



Ministère fédéral de l'Environnement,
de la Protection de la Nature
et de la Sûreté nucléaire

PERSPECTIVES D'INTRODUCTION SUR LE MARCHE DE TECHNOLOGIES INNOVANTES AMELIORANT L'INTEGRATION DES SER-E DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES

RAPPORT FINAL

Dr. Cornel Ensslin
Dr. Karsten Burges
Dipl.-Ing. Jens Boemer

Ecofys Germany GmbH
Power Systems and Markets
Stralauer Platz 34
D - 10243 Berlin

c.ensslin@ecofys.de

21 janvier 2008

Mentions légales

Publication du:

Ministère fédéral de l'environnement, de la protection de la nature et de la sûreté nucléaire (BMU)

Service des relations publiques

Allemagne

Email: service@bmu.bund.de

Internet: www.bmu.de

Editeurs: Kai Schlegelmilch (BMU), Mélanie Persem (Bureau de coordination énergie éolienne)

Titre anglais: Market introduction perspectives of innovative technologies supporting integration of RES-E, FINAL Report: <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/41043>

Portée de l'étude

Donnant suite au plan d'action du G8 de Gleneagles, l'Unité Energies renouvelables de l'AIE a publié une étude intitulée "Intégration de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans les réseaux".

Mandaté par le Ministère fédéral allemand de l'Environnement, de la protection de la nature et de la sûreté nucléaire, Ecofys a pour mission de soutenir cette étude en évaluant les enjeux et les obstacles associés aux nouvelles technologies émergentes dans le but d'améliorer l'intégration des SER-E dans les réseaux électriques.

L'objet de cette étude est :

- de répertorier les technologies innovantes non normalisées qui ne se sont pas encore banalisées dans la planification et l'exploitation des réseaux d'énergie électrique,
- d'identifier les domaines d'application les plus prometteurs,
- d'identifier les obstacles potentiels à l'introduction de ces technologies dans le cadre de la réglementation, des autorisations et de la conception des marchés de l'électricité.

Le choix des technologies évaluées dans cette étude porte sur les technologies et concepts d'exploitation largement considérés comme les plus prometteurs par rapport aux avantages qu'ils offrent en matière d'alimentation de réseaux électriques envisagés pour l'avenir, soit : souplesse des marchés, part élevée d'énergies renouvelables, haute performance et rentabilité.

Le résultat de cette évaluation est présenté sous forme de fiches techniques et tableaux de synthèse pour chaque technologie.

Table des matières

1	Sommaire	1
2	Analyse pull/push des technologies innovantes	5
	2.1 Introduction	5
	2.2 Demande favorisant l'évolution des réseaux électriques (demand pull)	6
	2.3 Poussée technologique (technology push)	7
	2.4 Classement des technologies analysées	8
3	Profils technologiques	9
	3.1 Amélioration des parcs existants	10
	3.1.1 Remplacement par des conducteurs à haute température	10
	3.1.2 Puissance nominale dynamique avec réglage de température	11
	3.2 Développement de nouvelles infrastructures	15
	3.2.1 Câblage de transport	15
	3.2.2 Transport CCHT	17
	3.2.3 Dispositifs électroniques de contrôle de transit de puissance (FACTS)	19
	3.2.4 Tableaux de synthèse – Développement de nouvelles infrastructures	21
	3.3 Nouvelles stratégies d'exploitation	23
	3.3.1 Systèmes de surveillance et de protection à couverture étendue	23
	3.3.2 Maîtrise de la demande d'électricité	25
	3.3.3 Sous-systèmes à capacité d'ilotage intentionnel et de démarrage à froid	26
	3.3.4 Confinement des pannes par stabilisateurs de courant supraconducteurs	28
	3.3.5 Tableaux de synthèse – Nouvelles stratégies d'exploitation	30
	Abréviations	32
	Ouvrages de référence	33

1 Sommaire

Les marchés et réseaux doivent assurer à tous les consommateurs un approvisionnement en électricité hautement fiable, souple, accessible et rentable, tout en intégrant progressivement les sources d'énergie décentralisées de petite taille ainsi que des parts croissantes d'énergies renouvelables (SER-E) à débit fluctuant et variable (SER- E_v).

La filière de la production électrique offre une panoplie de dispositifs innovants, d'équipements de réseaux et de stratégies d'exploitation pour permettre l'évolution des réseaux électriques vers plus de souplesse et une meilleure acceptation de parts plus élevées de SER-E_v.

Nombre de ces technologies novatrices font l'objet d'un débat général mais sont loin d'être communément appliquées dans la planification et l'exploitation des réseaux électriques. Un examen plus approfondi du statut de mise en œuvre révèle des enjeux spécifiques ainsi que des jalons importants. Les technologies évaluées dans cette présente étude appartiennent à trois catégories: (1) technologies permettant l'amélioration des parcs existants, (2) technologies permettant le développement des nouvelles infrastructures de transport, et (3) technologies permettant de mettre en œuvre de nouvelles stratégies d'exploitation de réseau.

(1) Technologies permettant d'améliorer les parcs existants

Etant donné que le site de génération d'électricité à partir de sources renouvelables est souvent très éloigné des centres de charge, l'expansion des capacités de transport électrique est une mesure évidente favorisant une meilleure intégration des SER-E_v.

Avec le *remplacement des lignes existantes par des câbles haute température à faible flèche*, la capacité des lignes aériennes peut être augmentée jusqu'à 50 % puisque la capacité de transport du courant électrique dépend directement du fléchissement et de la température des lignes. Selon le cas de figure, le remplacement par des câbles est envisageable sans recours à des procédures d'autorisation.

Une autre mesure permettant d'augmenter les capacités de transport au sein d'un parc existant revient à modifier les procédures d'exploitation. En passant de la charge nominale de sécurité fixe à une *charge nominale dynamique*, qui jouit des effets de refroidissement du conducteur par le vent, il est possible d'obtenir des capacités de transport supérieures. Outre les questions de coût, les attermoiments dans l'introduction généralisée du régime dynamique de ligne sont dûs à des obstacles réglementaires. Dans plusieurs états membres l'OCDE, le

processus d'introduction des normes permettant un régime dynamique reste en suspens.

(2) Technologies pour de nouvelles infrastructures de transport

Le renouvellement continu des réseaux électriques exige des investissements importants. Cela n'est pas uniquement dû à la part croissante des SER- E_v dans le réseau d'alimentation. En effet, le vieillissement des ouvrages et la libéralisation des marchés rendent aussi leur mise à niveau, leur restructuration et leur modernisation indispensables. La voie du progrès la plus efficace serait d'incorporer les nouvelles technologies et les nouvelles solutions dès la phase de planification et d'exécution de rénovation des parcs.

Le recours aux *câbles de transport souterrains* peut accélérer l'autorisation et la construction de nouvelles lignes de transport, particulièrement lorsque l'autorisation de nouvelles lignes aériennes s'avère problématique. Les obstacles principaux à la pose de câbles conducteurs en sous-sol sont que leur coût d'investissement demeure supérieur à celui des lignes aériennes. Toutefois, les ratios de coût câble/ligne divergent de manière significative selon la puissance de tension et ont largement évolué ces dernières années. Par ailleurs, la faisabilité économique doit tenir compte des pertes en ligne.

Le transport de courant continu à haute tension (CCHT) offre une solution prometteuse, particulièrement pour le transport en bloc d'énergie éolienne. Ceci vaut tant pour le raccordement à la terre des parcs éoliens en mer que pour le transport à longue distance jusqu'aux centres de distribution réduisant ainsi les pertes et évitant des débits de puissance indésirables. An tant qu'obstacle, la planification technique doit considérer que la création des réseaux maillés multi-postes est chose complexe, à la différence des réseaux de courant alternatif (CA). La maîtrise des débits dans un réseau maillé basé sur un système de convertisseurs de courant continu (CC) exige une bonne communication entre tous les postes et le débit doit être activement réglé par un système de commande.

Les dispositifs électroniques de commande de débit de puissance électrique peuvent jouer un rôle majeur lorsqu'il s'agit d'accommoder des conditions de changement rapide dans les réseaux dynamiques.

Les contrôleurs FACTS (Flexible AC Transmission Systems, soit Systèmes de transport CA flexible, en français) optimisent la performance statique dans le sens d'une augmentation de puissance et d'une amélioration de la gestion de la congestion, ainsi que la performance dynamique des réseaux électriques. Il s'agit là de services précieux favorisant l'acceptation des SER- E_v dans les réseaux. Néanmoins, la concurrence avec les solutions standard comme les condensateurs en série ou les transformateurs de déphasage demeure une barrière majeure à l'introduction des dispositifs FACTS.

(3) Technologies permettant la mise en œuvre de nouvelles stratégies d'exploitation de réseau

Les évaluations en ligne de sécurité dynamique fournies par les *systèmes de surveillance et de protection de zone étendue* pourraient diminuer substantiellement les hypothèses conservatrices traditionnelles au sujet des conditions d'exploitation. Ainsi, des estimateurs d'état de réseau puissants et basés sur des systèmes de surveillance peuvent accroître la capacité de transit actuelle d'un réseau d'alimentation. Cela permettra aux gestionnaires de réseau de réagir dans des délais presque de temps réel dans le cadre de la gestion des transactions, de la prévention de panne et de la gestion de parcs. De cette manière la fiabilité et la performance de réseau requises peuvent être assurées même en présence d'une contribution croissante de sources SER-E_v. Les enjeux d'une introduction à grande échelle se situent aux niveaux organisationnel et réglementaire en raison des besoins en technologies de surveillance, de saisie et d'échanges de données en ligne synchronisées régies par des normes.

