

**Client** prof. Mario Monti - Coordonnateur Européen pour l'interconnexion électrique entre la France et l'Espagne

**Sujet** Analyse des besoins pour une nouvelle interconnexion entre la France et l'Espagne – Cahier n. 1

**Commande**

**Notes** version originale en langue française

Ce document ne peut pas être reproduit sauf dans sa version intégrale sans autorisation écrite de CESI

**N. de pages** 77

**N. de pages annexées:** 0

**Date d'émission:** 18 Mars 2008

**Rédigé:** CESI-IMP – Bruno Cova ; CESI Ricerca – Michele de Nigris

**Vérifié:** SIST – Antonio Ardito

**Approuvé:** SIST – Antonio Ardito

## *Table des matières*

<b>1</b>	<b>AVANT-PROPOS.....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>GENERALITES ET RAPPEL SUR LES INTERCONNEXIONS.....</b>	<b>5</b>
2.1	Elargissement du rôle des interconnexions.....	5
2.2	Situation des interconnexions dans le cadre de l'UCTE.....	6
2.3	La situation actuelle de la capacité d'échange entre les pays .....	8
2.3.1	Rappel sur les capacités d'échange.....	8
2.3.2	Des capacités d'interconnexion limitées, source de congestions et de surcoûts .....	9
2.3.3	Cadre communautaire .....	10
2.3.4	Capacités d'échange entre les pays de l'Europe centrale et sud-occidentale .....	13
<b>3</b>	<b>ETAT DES LIEUX DES INTERCONNEXIONS FRANCO-ESPAGNOLES.....</b>	<b>15</b>
3.1	Situation actuelle des lignes d'interconnexion entre les deux pays.....	15
3.2	Renforcements déjà réalisés sur le réseau électrique.....	16
3.3	Taux d'utilisation des lignes transfrontalières .....	17
3.3.1	Taux de congestion à la frontière franco-espagnole par rapport aux autres frontières françaises <sup>21</sup>	
<b>4</b>	<b>L'EVOLUTION DE LA PRODUCTION ET DE LA CONSOMMATION EN FRANCE ET EN ESPAGNE D'ICI 2015 .....</b>	<b>24</b>
4.1	Production et consommation au niveau national.....	25
4.2	Un trait commun : le fort développement de l'énergie éolienne.....	30
4.3	Production et consommation dans les régions à proximité de la frontière franco-espagnole ...	32
<b>5</b>	<b>INTERETS DU RENFORCEMENT DE L'INTERCONNEXION FRANCE-ESPAGNE AU TRAVERS DES PYRENEES.....</b>	<b>36</b>
5.1	Intérêt n°1 de l'interconnexion : sûreté du système électrique et qualité de la fourniture .....	37
5.1.1	Renforcement du « lien synchronisant » entre la péninsule ibérique et le reste de l'Europe	37
5.1.2	Meilleure stabilité face au développement de grandes quantités d'énergies renouvelables non « contrôlables » .....	42
5.1.3	Réserves de production pour l'équilibre « production / consommation ».....	46
5.1.4	Meilleures conditions d'exploitation du système production-transport.....	47
5.2	Intérêt n°2 de l'interconnexion : une amélioration de la sécurité d'approvisionnement pour chacun des systèmes électriques interconnectés.....	48
5.2.1	Interconnexion renforcée – Côté consommation : meilleure possibilité de faire face à des situations climatiques hors normes dans les deux pays.....	50
5.2.2	Interconnexion renforcée – Côté consommation : meilleure possibilité de rétablissement (« recovery ») après conditions météorologiques extrêmes .....	52
5.2.3	Interconnexion renforcée – Côté production: meilleure valorisation de la complémentarité des sources d'énergie des deux pays en favorisant une réduction des émissions de CO <sub>2</sub> .....	53
5.3	Intérêt n°3 : le marché et les échanges d'électricité.....	55
5.4	Intérêt n°4 : Sécurité d'approvisionnement de la Catalogne et des Pyrénées Orientales .....	59
5.4.1	Côté français : Pyrénées Orientales .....	59
5.4.2	Côté espagnol : Catalogne.....	61

<b>6 POSSIBILITES DE RENFORCEMENTS POUR AUGMENTER LA CAPACITE D'ECHANGE .....</b>	<b>64</b>
<b>7 REFERENCES .....</b>	<b>65</b>
<b>ANNEXE 1 – SOLUTIONS POUR L'AUGMENTATION DE LA CAPACITE D'ECHANGE ....</b>	<b>67</b>
<b>ANNEXE 2 – EVALUATION DE L'ADEQUATION DU SYSTEME ELECTRIQUE ADOPTE PAR UCTE .....</b>	<b>68</b>
<b>ANNEXE 3. LE SYNCHRONISME, LA RUPTURE DE SYNCHRONISME ET LE LIEN SYNCHRONISANT .....</b>	<b>70</b>
<b>ANNEXE 4. SURCHARGES EN CASCADE ET REGLAGE DE LA FREQUENCE .....</b>	<b>73</b>
<b>ANNEXE 5. L'INCIDENT DU 4 NOVEMBRE 2006.....</b>	<b>76</b>

## 1 AVANT-PROPOS

L'axe d'interconnexion Baixas-Bescanò entre la France et l'Espagne a été classé par l'Union Européenne comme un projet prioritaire d'intérêt européen dans la décision 1364/2006/CE. Dans ce contexte, CESI a été chargé par M. Mario Monti, qui a été nommé en septembre 2007 coordonnateur européen de ce projet, d'apporter un appui pour :

- approfondir les raisons qui justifient ce projet ;
- évaluer la localisation la plus appropriée de l'interconnexion à travers les Pyrénées ;
- donner un aperçu des solutions technologiques envisageables pour la réalisation de la nouvelle interconnexion.

La méthode de travail a été basée sur :

- l'analyses des données fournies des gestionnaires du réseau français (RTE) et espagnol (REE) ;
- l'analyses d'études conduites par des institutions internationales, et notamment la Commission Européenne, sur la nécessité de renforcements transfrontaliers en Europe ;
- enquête auprès des gestionnaires de réseau sur d'éventuelles situations critiques que se sont produites récemment ;
- l'examen des infrastructures existantes, des échanges entre les deux pays au cours des années récentes, du taux de congestion de la frontière et des relations entre le comportement des marchés électriques de l'Espagne et de la France par rapport aux flux de puissance à la frontière ;
- informations reçues de l'autorité de régulation française (CRE) et espagnole (CNE) sur les taux de congestions des frontières françaises ;
- présentation, dans un cahier séparé, de l'état de l'art sur les technologies de mise en souterrain des lignes à très haute tension en courant alternatif aussi bien que les caractéristiques générales des connexions en courant continu et mise à jour de l'étude effectuée par CESI lors des débats publics de 2003 (France-Espagne) et 2006 (Cotentin-Maine).

Pour des évaluations plus quantitatives sur les bénéfices d'une nouvelle interconnexion à travers les Pyrénées il n'a pas été possible de procéder à des simulations numériques qui auraient demandé une plage temporelle incompatible avec les échéances qui nous ont été indiquées. Cependant, il faut remarquer que CESI avait déjà été chargé en 2002-2003 par la D.R.I.R.E Languedoc Roussillon d'un audit sur les possibles alternatives à la solution d'une ligne aérienne en double circuit à 400 kV entre les postes de Baixas et de Bescanò. Chaque alternative devait garantir d'atteindre une capacité nette de transfert de puissance entre les deux pays de 2800 MW. Suite à ce premier audit CESI était déjà au courant des criticités et des contraintes à respecter pour la réalisation d'un nouvel axe électrique à travers les Pyrénées.

## 2 GENERALITES ET RAPPEL SUR LES INTERCONNEXIONS

- ◆ *Le rôle des interconnexions en Europe a évolué ces dernières années. Elles sont à présent utilisées pour :*
  - Û *Réserve et aide mutuelle contre les grandes perturbations;*
  - Û *Commerce transfrontalier basé sur des contrats à court et moyen terme;*
  - Û *Moyens pour favoriser le développement des énergies renouvelables.*
- ◆ *Actuellement il y a des régions « périphériques » qui sont faiblement interconnectées au bloc continental européen. Des congestions aux frontières sont observées pendant de nombreux jours de l'année, dues à la superposition de tous ces usages des interconnexions. Pour les supprimer, il est nécessaire de renforcer le réseau, notamment en ce qui concerne les ouvrages transfrontaliers.*
- ◆ *La péninsule ibérique présente une capacité d'interconnexion très faible, car le rapport "capacité d'échange-puissance installée" est d'environ 2,2 %, donc bien en-dessous de l'objectif préconisé par l'Union Européenne.*
- ◆ *La capacité limitée entre la péninsule ibérique et le reste de l'Europe empêche les échanges d'énergie, qui n'atteignent que 3% de la consommation interne. Ce niveau est le plus faible d'Europe et comparable seulement à celui entre les Iles Britanniques et le Continent.*

### 2.1 Elargissement du rôle des interconnexions

Les réseaux électriques nationaux ou régionaux étaient à l'origine gérés de façon isolée, avec de très rares exceptions (comme par exemple le réseau interconnecté Scandinave NORDEL, qui a été développé dès le début de façon intégrée). Plus récemment seulement, notamment en Europe à partir des années 1950 on a commencé à interconnecter les réseaux d'abord pour en accroître le niveau de fiabilité et les marges de sécurité en considération du fait que progressivement l'électricité devenait la source primaire d'énergie pour les industries et pour les usagers domestiques (Fig. 2-1). Des règlements coordonnés de support mutuel dans les réseaux interconnectés furent définis et adoptés par les membres des consortiums. En Europe occidentale ces règlements furent recueillis par l'UCTE<sup>1</sup> dans des catalogues de recommandations.

A partir des années 1970, les infrastructures transfrontalières furent de plus en plus exploitées pour les échanges d'énergie en s'appuyant sur les différences de coûts de production de l'énergie dans les différents pays. Ces échanges d'énergie étaient essentiellement basés sur des accords de long terme et établis entre les sociétés électriques publiques intégrées verticalement. Puis, dès la fin de la décennie passée, suite à l'ouverture des marchés nationaux de l'électricité, les lignes d'interconnexion deviennent utilisées pour des échanges trans-frontaliers résultant de la création de marchés régionaux et continentaux.

Enfin, les interconnexions vont jouer un rôle des plus en plus important pour favoriser le développement des énergies renouvelables, dont la plupart est de type non « contrôlable »<sup>2</sup> et, en outre, ont une distribution géographique très déséquilibrée par rapport à la localisation des centres de consommation. Cela implique d'avoir la possibilité de recourir à la capacité de transfert de puissance avec les pays voisins en cas de surplus d'énergie (ex.: le vent peut souffler fort la nuit en condition de creux de la charge) ou de déficit (ex.: diminution de la production éolienne ou solaire en condition de charge de

<sup>1</sup> L'"Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity" (UCTE) est l'association des GRT de l'Europe continentale.

<sup>2</sup> La production non « contrôlable » est constituée par les sources d'énergie dont la disponibilité est soumise aux aléas naturels (vent, soleil). Parfois cette production est indiquée comme non « dispatchable »

pointe). Ainsi, les échanges transfrontaliers entre le Danemark et les pays voisins sont parfois dictés par la volatilité de la production éolienne. Un comportement similaire des flux transfrontaliers est attendu dans le cas de la connexion entre la Norvège et les Pays Bas, où la production éolienne fortement discontinue aux Pays Bas peut être acceptée dans le système de production-transport en exploitant la capacité de régulation des unités hydrauliques norvégiennes. Une situation similaire commence aussi à être observée sur la frontière France-Espagne.

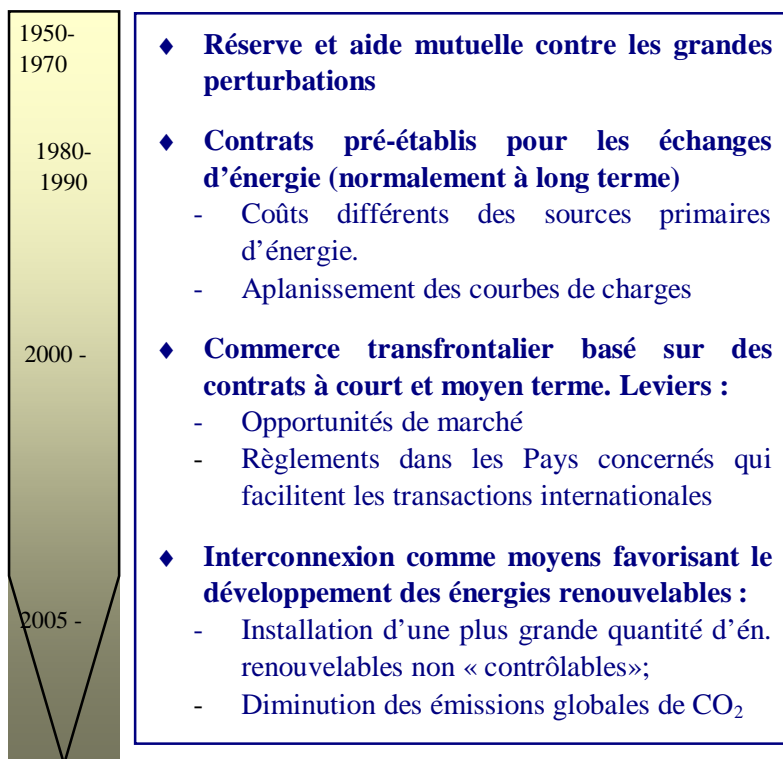


Fig. 2-1 – Elargissement du rôle des interconnexions

La possibilité d'augmenter la production en exploitant les sources renouvelables grâce aux interconnexions favorise à son tour la diminution globale des émissions des gaz à effet de serre et notamment le CO<sub>2</sub>. En effet, de nos jours, quand on parle de la réalisation de nouvelles lignes transfrontalières on ne peut pas éviter de prendre en compte l'effet induit de diminution de l'émission des gaz à effet de serre. Au niveau mondial, dans le cadre de UNFCCC grâce au support de la Banque Mondiale on est en train de définir une procédure pour évaluer ce bénéfice induit par les interconnexions, comme cela a déjà été fait pour l'installation de nouvelles unités de productions moins polluantes (voir [1]).

## 2.2 Situation des interconnexions dans le cadre de l'UCTE

Le réseau interconnecté UCTE a été, et est actuellement, sujet au processus sus-mentionné d'intégration de plus en plus forte entre les pays membres tant pour garantir un secours mutuel plus important, dans ce contexte d'augmentation de la taille des grandes unités de production et de contraintes plus strictes sur la qualité de fourniture, que pour l'intégration des marchés de l'électricité.

Le réseau européen interconnecté de transport d'électricité, composé des pays de l'UCTE (Fig. 2-2), possède aujourd'hui 159 lignes d'interconnexions<sup>3</sup>. Les interconnexions actuelles créent les conditions d'une solidarité permanente entre les partenaires et permettent de satisfaire les critères de sûreté dictés dans l' « Operational Handbook » et acceptées par tous les Gestionnaires de Réseau qui appartiennent à l'UCTE. En particulier, chaque gestionnaire gère son système en conformité au critère de sécurité N-1 et, de façon globale, le système interconnecté présente une réserve à chaque instant pour pouvoir faire face à un incident soudain qui peut aller jusqu'à la perte de 3000 MW de production.

Au sein de UCTE les interconnexions entre réseaux électriques voisins ont fait l'objet, historiquement, d'un développement en parallèle au développement des réseaux intérieurs. En cohérence avec le processus illustré en Fig. 2-1, les raisons initiales de ce développement des interconnexions étaient essentiellement liées à un souci de secours mutuel, le but étant de profiter des réseaux voisins pour éviter un black-out interne ou pour faciliter une reprise de service en cas de black-out. Il est important de souligner que le développement des interconnexions dans l'UCTE pour des raisons de secours mutuel et de partage de la réserve s'est poursuivi bien au-delà des années '70 dans la partie orientale et sud-orientale de l'Europe. En effet, le bloc « CENTREL », constitué par la Pologne, la République Tchèque, la Slovaquie, la Hongrie, a été synchronisé avec le reste de UCTE en 1996. La Roumanie et la Bulgarie se sont synchronisées avec le bloc sud-est de UCTE en 1994 et sont devenues membres UCTE en 2003 et, enfin, seulement en 2004 on a pu synchroniser les deux blocs de UCTE qui s'étaient créés suite aux événements de guerre en Yougoslavie en 1991.

Dans le système UCTE on a donc assisté à un processus plus articulé qui a vu la superposition de deux phénomènes :

- dans sa partie centrale et occidentale dès les années '70 les interconnexions étaient de plus en plus exploitées pour les échanges commerciaux,
- dans les régions orientales et sud-orientales le développement des interconnexions était justifié avant tout pour établir la possibilité d'un secours mutuel en cas d'une défaillance d'un équipement de transport ou de production et améliorer ainsi la qualité de fourniture, notamment de la fréquence.

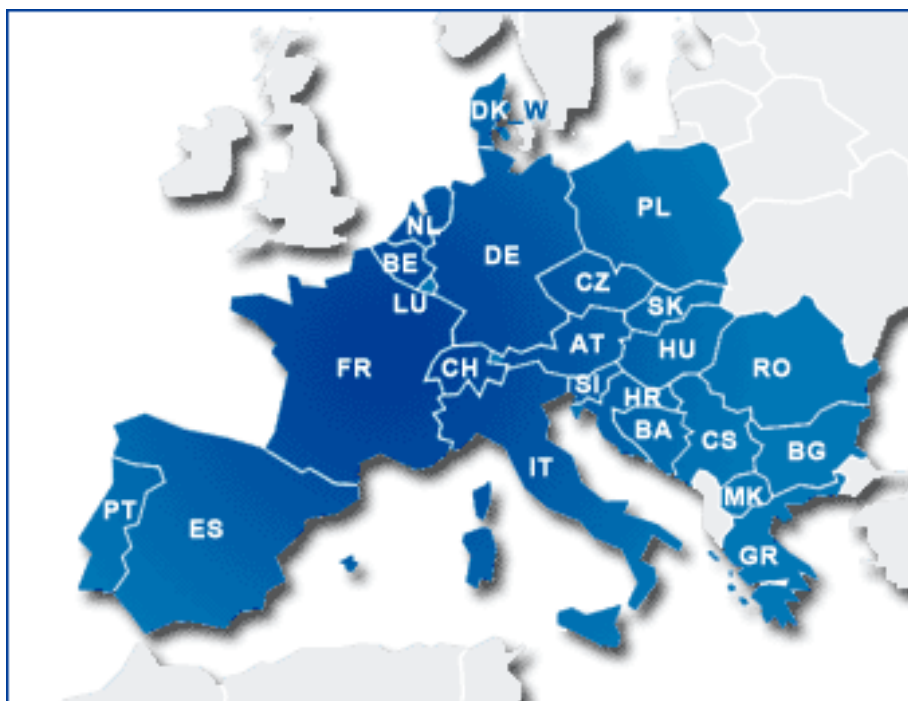


Fig. 2-2 – Carte des pays membres de l'UCTE

<sup>3</sup> Cf. <http://www.ucte.org/library/otherreports/UCTE-DEF-APP2-V05-20021201.xls>

Dans l'UCTE (mais aussi dans le NORDEL) l'intérêt d'utiliser les interconnexions au-delà de ce strict rôle de secours, et donc plus « en régime de croisière » est évident. Par conséquent, en Europe les interconnexions connaissent un développement plus rapide que pour un strict rôle de secours de façon à favoriser les échanges transfrontaliers de l'énergie et, plus récemment, la pénétration d'énergies renouvelables non contrôlables. En effet, le commerce de l'énergie permet de réduire le prix moyen du kWh en exploitant au mieux les sources de productions les plus favorables à chaque instant avec un bénéfice pour tous les consommateurs.

Pour pouvoir profiter au mieux des avantages d'une plus forte intégration électrique parmi les pays de l'UCTE, les gestionnaires de réseaux européens travaillent actuellement sur une cinquantaine de projets d'interconnexion sur le réseau UCTE afin de renforcer les interconnexions existantes. Parmi ceux-ci, le projet d'interconnexion France-Espagne est reconnu comme un projet d'intérêt européen prioritaire [1].

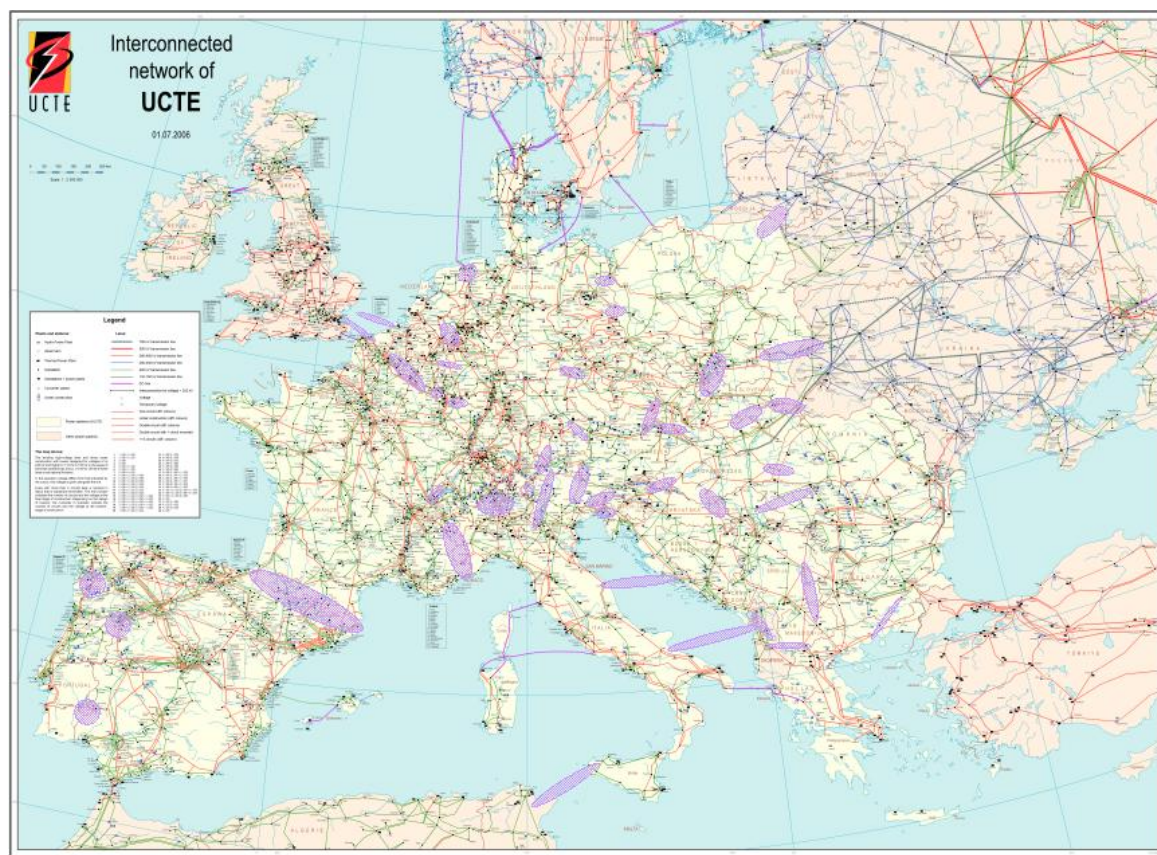


Fig. 2-3 – Les projets d'interconnexion au niveau européen

## 2.3 La situation actuelle de la capacité d'échange entre les pays

### 2.3.1 Rappel sur les capacités d'échange

Les transactions d'énergie sont sujettes à des limitations techniques et commerciales. A cet effet en Europe on a introduit les concepts suivants qui sont acceptés par tous les gestionnaires de réseaux :

- GTC (Gross Transfer Capacity) Capacité de Transfert Brute : liée à l'addition arithmétique des capacités thermique de transport des lignes d'interconnexion ;
- TTC (Total Transfer Capacity) Capacité de Transfert Totale : calculée à partir de GTC en tenant compte des critères de sécurité ;
- TRM (Transmission Reliability Margin) : Marge de fiabilité de Transport : requise par le gestionnaire pour tenir compte des événements imprévus ; cette valeur est liée à des analyses statistiques ;



- NTC (Net Transfer Capacity) : Capacité Nette de Transfert : calculée à partir de TTC en soustrayant TRM.

TTC, TRM et NTC sont directionnels (Fig. 2-4) et, en général, présentent des limites différentes dans les deux directions. Les critères d'évaluation de la capacité nette de transfert (NTC) ont été définis au sein de ETSO, l'association européenne des gestionnaires de réseau (European Transmission System Operators association).

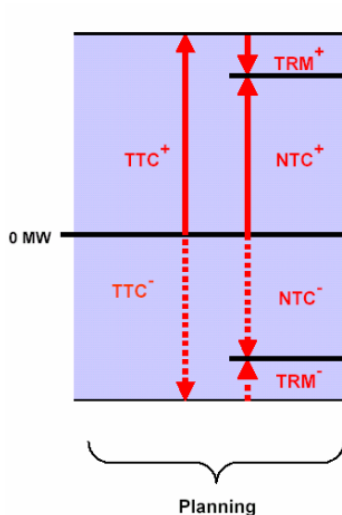


Fig. 2-4 – Schéma qui représente les valeurs TTC, TRM et NTC dans les deux directions (source ETSO)

L'application de ces concepts peut faire que les échanges possibles à travers les frontières soient nettement inférieurs par rapport à la capacité d'échange théorique. Par exemple, dans le cas de la frontière France/Suisse-Italie le rapport NTC/GTC est de 26% et dans le cas de la frontière France-Espagne ce rapport est de 47%<sup>4</sup> (source [2]). Les échanges transfrontaliers étant établis sur la base de la NTC. Dans l'esprit de la meilleure transparence, l'association ETSO publie les valeurs de NTC sur son site internet pour la période d'été et d'hiver [3].

### 2.3.2 Des capacités d'interconnexion limitées, source de congestions et de surcoûts

La croissance des besoins internes des pays interconnectés conduit à un accroissement de la nécessité de secours mutuel. De plus, l'extension progressive du périmètre géographique de l'UCTE ouvre des perspectives plus larges dans la recherche d'économies d'échelle offertes par la complémentarité des parcs de production des différents pays (tel qu'indiqué au 5.2.3). D'autre part, la demande des acteurs pour transférer de l'énergie entre les pays ne fait qu'augmenter avec l'ouverture des marchés.

Les capacités disponibles ne sont pas toujours suffisantes pour satisfaire cette demande croissante : on observe alors des « **goulots d'étranglement** » sur le réseau, dus à la **superposition de tous ces usages des interconnexions. Pour les supprimer, il est nécessaire de renforcer le réseau**

En attendant ces renforcements, on peut observer une demande supérieure aux capacités disponibles : on parle alors de situation de « **congestion** ».

<sup>4</sup> Valeurs référées à l'an 2004

Pour utiliser au mieux les capacités disponibles, les GRT<sup>5</sup> ont mis en place des solutions de court terme, qui allient maîtrise de la sûreté et augmentation des capacités d'échanges, et qui reposent désormais sur des mécanismes de marché.

Un système d'enchères a ainsi été mis en place pour la gestion d'une grande partie des interconnexions européennes ; c'est le cas de l'interconnexion France-Espagne. Le droit d'utilisation de la capacité d'une interconnexion est alloué aux acteurs qui proposent les prix les plus élevés pour l'utilisation de cette capacité. Il s'agit d'un mécanisme simple, lisible et bien adapté aux échanges entre deux zones bien identifiables. Mais ce mécanisme d'enchères, destiné à gérer la rareté qui caractérise la ressource en capacité d'interconnexion, conduit à des surcoûts imposés aux échanges (comme illustré en par. 3.3.1).

**Congestion:** *la congestion à travers une frontière (ou une section interne d'un pays) est un phénomène qui se vérifie chaque fois que les opérateurs du marché électrique tant du côté de la demande que de la production requièrent un transport de puissance au dessus de la capacité allouable. Dans ce cas, quelques opérateurs verront réduite, voir annulée, leur possibilité de transaction à travers la frontière congestionnée. Le taux de congestion se mesure en termes de durée (nombre d'heures annuelles pendant les quelles la limite de capacité est atteinte) et de volume (quantité des transactions qui sont rejetées, évaluées en MWh/an).*

*En cas de congestion l'Union Européenne a indiqué les principes généraux de gestion des congestions pour choisir les transactions qui doivent être réduites ou rejetées. Ces principes sont illustrés dans le règlement 2003/1228/EC qui, à l'article 6, prévoit « Les problèmes de congestion du réseau sont traités par des solutions non discriminatoires, basées sur le marché et qui donnent des signaux économiques efficaces aux opérateurs du marché et aux gestionnaires de réseaux de transport concernés. Les problèmes de congestion du réseau sont de préférence résolus par des méthodes indépendantes des transactions, c'est-à-dire des méthodes qui n'impliquent pas une sélection entre les contrats des différents opérateurs du marché ».*

*Parmi les critères qui satisfont le règlement européen on peut mentionner le mécanisme d'enchère, implicite ou explicite, dans lequel la capacité est attribuée en priorité aux opérateurs qui offrent plus cher pour faire transiter leur puissance électrique à travers la frontière.*

### 2.3.3 Cadre communautaire

Le Conseil européen de Barcelone de mars 2002 a fixé pour l'Union européenne, parmi les domaines d'action prioritaires, l'objectif d'interconnecter les économies européennes. En matière d'énergie, les Chefs d'Etat et de Gouvernement ont approuvé l'objectif « consistant, pour les États membres, à parvenir, d'ici 2005, à un niveau d'interconnexion électrique au moins équivalent à 10 % de leur capacité de production installée; les exigences en matière de financement devraient être principalement prises en charge par les entreprises concernées ».

Ce chiffre de 10 % trouve son origine dans une communication de la Commission européenne sur les infrastructures énergétiques européennes en date du 20 décembre 2001 [COM(2001) 775 final]. Après examen de la capacité d'interconnexion des différents Etats membres, la Commission conclut :

*« À la lumière de l'analyse effectuée dans le cadre de la présente communication, et compte tenu de la nécessité de définir un premier objectif réaliste, il semble raisonnable de fixer comme première cible pour tous les États membres un niveau d'interconnexion équivalent à au moins 10 % de leur capacité de production installée. Pour atteindre cet objectif, qu'il convient de réviser régulièrement, il sera nécessaire d'accroître les capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne [...]. Un «objectif d'interconnexion» unique constitue un instrument brut qu'il convient d'appliquer au cas par cas, en tenant compte des circonstances, des coûts et des bénéfices spécifiques, mais la Commission estime qu'il est important et opportun de définir ce premier objectif pour assurer un*

<sup>5</sup> GRT : Gestionnaire du Réseau de Transport

*développement rapide du marché intérieur. La réalisation de l'objectif consistant à atteindre un niveau minimal d'interconnexion pour tous les États membres nécessitera des efforts et la coopération active de toutes les parties concernées de part et d'autre. »*

Cet objectif de 10 % n'a pas de valeur juridique contraignante, mais il s'agit d'un engagement politique pris au plus haut niveau de l'Union européenne, à savoir le Sommet des chefs d'Etat et de Gouvernement. En effet ce taux moyen d'interconnexion de 10% par rapport à la capacité installée dans le pays est justifié pour assurer la sécurité du réseau dans les prochaines années et favoriser les échanges d'électricité entre les états membres.

Il a été réaffirmé à plusieurs reprises depuis 2002. Ce fut le cas par exemple lors du Conseil européen de l'énergie le 25 novembre 2002 à l'issue duquel un communiqué déclarait :

*« Le Conseil est également parvenu à un accord sur la proposition de décision pour promouvoir l'interconnexion, l'interopérabilité et le développement des Réseaux Transeuropéens-Energie (RTE-E), ainsi que l'accès aux réseaux. L'objectif est notamment d'atteindre un niveau de 10 % de la capacité d'interconnexion pour l'électricité entre les États membres. »*

Enfin, le Conseil a repris la liste des **12 projets prioritaires d'intérêt européen** à développer dans les prochaines années ; parmi ces projets figure, pour les réseaux électriques, le projet «**EL.3 : France-Espagne-Portugal : augmentation des capacités d'interconnexion électrique entre ces pays et pour la péninsule Ibérique.** »

Le fait de désigner l'interconnexion France-Espagne comme projet prioritaire s'illustre bien lorsqu'on compare les ratios capacité d'échange (NTC) / puissance de production installée, pour les différents pays (Fig. 2-5).

