

Evolutions techniques du système de transport et de distribution d'électricité

E. CATZ, *non-Membre, IEEE*

Résumé-- L'expansion continue des réseaux de transport d'énergie montre les limites des capacités de transit des systèmes existants. Les gestionnaires de réseaux sont contraints d'exploiter le système au plus près de ses limites thermiques et dynamiques, alors que les consommateurs sont de plus en plus exigeants quant à la qualité de l'énergie et à la continuité de service.

L'amélioration de la qualité de l'énergie, l'augmentation de la capacité transmise et le contrôle des réseaux existants peuvent être obtenus grâce à la mise en place de nouvelles technologies. Les FACTS à base d'électronique de puissance apportent des solutions dynamiques, efficaces et éprouvées à la conduite des réseaux.

Mots clés--

Compensation. Electronique de puissance. FACTS. Puissance Réactive. Réseaux. Transformateur Déphaseur.

I. NOMENCLATURE

CSPR: Compensateur Statique de Puissance Réactive
FACTS: Flexible Alternative Current Transmission System
SC : Shunt Compensation
SCS : Series Capacitor System
SSSC : Static Series Synchronous Compensator
SVC: Static Var Compensator
TCSC: Thyristor Controlled Series Capacitor
PST : Phase Shifting Transformer
VSC: Voltage Sourced-Converter

II. INTRODUCTION

L'expansion des réseaux de transport d'énergie pousse les gestionnaires de réseaux à exploiter le système au plus près de ses limites thermiques et dynamiques, alors que les consommateurs sont de plus en plus exigeants quant à la qualité de l'énergie et à la continuité de service.

L'amélioration de la qualité de l'énergie, l'augmentation de la capacité transmise et le contrôle des réseaux existants peuvent être obtenus grâce à la mise en place de nouvelles technologies. Les FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems) à base d'électronique de puissance apportent des solutions dynamiques, efficaces et éprouvées à la conduite des réseaux.

III. FACTS GENERALITES

La puissance active P transmise entre deux réseaux de tensions V_1 et V_2 présentant un angle de transport δ (déphasage entre V_1 et V_2) et connectés par une liaison d'impédance X est donnée par l'équation suivante:

$$P = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta \quad (1)$$

Cette équation montre qu'il est possible d'augmenter la puissance active transmise entre deux réseaux soit en maintenant la tension des systèmes, soit en augmentant l'angle de transport entre les deux systèmes, soit en réduisant artificiellement l'impédance de la liaison.

En jouant sur un ou plusieurs de ces paramètres, les FACTS permettent un contrôle précis des transits de puissance réactive, une optimisation des transits de puissance active sur les installations existantes et une amélioration de la stabilité dynamique du réseau. Ils permettent aussi aux consommateurs industriels de réduire les déséquilibres de charges et de contrôler les fluctuations de tensions créées par des variations rapides de la demande de puissance réactive et ainsi d'augmenter les productions, de réduire les coûts et d'allonger la durée de vie des équipements.

Dans la suite de cet article nous allons décrire les principaux types de FACTS et détailler leurs applications dans les réseaux de transmission et de distribution.

IV. COMPENSATION PARALLELE / STATIC VAR COMPENSATOR

A. Compensation Parallèle Traditionnelle

La compensation parallèle (Shunt Compensation) consiste en l'installation de réactances ou bancs de condensateurs connectés entre les phases du réseau et la terre en général par le biais de disjoncteurs. Ces éléments permettent de compenser les réseaux en puissance réactive et de maintenir la tension dans les limites contractuelles. D'après (1), on voit que ces équipements permettent aussi d'augmenter la puissance active transmise.