Nombre de stratégies visant l'évolution future des réseaux électriques, comme celles publiées par les initiatives SmartGrids (UE) et GridWise (USA), mettent en exergue l'impératif d'impliquer plus avant les utilisateurs finaux. Dans un contexte de parts croissantes de SER-E_v, la *maîtrise de la gestion de la demande d'électricité* offre des alternatives intéressantes pour rehausser l'adéquation de la production et de la demande instantanées afin de favoriser l'intégration des SER-E_v au sein des réseaux électriques. Les obstacles persistents qui empêchent de lier la production de SER-E_v à la demande sont en général dûs à la conception même du marché. Le dimensionnement de la charge par rapport à la production de SER-E_v fonctionnerait de façon optimale si les capacités de génération d'énergie renouvelable se trouvaient dans une même unité de gestion que les agrégateurs d'utilisateurs finaux qui participent aux programmes de réaction à la demande (demand response programmes). Une telle modification réglementaire a été mise en œuvre en Australie avec l'établissement d'un libre accès aux agrégateurs de réaction à la demande pour tous les acteurs du marché de l'électricité australien.

Les concepts suivants sont en mesure d'améliorer considérablement la sécurité du réseau dynamique avec des parts très importantes de SER-E_v mais impliquent en partie des modifications considérables de la réglementation des réseaux électriques.

Sachant que la plupart des SER-E seront également raccordées aux réseaux de distribution, une responsabilité réseau accrue au niveau des sous-systèmes en aval du réseau de transport devient une question essentielle en cas de taux élevé de pénétration des SER-E. L'*'îlotage intentionnel'* correspond à la fragmentation volontaire du réseau électrique lors de perturbations étendues et vise à former des 'îlots' électriques. Selon ce concept, les îlots assurent l'alimentation en continu pendant les épisodes de perturbation à des niveaux supérieurs du réseau. L'enjeu de l'introduction sur le marché de ces technologies est évident puisqu'une fragmentation volontaire du réseau électrique ne peut être mise à l'essai sur le terrain. Jusqu'ici les expériences se limitent à des études de

cas et à des essais en laboratoire des équipements. Les concepts de protection et de sûreté devront faire l'objet d'un examen rigoureux.

Les dispositifs supraconducteurs à haute température (SHT) permettraient des avancées substantielles dans l'exploitation des réseaux et de réduire considérablement les pertes. A cet égard, le confinement des défauts grâce aux *stabilisateurs de courant supraconducteurs* présente un intérêt particulier pour améliorer la stabilité du régime transitoire d'un réseau alors que de plus en plus de production distribuée à capacité de court-circuit limitée est mise en oeuvre. Il mise sur la capacité des supraconducteurs à passer rapidement d'une très basse à une très haute résistance, précisément lorsque la densité du courant de défaut dépasse un niveau donné pour le supraconducteur. Pour autant, l'usage de fluides cryorefroidissants comme matériau diélectrique dans un milieu à haute tension reste limitée à 30 kV à l'heure actuelle. Des niveaux de tension plus élevés doivent être atteints pour permettre l'application envisagée de stabilisateurs de courant dans les réseaux de transport.

Pistes de réflexion pour l'avenir

Les décisions concernant l'introduction de technologies doivent prendre en considération un vaste éventail d'éléments. Il existe bon nombre d'interdépendances entre les technologies décrites ci-dessus. Dans certains cas de figure elles peuvent servir d'alternatives, par exemple l'introduction de FACTS au lieu de mettre à niveau les lignes. Dans d'autres cas elles présentent des possibilités de combinaison.

Dans ce contexte, les constructeurs en quête de dispositifs plus rentables de concert avec les régulateurs et les instances de normalisation qui s'intéressent à un mode d'exploitation du réseau électrique plus souple, ainsi que les gestionnaires du réseau en faveur d'une démarche pro-active qui combine les renouvelables et l'innovation dans les réseaux sont tous des acteurs clé. Ils veilleront à une alimentation électrique fiable, souple, accessible et rentable permettant des parts d'énergies renouvelables croissantes.

2 Analyse pull/push des technologies innovantes

2.1 Introduction

Les sources d'énergie renouvelables de génération électrique (SER-E) sont en voie d'être mises à pleine contribution. Leur part n'a cessé d'augmenter dans tout l'espace OCDE pendant cette dernière décennie. Les énergies renouvelables sont une source d'électricité durable et ont une incidence considérable sur la conception et l'exploitation du réseau d'alimentation électrique.

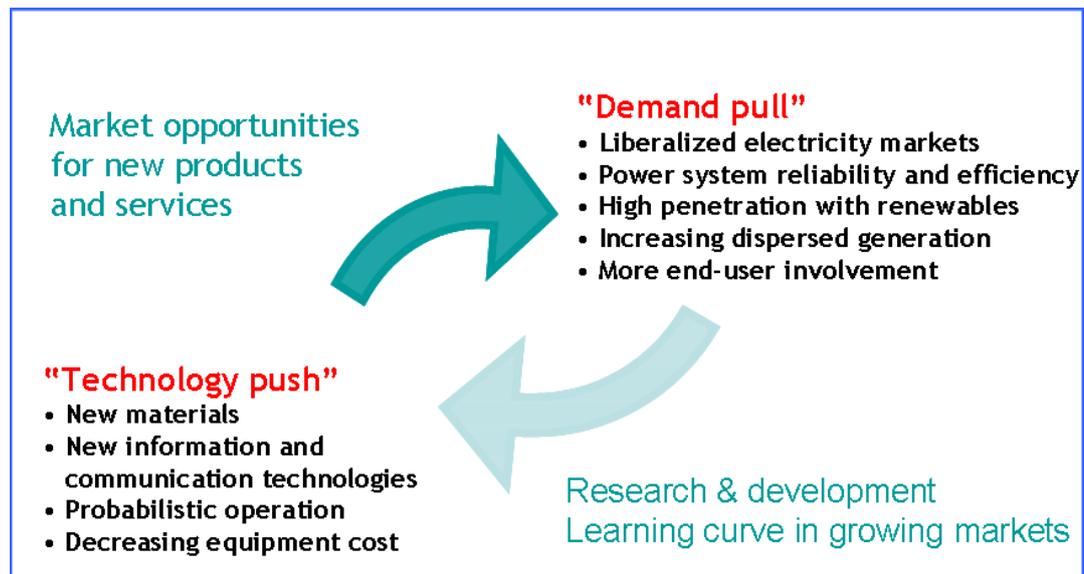
Simultanément au déploiement des renouvelables, on constate l'avancée de la libéralisation des marchés de l'électricité. Contre cette toile de fond, les gestionnaires de réseau s'efforcent à exploiter le réseau électrique de façon plus efficace et rentable. Cependant les investissements dans de nouveaux ouvrages de réseau sont jusqu'ici restés faibles dans de nombreux pays afin de contenir les coûts.

Toutefois, la montée escomptée et voulue des sources d'énergie renouvelables à débit variable (SER-E_v) ne pourra se faire sans l'expansion, la refonte et l'exploitation optimisée du réseau électrique actuel. Dans une perspective de changements constants, la question de la fiabilité et l'adéquation des bouquets de sources génératrices, des réseaux de transport et de distribution doit être examinée. Entre autres, des capacités supplémentaires de transport considérables seront nécessaires pour transporter des volumes importants d'électricité éolienne produite en mer jusqu'aux centres de charge.

Voici les enjeux, entre autres, qui suivent dans le sillage du déploiement des énergies renouvelables et qui exigent non seulement de nouvelles technologies, mais aussi de nouvelles méthodes de planification et d'exploitation. Toute une gamme de technologies est déjà en cours de développement. Malgré cela, leur application à grande échelle se fait attendre. Cette étude examine l'état d'avancement d'une sélection de technologies novatrices et analyse les obstacles à leur mise en oeuvre.

2.2 Demande favorisant l'évolution des réseaux électriques (demand pull)

Une analyse pull / push de l'évolution des réseaux électriques et des marchés de l'électricité mène directement à une demande tirée par des visions de réseau électrique telles que formulées dans des documents stratégiques tels que l'initiative européenne SmartGrids et l'initiative américaine GridWise.



Débouchés commerciaux des nouveaux produits et services >>

« Demande Pull »

- **Marchés de l'électricité libéralisés**
- **Fiabilité et efficacité du réseau électrique**
- **Forte pénétration des renouvelables**
- **Production décentralisée en hausse**
- **Plus de participation des utilisateurs finaux**

Recherche et développement

Courbe d'apprentissage et débouchés croissants

« Technologie Push »

- **Matériaux nouveaux**
- **Technologies de l'information et de la communication nouvelles**
- **Fonctionnement probabiliste**
- **Baisse de coût des équipements**

Fig. 1: Facteurs déterminants dans une analyse pull/push de la demande et de la technologie dans le contexte de l'évolution des réseaux électriques

La mise sur pied d'une stratégie commune de développement des réseaux électriques d'Europe a démarré en avril 2006 à l'occasion de la publication du document 'Vision et stratégie des réseaux électriques européens de demain'. Selon de document [EC2006]:

“... les marchés et les réseaux d'électricité futurs doivent garantir à tous les consommateurs une alimentation hautement fiable, souple, accessible et rentable, en exploitant pleinement tant les grandes centrales que les centrales de petite taille réparties dans toute l'Europe. Les utilisateurs finaux seront amenés à interagir bien plus avec les marchés et les réseaux; l'électricité sera générée par des sources centralisées et dispersées ; et, au niveau européen, les réseaux deviendront plus interopérables afin de renforcer leur sécurité et rentabilité.”