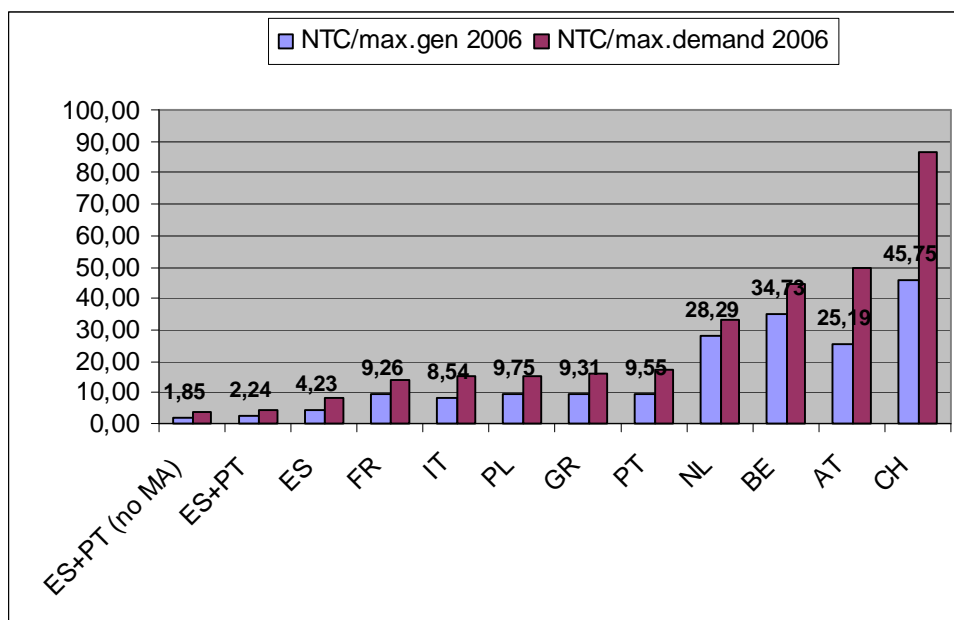


Fig. 2-5 Ratio capacité d'échange en import / puissance installée (en bleu) ; ratio capacité d'échange en import / consommation (en brun)- valeurs 2006

On observe clairement que le taux correspondant à l'Espagne (4,23 % en 2006) est très en deçà de l'objectif de 10 %. D'autre part, il y a lieu de signaler que pour l'Espagne, l'interconnexion avec le Portugal n'offre pas le même service que celle avec la France ; en effet, le Portugal est un pays « périphérique » de la péninsule ibérique, sans autre frontière avec l'Europe, sinon celle avec l'Espagne,

tandis que la France possède derrière elle l'appui de tout le réseau européen. C'est ainsi que, si on prend la péninsule ibérique dans son ensemble, le taux chute à 2,24 % et à 1,85 % en intégrant ou non ses échanges avec le Maroc (pays hors Union Européenne, et qui n'est pas assujetti aux mêmes normes).

Paradoxalement, alors que les besoins d'utilisation augmentent, on observe depuis 20 ans une diminution des ratios de capacité d'échange / capacité installée car peu de nouveaux projets d'interconnexion ont été développés pendant cette période.

Pour améliorer significativement cette situation, la France et l'Espagne ont de nombreux projets pour les 10 ans à venir sur les frontières avec le Portugal et le reste de l'Europe en plus du projet d'interconnexion France-Espagne dont il est question en cette étude.

Pour l'Espagne<sup>6</sup> :

- une nouvelle interconnexion Espagne-Portugal par la région du Duero
- une nouvelle interconnexion Espagne-Portugal au sud, entre l'Andalousie et l'Algarve
- une nouvelle interconnexion Espagne-Portugal au nord, entre la Galice et le Tras os Montes

Pour la France<sup>7</sup> :

- le renforcement d'une ligne d'interconnexion entre la France et la Belgique et l'étude d'une nouvelle interconnexion
- le renforcement de l'interconnexion entre la France et l'Allemagne
- l'optimisation du réseau existant e renforcement de l'interconnexion entre la France et l'Italie et le projet d'une nouvelle interconnexion
- l'étude du renforcement de l'interconnexion entre l'Angleterre et le Continent.

Enfin, en application de l'objectif de Barcelone, l'Union européenne a adopté le 6 septembre 2006 la décision n° 1364/2006/CE [5] établissant des orientations relatives aux réseaux transeuropéens d'énergie. Cette décision estime que

*« parmi les projets concernant les réseaux transeuropéens d'énergie, il est nécessaire de mettre en avant les projets prioritaires, qui sont très importants pour le fonctionnement du marché intérieur de l'énergie ou la sécurité de l'approvisionnement énergétique. »*

Dans son annexe 1, la directive identifie une trentaine de projets prioritaires pour les interconnexions électriques, parmi lesquels l'augmentation des capacités d'interconnexion électrique entre la France, l'Espagne et le Portugal, et le projet d'intérêt européen « *Ligne Sentmenat (ES) — Bescanó (ES) — Baixas (FR)* ».

On remarquera que, dans son objectif d'interconnecter les économies européennes, l'Union européenne a toujours mis l'accent sur l'intégration des régions périphériques. C'est en particulier le cas pour le réseau électrique. **L'objectif de permettre à tous les citoyens d'Europe d'avoir accès à l'électricité dans les mêmes conditions (qualité de l'électricité et prix du kWh) vise notamment l'intégration des régions périphériques au réseau de transport européen.**

C'est cette même décision qui prévoit la possibilité de recourir à un coordonnateur européen lorsqu'un projet déclaré d'intérêt européen connaît des retards significatifs ou des difficultés de mise en œuvre :

*« Lorsque des projets déclarés d'intérêt européen, ou des tronçons ou groupes de tels projets connaissent des difficultés de mise en œuvre, un coordinateur européen pourrait jouer un rôle de facilitateur en encourageant la coopération entre toutes les parties concernées et en veillant à ce*

---

<sup>6</sup> Source REE

<sup>7</sup> Source RTE

qu'un suivi approprié soit effectué pour informer la Communauté des progrès accomplis. Les services d'un coordinateur européen devraient également être mis à disposition pour d'autres projets, à la demande des États membres concernés. »

**L'ensemble de ces décisions atteste clairement l'importance accordée aux projets de renforcement des interconnexions parmi les pays membres et, en particulier, entre la France et l'Espagne.**

On notera enfin que seuls trois autres projets énergétiques européens ont donné lieu à la nomination d'un coordonnateur :

- l'interconnexion électrique entre l'Allemagne, la Pologne et la Lituanie
- le raccordement au réseau de la production éolienne offshore en Mer Baltique et en Mer du Nord (Danemark – Allemagne - Pologne)
- le projet de gazoduc de Nabucco, reliant la Turquie à l'Autriche en passant par la Roumanie.

### 2.3.4 Capacités d'échange entre les pays de l'Europe centrale et sud-occidentale

La situation actuelle des capacités nettes de transfert entre les pays de l'Europe Occidentale est illustrée dans le schéma ci-dessous.

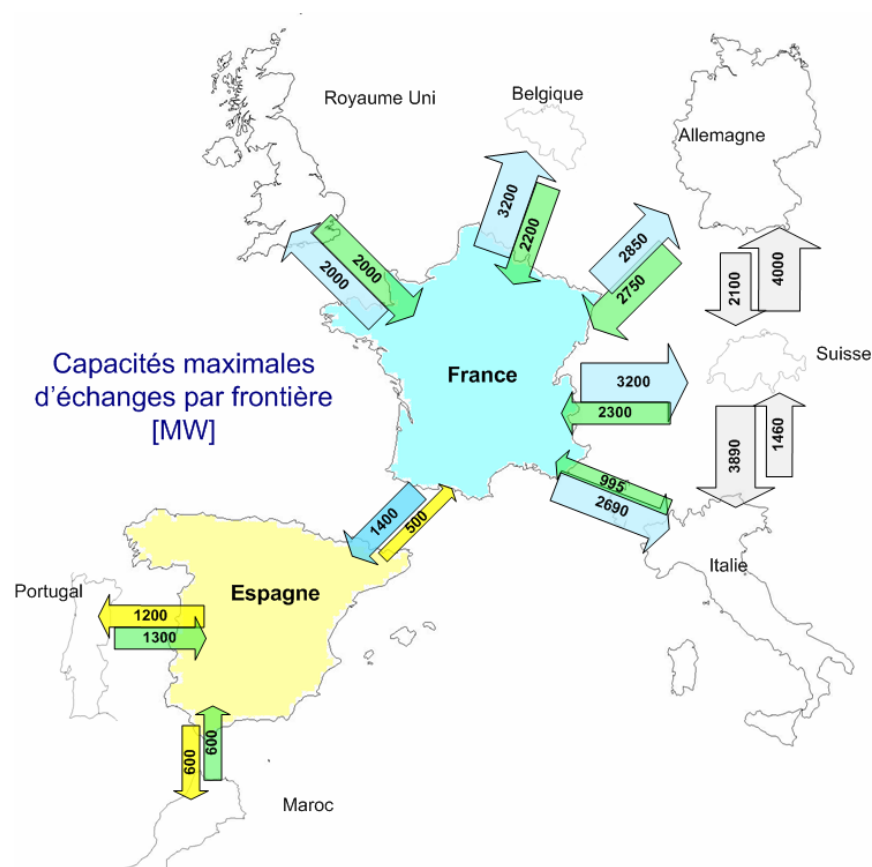


Fig. 2-6 – Capacités nettes de transfert (NTC) entre les pays de l'Europe occidentale : valeurs pour la situation d'hiver 2007-2008 (source ETSO)

Les pays du « bloc continental » sont caractérisés par des capacités d'échanges plus importantes par rapport aux régions satellites et notamment la péninsule ibérique. En particulier, la France présente une capacité maximale de 15340 MW en exportation et de 10745 MW en importation; ce qui équivaut à un ratio de 13,2 % en export et de 9,3 % en import par rapport à la puissance installée. En revanche, la péninsule ibérique présente dans son complexe une capacité de seulement 1100 MW en exportation et de 2000 MW en importation, c'est-à-dire un ratio de 2,2% en import et de seulement 1,3% en export.

De plus il est à remarquer que pendant ces deux dernières années la capacité d'échange de l'Espagne vers la France de 500 MW a été réduite plusieurs fois à 300 MW par le gestionnaire de réseau espagnol, REE, pour des problèmes de sécurité de son réseau.

En effet, la péninsule ibérique peut être considérée comme une « île électrique », étant donné sa capacité d'interconnexion avec le réseau européen très limitée; en outre, comme on le verra dans le chapitre suivant, cette interconnexion est actuellement saturée, insuffisante et aucun projet n'a été développé depuis plusieurs années. Pour augmenter la capacité d'échange les seules solutions consistent dans l'élimination des goulots d'étranglement internes à la péninsule, l'optimisation de l'exploitation des ouvrages transfrontaliers existants et, en cas d'insuffisance de ces mesures, dans le renforcement de l'interconnexion avec la France au moyen d'un nouvel axe.

La capacité limitée entre la péninsule ibérique et le reste d'Europe empêche les échanges d'énergie, qui n'atteignent que 3% de la consommation interne comme illustré dans le schéma ci-dessous (Fig. 2-7). Ce niveau est le plus faible d'Europe et comparable seulement à celui entre les Iles Britanniques et le Continent.

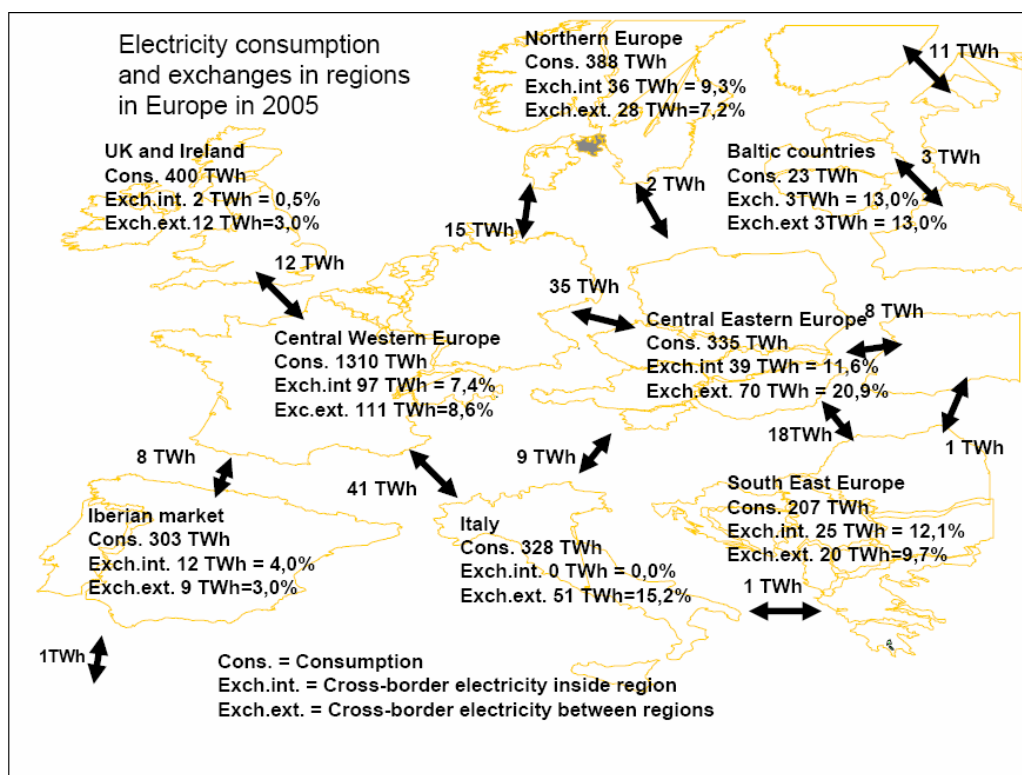


Fig. 2-7 – Echanges annuels d'énergie entre les régions européennes et à l'intérieur de chaque région (source EC DG-TREN)

### 3 ETAT DES LIEUX DES INTERCONNEXIONS FRANCO-ESPAGNOLES

- ◆ *L'interconnexion entre la France et l'Espagne est constituée aujourd'hui de 4 lignes: 2 lignes à 400 kV et 2 à 225 kV. Deux autres lignes internationales, une à 132 kV et une à 150 kV servent d'assistance au niveau local en cas de panne.*
- ◆ *La capacité nette de transfert de la France vers l'Espagne est de 1400 MW en hiver et 1200 MW en été; dans la direction de l'Espagne vers la France cette capacité n'atteint que 500 MW, valeur qui en ces deux dernières années a été souvent réduite à 300 MW pour des contraintes de sécurité liées au réseau espagnol.*
- ◆ *Les lignes transfrontalières ont un niveau d'utilisation très élevé. En plusieurs occasions l'interconnexion a été saturée avec une utilisation de 100% de sa capacité ; cela a empêché aux opérateurs d'effectuer les transactions d'énergie les plus favorables à travers la frontière, qui auraient permis une réduction du prix du kWh pour les consommateurs.*
- ◆ *Le nombre des jours durant l'année 2007 pendant lesquels la capacité maximale allouable a été atteinte au moins pour une heure est de 97%.*
- ◆ *Dans les heures de congestion le différentiel entre le prix du marché français (PowerNext) et celui du marché ibérique (MIBEL) est élevé, ce qui dénote une fragmentation des marchés et l'impossibilité d'un lissage des prix du kWh vers le bas.*
- ◆ *Le volume de la congestion entre l'Espagne et la France est aussi manifestée par la valeur que les opérateurs paient pour l'allocation de la capacité selon le mécanisme des enchères. Une valeur élevée de l'allocation de la capacité dénote que la congestion est de forte intensité. Pour se réserver de la capacité sur la frontière franco-espagnole les opérateurs doivent payer presque 100 000 €/MW . Ce coût sera inévitablement répercuté sur le prix du kWh que tous les consommateurs doivent payer en mettant, donc, en évidence l'inefficacité de l'intégration des marchés à cause de la faible capacité d'interconnexion entre les deux pays.*
- ◆ *Le très fort taux de congestion de la frontière franco-espagnole et la conséquente fragmentation des deux marchés de l'électricité indiquent l'opportunité d'augmenter la capacité d'échange grâce à de nouvelles infrastructures de réseau.*

#### 3.1 Situation actuelle des lignes d'interconnexion entre les deux pays

Comme indiqué en Fig. 3-1, l'interconnexion entre la France et l'Espagne est constituée aujourd'hui de 4 lignes (2 de 400 kV construites respectivement en 1964 et 1970, 2 de 225 kV construites respectivement en 1955 et 1982). La longueur des quatre lignes transfrontalières THT est indiquée en Tab. 3-1

Deux autres lignes internationales, Irun- Errondenia à 132 kV (construite en 1950) et Benos- Lac d'Oo à 150 kV (construite en 1991) servent d'assistance au niveau local en cas de panne.

Les lignes transfrontalières avec l'Andorre servent à alimenter cet Etat et ne peuvent être utilisées pour l'interconnexion entre la France et l'Espagne.



Fig. 3-1 – Lignes transfrontalières à THT entre la France et l’Espagne avec indication de la capacité thermique en MVA (en bleu : capacité thermique en hiver ; en rose ; capacité thermique en été)

Tab. 3-1: caractéristiques des lignes d’interconnexion entre la France et l’Espagne

Poste de départ	Poste d’arrivée	Tension (kV)	Longueur (km)
Argia	Hernani	400	50
Argia	Arkale	225	37
Biescas	Pragnères	225	48
Baixas	Vic	400	110

La capacité actuelle de l’interconnexion France-Espagne s’élève à moins de 4 % par rapport à la consommation de pointe de l’Espagne ; cette valeur diminue au fur et à mesure que des pics de consommation toujours plus élevés sont atteints chaque année<sup>8</sup>, si aucun renforcement de l’interconnexion n’était effectué.

### 3.2 Renforcements déjà réalisés sur le réseau électrique

Pour augmenter la capacité nette de transfert (NTC) sans construction de nouvelles lignes, de nombreuses interventions ont été faites en amont et en aval. En général, il existe plusieurs manières d’augmenter la capacité d’interconnexion sur un réseau (voir Annexe 1). Les plus pertinentes et adaptées à l’interconnexion entre la France et l’Espagne ont été réalisées au cours des dernières années.

En effet, en 1995 la capacité d’échange entre la France et l’Espagne était environ 1000 MW. Depuis, une optimisation du réseau a permis d’augmenter cette valeur à la capacité d’échange actuelle de 1400 MW en hiver:

- la ligne 400 kV Baixas-Vic a été renforcée en 1997 des deux côtés de la frontière ;
- un transformateur déphaseur de 300 MVA a été installé à Pragnères en 1998 pour contrôler les flux sur la ligne 220 kV Biescas-Pragnères et ainsi optimiser l’utilisation globale de l’interconnexion ;
- la ligne 220 kV Argia-Arkale a été renforcée en 2002 du côté français ;
- la ligne 400 kV Argia-Hernani a été renforcée en 2002 des deux côtés de la frontière ;
- des renforcements en amont de l’interconnexion ont été réalisés sur les réseaux internes espagnols et français (construction de nouvelles lignes, changements de conducteurs sur les lignes existantes, création de nouveaux postes, installation de nouveaux transformateurs et de nouveaux moyens de compensation du réactif) .

<sup>8</sup> Suite à la pointe de consommation enregistrée en 2007 (45 430 MW), ce rapport a baissé à 3.06%



En vérité, des contraintes existent encore, notamment sur le réseau interne de l'Espagne, qui limitent fortement la capacité d'échange dans la direction de l'Espagne vers la France. En particulier, la NTC de l'Espagne vers la France, qui atteint à présent seulement 500 MW, est due essentiellement à des problèmes de réseau en Catalogne<sup>9</sup>. La capacité d'échange de l'Espagne vers la France pourra être élevée jusqu'à 1400 MW grâce à une série de renforcements internes, mais cela n'aidera ni à diminuer le taux de congestion de la France vers l'Espagne, ni à éliminer les congestions prévues dans l'autre direction, compte tenu de l'évolution de la production et de la demande des deux côtés de la frontière.

### 3.3 Taux d'utilisation des lignes transfrontalières

Pour évaluer la réelle nécessité de renforcement de la capacité d'échange entre la France et l'Espagne, on a examiné l'évolution des échanges annuels d'énergie entre les deux pays depuis 1980. On remarque, en effet, une tendance à la croissance de l'énergie totale échangée, comme on peut déduire par la courbe d'interpolation sur les différentes valeurs annuelles (courbe en tirets dans la Fig. 3-2).

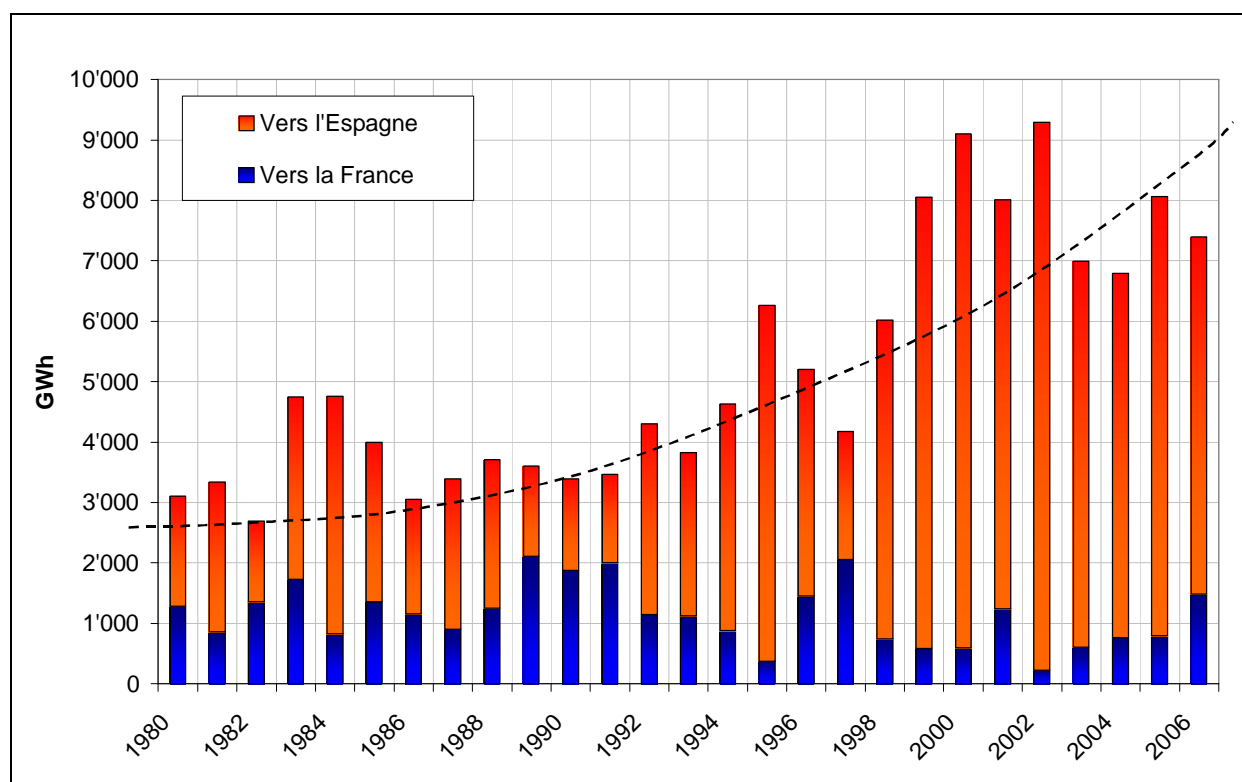


Fig. 3-2 - Echanges d'énergie sur les lignes transfrontalières entre les deux Pays

En réalité, l'examen des échanges annuels d'énergie n'est pas suffisant pour déterminer la nécessité d'un éventuel renforcement de réseau : il faut examiner les échanges horaires de puissance et mettre en évidence le niveau d'utilisation, ce qui se mesure par des congestions, qui peuvent être assimilées à des « bouchons » sur une autoroute. Sur la base des valeurs horaires enregistrées par les gestionnaires de réseau on a construit les diagrammes suivants qui se réfèrent aux années 2006 et 2007. On voit clairement un niveau d'utilisation très élevé (Fig. 3-3) : les périodes de congestion des échanges, pendant

<sup>9</sup> Comme déjà mentionné, cette valeur a été fréquemment réduite à 300 MW pour raisons de sécurité dans le réseau de transport en Espagne.

lesquelles les lignes sont exploitées à des niveaux de transit proches du maximum de leur capacité, sont très importantes sur une année. Par exemple, l'interconnexion a été utilisée à 100% de sa capacité pendant près de la moitié du temps en 2006 (44%), et plus de la moitié du temps en 2007 (55%).

Cela signifie que ces lignes d'interconnexion sont saturées, notamment lors des pointes de consommation, période où elles sont les plus utiles. Par ailleurs, les interconnexions sont également très sollicitées en dehors des pointes. Sur la base des informations reçues par l'autorité de régulation française, CRE, la frontière franco-espagnole est parmi les frontières européennes les plus congestionnées après celle entre Italie et France. En outre, il est à remarquer que les congestions se produisent non seulement de la France vers l'Espagne, mais aussi dans l'autre direction. Ce qui veut dire que les bénéfices de l'exploitation de l'interconnexion ne sont pas au profit d'un seul des deux pays.

Une capacité d'échange très limitée à la frontière empêche le transport de puissance en cas de déficit important de production ou de pointes de consommation très élevées, mais aussi elle crée une fragmentation des marchés électriques avec un différentiel des prix important pendant les périodes de congestion, qui ne permet pas de « lisser » vers le bas le prix du kWh

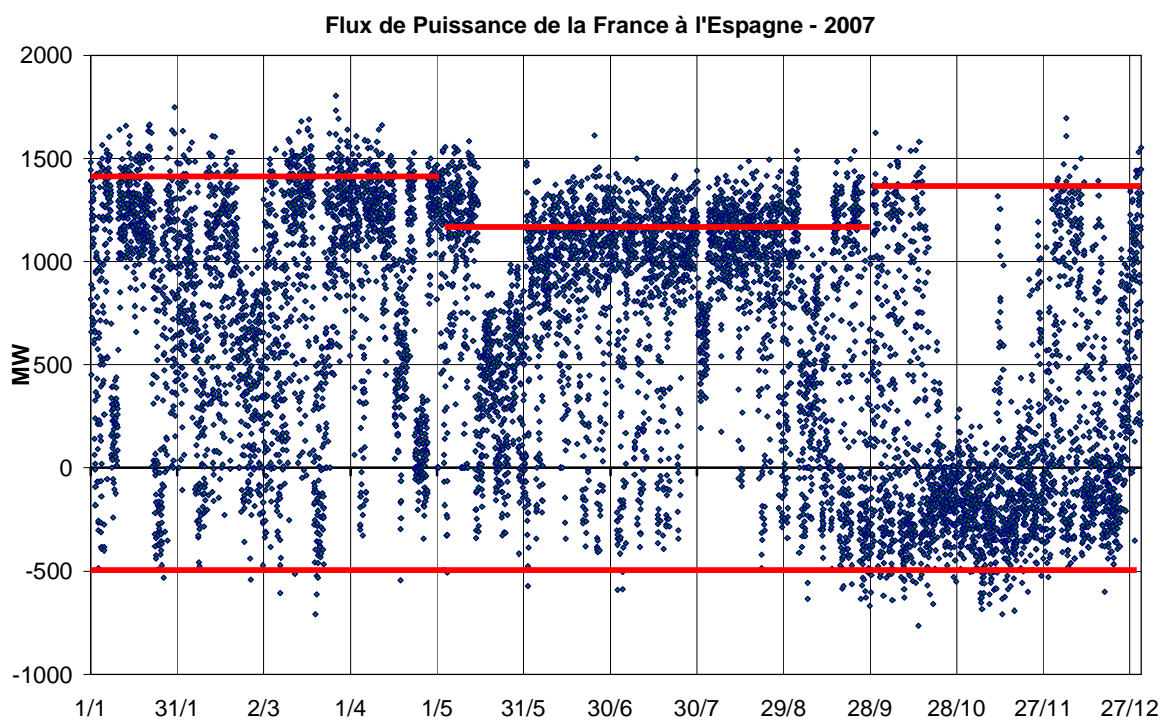
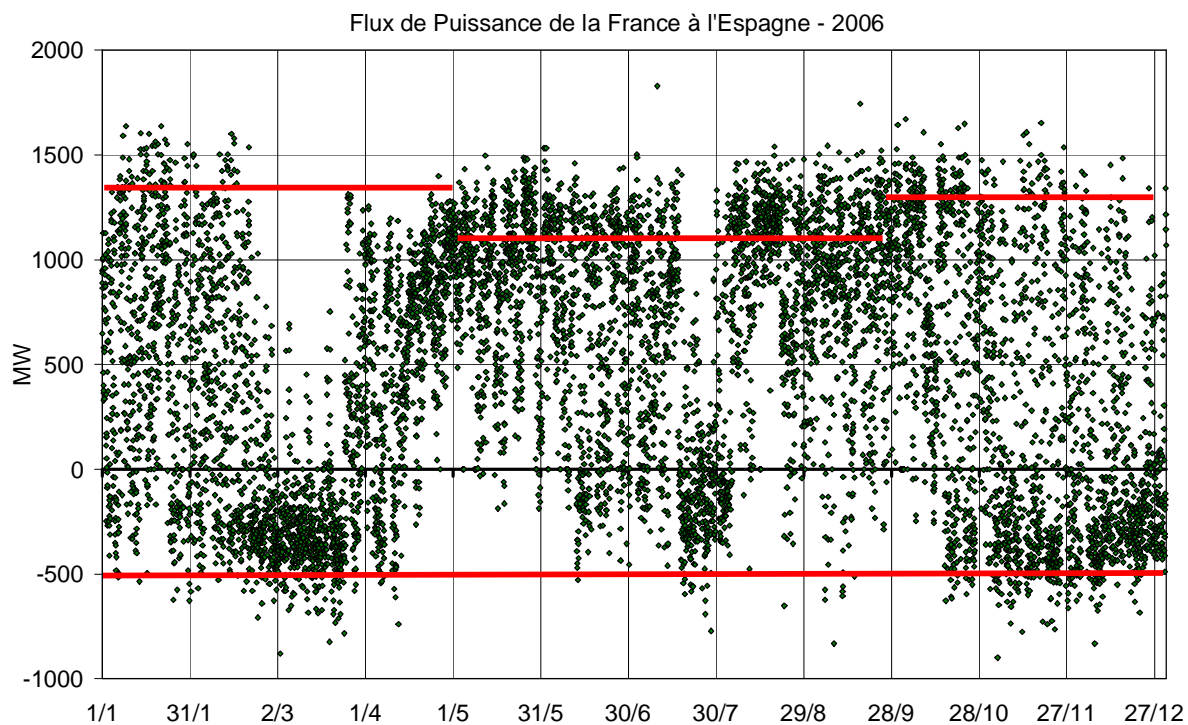


Fig. 3-3 – Flux horaires de puissance entre la France et l'Espagne pour les années 2006 et 2007

Les schéma de Fig. 3-4 montre le différentiel entre le prix du marché français de l'électricité (dénommé PowerNext) et celui du marché espagnol (dénommé OMEL) dans la période de janvier 2007. Dans le cas présenté les prix de OMEL étaient plus élevés que sur le marché français, mais, à cause de la congestion à la frontière, il n'était pas possible faire suffisamment d'échanges de la France vers l'Espagne, ce qui aurait aidé à baisser les prix dans le marché OMEL.

