

**RAPPORT DE LA COMMISSION DE RÉGULATION  
DE L'ÉNERGIE SUR LA GESTION ET  
L'UTILISATION DES INTERCONNEXIONS  
ÉLECTRIQUES EN 2006**

*Paris, le 12 mai 2007*



## Préambule

Le présent rapport a pour objectif, d'une part, de procéder à l'évaluation des méthodes de gestion de la congestion en vigueur sur les interconnexions gérées par le gestionnaire du réseau public de transport RTE, requise par l'article 1.10 des orientations du règlement européen 1228/2003 qui prévoit que : « *Les autorités de régulation nationales évaluent régulièrement les méthodes de gestion de la congestion, en veillant notamment au respect des principes et des règles établis dans le présent règlement et les présentes orientations, ainsi que des modalités et conditions fixées par les autorités de régulation elles-mêmes en vertu de ces principes et de ces règles* », et, d'autre part, de partager les réflexions de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) sur la gestion et l'utilisation des interconnexions électriques en 2006, avec les autres régulateurs européens réunis au sein du Groupe des régulateurs européens de l'électricité et du gaz (ERGEG<sup>1</sup>) ainsi que tous les acteurs concernés par l'établissement du marché intérieur de l'électricité.

Il s'agit du premier rapport de ce type. Le prochain rapport relatif à la gestion et l'utilisation des interconnexions électriques en 2007 est, donc, susceptible d'être amélioré et enrichi. Pour cela, toute réaction sur les analyses présentées dans le rapport 2006 sera examinée avec la plus grande attention.

---

<sup>1</sup> ERGEG : *European Energy Regulators Group for Electricity and Gas.*



## Table des matières

<b>Préambule</b> .....	<b>1</b>
<b>Introduction : 2005-2006, années charnières pour la gestion des congestions</b> .....	<b>5</b>
a. Contexte historique .....	5
b. Mise en œuvre des nouveaux mécanismes.....	7
c. Nouveau contexte et prochains objectifs.....	7
d. Objectifs du présent rapport .....	8
<b>Partie 1 : Conséquences des changements survenus en 2005-2006.....</b>	<b>9</b>
a. Un signal économique pour la valeur des capacités d'interconnexion .....	9
b. Un indicateur d'imperfection des marchés.....	9
c. Restitution de la rente de congestion à tous les utilisateurs du réseau.....	10
d. Les capacités d'interconnexion plus largement partagées .....	11
e. Une plus grande cohérence entre l'utilisation des capacités d'interconnexion et les différentiels de prix .....	12
• Interconnexion avec l'Allemagne .....	12
• Interconnexion avec la Belgique.....	14
• Interconnexion avec l'Espagne .....	14
• Interconnexion avec l'Italie.....	15
<b>Partie 2 : Des améliorations encore nécessaires .....</b>	<b>17</b>
a. Le fonctionnement des mécanismes d'allocation.....	17
• Enchères périodiques.....	17
• Enchères journalières .....	23
b. L'utilisation des capacités acquises aux enchères.....	26
• Capacités périodiques.....	26
• Capacités journalières .....	30
c. L'utilisation des capacités pour les échanges de court terme.....	35
• Echanges infra-journaliers.....	35
• Echanges d'ajustement.....	36
d. La gestion des capacités conformément au droit communautaire.....	37
• Calcul des capacités mises à disposition du marché .....	37
• Processus d'allocation et de nomination sur l'interconnexion France-Angleterre ..	39
• Répartition des capacités entre les différentes échéances de temps.....	39
• Réductions de capacité et annulations d'enchères .....	40
• Plates-formes d'enchères.....	42
• Capacités d'échange avec la Suisse .....	43
<b>Conclusion : une approche régionale indispensable .....</b>	<b>44</b>
a. Région Centre-Ouest .....	44
b. Région France, Royaume-Uni et Irlande.....	45
c. Région Centre-Sud .....	46
d. Région Sud-Ouest .....	46



## Introduction : 2005-2006, années charnières pour la gestion des congestions

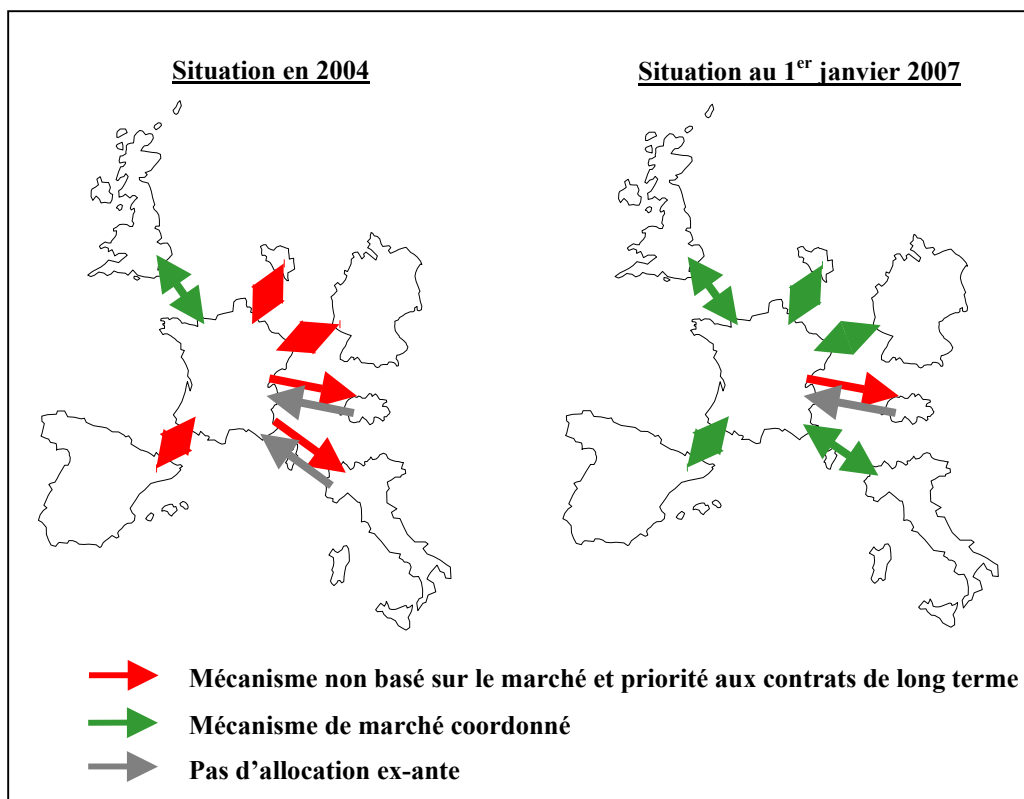
### a. Contexte historique

Jusqu'en 2004, la gestion des capacités d'interconnexion, entre la France et les pays voisins d'Europe continentale, reposait sur des mécanismes administrés : listes de priorité, ou mécanismes de prorata. Ces systèmes de gestion des congestions étaient issus de l'époque pendant laquelle les interconnexions étaient utilisées, en plus de leur rôle dans la sécurité des réseaux<sup>2</sup>, essentiellement pour exporter, dans le cadre de contrats de long terme, l'électricité d'origine nucléaire surabondante en France.

Dans la perspective de l'établissement du marché européen de l'électricité, ces mécanismes administrés devaient évoluer pour permettre aux opérateurs européens de s'échanger de l'électricité sur la base de contrats plus souples permettant à la concurrence de s'exercer entre un plus grand nombre d'acteurs.

A cet effet, l'article 6 du règlement européen 1228/2003 du 26 juin 2003, pose ainsi les principes généraux de gestion de la congestion : « *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* ».

Figure 1 – Situation des mécanismes de gestion des capacités d'interconnexion en 2004 et au début de 2007



<sup>2</sup> Les interconnexions permettent, en effet, aux électriciens de se secourir en cas de problèmes techniques sur des centrales de production.

Dans un arrêt du 7 juin 2005, la Cour de justice des communautés européennes (CJCE) a jugé incompatible avec l'établissement du marché européen de l'électricité, la priorité d'accès aux interconnexions accordée jusqu'alors aux contrats de long terme « *historiques* », conclus entre les grands opérateurs européens avant l'entrée en vigueur de la directive 96/92/CE du 19 décembre 1996.

### Encadré 1: caractéristiques des enchères mises en œuvre par RTE au 1<sup>er</sup> janvier 2006

Les enchères explicites mises en œuvre en 2006 par RTE, et le gestionnaire de transport allemand RWE Transportnetze Strom pour l'import depuis l'Allemagne, ont les caractéristiques suivantes :

- les produits vendus sont des droits physiques d'utilisation de la capacité d'interconnexion, à l'horizon annuel (hors Espagne), mensuel et journalier ;
- une seule session d'enchères est organisée pour chaque type de produit (enchères à un tour) ;
- chaque participant remet ses offres sans information sur les offres des autres participants (enchères fermées ou sous pli cacheté) ;
- le prix de la dernière offre retenue est le prix payé par tous les participants retenus (enchères uniformes ou au prix marginal).

Le tableau suivant expose la capacité moyenne allouée via ces enchères, ainsi que le nombre d'acteurs y ayant participé.