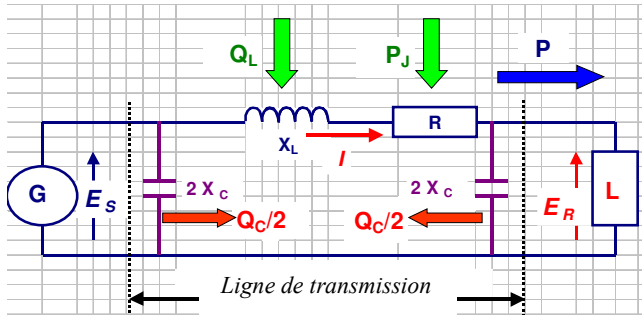


Figure 1. Représentation du Système

Une ligne haute tension peut être modélisée par un schéma en π constitué d'une inductance X_L et d'une résistance R (négligeable) en série et de deux capacités parallèles $2X_C$ également réparties au niveau de la source G et de la charge L (Figure 1). Lorsque le réseau n'est pas ou peu chargé, la tension en bout de ligne est supérieure à la tension du générateur (effet Ferranti). Cette augmentation de tension est d'autant plus importante que le réseau est exploité à tension élevée et que les lignes sont longues. Pour réduire la tension en bout de ligne, on peut connecter une ou plusieurs réactances en parallèle. Cependant, lorsque le réseau est fortement chargé, les réactances parallèles deviennent inutiles. Pour maintenir la tension dans les limites contractuelles, le gestionnaire du réseau doit donc connecter ou déconnecter les réactances selon la charge du réseau. Ces opérations sont généralement assurées par des disjoncteurs.

D'autre part, une charge qui absorbe de la puissance réactive va provoquer une chute de tension. Dans ce cas la connexion d'un ou plusieurs bancs de condensateurs en parallèle avec la charge permet de maintenir la tension. Les bancs de condensateurs vont compenser la puissance réactive absorbée par la charge et ainsi éviter la transmission de puissance réactive sur de longues distances. De même que les réactances, ces bancs de condensateurs doivent être connectés/déconnectés selon la charge du réseau. On utilise cette fois encore des disjoncteurs.

Cependant du fait du nombre limité d'opérations et des délais d'ouverture/fermeture des disjoncteurs, ces réactances et condensateurs parallèles ne doivent pas être commutés trop souvent et ne peuvent pas être utilisés pour une compensation dynamique des réseaux. Dans le cas où le contrôle du réseau nécessite des commutations nombreuses et/ou rapides, on fera appel à des équipements contrôlés par thyristors.

B. Static Var Compensator

Le Static Var Compensator (SVC) aussi appelé Compensateur Statique de Puissance Réactive (CSPR) est un équipement de compensation parallèle à base d'électronique de puissance capable de réagir en quelques cycles aux modifications du réseau. Il permet entre autres la connexion de charges éloignées des centres de production et la diminution des effets des défauts ou des fluctuations de charges.

Un SVC est généralement constitué d'un ou plusieurs bancs de condensateurs fixes ou commutables soit par disjoncteur soit par thyristors (Thyristor Switched Capacitor) et d'une réactance réglable (Thyristor Controlled Reactor) (Figure 2). Le courant traversant la réactance est contrôlé par des valves à thyristors. Il peut donc varier entre zéro et sa valeur maximale grâce au réglage de l'angle d'amorçage des thyristors. Le système de contrôle qui génère les impulsions de gâchette des thyristors mesure soit la tension au point de connexion soit la puissance réactive dans la charge associée et calcule l'instant auquel il faut amorcer les valves.

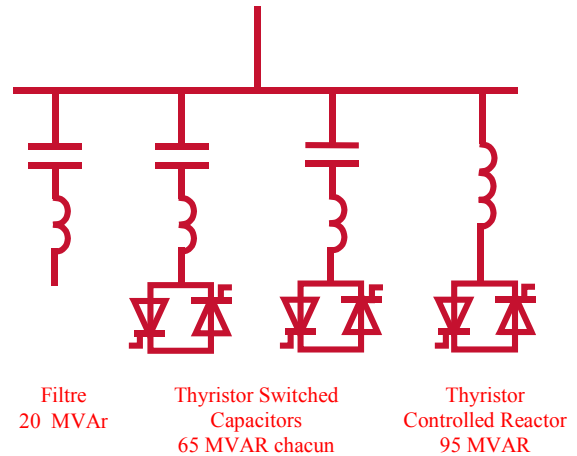


Figure 2: SVC de Lovedean (Royaume-Uni) (Courtoisie AREVA).

Si le SVC fonctionne en réglage de tension, le système de contrôle ajuste le courant dans le SVC de façon à ce que courant et tension suivent la courbe caractéristique représentée Figure 3. La courbe caractéristique est une droite dont la pente et la tension de référence peuvent être ajustées par le système de contrôle. Lorsque la tension du réseau diminue, le courant du SVC devient plus capacitif (en avance par rapport à la tension) ce qui tend à réduire la chute de tension. De même lorsque la tension augmente, le courant du SVC devient plus inductif (en retard par rapport à la tension) ce qui contribue à maintenir la tension.