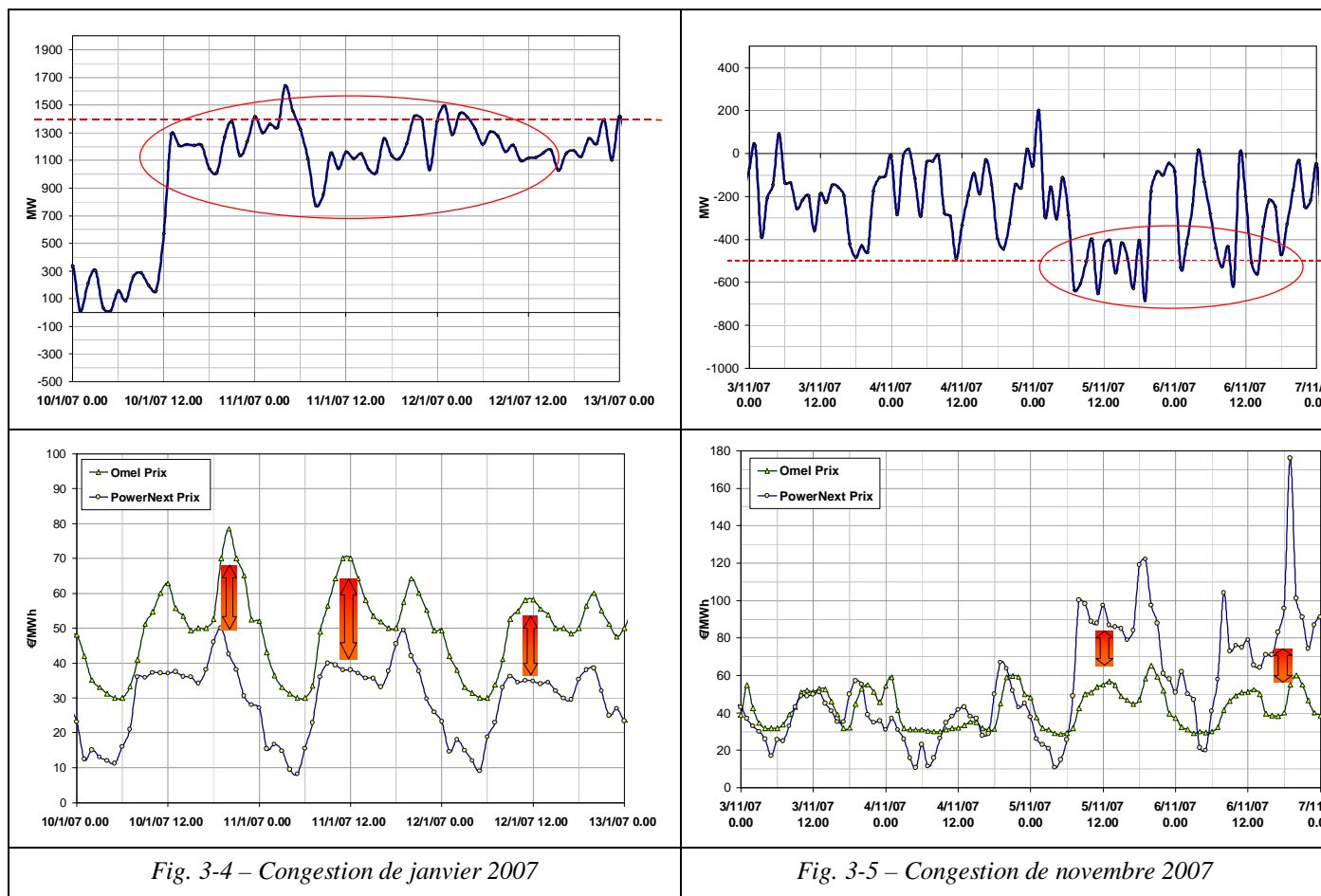


Fig. 3-4 – Congestion de janvier 2007

Fig. 3-5 – Congestion de novembre 2007

Au contraire, au mois de novembre 2007 les prix de PowerNext ont monté à des valeurs très élevées (Fig. 3-5). Par conséquent, la frontière franco-espagnole a été congestionnée dans la direction de l'Espagne vers la France, mais, encore une fois, à cause de la faible capacité, il s'est révélé impossible de coupler les marchés qui ont vu les prix de OMEL de façon permanente plus bas que ceux de PowerNext. A ce propos, il est intéressant d'observer ce qui s'est passé dans la même période sur la frontière franco-italienne. Dans ce cas-ci, grâce à l'importante capacité d'échange entre ces deux Pays, il a été possible de la part des opérateurs italiens de vendre l'énergie sur le marché français en contribuant à limiter la hausse des prix du kWh en France avec naturellement un impact sur les prix de IPEX, le marché de l'énergie en Italie (Fig. 3-6).

*Note : dans la Fig. 3-6 il est à remarquer que les prix de l'électricité dans le marché italien sont remarquablement plus hauts que ceux des autres marchés européens de l'électricité. Ce phénomène est dû à la composition du parc de production en Italie qui est fortement déséquilibré vers les sources fossiles, en particulier le gaz, dont les prix ont subi une augmentation remarquable en ces dernières années.*

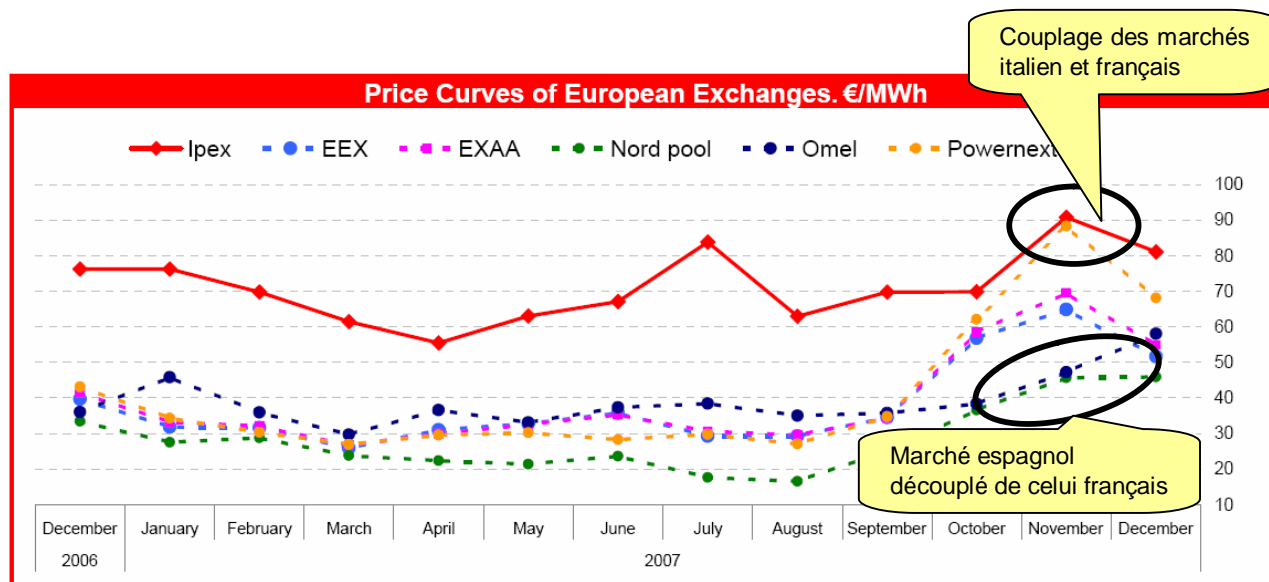


Fig. 3-6 – Prix de l'énergie dans les principaux marchés de l'électricité en Europe (source GME)

### 3.3.1 Taux de congestion à la frontière franco-espagnole par rapport aux autres frontières françaises

La

Tab. 3-2 montre le nombre des jours en 2007 pendant lesquels la capacité maximale de l'interconnexion a été atteinte aux frontières françaises au moins pendant une heure de la journée. On peut remarquer que le taux de congestion de l'interconnexion entre la France et l'Espagne est le plus élevé par rapport aux autres frontières françaises. En effet, les opérateurs du marché électrique espagnol et français ont constaté des limitations dans les échanges internationaux pendant 97% des jours de l'année.

	Journées où la capacité maximale allouable de l'interconnexion a été atteinte au moins pendant une heure (en % sur 2007)
<b>Belgique</b>	22%
<b>Allemagne</b>	26%
<b>Angleterre</b>	34%
<b>Italie</b>	<b>92%</b>
<b>Espagne</b>	<b>97%</b>

Tab. 3-2 – Taux de congestion aux frontières françaises en 2007 (source CRE et CNE)

En outre, il est à souligner que le taux d'utilisation de la capacité<sup>10</sup> entre la France et l'Espagne est de deux à sept fois plus élevé que dans le cas des autres frontières et, de plus, la capacité est utilisée pour des échanges dans les deux directions.

Au-delà des fortes congestions à la frontière franco-espagnole, un autre phénomène est à noter : la réduction de la capacité allouée due à des raisons de sécurité du réseau (Tab. 3-3). En 2007 ce phénomène de réduction de la capacité s'est présenté pour 574 heures de l'Espagne vers la France et 250

<sup>10</sup> En pourcentage par rapport à la capacité nette de transfert en MW.

heures de la France vers l'Espagne. On a aussi observé que la capacité d'exportation de l'Espagne à la France a été fixée à zéro pour 501 heures (6% du temps).

		Nombre des heures où la capacité a été réduite	Nombre des heures où la capacité a été fixée à zéro
<b>Allemagne</b>	Export	0	0
	Import	0	0
<b>Belgique</b>	Export	0	0
	Import	0	0
<b>Italie</b>	Export	5	0
	Import	0	0
<b>Espagne</b>	Export	250	0
	Import	574	501

Tab. 3-3 – Heures de réduction de la capacité en 2007 pour raisons de sécurité. Note : « export » signifie exportation de la France vers le pays étranger ; import : importation du pays étranger vers la France (source CRE et CNE)

Un autre aspect qui met en évidence l'insuffisance de la capacité d'échange entre la France et l'Espagne se réfère à la valeur que les opérateurs paient pour l'allocation de la capacité selon le mécanisme des enchères. Une valeur élevée de l'allocation de la capacité dénote que la congestion est de forte intensité<sup>11</sup>. A l'exception de la frontière France-Italie, les opérateurs de marché donnent la plus haute valeur à la capacité entre la France et l'Espagne, ce qui signifie un grand intérêt des opérateurs à échanger de l'énergie entre les deux pays. Pour se réserver de la capacité les opérateurs doivent payer presque 100 000 €/MW ; ce coût sera inévitablement répercuté sur le prix du kWh que les consommateurs doivent payer en révélant l'inefficacité de l'intégration des marchés à cause de la faible capacité d'interconnexion entre les deux pays. Il est enfin à remarquer que le coût de l'allocation de la capacité entre la France et l'Espagne a augmenté sensiblement en 2007, en montrant une situation de plus en plus tendue pour ce qui concerne le fonctionnement intégré des deux marchés.

	Prix moyen pour l'allocation de la capacité d'interconnexion en €/MW
<b>Belgique</b>	25 413
<b>Allemagne</b>	34 928
<b>Angleterre</b>	56 521
<b>Espagne</b>	96 422
<b>Italie</b>	161 663

Tab. 3-4 Prix moyen pour l'allocation de la capacité aux frontières française en 2007 (source CRE et CNE).

<sup>11</sup> Dans la définition de congestion on a expliqué que pour évaluer le taux de congestion il faut analyser la durée de la congestion (heure/an) et l'intensité de la congestion (MWh/an). Une autre indication de l'intensité de la congestion est la valeur que les opérateurs doivent payer pour se réserver de la capacité à travers la frontière (€/MW).

**Le très fort taux de congestion de la frontière franco-espagnole et la fragmentation des deux marchés de l'électricité qui en résulte indiquent l'opportunité d'augmenter la capacité d'échange au moyen de nouvelles infrastructures de réseau.**

#### 4 L'EVOLUTION DE LA PRODUCTION ET DE LA CONSOMMATION EN FRANCE ET EN ESPAGNE D'ICI 2015

##### ***Production et consommation au niveau national :***

- ◆ *Evolution de la consommation jusqu'à l'an 2015: en France le taux de croissance de la demande se maintiendra à 1.3% jusqu'à l'an 2010 et puis se réduira à 1%. En Espagne le taux de croissance de la demande sera bien plus élevé en se situant autour de 3% jusqu'à l'an 2010 et après à environ 2.3% (scénario de haute efficacité énergétique).*
- ◆ *Evolution des moyens de production jusqu'à l'an 2015. L'évolution de la production en France présente des traits communs avec l'Espagne en ce qui concerne le développement des unités CCG (cycle combiné à gaz). Pour le nucléaire est prévue la mise en service de la nouvelle unité EPR de Flamanville de capacité 1600 MW. Cependant cette évolution ne touche qu'une partie assez restreinte du parc de production, dont le « mix » ne changera pas beaucoup dans le moyen terme, en particulier le nucléaire représentera plus de 50% de la puissance installée. En Espagne le parc de production se caractérisera par un développement important des CCGT et des parcs éoliens.*
- ◆ *Un trait commun : le fort développement de l'énergie éolienne dans les deux pays. A partir d'une puissance installée actuelle de 13000 MW, l'objectif de l'Espagne est d'atteindre 29000 MW en 2016 et 40000 MW en 2030. La production éolienne représentera environ 18% de la demande d'électricité espagnole en 2016 et 20% en 2030. La France a une installation de seulement 2450 MW à fin 2007, mais une dynamique s'est amorcée et l'objectif inscrit dans la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) arrêté par le Ministre en charge de l'énergie est de 17 000MW de capacités éoliennes installées en 2015-2016.*

##### ***Production et consommation dans les régions à proximité de la frontière franco-espagnole :***

- ◆ *En Espagne : la croissance de la demande totale d'énergie électrique dans les 4 régions espagnoles qui côtoient la frontière française (Catalogne, Aragon, Navarre, Pays Basque) est assez différenciée. En particulier, la croissance de la demande a été plus soutenue en Catalogne (environ 3%/an dans la période 2000-2006). La croissance de la consommation n'est pas accompagnée par une croissance correspondante de la puissance installée.*
- ◆ *En France : dans la décennie passée les cinq départements du côté français au voisinage de la frontière (Pyrénées Atlantiques, Ariège, Haute Garonne, Hautes Pyrénées, Pyrénées Orientales) ont eu une croissance assez modérée de la demande (taux moyen de 2.2% par an), qui s'est ultérieurement affaiblie dans les trois dernières années pendant lesquelles la consommation est restée pratiquement constante sauf dans le département de la Haute Garonne. Cependant, la production annuelle dans les cinq départements a progressivement diminué. Cela implique que le rapport production-consommation est passé de 50% en 1997 à 33% en 2006 avec un déficit de plus en plus important dans la région. En vérité ce déficit est concentré sur deux départements : les Pyrénées Orientales et la Haute Garonne*

***Compte tenu de la situation déficitaire, surtout à l'Est des Pyrénées, le renforcement des lignes de transport tant à l'intérieur des deux Pays qu'à travers les Pyrénées serait favorable pour garantir la meilleure sécurité d'approvisionnement et pour atteindre les bénéfices mutuels en exploitant les moyens de production les plus favorables à chaque instant.***



#### 4.1 Production et consommation au niveau national

Comme nous l'avons déjà évoqué, la structure du réseau électrique frontalier n'a pas beaucoup évolué pendant les 20 dernières années. Par contre, les deux pays, et notamment l'Espagne, ont assisté à une croissance importante de la demande qui est prévue d'augmenter encore, malgré les mesures en faveur de l'efficacité énergétique comme préconisé par l'Union Européenne dans le « Livre vert sur l'efficacité énergétique » [6]. En effet en Espagne en ces 10 dernières années, on a observé des taux de croissance annuel autour de 5% ; pour les prochaines années (de 2008 à 2016), on attend plutôt des taux de croissance plus faibles qui se situent entre 2.3% (scénario de haute efficacité énergétique) et 3.5% (scénario de haute croissance de la demande) (Fig. 4-1).

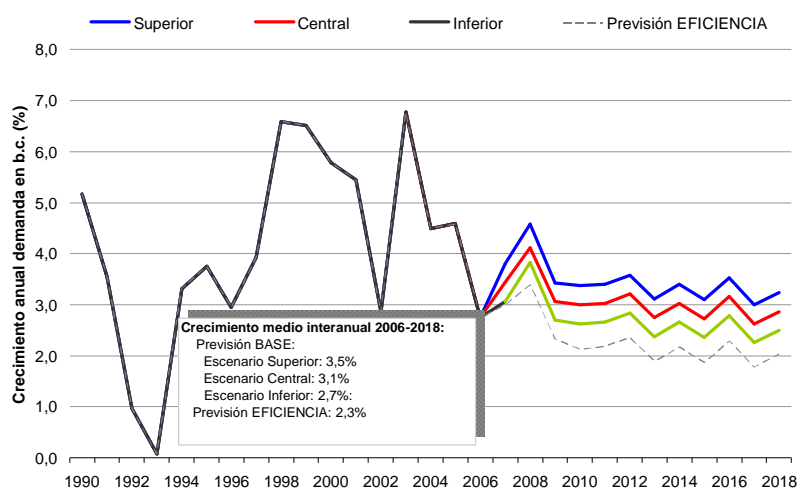
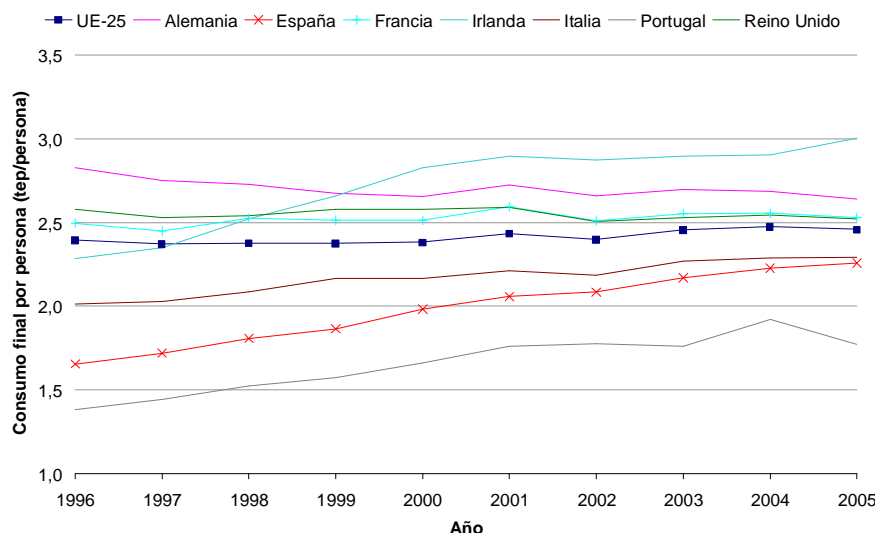


Fig. 4-1 - Scénarios d'évolution de la demande péninsulaire (b.c. : barres de centrales) – (source REE)

Ces taux d'augmentation de la consommation sont en général plus élevés que la moyenne de l'Union Européenne. Cependant, comme le montre la figure suivante (Fig. 4-2), la consommation finale par habitant en Espagne reste inférieure à la moyenne européenne ce qui laisse prévoir que cette tendance croissante de la consommation perdurera pour les prochaines années.



Source: Eurostat; juillet 2007

Fig. 4-2 - Evolution de la consommation par habitant dans l'UE des 25

Selon les estimations de REE, la pointe de consommation, qui a été d'environ 45 GW en 2007, augmentera jusqu'à 63.2 GW (scenario de base – pointe d'hiver-) en 2016 [13]. L'adoption de mesures d'efficacité de la demande pourra réduire la pointe estimée pour l'an 2016 à 58.7 GW. Pour l'année 2030 les prévisions de demande de pointe sont de 79.7 GW dans le scénario de base et de 65.8 GW dans le scénario avec mesures d'efficacité de la demande.

En France on observe une croissance modérée de la consommation et cette tendance devrait perdurer à l'avenir. Il est notamment prévu en 2010 un taux de croissance inférieur à 1.5%, qui sera ultérieurement mitigé dans la période 2010-2015, où, selon les estimations de l'UCTE, le taux de croissance de la demande se réduira à 1%.

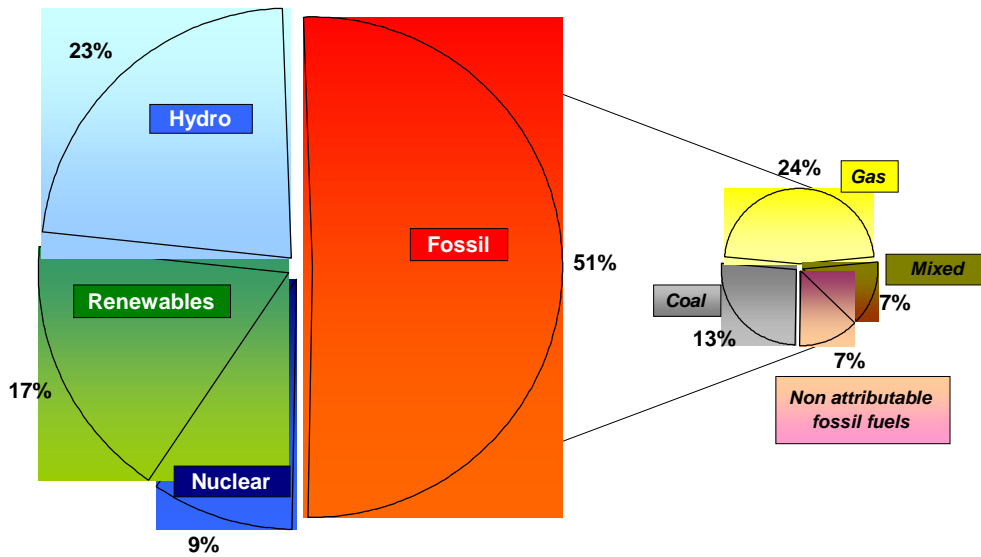
En ce qui concerne la production, selon les estimations de REE, l'évolution de la production en Espagne (*Fig. 4-3*) prévue jusqu'à l'année 2015 est essentiellement basée sur la connexion de nouvelles unités à cycle combiné à gaz (CCG) et de production éolienne [7]. En particulier, l'énergie éolienne jouera un rôle important dans les prochaines années avec un objectif de 29 GW en 2016 et une estimation d'énergie éolienne installée jusqu'à 40 GW en 2030.

A la fin des années 2006, la puissance électrique installée atteignait 78.8 GW. En prenant en compte les coefficients d'indisponibilité des différents groupes de production (fonction de la technologie et de l'âge), cette puissance installée représentait 48.4 GW de puissance disponible (l'énergie éolienne en particulier qui constitue un appui important en terme d'énergie produite ne représente pas une puissance totale sur laquelle on peut systématiquement compter pour la couverture de la demande). L'« index de couverture de la demande » était donc de 1.16 en 2006. Malgré un développement important de la génération (114 GW de puissance installée en 2016, ce qui équivaut à 64.2 GW de puissance disponible), cet index ira progressivement se réduire jusqu'à 1.09 dans le cas de scénario de haute efficacité énergétique (pointe de demande 58.7 GW) ou à 1.016 dans le cas de scénario de référence (pointe de demande 63.2 GW). Donc la nécessité de faire recours aux échanges de puissance avec les pays voisins en conditions de marges réduites de capacité de génération sera probablement plus fréquent dans les prochaines années.

En ce qui concerne la production, l'énergie éolienne représentera environ 18% de la demande d'électricité en 2016 et 20% en 2030. En revanche, pour respecter la directive européenne sur les grandes unités de production fossiles (Large Combustion Plant) [8], il est prévu de démanteler les 16 unités thermiques obsolètes d'ici l'an 2016 pour une capacité totale de 3 GW.

L'évolution de la production en France (*Fig. 4-4*) présente des traits communs avec l'Espagne en ce qui concerne le développement des unités CCG. Pour le nucléaire il est prévu l'installation de la nouvelle unité EPR de Flamanville de capacité 1600 MW, malgré ça, le pourcentage du nucléaire sur la capacité installée va se réduire du 54% en 2008 à 52% en 2015 ; la même tendance se produit en Espagne où le pourcentage de nucléaire par rapport à la capacité totale est prévu se réduire du 9% en 2008 à 7% en 2015. Le développement d'énergies renouvelables augmentera sensiblement en France aussi et, à partir du niveau actuel d'énergie éolienne installée de 2450 MW (chiffre à fin 2007), on prévoit d'atteindre les 12÷17 GW en 2015-2016. Cependant, ce niveau est bien inférieur à celui de l'Espagne. Enfin, pour le respect de la directive européenne sur les grandes unités de production fossile, la France aussi verra d'abord la réduction des heures d'exploitation et puis le démantèlement avant l'an 2015 de plusieurs unités à charbon pour une capacité de 4.4 GW [9].

Spain - Net generating Capacity 2008 [in % of installed capacity: 83 GW]



Spain - Net generating Capacity 2015 [in % of installed power: 106 GW]

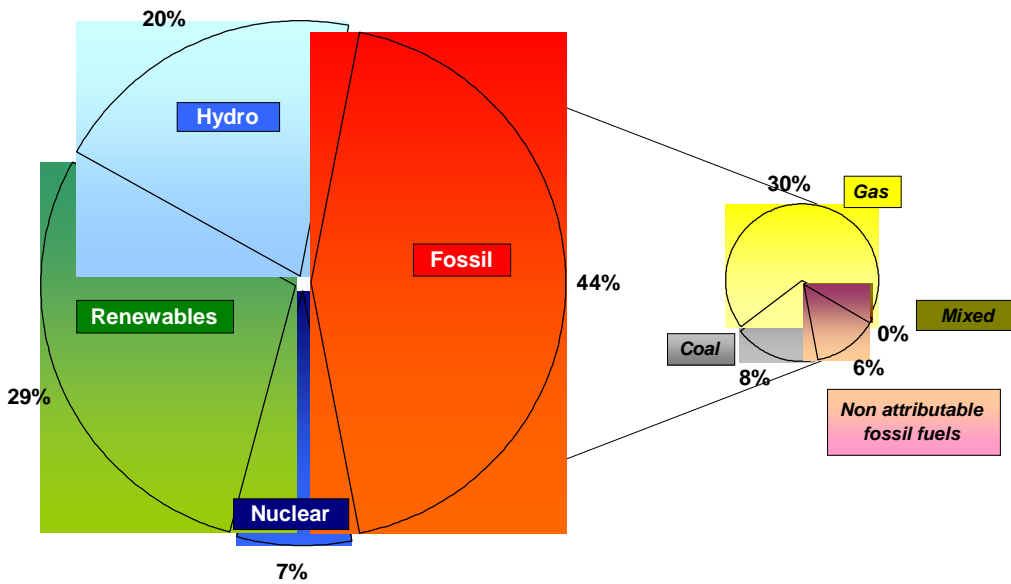
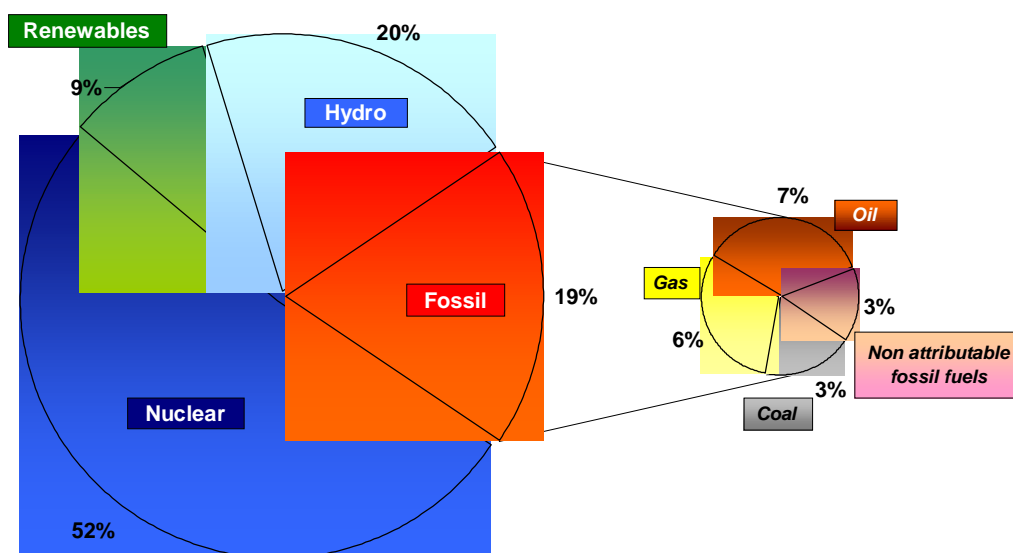


Fig. 4-3 – Evolution de la capacité nette de production en Espagne (source UCTE [7] et REE [12])

France - Net generating Capacity 2015 [in % of the installed power: 126 GW]



France - Net generating Capacity 2008 [in % of the installed power: 117GW]

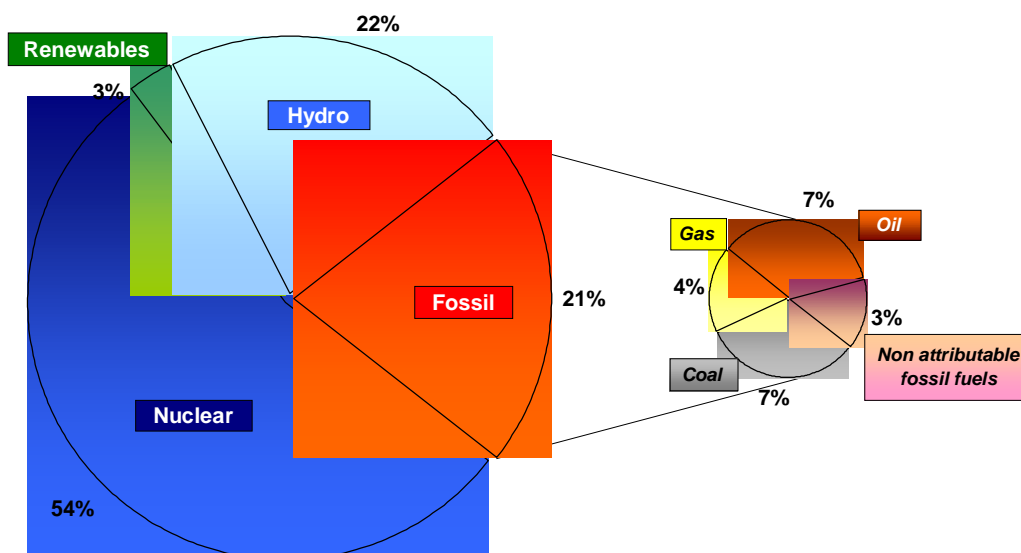


Fig. 4-4 - Evolution de la capacité nette de production en France (source UCTE [7] et RTE [9] )

Les parcs de production des deux pays continueront donc même dans le futur à avoir une composition complémentaire : principalement nucléaire en France ; cycle-combinés, charbon et de plus en plus énergie renouvelable non « contrôlables » en Espagne.

Cet aspect est encore plus évident si l'on compare la production annuelle estimée (TWh/an) dans les deux pays pour satisfaire la demande (Fig. 4-5). En France les moyens de production les plus souvent démarrés sont le thermique nucléaire et l'hydraulique ce qui ne devrait pas changer au cours des

prochaines années. Même si le parc de production d'électricité français vit une profonde restructuration, qui se traduira dans les prochaines années par une forte croissance des projets de nouveaux moyens de production (développement de l'éolien, projets de cycles combinés au gaz et EPR en cours de construction), cette évolution ne touche qu'une partie assez restreinte du parc de production.

En Espagne on assistera au contraire à un très fort développement de la production de sources renouvelables et, notamment, d'éolien, ce qui permettra une réduction importante des émissions de CO<sub>2</sub> : REE estime une réduction moyenne de 17% des émissions de CO<sub>2</sub> par rapport à l'année 2005.

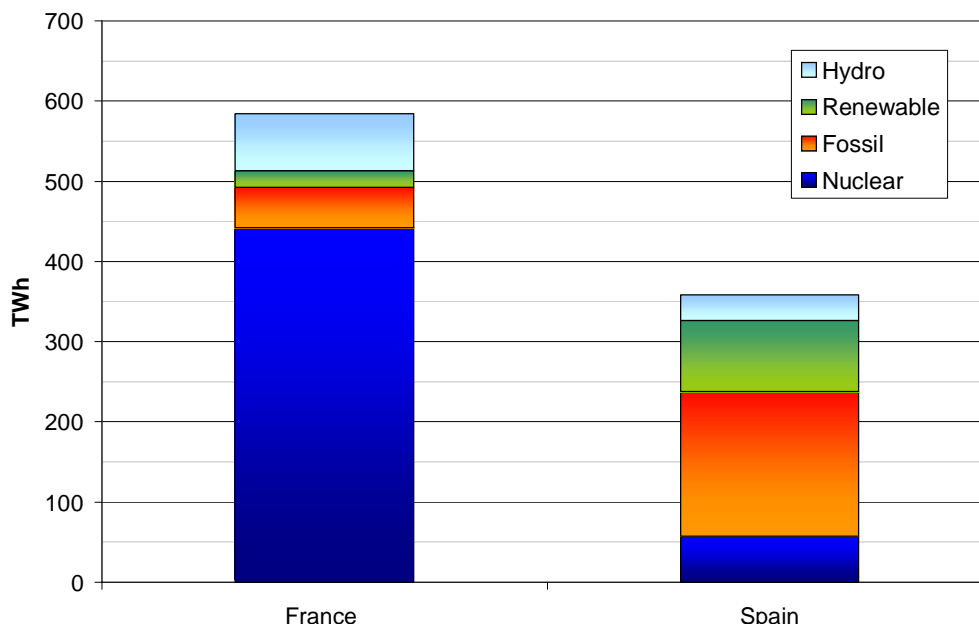


Fig. 4-5 - Evolution probable de la production en France et en Espagne évaluée pour l'an 2015

Sur la base de l'évolution de la demande (y compris les mesures de « load management » pour rationaliser les consommations d'énergie) et les estimations de nouvelle génération, UCTE a évalué **l'équilibre du système électrique**, notamment dans les conditions les plus contraignantes :

- troisième mercredi de janvier à 11h00;
- troisième mercredi de janvier à 19h00;
- troisième mercredi de juillet à 11h00.