L'initiative américaine GridWise souligne dans ce contexte le rôle des technologies innovantes:

“La 'préparation technologique' des ouvrages électriques critiques doit s'accélérer, particulièrement pour ce qui concerne les câbles et transformateurs supraconducteurs haute température, les équipements de stockage d'électricité meilleur marché, les architectures et techniques standardisées d'information distribuée et les circuits électroniques de puissance intelligente, dits circuits 'smart power' ”.

2.3 Poussée technologique (technology push)

La filière de l'électricité présente un éventail de technologies novatrices émergentes pour faire évoluer les réseaux d'alimentation. Les éléments clés de ces nouvelles technologies de l'énergie électrique et des systèmes et moyens informatiques incluent:

Les nouvelles technologies de l'information et de la communication (TICs), y compris les capteurs et le mesurage avancés pour la saisie et le transfert de mesures critiques aussi bien que de nouveaux concepts de gestion des données.

Fonctionnement probabiliste, y compris la réaction souple et optimisée en situation de fautes réseau, au comportement transitoire inhabituel et les procédures de reprise après incident.

Matériaux et équipements nouveaux, entre autres dans le domaine des supraconducteurs à haute température.

Baisse du coût des équipements grâce à la recherche et au développement ainsi qu'aux économies d'échelle.

2.4 Classement des technologies analysées

Les technologies et concepts opérationnels suivants sont largement discutés comme étant les plus prometteurs au niveau de leurs potentialités de soutien des réseaux futurs envisagés : marchés hautement flexibles, parts importantes d'énergies renouvelables, efficacité et rentabilité élevées.

Amélioration au sein des parcs existants

1. Remplacement des lignes existantes par des câbles conducteurs à haute température
2. Puissance assignée dynamique

Développement de nouvelles infrastructures de transport

3. Câblage de transport
4. Transport CCHT
5. Dispositifs électroniques de commande des débits de puissance sur réseaux maillés (FACTS)

Nouvelles stratégies d'exploitation

6. Systèmes de télésurveillance et de protection étendus
7. Gestion de la demande en électricité
8. Ilotage intentionnel et sous-systèmes de démarrage à froid
9. Confinement de fautes grâce aux stabilisateurs de courant supraconducteurs

Les décisions concernant l'introduction de technologies doivent prendre en compte un vaste éventail de considérations. Il y a nombre d'interdépendances entre les technologies énumérées. Dans certains cas de figure elles peuvent servir de solutions de substitution: par exemple, introduire des FACTS au lieu de renouveler les lignes. Dans d'autres cas elles offrent des possibilités de combinaison.

3 Profils technologiques

Le bilan des potentialités et des obstacles associés aux technologies nouvelles et émergentes dans ce chapitre se concentre sur :

1. Domaine d'application et avantages escomptés:

- **performance réseau statique** (capacité de ligne optimisée, gestion de la congestion, pertes réseau réduites),
- **bilan charge/génération** (compenser l'augmentation de la demande de réserve induite par les SER- E_v),
- **performance transitoire** (c'est-à-dire retour des conditions normales après faute; limites accrues de stabilité),
- **Accélération** du développement des infrastructures.

2. Etat d'avancement de la technologie et expériences:

- **niveau d'expérience** entre les essais en laboratoire, les essais grandeur nature et la mise en œuvre sur le marché

3. Défis et efforts à fournir:

Un ou plusieurs à partir de la liste suivante :

- **recherche et développement sur les équipements** (par ex. matériaux, construction),
- **technologies de l'information et stratégie d'exploitation** (par ex. équipements de communication, de saisie et de traitement de données),
- **potentiel de réduction des coûts** (particulièrement comparé aux technologies existantes ou concurrentes),
- **régulation et conception du marché** (par ex. lorsque les incitations du marché qui stimulent l'introduction de certaines technologies doivent encore être créées),
- **normes et autorisations** (par ex. lorsque l'introduction de certaines technologies n'est pas encore régie par les normes pertinentes).

3.1 Amélioration des parcs existants

3.1.1 Remplacement par des conducteurs à haute température

Hausse de la capacité de transport allant jusqu'à 50 %

1. Domaine d'application et avantages escomptés

L'alimentation croissante en SER-E_v peut susciter des surcharges momentanées des lignes électriques.

La capacité de transport de l'électricité est directement tributaire du fléchissement et de la température des lignes électriques. Sachant que les conducteurs normaux des lignes de transport peuvent fonctionner jusqu'à une température d'environ 80° C seulement, une possibilité d'accroître la capacité de transport est d'installer des conducteurs à haute température et à faible flèche qui peuvent fonctionner jusqu'à 150° C.

Avec ce type de conducteurs, l'augmentation de la puissance de charge électrique des lignes de transport est permise pour un conducteur du même diamètre sans accentuer la flèche de la ligne. Selon le cas de figure, le remplacement peut être envisagé sans engager de procédures d'agrément. C'est pourquoi cette alternative recèle un potentiel d'accélération considérable des capacités d'extension.

Vu une augmentation potentielle jusqu'à 150 % de la capacité des lignes aériennes, le remplacement des fils électriques est avantageux du point de vue technique et économique dans le cas où les lignes aériennes existantes doivent accommoder des charges de crête momentanée dues à de grandes quantités de SER-E_v installées (surtout de source éolienne).

2. Etat d'avancement des technologies et expériences

Les quatre types de conducteurs en aluminium thermorésistant différents reposent sur un alliage d'aluminium à différentes étapes d'application [FIERS2007]:

- Les conducteurs intercalaires furent une des premières solutions. Ils sont constitués d'une âme d'acier qui fait office de porteur mécanique et un conducteur TAL déserré qui entoure l'âme d'acier. Les conducteurs intercalaires présentent de bonnes propriétés de flèche, par contre leur installation est relativement compliquée et coûteuse. Ils sont rarement employés en Europe.
- Les ACSS (Aluminum Conductor Steel Supported, ou *conducteurs d'aluminium appuyé d'acier*) sont composés de conducteurs en aluminium doucement recuits qui sont fixés sur une âme d'acier très solide. Les conducteurs ACSS sont relativement rentables mais leurs fils d'aluminium tendent à se relâcher sous charge. Ils sont utilisés au Canada.
- Les ACCR (Aluminum Conductor Composite Reinforced, ou *conducteur aluminium renforcé par composites*) sont faits d'un composite en céramique qui remplace l'âme d'acier. Les conducteurs ACCR présentent de bonnes propriétés de flèche, par contre leur sensibilité aux efforts de compression demeure encore incertaine et leur coût très élevé. Ils sont utilisés aux Etats-Unis mais pas en Europe.

Application prometteuse d'aluminium thermorésistant (TAL)

- Les conducteurs invariants comme les conducteurs STACIR/AS, STACIR et TAL/HACIN reposent sur un alliage d'aluminium et de nickel qui réduit le coefficient d'expansion thermique à un tiers de celui d'une âme en acier équivalente. Les plus prometteurs sont les conducteurs TAL/HACIN qui ont été mis en service avec succès en 2004 par le GRT suisse EGL Grid sur la liaison 380 kV de Sils – Soazza – Forcola, par exemple. Les conducteurs invariants présentent de bonnes propriétés de flèche, peuvent fonctionner sur des structures de câble classiques et avec des armatures courantes. Seulement leur coût est de 2,5 à 3 fois supérieur à celui des câbles aluminium/acier classiques.

Restrictions techniques et réduction de coût potentielle

3. Défis

Selon le type, une résistance accrue des conducteurs à haute température peut mener à une augmentation des pertes en ligne. Dans certaines situations le poids plus élevé peut également avoir une incidence sur la conception mécanique des pylônes.

Selon les caractéristiques techniques du réseau, les éléments voisins (commutateurs et transformateurs) doivent également être renouvelés pour accommoder des capacités de transport supérieures.

Le champ magnétique qui entoure les conducteurs à haute température s'élargit proportionnellement à l'augmentation du courant conducteur. Par conséquent, il faudra éventuellement évaluer les seuils d'immission acceptables tels qu'établis par la loi au voisinage de câbles électriques aériens. En présence de non-conformité aux normes dans ces cas particuliers, la modification des puissances assignées (ratings) ou de la géométrie des conducteurs sera peut être nécessaire.

Les coûts d'investissement s'élèvent en général à 50 % de plus pour les conducteurs à haute température et à faible flèche que pour les conducteurs classiques.

3.1.2 *Puissance nominale dynamique avec réglage de température*

Hausse de capacité de transport allant jusqu'à 50 %

1. Domaine d'application et avantages escomptés

La capacité de transport électrique momentanée de lignes aériennes se détermine par la flèche de la ligne qui, à son tour, est tributaire de la température du conducteur et, ainsi, également des conditions météorologiques ambiantes comme la vitesse du vent, la température atmosphérique et de l'irradiation. Ces conditions météorologiques sont normalement considérées par les GRT comme étant des valeurs fixes correspondant à la pire éventualité. D'après le scénario des pires conditions, la puissance maximale permise est déterminée par les gestionnaires de réseau conformément aux normes internationales (CEI/ CENELEC).

Toutefois, la génération électrique de source éolienne augmente à l'évidence avec la vitesse du vent. Sachant que le vent tend à refroidir les fils de lignes aériennes, la flèche de la ligne se réduit et la ligne dans les zones concernées peut transporter plus d'électricité. Il est démontré que l'extension de la capacité de transport est étroitement corrélée à la hausse de génération d'électricité de source éolienne.