**Tableau 1 – Participation aux enchères de capacités en 2006**

			Capacité moyenne vendue aux enchères (MW)	Nombre moyen de participants	Nombre moyen de participants ayant obtenu de la capacité
Allemagne	Export	Annuel	900	36	13
		Mensuel	366	25	6
		Journalier	1 280	12	7
	Import	Annuel	1 500	31	16
		Mensuel	1 075	23	13
		Journalier	3 699	17	14
Belgique	Export	Annuel	1 300	22	17
		Mensuel	662	16	10
		Journalier	840	8	7
	Import	Annuel	800	20	9
		Mensuel	151	12	5
		Journalier	1 091	8	8
Espagne	Export	Mensuel	708	11	8
		Journalier	724	6	4
	Import	Mensuel	296	10	6
		Journalier	389	5	3
Italie	Export	Annuel	400	19	10
		Mensuel	721	17	10
		Journalier	160	6	3

Source : RTE - Analyse : CRE



### ***b. Mise en œuvre des nouveaux mécanismes***

La CRE, en collaboration avec les régulateurs des pays voisins membres de l'Union, et après consultation des acteurs de marché, s'est attachée à la mise en œuvre des exigences communautaires :

- en décembre 2004, elle a décidé que RTE allouerait 50 % de la capacité d'export vers l'Italie par un mécanisme d'enchères explicites, l'autre moitié de la capacité devant être allouée par son homologue italien ;
- en novembre 2005, les feuilles de route France – Allemagne et France – Italie – Autriche fixaient le cadre de la mise en œuvre d'enchères explicites sur les frontières concernées, aux horizons de temps annuel, mensuel et journalier ;
- en décembre 2005, la feuille de route France – Belgique – Pays-Bas faisait de même pour les frontières entre ces trois pays, et encourageait la mise au point du couplage journalier<sup>3</sup> de ces trois marchés ;
- toujours en décembre 2005, sur le fondement de l'arrêt de la CJCE du 7 juin 2005, la CRE a demandé à RTE de ne plus accorder de priorité d'accès aux contrats historiques entre les France et les autres États membres ;
- en mai 2006, la décision conjointe de la CRE et du Ministère espagnol de l'Industrie, du Tourisme et du Commerce, a permis le lancement d'un mécanisme d'enchères explicites coordonnées dès juin 2006 sur la frontière espagnole ;
- en novembre 2006, la CRE a autorisé la mise en œuvre du couplage des marchés, entre la France, la Belgique et les Pays-Bas.

L'encadré 1 donne un aperçu des caractéristiques des enchères mises en œuvre en France, au 1<sup>er</sup> janvier 2006.

### ***c. Nouveau contexte et prochains objectifs***

Le contexte communautaire a fortement évolué en 2006.

En février, l'ERGEG a lancé les Initiatives Régionales de l'Electricité pour accélérer l'intégration des marchés à un niveau régional, et progresser en direction de l'établissement du marché intérieur de l'électricité à l'échelle de l'Union. La France fait partie de quatre des sept régions qui ont été définies par la Commission européenne et l'ERGEG :

- Centre-Ouest (avec l'Allemagne, la Belgique, le Luxembourg et les Pays-Bas) ;
- Centre-Sud (avec l'Allemagne, l'Autriche, la Grèce, l'Italie et la Slovaquie) ;
- Sud-Ouest (avec l'Espagne et le Portugal) ;
- Royaume-Uni et Irlande.

De plus, depuis le 1<sup>er</sup> décembre, les nouvelles orientations du règlement européen 1228/2003 sont entrées en vigueur. Alors que le règlement européen 1228/2003 du 26 juin 2003 donnait les principes généraux de gestion des congestions, ces orientations fixent de manière précise les améliorations qui devront être apportées aux mécanismes en vigueur. En particulier, elles requièrent une approche coordonnée à l'échelle régionale pour le calcul et l'allocation des capacités d'interconnexion.

Ainsi, dans chacune des régions dans laquelle la France est impliquée, de nouvelles évolutions des mécanismes de gestion de la congestion doivent être mises en œuvre.

En particulier, au sein de la région Centre-Sud, la CRE a fait adopter en décembre 2006 la mise en œuvre d'un mécanisme d'enchères explicites coordonnées entre les deux gestionnaires de réseaux de transport (GRT) sur la totalité de la capacité d'export vers l'Italie.

---

<sup>3</sup> Allocation quotidienne de la capacité d'interconnexion effectuée simultanément aux transactions d'énergie.

Dans la région comprenant le Royaume-Uni et l'Irlande, la CRE dirige un groupe de travail afin de faire évoluer les règles relatives à l'Interconnexion France – Angleterre (IFA).

Dans la région Centre-Ouest, la CRE, avec les quatre autres régulateurs concernés<sup>4</sup>, a publié en février 2007 un plan d'action régional définissant les étapes concrètes à franchir dans les deux prochaines années, en vue d'accélérer l'intégration régionale des marchés électriques.

Par ailleurs, conformément à l'article 23 de la directive 2003/54 du 26 juin 2003, le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité approuvé par décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006, a renforcé les pouvoirs de la CRE en lui conférant expressément la mission d'approbation des règles de calcul et d'allocation des capacités d'interconnexion.

#### ***d. Objectifs du présent rapport***

Le présent rapport a deux objectifs principaux, dont la bonne application du droit communautaire, notamment, des orientations du règlement européen 1228/2003, devrait faciliter l'atteinte.

Le premier objectif de ce rapport est d'établir le bilan des décisions prises par les régulateurs en 2005 et 2006. Cette évaluation, requise par l'article 1.10 des orientations du règlement 1228/2003, a permis d'identifier trois types de bénéfices issus des évolutions des mécanismes d'allocation des capacités d'interconnexion (*cf.* partie 1) :

- de nouveaux signaux économiques, issus des enchères, permettent d'estimer la valeur des capacités ;
- la rente de congestion est plus largement partagée par l'ensemble des utilisateurs du réseau ;
- les méthodes de gestion de la congestion sont plus transparentes (les capacités sont maintenant partagées par un plus grand nombre d'acteurs) et plus efficaces (l'utilisation des capacités est mieux corrélée aux signaux différentiels de prix entre les différents pays concernés).

Le second objectif de ce rapport est de proposer des pistes d'amélioration possibles pour la gestion des congestions, qui pourront servir de base de discussion avec les différents acteurs. Trois types d'améliorations nécessaires sont ainsi identifiés (*cf.* partie 2) :

- les capacités offertes devraient être accrues (par exemple, via une plus grande coordination des gestionnaires de réseaux de transport dans leurs prévisions d'échanges d'électricité), et la qualité des capacités offertes devrait être améliorée (par exemple, via l'amélioration du niveau d'indemnisation en cas de réduction de capacité et, de manière plus générale, l'harmonisation des règles d'enchères) ;
- l'utilisation des capacités devrait devenir économiquement plus rationnelle, c'est-à-dire être davantage corrélée aux différentiels de prix entre les marchés. Dans ce but, la mise en œuvre de mécanismes implicites devrait être encouragée pour les échéances de court terme (du *J-1* au temps réel), et la flexibilité d'utilisation des droits de long terme devrait être accrue ;
- l'utilisation de méthodes incitatives appliquées par les régulateurs aux gestionnaires de réseaux de transport permettrait d'accélérer le processus de mise en œuvre des exigences du droit communautaire.

Comme on le verra en conclusion, ces objectifs sont ceux que se sont fixés les régulateurs impliqués dans les plans d'action élaborés au sein des régions Centre-Ouest, Centre-Sud, ainsi que dans la région comprenant le Royaume-Uni et l'Irlande.

---

<sup>4</sup> *Bundesnetzagentur* (BNA) pour l'Allemagne, la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG) pour la Belgique, l'Institut luxembourgeois de régulation (ILR) pour le Luxembourg, *Directie Toezicht Energie* (DTe) pour les Pays-Bas.

## Partie 1 : Conséquences des changements survenus en 2005-2006

De nouveaux mécanismes de gestion des congestions ont été mis en place durant cette période. Il en est résulté, d'une part, la mise en conformité des règles en vigueur avec le droit communautaire et, d'autre part, l'amélioration de l'efficacité de l'utilisation des capacités d'interconnexion, en permettant aux acteurs de tirer profit de la complémentarité des parcs de production nationaux et des décalages dans le temps des pics de consommation dans les différentes zones interconnectées.

### a. Un signal économique pour la valeur des capacités d'interconnexion

Sans mécanisme d'allocation fondé sur le marché, l'estimation de la valeur que le marché attribue aux capacités d'interconnexion ne pouvait se faire de façon fiable.

Le prix horaire moyen, révélé par les enchères pour chaque mégawatt d'interconnexion, toutes échéances confondues, est un élément de comparaison entre les différentes interconnexions aux frontières françaises. Il peut, notamment, être utilisé dans la perspective d'investissements dans de nouvelles lignes d'interconnexion, ou pour modifier la clef de répartition, entre les frontières Est de la France, des capacités commerciales à partir des capacités physiques.

Tableau 2 – Valeurs comparées des capacités d'interconnexion aux frontières françaises en 2006

	Export		Import		Total
	€/MWh	€/MW	€/MWh	€/MW	€/MW
<b>Allemagne</b>	1,22	10 695	1,32	11 558	<b>22 253</b>
<b>Angleterre</b>	13,42	117 564	0,68	5 986	<b>123 550</b>
<b>Belgique</b>	1,93	16 926	0,12	1 091	<b>18 016</b>
<b>Espagne</b>	3,23	28 287	4,30	37 682	<b>65 969</b>
<b>Italie</b>	12,53	109 803	-	-	<b>109 803</b>

Source : RTE – Analyse : CRE

### b. Un indicateur d'imperfection des marchés

L'indicateur précédent fournit un élément de comparaison, entre les différentes interconnexions françaises, sur la disposition à payer des acteurs de marchés pour la capacité transfrontalière. Ici, nous avons choisi de mettre en regard la rente de congestion réelle (c'est-à-dire le revenu des enchères), qui reflète cette disposition à payer, avec un indicateur de la rente de congestion théorique, dont le calcul est fondé sur les différentiels de prix horaire réalisés ex-post entre les marchés nationaux.

Idéalement, la rente de congestion réelle devrait être égale à la rente de congestion théorique. En réalité, cela n'est pas le cas, à cause de :

- la difficulté, pour les acteurs de marché, d'anticiper précisément les différentiels de prix la veille pour le lendemain, et, *a fortiori* un mois ou un an à l'avance ;
- la préférence des acteurs de marché pour les échanges de produits de plus long terme (comme des produits base ou pointe sur une journée), associée à la difficulté, voire l'impossibilité, pour les acteurs de marché, de réaliser des arbitrages à un pas de temps horaire ;
- l'imperfection des marchés interconnectés (faible nombre d'acteurs, asymétrie d'information entre acteurs, déséquilibre de taille).