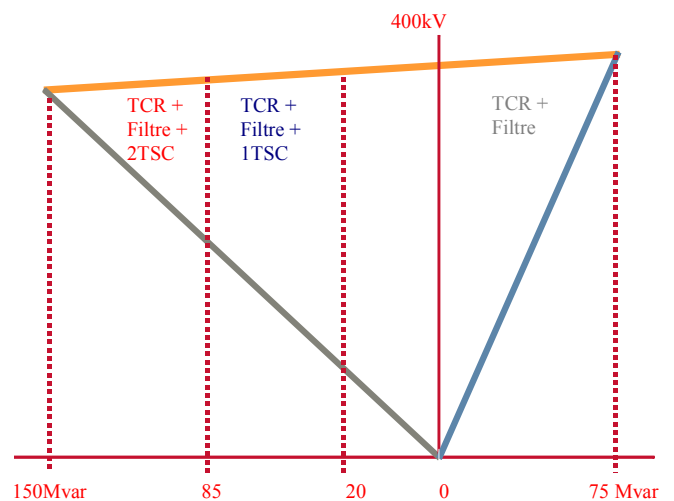


Figure 3: Courbe caractéristique tension-courant du SVC de Lovedean (Royaume-Uni) (Courtoisie AREVA).

Le système de contrôle permet un ajustement du courant du SVC en 2-3 cycles et donc de répondre rapidement à des variations de charge.

Il existe deux types de SVC: les SVC industriels et les SVC de transmission. Les SVC industriels sont souvent associés à des charges déséquilibrées qui peuvent varier très rapidement telles que les laminoirs ou les fours à arcs pour lesquels les fluctuations rapides de puissance réactive limitent les capacités de production et provoquent du flicker (scintillement des lampes). Ils sont aussi très utiles pour réduire les déséquilibres de phases générés par la traction ferroviaire. Les SVC de transmission ont pour fonction de réduire la tension des réseaux peu chargés en absorbant de la puissance réactive, d'augmenter la tension des réseaux fortement chargés en fournissant de la puissance réactive et d'aider le système à recouvrer sa stabilité après un défaut. Cette dernière fonction est particulièrement importante car, suite à une perte de tension lors d'un défaut, les moteurs connectés accélèrent et appellent de la puissance réactive en même temps. Si cette puissance n'est pas fournie localement, elle doit être transmise sur de longues distances et entraîne une chute de tension sur le réseau. Le système ne retrouve alors jamais sa stabilité et il faut déconnecter toutes les charges avant de les reconnecter une par une. Un SVC connecté au réseau peut fournir toute sa puissance réactive de dimensionnement pour aider les charges à accélérer et garantir la stabilité du système.

Au Royaume-Uni, le réseau 400/275kV développé dans les années 60, fut suffisamment fort et flexible pour accepter les modifications des plans de génération dues, entre autres, aux changements d'ordre de priorités d'utilisation des unités de production et à l'évolution du prix du fuel, pendant une vingtaine d'années. Cependant vers la fin des années 80 ces modifications ont exigé l'installation de compensateurs de puissance réactive capables de répondre en quelques cycles pour maintenir la tension du réseau après un défaut ou lors de la perte de circuits. La Compagnie Nationale d'Electricité NGC (National Grid Company) s'est alors lancée dans un programme d'installation de SVC aux points critiques du réseau et fit installer 16 SVC +150/-75Mvar (sauf deux délibérément dimensionnés +150/-106Mvar) connectés sur les réseaux 400 et 275kV [1].

Suite à la privatisation et à la séparation des fonctions production/transport/distribution du réseau, la facilité d'installation de génération au gaz naturel entraîna l'entrée sur le marché de nombreux producteurs indépendants. Par ailleurs, selon la réglementation en vigueur, dans le cas où une compagnie souhaite fermer une unité de production obsolète, elle doit en informer NGC 6 mois à l'avance. NGC a donc 6 mois pour mettre en place des solutions alternatives de contrôle de la tension et de la puissance réactive sur le réseau. Pour répondre à un planning aussi serré, NGC décida d'investir dans un nouveau type de SVC: les SVC mobiles. NGC spécifia alors des SVC standards qui peuvent être

facilement et rapidement déconnectés d'un poste et reconnectés dans un site différent. Ces SVC sont connectés au tertiaire des transformateurs 400 ou 275kV du réseau et sont composés de 3 bancs de condensateurs commutables (TSC) dimensionnés dans des rapports 1/2/4 permettant d'avoir une puissance de 60Mvar disponible par pas de 8.6Mvar. Ces SVC peuvent être déplacés d'un site à un autre en moins de 3 mois (incluant l'arrêt, la déconnexion, le démantèlement, le transport, la re-connexion et la mise en service dans le nouveau site). Une quinzaine de ces SVC mobiles est actuellement en service au Royaume-Uni (Figure 4).

