabilité du réseau malgré les pertes enregistrées sur les liaisons CC : solution n° 1 illustrée en 11a (liaison CA robuste)

		Nombre de lignes CA parallèles à 500 kV									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nombre de groupes CC perdus	1	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui
	2	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui
	3	non	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui
	4	non	non	non	non	oui	oui	oui	oui	oui	oui
	5	non	non	non	non	non	non	non	oui	oui	oui
	6	non	non	non	non	non	non	non	non	non	non
	7	non	non	non	non	non	non	non	non	non	non
	8	non	non	non	non	non	non	non	non	non	non

## Efficacité énergétique et réseaux électriques

### Conception de la station

Pour une liaison CCHT 800 kV d'une puissance de 6000 MW, la station doit être conçue pour que la défaillance d'un seul élément vital du réseau n'entraîne la perte que d'une fraction de la puissance. 7 8 illustrent une station de 4 blocs, configurable en :

- 1) deux pôles constitués chacun de deux groupes raccordés en série ;
- 2) deux pôles constitués chacun de deux groupes raccordés en parallèle.

### Essais transformés

Tous ces développements ont débouché sur une exploitation commerciale du CCHT 800 kV.

### Continu ou alternatif ?

#### Coût

Voyons à présent le comparatif économique 10 du transport de 12000 MW sur 2000 km, en alternatif et en conti-

nu : il ressort que le CCHT 800 kV est globalement moins onéreux, l'optimum étant atteint là où les pertes en ligne sont les plus faibles.

#### Avantages et inconvénients du courant alternatif

Principal atout de l'alternatif : la flexibilité de raccordement des charges et de la production sur le trajet électrique. Cet avantage est particulièrement important si le couloir de transport passe par une zone à forte densité de population et si des ouvrages de production jalonnent le parcours. Par contre, l'alternatif pêche par son coût : le système décrit plus haut revient très cher puisque, dans la réalité, il oblige à construire une infrastructure tout électrique de bout en bout.

Autre écueil : l'emprise au sol. Sachant que le transport CA ne peut pas pleinement utiliser la capacité thermique de chaque ligne lorsque celle-ci est

très longue, il faut installer une ligne en parallèle.

Principal atout de l'alternatif : la flexibilité de raccordement des charges et de la production sur le trajet électrique. Cet avantage est particulièrement important si le couloir de transport passe par une zone à forte densité de population et si des ouvrages de production jalonnent le parcours.

#### Avantages et inconvénients du courant continu

Le premier avantage du CCHT réside dans son faible coût de transport de puissances très élevées sur de longues distances, avec des pertes minimales (de l'ordre de 5% pour 2000 km). Sans compter qu'il nécessite moins de lignes et une plus faible emprise au sol : le transfert de 12000 MW peut se contenter de 2 lignes CCHT à 800 kV, quand l'alternatif en demanderait 8 !

Le principal inconvénient du CCHT est le transit de puissance d'un point à un autre et le coût élevé de la construction de stations de raccordement (même si cela est envisageable et déjà réalisé).

#### Le mariage de l'alternatif et du continu

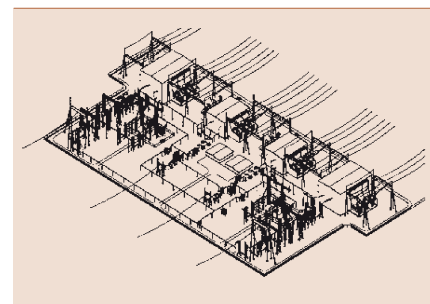
Malgré tout, l'association d'un transport massif d'énergie sur liaison CCHT économique et, en parallèle, d'un réseau alternatif de plus basse tension



7 Station de conversion CCHT constituée de 4 blocs ; la configuration choisie minimise les effets des défaillances de chaque composant.