Néanmoins, le suivi dans le temps du ratio entre la rente réelle, révélée par des mécanismes de marché, et cette rente de congestion théorique, pourra s'avérer utile pour détecter, soit les défaillances des mécanismes de gestion de la congestion, soit les incompatibilités entre les organisations des marchés de l'électricité interconnectés, soit, enfin, les insuffisances de concurrence sur une interconnexion.

Il pourra, également, permettre d'évaluer l'impact de la modification des règles d'accès aux interconnexions, ou de l'évolution des organisations des marchés nationaux et d'apprécier si, et dans quelle mesure, le processus évolue vers l'établissement d'un marché intérieur de l'électricité.

Cet indicateur pourra, à l'avenir, être raffiné afin de mieux tenir compte des trois biais énumérés ci-dessus.

**Tableau 3 – Revenu des enchères et rente de congestion théorique (millions d'euros)<sup>5</sup>**

		2005			2006		
		Revenu des enchères	Rente de congestion théorique	ratio	Revenu des enchères	Rente de congestion théorique	ratio
<b>Allemagne</b>	Export	0	34	0 %	21	75	28 %
	Import <sup>6</sup>	15	171	9 %	53	158	34 %
<b>Angleterre</b>	Export	136	-	-	221	-	-
	Import	8	-	-	11	-	-
<b>Belgique</b>	Export	0	-	-	41	-	-
	Import	0	-	-	2	-	-
<b>Espagne<sup>7</sup></b>	Export	0	90	0 %	35	90	39 %
	Import	0	12	0 %	17	19	92 %
<b>Italie<sup>8</sup></b>	Export	65	160	40 %	134	261	51 %

Source : RTE, Powernext, EEX, Belpex, OMEL, IPEX – Analyse : CRE

### ***c. Restitution de la rente de congestion à tous les utilisateurs du réseau***

Avec une allocation gratuite des capacités (prorata, liste de priorité), la totalité de la rente de congestion est captée par les seuls utilisateurs de l'interconnexion (cf. tableau 2). Grâce au revenu des enchères, une part de cette rente est transférée aux utilisateurs du réseau.

Le revenu des enchères, pour l'année 2006, s'élève à 331 millions d'euros nets pour la part française, après partage de la rente avec les pays voisins. Il est utilisé conformément à l'article 6.6 du règlement européen 1228/2003 comme une recette qui vient en déduction des charges à couvrir par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Lors de l'élaboration de ce tarif d'utilisation du réseau

<sup>5</sup> Pour l'Angleterre et la Belgique, la rente de congestion théorique n'est pas calculée à cause de l'absence d'un prix horaire bien défini dans ces deux marchés (jusqu'au 21 novembre 2006 pour la Belgique avec le démarrage de Belpex).

<sup>6</sup> Pour 2005 les valeurs calculées ici sont celles du 5 avril au 31 décembre 2005 (avec les enchères).

<sup>7</sup> Le revenu des enchères infra-journalières n'est pas pris en compte ici, puisque les capacités infra-journalières n'ont pas vocation à être utilisées en lien avec les différentiels de prix fixés en *J-1*.

<sup>8</sup> Sur la frontière italienne, le revenu des enchères ainsi que la rente de congestion théorique ne tiennent compte que de la moitié de la capacité d'interconnexion, puisque les enchères explicites n'étaient opérées par RTE que sur 50 % de la capacité. Pour l'année 2007, l'indicateur pourra être calculé sur 100 % de la capacité puisque des enchères explicites coordonnées ont été depuis mises en œuvre sur la totalité de la capacité.

public de transport d'électricité pour 2006 et 2007 (TURPE 2), la recette des enchères a été estimée à partir des indices de prix alors disponibles. Cette estimation, qui ne tenait alors pas compte de la suppression de la priorité d'accès des contrats de long terme, ni de la mise en œuvre d'enchères sur les frontières avec l'Allemagne, la Belgique et l'Espagne, s'élevait seulement à 103 M€ en moyenne pour les années 2006 et 2007. Le revenu supplémentaire réalisé en 2006 (228 M€) a été versé dans le Compte de régulation des charges et des produits (CRCP), et viendra alléger les charges à couvrir par le prochain tarif.

Dans la mesure où les freins à la construction de nouvelles infrastructures d'interconnexion se révélaient essentiellement d'ordre financier, la CRE pourrait étudier la possibilité de créer, à l'aide d'une partie du revenu des enchères, un fond dédié à l'investissement dans de nouvelles infrastructures, afin de pallier l'extrême faiblesse du montant consacré aux infrastructures d'interconnexion en 2007, constatée dans sa délibération du 21 décembre 2006 sur le programme d'investissements de RTE pour 2007.

#### *d. Les capacités d'interconnexion plus largement partagées*

Le passage de mécanismes administrés de gestion des congestions (proratas, listes de priorité), avec priorité d'accès aux contrats historiques, à des mécanismes d'enchères non-discriminatoires, a permis une plus grande concurrence, sur toutes nos interconnexions. On observe en effet, en dehors de la frontière espagnole, une très nette augmentation du nombre d'acteurs utilisant l'interconnexion (*cf.* tableau 4). Sur la frontière espagnole, leur nombre a, au contraire, baissé, car en 2005, de nombreux acteurs ont réalisé une très faible part des échanges (notamment via les capacités infra-journalières, allouées par prorata). Ainsi, les acteurs ayant réalisé plus de 1 % des échanges sur l'interconnexion espagnole sont passés, pour l'export, de 9 en 2005 à 16 en 2006, et, pour l'import, de 13 en 2005 à 16 en 2006.

**Tableau 4 – Indices de concentration du marché**

		2005			2006		
		Nombre d'acteurs	Plus grande part	HHI	Nombre d'acteurs	Plus grande part	HHI
<b>Allemagne<sup>9</sup></b>	Export	24	90 %	8 088	39	23 %	895
	Import	27	28 %	1 259	36	20 %	796
<b>Belgique</b>	Export	24	58 %	3 498	26	26 %	1 081
	Import	13	35 %	2 081	21	35 %	1 934
<b>Espagne</b>	Export	27	55 %	3 319	22	33 %	1 869
	Import	26	20 %	1 202	23	30 %	1 566
<b>Italie</b>	Export	22	67 %	4 664	23	47 %	2 477

**Source : RTE – Analyse : CRE**

<sup>9</sup> Pour l'import depuis l'Allemagne, c'est en avril 2005 que le mécanisme d'allocation est passé d'un prorata à des enchères explicites. Les chiffres, présentés ici, sont donc calculés de janvier à avril 2005, puis d'avril 2005 à décembre 2006.

### e. Une plus grande cohérence entre l'utilisation des capacités d'interconnexion et les différentiels de prix

Une utilisation de chaque interconnexion, complètement cohérente avec les prix des marchés interconnectés, donnerait :

- un flux net exportateur<sup>10</sup> maximal (taux net égal à 1), dès que le prix du pays voisin est supérieur au prix français ;
- un flux net exportateur minimal (taux net égal à -1), dès que le prix français est supérieur au prix du pays voisin.

Afin d'éviter les biais introduits par les coûts de transaction, on considère ici, de manière arbitraire, qu'un différentiel de prix est favorable à l'utilisation d'une interconnexion s'il est supérieur à 2 €/MWh.

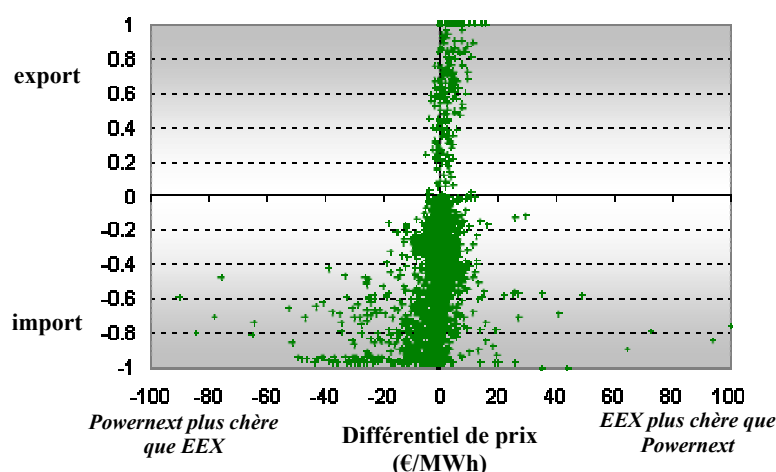
Cette utilisation optimale des interconnexions se traduirait, sur les figures 2 à 7, par des nuages de points en forme de « S ».

#### • Interconnexion avec l'Allemagne

Une corrélation très nette est établie entre la cohérence des flux par rapport au différentiel de prix des marchés organisés et l'évolution des mécanismes de gestion de la congestion, survenue sur cette frontière en 2005 et 2006 (cf. figures 2, 3 et 4).

En effet, lors de la première partie de l'année 2005 (cf. figure 2), quand les mécanismes de gestion de la congestion étaient purement administratifs (prorata et liste de priorité), et quand les contrats de long terme bénéficiaient d'un droit d'accès prioritaire, le flux net suivait une logique « *business as usual* », avec des imports constants depuis l'Allemagne. Alors que le prix de la bourse allemande EEX a été supérieur au prix Powernext pendant 37 % du temps, le flux net était importateur depuis l'Allemagne pendant 90 % du temps.