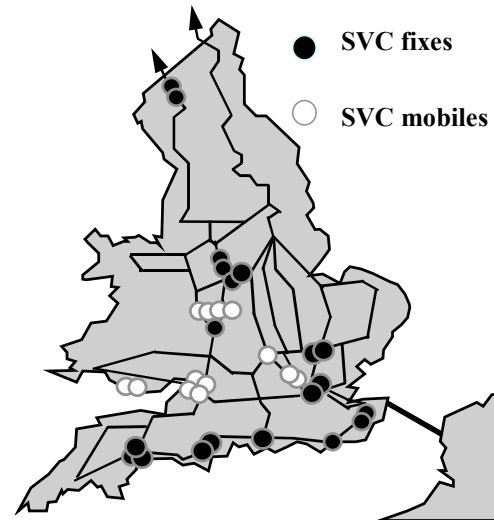


Figure 4: SVC fixes et mobiles au Royaume-Uni (Courtoisie NGT).

V. TRANSFORMATEUR DEPHASEUR

L'équation (1) montre qu'il est possible de régler le transit de puissance active entre deux systèmes en ajustant l'angle de transport entre les réseaux. C'est ce que réalise le transformateur déphaseur (Phase Shifting Transformer).

Physiquement, les transformateurs déphaseurs sont des machines statiques dont les caractéristiques constructives générales sont à quelques détails près identiques aux transformateurs classiques. De part leurs connexions internes, ils permettent d'obtenir un déphasage entre les tensions en entrée et en sortie. Le déphasage entre les tensions d'entrée et de sortie est obtenu par l'adjonction en série avec la ligne d'une tension prélevée ou générée par une autre phase (Figure 5). Par le biais de changeur de prise en charge il est possible d'obtenir un angle variable par pas [2].

Plus simplement un transformateur déphaseur peut être assimilé à une impédance variable insérée dans une ligne, cette impédance pouvant aussi être négative. Le transformateur déphaseur a donc la possibilité d'accroître ou de réduire les transits de puissance sur la ligne où il est installé en fonction de la valeur du déphasage. Il peut par conséquent être installé sur une ligne à faible capacité thermique pour y limiter les transits de puissance, ou sur une ligne à forte capacité thermique pour y augmenter les transits de puissance.

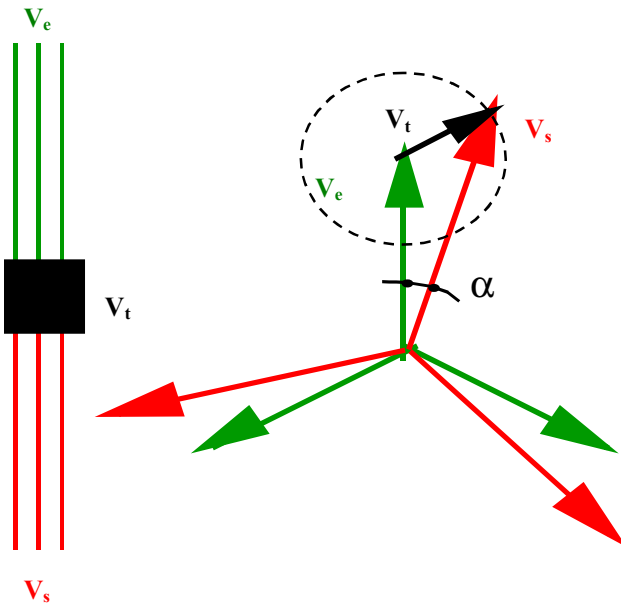


Figure 5: Principe du transformateur déphaseur

L'une des principales applications du transformateur déphaseur se trouve lorsque deux réseaux sont connectés par des lignes parallèles d'impédances différentes. Dans ce cas, le transfert de puissance et sa répartition sont directement liés aux impédances de chaque branche et ne tiennent pas compte des capacités thermiques de chaque liaison. L'installation d'un transformateur déphaseur dans l'une quelconque des branches permet de modifier artificiellement la répartition naturelle des transits et d'obtenir une nouvelle distribution de la charge entre les deux branches. En particulier un tel équipement permet d'exploiter deux lignes parallèles au maximum de leurs capacités thermiques indépendamment de leurs impédances respectives.