En se référant aux critères adoptés par UCTE pour l'équilibre du système (voir le détail en annexe 2), on a vu que la péninsule ibérique verrait une réduction des marges de capacité (RC) qui irait en-dessous du seuil acceptable d'équilibre du système à partir de l'année 2014 dans le scénario le plus contraignant (prévision de la demande sans mesures de « load management »). Même dans les conditions du scénario plus favorable et en adoptant les mesures de « load management », on estime un manque de 5 GW de capacité nette de production pour l'an 2020.

Au contraire, la France et le bloc interconnecté de l'Europe centrale (Benelux, Allemagne, Suisse, Autriche) présentent une situation prévisionnelle plus favorable avec des marges croissantes de capacité dans le moyen terme.

En réalité, selon les informations reçues du ministère espagnol de l'industrie, il est important de souligner que la faible adéquation du système prévue pour la péninsule ibérique à partir de l'an 2016 est due essentiellement au manque de prévision de nouvelle génération en Portugal après l'an 2012. En considérant, seulement l'Espagne avec une prévision de puissance installée de 114 GW en 2016 (même si en grande quantité « non contrôlable », due aux parcs éoliens), le pays possèdera dans le futur un parc de production adéquat.

**En général, une plus forte capacité d'interconnexion entre la péninsule ibérique et le reste de l'Europe peut permettre de garder un niveau plus élevé de fiabilité du système en termes de marge de production nette sur les consommations de pointe.**

#### 4.2 Un trait commun : le fort développement de l'énergie éolienne

L'Espagne a commencé à développer la filière éolienne plus tôt que la France ce qui lui donne à l'heure actuelle une nette avance pour la puissance éolienne installée: 13000 MW en Espagne (Fig. 4-6) contre 2455 MW en France (données fin 2007).

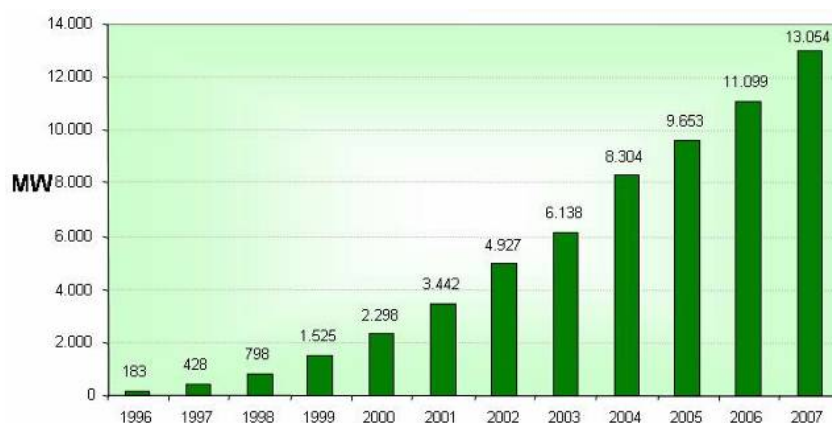


Fig. 4-6 Evolution des capacités éoliennes installées en Espagne

Aujourd'hui, les deux pays incitent très fortement au développement de cette énergie. En effet, la directive européenne 2001/77/CE relative à la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelable sur le marché de l'électricité intérieur indique que la part d'énergie électrique d'origine renouvelable produite à l'horizon 2010 devra être de 21% pour la France et de 29.4% pour l'Espagne (à comparer aux parts affichées pour l'année 1997 : 15% pour la France et 19.9% pour l'Espagne). Le développement de la filière éolienne permettra en partie de réussir à tenir cet objectif.

En France, si la production éolienne a connu un démarrage timide, avec moins de 400 MW installés fin 2004, son développement récent avec 1567 MW fin 2006 et 2450 MW fin 2007 montre qu'une dynamique s'est amorcée (Fig. 4-7) et l'objectif inscrit dans la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) arrêté par le Ministre en charge de l'énergie est de 17000 MW de capacités éoliennes installées en 2015-2016. Elle se développe dans les régions les plus ventées, bordure de la Méditerranée et de la Manche, Bretagne, mais profite également de conditions d'implantations favorables dans des régions plus éloignées du littoral comme le Centre, la région Champagne-Ardennes et la Lorraine.

L'objectif de l'Espagne (Fig. 4-10) est d'atteindre 29000 MW en 2016 et 40000 MW en 2030 (à mettre en regard de la puissance atteinte par la consommation en 2007 de 45000 MW). L'énergie produite par le parc éolien représentera environ 17% de la demande d'électricité espagnole en 2016 et 19% en 2030.

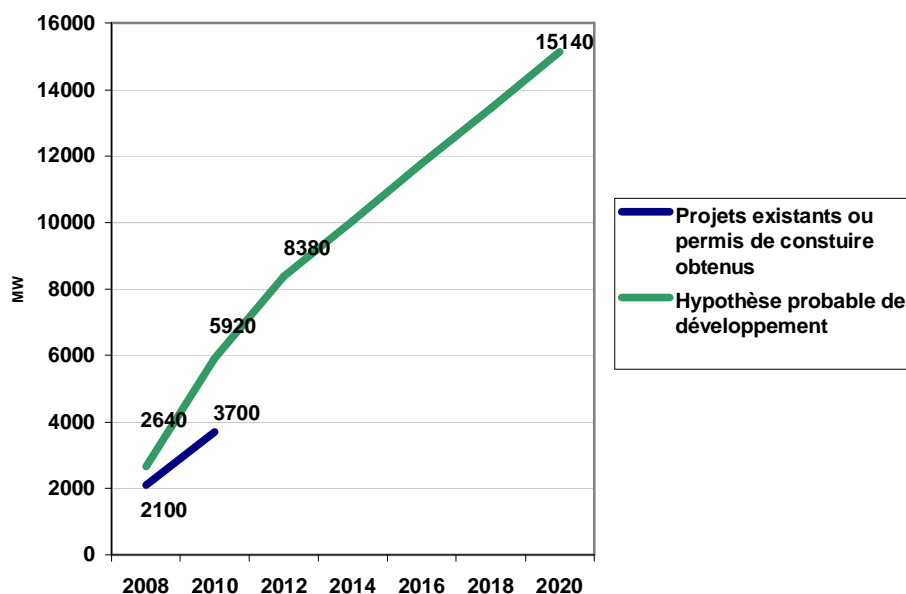


Fig. 4-7 Hypothèse de développement de la filière éolienne en France (puissance installée en MW)

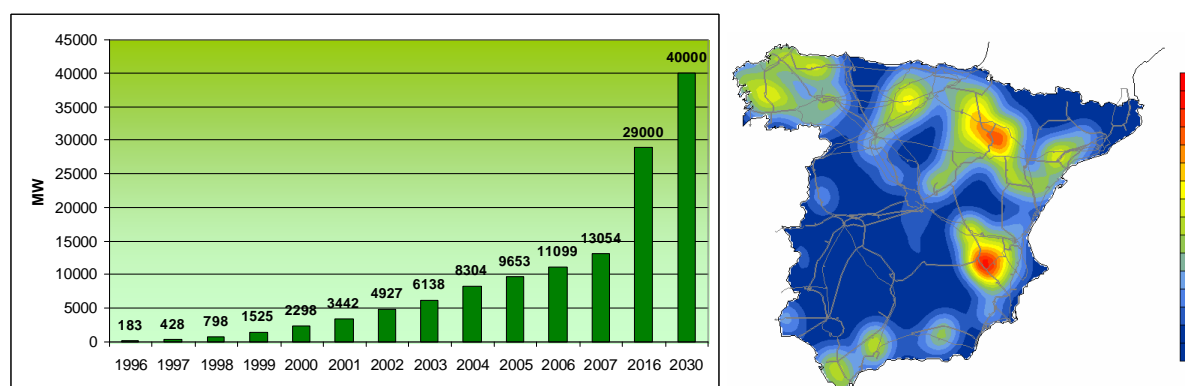


Fig. 4-8 Evolution prévue de la production éolienne en Espagne et localisation géographique

On notera que la part d'éolien en énergie est plus faible que la part d'éolien en puissance installée, du fait que l'énergie produite est évidemment fonction des conditions de vent.

Le développement de l'éolien en Espagne n'est pas sans conséquence sur la gestion du système électrique. L'énergie éolienne est une énergie aux caractéristiques particulières : la puissance produite est peu maîtrisée puisqu'elle dépend de la force du vent à un instant donné ; ses variations d'une heure à l'autre peuvent être importantes et sont difficilement prévisibles. En cas de variations importantes de la production éolienne injectée sur le réseau, pour réajuster l'équilibre nécessaire entre production et consommation, il est nécessaire de disposer d'une réserve de moyens de production disponibles suffisante (thermique, hydraulique). **Cette réserve d'énergie propre sera d'autant mieux exploitée que le système européen sera étendu et correctement interconnecté.**

Une autre particularité de cette énergie avec le palier technique actuel est sa sensibilité aux creux de tension qui peut mettre en danger la sûreté du système. En effet, pour se prémunir d'avaries matérielles, les éoliennes se déconnectent du réseau électrique en cas de variation de fréquence ou de creux de tension. Pour compenser le risque de perte de production éolienne (potentiellement plus importante lorsque la puissance du parc éolien installé augmente), d'autres moyens d'apport de puissance doivent

être disponibles (hydraulique, thermique). Dans ce cas, une nouvelle interconnexion entre l'Espagne et la France permettra à la péninsule ibérique d'améliorer la gestion de son système électrique et de mieux intégrer encore la production d'origine éolienne. En effet, elle pourra compter sur l'apport de production que pourra lui fournir le système électrique européen en cas d'incident entraînant des déconnexions d'éoliennes.

**Le renforcement de l'interconnexion entre la France et l'Espagne donnera des bénéfices mutuels pour les consommateurs des deux pays, compte tenu de la complémentarité des parcs de production et de la possibilité d'exploiter au mieux l'énergie renouvelable non « contrôlable ».**

### 4.3 Production et consommation dans les régions à proximité de la frontière franco-espagnole

En ce qui concerne la croissance de la demande totale d'énergie électrique dans les 4 régions espagnoles qui côtoient la frontière française (Catalogne, Aragon, Navarre, Pays Basque), on peut voir que la croissance est assez différenciée (Fig. 4-9). En particulier, la croissance de la demande a été plus soutenue en Catalogne, qui a redoublé sa consommation entre 1980 et 2002 (en passant de 18000 GWh/an à plus de 40000 GWh/an), et qui a atteint en 2006 le niveau de 46500 GWh/an.

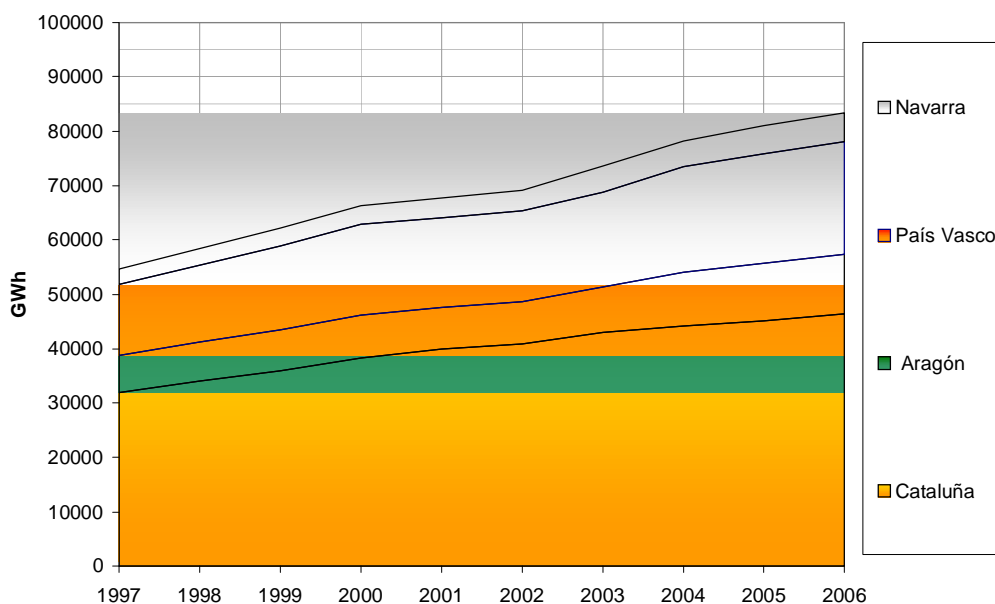


Fig. 4-9. Evolution de la charge dans les quatre régions frontalières de l'Espagne

La croissance de l'appel d'énergie ne s'est pas accompagnée par une croissance correspondante de la puissance installée (nombre et caractéristiques des centrales actives). L'évolution de l'énergie annuelle produite dans les quatre régions frontalières est montrée dans la Fig. 4-10. En particulier, on remarque que la région Catalane, exportatrice nette dans les années '80, est maintenant déficitaire (6000 GWh importés en 2006). Dans les années 1980 la Catalogne exportait de l'énergie vers les autres régions de l'Espagne (et en particulier vers les régions du Sud, fortement déficitaires). Cette exportation avait lieu tant grâce à un excès de production propre qu'au transit d'énergie d'importation de la France à travers la ligne Baixas-Vic. Cependant, il est à noter que la Catalogne présente une situation déséquilibrée de production-consommation, avec un surplus dans le sud de la Catalogne et une situation déficitaire dans la zone de Barcelone et de Gérone.



En revanche, la région de l'Aragon était et est encore exportatrice nette grâce à sa capacité productive excédentaire dans le centre de la région. Toutefois, le nord de l'Aragon est déficitaire et la demande est satisfaite par la production du centre. Le Pays Basque, par contre, a été déficitaire depuis longtemps et encore aujourd'hui importe de l'énergie tant des régions espagnoles limitrophes que de la France (ligne Argia-Hernani et Argia-Arkale), bien que en quantité modérée<sup>12</sup>.

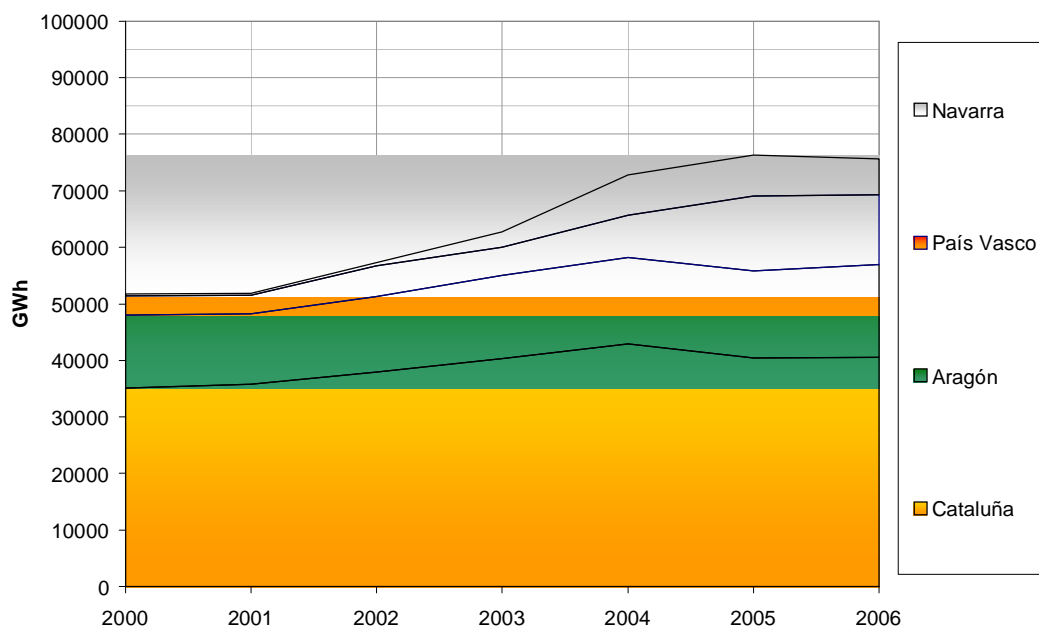


Fig. 4-10. Evolution de la production annuelle dans les quatre régions frontalières de l'Espagne

Pour bien dimensionner un système d'infrastructures électriques, il est important de connaître non seulement la croissance de la consommation et de la production, mais encore leur localisation. Les figures suivantes (Fig. 4-11) montrent le solde production / consommation à la pointe de consommation de 2006, et la prévision correspondante pour 2016 ; on observe qu'en Espagne, il n'y a pas coïncidence entre les zones de plus grande production et de plus grande consommation.

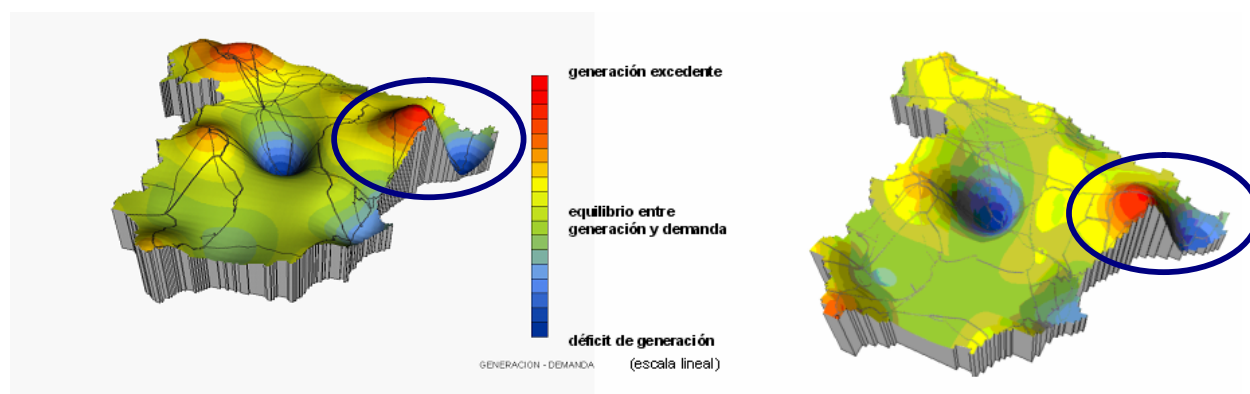


Fig. 4-11 - Cartes fournissant le solde (production – consommation) en Espagne aux pointes de consommation des années 2006 et 2016 (source REE)

<sup>12</sup> Il est à remarquer que la région limitrophe française (département des Pyrénées Atlantiques) est elle aussi déficitaire et l'échange d'énergie vers les Pays Basques n'est donc pas fait à niveau régional.

Ces cartes mettent en évidence le chemin naturel des flux électriques depuis les zones excédentaires en production (en rouge) vers les zones déficitaires (en bleu) les plus proches.

La situation de 2016 montre des soldes moins déséquilibrés qu'en 2006, sauf dans la région de Cadix, mais sans changements importants, et en Catalogne. En particulier, on peut observer que la Catalogne présente une situation fortement déséquilibrée avec un déficit dans la partie nord, qui est alimentée par la production de la Catalogne Sud, mais aussi par des flux importants sur la ligne 400 kV d'interconnexion avec la France (Vic-Baixas). Ces caractéristiques se maintiendront dans le futur, ce qui indique la nécessité d'améliorer l'alimentation de la Catalogne Nord par des renforcements de réseau internes et/ou à travers la frontière avec la France.

On a ensuite analysé l'évolution de la consommation et de la production dans les cinq départements du côté français au voisinage de la frontière (Pyrénées Atlantiques, Ariège, Haute Garonne, Hautes Pyrénées, Pyrénées Orientales). Dans la décennie passée on a assisté à une croissance assez modérée de la demande qui, dans l'ensemble des cinq départements, est passée de 14.1 TWh/an en 1997 à 17.2 TWh/an en 2006, c'est-à-dire un taux moyen de 2.2% de croissance par an, mais qui s'est ultérieurement affaibli dans les trois dernières années pendant lesquelles la charge est restée pratiquement constante sauf dans le département de la Haute Garonne.

Cependant, si on considère la production annuelle dans les cinq départements, on remarque une diminution progressive de la production qui a baissé de 7.1 TWh/an en 1997 à 5.6 TWh/an en 2006. Cela implique que le rapport production/consommation est passé de 50% en 1997 à 33% en 2006 avec un déficit de plus en plus important dans la région. Il est aussi à souligner que ce déficit est en vérité concentré sur deux départements : les Pyrénées Orientales, où la production est d'environ 0.3 TWh/an, et la Haute Garonne, où la production se situe à environ 1.0 TWh/an face à une consommation importante de presque 7.0 TWh/an (pôle industriel, secteur tertiaire et résidentiel de Toulouse).

Les perspectives futures de développement de la production montrent peu de projets situés dans la région de frontière, et en général de petite taille sauf celui de Marsillon (870 MW dans les Pyrénées Atlantiques). Les projets pour lesquels une proposition de raccordement est en cours d'instruction sont :

- 354 MW en région Languedoc Roussillon (départements de l'Hérault, de l'Aude et des Pyrénées orientales)
- 360 MW en Midi-Pyrénées (départements Hte Garonne, Gers, Ariège, Tarn, Tarn-et-Garonne, Aveyron).

On peut donc estimer que même dans les prochaines années l'ensemble des régions françaises au voisinage de l'Espagne restera déficitaire, notamment en Pyrénées Orientales et Haute Garonne, malgré un taux de croissance faible de la demande.

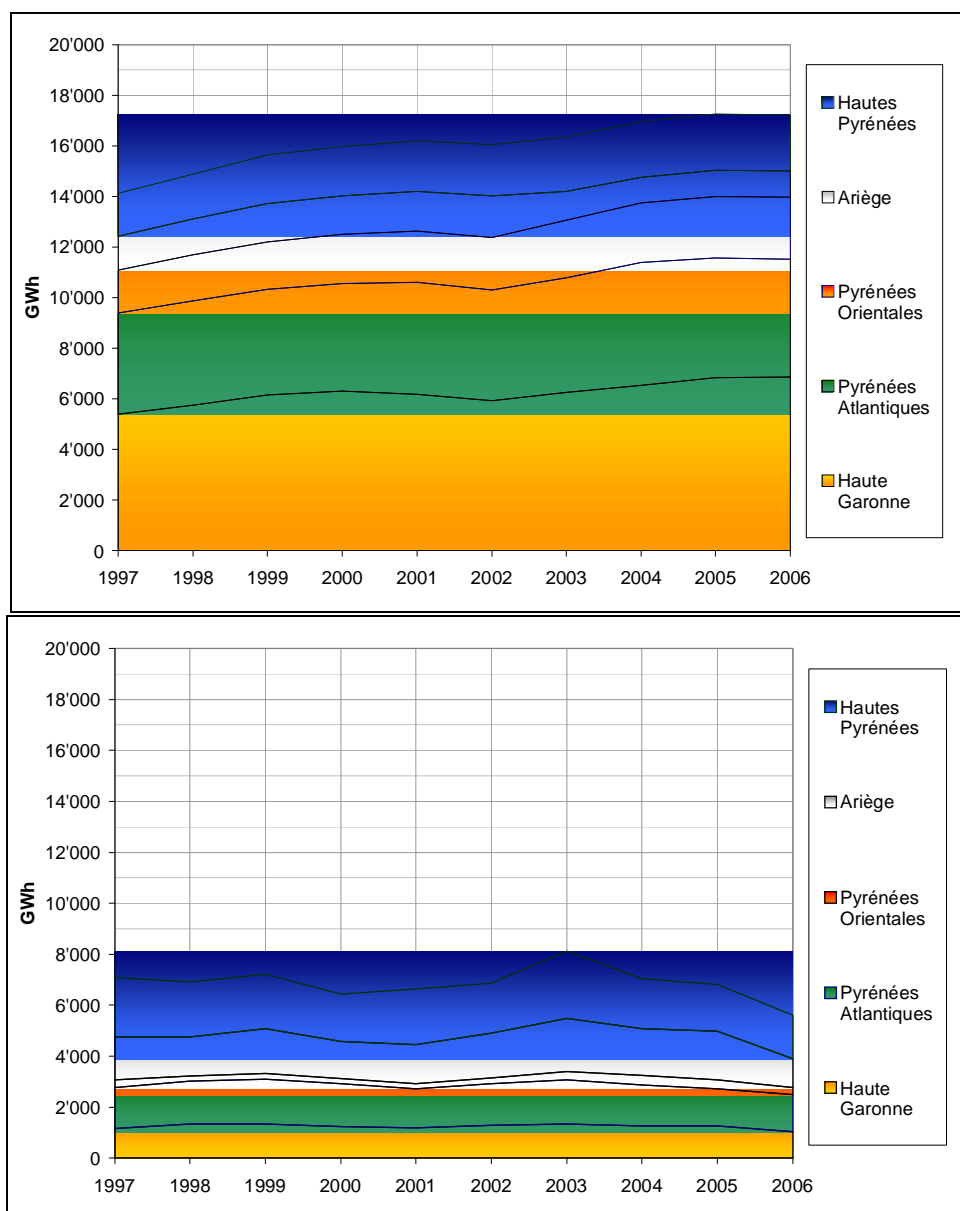


Fig. 4-12. Evolution de la consommation et de la production annuelle dans les cinq départements français près de la frontière avec l'Espagne

Compte tenu d'une similitude entre la situation des Pyrénées Orientales et celle qui prévaut dans les régions espagnoles à proximité de la frontière, on peut déduire que le renforcement des lignes de transport d'électricité, tant internes qu'au niveau transpyrénéen doit permettre de garantir non seulement une meilleure sécurité des approvisionnements, mais également de mutualiser les moyens de production (des deux pays) les plus efficaces à chaque instant, en privilégiant de facto le recours aux énergies propres. En d'autres termes, le risque de coupures de courant dans les Pyrénées Orientales sera réduit et une plus grande part de l'énergie consommée sur place proviendra de sources renouvelables.

## 5 INTERETS DU RENFORCEMENT DE L'INTERCONNEXION FRANCE-ESPAGNE AU TRAVERS DES PYRENEES

*Le besoin de renforcer l'interconnexion entre la France et l'Espagne repose sur quatre intérêts principaux:*

- *sûreté du système électrique et qualité de la fourniture ;*
  - *sécurité d'approvisionnement pour chacun des systèmes électriques interconnectés ;*
  - *intégration des marchés nationaux/régionaux de l'électricité ;*
  - *sécurité d'approvisionnement de la Catalogne et des Pyrénées Orientales.*
- ◆ ***Sûreté du système électrique et qualité de la fourniture en termes d'amélioration:***
    - ü *des marges de sécurité, surtout en conditions dynamiques, face aux perturbations qui peuvent apparaître au niveau continental, même dans des sites éloignés de la frontière franco-espagnole*
    - ü *de la stabilité face au développement de grandes quantités d'énergies renouvelables non « dispatchables »;*
    - ü *des réserves de production pour l'équilibre « production/consommation ».*
  - ◆ ***Sécurité d'approvisionnement pour chacun des systèmes électriques interconnectés :***
    - ü *Meilleure possibilité de faire face à des situations climatiques hors normes dans les deux pays ;*
    - ü *Meilleure possibilité de rétablir la fourniture après des conditions météorologiques extrêmes (tempêtes) ;*
    - ü *meilleure valorisation de la complémentarité des sources d'énergie des deux pays en favorisant une réduction des émissions de CO<sub>2</sub>.*
  - ◆ ***Intégration des marchés nationaux/régionaux de l'électricité***
    - ü *Marchés électriques plus compétitifs;*
    - ü *Lissage des prix de l'électricité vers une valeur globalement plus basse.*
  - ◆ ***Sécurité d'approvisionnement de la Catalogne et des Pyrénées Orientales (dans le cas où la nouvelle interconnexion était située dans la partie orientale des Pyrénées) :***
    - ü *moyen additionnel pour augmenter la fiabilité de la fourniture dans les régions frontalières les plus déficitaires : la province de Gérone et le département des Pyrénées Orientales.*

Les fortes congestions transfrontalières qui ont été enregistrées ces dernières années et la croissance de la demande, notamment en Espagne, sont des premiers éléments qui donnent des signaux sur l'opportunité de prévoir une augmentation de la capacité nette de transport entre les deux pays. De plus, on a relevé un fort déséquilibre entre production et consommation dans les régions frontalières et, sur la base des informations collectées, il apparaît que cette situation déficitaire de production devrait persister à l'avenir.

Cependant, à partir du diagnostic de la situation actuelle et des prévisions de la demande et de la production, avant de proposer de nouveaux couloirs électriques entre la France et l'Espagne, il est nécessaire d'examiner plus en détail une série de facteurs qui permettent de justifier l'investissement pour la réalisation de nouveaux ouvrages avec leur inévitable impact sur l'environnement, qui peut être certainement réduit, mais difficilement annulé complètement.

## **5.1 Intérêt n°1 de l'interconnexion : sûreté du système électrique et qualité de la fourniture**

Les systèmes de production-transport de l'Europe centrale et occidentale sont gérés de manière interconnectée au sein du groupe UCTE, où chaque partenaire (voir Gestionnaire de Réseau) doit respecter des règles d'exploitation afin de garder les marges de sécurité. Ces règles sont publiques et illustrées dans le « operational handbook » disponible en [10]. Parmi ces règles, il est prévu qu'à chaque instant le critère de sécurité N-1 doive être satisfait, c'est-à-dire que, face à une panne soudaine de n'importe quel ouvrage de transport ou production, aucune violation de contraintes techniques et opérationnelles ne doit apparaître. Cela implique, par conséquent, que les équipements de transport aussi bien que les unités de production doivent être exploités tout en gardant des marges appropriées de sécurité. En particulier, pour les lignes transfrontalières, comme expliqué au 2.3.1, les capacités de transport sont réduites pour tenir compte du critère de sécurité N-1 (voir TTC) et aussi des incertitudes dans l'évolution de la consommation, de la production et de la disponibilité des ouvrages de transport (voir TRM)<sup>13</sup>. C'est à cause de cela que souvent la capacité nette de transport (NTC) est bien inférieure à la capacité physique des lignes transfrontalières.

Les membres de l'UCTE sont tenus de respecter les règles établies dans l'« operational handbook » sur la base d'un accord multilatéral signé par tous les gestionnaires. En cas de violation des règles on peut arriver à demander une compensation pour les dommages causés par un membre.

Actuellement les gestionnaires de réseau espagnol et français gèrent leur système de transport en conformité des règles de l'UCTE sus-mentionnées. Donc, même face à la défaillance de la plus grande unité de production ou de la ligne de transport la plus chargée, le système interne et le secours mutuel déjà existant à travers les frontières doit être suffisant pour garantir qu'aucune surcharge ou déviation de fréquence ou de tension au-delà des limites acceptables ne surviendra dans le système. Ceci est valable tant du point de vue statique, que dynamique : c'est-à-dire REE et RTE doivent gérer le système de façon à garantir la « stabilité transitoire » face à une grande perturbation causée par la défaillance d'un élément.

**Du point de vue du critère strictement déterministe de sécurité N-1, le renforcement de l'interconnexion entre la France et l'Espagne ne se justifierait pas : il suffit de limiter la capacité nette de transport (NTC) par rapport à la capacité physique afin de garantir les marges de sécurité.**

### **5.1.1 Renforcement du « lien synchronisant » entre la péninsule ibérique et le reste de l'Europe**

En réalité, pour la gestion d'un système complexe comme celui de l'UCTE, ayant des pointes de consommation qui dépassent 392 GW<sup>14</sup> et une capacité installée de 643 GW, il est nécessaire de considérer des phénomènes bien plus complexes en tenant compte qu'une perturbation ou manœuvre apparemment inoffensive peut avoir des conséquences à un niveau continental, comme cela s'est passé, par exemple, le 4 novembre 2006, quand le déclenchement d'une ligne à 400 kV dans l'Allemagne du nord (Conneforde-Diele) a eu comme conséquence l'amorçage des plans de défense nationaux, avec la

<sup>13</sup> Il est à remarquer que le critère N-1 est de type « déterministe » et ne tient pas en compte toutes les variations possibles de la demande et du système production-transport.