**Figure 2 – Taux net d'utilisation des capacités hors court terme, comparé au différentiel de prix entre EEX et Powernext (€/MWh), de janvier 2005 au 4 avril 2005**

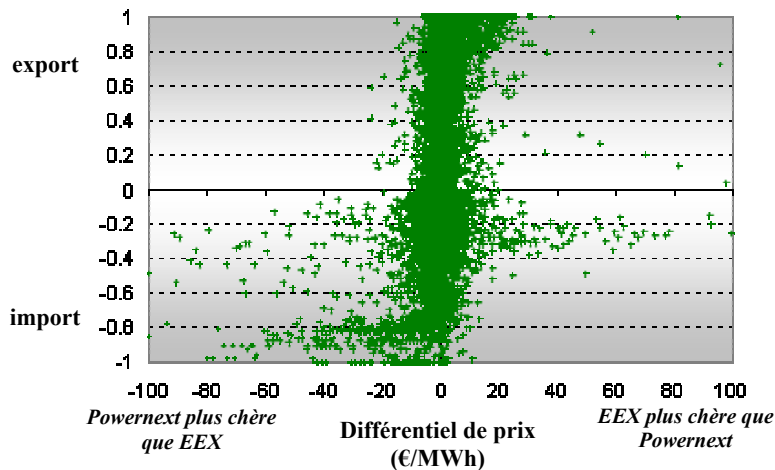


Source : RTE, Powernext, EEX – Analyse : CRE

<sup>10</sup> Le flux net exportateur est la différence entre les nominations export et les nominations import. Le taux net d'utilisation des capacités, compris entre -1 et 1, est le quotient du flux net exportateur par la capacité de transfert nette (NTC – « *Net Transfer Capacity* ») export si le flux net est positif, et par la NTC import si le flux net est négatif.

Pendant la seconde partie de l'année 2005 (cf. figure 3), quand des enchères ont été mises en place dans le sens de l'import, le sens des flux a été plus cohérent par rapport au gradient de prix. En effet, quand EEX était plus chère que Powernext, le flux net a suivi ce différentiel de prix pendant 59 % du temps (contre 24 % lors de la première partie de l'année).

**Figure 3 – Taux net d'utilisation des capacités hors court terme, comparé au différentiel de prix entre EEX et Powernext (€/MWh), du 5 janvier 2005 à décembre 2005**



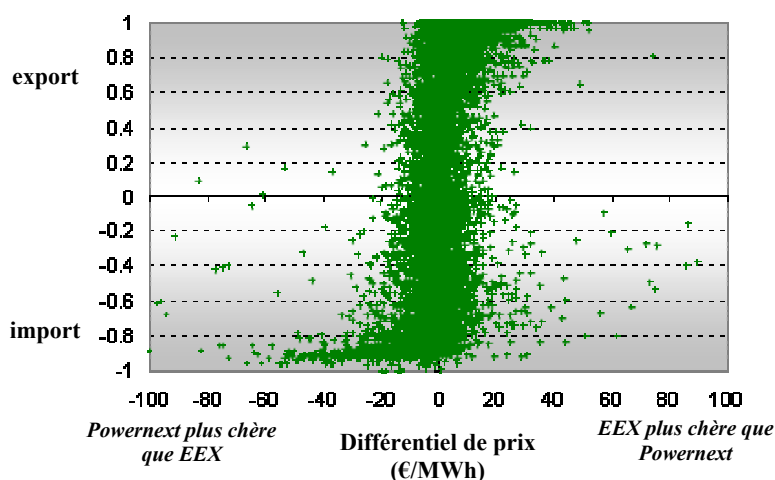
Source : RTE, Powernext, EEX – Analyse : CRE

En 2006, avec la mise en œuvre d'enchères dans le sens de l'export, l'utilisation de l'interconnexion a été encore mieux corrélée au différentiel de prix (cf. figure 4). En effet, quand EEX était plus chère que Powernext, le flux net allait de la France vers l'Allemagne pendant 70 % du temps ; quand Powernext était plus chère qu'EEX, le flux net a suivi les prix pendant 77 % du temps.

Ainsi, si l'utilisation de l'interconnexion par rapport au différentiel de prix entre les marchés organisés a encore été sous-optimale en 2006, la logique de « *business as usual* » semble avoir été abandonnée au profit de comportements plus réactifs au différentiel de prix.

De plus, en 2006, l'interconnexion a été utilisée à des niveaux bien plus élevés qu'en 2005 : le flux net a dépassé 90 % de la capacité de transfert nette, dans l'une des deux directions, pendant 26 % du temps, alors qu'en 2005 cela n'a été le cas que pendant 13 % du temps.

**Figure 4 – Taux net d'utilisation des capacités hors court terme, comparé au différentiel de prix entre EEX et Powernext (€/MWh) en 2006**



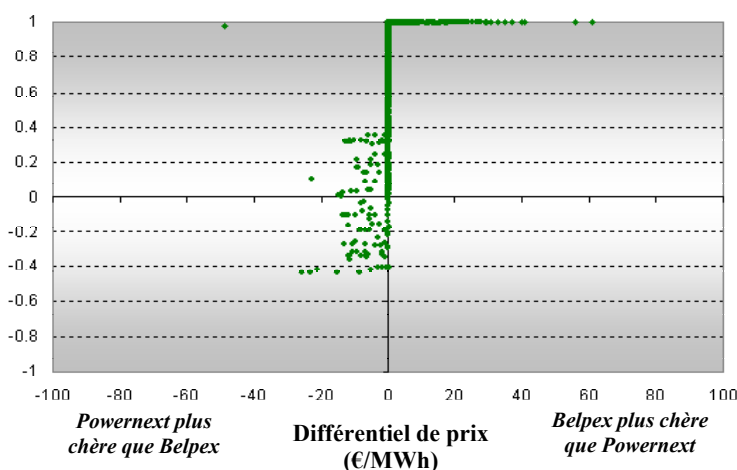
Source : RTE, Powernext, EEX – Analyse : CRE

## • Interconnexion avec la Belgique

Jusqu'en novembre 2006, l'absence de référence de prix horaire en Belgique ne rendait pas possible la recherche de corrélation entre l'utilisation de l'interconnexion et le différentiel de prix sur une base horaire. Cependant, sur la base des prix OTC journaliers<sup>11</sup> et du flux moyen journalier observé sur l'interconnexion, il se dégage une faible réactivité de l'utilisation de l'interconnexion par rapport aux prix, puisque le flux net n'a été importateur que pendant 2 jours sur les 690 jours considérés (du 1<sup>er</sup> janvier 2005 au 21 novembre 2006), alors que le prix belge était inférieur au prix français pendant 80 jours.

A partir du 22 novembre 2006 en revanche, la mise en place du couplage des marchés belge, français et néerlandais a permis une utilisation maximale des capacités d'échanges journalières mises à disposition du marché, par rapport au différentiel de prix horaire entre Belpex et Powernext (*cf.* figure 5)<sup>12</sup>.

**Figure 5 – Taux net d'utilisation des capacités depuis le démarrage du couplage des marchés, comparé au différentiel de prix entre Belpex et Powernext (€/MWh)**



Source : RTE, Powernext, Belpex – Analyse : CRE

## • Interconnexion avec l'Espagne

A la suite de la mise en place d'enchères et de la suppression du droit d'accès prioritaire aux contrats de long terme, on observe sur la frontière espagnole une utilisation des capacités commerciales nettement mieux corrélée au différentiel de prix entre les deux marchés organisés (*cf.* figure 6).

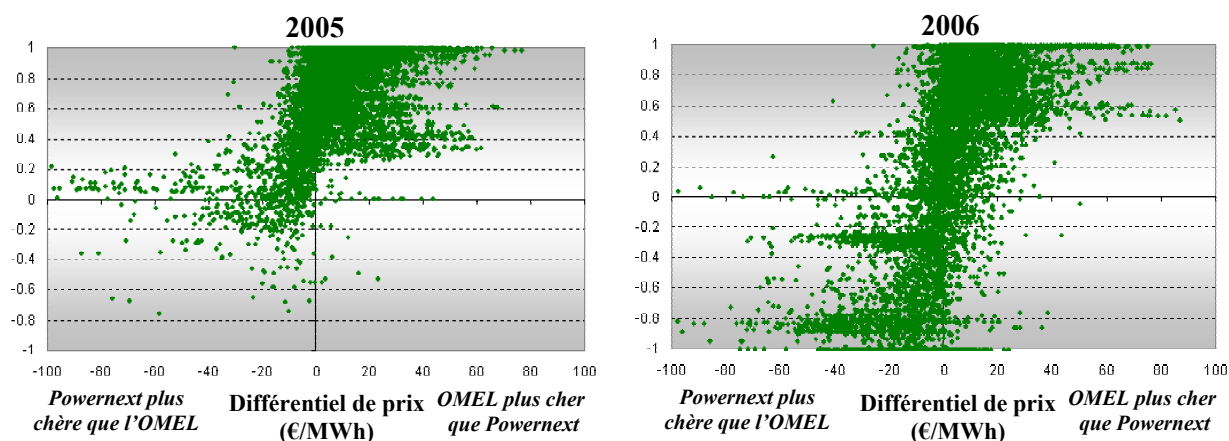
En effet, mis à part les échanges de très court terme (infra-journaliers et d'ajustement), qui n'ont pas vocation à être effectués en lien avec le différentiel de prix des bourses (fixé en *J-1*), on observe, en 2006, une utilisation de l'interconnexion plus symétrique qu'en 2005, avec des capacités d'import mieux utilisées quand le prix français était supérieur au prix espagnol. Ainsi, quand les prix étaient favorables aux imports depuis l'Espagne de plus de 2 €/MWh, les exports effectués à contresens du différentiel de prix sont passés de 340 MW moyens en 2005 à 89 MW en 2006.

<sup>11</sup> Les prix OTC (« *Over The Counter* »), ou prix hors cote, considérés dans ce rapport, sont ceux fournis par l'indice Platts. S'agissant des prix de transactions de gré à gré, il n'existe pas de cours officiels publiés ; cependant, des organismes indépendants, comme Platts, publient des indices de prix sur la base de sondages effectués auprès d'acteurs de marché.