Le transformateur déphaseur à module constant présente l'avantage d'avoir une tension à vide égale à la tension d'entrée et ce indépendamment du déphasage imposé. Un tel schéma permet donc un très grand déphasage, 30° à 45° , si aucun gabarit de transport ne vient limiter la taille des colis d'expédition. De plus la symétrie de construction rend l'équipement insensible au sens de transit de puissance. Ce type de construction fut retenu pour les transformateurs déphaseurs des sites de La Praz et Pragnères (France).

L'interconnexion France-Espagne comprend deux liaisons 400kV et deux liaisons 225kV. Au niveau des transits de puissance, le cas le plus contraignant pour la liaison 225kV entre Pragnères et Biescas correspond à la perte simultanée d'une des deux liaisons 400kV et de la perte d'une unité de production de 970MW en Espagne. La prise en compte de ces deux contraintes simultanées est imposée par les règles de fonctionnement entre réseaux électriques au sein de l'UCPTE.

En l'absence de liaison supplémentaire, l'échange de puissance entre la France et L'Espagne doit être limité pour ne pas créer de surcharge sur la ligne Pragnères-Biescas.

L'installation d'un transformateur déphaseur 321MVA $\pm 25^\circ$ à Pragnères permet de limiter les transits de puissance sur Pragnères-Biescas à la capacité thermique de la liaison. Le reste de la puissance est repoussé sur la liaison 400kV restante. Grâce à cet appareil l'échange de puissance entre la France et l'Espagne peut être augmenté de 200 MW environ sur les lignes existantes [3].

VI. COMPENSATION SERIE / COMPENSATION SERIE CONTROLÉE PAR THYRISTORS

A. Compensation Série

L'équation (1) montre que la puissance active échangée entre deux systèmes peut être augmentée si l'on réduit l'impédance de la liaison dont le comportement est essentiellement inductif. C'est ce que réalise la compensation série (Series Capacitor System) par l'adjonction en série avec la ligne d'un banc de condensateurs d'impédance X_C . Artificiellement l'impédance de la ligne est donc réduite de X_L à $(X_L - X_C)$ et le transit de puissance est augmenté. De plus, comme le montre le diagramme de Fresnel Figure 6, le profil de tension est amélioré tout au long de la ligne ($E_R - E_S$ plus petit) et l'angle de transport δ est réduit d'où une amélioration de la stabilité dynamique de la liaison.

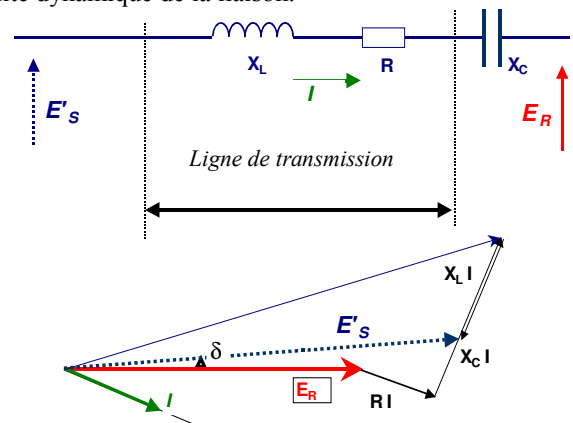


Figure 6: Compensation série: diagramme de Fresnel

Il est toujours possible lever les limitations en transit de puissance d'un réseau en créant de nouvelles lignes et/ou en plaçant des unités de production plus près des centres de consommation. Cependant la création de nouvelles lignes et/ou de générateurs est très coûteuse et demande des délais de réalisation longs. De plus l'obtention de nouveaux droits de passage peut être difficile voire impossible à obtenir et l'aspect environnemental limite toujours plus la construction d'ouvrages nouveaux. Avec des délais de réalisation courts et un investissement limité, la compensation série propose donc une alternative à la construction de lignes nouvelles.

Cependant dans certaines conditions défavorables d'exploitation, en présence de groupes thermiques et pour des lignes fortement compensées (compensation supérieure à 40%), un phénomène de résonance peut apparaître entre le banc de condensateurs et l'arbre des générateurs des groupes

de production: il s'agit de résonance hyposynchrone (SubSynchronous Resonance). En cas de risque de SSR il faut soit limiter le taux de compensation de la ligne, soit avoir recours à des Capacités Séries Contrôlées par Thyristors.

B. Capacités Séries Contrôlées par Thyristors

Dans un TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitors), une inductance est installée en parallèle avec le banc de condensateurs et le courant à travers l'inductance est contrôlé par thyristors. La Figure 7 représente un TCSC composé de plusieurs modules identiques tous contrôlés de la même façon.