<sup>14</sup> Valeur enregistrée le 3<sup>ème</sup> mercredi de décembre 2006

coupure de la fourniture à plus de 15 millions de foyers en Europe, et un effet « domino » dans le déclenchement des lignes qui ont créé trois îles électriques en Europe (voir Annexe 5). Il a fallu plus de deux heures pour rétablir des conditions normales d'exploitation [11]. La propagation des perturbations dans un système constitué d'aires (régions, blocs de nations) interconnectées de façon synchrone est due au « lien synchronisant ». Le « lien synchronisant » peut être défini comme l'attitude d'une unité de production ou de plusieurs unités de production entre elles cohérentes (ex.: les unités de la péninsule ibérique) de s'opposer aux variations de vitesse et par conséquent de maintenir la fréquence de réseau qui en Europe est de 50 Hz (voir Annexe 3). Physiquement le « lien synchronisant » est composé de l'ensemble des mailles du réseau qui relient entre eux les alternateurs des centrales électriques en leur permettant de rester synchrones. On peut faire une analogie mécanique en se référant à la situation illustrée en Fig. 5-1.

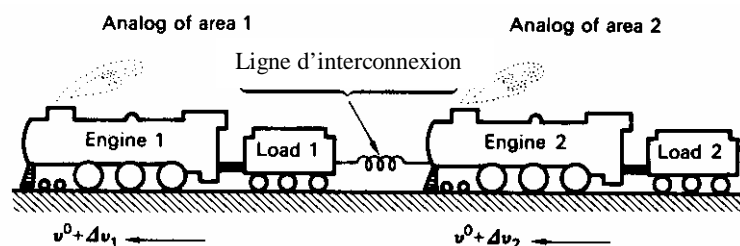


Fig. 5-1. Analogie mécanique de deux systèmes interconnectés (source O. Elgerd<sup>15</sup>)

La fréquence du système peut être assimilée à la vitesse des deux trains, qui, face à un obstacle (par exemple l'augmentation ou la diminution de la pente) ou un défaut du moteur, peuvent accélérer ou ralentir. Dans ce cas le ressort peut aider le système en panne à condition qu'il soit suffisamment rigide.

**Cela veut dire que plus les deux systèmes interconnectés sont grands, plus les interconnexions doivent être fortes, c'est-à-dire avec une capacité de transfert de puissance importante.** Etant donné qu'on a assisté pendant ces deux décennies passées à une croissance très importante de la demande avec un doublement en certaines régions frontalières, le « lien synchronisant » est devenu de moins en moins important, voir insuffisant (plus grande est la masse du train, plus rigide doit être le ressort).

Le faiblesse du « lien synchronisant » de la péninsule ibérique avec le reste de l'Europe se manifeste normalement dans les comportements du système face aux « petites » perturbations<sup>16</sup>. Plusieurs situations peuvent être rappelées depuis le début des années '80.

Par exemple le 30 décembre 1981 de fortes oscillations non amorties entre l'Espagne et le reste de l'Europe ont été observées, comme on peut voir dans le schéma de la Fig. 5-2.

La situation ne s'est pas améliorée dans les années suivantes et à l'occasion de l'extension de la synchronisation vers les pays de Centrel (Pologne, Rep. Tchèque, Slovaquie et Hongrie) en 1996 encore une fois la faiblesse de la synchronisation de la péninsule ibérique avec le reste de l'Europe s'est manifestée en termes d'oscillations des unités ibériques de production contre le reste du continent, comme on peut le voir dans les deux diagrammes ci-dessous (Fig. 5-3, Fig. 5-4).

<sup>15</sup> O. Elgerd : « Electric Energy System Theory : an introduction » ; Ed. Mc. Graw Hill

<sup>16</sup> On a déjà souligné auparavant que le système est géré de façon à garantir la stabilité face aux grandes perturbations causées par un événement (critère de sécurité N-1 selon les règles UCTE).

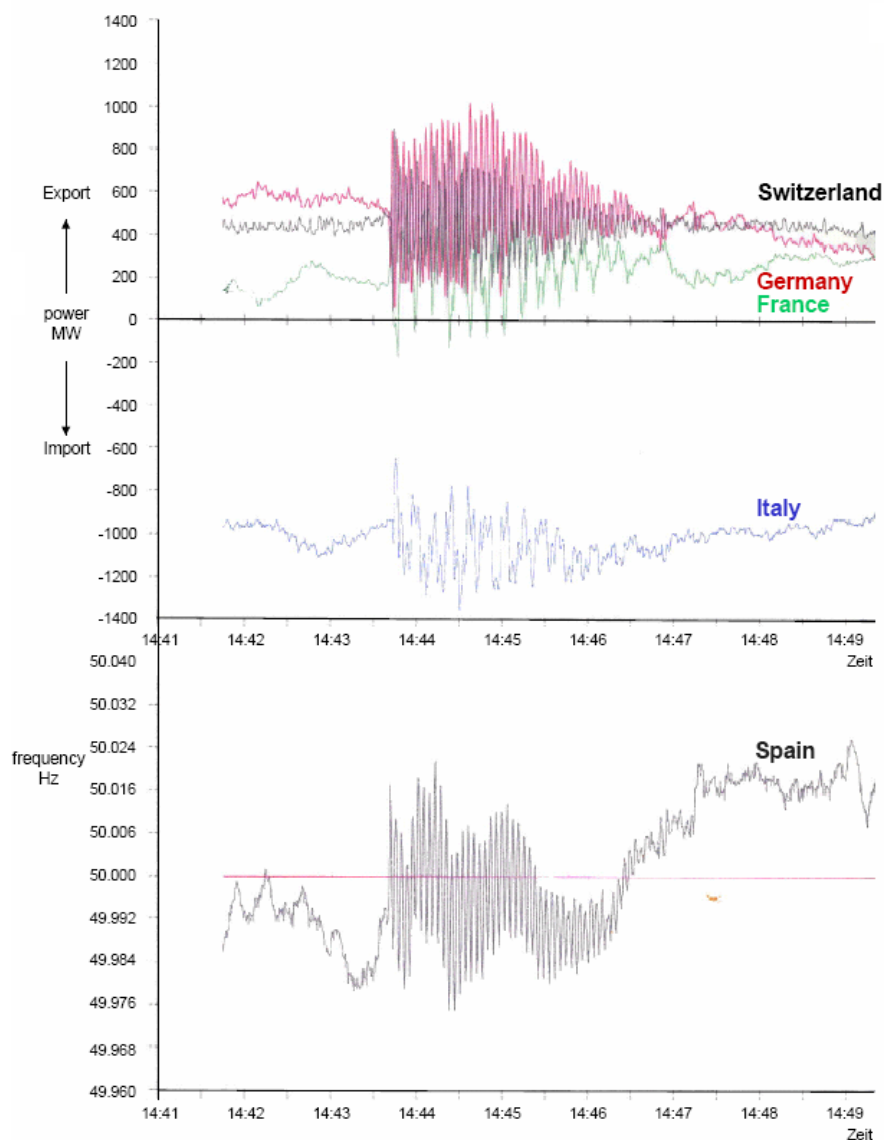


Fig. 5-2 Oscillations de l'Espagne et de l'Italie vers le reste de l'Europe qui se sont produites en décembre 1981 (source RWE)

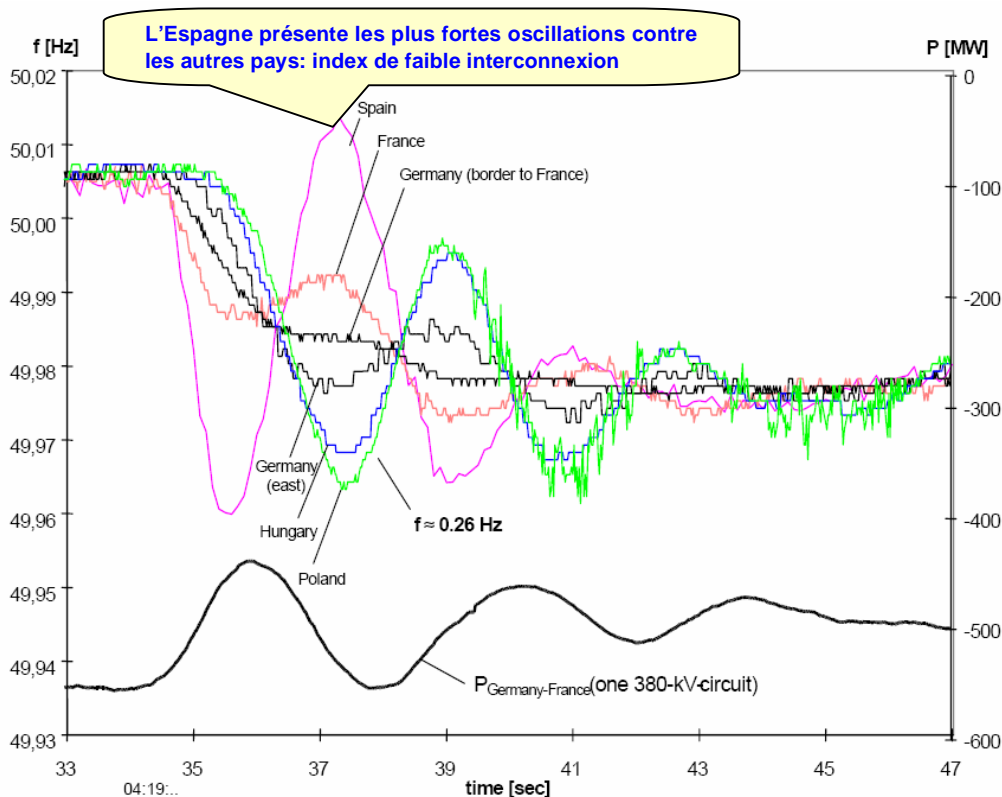


Fig. 5-3 Oscillations des blocs électriques européens en 1996 en conséquence de la synchronisation du Centre et avec l'U(P)CTE (source RWE)

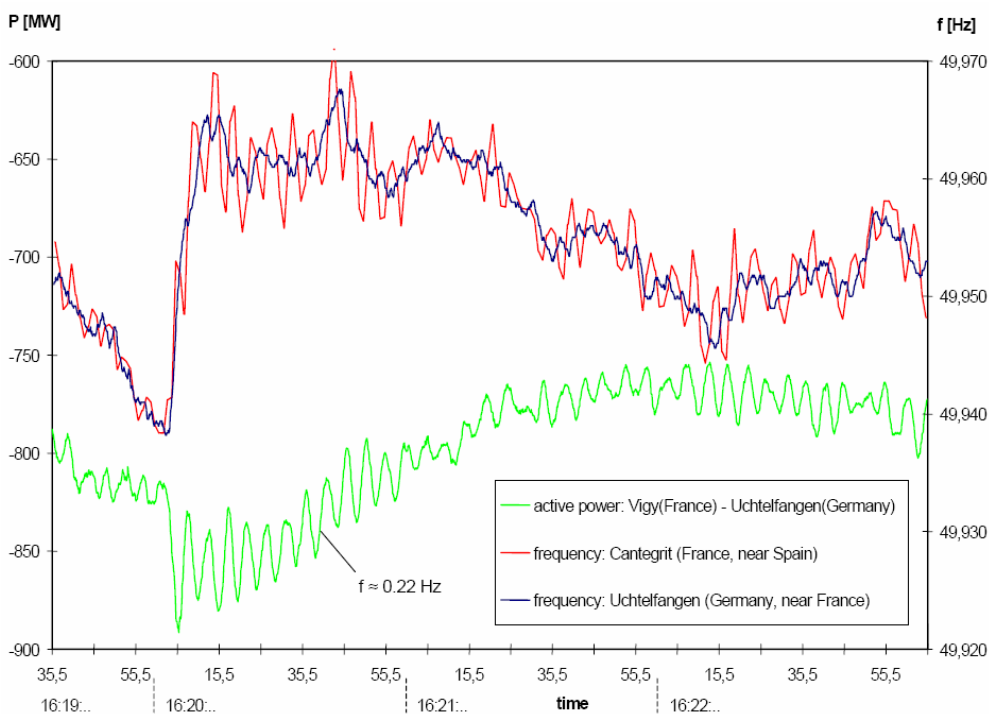


Fig. 5-4 Oscillations de fréquence à la frontière avec l'Espagne (en rouge) face à la fréquence à la frontière avec l'Allemagne (en bleu) (source RWE)

La carte de la Fig. 5-5 montre l'amplitude relative des oscillations (flèches noires) des unités de production pour le mode naturel d'oscillation de 0.31 Hz (période de 3.2 secondes). Encore une fois on



peut remarquer que la frontière franco-espagnole est un possible point de rupture dans le réseau européen.

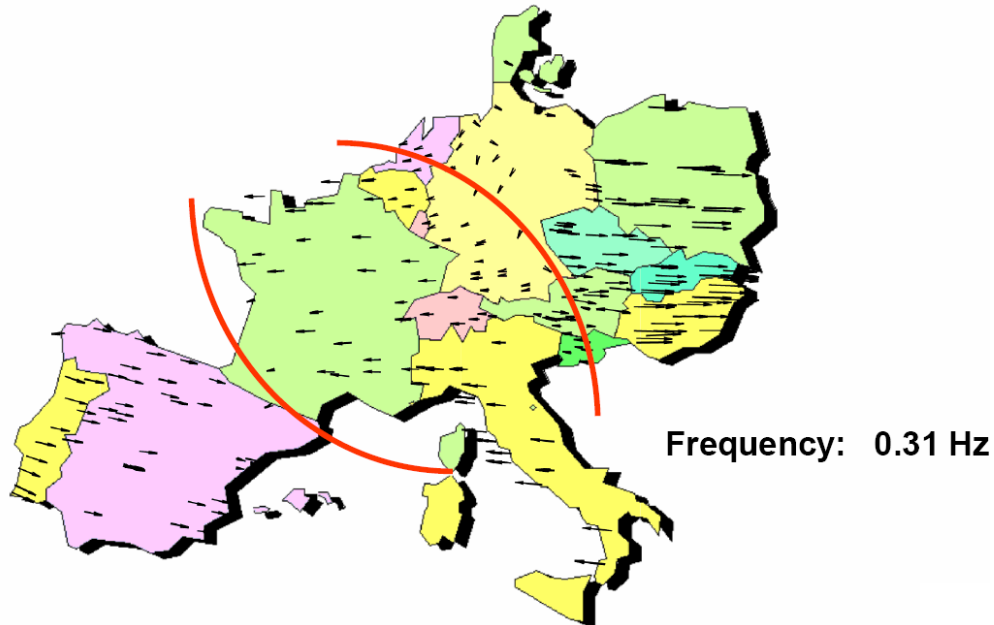


Fig. 5-5 Amplitude des oscillations relatives des unités de production à la fréquence de 0.31 Hz (source RWE)

Note : les systèmes de production-transport sont caractérisés par des « modes naturels d'oscillation » comme dans le cas des systèmes mécaniques (voir Fig. 5-6). Ces modes d'oscillations doivent être suffisamment amortis pour éviter le déclenchement des composants du réseau suite à l'intervention des protections.

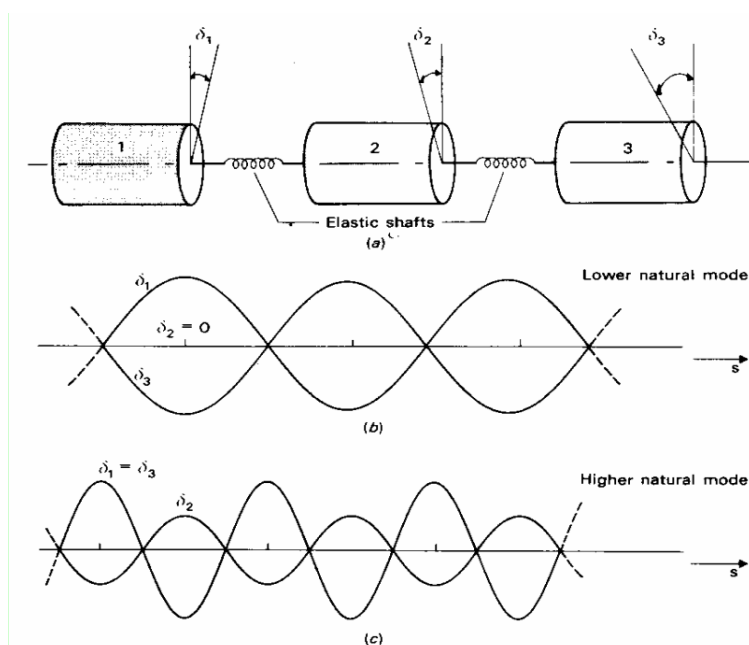


Fig. 5-6 Modes naturels d'oscillation dans un système mécanique (source O. Elgerd)

En vérité, malgré un faible « lien synchronisant » le système électrique peut parfois être stabilisé sans la construction de nouvelles lignes, en adoptant des mesures tels que le PSS (power system stabilisers) à

installer dans les centrales électriques réglés sur les modes naturels d'oscillation présents. Cependant, il faut souligner que les modes naturels d'oscillations changent en relation à la structure du système UCTE. Par exemple, en octobre 2004 la « deuxième zone synchrone UCTE » a été reconnectée au reste du système, ce qui a créé un nombre additionnel de modes d'oscillation. Les mesures de stabilisation basées exclusivement sur l'adoption de dispositifs tels que les PSS (ou équivalents) deviennent progressivement moins efficaces à cause de la multiplicité des modes d'oscillation.

De plus, des études sont en cours pour élargir la synchronisation de l'UCTE avec d'autres pays, notamment la Turquie, le système IPS/UPS des pays CSI et le bloc Libye-Pays du Mashreq, ce qui causera l'introduction de nouveaux modes d'oscillations « inter-zones » auxquelles la péninsule ibérique risque d'être exposée.

En outre, dans les scénarios de forte pénétration d'énergie éolienne avec une quantité réduite d'unités conventionnelles en fonctionnement, il y a le risque de ne pas avoir un nombre suffisant de PSS<sup>17</sup> pour garantir la stabilité du réseau.

**Cette évolution en cours de la synchronisation de UCTE avec des autres pays requiert une plus forte interconnexion entre les zones périphériques et le bloc central européen.**

### ***5.1.2 Meilleure stabilité face au développement de grandes quantités d'énergies renouvelables non « contrôlables »***

Les conditions de sécurité imposées par UCTE garantissent la stabilité du système face à un événement (panne d'un composant du réseau ou d'une unité de production). Cependant le développement important des énergies renouvelables non « contrôlables » requiert une plus grande capacité d'interconnexion entre les pays pour :

1. garantir la stabilité du réseau face à des déséquilibres importants production-consommation, qui ne sont pas causés par la panne d'une production unique ;
2. avoir la possibilité d'évacuer la puissance à travers les frontières en cas d'excès de production renouvelable ou en cas de diminution.

Dans le cas de l'Espagne un des facteurs les plus contraignants pour l'intégration d'une grande quantité d'éolien est la difficulté de garantir la stabilité du réseau face à un court circuit, bien que éliminé dans les temps d'intervention normaux des protections (capacité de « ride through fault »). En effet, les gros volumes de production éolienne installés actuellement sur la péninsule ibérique et, en particulier, en Espagne sont très sensibles aux problèmes de stabilité du réseau et peuvent également fragiliser cette stabilité.

L'augmentation de la production d'électricité d'origine éolienne en Espagne a deux conséquences spécifiques.

**La première, particulière à la technologie utilisée par les éoliennes installées à ce jour, concerne leur grande sensibilité aux creux de tension ou aux variations de fréquence<sup>18</sup>.** En d'autres termes, les systèmes de protection automatiques de ces éoliennes conduisent à leur déconnexion du réseau lors de certaines chutes de tension, dues par exemple à l'occurrence de certains défauts d'isolement même bien éliminés. En fonction de la localisation d'un défaut sur le réseau et du niveau de puissance produite par l'éolien, on peut ainsi perdre instantanément jusqu'à 3000 MW de production.

---

<sup>17</sup> Les stabilisateurs PSS sont en effet associés au régulateur automatique de tension des générateurs et, par conséquent, il peuvent fonctionner seulement quand l'alternateur est en marche synchrone avec le réseau.

<sup>18</sup> L'incident du 4 novembre 2006, décrit en Annexe 5, est une illustration de ce comportement des éoliennes en cas de fluctuation de la fréquence.

Si la perte de production est supérieure à la capacité d'échange de l'interconnexion avec le système électrique européen, on court un risque sur la sûreté du système national. C'est pourquoi le CECRE (Centro de Control de Energías Renovables de REE) analyse en détail et à chaque instant toutes les situations et, en cas de risque, peut être amené à ordonner la baisse de la production d'origine éolienne, afin de maintenir la sûreté du système électrique espagnol.

**Illustration 1 : Ordres de réduction de la production éolienne les 4 et 5 mars 2008 (Fig. 5-7)**

Le 4 mars 2008, la production d'origine éolienne a atteint la puissance record de 10 032 MW à 15 h 53, c'est à dire 28 % de la demande de la péninsule à cet instant. Le CECRE a émis un ordre de réduction de la production d'énergie éolienne à 15 h 45. Cet ordre s'est avéré nécessaire pour éviter qu'un éventuel creux de tension ne puisse provoquer une perte massive de production, ce qui mettrait en situation de grand risque le système électrique (les analyses montraient une perte potentielle de production de plus de 3000 MW). Un événement identique s'est reproduit le lendemain 5 mars.

**Avec une plus grande capacité d'échange disponible, il n'aurait pas été nécessaire d'émettre de tels ordres de limitation de la production éolienne, car les marges disponibles sur l'interconnexion permettraient une perte de production supérieure à la situation actuelle.**

**Ordres de réduction de puissance**

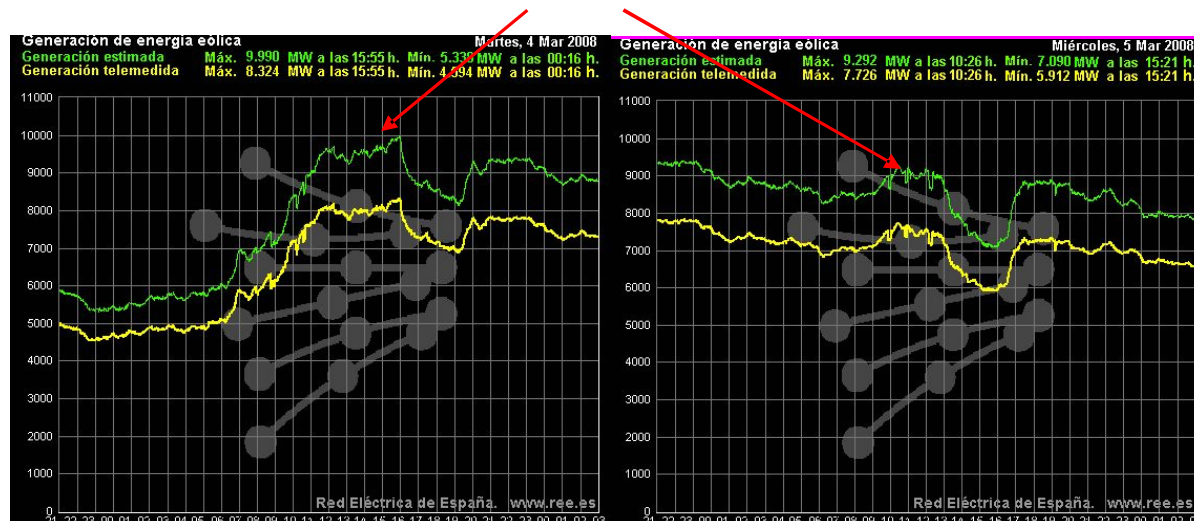


Fig. 5-7 Production éolienne en Espagne le 4 et 5 mars 2008 (source REE)

Ces situations ne sont certes pas des situations courantes, mais du fait de l'évolution croissante de la production éolienne dans le futur proche, elles deviendront de plus en plus fréquentes. Avec une capacité d'échange supérieure offerte par une nouvelle ligne d'interconnexion, les ordres de réduction de production éolienne décrits dans l'illustration 1 n'auraient pas été nécessaires, du fait de la marge supérieure disponible en cas de perte de production.

**L'autre particularité de la production éolienne est, comme on l'a vu précédemment, sa grande variabilité, du fait des variations importantes de la force du vent, ainsi qu'une prévisibilité difficile.** On estime qu'en Espagne, on peut observer des variations de puissance produite de l'ordre de 1000 MW en deux heures (pour la puissance installée à ce jour), et jusqu'à 4000 MW en 2016.

En cas de baisse soudaine, le déficit de production peut, comme indiqué précédemment, conduire à une perturbation importante sur le système électrique, pouvant aller jusqu'à mettre en péril sa sûreté. En Espagne, en cas de perte instantanée de production, le déficit est d'abord comblé en grande partie par les interconnexions jusqu'à l'action du réglage secondaire, c'est à dire jusqu'à ce que les groupes nationaux

compensent ce déficit de production. Le rattrapage immédiat vient principalement de l'interconnexion avec la France (l'interconnexion fournit 90 % de la production manquante), le système électrique européen apportant, du fait de sa grande taille, un secours bien supérieur à ceux des systèmes électriques plus petits et donc moins puissants du Maroc ou du Portugal

Ces problèmes inhérents à la production éolienne ne se retrouvent pas, à ce niveau, dans d'autres pays européens; ceux-ci disposent en effet de capacités d'interconnexion bien supérieures à celles de l'Espagne, comme le montre la figure ci-après (Fig. 5-8).

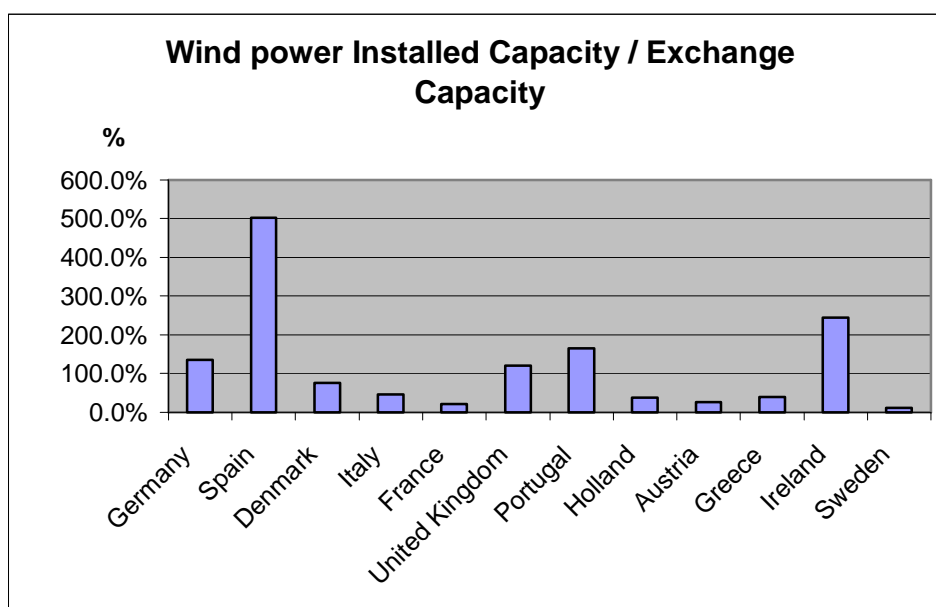


Fig. 5-8 Puissance éolienne installée ramenée à la capacité d'interconnexion (source REE)

Il existe cependant un ensemble de mesures destinées à favoriser l'intégration de la production éolienne sans affaiblir la sûreté d'un système électrique: l'adaptation technique des aérogénérateurs pour leur permettre de supporter les creux de tension. En effet, suite à l'adoption d'un « code de réseau » qui impose même pour les éoliens la capacité de « fault ride through » on estime que dans le futur les problèmes d'instabilité du réseau causés par le déclenchement intempestif des unités éoliennes seront diminués. Toutefois, il n'est pas possible aujourd'hui de connaître le pourcentage d'aérogénérateurs actuels qui pourraient subir une telle modification, ni la date à laquelle ils pourraient être modifiés. En attendant, le CECRE, sur la base des analyses des conditions de sûreté du système en fonction du niveau de production éolienne, pourra encore ordonner des limitations de production éolienne et augmenter le niveau de réserve de production à base d'autres énergies, plus coûteuses et plus polluantes,

De plus, le développement important de la production éolienne envisagée en Espagne (29.000 MW de puissance installée en 2016 et jusqu'à 40.000 MW envisagée en 2030) requiert une augmentation de la réserve qui ne peut être partagée avec le bloc continental de l'Europe qu'en renforçant la capacité transfrontalière. A ce propos, une étude récente de REE, effectuée en 2005-2006 et publiée par le Ministère espagnol de l'Industrie (réf. [12]<sup>19</sup>) montre qu'en augmentant la capacité nette de transfert entre la France et l'Espagne avec un nouveau couloir de 2x1990 MW, il est possible d'accepter une production d'éolien jusqu'à 14.000 MW en situation de demande de pointe, ce qui équivaut à

<sup>19</sup> Un résumé de cette étude est présenté dans l'article « Study of wind energy penetration in the Iberian Peninsula », EWEC 2006.

20.000 MW de puissance installée en considérant un facteur de simultanéité de 70%. En situation de creux on pourrait accepter jusqu'à 10.000 MW en supposant que seulement 2500 MW de générateurs éoliens ne soient pas techniquement aptes à faire face à court-circuits dans le réseau ou à des déviations importantes de la fréquence sans se déconnecter.

Le fait que pour accepter une plus grande quantité d'énergie renouvelable non « contrôlable » il soit nécessaire de renforcer le réseau de transport, a déjà été mis en évidence par plusieurs études tels que [2], [14], [15]. En particulier, il est intéressant de rappeler l'étude EU-TEN ENERGY INVEST, effectuée en 2005 par le consortium CESI (Italie)-Ramboell (Danemark) et IIT-ME (Espagne) pour compte de la DG-TREN de la Commission Européenne. Parmi les objectifs de cette étude il y avait l'estimation des nécessités des renforcements transfrontaliers dans les pays de l'Union Européenne « élargie » (EU30<sup>20</sup>) et les pays des Balkans occidentaux jusqu'en 2023 dans différents scénarios d'évolution du parc de production et de la demande. Les estimations ont été faites à partir d'un "scénario de base" ("*Baseline scenario*") pour le développement des consommations d'électricité et gaz, de la composition de la production et des prix des combustibles dérivés d'une précédente étude de la Commission Européenne, dénommée "*European energy and transport - trends to 2030*" [16]. En outre, plusieurs variantes de scénarios ont été analysées ; en particulier le scénario "*high penetration of Renewable Energy Sources (RES)*" basé sur les prévisions d'évolution des sources renouvelables de l'étude européenne FORRES 2020 [17]. De plus, on a analysé les effets de l'augmentation de l'efficacité de la demande en adoptant les technologies les plus appropriées à disposition actuellement (scénario "*high energy efficiency*") et aussi l'effet croisé d'une forte pénétration d'énergie renouvelable et d'augmentation de l'efficacité de la demande (scénario "*combination of high efficiency and RES penetration*").

Les résultats ont montré qu'une plus grande pénétration d'énergies renouvelables implique une augmentation des échanges transfrontaliers (Tab. 5-1) et, par conséquent, des capacités transfrontalières de transfert de puissance ( Tab. 5-2), qui devront augmenter de 13.3 GW pour l'an 2023 dans le cas du scénario de base, mais jusqu'à 36.2 GW dans le cas de forte pénétration de sources renouvelables.

En particulier, il apparaît que **l'axe prioritaire EL3 (France-Espagne) doit être renforcé jusqu'à une capacité de 2600 MW dans le cas du scénario de haute efficacité énergétique et haut développement des énergies renouvelables** [2].

#### ECHANGES MOYENS TRANSFRONTALIERS (TWh/an)

Scenario	Assomptions de bases	2007	2013	2023
BASELINE		382	468	515
SCENARIO (a)	High RES (Forres)	395	445	534
SCENARIO (b)	High efficiency (Primes)	372	460	501
SCENARIO (c)	Combined High RES + High effic. (Primes)	375	455	522

Tab. 5-1 EU-30 : futures échanges transfrontaliers d'électricité

#### EXPANSION DE LA CAPACITE TRANSFRONTALIERE [GW]

Scenario	Key assumptions	2007	2013	2023
BASELINE		6.0	11.4	13.3
SCENARIO (a)	High RES (Forres)	6.2	11.7	36.2
SCENARIO (b)	High efficiency (Primes)	5.4	10.6	20.8
SCENARIO (c)	Combined High RES + High effic. (Primes)	5.6	12.3	27.9

Tab. 5-2 Augmentation requise des capacités transfrontalières en EU30 par rapport à la capacité de l'an 2005

<sup>20</sup> EU30 : 27 pays membres de l'Union Européenne, plus Suisse, Norvège et Turquie

Des résultats similaires ont été obtenus par l'étude EWIS (*European Wind Integration Study*), achevée en janvier 2007, qui parmi les recommandations finales souligne l'influence de la production éolienne sur les flux de puissance vers les pays voisins. En outre, de plus fortes congestions sont créées par la production éolienne tant au niveau local que pour le transport sur les distances plus importantes.