Cette corrélation peut être exploitée en usant de méthodes d'assignation de puissance en ligne diverses: mesure de la température du conducteur, veille météorologique ou surveillance de la tension mécanique tout le long du tracé de la ligne de transport. En outre, l'installation de sondes de température et de flèche de ligne sur certaines sections de la ligne de transport est possible. L'application de ces méthodes peut augmenter jusqu'à 50% la capacité de transport d'une ligne.

Pour simplifier la démarche, une norme incluant des conditions météorologiques saisonnières variables permettrait déjà de relever légèrement la capacité de transport pendant la saison plus froide. Tant le régime nominal dynamique que saisonnier sont des technologies disponibles à court terme et, par conséquent, peuvent répondre à une demande momentanée de capacité de transport supérieure, alors que les lignes aériennes sont construites pour le moyen et le long terme.

Essais sur le terrain concluants

2. Etat de la technologie et expériences

La mise en œuvre des technologies est inégale dans les pays membres de l'OCDE. Le premier système de télésurveillance des lignes de transport électrique fut installé par Virginia Power, Etats-Unis en 1991 pour atteindre plus tard le niveau d'exploitabilité en série. Depuis, plus de 300 systèmes de surveillance de lignes de transport électriques ont été installés sur 95 réseaux dans plus d'une douzaine de pays sur cinq continents, dont les Etats-Unis, le Canada, la Finlande, la Suède, le Danemark, la Belgique, l'Allemagne, l'Espagne, l'Argentine, la Norvège, la Pologne, les Pays-Bas, le Brésil, l'Australie, la Nouvelle-Zélande, et au Moyent Orient. Plus de deux tiers des 30 plus grandes compagnies d'électricité d'Amérique du nord utilisent ces dispositifs de télésurveillance (ex. CAT-1), et plus de la moitié des réseaux exploitent ces dispositifs en temps réel pour fournir des assignations de charge précises en temps réel aux systèmes de gestion d'énergie et de télésurveillance avec acquisition de données (EMS/SCADA) des sociétés d'électricité. [VALLEYGROUP2001]

Par ailleurs, les gestionnaires de réseau des pays de l'OCDE, qui, autrefois, exprimaient leur réticence à appliquer cette technologie, étudient désormais activement ses bienfaits potentiels. A titre d'exemple, E.ON Netz a mené des essais sur le terrain pendant 12 mois avec un ciblage net sur la percée croissante de l'énergie éolienne. Dans cette région d'Allemagne du nord il a fallu réduire de façon substantielle la génération d'énergie éolienne ces dernières années en raison du décalage entre la capacité installée de production et la capacité nominale de transport des lignes aériennes existantes. Des relevés de vitesse du vent et autres données météorologiques furent transmis au tableau maître des GRT où la capacité momentanée était calculée et présentée à l'ingénieur d'exploitation. En concordance avec les observations précédentes, il est apparu que la capacité de transport d'une ligne de 110 kV pouvait être renforcée temporairement jusqu'à 150% de sa puissance nominale. Ainsi, l'expérience a permis de baisser de plus de 80% la limitation de production d'électricité éolienne dans cette région. Grâce à ces résultats prometteurs, la puissance nominale dynamique et la télésurveillance de la température devraient désormais être introduites dans d'autres circuits de 110kV du Schleswig-Holstein.

L'application de cette technologie dans les réseaux de 380 kV reste prématurée. Il existe seulement 4 projets pilotes en Europe [JARASS2007]. A titre d'exemple, le régime dynamique pour les lignes aériennes est actuellement installé sur une liaison de 400 kV du réseau transfrontalier entre l'Italie et la Suisse. Il consiste en un système de télésurveillance de la

température des câbles et de prévision de capacité de transport maximale de la ligne aérienne fondé sur les données météorologiques actuelles et prévisionnelles. [TEN-E2005]. Notons que les résultats escomptés d'un essai sur le terrain sur liaison 380 kV peuvent considérablement différer des résultats obtenus à des niveaux de tension inférieurs. Ceci est essentiellement dû aux exigences de stabilité supérieures mais aussi à une plus faible corrélation entre les vitesses de vent et les transits de puissance du réseau de transport. Une évaluation définitive de l'application du régime nominal dynamique dans le cadre du transport électrique est en attente.

Ce type d'exploitation de réseau adapté aux saisons a été introduit depuis les années 1980 au Royaume Uni, et la fin des années 1990 aux Pays Bas dans le but d'optimiser les gains en capacité de transport [ECOFYS2006].

3. Défis

Obstacle réglementaire: révision indispensable des normes

Les obstacles à l'introduction sont principalement liés à des problèmes de réglementation (nationale). Dans plusieurs états membres de l'OCDE, le processus d'introduction de normes permettant le régime nominal dynamique est encore en attente.

Une application plus étendue de l'assignation de puissance dynamique dans le secteur des lignes très haute tension doit être étudiée et développée plus avant sous l'angle de la sûreté du réseau de transport.

IEEE et CIGRE proposent des modèles standard de calcul du courant admissible en mode statique et dynamique des lignes de transport.

3.1.3 Tableaux de synthèse – Amélioration de parcs existants

	Domaine d'application et avantages principaux			
	performance réseau statique	Bilan charge/génération	performance réseau transitoire	Accélération du développement d'infrastructures
Remplacement par des conducteurs à haute température	■			■
Puissance assignée dynamique	■			■

■	Avantages primaires	■	Avantages secondaires
---	---------------------	---	-----------------------

	Efforts d'introduction ciblant ...				
	RDT équipements	TIC & stratégie d'exploitation	Potentiel de réduction des coûts	Régulation / conception du marché	Normes / Autorisations
Remplacement par des câbles à haute température	●	■	●	■	■
Puissance nominale dynamique	●	●	●	●	●

■	Pas en question	●	Efforts d'optimisation soutenus
●	Obstacle mineur	●	Cible des efforts d'optimisation

3.2 Développement de nouvelles infrastructures

Bien souvent le besoin d'optimiser les installations n'est pas uniquement dû à la contribution croissante des sources renouvelables au réseau électrique. L'optimisation du réseau, la restructuration et la modernisation sont aussi dues au vieillissement des parcs, à la libéralisation des marchés etc... Bien des ouvrages de réseaux d'électricité existants furent mis en service avec une durée de vie nominale d'environ 40 ans. Un nombre croissant de ces ouvrages atteint la fin de leur cycle de vie.

Etant donné que des investissements considérables seront nécessaires pour renouveler les parcs, il est probable que la voie la plus efficace sera d'intégrer les technologies et solutions nouvelles pendant la phase de planification et de mise en place du renouvellement des infrastructures.

3.2.1 Câblage de transport

1. Domaine d'application et avantages

**Réalisation
accélérée des
extensions de
réseau**

Les câbles de courant alternatif souterrains sont présentés comme étant une alternative aux lignes électriques aériennes classiques lorsque des capacités de transport nouvelles du réseau existant s'avèrent nécessaires. La construction de nouvelles lignes aériennes est souvent confrontée à une opposition vigoureuse des collectivités locales touchées et de leurs habitants. Les raisons principales sont l'impact environnemental et visuel et une inquiétude très répandue dans l'opinion publique au sujet de l'exposition aux champs magnétiques et électriques. Par voie de conséquence, le délai d'obtention de permis de construire de nouvelles lignes aériennes peut facilement atteindre une dizaine d'années [ICF2003].

A titre d'exemple, un certain nombre de projets d'interconnexions transfrontalières à grande priorité entre divers Etats européens de l'OCDE ont été grandement retardés, voire n'ont toujours pas été construites à ce jour en raison de délais d'autorisation très longs. Les câbles souterrains peuvent ainsi accélérer l'extension des réseaux puisque le public y est moins opposé. On considère le câblage en sous-sol comme ayant un impact mineur sur l'environnement. Par exemple, les câbles n'irradient que très peu ou pas du tout de champs électriques.

Pour les sections d'interconnexions transfrontalières où l'environnement est un sujet particulièrement sensible, le recours au câblage souterrain peut ainsi résoudre certains problèmes et accélérer l'installation de liaisons manquantes dans un avenir proche [EC2003]. L'extension accélérée du réseau par câblage souterrain gagnera peu à peu en importance lorsqu'il s'agira enfin d'intégrer de grands volumes d'énergies renouvelables dans les systèmes électriques (ex. l'éolien en mer). Une réglementation très progressiste vient d'être adoptée par le Land de Basse-Saxe en Allemagne avec la 'Loi sur l'autorisation de planification de lignes haute et très haute tension souterraines' (Communiqués de presse, voir [LOWSAXONY2007a], [LOWSAXONY2007b]).

Essais sur le terrain concluants

2. Etat de la technologie et expériences

Les câbles XLPE [BRAKELMANN2004] et les lignes à isolation gazeuse (LIG) présentent des technologies de conducteur prometteuses pour les applications à haute tension [FORWIND2005]:

Les câbles XLPE souterrains: le polyéthylène extrudé est couramment utilisé dans le monde entier à des tensions atteignant 132kV. Pour autant, seul un petit nombre de projets industriels à tension élevée les emploient aujourd'hui. Toutefois, un peu plus de 100 km de câbles XLPE ont été installés sur des liaisons 400 kV en Europe. [ICF2003]

Les lignes/câbles à isolation gazeuse (LIG): Les lignes de transport à isolation gazeuse se composent de tuyaux contenant des câbles et du gaz extrêmement isolant d'hexafluorure de soufre (SF6) qui présente une capacité de transfert de charge élevée. Le conducteur est placé au milieu du tube mais séparé de celui-ci par des rondelles d'espacement régulières. Enfin, il est protégé à l'extérieur par un enduit anticorrosif.