Le contrôle de la compensation permet de s'adapter en temps réel aux besoins du réseau et donc de contrôler le transit de puissance sur la ligne. Il permet de compenser les oscillations de puissance intrinsèques au réseau ou faisant suite à un défaut. Enfin, le TCSC présente une impédance série qui est inductive à basse fréquence et élimine les risques de SSR avec les unités de production.

conducteurs contrôlables aussi bien à la fermeture qu'au blocage tels que les GTO (Gate Turn-Off thyristor), IGCT (Integrated Gate Commutated Thyristor) et IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor). L'augmentation en puissance et en tenue en tension des IGBT a permis le développement de convertisseurs autocommutateurs qui peuvent fournir une tension alternative d'amplitude, fréquence et phase réglables, à partir de la tension d'une capacité à courant continu. Ces composants sont appelés Convertisseurs à Source de Tension (Voltage Sourced Converter). Grâce à un système de contrôle adapté, ils peuvent fournir ou absorber de la puissance réactive, et/ou fournir ou absorber de la puissance active au réseau auquel ils sont connectés. La technologie VSC peut être appliquée à de nombreux équipements FACTS de transmission ou de distribution.

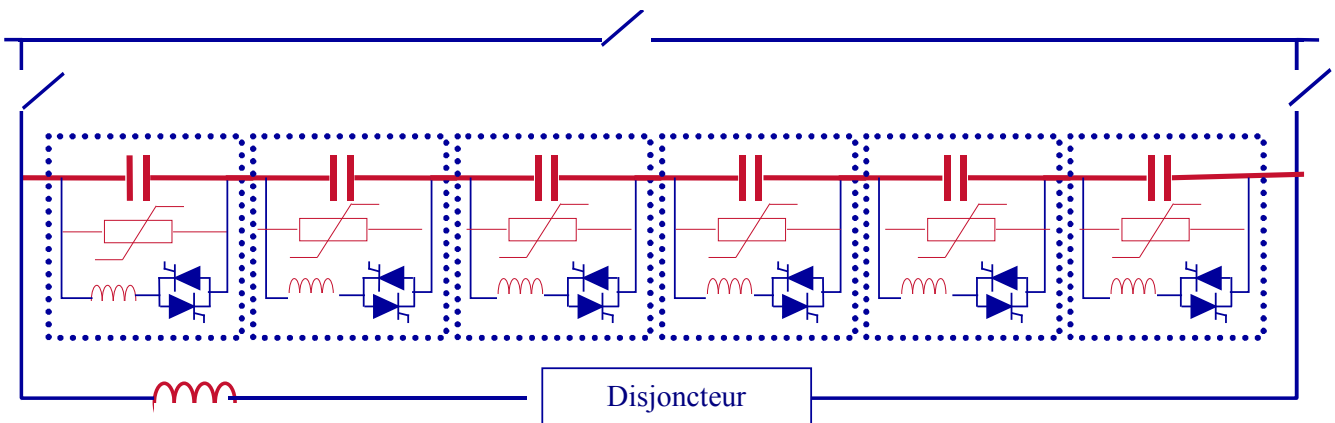


Figure 7 : TCSC de Slatt (Courtoisie BPA, GE, AREVA)

Le premier TCSC a été installé en 1993 en Oregon sur le réseau de Bonneville Power Administration. BPA gère de nombreuses lignes haute tension au nord-ouest des Etats-Unis dont plusieurs sont munies de systèmes de compensation série. La forte compensation du système et la présence de centrales thermiques ont poussé BPA à opter pour un TCSC 202MVar qui fut installé en série avec la ligne 500kV Slatt-Buckley. BPA a alors conduit une vaste campagne de tests pour valider le comportement du TCSC soumis à des perturbations haute tension à proximité de centrales thermiques.

VII. FACTS MODERNES

Le développement des FACTS a pour origine l'augmentation des besoins en terme de puissance de transit et de qualité de l'électricité mais aussi l'évolution des composants de puissance qui permettent aujourd'hui d'envisager des solutions fiables et économiquement intéressantes. On assiste depuis quelques années à l'émergence dans le domaine des fortes puissances, de semi-

A. STATCOM

Le STATCOM (STATic synchronous COMPensator) fut le premier FACTS utilisant le VSC à être introduit dans les réseaux de transmission. Un STATCOM est un convertisseur à source de tension connecté en parallèle à un réseau alternatif (transmission ou distribution) en général par le biais d'un transformateur abaisseur. En réglant le déphasage du VSC égal à celui de la tension alternative au point de connexion, le flux de courant dans l'impédance du réseau est parfaitement réactif. Si l'on règle l'amplitude de la tension du VSC de façon à ce qu'elle soit supérieure à la tension du réseau, une puissance réactive est fournie et augmente la tension au point de connexion. De la même façon, si l'on règle la tension du VSC à une valeur inférieure à la tension réseau, une puissance réactive est absorbée par le VSC et la tension au point de connexion est réduite. La plage de fonctionnement du STATCOM est pratiquement symétrique, ce qui signifie qu'il peut fournir ou absorber des quantités de puissance réactive quasi identiques.