<sup>12</sup> A noter qu'en l'absence de « *netting* » des capacités périodiques, l'utilisation des capacités d'import n'est pas maximale ; cela sera l'une des améliorations à apporter au mécanisme, exposée dans la partie suivante.



**Figure 6 – Taux net d'utilisation des capacités hors court terme, comparé au différentiel de prix entre l'Omél et Powernext (€/MWh)**



Source : RTE, Powernext, OMEL – Analyse : CRE

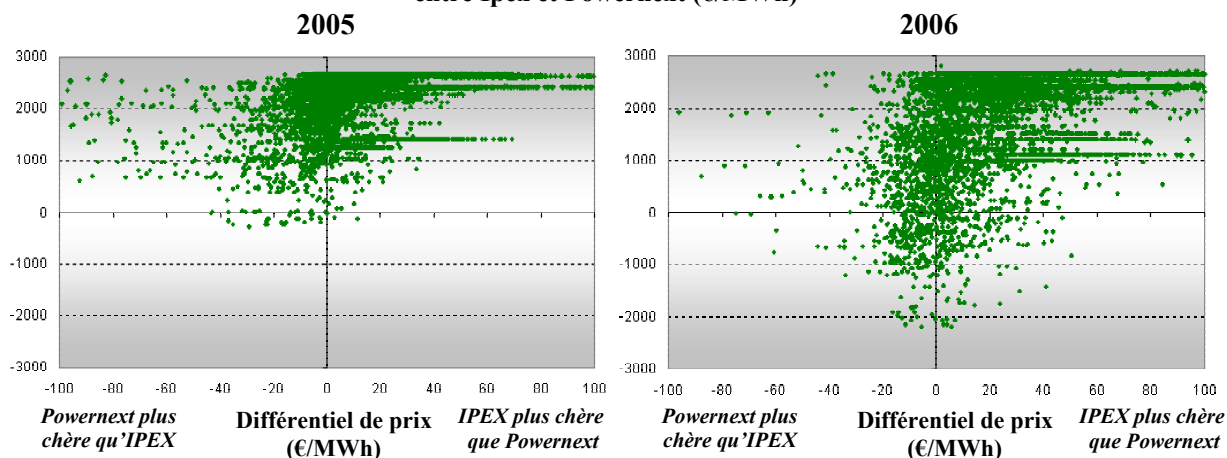
- **Interconnexion avec l'Italie**

Du fait de la structure même de son parc de production, l'Italie est traditionnellement fortement importatrice d'électricité depuis la France. Sans que cette tendance globale soit remise en question, on observe régulièrement, depuis 2005, des inversions dans le différentiel de prix entre les deux pays.

Cependant, en 2005, les inversions du différentiel de prix, qui se sont produites pendant 2 066 heures (soit un quart de l'année) n'ont donné lieu à une inversion du flux net transitant entre les deux pays seulement sur 30 heures ; le reste du temps, le solde exportateur était en général maximal, avec une moyenne de 2 305 MW (cf. figure 7).

En 2006, en revanche, le flux a été mieux corrélé au différentiel de prix, notamment sur la partie de la capacité gérée par RTE au moyen d'enchères explicites. En effet, quand les prix italiens étaient plus faibles que les prix français de plus de 2 €/MWh (10 % de l'année), seuls 624 MW étaient utilisés à contresens (export vers l'Italie) au titre des capacités gérées par RTE, contre 855 MW pour les capacités gérées par le gestionnaire du réseau de transport italien, Terna.

**Figure 7 – Solde exportateur net (MW), comparé au différentiel de prix entre IpeX et Powernext (€/MWh)<sup>13</sup>**



Source : RTE, Powernext, IPEX – Analyse : CRE

<sup>13</sup> Le fait que les gestionnaires de réseaux de transport ne publiaient pas, en 2006, de valeur de capacité d'import de l'Italie vers la France ne permettait pas, sur cette frontière, de calculer un taux net d'utilisation des capacités.

### **Conclusions sur les bénéfices des nouveaux mécanismes de gestion des congestions**

L'introduction de mécanismes de marché pour gérer la congestion des interconnexions a permis d'apporter plusieurs types de bénéfices :

**Apparition de nouveaux signaux économiques :** l'existence des deux indicateurs que sont la valeur comparée des capacités d'interconnexion et le ratio du revenu des enchères avec la rente de congestion théorique est une conséquence directe de la mise en œuvre des mécanismes de marché. Ils représentent un outil appréciable pour les régulateurs, pour évaluer le besoin d'investissements dans les réseaux transfrontaliers, et pour contrôler l'efficacité des mécanismes d'allocation mis en œuvre.

**Transfert de la rente de congestion :** grâce aux revenus d'enchères, une partie de la rente de congestion théorique a pu être transférée aux utilisateurs de réseau, via une réduction du tarif d'utilisation des réseaux, conformément à l'article 6.6 du règlement européen 1228/2003.

**Entrée de nouveaux acteurs et meilleur partage des capacités :** la mise en œuvre de mécanismes transparents, non-discriminatoires et basés sur le marché a amélioré la concurrence en permettant à de nouveaux acteurs de participer aux échanges transfrontaliers d'électricité.

**Utilisation plus efficace des capacités d'interconnexion :** la meilleure corrélation entre l'utilisation des capacités et les différentiels de prix des marchés organisés traduit, en principe, une meilleure préséance économique des moyens de production au niveau européen qui devrait aboutir à une baisse globale des coûts, et, donc, à une augmentation du surplus collectif.

## Partie 2 : Des améliorations encore nécessaires

Au-delà des bénéfices déjà apportés par les changements de mécanismes survenus en 2005-2006, cette seconde partie vise à mettre en lumière les progrès qui restent encore à réaliser pour mettre en place des mécanismes de gestion de la congestion parfaitement efficaces. Quatre types d'amélioration ont ainsi pu être identifiés, qui concernent :

- *le fonctionnement des mécanismes d'allocation* : les mécanismes d'enchères explicites, qu'ils soient de droits physiques ou de droits financiers, obligent les régulateurs à surveiller la disposition des acteurs de marché à payer pour ces droits. Il est, donc, nécessaire d'examiner la nature des produits alloués et la manière dont ils sont valorisés afin d'identifier les distorsions ou les jeux d'acteurs susceptibles d'entraver l'efficacité des mécanismes mis en œuvre ;
- *l'utilisation des capacités vendues aux enchères par rapport au différentiel de prix entre les marchés* : une bonne corrélation entre les flux transfrontaliers et les différentiels de prix des marchés nationaux est nécessaire pour tirer le meilleur profit de la complémentarité des parcs de production et les décalages dans le temps de la demande. Une telle corrélation, si elle est élevée, devrait permettre, à terme, la diminution des prix de l'électricité, notamment, pendant les pics de prix sur les marchés ;
- *l'utilisation des capacités pour des échanges de court terme* : les échanges infra-journaliers et d'ajustement sont nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement au coût le plus bas ;
- *la gestion des capacités par les gestionnaires de réseaux de transport* : conformément au droit communautaire, en particulier aux orientations du règlement européen 1228/2003, la CRE doit contrôler la conformité des règles d'accès aux interconnexions et de la qualité des informations publiées par les gestionnaires de réseaux.

### a. *Le fonctionnement des mécanismes d'allocation*

Pour chaque produit (annuel – mensuel – journalier), le prix marginal de l'enchère est à mettre en regard de la valeur de la capacité, calculée sur la base du différentiel de prix entre les deux pays. Les prix considérés ici sont ceux des marchés organisés, puisqu'il s'agit des prix calculés de la façon la plus transparente et universelle. Pour les produits à terme, les prix considérés pour les marchés anglais, belge et espagnol sont ceux fournis par Platts, en l'absence de cotation de ces produits par les marchés organisés.

#### • **Enchères périodiques**

Les capacités périodiques constituent un moyen pour les acteurs de marché d'échanger des produits de long terme (annuels et mensuels) sur différents marchés, et de couvrir leurs risques sur chaque marché. Comme pour tout bien, le prix que les acteurs de marché seront prêts à payer pour obtenir ce bien dépend des caractéristiques intrinsèques du produit vendu : plus le produit vendu est fiable (garantie de fermeté, indemnisation en cas de réduction, *etc.*) et facile d'utilisation (existence d'un marché secondaire, procédure de nomination, nature financière / physique, *etc.*), plus il aura de valeur.

Un acteur de marché qui veut participer aux enchères périodiques peut considérer deux références de prix afin de déterminer sa disposition à payer pour la capacité. D'une part, s'il est impliqué dans des arbitrages de long terme, il peut considérer le différentiel de prix des produits à terme (ou « *forward* »), disponibles le jour de l'enchère. D'autre part, s'il est intéressé par des arbitrages de plus court terme, il peut ajouter à cette première valeur son estimation, sur la période considérée, de la volatilité du différentiel de prix sur une base horaire (ou journalière, hebdomadaire, *etc.*).