Les LIGs semblent prometteuses pour le grand transport souterrain d'électricité (de l'ordre de 2.000 MVA) dans les zones métropolitaines et peuvent être placées dans des tunnels ou en plein sol. Mais étant donné que l'expérience avec les LIGs reste encore très limitée comparée à l'application des câbles XLPE souterrains, elles ne sont pas retenues dans l'analyse qui suit.

3. Défis

Grand défi: Baisser les coûts d'investissement

Les frais d'investissement des les câbles souterrains sont encore supérieurs à ceux des lignes aériennes. Mais le rapport-coûts de câbles/lignes change considérablement selon les niveaux de tension ainsi qu'avec le temps.

Aspects techniques

Le prix des câbles souterrains baisse continuellement au fur et à mesure de leur application croissante en raison d'économies d'échelle permises par la production

en grande série. Dans le même temps, leur potentiel économique comparé à celui des lignes aériennes ne cesse de s'améliorer à condition que compte soit tenu non seulement des coûts d'investissement pour l'acquisition et la pose des câbles, mais aussi des frais d'exploitation tout au long de la durée de vie utile. Sachant que les pertes de charge sont de 2 à 4 fois inférieures avec les câbles souterrains par rapport aux lignes aériennes, le câblage en sous-sol peut devenir une possibilité économiquement viable dans des circonstances bien déterminées.

Outre la justification économique, il s'agit également de tenir compte d'aspects techniques si l'on opte pour les câbles CA souterrains au lieu de lignes aériennes:

a) Intégration dans des réseaux maillés

En raison de leur faible impédance, les câbles souterrains ont tendance à "tirer" le courant électrique des liaisons de transport adjacentes sur le câble. Ceci peut avoir une incidence significative sur les débits de puissance surtout dans un réseau maillé. En appliquant une impédance série, cet effet

peut être atténué, mais uniquement aux dépens de pertes de charge plus élevées.

b) Compensation de puissance réactive

Les câbles CA souterrains sont en général employés dans un contexte capacitif, particulièrement si les transits de puissance sont bien inférieurs à leur capacité de transport nominal. Dans ce cas, les câbles souterrains absorbent la puissance réactive qui est requise par le courant alternatif pour baisser ou augmenter la capacité de charge du câble. Ces courants de charge capacitifs augmentent proportionnellement à la longueur du câble et stimulent les pertes électriques. Par conséquent, la puissance électrique ne peut qu'être transportée sur une distance limitée par câble CA souterrain. Si un transport longue distance est nécessaire, les câbles CA souterrains auront besoin de postes de compensation de puissance réactive coûteux.

c) Champs magnétiques

En gros, le champ magnétique autour d'un câble souterrain ou d'une ligne aérienne est proportionnel au courant présent dans les conducteurs. Le champ diminue avec la distance par rapport au conducteur. En raison de l'agencement rapproché de conducteurs dans le cas de câbles CA à 3 âmes, les champs magnétiques externes sont quasiment négligeables: les champs magnétiques des trois conducteurs se compensent mutuellement. Cependant, pour des raisons de limites de capacité des câbles à 3 âmes, les circuits de transport souterrains emploieront probablement 3 câbles à âme unique. La distance entre ces câbles qui forment un réseau donné veut que les champs externes ne diminuent pas et peuvent correspondre à des valeurs substantielles. Les câbles souterrains sont enfouis à seulement 1 ou 2 m en dessous de la surface tandis que les fils de lignes aériennes sont normalement suspendus à plus de 15 m au dessus du sol. Ainsi, le champ magnétique au niveau du sol juste au dessus du câble peut être très élevé comparé à celui des lignes aériennes. Toutefois, l'empreinte spatiale d'un réseau câblé à courant triphasé est normalement inférieure à celle d'une ligne aérienne et, ainsi, le champ magnétique d'un câble diminue plus vite pour atteindre des valeurs négligeables à 5-10m du câble. Si les câbles devaient être posés à proximité directe de zones habitées, des interventions sur ouvrage, telles que la pose dans un tuyau en acier, pourraient réduire considérablement le champ magnétique au dessus du câble.

d) Espace sollicité

Selon le niveau de tension et la capacité de transport nécessaire, les câbles souterrains occupent environ cinq fois moins d'espace que les lignes aériennes. D'autre part, puisque la capacité d'un seul câble est limitée et qu'une pose de câbles multiples à une certaine distance les uns aux autres est indispensable pour compenser les pertes de chaleur, le transport souterrain de gros volumes d'électricité peut signifier des corridors d'une dizaine de mètres de largeur. Ces couloirs doivent être nettoyés de végétaux et de leurs racines afin d'éviter d'éventuels dommages aux câbles souterrains.

3.2.2 Transport CCHT

Domaine d'application et avantages escomptés

**CCHT intéressant
pour le transport
de SER-E
en bloc transport**

Les circuits de courant continu à haute tension (CCHT) présentent des avantages par rapport aux circuits de courant alternatif (CA) pour le grand transport d'électricité sur de longues distances. Les circuits CCHT offrent de la résistance mais pas de réactance au CA ce qui mène à une chute de tension moins importante que dans les circuits CA. Par ailleurs, dans leur conception technologique, les circuits CCHT sont facilement réglables pour transporter des quantités d'électricité spécifiques ce qui facilite la gestion des débits de puissance et permet d'éviter les surcharges, particulièrement après des avaries, et d'atténuer les problèmes de courbes de débit.

Dans le cas particulier des SER-E_v, c'est le transport de l'énergie éolienne en bloc qui présente un intérêt. La technologie CCHT est donc une solution prometteuse non seulement pour le raccordement de parcs d'éoliennes en mer (des projets sont en chantier) mais aussi pour le transport longue distance vers les centres de charge sur des centaines de kilomètres. Ceci permet ainsi de réduire les pertes et même d'éviter les transits de charge indésirables.

Etat de la technologie et expériences

Voilà des décennies que l'on accumule une vaste expérience avec la technologie CCHT dans le secteur des interconnexions entre zones synchrones.

La technologie CCHT de transport de gros volumes d'électricité a également introduit de nouvelles dimensions du transport à longue distance. Cette évolution a commencé avec le transport électrique d'une amplitude de quelques centaines de mégawatts (MW) qui a ensuite constamment augmentée. Les régimes de transport de 3 GW sur de longs parcours avec une seule ligne CC bipolaire correspondent à l'état de l'art dans de nombreux réseaux aujourd'hui. Le premier projet CC à 800 kV en Chine jouit d'une charge nominale de 5 GW et d'autres projets de 6 GW ou plus sont au stade de la planification. En général, pour les distances de transport supérieures à 700 km, le transport CC est plus économique que le transport CA (≥ 1000 MW). Le transport électrique allant jusqu'à 600 - 800 MW sur des distances d'environ 300 km a déjà été réalisé avec les câbles sous-marins, et les longueurs de câble allant jusqu'à environ 1000 km sont en phase de planification. Avec ces avancées, la technologie CCHT est devenue une technologie fiable et mature. [SIEMENS2007]

**Combinaison
avantageuse
avec les
convertisseurs
de sources de
tension**

Les convertisseurs de sources de tension (VSC) présentent une série d'avantages par rapport aux convertisseurs à capacité commutée classique (CCC). Après l'apparition des semiconducteurs de puissance à commutation rapide pour les applications haute tension, ce fut le tour des systèmes de transport VSC (par ex. HVDC PLUS [Siemens], HVDC Light [ABB]). La possibilité de stabiliser la tension sur bornes CA et de réduire les besoins de place sont les atouts propres à cette technologie, particulièrement dans le cas du raccordement au réseau de parcs d'éoliennes en mer.

Défis

L'évaluation technique doit inclure les pertes (spécifiques) liées aux convertisseurs électroniques de puissance. C'est un aspect qui peut avoir une incidence considérable sur la performance technico-économique de cette option, en particulier dans une situation où la charge de la liaison CC reste basse pendant un laps de temps important (par ex. dans le contexte de l'éolien).

Lorsque les convertisseurs sont intégrés aux postes CA dotés de très faible résistance aux courts-circuits, une attention toute particulière doit être accordée au comportement aléatoire en raison d'interventions fréquentes d'alimentation ou de déblocage des convertisseurs.

Complexité des réseaux multi-postes

Contrairement aux réseaux CA, la réalisation de réseaux maillés multi-postes est complexe, tout comme la transformation de parcs existants en réseaux multi-postes. La surveillance des débits de puissance dans une infrastructure maillée CC à convertisseur exige une bonne communication entre tous les postes; le transit de puissance doit être activement réglé par un circuit de commande plutôt que par les propriétés intrinsèques de la ligne de transport. La configuration de postes multiples peut être en circuit série, parallèle, hybride (une combinaison de série et de parallèle). La configuration en parallèle tend à être utilisée pour les postes à grande capacité, et la configuration en série pour les postes à moindre capacité. A titre d'exemple, la liaison de transport 2000 MW Québec – Nouvelle Angleterre mise en service en 1992 est actuellement le réseau CCHT multi-postes le plus grand au monde [ABB-FACTS].

3.2.3 Dispositifs électroniques de contrôle de transit de puissance (FACTS)

1. Domaine d'application et avantages escomptés

Avantageux s'il faut réagir rapidement

Les systèmes de transmission de courant alternatif (FACTS) sont des dispositifs électroniques de puissance qui assurent le contrôle des paramètres du circuit de transmission de courant alternatif et, ainsi, permettent d'optimiser le pilotage et d'augmenter la capacité de transit de puissance. Les contrôleurs FACTS sont généralement considérés comme étant un moyen pratique de réglage de puissance pour améliorer la performance statique et dynamique de réseaux électriques sous régime d'exploitation normal et anormal.