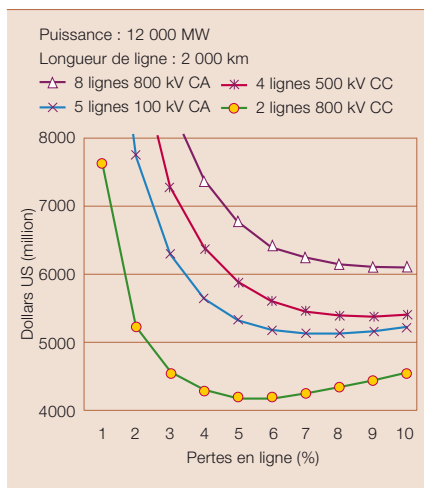
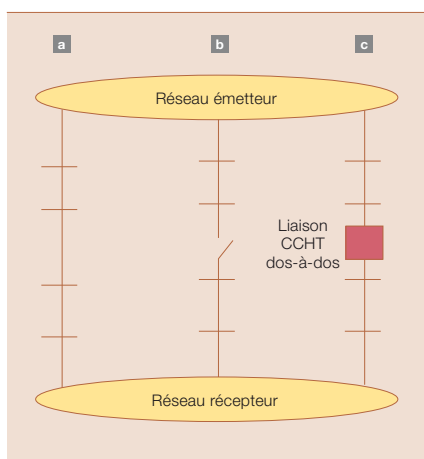


8 Station de conversion CCHT comprenant deux pôles constitués chacun de deux groupes en série.



9 Vue artistique de la station **B**

## 10 Coût des postes, lignes et pertes en fonction des pertes en ligne

11 Trois façons de conjuguer CA et CC pour coupler deux réseaux : **a** = une liaison CA robuste en renfort du CC ; **b** = deux réseaux CA séparés ; **c** = une liaison CCHT dos-à-dos.

pourrait, dans bien des cas, offrir une solution optimale combinant faible coût et haute flexibilité, ainsi que la possibilité d'alimenter le consommateur tout au long du trajet.

Toutefois, cela ne va pas sans poser quelques problèmes techniques : les perturbations dans le transport CC feront bien souvent disjoncter la liaison CA à mesure que les angles de phase augmentent. Il existe heureusement plusieurs façons d'y remédier **11**.

## Solution n° 1

Elle s'appuie sur une liaison CA particulièrement robuste **11a**, capable de tenir à la plupart des perturbations de la liaison CC sans déclencher.

Admettons, par exemple, que le CCHT achemine 12 000 MW sur 2 000 km, dans 2 bipôles constitués chacun de 4 groupes de conversion, et qu'il peut accepter une surcharge temporaire de 50% en cas de déclenchement d'un ou de plusieurs groupes. Supposons maintenant qu'un réseau CA parallèle de lignes à 500 kV est tenu d'absorber la puissance que le CCHT n'a pas pu transporter. Les résultats sont donnés dans l'**encadré 1**.

On y voit que le système conserve sa stabilité dynamique après la perte de plusieurs groupes CC dont la puissance unitaire s'élève à 1500 MW. Ce résultat dépend de la charge avant défaut des lignes CA (jusqu'à 34%, dans le cas présent).

## Solution n° 2

Elle autorise le fonctionnement asynchrone de deux réseaux CA **11b** se chargeant chacun de la moitié de la desserte électrique. En l'occurrence, les deux systèmes étant asynchrones, il n'y a aucun problème de stabilité.

## Solution n° 3

Elle est identique à la solution précédente mais elle utilise une liaison CCHT dos-à-dos **11c** pour accroître la flexibilité de la fourniture sans avoir à synchroniser les deux systèmes. Il s'agit de préférence d'un convertisseur à source de tension (*HVDC Light*<sup>®</sup>) qui stabilise les valeurs de tension et augmente le transfert de puissance des lignes CA.

## Conclusions

Le CCHT 800 kV est normalement la solution la plus économique pour transporter beaucoup d'énergie sur des distances dépassant 500 à 1000 km. Son défaut majeur tient au coût élevé du raccordement de puissance sur le trajet électrique. Une solution mêlant courant continu en haute tension pour fournir le gros de la puissance et courant alternatif pour alimenter le transport remporte la palme de l'économie et de la flexibilité. Le 1000 kV CA garde néanmoins l'avantage lorsqu'il s'agit de se superposer aux liaisons CA 400 ou 500 kV existantes, dans des zones fortement peuplées.

## Gunnar Asplund

ABB Power Technologies, Power Systems DC  
Ludvika (Suède)  
gunnar.asplund@se.abb.com