La CRE n'ayant pas à sa disposition de telles estimations, qui sont différentes pour chaque acteur de marché, c'est la valeur théorique des capacités, calculée *ex-post*, sur la base de la volatilité constatée des différentiels de prix horaires, qui est considérée ici. Quand les anticipations des acteurs ne se réalisent pas, par exemple dans le cas d'une situation météorologique inattendue (canicule, forte vague de froid, *etc.*), cette valeur peut être plus faible que le prix marginal de l'enchère. Cependant, en principe, le prix marginal révélé par une enchère annuelle (resp. mensuelle) doit être :

- au moins du même ordre de grandeur que le différentiel de prix des produits à terme annuels (resp. mensuels), constaté à la date de tenue de l'enchère ;
- inférieur à la valeur théorique de la capacité, calculée *ex-post* sur la base du différentiel de prix horaire entre les marchés organisés pendant toute l'année (resp. le mois).

o *Capacités annuelles*

L'observation des résultats des enchères annuelles (*cf.* tableau 5), permet de mettre en lumière les faits suivants :

- sur les frontières avec l'Allemagne et l'Espagne, le prix attribué aux capacités a été nettement supérieur au différentiel de prix des produits à terme annuels. Cela tend à prouver que les capacités annuelles ne sont pas achetées pour faire des arbitrages annuels entre les marchés, mais des arbitrages de plus court terme. Cependant, le prix marginal des enchères annuelles reste très inférieur à la valeur théorique du produit annuel calculée *ex-post* sur ces deux frontières ;

**Tableau 5 – Valorisation des capacités annuelles 2006 et 2007**

		2006				2007		
		Capacité vendue (MW)	Prix (€/MWh)	Différentiel à terme (€/MWh)	Valeur d'option (€/MWh)	Capacité vendue (MW)	Prix (€/MWh)	Différentiel à terme (€/MWh)
<b>Allemagne</b>	Export	900	<b>0,61</b>	-0,70	5,84	800	<b>3,03</b>	0,65
	Import	1 500	<b>1,01</b>	0,70	4,34	1 200	<b>2,22</b>	-0,65
<b>Angleterre<sup>14</sup></b>	Export	500	<b>19,48</b>	21,13	-	500	<b>7,74</b>	4,62
	Import	500	<b>0,44</b>	-21,13	-	500	<b>1,95</b>	-4,62
<b>Belgique</b>	Export	1 300	<b>0,76</b>	0,80	-	1 300	<b>2,06</b>	2,73
	Import	800	<b>0,11</b>	-0,80	-	400	<b>0,25</b>	-2,73
<b>Espagne</b>	Export	-	-	-2,75 <sup>15</sup>	8,98	150	<b>5,17</b>	-3,40
	Import	-	-	2,75	7,58	100	<b>8,46</b>	3,40
<b>Italie</b>	Export	400	<b>7,68</b>	-	27,40	1 550	<b>15,60</b>	-
	Import	-	-	-	1,94	-	-	-

Source : RTE, Pownext, EEX, IPEX, OMEL, Platts – Analyse : CRE

- sur les frontières belge et anglaise, au contraire, le prix de la capacité annuelle à l'export a été faible, puisqu'elle a été même inférieure au différentiel de prix des produits à terme. Sur la

<sup>14</sup> Il s'agit ici de l'enchère de capacités pour l'année civile (une enchère pour l'année financière existant également sur l'interconnexion avec l'Angleterre).

<sup>15</sup> Le différentiel de prix à terme annuel 2006 sur l'Espagne n'est donné qu'à titre indicatif, puisqu'il n'y a pas eu d'enchère annuelle sur l'interconnexion France-Espagne pour 2006. La date à laquelle ce différentiel de prix est indiqué ici est le 15 décembre 2005.

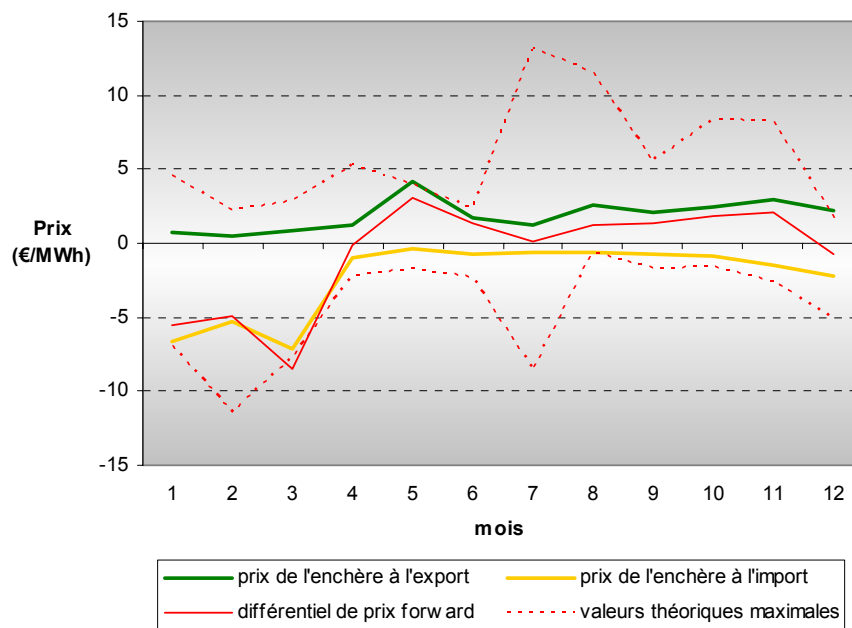
frontière anglaise, cela peut s'expliquer par le niveau particulièrement élevé du différentiel de prix à terme qui ne reflétaient pas forcément les anticipations des acteurs de marché ; d'ailleurs, les prix « *spot* » réalisés en 2006, en Grande-Bretagne et en France, se sont avérés être beaucoup plus proches que l'anticipation faite au travers du prix des produits à terme. Sur la frontière belge, la faible valorisation de la capacité par rapport au différentiel de prix des produits à terme pourrait s'expliquer par le volume relativement important de capacité annuelle disponible entre la France et la Belgique, notamment en regard de la capacité annuelle disponible entre la Belgique et les Pays-Bas ;

- sur toutes les frontières continentales, les prix révélés par les enchères annuelles ont augmenté entre 2006 et 2007, à l'import comme à l'export. Sur la frontière espagnole, cette comparaison ne peut être faite car il n'y avait pas eu d'enchère annuelle pour 2006 ; cependant, si l'on compare le prix des capacités annuelles 2007 au prix moyen des capacités mensuelles au cours de l'année 2006 (cf. figure 11, ci-dessous), on constate la même tendance. Cette augmentation des prix attribués aux capacités annuelles semble pouvoir s'interpréter comme :
  - le signe d'une plus grande concurrence entre acquéreurs de capacités d'interconnexion,
  - le signe d'une confiance croissante du marché dans les mécanismes d'allocation en vigueur,
  - une conséquence de l'introduction de marchés secondaires de capacités.

○ *Capacités mensuelles*

La valorisation des capacités mensuelles a été très différente selon les frontières.

**Figure 8 – Prix attribué aux capacités mensuelles 2006 sur la frontière avec l'Allemagne, comparé au différentiel de prix à terme mensuel et à la valeur théorique (€/MWh)**



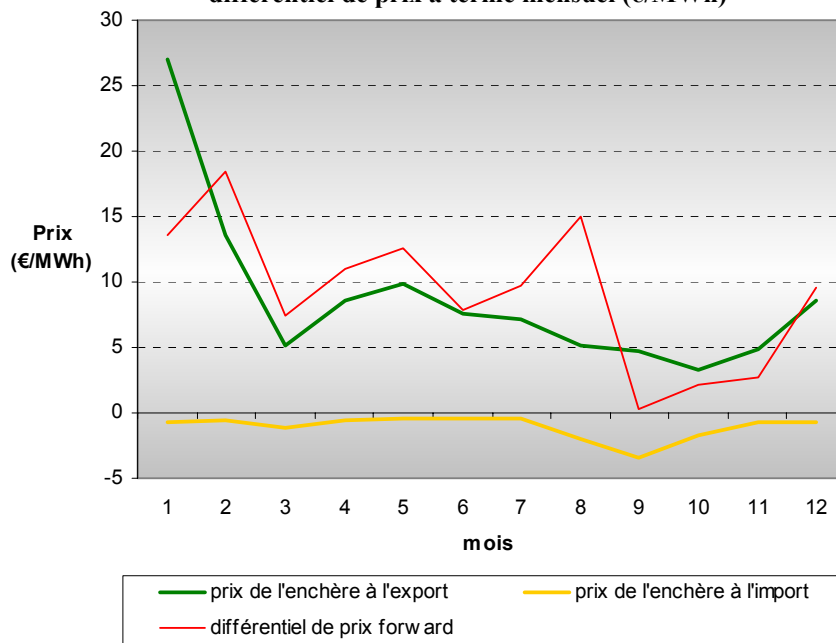
**Source : RTE, Powernext, EEX – Analyse : CRE**

Sur la frontière allemande (cf. figure 8), on constate, tout d'abord, que la valeur théorique maximale des capacités est pratiquement toujours restée supérieure au différentiel de prix des produits à terme mensuel. Cela tend à montrer que les anticipations des différentiels de prix faites d'un mois sur l'autre se sont révélées, dans l'ensemble, correctes. Par ailleurs, le prix attribué aux capacités mensuelles, tant à l'export qu'à l'import, est resté, en général, compris entre ces deux bornes. Cela laisse supposer que les acteurs utilisent bien ces deux références de prix pour faire leurs offres. Enfin, de façon générale,

les prix révélés par les enchères sont très faibles en regard de la valeur théorique maximale des capacités.

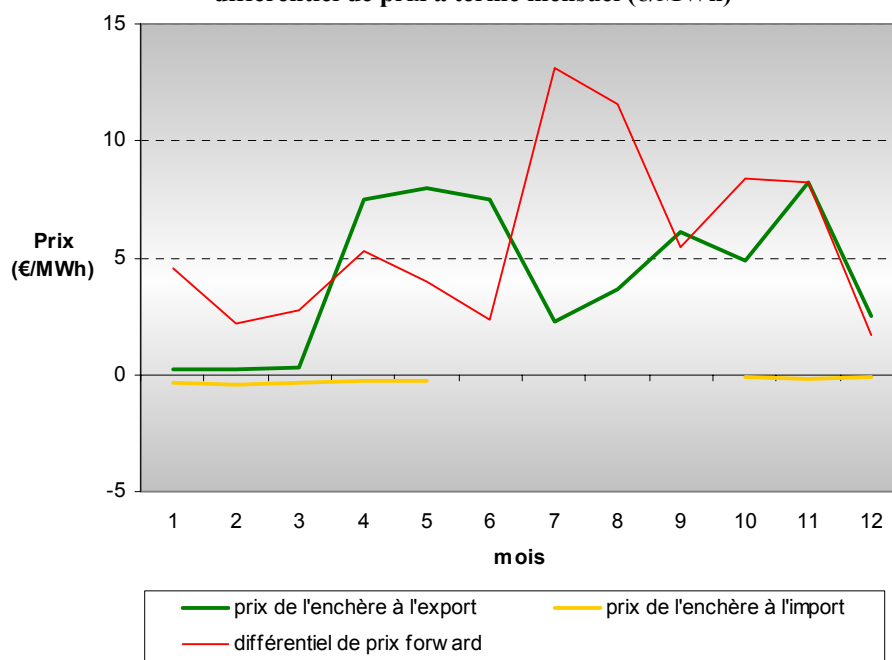
Sur les frontières avec l'Angleterre et la Belgique (cf. figures 9 et 10), on observe, au contraire, que le prix des enchères mensuelles a pu être inférieur au prix à terme.