Le recours aux appareils FACTS peut être une solution efficace pour éliminer ou, au moins, atténuer les contraintes de transmission qui réduisent la capacité de transfert. Vu la nature des dispositifs électroniques de puissance, les solutions FACTS seront justifiées à chaque fois que l'application exigera un ou plusieurs des attributs suivants: réaction rapide, variation fréquente de débit et/ou débit ajustable sans à-coups.

Les contrôleurs FACTS optimisent la performance statique (par ex. alimentation croissante, gestion de congestion, pertes réseau réduites etc.) et la performance dynamique (par ex. seuils de stabilité supérieurs, amortissement de l'oscillation réseau, etc.).

- Réseaux maillés et le transport d'énergie en bloc: Surveillance du transit de puissance

Réseaux radiaux et lignes parallèles :
Surveillance de l'impédance

Réseaux faibles: Réglage de tension

Hausse de capacité de transfert utilisable

En particulier, l'installation des appareils FACTS de contrôle de la puissance active (Power Flow Controllers: PFC) peut offrir une possibilité de relever la capacité de transfert à court terme. Par ailleurs, les contrôleurs de transit de puissance peuvent aussi servir de solution temporaire pour optimiser le réseau jusqu'à ce que des interventions de renforcement puissent être réalisées.

2. Etat de la technologie et expériences

Les contrôleurs électroniques de puissance constituent le fondement du concept des appareillages de réseaux CA maillés (FACTS) qui sont en cours de développement depuis près de vingt ans et qui en sont à la troisième génération. La première génération de dispositifs FACTS utilisait l'électronique de puissance pour le contrôle de grands éléments de circuit de transmission, comme les batteries de condensateurs, pour qu'elles soient plus réactives aux changements de conditions de fonctionnement du réseau. La seconde génération de dispositifs FACTS était en mesure de remplir leurs fonctions, comme soutenir la tension d'une longue ligne de transport, sans recours à de grands éléments de circuits externes et onéreux. Les dispositifs FACTS de première et de seconde génération sont actuellement en service dans les réseaux de distribution.

Les premières installations furent mises en service il y a plus de 20 ans. En 2000, la capacité installée totale des contrôleurs FACTS dans le monde s'élevait à plus de 40,000 MVar dans plusieurs centaines d'installations [HABUR2002].

3. Défis

Les dispositifs FACTS sont nécessaires lorsqu'il y a besoin de réagir à des conditions d'exploitation de réseaux dynamiques (à fluctuation rapide).

L'introduction des solutions FACTS est normalement comparée aux solutions classiques

- Condensateurs-série classiques
- Condensateurs-série réglables
- Déphaseur

Les solutions classiques sont normalement moins onéreuses que les appareils FACTS mais limitées dans leur tenue dynamique.

Les défis de la recherche dans ce domaine se situent au niveau des nouveaux dispositifs et matériaux de commutateurs haute tension, les

**Enjeu majeur:
Concurrence avec
les solutions
classiques**

**Projets de réglage
coordonnés
à développer**

nouvelles configurations d'ouvrages et de réseaux, et le réglage de ces commutateurs pour optimiser le soutien au réseau.

Dans les réseaux de transport à maillage étroit il est possible d'obtenir une réelle augmentation de la capacité de transfert entre les zones par le truchement d'un contrôleur rapide (mesures de réglage correctrices) à condition qu'un projet de réglage coordonné soit mis en œuvre. Un réglage coordonné signifie qu'un ouvrage situé ailleurs sur le réseau interconnecté puisse fonctionner en mode concerté avec d'autres réglages pour atténuer la surcharge ou la contrainte de limite de tension à un moment spécifique après une avarie. La coordination du fonctionnement de dispositifs FACTS multiples dans cette échelle de temps exigera bien d'autres avancées technologiques, dont le développement de circuits de collecte d'information en temps réel, d'analyse de réseau en ligne, et d'un circuit de commande hiérarchique sophistiqué [TEN-E2005]. Voir aussi section 2.3 Nouvelles stratégies d'exploitation.

3.2.4 Tableaux de synthèse - Développement de nouvelles infrastructures

	Domaine d'application et avantages principaux			
	Performance réseau statique	Equilibre charge / génération	Performance réseau transitoire	Accélération de développement d'infrastructures
Câbles de transport				
Transport CCHT				
Contrôleurs de puissance électroniques (FACTS)				

	Avantages primaires		Avantages secondaires
--	---------------------	--	-----------------------

	Efforts d'introduction ciblant...
--	--

	RDT équipements	TIC & stratégie d'exploitation	Potentiel de Réduction de coût	Régulation / conception du marché	Normes / Autorisations
Câbles de transport	●	●	●	●	●
Transport CCHT	●	●	●	●	●
Contrôleurs de puissance électroniques (FACTS)	●	●	●	●	●

-	Pas en question	●	Efforts d'optimisation soutenus
●	Obstacle mineur	●	Cible des efforts d'optimisation

3.3 Nouvelles stratégies d'exploitation

En règle générale, l'introduction de technologies de l'information et de la communication aboutit à d'importantes avancées et potentialités de valorisation des processus et du contrôle d'exploitation.

L'intégration de grandes quantités de SER-E_v exige plus d'échanges de données. Si ces données sont fournies du réseau électrique de manière transparente et par le truchement de 'plateformes' appropriées aux différents acteurs, cela leur permettrait de réagir dans des délais proches du temps réel dans le cadre des achats-ventes, de la prévention de défaillances et de la gestion patrimoniale. Ainsi, la fiabilité et la performance réseau requises et spécifiées peuvent être maintenues même en présence d'une contribution plus grande des sources de SER-E_v.

3.3.1 *Systèmes de surveillance et de protection à couverture étendue*

1. Domaine d'application et avantages escomptés

S'il est possible de calculer les limitations de réseau pour des conditions réelles plutôt qu'hors ligne, alors le réseau peut être en régime plus proche des limitations réelles en vigueur. Ces calculs exigent des mesures en ligne de la charge, de la génération, et de l'état du réseau de transport. Une évaluation en ligne dynamique de la sécurité pourrait réduire de manière significative les hypothèses conservatrices concernant les conditions d'exploitation. Ainsi, les estimateurs de l'état du réseau puissants reposant sur la télésurveillance peuvent accroître la capacité de transfert réelle d'un réseau électrique.

Les systèmes de surveillance et de protection à couverture étendue produisent des recommandations en quelques minutes à partir des projections de contingence à l'état statique et dynamique qui s'appuient sur des mesures en ligne et une topologie réelle du réseau.

Les circuits de protection à couverture étendue créent des actions entre >200 ms – 10 s à partir de mesures précises de la tension, des angles de phase, de la fréquence en unités nodales coordonnées par des ordinateurs centraux. [BUCHHOLZ2006]

2. Etat de la technologie et expériences

Le premier dispositif de surveillance reposant sur les mesures de phaseur (unités de mesures de phaseur - PMU) fut introduit par la Régie d'électricité de Bonneville (Bonneville Power Authority) aux Etats-Unis au début des années 1980. Il surveille la tension et les angles de phase du courant, des paramètres qu'on peut utiliser pour prévoir des situations d'instabilité croissante.

Recours aux technologies de l'information et de la communication

Le GRT China State Grid a lancé le déploiement de dispositifs de surveillance étendus en 2002. A ce jour, la Chine a installé 10 ordinateurs centraux dotés de 200 à 300 PMU (unités de mesure phaseur) sur cinq réseaux électriques régionaux et cinq réseaux provinciaux. [REHTANZ2005].

En Europe, les estimateurs d'état en exploitation collective qui couvrent les réseaux de contrôle de plusieurs GRT adjacents sont en mesure d'optimiser la performance, la souplesse et la robustesse du réseau, particulièrement eu égard aux fluctuations de débit de charge liées à la production de SER-E_v.

3. Défis

La génération actuelle d'estimateurs d'état part de l'hypothèse d'un comportement en régime permanent dans leurs intervalles de calcul de quelques dizaines de secondes et n'applique les concepts probabilistes que dans une moindre mesure. Les délais de réaction peuvent être insuffisants. Par ailleurs, la fiabilité et la qualité des résultats sont potentiellement fragilisées en cas d'alarme ou d'urgence. Une amélioration est envisageable à condition que les concepts informatiques distribués, la modélisation probabiliste et non-linéaire soient perfectionnés et inclus dans cette application.

Bien qu'elles ne constituent pas un défi essentiel, les questions d'organisation telles que l'acquisition synchronisée de données, l'échange de données en ligne entre les GRT et l'emploi de technologies de surveillance grande étendue standardisées et de conventions d'analyse et d'évaluation de réseau méritent notre attention (voir [EC2006]).