Dans le cas spécifique de la France et l'Espagne, la faiblesse de la capacité d'échange entre les deux pays entraîne, comme conséquence, la nécessité d'un important effort de réglage des unités conventionnelles dans la péninsule ibérique, comme indiqué en Fig. 5-9, qui seraient appelées à être exploitées en conditions de fonctionnement à bas rendement et, par conséquent, en conditions plus polluantes pour l'environnement.

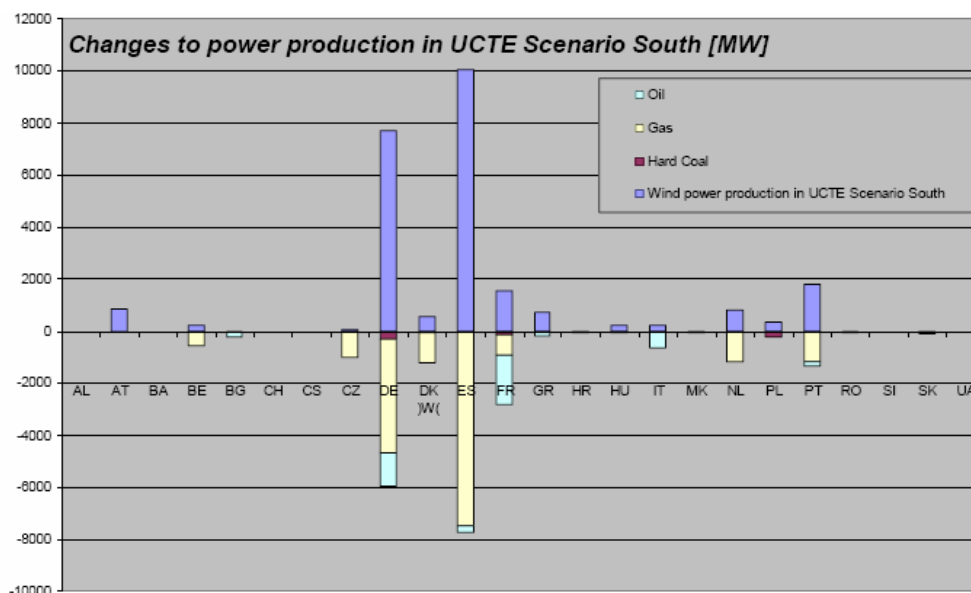


Fig. 5-9 Changement de la production conventionnelle en UCTE dans le cas de scénario de forte production éolienne en Europe du sud (source [15])

**Ainsi, le niveau de congestion de l'interconnexion entre la France et l'Espagne, déjà très élevé et constant pourrait devenir encore plus critique dans le futur en risquant de constituer une réelle barrière au développement des sources d'énergies renouvelables. Ceci se traduirait notamment par une limitation des transferts de puissance et par la nécessité de disposer de réserves plus importantes pour faire face à la volatilité des sources d'énergie renouvelables.**

### 5.1.3 Réserves de production pour l'équilibre « production / consommation »

Ce haut niveau atteint par la production à base d'énergie renouvelable de type intermittent induit la nécessité d'augmenter significativement la réserve de production disponible, pour combler les variations brusques et non prévisibles de l'éolien. On estime qu'en Espagne la réserve de production requise (disponible en moins d'1 heure) devra être supérieure à l'actuelle d'environ 1 000 MW en 2016.

Cette réserve tournante peut se trouver au niveau national grâce à des groupes de production à démarrage rapide (inférieur à 1 heure) : groupes hydrauliques, turbines à gaz, ou groupes thermiques au minimum technique. Cependant, ces dispositions induiront un surcoût et seront peu efficaces, en termes

de rendement et en émissions de CO<sub>2</sub>. Une capacité d'échange supérieure pourrait limiter ces inconvénients.

Une augmentation de la capacité d'interconnexion facilitera l'utilisation de l'interconnexion France-Espagne pour favoriser les services d'équilibre entre les systèmes, non seulement grâce à la participation aux mécanismes d'équilibre du système voisin, mais en échangeant ou en mettant en commun des réserves. Ainsi la marge de production d'un système pourrait être augmentée du fait d'une réserve additionnelle issue de la production qui pourrait être remplacée, en cas de besoin, par la puissance fournie via l'interconnexion.

Il existe en Europe des systèmes de mise en commun de réserve entre pays voisins via des contrats de secours entre GRT. Par exemple, la France possède 5 contrats de secours avec ses voisins (avec TERNA, ELIA, ENBW, SWISSGRID et NG). Ainsi, RTE peut compter sur une aide totale de 1000 MW en cas d'incident (ex: perte d'un groupe de production) ce qui permet d'éviter l'installation et/ou le démarrage de cette production sur le sol français et se traduit par des économies tant au niveau financier qu'en matière de rejet de CO<sub>2</sub>. Réciproquement, RTE s'engage à aider chacun de ces GRT en cas d'incident et ils peuvent donc eux aussi bénéficier des économies en découlant.

**Cependant, les bénéfices qui dérivent d'une meilleure répartition de la réserve ne sont envisageables qu'à partir du moment où il existe une capacité d'échange suffisante.**

#### ***5.1.4 Meilleures conditions d'exploitation du système production-transport***

Au-delà des avantages sus-évoqués, le renforcement de l'interconnexion entre la France et l'Espagne au moyen d'un nouveau couloir à travers les Pyrénées offrirait des bénéfices supplémentaires en ce qui concerne l'exploitation du système de production-transport, notamment :

- plus forte capacité de réagir aux effets de surcharges sans entraîner des phénomènes de cascade (c'est-à-dire d'une succession de mises hors tension des lignes), qui peuvent conduire au déclenchement des lignes transfrontalières et à la mise hors tension de vastes zones du réseau, comme dans le cas de l'incident produit aux frontières italiennes le 28 septembre 2003 (voir Annexe 4).
- meilleur réglage de la fréquence et capacité de faire face à des incidents qui vont au-delà du simple critère de sécurité N-1 sans atteindre l'écroulement de la fréquence ou de la tension (voir Annexe 4);
- capacité plus élevée à suivre le comportement de la demande dans les conditions extrêmes de consommation : dans les heures de creux les unités de production qui ne doivent pas être arrêtées à cause de leur « inflexibilité », peuvent quand même fonctionner en conditions d'efficacité énergétique acceptable en envoyant le surplus vers les pays voisins<sup>21</sup> ; en revanche, en conditions de pointes très élevées de la demande, il est possible d'importer une puissance plus élevée sans être forcé de démarrer des unités à bas rendement et, donc, très polluantes (voir par.5.2).

---

<sup>21</sup> Ce phénomène a été détecté, par exemple, en Italie, où pendant les heures de creux de la nuit il y a une tendance croissante à exploiter la capacité de régulation du reste de l'Europe en reversant la puissance générée vers l'étranger.

**Autrement dit, plus le réseau électrique est étendu et maillé, mieux on lutte contre les incidents électriques et mieux on peut atteindre un optimum global des conditions d'exploitation.**

## **5.2 Intérêt n°2 de l'interconnexion : une amélioration de la sécurité d'approvisionnement pour chacun des systèmes électriques interconnectés**

Dans le paragraphe précédent on a vu que les critères de sécurité imposés par l'UCTE<sup>22</sup> sont satisfaits sans qu'on soit nécessairement forcé de construire un nouveau couloir entre la France et l'Espagne. Cependant, on a aussi évoqué des phénomènes plus complexes, notamment de dynamique des systèmes, qui mettent en évidence la faiblesse de la frontière franco-espagnole. Il s'agit de phénomènes qui étaient rares dans le passé<sup>23</sup>, mais qui deviennent de plus en plus fréquents actuellement<sup>24</sup>. Donc, un renforcement de la capacité de transfert transfrontalière donne des avantages du point de vue de la meilleure gestion en sécurité des systèmes de production-transport.

Mais, au-delà des contraintes strictement techniques, un autre aspect de grande importance est lié à la sécurité de l'approvisionnement. Cet aspect est considéré prioritaire au niveau européen à tel point que l'Union Européenne a publié une directive pour sauvegarder la sécurité de l'approvisionnement électrique et les investissements dans les infrastructures (Direct. 2005/89/EC [18]). Le but de la directive est d'assurer (art 1):

- a) un niveau adéquat de capacité de production ;
- b) un équilibre adéquat entre approvisionnement et demande;
- c) un niveau approprié d'interconnexion parmi les pays membres pour le développement du marché.

Parmi les mesures générales indiquées par la directive à l'art. 3 pour atteindre les objectifs, on souligne que les pays membres pour garantir la sécurité de l'approvisionnement doivent prendre en compte :

- a) le degré de diversité de la production électrique au niveau national ou régional ;
- b) l'importance de la réduction des effets de long terme dus à la croissance de la demande électrique ;
- c) l'importance d'encourager l'efficacité énergétique et l'adoption de technologies nouvelles, en particulier technologies pour la gestion de la demande, les énergies renouvelables et la production distribuée.

Les aspects évoqués par la directive européenne s'appliquent parfaitement à la situation actuelle et à la tendance prévue pour le futur du système de production-transport de la France et de l'Espagne, tant du côté de la demande que de l'offre.

Du côté de la demande on assiste à une croissance soutenue en Espagne et la sécurité de l'approvisionnement peut être mieux garantie à travers un renforcement de l'interconnexion avec la France. Des situations « tendues » dans la Péninsule Ibérique ont déjà été observées récemment, comme illustré dans les exemples ci-dessous (par. 5.2.1). Ces événements représentent des signaux d'une tendance vers des marges de productions plus réduites<sup>25</sup>, en ligne avec les estimations faites par l'UCTE dans l'étude « System adequacy forecast 2008-2020 » [7]. La France aussi, bien que pays fort exportateur d'énergie, est exposée à des conditions de contrainte de production, notamment dans le cas de vagues de chaleur ou de vagues de froid.

---

<sup>22</sup> En particulier le critère de sécurité N-1, la répartition de la réserve parmi les pays afin de faire face à un possible déclenchement d'une unité de production

<sup>23</sup> Ex. : oscillations inter-zonales non amorties ou faiblement amorties

<sup>24</sup> Ex. : nécessité de limiter la production éolienne pour raison de stabilité.

<sup>25</sup> Il est, toutefois, à remarquer qu'en conditions normales l'Espagne présente des marges suffisantes de production.



Dans les situations sus-mentionnées, la complémentarité des parcs de production en Espagne et en France peut jouer un rôle important pour assurer un équilibre entre la demande et l'offre d'énergie.

Enfin les conditions météorologiques extrêmes peuvent aussi causer une interruption de la fourniture. Dans ce cas les interconnexions sont exploitées dans la phase de ré-alimentation de la charge et de ré-démarrage des unités. Plus forte est l'interconnexion et plus rapide est la phase de rétablissement du système à partir d'une condition de black-out plus ou moins étendu jusqu'aux conditions normales d'exploitation. Un cas illustratif très évident de ce rôle essentiel des interconnexions est relatif à l'incident qui s'est passé le 28 septembre 2003 en Italie. A cause d'une série d'incidents sur les couloirs de puissance en Suisse et une insuffisante réaction des unités de production italiennes face à la chute de fréquence, le pays entier (sauf la Sardaigne) a subi un black-out. L'Italie du nord, fortement interconnectée avec le reste de l'Europe, a pu rétablir la fourniture en environ 5 heures, tandis qu'en Italie du sud la panne s'est prolongée jusqu'à 13 heures et à 18 heures en Sicile (Fig. 5-10).

Ces phénomènes sont heureusement rares, mais, quand ils se produisent, les conséquences pour le consommateur sont très lourdes pas seulement en termes économiques, mais aussi de sécurité des personnes.

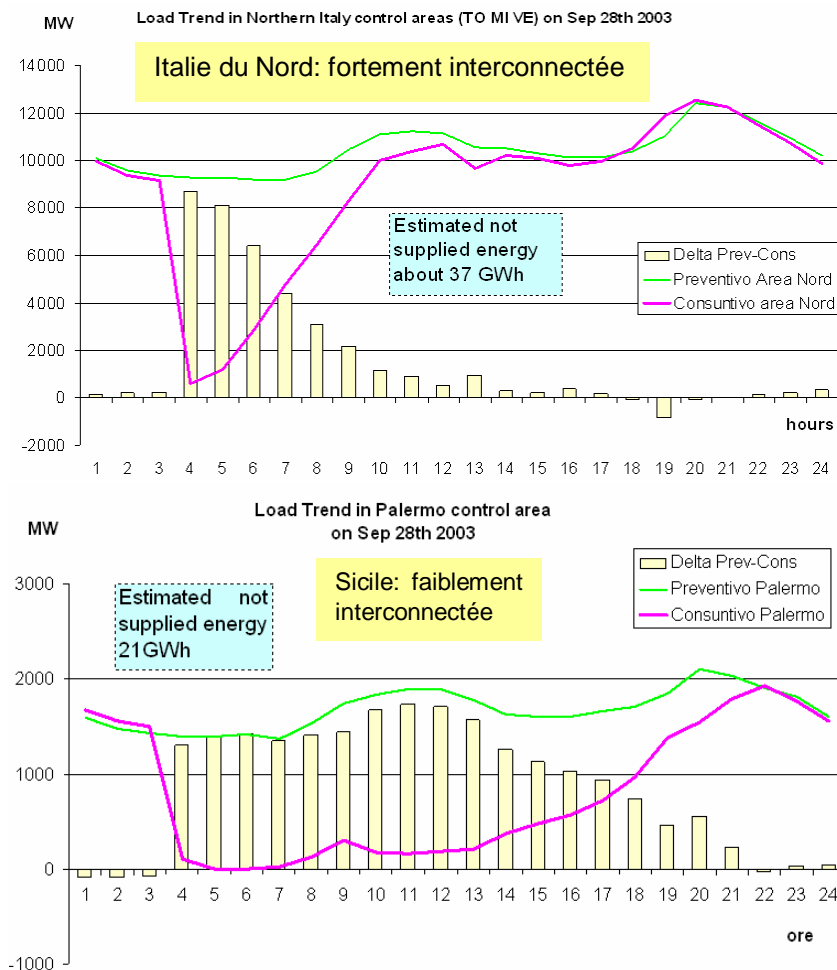


Fig. 5-10 Phase de rétablissement en Italie du Nord et en Sicile suite au black-out du 28 septembre 2003

### **5.2.1 Interconnexion renforcée – Côté consommation : meilleure possibilité de faire face à des situations climatiques hors normes dans les deux pays**

Bien que dans des conditions normales chaque pays bénéficie d'une capacité installée qui lui permette de répondre à la demande de pointe, les réserves de production de chaque pays peuvent ne plus être suffisantes lors d'épisodes climatiques exceptionnels, pour faire face à la consommation.

En effet, plusieurs éléments peuvent se conjuguer dans ces situations extrêmes : d'une part une augmentation de la consommation (due au chauffage en cas de vague de froid ou à la climatisation en cas de vague de chaleur), d'autre part des limitations de fonctionnement de certaines centrales (comme on a pu connaître sur le parc nucléaire français lors des épisodes de canicule, avec des limitations de production en raison de possibilités de refroidissement plus faibles) ou encore des avaries matérielles sur les centrales de production (dues à la neige ou au givre en hiver). Ces situations peuvent être encore aggravées par un manque de réserves : réserves hydrauliques très basses en cas de période sèche, ou encore impossibilité de produire pour les éoliennes en cas de manque de vent.

Le système électrique français est le plus sensible d'Europe aux variations de température. En France, une baisse de la température de un degré en hiver correspond à une hausse de consommation de 1700 MW en moyenne; l'été, une hausse de la température de un degré correspond à une hausse de consommation de 300 MW. Si la température en hiver est particulièrement basse en France, on peut éviter d'utiliser des centrales électriques chères et émettrices de CO<sub>2</sub> (turbines à gaz ou thermiques fuel), en important de l'électricité espagnole d'origine éolienne ou hydraulique, à partir du moment bien sûr où une telle puissance est disponible.

Le système électrique espagnol est le deuxième plus sensible d'Europe aux variations de température : une baisse de la température de un degré en hiver correspond à une hausse de consommation de 600 MW, et en été une hausse de la température de un degré correspond à une hausse de consommation de 400 MW. En cas de nécessité, le réseau espagnol pourrait de même importer de l'électricité depuis la France.

Ces pratiques peuvent être instituées sous réserve que de telles situations climatiques n'affectent pas les deux pays limitrophes de manière simultanée.

En France, une forte demande d'électricité peut résulter d'une vague de froid venant du Nord de l'Europe. Souvent, ce front froid n'affecte pas la péninsule ibérique en même temps. Il y a ainsi des capacités de production disponibles en Espagne, que les autres pays européens ne peuvent fournir car ils souffrent également d'une situation tendue. Au contraire, ils peuvent survenir des conditions extrêmes de température, et donc de demande électrique, dans la péninsule ibérique et pas en Europe Centrale à cause de la barrière géographique des Pyrénées. Dans ces cas l'aide à faire face à la demande peut venir de la France et du reste de l'Europe vers l'Espagne.

Bien que dans des conditions normales chaque pays bénéficie d'une capacité installée qui lui permet de répondre à la demande de pointe, **lors d'épisodes climatiques exceptionnels, les réserves de production de chaque pays peuvent ne plus être suffisantes pour faire face à la consommation.**

En effet, deux effets peuvent se conjuguer dans ces situations extrêmes : d'une part une augmentation de consommation habituelle (due au chauffage électrique en cas de froid et à la climatisation en cas de chaud) et d'autre part des avaries matérielles sur les centrales de production (dues à la neige, au givre en hiver et à des problèmes de refroidissement en cas de forte chaleur). Ces situations peuvent être aggravées par un manque de réserves : réserves hydrauliques très basses en cas de période sèche, impossibilité de produire pour les éoliennes en cas de manque de vent, ce qui est souvent le cas en période très chaude.

Une nouvelle interconnexion France-Espagne apportera des possibilités d'échange, pour compenser au mieux ces besoins supplémentaires conjoncturels dans l'un ou l'autre des deux pays.

**Illustration 2 :** La France a connu une vague de froid particulièrement longue (durant 27 jours), du 15 février au 13 mars 2005. Plus que l'intensité du froid, c'est surtout la date inhabituelle d'une telle vague de froid qui a posé problème, notamment en raison du début des indisponibilités de groupes nucléaires pour maintenance ou rechargement. **La France a donc dû importer massivement** (jusqu'à 3000 MW certains jours), mettant autant que possible à **contribution l'interconnexion France-Espagne à sa hauteur maximale de 500 MW** (notamment les 28 février et 3 mars 2005).

**Illustration 3 :** Lors de la canicule, le 26 juillet 2007 RTE a envoyé un ordre de « situation critique » en raison d'une marge de production insuffisante pour au regard de la consommation. Pendant cette période tendue, **la France a importé entre 100 et 250 MW depuis l'Espagne suivant l'heure de la journée, c'est-à-dire pratiquement tout ce que la capacité d'interconnexion lui permettait** (250 MW de capacité d'interconnexion affichée en import depuis l'Espagne à 9h00 le 26/07/2006). Les centrales françaises ne pouvaient pas produire davantage et c'est donc l'Espagne qui a permis à la France de rétablir l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité et donc d'éviter une panne.

**Illustration 4 :** Durant la période du 27 octobre au 12 novembre 2007, une vague de froid est aussi intervenue à un moment de l'année inhabituel, où subsistaient encore des indisponibilités programmées de groupes nucléaires en France; **l'interconnexion avec l'Espagne a régulièrement été sollicitée à son maximum (limitée à 300 MW) pendant toute cette période.**

**Illustration 5 :** En conditions normales, l'Espagne possède une capacité de production installée suffisante pour pouvoir répondre à la demande de pointe, telle qu'elle a eu lieu par exemple le 17 décembre 2007 avec un record consommé de 45430 MW. Ce jour là, il n'y a pas eu de problème malgré le faible niveau d'importation sur l'interconnexion et une situation de pic similaire dans les pays voisins. En effet, l'Espagne a pu répondre à la demande, mais seulement **en démarrant des unités de production très inefficaces et, donc, très polluantes**. En particulier dans les conditions de pointe d'hiver on a dû exploiter des unités à fioul et à charbon; la contribution du fioul pour satisfaire la consommation a été de 32.099 GWh (par rapport à une moyenne d'environ 5.500 GWh) et celle des unités à charbon a été de 209.611 GWh (par rapport à une production moyenne 165.000 GWh).

**Illustration 6 :** Par contre, le 19 novembre 2007, en Espagne, avec une demande d'électricité moins importante (environ 40000 MW), la situation a été beaucoup plus difficile à gérer. Les productions hydraulique et éolienne étaient faibles. De plus, de nombreuses centrales thermiques étaient indisponibles et les possibilités d'import depuis la France étaient assez faibles (pas plus de 100 à 400 MW suivant l'heure de la journée). Il a donc fallu agir sur la consommation mettant en œuvre pendant plusieurs heures l'interruptibilité de pratiquement tous les contrats de clients industriels possibles, à hauteur de 15 000 MWh, afin de maintenir la fréquence et la stabilité du système. **Une ligne d'interconnexion supplémentaire aurait évité que le système espagnol ne connaisse une telle situation critique, et les consommateurs industriels n'auraient subi aucune coupure.**

Les illustrations ci-dessus montrent que de tels moments difficiles pour l'équilibre offre – demande d'un pays ne se produisent pas seulement lors d'épisodes climatiques d'intensité extrême, mais aussi lors d'épisodes climatiques dont les caractéristiques sont particulièrement inhabituelles par rapport à la période de l'année où ils surviennent.

**Ces occasions sont autant d'occasions de solliciter les interconnexions, et la capacité d'interconnexion joue alors un rôle majeur pour la sûreté du système électrique en difficulté.**

### **5.2.2 Interconnexion renforcée – Côté consommation : meilleure possibilité de rétablissement (« recovery ») après conditions météorologiques extrêmes**

Lors des tempêtes, de nombreuses lignes se déconnectent du réseau à la suite de court-circuits causés par des balancements de conducteurs ou des chutes d'arbres voir à la suite de chute de pylônes (beaucoup plus rare). Ces avaries de matériels nombreuses et dispersées mettent en danger la sûreté du système, qui, comme déjà souligné est géré dans le respect du critère N-1. Dans le cas de défaillances multiples des composants du réseau de transport ou des unités de production, des plans de défense se déclenchent dans chaque pays et obligent souvent à couper une partie des usagers pour préserver le système d'un black-out complet.

Lors des tempêtes de décembre 1999 en France, exceptionnelles par leur intensité et par leur étendue géographique, le fonctionnement global du système a été préservé, malgré les coupures. Celles -ci ont résulté d'avaries de matériels nombreuses et dispersées. On peut remarquer le rôle primordial qu'a joué l'interconnexion franco-espagnole pour le maintien de l'alimentation électrique d'une partie importante du Sud-ouest de la France.

Il est à noter que des conditions météorologiques extrêmes sont de plus en plus fréquents en ces dernières années, ce qui a été reconnu au niveau international même par le CIGRE, qui a dédié la session d'ouverture de la conférence de 2006 à l'examen de l'impact des phénomènes naturels sur l'exploitation et le projet des réseaux [19].

**La possibilité d'exploiter les interconnexions avec les pays voisins aide à réduire les temps de rétablissement de la fourniture au niveau du réseau de transport<sup>26</sup>.**

*Illustration 7: la tempête qui s'est abattue sur la moitié Sud de la France durant la nuit du 27 au 28 décembre 1999 a provoqué le déclenchement de dizaines de lignes 400kV de la zone Sud-Ouest ; l'Espagne s'est retrouvée en situation de réseau séparé, c'est-à-dire complètement déconnectée du reste du réseau européen. Cependant, l'Espagne est venue en aide à la France en prenant à sa charge l'alimentation de la consommation de la Zone Sud-Ouest de la France alimentée par les postes de Cantegrit, Marsillon, Lannemezan (villes de Mont-de-Marsan, Bayonne, Biarritz, Pau) grâce aux lignes d'interconnexion restées en service à l'ouest des Pyrénées. Le Sud Ouest de la France a donc été alimenté électriquement par les lignes d'interconnexion en provenance d'Espagne (Fig. 5-11).*

---

<sup>26</sup> Naturellement de temps total de rétablissement de la fourniture vers les usagers de basse et moyenne tension est largement dépendent des réseaux de distribution, qui, surtout dans les zones rurales, sont lourdement affectés par les conditions météorologiques. Au contraire, dans les zones urbanisées, qui ont un réseau de distribution enfoui, il est important de rétablir le plus vite possible les conditions normales d'alimentation aux postes de transformation THT-HT/MT.

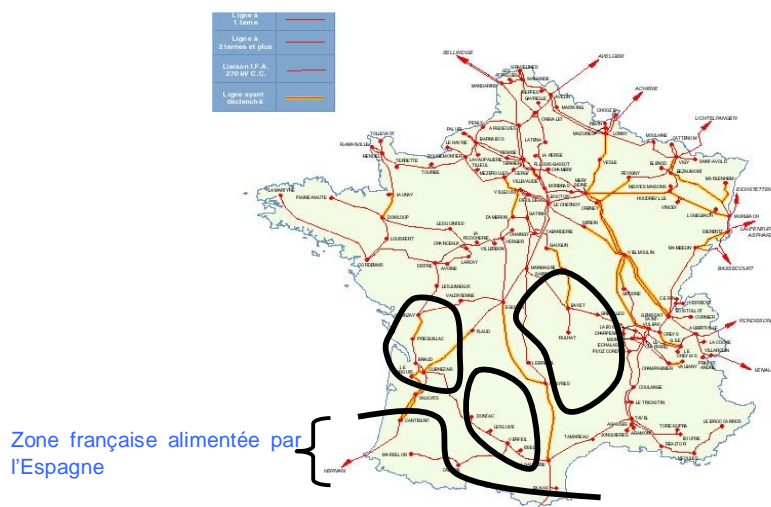


Fig. 5-11 Réseaux séparés (en noir sur la carte) pendant la tempête de 1999

### 5.2.3 Interconnexion renforcée – Côté production: meilleure valorisation de la complémentarité des sources d'énergie des deux pays en favorisant une réduction des émissions de CO<sub>2</sub>

Comme indiqué dans le chapitre 4, le parc de production français dispose d'un fort pourcentage de production nucléaire et hydraulique alors que le parc espagnol se caractérise par un fort développement des énergies renouvelables et des cycles combinés.

Ces différences rendent les deux parcs complémentaires. L'appui mutuel dans les situations climatiques critiques est possible en partie grâce à cette diversité de production. La forte composante hydroélectrique et éolienne du parc de production espagnol rend ce pays tributaire des aléas climatiques que sont l'absence de précipitations et/ou de vent : entre une année sèche et une année humide la production hydraulique peut varier de plus de 20 TWh alors que la puissance produite par l'éolien peut fluctuer de plusieurs GW d'un jour à l'autre, voire de centaines de MW d'une heure à l'autre.

**L'apport de production électrique française et européenne permet de faire face aux aléas et réduit ainsi significativement les risques en Espagne.**

Au contraire, lorsque les éoliennes et les centrales hydroélectriques espagnoles bénéficient d'une météo favorable et d'une production excédentaire, il existe des possibilités réelles d'exporter vers la France de l'électricité produite par des sources d'énergie renouvelable à moindre coût, et contribuer ainsi aux réductions d'émissions de CO<sub>2</sub>.

**En résumé, cette stratégie d'utilisation des complémentarités de type d'électricité permet de réduire les dépenses et les émissions de CO<sub>2</sub>, et représente donc un avantage pour tous.**

**La complémentarité des parcs de production respectifs permet de créer des stratégies d'échange d'énergie (auxquelles les producteurs sont déjà sensibles –voir 3.3 et 5.3-) et donc de réduire le prix du kWh à condition de disposer d'une capacité d'interconnexion suffisamment élevée pour influencer le prix marginal dans les deux marchés. Cela donnera, par conséquent, une réduction des prix de l'électricité des deux côtés de la frontière surtout dans les heures de pointe, quand les prix sont les plus hauts.**

### 5.2.3.1 Une conséquence immédiate : la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>

On vient de voir que la nouvelle interconnexion permettra de favoriser le développement des énergies propres qui n'émettent pas de CO<sub>2</sub>, ce qui va dans le sens des engagements européens sur la diminution des émissions de gaz à effet de serre et du protocole de Kyoto.

La complémentarité des ressources énergétiques de la France et de l'Espagne, une meilleure gestion des excédents nationaux lorsqu'ils existent, l'utilisation plus efficace de centrales et la possibilité d'éviter la construction de certaines centrales pour la gestion des pointes (qui sont généralement polluantes et dont l'électricité est chère), permettront de réduire les émissions de CO<sub>2</sub>. Les énergies renouvelables et en particulier l'énergie éolienne en Espagne (mais aussi l'énergie solaire) ont donc un rôle fondamental.

Par exemple, le mix de production en Espagne en 2006 avec un apport de 20 % d'énergie renouvelable a entraîné des émissions de 0,44 tonne de CO<sub>2</sub> par MWh. Avec le mix prévu dans le futur cette valeur va diminuer et on l'estime en 2016 à 0,31 tonne de CO<sub>2</sub> par MWh (avec un apport de 38% d'énergie renouvelable).

Ces dernières années on a déjà observé que les exportations de l'Espagne vers la France augmentent peu à peu (Fig. 5-12). Les dernières tendances montrent qu'en général la France reçoit de l'énergie de l'Espagne en situation de pointe et l'Espagne de France en situation de creux. Ainsi, dans les prochaines années la France pourra profiter d'importations d'énergie renouvelable depuis l'Espagne.

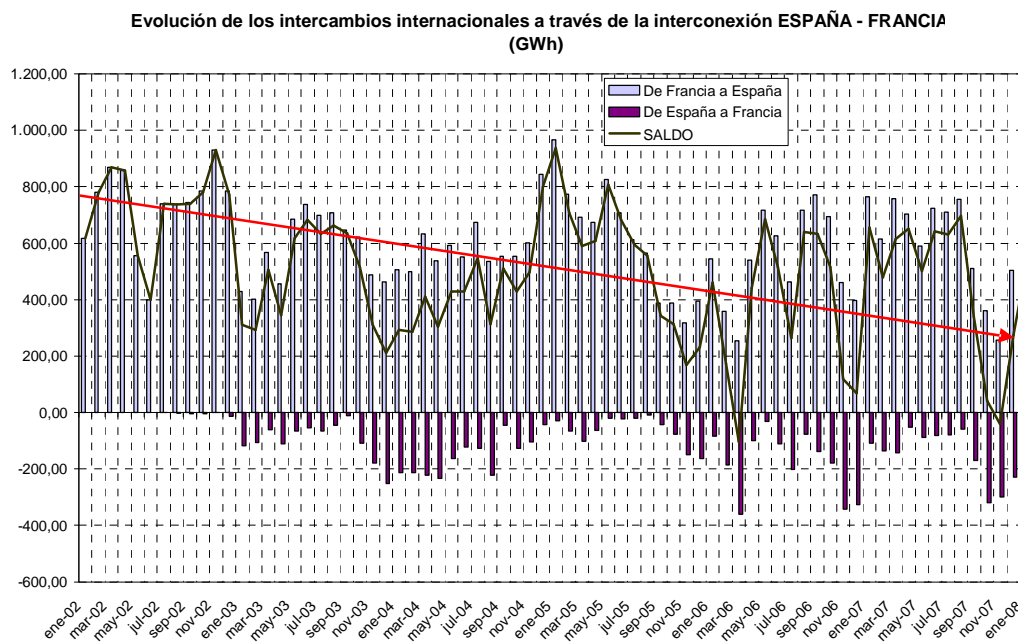


Fig. 5-12 – Evolution des échanges entre la France et l'Espagne depuis l'année 2002 (source REE)

La nouvelle interconnexion permettra une augmentation de la production éolienne d'environ 1800 MW supplémentaires en fonction des conditions d'exploitation (caractérisées essentiellement par le niveau de la demande et la composition des unités en service), ce qui pourrait signifier une réduction de CO<sub>2</sub> de

1.5 Mtonnes/an<sup>27</sup>. Cette réduction équivaut aux émissions annuelles résultant de la circulation de quelques 600 000 véhicules<sup>28</sup>.