Pour réduire le coût de l'équipement global, des bancs de condensateurs et/ou des inductances parallèles peuvent être associés au STATCOM et contrôlés conjointement de façon à

limiter le dimensionnement du VSC à la plage indispensable.

Malgré le coût et les pertes encore importantes des IGBT, leur contrôle rapide et précis font du STATCOM un équipement intéressant dans certaines configurations de réseaux. Le STATCOM remplit toutes les fonctions d'un SVC mais sur une plage de variation de tension plus large. En particulier alors que le SVC fournit une puissance réactive fonction de la tension du réseau, le STATCOM peut fournir le maximum de sa puissance réactive pour des tensions réseaux très faibles (Figure 8). De plus, la rapidité naturelle du temps de réponse du STATCOM lui donne un avantage significatif pour la réduction de flicker. Enfin un STATCOM est moins encombrant et moins bruyant qu'un SVC.

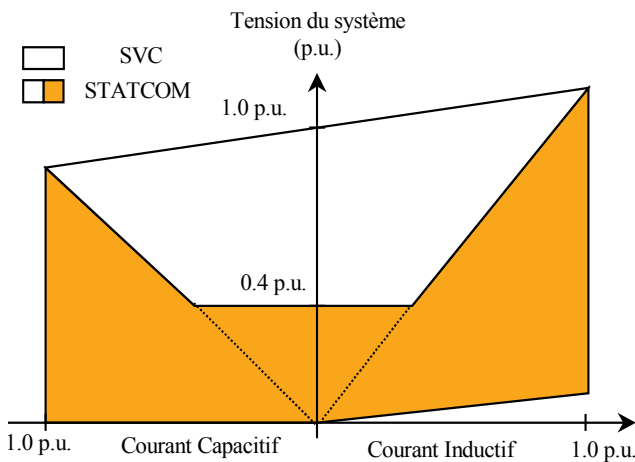


Figure 8: Courbes caractéristiques SVC/STATCOM

Le premier STATCOM pour réseau, dont le contrat fut soumis à appel d'offre, a été installé en 2000 au Royaume-Uni. Il s'agit d'un STATCOM 225MVAR installé à East Claydon sur le réseau 400KV pour NGC (National Grid Compagny) (Figure 9). Pour anticiper les évolutions futures du réseau, le STATCOM a été conçu mobile et peut donc être arrêter sur un site et remis en service sur un autre site en moins de 6 mois transport inclus [4].

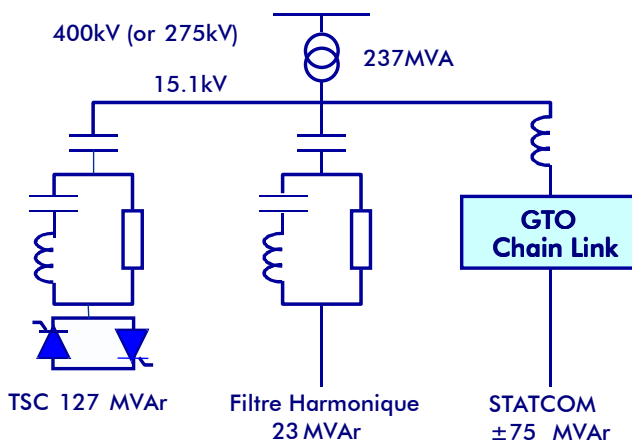


Figure 9: STATCOM à East Claydon (UK) (Courtoisie AREVA).

B. Static Series Synchronous Compensator

En connectant un VSC en série avec une ligne de transmission à travers un transformateur de couplage on obtient un SSSC (Static Series Synchronous Compensator) capable de contrôler les flux de puissance sur cette ligne. De même que le STATCOM, le SSSC a une plage de fonctionnement symétrique. Il peut ajouter ou soustraire à la ligne une tension en quadrature de façon à en modifier le flux de courant.