En outre, il faudra éventuellement revoir l'attribution des compétences si l'on souhaite exploiter toute la gamme d'avantages de cette technologie. L'exploitation de réseau interconnecté UCTE repose sur le principe de responsabilité de chaque GRT pour la zone sous son contrôle. Suivant ce principe, l'UCTE a énoncé une série de règles et de procédures (cf. le manuel d'exploitation UCTE). Ces procédures couvrent également les situations où des contingences en dehors du domaine de compétence d'un GRT touchent les conditions d'exploitation et le fonctionnement des interconnexions. Toutes sortes de mesures correctrices relèvent de l'entière responsabilité des GRT concernés dans la limite de leurs engagements nationaux. Au titre de la mise en œuvre de concepts d'estimation d'état et d'exploitation de réseau collaboratifs, il se peut que des incidents surviennent où l'atténuation des contraintes dans une zone sous contrôle d'un GRT soit plus facilement réalisable en intervenant sur un réseau adjacent. Le cadre réglementaire et organisationnel permettant un tel mode d'intervention est encore à établir. [TEN-E2005]

1. Gros investissements dans les équipements TIC

2. Concepts informatiques à améliorer

3. Aborder les questions d'organisation et de réglementation

3.3.2 *Maîtrise de la demande d'électricité*

1. Domaine d'application et avantages escomptés

Les actions sur la demande offrent une panoplie de solutions prometteuses afin d'optimiser l'adéquation entre production et demande instantanées et, ainsi, de stimuler l'intégration des SER-E_v dans les réseaux électriques.

Les éléments à retenir sont:

- La fixation dynamique des prix et application de tarifs horaires fondées sur une tarification variable des clients.
- Les mécanismes d'offre de demande (demand bidding) en électricité avec une participation directe des clients permettant de réduire les charges.
- Le regroupement de ressources de demande (demand-side resources) multiples de petite taille (par ex. <1MW) pour accéder au marché.

2. Etat de la technologie et expériences

Les voies d'introduction de mesures agissant sur la demande sont :

(1) l'extension graduelle de la contrôlabilité de la charge (par ex. les gros utilisateurs industriels) à des parcs d'utilisateurs de petite taille (par ex. les particuliers) et

(2) l'évolution des régies – échange de données utilisateurs allant du relevé automatique de compteur jusqu'à la transmission bidirectionnelle.

Des règles de marché appropriées sont la condition préalable pour stimuler ces évolutions

Mutation des structures du marché en Australie

Une modification réglementaire significative a été introduite en Australie en établissant un libre accès aux agrégateurs / concentrateurs de « demande contrôlable » pour tous les participants aux marchés Australiens d'électricité. La mise en application la plus importante a été la création de la régie commerciale d'électricité Energy Response comme agrégateur / concentrateur de demande contrôlable accessible à tout acteur du marché australien de l'électricité. Energy Response fournit ses services de gestion de la demande aux revendeurs, aux prestataires de services de réseaux de transport, aux prestataires de services de circuits de distribution et aux gestionnaires de réseaux. [SCHWAEG2007]

3. Défis

La conception du marché demeure un des grands défis pour lier la production de SER-E_v à la demande.

Le réglage de la charge dans le contexte des besoins d'ajustement suscités par la production des SER-E_v fonctionnera au mieux lorsque ces capacités de production feront partie d'une même unité de gestion que les agrégateurs d'utilisateurs finaux qui participent aux programmes de

Défi majeur: Conception du marché

demand response. Les structures de marché de gros manquent avant tout d'éléments incitatifs des mesures agissant sur la demande.

En général, l'agrégation de multiples ressources de demande de petite taille (par ex. <1MW) à des fins de participation au marché rend indispensable la mise à jour des procédures d'exploitation, des systèmes informatisés et des processus de gestion des opérateurs régionaux et des différents participants régionaux du côté de la demande.

L'automatisation des systèmes de gestion de la demande est nécessaire pour assurer une plus grande intégration de ressources fatales qui peuvent être rendues disponibles pour le soutien au réseau ou des opérations commerciales.

La mise en œuvre de ce type de programme est impossible sans compteurs d'écarts et circuits de communication bidirectionnelle. A l'évidence, les investissements dans ce genre d'ouvrages doivent s'inscrire dans une logique de rentabilité commerciale.

**Investissements
en
infrastructures**

3.3.3 Sous-systèmes à capacité d'îlotage intentionnel et de démarrage à froid

1. Domaine d'application et avantages escomptés

Alors que la majorité des SER-E sera à l'avenir raccordée aux réseaux de distribution, la responsabilité réseau se situera de plus en plus au niveau des sous-systèmes situés en aval du réseau de transport – un aspect qui sera essentiel en cas de forte pénétration des SER-E. L'îlotage intentionnel signifie la fragmentation volontaire du réseau électrique lors de perturbations étendues pour créer des "îlots" d'électricité. D'après ce schéma, ces îlots assurent une alimentation ininterrompue alors que des niveaux supérieurs du réseau sont en dérangement. L'avantage potentiel n'est pas, en premier lieu, le maintien de la sécurité d'approvisionnement des clients connectés à cette section d'îlotage. Fort probablement, il s'avérera quasiment impossible d'assurer un équilibre parfait entre production et demande et, par conséquent, le délestage constituera une facette essentielle de ce schéma. Pour autant, ce schéma promet de contourner les difficultés liées à la remise en état du réseau en cas de production très décentralisée à faible tension. La synchronisation et le rebranchement des sections de réseau fragmenté sont bien plus aisés et rapides que le redémarrage du circuit après une coupure de courant totale en l'absence de grands alternateurs synchrones sur les lignes de transport [FUANG2003].

Sans doute, la mise en œuvre de ces schémas implique un changement de paradigme dans l'exploitation des réseaux de distribution. Par conséquent,

**Fragmentation
volontaire du
réseau
électrique**

la conception et l'exploitation des réseaux, plus particulièrement la protection et la surveillance réseau exigeront un examen très approfondi suivi d'ajustements importants.

**Etudes de cas et
essais en
laboratoire
d'ouvrages en
cours**

2. Etat de la technologie et expériences

La fragmentation volontaire du réseau électrique ne peut être mise à l'essai sur le terrain. Jusqu'ici l'expérimentation se limite aux études de cas et aux essais en laboratoire d'ouvrages ainsi qu'au transfert d'expériences provenant de 'domaines voisins'. Dans ce contexte, les travaux de recherche sur les 'microréseaux' dans le domaine de la distribution revêtent de l'importance.

Aux Etats-Unis, plusieurs régies d'électricité (Vermont, Washington) participent à des essais grandeur nature de microréseaux sous la direction du laboratoire NREL. Certains projets de R&D de microréseaux ont été réalisés avec le soutien de la Commission européenne (DG Recherche, Projets microréseaux, More Microgrids) [HATZ2007].

**Défi majeur:
révision
des normes**

3. Défis

L'introduction de capacités d'îlotage au niveau de la distribution implique un changement radical des principes de conception des systèmes de puissance actuels. Les concepts de protection et de sûreté doivent être revus de fond en comble. Sachant que des compromis sur ces aspects essentiels ne sont pas envisageables, le déploiement de capacités d'îlotage doit s'appuyer sur des expériences probantes et être soutenu par des normes et directives établies. Par ailleurs, les ouvrages existants devront être adaptés ou remplacés. Par conséquent, l'introduction de capacités d'îlotage prendra du temps.

Dans les révisions en cours de normes, l'îlotage intentionnel des ressources d'énergie décentralisées n'est pas autorisé pour des raisons de sécurité des hommes et des ouvrages. Dans la révision en cours de la norme IEEE 1547 "Interconnexion des ressources distribuées aux réseaux électriques" [IEEE2003], ces thèmes font l'objet de la mention 'à examiner au cours de révisions ultérieures'. Un sous-groupe de travail IEEE1547 a été constitué à cet effet.

3.3.4 Confinement des pannes par stabilisateurs de courant supraconducteurs

1. Domaine d'application et avantages escomptés

Les supraconducteurs à haute température (SHT) promettent d'améliorer considérablement la distribution électrique grâce à des réductions significatives de pertes.

Avantages pour la stabilité des circuits électriques transitoires

A ce jour, l'expérience commerciale avec les technologies SHT s'est surtout faite dans le secteur de la technique médicale. Dans la filière électrique, les efforts de R&D se concentrent sur les câbles supraconducteurs (première installation dans les centres urbains à forte densité démographique), ainsi que sur les alternateurs, les transformateurs et les stabilisateurs SHT de courant de défaut (FCL).

Les stabilisateurs SHT de courant sont d'un intérêt crucial pour l'amélioration de la stabilité de systèmes transitoires dans un contexte de volumes croissants de production avec des ouvrages à capacité limitée de court-circuit. Ils misent sur la capacité des supraconducteurs à passer rapidement de résistances très faibles à des résistances très élevées au moment où la densité du courant (de défaut) dépasse un seuil spécifique du supraconducteur [KALSI2004]. Les stabilisateurs de courant peuvent aider à réduire de manière sélective le maillage de réseau et, ainsi, à limiter les effets des défaillances réseau.

Les courants de défaut élevés sont une cause fréquente de coupures sur les réseaux de transport et de distribution. La maîtrise de courants de défaut 3 à 5 fois supérieurs à la valeur nominale permettrait de réduire considérablement ces coupures. En outre, les bobines de réactance de lignes, qui sont parfois utilisées pour mieux maîtriser les courants de défaut, peuvent provoquer des instabilités de tension en augmentant la réactance du réseau. Cela oblige le gestionnaire de réseau à ajouter des équipements pour compenser la réactance augmentant ainsi les coûts. Les stabilisateurs de courant SHT contournent ce problème.

Un FCL SHT peut réduire les courants de défaut potentiels de 10-20 fois à 3-5 fois la valeur de puissance souscrite. Cela peut faire baisser considérablement les investissements dans les infrastructures d'appui des réseaux de transport et de distribution en minimisant énormément les frais de mise à niveau des disjoncteurs ou même en réduisant les puissances nominales et la dimension des disjoncteurs, éliminant ainsi le besoin de bobines de réactance de ligne, et minimisant les besoins de distance d'isolement au niveau des postes [KALSI2004].

2. Etat de la technologie et expériences

A ce jour, le développement de stabilisateurs de courant SHT s'est réalisé sur des installations d'essai dans une série de postes électriques aux USA.