**Figure 9 – Prix attribué aux capacités mensuelles 2006 sur la frontière avec l'Angleterre, comparé au différentiel de prix à terme mensuel (€/MWh)**



Source : RTE, Powernext, Platts – Analyse : CRE

**Figure 10 – Prix attribué aux capacités mensuelles 2006 sur la frontière avec la Belgique, comparé au différentiel de prix à terme mensuel (€/MWh)**



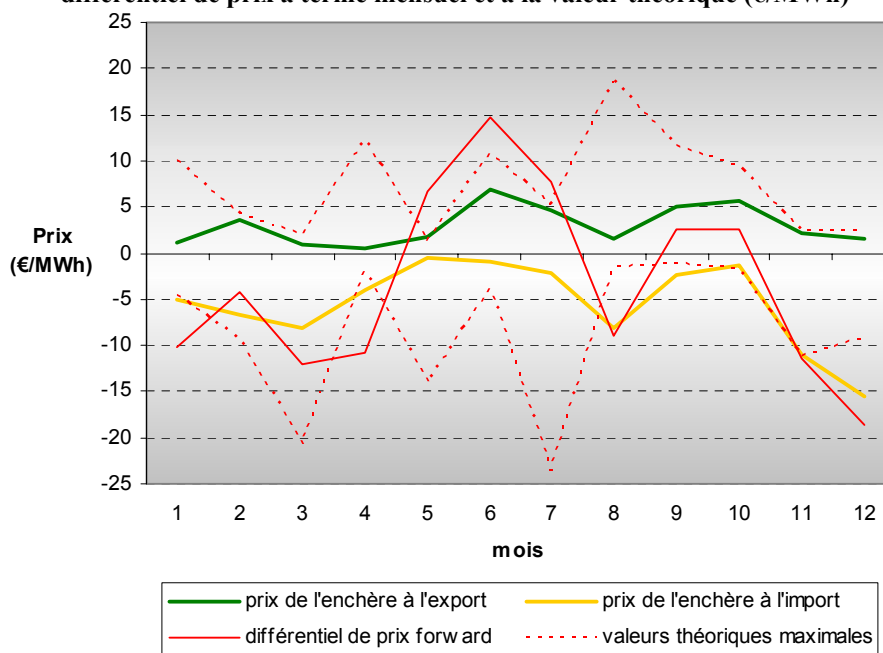
Source : RTE, Powernext, Platts – Analyse : CRE

L'absence de prix horaire bien défini en Angleterre, et l'absence totale de prix horaire en Belgique, jusqu'au lancement de Belpex en novembre 2006, ne permettaient pas, sur ces frontières, de

rechercher la corrélation entre le prix des enchères mensuelles et la valeur théorique des capacités, telle que nous l'avons définie.

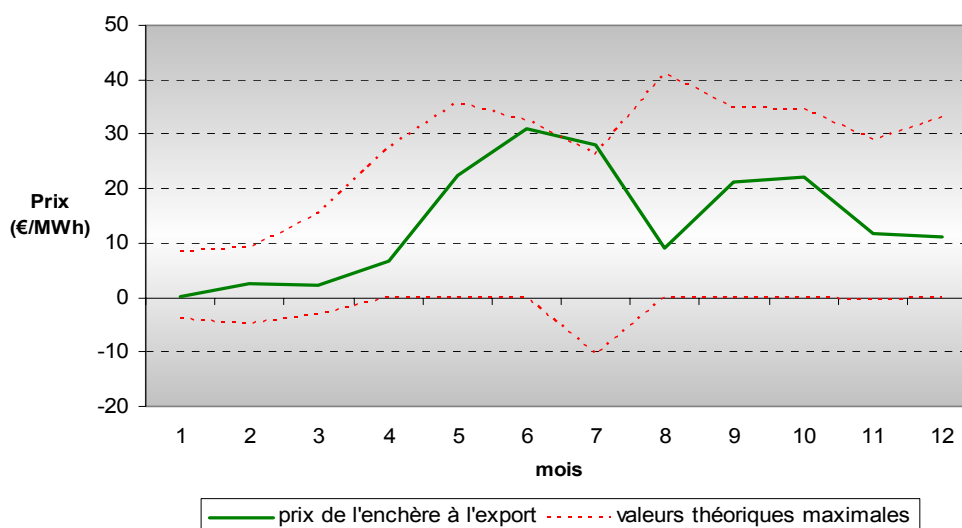
Sur la frontière espagnole (cf. figure 11), les prix attribués aux capacités mensuelles ont été très proches des valeurs théoriques ; les flux sur cette frontière sont les plus réactifs aux variations horaires des prix, ce qui explique bien le fait que les acteurs, lors de leurs offres pour la capacité, s'appuient davantage sur leur estimation de la valeur des capacités sur une base horaire que sur le différentiel de prix à terme.

**Figure 11 – Prix attribué aux capacités mensuelles 2006 sur la frontière avec l'Espagne, comparé au différentiel de prix à terme mensuel et à la valeur théorique (€/MWh)**



Source : RTE, Powernext, OMEL, Platts – Analyse : CRE

**Figure 12 – Prix attribué aux capacités mensuelles 2006 d'export vers l'Italie, comparé à la valeur théorique (€/MWh)**



Source : RTE, Powernext, IPEX – Analyse : CRE

Sur la frontière italienne, le prix révélé par les enchères mensuelles pour la capacité d'export a été faible, relativement à la forte valeur théorique de la capacité, et à la prévisibilité du différentiel de prix

entre la France et l'Italie. C'est seulement pendant les mois de forte chaleur (juin et juillet), que le prix des enchères a atteint la valeur de la capacité (cf. figure 12).

L'absence de prix à terme sur le marché italien ne permet pas d'effectuer une autre analyse.

### **Améliorations possibles du fonctionnement des enchères périodiques**

Il convient d'abord de rappeler que, comme pour tout bien, la valorisation des capacités d'interconnexion dépend de la qualité du produit proposé par les gestionnaires de réseaux : plus le produit vendu est fiable et facile d'utilisation, plus il aura de valeur.

Dans le cas où les produits périodiques conserveraient leur nature de droits physiques (i.e. des options ou obligations à nommer l'énergie correspondant à la capacité détenue), cinq types d'améliorations, décrits ci-dessous, permettraient d'améliorer la valorisation des capacités allouées.

**Harmonisation** : un jeu de règles pour les enchères périodiques, totalement harmonisé sur l'ensemble de nos frontières, voire sur l'Europe entière, avec, idéalement, une interface GRT-utilisateur unique, faciliterait considérablement les échanges transfrontaliers pour les acteurs de marché, qui seraient donc enclins à augmenter leur disposition à payer pour ces capacités.

**Facilité d'utilisation** : une interface unique de nomination, conviviale et pratique (avec, par exemple, la possibilité de nommer les capacités périodiques à une fréquence plus faible – hebdomadaire, mensuelle, voire annuelle – que la fréquence quotidienne actuelle), au lieu d'une nomination à chaque gestionnaire de réseau à l'heure actuelle, permettrait également d'accroître la valorisation de ces capacités.

**Marchés secondaires** : les mécanismes de transfert et de revente des droits périodiques offrent aux acteurs de marché, une flexibilité plus importante dans l'utilisation de ces droits, et en augmentent par conséquent la valeur. La mise en œuvre de ces mécanismes sur les frontières Est de la France pour 2007 est sans doute l'un des facteurs expliquant l'augmentation du prix des capacités annuelles entre 2006 et 2007. L'amélioration des mécanismes de transfert et de revente existants, via, par exemple, la mise en place d'une plate-forme d'échange centralisée peut apporter une amélioration substantielle dès lors qu'une interface unique aura été créée pour les produits primaires.

**UIOSI** : de la même façon, si les capacités périodiques étaient automatiquement réallouées en journalier, le détenteur initial recevant en échange le prix de l'enchère journalière (explicite ou implicite selon le mécanisme en vigueur à cette échéance de temps) via un « *Use-It-Or-Sell-It* », leur valeur en serait d'autant plus grande.

**Fermeté** : les capacités attribuées devraient bénéficier de la garantie la plus forte possible sur le plan financier de façon à réduire les risques supportés par les acteurs de marché.

Il faut noter que, dans l'hypothèse où les produits périodiques seraient transformés en droits purement financiers (droits à recevoir le différentiel de prix journalier entre les deux marchés), les questions de la fermeté, de la facilité d'utilisation et de la mise en œuvre de principes UIOLI / UIOSI seraient automatiquement résolues. Il n'y aurait, alors, plus que l'harmonisation des règles d'allocation entre les différentes frontières et l'amélioration des marchés secondaires pour influencer la valorisation des produits alloués.

Bien évidemment, dans tous les cas, le coût de la mise en œuvre des différentes pistes d'amélioration identifiées ci-dessus devra être correctement évalué et mis en regard des bénéfices attendus.