Cependant, le volume prévu important d'électricité d'origine éolienne et ses particularités (prévisibilité difficile, variabilité du vent, sensibilité aux creux de tension) obligent à maintenir une série de conditions pour garantir la sûreté du système électrique.

On peut en effet arriver à des situations qui obligent à limiter la production éolienne pour des problèmes de variabilité de la production et de prévisibilité. C'est ainsi que des ordres de réduction de la production éolienne ont été émis les 4 et 5 mars 2008 en Espagne.

#### **Illustration 8:**

*Des ordres de réduction de production éolienne ont été émis les 4 et 5 mars 2008, alors que l'Espagne exportait de 150 à 300 MW vers la France, et de 800 à 1500 MW vers le Portugal. Une nouvelle ligne d'interconnexion entre la France et l'Espagne aurait permis d'éviter les ordres de réduction de production éolienne. Comme cette énergie a dû être substituée par de l'énergie thermique traditionnelle (cycles combinés), on aurait pu économiser ces deux jours un total de 900 et 2000 tonnes de CO<sub>2</sub> respectivement.*

A cause de la variabilité du vent et de sa prévisibilité délicate, l'exploitation du système oblige, dans certaines situations et surtout dans les heures de creux et lorsque la production éolienne est élevée, à démarrer des moyens aptes à augmenter ou diminuer leur production en cas de besoin, c'est-à-dire qui soient capables très rapidement d'absorber les variations de la production d'énergie éolienne pour assurer l'équilibre production/consommation. Mais la production d'un cycle combiné à son minimum technique est moins efficace que sa production lorsqu'il est au maximum technique et ceci entraîne des rejets de CO<sub>2</sub> supérieurs de 25% par MWh produit. Une plus grande capacité d'interconnexion permettrait une meilleure gestion des services d'équilibre et une partie de ces émissions de CO<sub>2</sub> pourrait donc être évitée.

En prenant en compte le fait que le parc éolien va passer de 13 500 MW installés aujourd'hui à 29 000 MW en 2016 et 40 000 MW en 2030, on comprend que cette situation va être plus fréquente. En conséquence, à certains moments, on devra se priver d'énergie renouvelable et à bon marché disponible pour la substituer par des sources conventionnelles, génératrices en général de CO<sub>2</sub>.

**En conclusion, une plus grande capacité d'interconnexion entre la France et l'Espagne permettrait une meilleure intégration de l'énergie éolienne dans le système espagnol et, dans une certaine mesure, européen et permettrait également de profiter d'une baisse des émissions de CO<sub>2</sub> associées ainsi que des bénéfices économiques liés à la future taxation des émissions de CO<sub>2</sub>.**

### **5.3 Intérêt n°3 : le marché et les échanges d'électricité**

On a vu dans le paragraphe précédent que l'interconnexion entre la France et l'Espagne devrait permettre une meilleure valorisation de la complémentarité des sources d'énergie entre les deux pays et favoriser ainsi la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> notamment en permettant un plus grand développement et une meilleure utilisation des sources d'énergie renouvelables.

<sup>27</sup> Estimation faites en considérant une production annuelle équivalente de l'éolien d'environ 2000 hr/an et une émission moyenne de 0.41 tonne de CO<sub>2</sub> par MWh pour le parc de production conventionnel.

<sup>28</sup> Hypothèse d'émission de 150-160 g CO<sub>2</sub>/km et parcours de 15 000 km/an.

Afin de valoriser ces complémentarités qui vont se révéler en fonction des conditions d'exploitation respectives en France et en Espagne, il faut que celles-ci puissent être identifiées dans des délais qui permettent de mettre en place les échanges d'énergie correspondants tout en respectant les règles de sûreté du système électrique.

Au vu des caractéristiques respectives des parcs de production, il ressort que les conditions de l'équilibre offre-demande dans chaque pays peuvent varier rapidement d'un jour à l'autre ce qui nécessite de permettre aux acteurs du marché de s'adapter à court terme pour procéder à cette optimisation d'ensemble.

**Les mécanismes de marché mis en place au niveau du système électrique européen et les transactions qu'ils autorisent ne sont donc rien d'autre que les moyens mis à disposition des opérateurs pour optimiser l'utilisation des ressources énergétiques à l'échelle des différents pays et concrétiser les bénéfices économiques et environnementaux associés.**

Comme on l'a vu précédemment, dès les années 70 les échanges d'électricité n'ont pas eu pour seule vocation d'améliorer la sécurité du système électrique; ils ont aussi été utilisés pour optimiser l'utilisation des ressources énergétiques à l'échelle des pays interconnectés. A cette époque et jusqu'à la fin des années 90, ces échanges ont été réalisés entre les compagnies d'électricité verticalement intégrées (EDF en France, ENEL en Italie, CEGB en Angleterre). Ils se réalisaient soit dans le cadre de contrats de long terme (notamment en France pour valoriser les capacités nucléaires disponibles apparues au milieu des années 80) soit à plus court terme (à l'échelle de la semaine, de la journée, voire en temps réel) en fonction des disponibilités identifiées par les opérateurs des dispatchings.

Ces échanges de court terme dits « à bien plaisir » avaient néanmoins une portée limitée car ils étaient basés sur des contrats bilatéraux entre voisins immédiats; la confrontation entre les disponibilités et les besoins était donc organisée avec des moyens simples: chaque opérateur sollicitait ou annonçait des disponibilités avec les prix associés et seuls les gains « les plus évidents » à court terme étaient réalisés (valorisation d'excédents hydrauliques ou de disponibilités nucléaires en heures creuses).

En Europe la première directive d'ouverture du marché électrique a été publiée en décembre 1996 (Directive 96/92/EC). Chaque pays a démarré un processus d'ouverture progressive selon des vitesses différentes parmi les pays membres. Suite à l'implémentation de la deuxième directive européenne sur l'ouverture du secteur de l'électricité publiée en juin 2003 (Directive 2003/54/EC), le processus d'ouverture du marché électrique a subi une accélération et, en juillet 2007, tous les consommateurs européens sont devenus « éligibles », c'est-à-dire que chacun peut choisir son fournisseur d'électricité tant dans le pays où il se trouve qu'à l'étranger.

En réalité l'ouverture préconisée par l'Union Européenne ne consistait pas dans la création de plusieurs marchés nationaux de l'électricité, mais d'un marché européen. Jusqu'à présent l'intégration des marchés nationaux s'est achevée dans les pays scandinaves et la Finlande, au moyen de la création du « Nordpool », tandis que dans le reste de l'Europe les marchés restent plus ou moins « fragmentés », même si on assiste à une progressive intégration, en adoptant, par exemple, des procédures telles que le « market coupling ».

Pour permettre un fonctionnement efficace du marché de l'électricité, la première évolution est l'augmentation du nombre d'acteurs qui interviennent sur ce marché: les producteurs (historiques comme EDF ou « nouveaux » comme Endesa France, Suez, GdF, etc.), les fournisseurs (ex.: Poweo, Direct Energie), des traders, des clients industriels, des distributeurs.



De façon concrète plusieurs dispositifs coexistent aux différentes échelles de temps :

- des *contrats bilatéraux* entre acteurs aux différentes échelles de temps (de l'ordre de 2 à 3 ans jusqu'à la veille pour le lendemain),
- les *bourses de l'électricité* : celles-ci permettent à tous les acteurs de venir déposer la veille pour le lendemain leurs offres de vente pour ceux qui ont des disponibilités, ou des offres d'achats pour ceux qui ont des besoins. La confrontation des offres de vente et d'achat va déclencher des transactions et conduire à un prix d'équilibre : le prix du marché pour l'heure concernée. *L'existence de cet endroit unique où chacun peut intervenir en fonction de ses besoins ou de ses disponibilités est beaucoup plus efficace pour réaliser les opérations d'optimisation énergétique que les échanges entre opérateurs de la période précédente.*

**Afin de permettre l'optimisation à l'échelle européenne il faut que les opérateurs étrangers puissent participer aux différents marchés nationaux ; à cet effet il faut qu'ils aient l'assurance de disposer des capacités d'interconnexion qui leur permettront de réaliser les importations ou les exportations correspondant aux contrats bilatéraux qu'ils peuvent souscrire ou résultant de l'optimisation des échanges réalisés par les bourses de l'électricité. En outre ces échanges doivent être compatibles avec une exploitation sûre du réseau.**

En réalité, comme la capacité de transport d'électricité à la frontière est limitée, elle est divisée en « lots » et vendue aux acteurs du marché de l'électricité : producteurs et commercialisateurs. Cette vente intervient sous forme d'enchères annuelles, mensuelles, journalières et tout au long de la journée. Aujourd'hui, du fait de la limitation de la capacité d'interconnexion, les enchères sont très chères (voir 3.3)<sup>29</sup> et, par conséquent, le coût d'utilisation de l'interconnexion est élevé (c'est le revenu des congestions), en raison de l'intérêt majeur de la part des acteurs du marché pour son utilisation.

Les bourses (Pownext en France et le MIBEL en Espagne) sont donc le lieu où s'effectue l'optimisation énergétique à court terme. Les transactions sont aujourd'hui définies la veille pour le lendemain et reflètent les prévisions des acteurs. Avec le développement de l'énergie éolienne en Espagne, mais aussi en Allemagne et bientôt en France, et son caractère fluctuant, ces prévisions sont susceptibles d'être remises en cause à plus court terme ; aussi voit-on progressivement se mettre en place des mécanismes permettant aux acteurs de modifier leurs engagements à des échéances de plus court terme en se rapprochant du temps réel et qui permettent de capter les complémentarités qui se révèlent à ces échelles de temps plus courtes.

*Lorsque l'ensemble des transactions optimales entre deux marchés ne peuvent être réalisées, il apparaît un écart de prix entre les deux marchés (appelé le différentiel). L'ampleur de ce différentiel est révélateur du niveau de sous-optimisation et des freins à une utilisation optimale des ressources.*

Un des freins principaux réside dans les barrières causées par une insuffisance de capacité à travers la frontière. Ce phénomène est évident si on analyse la corrélation « différentiel prix entre les marchés OMEL et PowerNext » par rapport aux flux de puissance et, notamment, les congestions à la frontière franco-espagnole (Fig. 5-13). Dans le schéma ci-dessous on peut observer que plus important est le différentiel des prix, plus élevés sont les flux de puissance dans la direction du marché ayant le prix le plus bas vers celui qui présente des prix plus élevés. Les opérateurs du marché (traders, producteurs, etc.) sont donc sensibles aux signaux de prix du marché, mais la possibilité de commerce transfrontalier est limitée par l'insuffisante capacité de transfert (lignes rouges en tiret)

---

<sup>29</sup> Au 3.3.1 on a déjà mis en évidence qu'en 2007 il y a eu une tendance à la hausse du prix des enchères pour l'allocation de la capacité à la frontière, ce prix ayant atteint une valeur moyenne un peu en dessous de 100 000 €/MW.

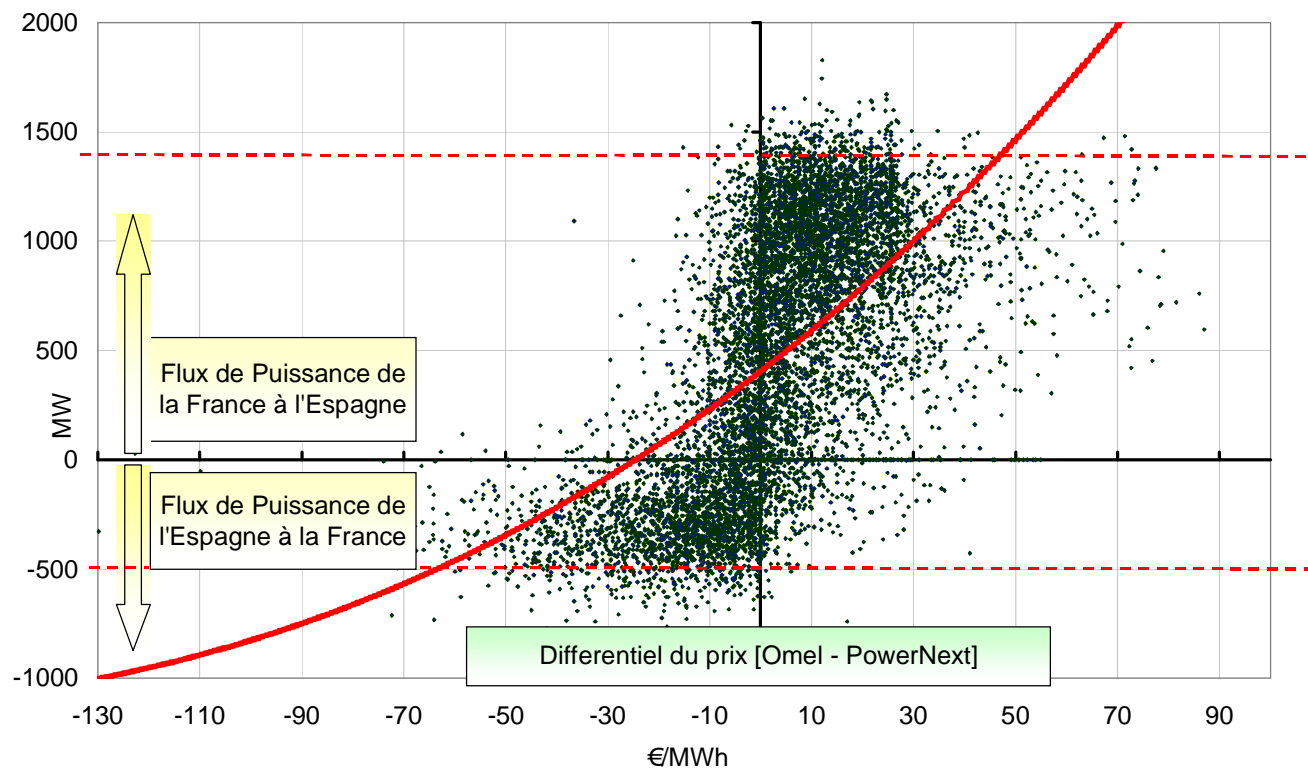


Fig. 5-13 Corrélation entre les différentiels des prix de OMEL et PowerNext et le flux de puissance à la frontière entre l'Espagne et la France (données référées à l'an 2007)

#### Illustration 9: Record de production éolienne le 4 mars 2008 en Espagne

Un record a été atteint le 4 mars 2008, avec 10 032 MW de production éolienne à 15 h 53. Pendant toute la journée, le niveau de production éolienne est resté élevé (la puissance éolienne produite a dépassé 9000 MW de 12 h à 16 h). Les prix de l'électricité en France étaient alors bien supérieurs aux prix en Espagne (Fig. 5-14), la production éolienne élevée en Espagne contribuant à des prix faibles. Ces éléments de marché ont eu pour conséquence une exportation de l'Espagne vers la France, en utilisant la capacité d'échange pratiquement à son maximum.

C'est une illustration du fait que **le marché est utile pour augmenter l'efficacité du système, mais pour en atteindre les bénéfices les capacités d'interconnexion ne doivent pas poser une barrière aux transactions internationales.**

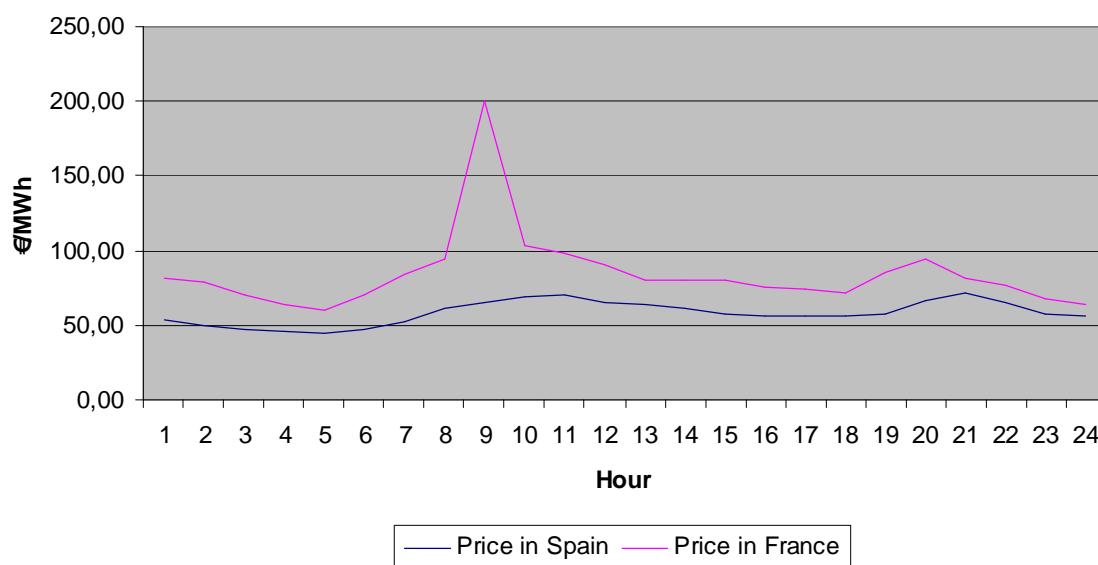


Fig. 5-14 Comparaison des prix de MIBEL (Péninsule ibérique) et PowerNext (France) le 4 mars 2008

**Une augmentation de la capacité de transport entre la France et l'Espagne permettrait un lissage des prix vers une valeur globalement plus basse. En outre, tout en considérant que le différentiel des prix entre OMEL et PowerNext est parfois en faveur de l'Espagne et parfois de la France, le renforcement de l'interconnexion à travers les Pyrénées comporterait une bénéfice tant pour le consommateur espagnol que pour le consommateur français en créant une typique situation « gagnant-gagnant ».**

*Note : la diminution du prix moyen de l'énergie face à un renforcement du réseau entre deux régions faiblement interconnectées est évidente dans le cas de l'Italie, qui est caractérisée par un marché zonal. Le renforcement des interconnexions entre les zones de marché permet de baisser les pointes du prix du kWh, mais aussi du prix moyen de l'énergie en donnant un bénéfice à tous les consommateurs [20].*

#### 5.4 Intérêt n°4 : Sécurité d'approvisionnement de la Catalogne et des Pyrénées Orientales

Dans les paragraphes précédents on a examiné les avantages apportés aux systèmes de la France et de l'Espagne par le renforcement de l'interconnexion entre les deux pays. Mais, au-delà des avantages que procure un nouveau couloir électrique à travers les Pyrénées pour le système électrique global interconnecté et chacun des systèmes électriques nationaux qui le composent, l'intérêt se traduit aussi au niveau local.

Dans le cas où le nouveau couloir serait situé à travers la frontière orientale des Pyrénées, des bénéfices pourraient être induits pour les régions concernées, comme illustré ci-dessous sur la base des informations reçues des gestionnaires de réseau.

##### 5.4.1 Côté français : Pyrénées Orientales

Au 4.3 nous avons vu que le département des Pyrénées Orientales est très déficitaire, par exemple en 2006 face à une consommation de presque 2.5 TWh la production a été de moins de 0.3 TWh. Ce qui veut dire que la plupart de l'énergie doit être acheminée des régions voisines. Actuellement

l'alimentation de la région de Perpignan est assurée par deux lignes 400 kV venant de Narbonne (lignes Baixas-Gaudière n°1 et 2 -Fig. 5-15-), et par une ligne 400 kV issue du poste espagnol de Vic. Une autre ligne 150 kV issue des Pyrénées participe aussi à l'alimentation de la région, mais dans une bien moindre mesure. En cas de perte d'une des lignes Gaudière-Baixas, l'alimentation resterait assurée mais de manière précaire, car un défaut sur la ligne Gaudière-Baixas restante ne permettrait plus d'alimenter la région, les apports par les lignes issues de Vic et des Pyrénées n'étant en général pas suffisants pour couvrir la consommation.

Une nouvelle ligne THT avec l'Espagne permettrait de disposer d'un couloir supplémentaire, donc d'une alimentation bien mieux sécurisée. De plus, la construction de ce nouvel axe à partir de Baixas pourrait s'accompagner de la modification de la structure du poste électrique de Baixas, réduisant les conséquences d'un défaut au poste.

Enfin, nous désirons rappeler que l'alimentation du train à grande vitesse en France est réalisée au moyen de deux lignes 225 kV issues directement du poste de Baixas, avec deux autotransformateurs 400/225 kV dédiés. Cette manière d'alimenter le train à grande vitesse permet de respecter les contraintes techniques en France sans la nécessité de construire une nouvelle ligne d'interconnexion avec l'Espagne, mais l'interconnexion participe à la qualité et la robustesse du réseau 400 kV, et donc de l'échelon 225 kV qui en dépend directement.

**Illustration 10:** le 31 décembre 2002, la ligne Baixas-Gaudière n°2 est en avarie donc absente du système électrique. En l'absence de la ligne Baixas-Gaudière n°2, la déconnexion de la ligne 400kV Baixas-Gaudière n°1 du réseau aurait pu entraîner une alimentation par le réseau espagnol de la poche de consommation Baixas-Mas Bruno (incluant l'agglomération de Perpignan). Un accord entre les gestionnaires de réseau de transport français et espagnol a donc été pris ce jour-là pour que la consommation de la région de Perpignan soit reportée sur le poste espagnol de Vic jusqu'à concurrence de 250 MW. Même si la deuxième ligne Baixas-Gaudière n°1 ne s'est finalement pas déconnectée du réseau pendant cette période critique pour le Roussillon, le réseau n'était plus alors que très faiblement maillé et des clients de la zone se sont plaints d'avoir ressenti des « coups de tension » susceptibles d'endommager leur matériel.



Fig. 5-15 Carte du réseau THT (400kV/225kV) du Roussillon

### 5.4.2 Côté espagnol : Catalogne

Bien que la région de la Catalogne espagnole ne soit pas très déficitaire dans le bilan consommation-production (consommation de 44.5 TWh en 2006 face à une production de 40.5 TWh), elle présente cependant quelques criticités dans la province de Gérone.

En effet, selon les bilans de REE, ces 5 dernières années Gérone a vu sa consommation augmenter de manière importante et soutenue. L'augmentation de la consommation en été notamment entre 2001 et 2005 se situe autour de 4.75 %. L'année passée la demande de pointe, c'est-à-dire la consommation maximum instantanée, se situait au dessus de 900 MW (Fig. 5-16); ce niveau de demande est très similaire en été et en hiver. C'est cette valeur de pointe qui doit être prise en compte pour dimensionner le réseau électrique de la région, c'est-à-dire que le réseau doit pouvoir assurer l'alimentation pour ces valeurs extrêmes de consommation dans les meilleures conditions de sécurité. Or, la région possède seulement 160 MW de production hydraulique (production soumise à des incertitudes de disponibilité) et une puissance installée de cogénération d'environ 100 MW (soumise elle aussi à une disponibilité variable) ce qui impose à la région d'importer 75% de sa consommation.

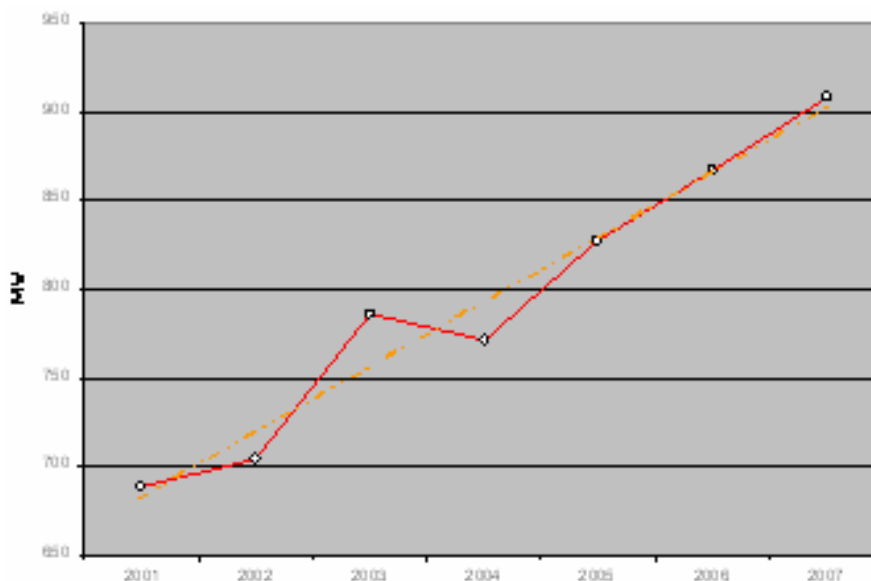


Fig. 5-16 Evolution de la puissance de pointe de la région de Gerona (en été) dans les années 2001-2007 (source REE)

A présent, l'alimentation de Gérone dépend presque à 50% d'une seule ligne double circuit 220 kV Vic-Juia (Fig. 5-17). Les autres points d'injection sur le réseau sont plus éloignés (Vic, San Celoni et La Roca). Aujourd'hui, certaines lignes de la zone sont proches de leur capacité maximale, ce qui conduit à une grande vulnérabilité de la zone en cas de défaut, notamment en été.

De plus, le déclenchement de cette ligne à double circuit Vic-Juia 220 kV sur incident induirait un effondrement de tension et une perte totale des postes électriques de la zone. Avec des valeurs de consommation supérieures à 530 MW, les critères de sécurité d'exploitation du système électrique de la zone ne peuvent plus être respectés (notamment le critère N-1) sans mettre en danger la sûreté du réseau. Selon des informations reçues par REE, cette situation de risque potentiel apparaît 85% du temps en été (presque tous les jours). Un tel incident provoquerait la coupure de l'alimentation de 350 000 clients puis, après une série de manœuvres sur le réseau on récupérerait une partie de la clientèle en laissant cependant 200 000 clients coupés.

**Illustration 11: Energie non distribuée possible**

A la pointe d'hiver 2007 (le 19 décembre) la ligne à deux circuits Vic-Juia 220 kV supportait 62.3% de la demande de la province de Gérone. La perte de cette ligne (dont on peut chiffrer la probabilité à 0.007% par an) aurait provoqué la perte de 230 MW de consommation. De même pour la pointe d'été 2007 (26 juillet), cette même ligne supportait 54% de la demande de la province, et la perte de cette ligne aurait provoqué la perte de 220 MW de consommation.

Des valeurs encore supérieures sont même possibles, car les pointes de la région de Gérone ne coïncident pas forcément avec les pointes nationales



Fig. 5-17 Carte du réseau de la région de Gerona (400kV en rouge, 220kV en vert, 132-110 kV en bleu) (source REE)

Le manque de robustesse du système électrique de la zone se traduit par des tensions basses au poste de Vic 400 kV, point d'importance vitale pour Gerona, puisqu'il fournit 2/3 de l'énergie consommée. Ces tensions basses, dues au niveau élevé de la puissance appelée par Vic, limitent, à leur tour, même la capacité d'échange avec la France.

En définitive, l'alimentation de la région de Gerona est critique dès aujourd'hui et le sera encore davantage dans le futur avec l'évolution de la consommation, s'il n'y a pas de renforcements de réseau adéquats, comme l'indique le « Pla de l'energia de Catalunya 2006 – 2015 », élaboré par le *Departament de Treball i Indústria de la Generalitat de Catalunya*, et dans les analyses effectuées indépendamment par le cabinet d'expertise SENER.

En réalité, dans la région catalane REE est déjà en train de développer l'axe de Sentmenat à Sta. Llogaia et actuellement la situation des ouvrages est la suivante :

- ligne 400 kV Sentmenat-Bescanó : projet déclaré d'utilité publique et travaux commencés ;
- poste de transformation à Bescanó : projet déclaré d'utilité publique et ouvrages à réaliser ;
- ligne 400 kV Bescanó'-Sta Llogaia : procédure d'autorisation en cours.

Ces renforcements de réseau permettront d'augmenter la fiabilité de la fourniture électrique dans la province de Gérone, actuellement alimentée par la ligne 220 kV Vic-Juia.

La continuation de cet axe à travers les Pyrénées Orientales en reliant Sta. Logaia à Baixas permettrait naturellement d'augmenter la fiabilité de la zone, en disposant d'une possibilité d'alimentation bi-directionnelle vers les postes de Sta. Logaia et Bescanò. De plus, la fermeture de l'anneau électrique Baixas-Vic-Bescanò-Sta.Llogaia-Baixas permettrait de mieux faire face à la défaillance d'une des lignes (critère N-1), puisqu'il n'y aurait aucune poste de transformation THT/HT en antenne.

**Illustration 12:** incident de Gérone de l'été 2005

Pendant l'été 2005, diverses situations d'alerte se sont produites concernant l'exploitation du système de la Catalogne espagnole car l'indisponibilité de nombreuses centrales de production de la zone ont conduit le système à une situation de pré-écroulement de tension. Concrètement, durant cette période la centrale de Vandellos était indisponible, les groupes cycles combinés gaz de Besos 3 et 4 étaient en arrêt programmé et un incident technique survenu sur la centrale thermique de Foix l'a déconnectée une semaine du réseau.

**Illustration 10:** Le tableau suivant donne une idée de la consistance du réseau de transport de la région de Gérone en comparant avec la Catalogne et le reste de l'Espagne le rapport de la longueur des lignes à THT avec la demande de pointe. On peut voir que pour la région de Gérone ce rapport est bien inférieur à celui de la Catalogne et le d'Espagne pour des niveaux de consommation similaires.

2006	
<b>km / 100 MW de pointe en hiver</b>	
Espagne	78
Catalogne	52
Gerona	11
<b>km / 100 MW de pointe en été</b>	
Espagne	84
Catalogne	48
Gerona	11

Tab. 5-3 Ratio entre kilométrage de lignes 225 et 400 kV en Espagne / demande de pointe en hiver et en été

## 6 POSSIBILITES DE RENFORCEMENTS POUR AUGMENTER LA CAPACITE D'ECHANGE

Le chapitre précédent a présenté les nécessités de renforcement de l'interconnexion entre la France et l'Espagne. Pour augmenter la capacité nette d'échange entre ces deux pays, plusieurs solutions peuvent être considérées :

- renforcements des lignes existantes ;
- nouvel axe électrique.

Les possibilités d'augmenter la capacité d'échange entre les deux pays seront analysées dans une prochaine étape de l'étude prévue au mois d'avril 2008.

De premières analyses sur les différentes possibilités de renforcement de cette interconnexion avaient été effectuées par CESI lors du premier audit conduit en 2002-2003 ; les résultats sont illustrés dans les rapports [22], [23].

En général, au-delà du renforcement des lignes existantes, l'augmentation de la capacité d'échange peut être obtenue au moyen de nouveaux circuits en courant continu ou en courant alternatif. Dans le cas, dans lequel le choix serait basé sur une liaison en courant alternatif, le niveau de tension doit être choisi parmi ceux déjà adoptés par les gestionnaires de réseau, à savoir : 400 kV, 225 kV ou, en Espagne, 110 kV.

Le Tab. 6-1 ci-dessous présente une comparaison des caractéristiques des lignes aériennes à différents niveaux de tension. Cette comparaison est faite en garantissant la même capacité de transport égale à 4000 MVA. On a considéré des paramètres typiques pour chaque niveau de tension, tout en sachant qu'il y a plusieurs types de lignes pour chaque tension (section du conducteurs, nombre de conducteurs par phase, matériel du conducteur, etc.). Cependant les conclusions sont valables en général.

On voit clairement que l'adoption d'un niveau de tension plus bas implique la construction de pylônes ayant une hauteur et une largeur plus limitée, donc un impact sur le paysage plus réduit. Mais, en revanche, pour garantir la même capacité de transport il faut construire un nombre de circuits, et par conséquent, de pylônes progressivement plus élevé comme la tension est plus basse. Pourtant, l'emprise totale à distance minimale des pylônes est bien plus large si l'on adopte le niveau de tension 225 kV ou 110 kV.

niveau de tension (kV)	400	225	225	110
nombre de conducteurs par phase	3	2	1	1
portée en puissance (MVA)	2040	765	382.5	187
hauteur de pylône (m)	44	39	39	33
largeur de pylône (m)	32	29	29	10
nombre de ternes pour 4000 MVA	2	6	11	22
nombre de pylônes	1	3	6	11
distance minimale entre pylônes (m)	32	29	29	10
emprise totale à distance minimale (m)	32	145	319	210

Tab. 6-1 Comparaison des paramètres principaux pour circuits en courant alternatif à différent niveau de tension

En conclusion l'adoption de lignes à 110 kV ou à 225 kV est appropriée seulement pour capacités de transport limitées. Ces lignes sont utilisées normalement pour transport de puissance à une échelle régionale.