A l'heure actuelle, la filière des SHT consomme environ 1000 km de fil 1G ("première génération") par an. L'utilisation de liquides cryorefroidissants comme matériau diélectrique pour les fils 2G ("seconde génération"), particulièrement dans des environnements haute tension et toutes conditions d'exploitation

Essais en laboratoire en cours

(transitoire, de défaut, etc.) est en cours d'essai en laboratoire.

On attend les prototypes commercialisables pour l'année 2012 [NAVIGANT2006].

3. Défis

**Défi majeur:
Atteindre des
niveaux de
tension élevés**

Actuellement, l'emploi de liquides cryorefroidissants comme matériau diélectrique dans des environnements à haute tension se limite à 30 kV. Or des niveaux de tension bien plus élevés doivent être atteints pour permettre l'application envisagée de stabilisateurs de courant dans les réseaux de transport.

3.3.5 Tableaux de synthèse – Nouvelles stratégies d’exploitation

	Domaine d’application et avantages principaux			
	performance réseau statique	Equilibre charge / génération	Performance réseau transitoire	Accélération du dév. des infrastructures development
Système de télésurveillance et protection étendu			■	
Gestion de la demande		■		
Ilotage intentionnel			■	
Stabilisateurs de courant SHT			■	

■	Avantages primaires	■	Avantages secondaires
---	---------------------	---	-----------------------

	Efforts d’introduction ciblant ...				
	RDT équipements	TIC & stratégie d’exploitatio	Potentiel de réduction de coût	Régulation / conception du marché	Normes/ Autorisations
Système de télésurveillance et protection étendu	●	●	●	●	●
Gestion de la demande	●	●	●	●	●
Ilotage intentionnel	●	●	●	●	●
Stabilisateurs de courant SHT	●	●	●	■	■

	Pas en question		Efforts d'optimisation soutenus
	Obstacle mineur		Cible des efforts d'optimisation

Abréviations

B2B	Couplage courant continu à haute tension (Back-to-back)
CENELEC	Comité européen de normalisation électrotechnique
FACTS	Système de transport de courant alternatif flexible cf. réseaux maillés (Flexible alternating current transmission system)
FCL	Stabilisateur de courant (Fault-current limiter)
LIG	Ligne à isolation gazeuse
CCHT	Courant continu à haute tension
SHT	Supraconducteur à haute température
CEI	Commission électrotechnique internationale
LCC	Convertisseurs à ligne commutée (Line commutated converters)
PMU	Unité de mesures de phaseurs
PFC	Contrôleur de transit électrique (Power flow controller)
E-SERV	Sources d'énergie renouvelables pour la production d'électricité à débit variable
TAL	Aluminium à résistance thermique
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
VSC	Convertisseur de source tension (Voltage sourced converter)
XLPE	Polyéthylène extrudé (câble souterrain)

Ouvrages de référence

CE2006: COMMISSION EUROPEENNE, Direction générale de la recherche, et les systèmes d'énergie durables: Plateforme technologique européenne, SmartGrids - Vision et stratégie pour les réseaux électriques européens du futur; Bruxelles 2006

Amélioration des parcs existants

- ABB2005 ABB Inc., Electric Systems Consulting: Dakotas Wind Transmission Study No. 2005-10977-3 R2; Technical Report Task 2, Potential Transmission Technologies to Increase Power Transfers, August 2005
- CEC2003 California Energy Commission, "Development of a Real-Time Monitoring/Dynamic Rating System for Overhead Lines", by EDM International Inc., December 2003
- DOUGLASS1997 D. A. Douglass, A. A. Edris, G. A. Pritchard: Field application of a dynamic thermal circuit rating method; IEEE Transactions on Power Delivery; April 1997
- ECOFYS2006 K. Burges; J. Twele; H.-J. Ziesing; H. Gaßner: Windenergieerzeugungsmanagement. Final Report. Unpublished study by order of the German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, May 2006
- E.ON2007 E.ON Netz press release 20/09/2007: http://www.eon-netz.com/frameset_german/main_frameset_reloader.phtml?top=http://www.eon-netz.com/Ressources/frame_head.jsp&bottom=http://www.eon-netz.com/frameset_german/news/news_release/news_release.jsp
- FIERS2007 P. Fiers, M. Weber: Neuerungen im Freileitungsbau: Seile für höhere Übertragungsleistungen und mit verbessertem Durchhangverhalten; praxis-wissen, Heft 3, 2007
- JARASS2007 L. Jarass; G. M. Obermair: Notwendigkeit der geplanten 380kV-Verbindung Raum Halle - Raum Schweinfurt; Expert Report, ATW-Forschung GmbH, October 2007
- MCCULLOUGH2006 C. McCullough, J. Gutierrez: Uses and Test Results on High Temperature Low Sag ACCR Conductors; IEEE Power engineering Society Phoenix chapter; May 2006
- TEN-E2005 CESI, ITT, ME, RAMBØLL: Study on Energy Infrastructure Costs and Investments between 1996 and 2013 (medium-term) and further to 2023 (long-term) on the Trans-European Energy Network and its Connection to Neighbouring Regions; TEN-Energy- Invest; October 2005

VALLEYGROUP2001 CAT-1, transmission line monitoring system. The Valley Group, <http://www.CAT-1.com>, ca. 2001

Développement de nouvelles infrastructures de transport

- ABB-FACTS ABB FACTS homepage <http://www.abb.com/facts> (access 11/2007)
- BRAKELMANN2004 H. Brakelmann: Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel ?; University of Duisburg-Essen, Rheinberg 2004
- EC2003 European Commission: Background Paper – Undergrounding of Electricity, Lines in Europe, Brüssel, December 2003, http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/index_en.htm
- FORWIND2005 B. R. Oswald, A. Müller, M. Krämer: Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz; ForWind Zentrum für Windenergieforschung der Universitäten Oldenburg und Hannover, September 2005
- ICF2003 ICF Consulting: Overview of the Potential for Undergrounding the Electricity Networks in Europe; Final Report prepared for DG TREN; London, February 2003
- JARASS2006 L. Jarass, G. Obermair: Netzeinbindung von Windenergie: Erdkabel oder Freileitung? (Grid connection of wind power: cable or overhead line?); Energiewirtschaftliche Tagesfragen; Volume 55, Number 6; 2006 (German language)
- JESKE T. Jeske: Alternative Grid Extension Measures Due to Additional Offshore Wind Energy in the German North Sea - A Model with Particular Consideration to Cross-Boarder Flows to Benelux Countries; Trends in German and European Electricity Working Papers, TU Dresden
- HABUR2002 K. Habur, D. O'Leary: FACTS – Flexible Alternating Current Transmission Systems For Cost Effective and Reliable Transmission of Electrical Energy; World Bank Technology report 2002 (http://www.worldbank.org/html/fpd/em/transmission/facts_siemens.pdf)
- LOWSAXONY2007a Press release: http://www.ml.niedersachsen.de/master/C43521204_N8825_L20_D0_I655.html (German language); accessed 21/01/2008
- LOWSAXONY2007b Web-site on grid extension in Lower Saxony <http://www.netzausbau-niedersachsen.de/> (German language); accessed 21/01/2008
- MATTSON2004 I. Mattsson, A. Ericsson, B.D. Railing, J.J. Miller, B. Williams, G. Moreau, C. D. Clarke: Murraylink, The Longest

- Underground HVDC Cable in the World, Cigré conference 2004, Paris, France, Aug. 29 - Sept. 03, 2004
- SIEMENS-FACTS Siemens « Power Systems Transmission and Distribution » homepage <https://www.energy-portal.siemens.com/irj/portal/ptd/public/en/global-04/home> (access 11/2007)
- SIEMENS2007 W. Breuer, D. Povh, D. Retzmann*, Ch. Urbanke, M. Weinhold Prospects of Smart Grid Technologies for a Sustainable and Secure Power Supply; 20th World Energy Congress; World Energy Council; Nov. 11-15, Rome
- TEN-E2005 CESI, ITT, ME, RAMBØLL: Study on Energy Infrastructure Costs and Investments between 1996 and 2013 (medium-term) and further to 2023 (long-term) on the Trans-European Energy Network and its Connection to Neighbouring Regions; TEN-Energy- Invest; October 2005

Nouvelles stratégies d'exploitation

- BUCHHOLZ2006 B. Buchholz: Creating a toolbox of proven technical solutions; 1st General Assembly of the European Technology Platform SmartGrids, Brussels, April 6-7 2006
- FUANG2003 P. Fuangfoo, W. Lee, K. Nigim: Intentional Islanding Operation to Improve the Service Reliability of Thailand Electric Power System; Case Study; *IEEE2003*
- IEEE2003 IEEE Standard: IEEE 1547 – 2003 “Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”
- HATZ2007 N. Hatziaargyriou, H. Asano, R. Iravani, et al.: Microgrids; IEEE POWER & ENERGY MAGAZINE, Volume: 5, Issue: 4, Pages: 78-94; 2007
- KALSI2004 S. Kalsi, A. Malozemoff.: HTS fault current limiter concept; IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004, 6-10 June 2004
- KROP2007 B. Kroposki, C. Pink, T. Basso, R. DeBlasio: Microgrid Standards and Technology Development, Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE, 24-28 June 2007
- NAVIGANT2006 Navigant Consulting, Inc.: High Temperature Superconductivity Market Readiness Review; Burlington, MA; August 2006
- SCHWAEG2007 C. Schwaegerl et al.: International perspectives on demand-side integration; CIRED 19th International Conference on Electricity Distribution; Vienna May 2007