Le SSSC présente donc une alternative au TCSC. Le SSSC a un temps de réponse plus rapide que le TCSC mais ce bénéfice n'est pas significatif pour une ligne de transmission. Les pertes par contre auront tendance à être plus élevées que pour un TCSC. Enfin, l'encombrement d'un SSSC est inférieur à celui d'un TCSC et contrairement au TCSC, le SSSC n'a pas besoin d'être monté sur une plate-forme au potentiel de la ligne ce qui représente un net avantage du point de vue environnemental et dans les régions à risque sismique.

C. Unified Power Flow Controller

L'UPFC (Unified Power Flow Controller) est constitué de deux VSC connectés à la même réserve de tension continue, l'un étant raccordé en parallèle avec le réseau, l'autre en série avec une ligne de transmission. Un UPFC peut contrôler l'amplitude de la tension à son point de connexion mais aussi les flux de puissances actives et réactives de la ligne de transmission dans laquelle il est inséré. Il offre donc des capacités de contrôle incomparables qui ne peuvent pas être obtenues par l'utilisation séparée d'un STATCOM et d'un SSSC. Cependant un UPFC est un équipement cher et ne peut donc trouver d'intérêt qu'en certains points des réseaux soumis à des contraintes particulièrement sévères aussi bien en terme de contrôle des transits de puissance que du maintien de la tension.

VIII. COMPARAISON DES FACTS

Le tableau Figure 10 tente de résumer les avantages de chaque type de FACTS et offre une comparaison des différentes technologies.

| | SC | SVC | STATCOM | SCS | TCSC | SSSC | PST | UPFC |
|------------------------------------|-----|-----|---------|-----|------|------|-----|------|
| Transit de puissance active | + | + | + | +++ | +++ | +++ | +++ | +++ |
| Contrôle de la puissance réactive | +++ | +++ | +++ | / | / | / | / | +++ |
| Contrôle de la tension (permanent) | +++ | +++ | +++ | + | + | + | / | +++ |
| Contrôle de l'angle de transport | / | / | / | +++ | +++ | +++ | +++ | +++ |
| Contrôle dynamique de la tension | / | ++ | +++ | / | / | / | / | +++ |
| Stabilité | / | ++ | +++ | ++ | ++ | +++ | + | +++ |
| Oscillations de puissance | / | ++ | +++ | / | +++ | +++ | / | +++ |
| Résonance Hyposynchrone | / | / | / | / | +++ | +++ | / | +++ |
| Déséquilibre de phases | / | +++ | +++ | / | / | / | / | +++ |

Figure 10: Comparaison des FACTS

IX. CONCLUSION

La séparation des fonctions production/transport/distribution de l'énergie, l'introduction de la concurrence dans les marchés de l'électricité, le poids croissant des contraintes environnementales, la promotion par les gouvernements des énergies renouvelables, l'augmentation importante des consommations d'énergie dans les pays en voie de développement et la demande pour une énergie bon marché répondant à des critères de qualité et de sécurité acceptables sont autant de contraintes qui rendent le contrôle et le développement des réseaux de plus en plus difficiles.

Nous avons montré dans cet article que les FACTS proposent des solutions fiables, flexibles, à coût d'investissement limité, avec un faible impact sur l'environnement et des délais d'installation courts à ces nouvelles problématiques des réseaux. Si aujourd'hui les FACTS sont encore peu utilisés par rapport à leur potentiel, les évolutions techniques de l'électronique de puissance vont rendre les solutions FACTS de plus en plus compétitives face aux renforcements traditionnels des réseaux

X. REMERCIEMENTS

L'auteur tient à remercier F. Gallon et E. Moutaux pour leur disponibilité et leurs conseils.

XI. REFERENCES

- [1] J. Loughran, "ALSTOM relocatable SVCs for National Grid Compagny".
- [2] JC. Riboud, "Transformateurs Déphaseurs".
- [3] D. Lachenal, D. Daniel, " Nouveaux matériels pour réguler les flux de puissance: transformateur déphaseur et moyens de compensation série", *RTE MAG*, automne 2002.
- [4] DJ. Hanson, C.Horwill, J. Loughran, DR. Monkhouse "The Application of a Relocatable STATCOM-Based SVC on the UK's National Grid System", *article IEEE*.

XII. BIOGRAPHIE



Emmanuelle CATZ (non-Membre IEEE) est née à Paris (France) en 1975. Elle est diplômée de Supélec en 1999. Depuis elle travaille pour AREVA T&D, dans les domaines des postes haute tension et des applications FACTS et Courant Continu Haute Tension.