## 7 REFERENCES

- [1] UNFCCC, « *Baseline Methodology for Grid Connected Electricity Generation Plant using Natural Gas* », approved baseline methodology AM0029, available on : <http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage>
- [2] EC-DG TREN, « *Project EU-TEN-ENERGY INVEST: estimation of the investments needed for the next two decades in the European transmission networks of electricity and gas* », Brussels, 2005, available on the web site: [http://www.ec.europa.eu/ten/energy/studies/index\\_en.htm](http://www.ec.europa.eu/ten/energy/studies/index_en.htm).
- [3] ETSO, « *Indicative values for Net Transfer Capacities (NTC)* », web site : [http://www.etsonet.org/NTC\\_Info/map/e\\_default.asp](http://www.etsonet.org/NTC_Info/map/e_default.asp)
- [4] EU, « *Règlement (CE) n° 1228/2003 du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité* », Bruxelles, Juin 2003
- [5] EU, « *Decision 1364/2006/CE du Parlement Européen et du Conseil du 6 septembre 2006 établissant des orientations relatives aux réseaux transeuropéens d'énergie et abrogeant la décision 96/391/CE et la décision n° 1229/2003/CE* », Bruxelles, Septembre 2006
- [6] EC-DG TREN « *Comment consommer mieux avec moins* », Livre vert sur l'efficacité énergétique, 2005, disponible sur le site web : [http://ec.europa.eu/energy/efficiency/doc/2005\\_06\\_green\\_paper\\_book\\_fr.pdf](http://ec.europa.eu/energy/efficiency/doc/2005_06_green_paper_book_fr.pdf)
- [7] UCTE, « *System Adequacy Forecast 2008-2020* », Bruxelles, January 2008
- [8] EU, « *Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 Oct. 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants* », Bruxelles, Nov. 2001
- [9] RTE, « *Generation adequacy report on the electricity supply-demand balance in France* », Paris, 2007 Edition
- [10] UCTE, « *Operational Handbook* », Bruxelles, 2007, disponible sur le site web : <http://www.ucte.org/publications/ophandbook/>
- [11] UCTE, « *Report on System Disturbance on 4th November 2006* », Bruxelles, January 2007.
- [12] REE, « *Produccion eólica técnicamente admisible en el sistema eléctrico peninsular Ibérico-Orizonte 2011* », Madrid, July 2006.
- [13] MITYC (Ministry of Industry), « *Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2007-2016. Desarrollo de las Redes de Transporte– draft of July 2007* », Madrid 2007
- [14] Deutsche Energie-Agentur GmbH, « *Planning of the Grid Integration of Wind Energy in Germany Onshore and Offshore up to the Year 2020* », DENA Project Steering Group, Berlin, March 2005, [www.dena.de](http://www.dena.de)
- [15] EWIS « *European Wind Integration Study Towards a Successful Integration of Wind Power into European Electricity Grids* », Final Report, Jan. 2007
- [16] European Commission, « *European Energy and Transport Trends to 2030* », DG for Energy and Transport, January 2003, available on the E.C. web site: [http://europa.eu.int/comm/dgs/energy\\_transport/figures/trends\\_2030/index\\_en.htm](http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/figures/trends_2030/index_en.htm)
- [17] European Commission - Directorate General Energy and Transport, « *FORRES 2020: Analysis of the renewable energy sources' evolution up to 2020* », Tender n. TREN/D2/10-2002, April 2005

- 
- [18] EU, « *Directive 2005/89/EC of the European Parliament and of the Council of 18 January 2006 concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment* », Bruxelles, Febr. 2006
- [19] CIGRE General Session n° 41, « *Opening panel : impact of natural phenomena on the design and operation of power systems* », Paris, August 2006
- [20] P.P.Pericolo, V. Canazza, D. Canever, B. Cova, V.Venturini, P. Marannino, F. Zanellini, « *Use of Zonal and Nodal Market Simulators in Transmission Network Planning: Application To The Italian System* », paper submitted to the CIGRE General Session 2008, Paris, August 2008, paper nb. C1-104
- [21] B.Cova, M. De Nigris, G. Pirovano, P.Stigliano, « *Etude de faisabilité technico-économique d'alternatives à la réalisation d'une ligne à très haute tension entre la France et l'Espagne* », CESI, rapport A2/038822, Milan, décembre 2002
- [22] B.Cova, M. De Nigris, « *Etude de faisabilité technico-économique d'alternatives à la réalisation d'une ligne à très haute tension entre la France et l'Espagne : complément d'étude de réseau sur l'influence de la localisation de la ligne* », CESI, rapport A3/006235, Milan, mars 2003
- [23] P. Baioni, B. Cova, M. De Nigris, « *Compléments d'étude d'une ligne THT entre la France et l'Espagne à la suite des « Conférences d'acteurs et des premiers auditions publiques »* », CESI, rapport A3/0145224, Milan, avril 2003

## ANNEXE 1 – SOLUTIONS POUR L'AUGMENTATION DE LA CAPACITE D'ECHANGE

Il existe différentes manières d'augmenter une capacité d'échange :

- Par l'installation de nouveaux transformateurs 400/225kV dans les postes existants, ce qui permet uniquement d'augmenter les flux électriques entre les différents niveaux de tension.
- Par l'installation de nouveaux équipements dans les postes (transformateurs déphaseurs, capacités série, etc.) pour améliorer la distribution des flux entre les différents chemins électriques parallèles afin d'optimiser l'utilisation des lignes, mais cette solution permet des augmentations limitées de la capacité d'échange.
- Par des renforcements de lignes existantes en rehaussant les pylônes ou en retendant les conducteurs, ce qui permet d'augmenter les flux qui transitent sur ces lignes.
- Par l'augmentation de la tension de fonctionnement d'une ligne (en passant de 220 kV à 400 kV). Ceci n'est possible que si la ligne est dimensionnée pour cette tension supérieure également, c'est-à-dire si les pylônes et les isolants sont compatibles avec ce niveau de tension.
- Par des installations de conducteurs à haute température sur des lignes existantes
- Par l'installation d'un deuxième circuit sur une ligne existante si le dimensionnement des pylônes permet de l'accueillir.
- Par la reconstruction d'une ligne actuelle en ligne double circuit en suivant son tracé.
- Par la construction d'une nouvelle ligne en site vierge.

Des solutions citées ci-dessus certaines ne peuvent pas être réalisées ou bien n'auraient pas d'utilité dans le cas précis de l'interconnexion France-Espagne. Par exemple, les lignes d'interconnexion 220 kV actuelles (Biescas-Pragnères et Argia-Arkalé) n'ont pas été dimensionnées pour une tension supérieure à celle correspondant à leur exploitation actuelle. De plus, aucune des lignes d'interconnexion actuelle n'est préparée pour accueillir un deuxième circuit.

D'autre part, l'installation d'un transformateur déphaseur supplémentaire sur l'interconnexion actuelle n'aurait pas d'utilité puisqu'il en existe déjà un à Pragnères et qu'il n'existe que 4 lignes déjà suffisamment chargées actuellement.

Quant aux stratégies de remplacements de conducteurs existants par des conducteurs à haute température ou de reconstruction de ligne existante en lieu et place, elle ne permettraient pas d'obtenir une augmentation importante de la capacité de transport (par exemple : dans le cas de l'interconnexion entre la France et l'Espagne il ne serait pas possible atteindre une capacité nette de transfert de 2600 MW).

## ANNEXE 2 – EVALUATION DE L'ADEQUATION DU SYSTEME ELECTRIQUE ADOPTE PAR UCTE

Pour évaluer si les prévisions de production sont en adéquation par rapport à la demande prévue, les gestionnaires de réseau de l'UCTE adoptent une méthode basée sur quatre étapes.

- a) estimation de la quantité de production disponible et fiable à un instant choisi en tenant compte de l'indisponibilité attendue des unités de production. Cette quantité est dénommée « Capacité disponible fiable » (Reliable available capacity) et calculée comme suit:

$$\begin{aligned} & \text{Capacité Nette de Production (NGC)} \\ & - \text{Capacité non utilisable (pour maintenance, réserve, défaillance)} \\ \hline & = \text{Capacité disponible fiable (RAC)} \end{aligned}$$

L'estimation de la capacité non utilisable est faite en considérant les maintenances prévues de longue durée, les taux de défaillance et les conditions climatiques et d'exploitation les plus probables.

En outre, toutes les évaluations de l'équilibre offre-demande sont conduites en se référant aux conditions de demande de pointe les plus critiques, à savoir :

- troisième mercredi de janvier à 11h00;
- troisième mercredi de janvier à 19h00;
- troisième mercredi de juillet à 11h00.

- b) estimation de la quantité de production disponible excédentaire par rapport à la demande dans les conditions sélectionnées (voir étape précédente). Cette quantité de production est dénommée « Capacité restante » (Remaining capacity) et calculée comme suit :

$$\begin{aligned} & \text{Capacité disponible fiable (RAC)} \\ & - \text{Demande dans les conditions choisies} + \text{DSM}^{(*)} \\ \hline & = \text{Capacité restante (RC)} \end{aligned}$$

(\*) DSM : Demand Side Management, c'est-à-dire l'ensemble des mesures pour la gestion de la demande afin de limiter les pointes et d'augmenter l'efficacité énergétique.

- c) Définition d'un niveau indicatif minimum de « capacité restante » considérée suffisante pour la fourniture fiable de la demande en conditions de pointe. Ce niveau est appelé « Marge référentielle d'adéquation » (Adequacy reference margin) et calculé comme suit :

$$\begin{aligned} & \text{Marge sur la demande de pointe} \\ & + [5\% \text{ ou } 10\%] \text{ de la capacité nette de production de chaque pays} \\ \hline & = \text{Marge référentielle d'adéquation (ARM)} \end{aligned}$$

La marge d'adéquation choisie, ARM, correspond à un risque de 1% de ne pas pouvoir faire face à la demande de pointe. Pour rester en dessous de ce risque il faut choisir une valeur de ARM de 10% pour la France et de 5% pour l'Espagne.

- d) Le critère synthétique d'adéquation requiert que la « capacité restante » (RC) soit supérieure à la marge d'adéquation (ARM). La situation où  $RC < ARM$  dénote que le système doit recourir à l'importation de puissance en conditions de demande de pointe.

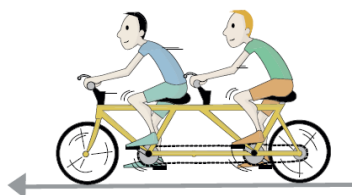
Au niveau de l'UCTE l'adéquation du système de production-transport est évaluée en adoptant deux scénarios :

- « *conservatif* », où seulement les projets de production qui seront réalisés avec une haute probabilité sont considérés ;
- « *meilleure estimation* », qui considère aussi les futures usines de production dont l'entrée en service est jugée « raisonnablement probable » selon les informations des gestionnaires de réseau.

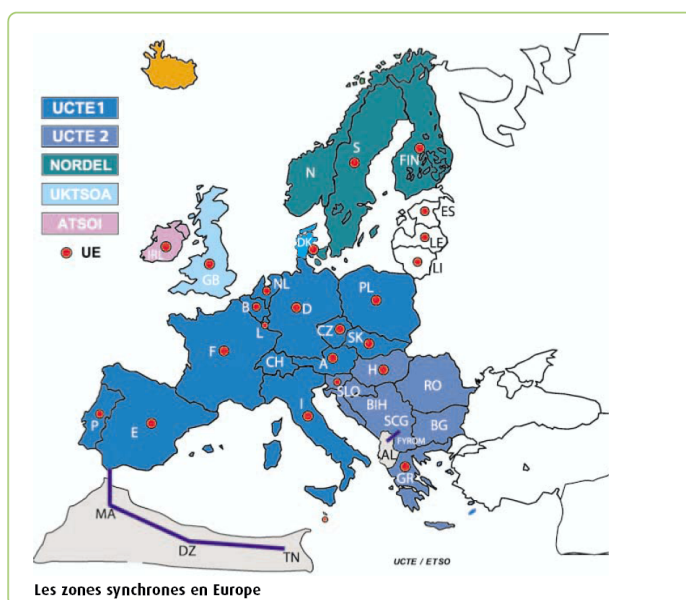
### ANNEXE 3. LE SYNCHRONISME, LA RUPTURE DE SYNCHRONISME ET LE LIEN SYNCHRONISANT

#### QU'EST-CE QUE LE SYNCHRONISME ?

C'est le **fonctionnement à la même fréquence de toutes les centrales** interconnectées autour de 50 Hz en Europe. Pour comprendre, nous pouvons faire référence à deux cyclistes qui pédalent en tandem pour illustrer la problématique du maintien du synchronisme. Pour que le tandem roule normalement, il faut que les deux cyclistes pédalent à la même allure. Dans un réseau électrique, cela revient à dire que **toutes les centrales connectées doivent fonctionner à la même fréquence. C'est le synchronisme.**



Les pays d'Europe se sont réunis en **zones synchrones**, c'est-à-dire où la fréquence du réseau est identique. La tension alternative a la même fréquence en Bulgarie, au Danemark, au Portugal, en Espagne, en France et dans le Maghreb. Chacun de ces pays peut donc secourir instantanément un autre pays en cas d'incident (ex. panne de centrale), et au quotidien partager les moyens de production disponibles ce qui rend le réseau plus robuste.



#### QU'EST-CE QUE LA RUPTURE DE SYNCHRONISME ?

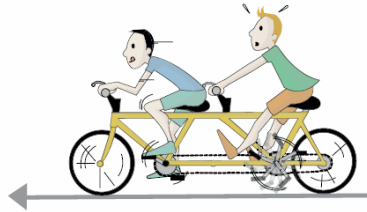
C'est le fait qu'**une centrale** ou un groupe de centrales **fonctionne durablement** (quelques secondes) à **une fréquence différente des autres centrales** interconnectées sur le même réseau. Cela se produit dans certaines situations, comme par exemple à la **suite d'un court-circuit.**

*A titre d'exemple, Les ouvrages du réseau de transport de RTE subissent de l'ordre de 10000 à 12000 courts-circuits par an, dus très majoritairement aux conditions météorologiques: environ 60 % pour la foudre et un peu plus de 20 % pour le givre, la neige collante, la pluie, le vent, la*

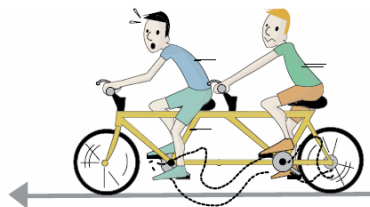
*pollution saline. Les avaries de matériels interviennent à hauteur de 2 %, le reste étant dû à des causes diverses (contacts avec la végétation et les animaux, incidents dont l'origine est chez les utilisateurs, actes de malveillance...).*

Le court-circuit provoque des perturbations violentes, ressenties plus ou moins fortement par les alternateurs des centrales électriques en fonction de leur éloignement du lieu du court-circuit. En général, les perturbations sont rapidement éliminées par les dispositifs de protection installés sur le réseau. Mais **pour les centrales situées à proximité du lieu du court-circuit**, ce dernier induit **une accélération temporaire de la vitesse de rotation des alternateurs** et donc de la fréquence locale du réseau. En général, les alternateurs qui subissent des oscillations se désynchronisent légèrement du reste du réseau avant de se re-synchroniser sur la fréquence générale du réseau. Si le lien électrique (lignes du réseau) entre le groupe subissant la perturbation et le reste du réseau n'est pas assez puissant et si, malgré l'action des dispositifs de régulation de la centrale, les alternateurs ne parviennent pas à se recalculer sur la fréquence du réseau général, alors il y a rupture de synchronisme.

Dans l'exemple du tandem, si l'un des deux cyclistes se met à accélérer, le second est entraîné et doit accélérer à son tour pour que le tandem roule normalement.



Mais, si l'un des deux cyclistes freine alors que l'autre tente de pédaler, la chaîne du vélo risque de rompre.



Dans un réseau électrique, cela revient à dire que si l'une des centrales interconnectées accélère ou ralentit sa fréquence de manière importante, elle dérègle l'équilibre du réseau. C'est la perte de synchronisme.

### **QUELLES SONT LES CONSEQUENCES DE LA RUPTURE DE SYNCHRONISME ?**

**La tension** observée en certains points du réseau **se met à osciller** (clignotement des ampoules chez le consommateur, vibrations et échauffements des moteurs industriels et dans les appareils domestiques pouvant aller jusqu'à l'arrêt...). Dans les centrales, des contraintes mécaniques apparaissent sur les matériels, notamment des contraintes vibratoires et de torsion des arbres des machines, qui peuvent détériorer les matériels. Si le phénomène se prolonge, des automatismes installés sur le réseau réagissent et découpent le réseau suivant des zones prédéfinies de manière à isoler la zone en rupture de synchronisme. Cela évite la propagation du phénomène ainsi que la détérioration des groupes turboalternateurs des centrales. Si le déséquilibre entre production et consommation dans la zone découpée est trop important, il y a un risque que les groupes de production se déconnectent du réseau, ce qui entraîne la **mise hors tension de la zone** (« blackout » localisé de la zone).

### QU'EST-CE QU'UN LIEN SYNCHRONISANT ?

Le lien synchronisant est **l'ensemble des mailles du réseau qui relient entre eux les alternateurs** des centrales électriques en leur permettant de rester synchrones. Le lien synchronisant reliant la péninsule ibérique au reste de l'Europe via la France n'est composé que de deux lignes 400kV et deux lignes 225kV.

**Le lien synchronisant** est assimilable à **un élastique**. Plus l'élastique est rigide, meilleur est le lien synchronisant. Pour comprendre la notion de lien synchronisant, nous pouvons reprendre l'analogie du tandem, et remplaçons la chaîne par un élastique. Si on demande aux deux cyclistes de pédaler à la même vitesse, ils auront beaucoup de mal à y parvenir si l'élastique est lâche. En ajoutant un deuxième élastique sur le premier ils pourront plus facilement pédaler à la même vitesse. Dans un réseau électrique, le lien synchronisant entre les centrales de deux réseaux dépend du nombre de lignes électriques les reliant. En augmentant le nombre de lignes en parallèle, on améliore le lien synchronisant. C'est comme si l'on rapprochait les centrales françaises des centrales espagnoles.



## ANNEXE 4. SURCHARGES EN CASCADE ET REGLAGE DE LA FREQUENCE

### LES SURCHARGES EN CASCADE

**Il peut arriver que l'intensité transitant dans une ligne dépasse son intensité maximale admissible**, dans certaines conditions exceptionnelles (par exemple un niveau de consommation record lors de périodes de grand froid ou de canicule). Ce phénomène peut présenter un danger pour les personnes, car **la distance de sécurité peut ne plus être respectée** (quand ils sont parcourus par un courant, les conducteurs s'échauffent par « effet Joule » et s'allongent légèrement donc se rapprochent des obstacles). Le matériel risque en outre d'être endommagé. **Un dispositif de protection** particulier, appelé « protection de surcharge », entre alors en action. En quelques minutes ou quelques secondes suivant l'ampleur du dépassement d'intensité, **il met la ligne hors tension** en actionnant les disjoncteurs situés à chaque extrémité. Le transit supporté auparavant par cette ligne va alors se reporter dans d'autres chemins électriques en raison du maillage du réseau de transport, risquant de provoquer de nouvelles surcharges. C'est alors l'amorce d'**un phénomène de cascade** (c'est-à-dire d'une succession de mises hors tension des lignes), qui peut conduire à la mise hors tension de vastes zones du réseau.

*Illustration A-1: C'est ce phénomène qui s'est produit aux frontières italiennes le 28 septembre 2003. L'Italie était à ce moment fortement importatrice d'électricité, donc les lignes transfrontalières étaient très chargées. Un court-circuit sur une ligne proche de l'Italie a provoqué un report du transit de cet ouvrage sur les autres lignes, qui sont entrées en surcharge. Le système de protection de ces lignes les a mises hors tension. La production italienne ne pouvant faire face à la consommation, la tension et la fréquence se sont écroulées, menant à la panne généralisée. Si le réseau avait été davantage maillé (plus de lignes), le transit se serait mieux réparti et les surcharges en cascade n'auraient pas eu lieu.*

*Illustration A-2: L'incident européen du 4 novembre 2006 a été occasionné par la mise hors service d'une ligne du réseau allemand pour permettre le passage d'un bateau. Cette mise hors tension d'une seule ligne a occasionné des surcharges en cascade et des mises hors tension de nombreuses lignes qui ont abouti à la séparation du réseau interconnecté européen en 3 zones (cf. Annexe 5).*

### LE REGLAGE DE LA FREQUENCE

Les centrales doivent à tout instant **produire la quantité d'électricité nécessaire à l'alimentation de la consommation**. Pour répondre à cet impératif, les centrales de France et d'Europe sont interconnectées grâce au maillage du réseau de transport, et peuvent se secourir mutuellement en cas de panne. Pour que le réseau interconnecté fonctionne, il existe **une obligation commune** à toutes les centrales : leurs alternateurs doivent tourner à la même vitesse électrique, afin de **produire une tension de fréquence uniforme** dans tout le réseau européen. C'est ce qu'on appelle **le synchronisme** des alternateurs.

#### Qu'est-ce que la fréquence?

La fréquence correspond au nombre de cycles que fait le courant alternatif en une seconde. Pour un alternateur, elle correspond au nombre de tours que fait l'arbre de la turbine en une seconde, multiplié par le nombre d'électro-aimants placés dans le rotor. A la différence de la tension, qui est un paramètre local (la tension est différente en tout point du réseau, elle dépend du courant qui circule dans les lignes au voisinage du point considéré), la fréquence est homogène dans tout le réseau électrique dès lors que la production et la consommation sont en équilibre.

#### Le maintien de la fréquence

La fréquence doit être maintenue autour de la valeur nominale de 50 Hz, quelles que soient les variations de consommation ou de production. En effet, d'une part, une fréquence évoluant sans cesse rendrait

l'électricité inutilisable pour de multiples usages, d'autre part, la plupart des composants du système électrique sont conçus pour fonctionner dans une plage de fréquence donnée, en dehors de laquelle des dysfonctionnements graves de matériels peuvent apparaître.

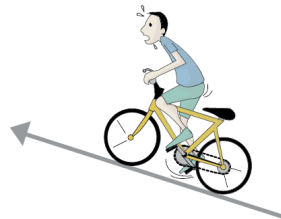
### Que se passe-t-il en cas de variations de fréquence ?

Prenons l'exemple de variations de fréquence liées à des variations de consommation. **Lorsque la consommation augmente, la turbine de l'alternateur ralentit.** Cette variation de fréquence n'a **pas d'effet sur le consommateur** car elle dure très peu de temps et est très légère. Pour mieux comprendre ce phénomène, nous prendrons l'exemple d'un cycliste (que nous appelons aussi « force motrice ») qui pédale en fournissant un effort constant, sur une route (que nous appelons aussi « force de résistance »). Pour cette illustration, nous supposons que la bicyclette n'a pas de dérailleur. **Ce cycliste représente la centrale qui doit maintenir sa fréquence.**

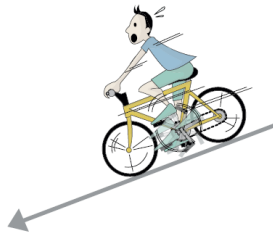
Dans la situation initiale, **la route est plate**, le cycliste pédale à effort constant, sa vitesse est constante. Dans une centrale, cela correspond à **une consommation exactement égale à la production** (situation d'équilibre). L'arbre de la turbine conserve son rythme. La fréquence est donc maintenue.



Si **la route monte** la force de résistance augmente. Si le cycliste ne pédale pas plus fort, il va ralentir. Dans une centrale, cela revient à dire que **si la consommation augmente** (la force de résistance augmente), **l'arbre de la turbine va ralentir**, donc **la fréquence du courant produit va baisser**.



Si **la route descend**, le cycliste va augmenter sa vitesse, entraîné par la descente, car la force de résistance qu'il rencontre diminue. Dans une centrale, cela revient à dire que **si la consommation baisse** (la force de résistance diminue), **l'arbre de la turbine va accélérer**, donc **la fréquence du courant produit va augmenter**.



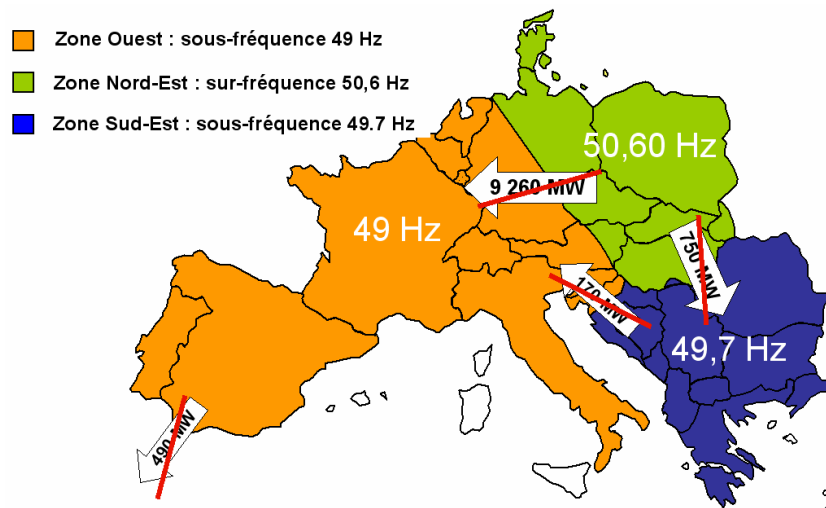
### L'écroulement de fréquence

Lorsqu'un réseau est dans une situation tendue pour l'équilibre production / consommation, parce que la consommation atteint un niveau exceptionnel, ou à cause d'un parc de production en partie indisponible, une baisse de fréquence peut se produire. **En dessous d'un certain seuil de fréquence, les groupes de production se séparent du réseau pour éviter d'être endommagés.** La fréquence chute alors un peu plus, et de nouveaux groupes se séparent du réseau, accélérant le déséquilibre entre production et

consommation, donc la chute de fréquence : **c'est l'écroulement de fréquence**. Ce phénomène est très rapide : on constate une baisse de plusieurs Hertz par seconde. L'ensemble du réseau interconnecté se trouve alors dans une situation très critique. Le seul moyen de faire remonter la fréquence est alors de diminuer rapidement la consommation en ayant recours à du **délestage**, c'est-à-dire la coupure maîtrisée d'une partie de la consommation.

## ANNEXE 5. L'INCIDENT DU 4 NOVEMBRE 2006

L'incident européen du 4 novembre 2006 a été occasionné par la mise hors service d'une ligne à 400 kV en Allemagne du Nord. Suite à cette manœuvre, dans un délai d'une demi-heure une série de déclenchement de lignes de transport s'est produite en causant la séparation du réseau interconnecté européen en 3 zones. La zone Ouest dans laquelle se trouvaient la France et l'Espagne, n'était pas en capacité d'assurer un équilibre production/consommation, la fréquence a alors soudainement chuté à 49 Hz dans cette zone. Dans un premier temps, la réaction du système a été le déclenchement du fonctionnement du plan de défense contre les incidents de grande ampleur avec délestage automatique sur critère de fréquence. 17 000 MW de consommation ont alors été délestés en Europe de l'Ouest (plus de 15 millions de foyers). Puis tous les pays de la zone ont mobilisé leurs moyens de production disponible et démarré le volume nécessaire pour rétablir l'équilibre offre-demande, retrouver la fréquence 50 Hz et permettre de réalimenter la consommation coupée (relestage). 16 400 MW de production ont été démarrés en quelques minutes (hydraulique) grâce à la solidarité européenne. La resynchronisation du réseau européen entier a pu être assurée environ 40 mn après la séparation du réseau européen en 3 zones.



On remarquera que cet incident a provoqué, en raison de la variation de fréquence de la zone ouest (passage brutal de 50 à 49 Hz), la perte instantanée de 2 800 MW de production éolienne en Espagne (sur un total de 4 000 MW produits à cet instant) (Fig. A5-1). L'interconnexion a pu, par bonheur, supporter une variation instantanée de 2 300 MW ; les échanges venaient en effet de varier d'une valeur de 1 400 MW (sens France vers Espagne à 21 h 55) à celle de 300 MW (sens Espagne vers France) à 22 h 10, au moment de l'incident (Fig. A5-2).

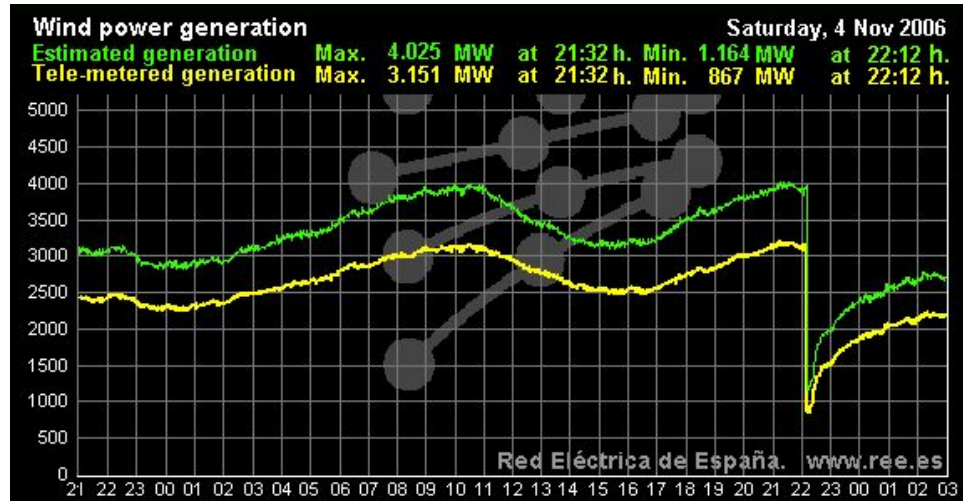


Fig. A5-1 Perte de production éolienne en Espagne lors de l'incident du 4 novembre 2006 à 22 h 12 (source REE)

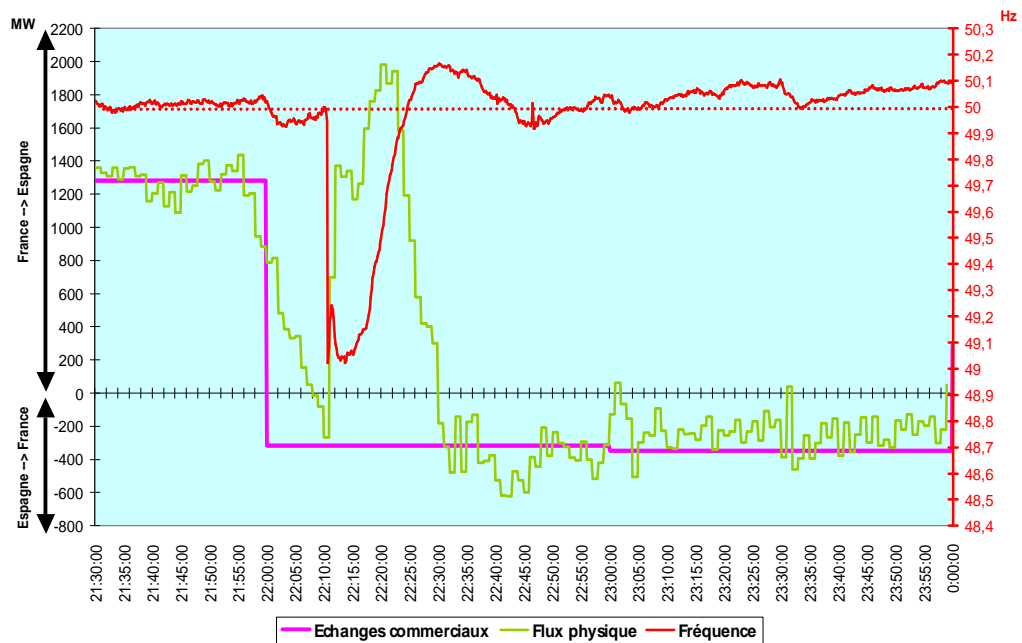


Fig. A5-2 Conséquences sur les échanges France – Espagne de la perte de production éolienne en Espagne lors de l'incident du 4 novembre 2006 à 22 h 12 (source RTE)

**Il est clair que, si l'incident s'était produit 15 à 20 mn plus tôt, au moment où les échanges étaient de l'ordre de 1200 à 1400 MW dans le sens France vers Espagne, le surplus de puissance appelé par l'Espagne au moment de l'incident aurait irrémédiablement conduit à une perte totale de l'interconnexion, et à un black out très vraisemblable sur toute la péninsule ibérique!**