Par ailleurs, il est important de rappeler que l'analyse du fonctionnement des mécanismes d'allocation des produits périodiques et de leur valorisation nécessite de pouvoir disposer de références de prix suffisamment liquides et transparentes.



- **Enchères journalières**

En théorie, le prix des enchères journalières devrait être égal au différentiel de prix des marchés *J-I*. En réalité, le prix marginal des enchères journalières est, en général, plus faible que le différentiel de prix *J-I* en raison de la séparation des marchés de l'énergie et du transport, qui introduit un risque pour les acteurs (les enchères journalières ayant lieu avant le fixing des marchés organisés).

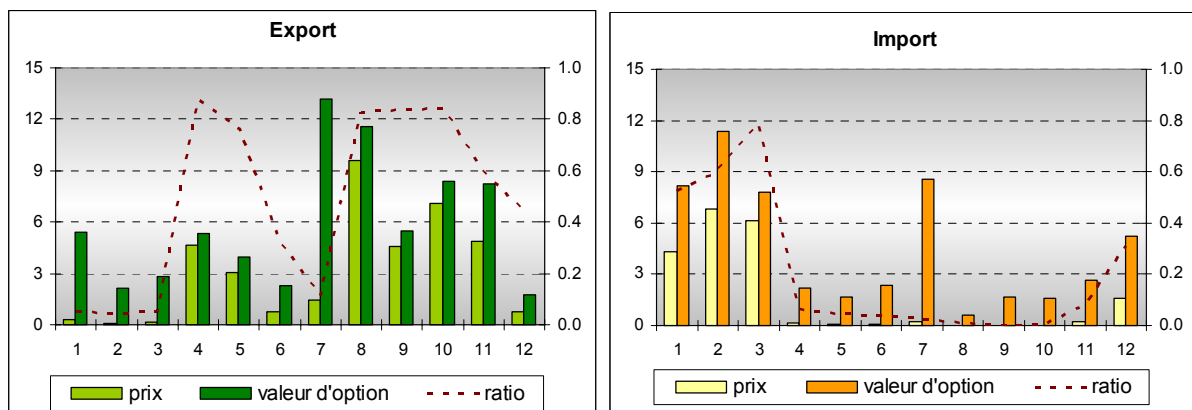
Ainsi, en dehors de la frontière franco-belge, sur laquelle un mécanisme implicite d'allocation des capacités est mis en œuvre depuis novembre 2006, les enchères journalières révèlent, en général, des prix relativement faibles en regard du différentiel de prix des marchés.

- *Interconnexion avec l'Allemagne*

On a observé, pendant l'année 2006, une grande irrégularité dans la valorisation des capacités d'export journalières sur la frontière avec l'Allemagne. Quant aux capacités d'import, leur valorisation a été particulièrement faible, alors que le différentiel de prix entre les deux pays était régulièrement favorable aux imports (*cf.* figure 13).

Ainsi, les enchères journalières ont rapporté, en 2006, moins de 25 M€ sur cette frontière, alors que la rente théorique journalière était de près de 145 M€<sup>16</sup>. Cette différence, de près de 120 M€, est particulièrement élevée, du fait de la très grande capacité journalière proposée à l'import depuis l'Allemagne (de l'ordre de 3 700 MW en moyenne).

**Figure 13 – Prix moyen mensuel attribué aux capacités journalières entre la France et l'Allemagne en 2006, comparé à la valeur théorique moyenne mensuelle de ces capacités (€/MWh)**



Source : RTE, Powernext, EEX – Analyse : CRE

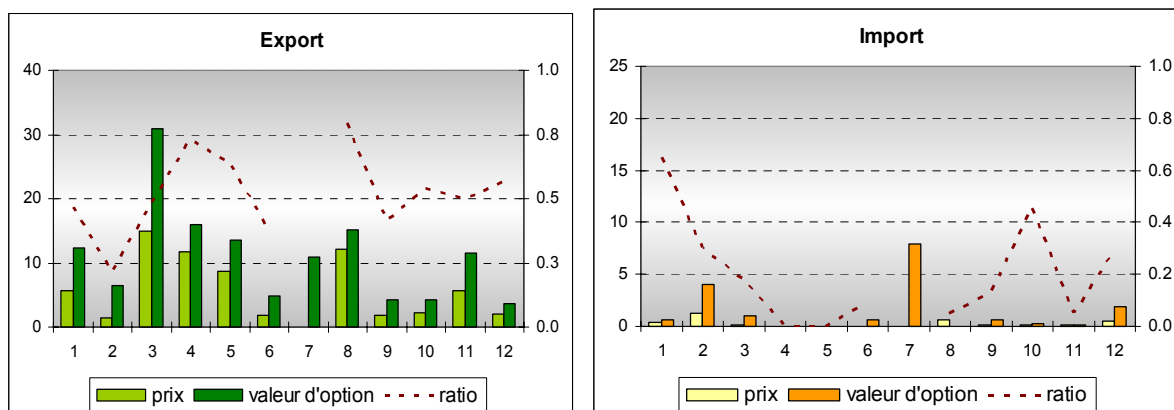
- *Interconnexion avec l'Angleterre*

Il faut noter que sur cette frontière, les produits proposés aux enchères journalières sont des bandes de 24 heures, alors que sur les autres frontières la capacité est proposée heure par heure. Cette spécificité du produit alloué sur cette interconnexion est particulièrement mal adaptée à l'utilisation qui en est faite dans la mesure où celle-ci suit souvent une logique pointe / hors-pointe : en effet, même si la tendance générale est à l'export sur cette interconnexion, on observe souvent des exports particulièrement élevés la nuit et des pics d'import le jour.

Même en comparant le prix moyen payé pour les capacités journalières au différentiel de prix journalier moyen (et non horaire, puisque les prix horaires sur le marché anglais ne sont pas clairement définis), on constate une valorisation des capacités relativement faible (*cf.* figure 14).

<sup>16</sup> Rappel : cette rente théorique est calculée sans tenir compte de la résilience des marchés.

**Figure 14 – Prix moyen mensuel attribué aux capacités journalières entre la France et l'Angleterre en 2006, comparé à la valeur théorique moyenne mensuelle de ces capacités (€/MWh)<sup>17</sup>**



Source : RTE, Platts – Analyse : CRE

○ *Interconnexion avec la Belgique*

Sur la frontière belge, jusqu'au 21 novembre 2006 les capacités journalières étaient allouées sur une base horaire par enchères explicites. L'absence de référence de prix horaire en Belgique ne permettait toutefois pas de comparer le revenu des enchères à la rente théorique maximale. Cependant on peut évaluer la faiblesse du revenu des enchères explicites en le comparant à celui du couplage des marchés. En effet, du 6 janvier 2006 (date de lancement des enchères explicites journalières) au 21 novembre 2006, soit pendant 320 jours, les enchères explicites journalières ont rapporté environ 12,4 millions d'euros pour l'export et moins de 300 000 euros pour l'import. Avec le couplage des marchés, du 22 novembre au 31 décembre 2006, soit pendant 40 jours, le revenu de ces enchères implicites a été 2,6 millions d'euros pour l'export et près de 700 000 euros pour l'import. Ramené à la période d'utilisation de chaque mécanisme, le revenu engendré par le couplage des marchés représente le double de celui des enchères explicites.

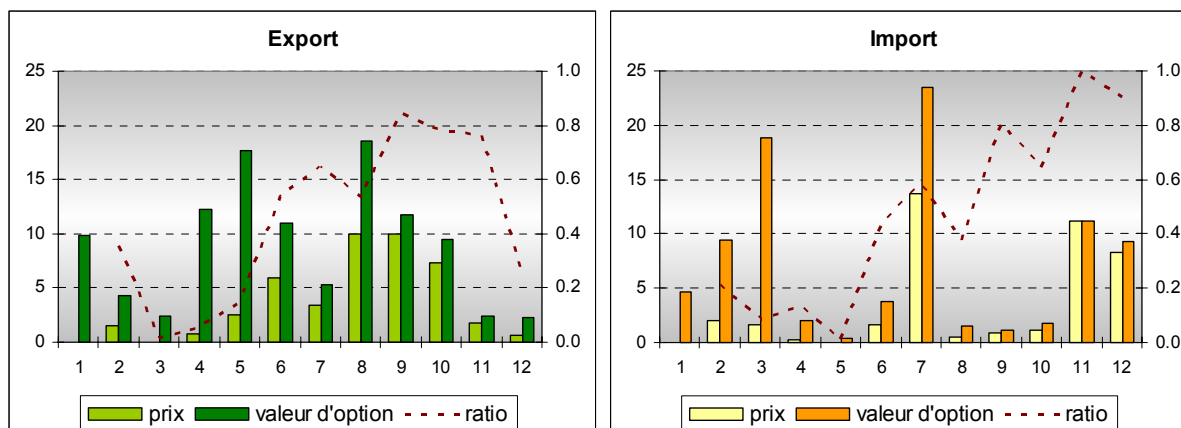
○ *Interconnexion avec l'Espagne*

Sur la frontière franco-espagnole, la valorisation des capacités journalières, tant à l'export qu'à l'import, a été très faible en début d'année, puis a nettement augmenté au second semestre (cf. figure 15). La mise en place d'un mécanisme d'enchères coordonné, entre RTE et le gestionnaire du réseau de transport espagnol, REE, à partir du mois de juin, n'est sans doute pas étrangère à cette meilleure valorisation.

Sur l'ensemble de l'année, la part de la rente de congestion théorique, sur les capacités mises à disposition en journalier, qui n'a pas été récoltée par les enchères, s'élève à près de 27 M€.

<sup>17</sup> En juillet 2006, aucune enchère journalière n'a eu lieu sur l'interconnexion France-Angleterre, suite à une avarie technique qui a limité la capacité de l'interconnexion.

**Figure 15 – Prix moyen mensuel attribué aux capacités journalières entre la France et l’Espagne en 2006, comparé à la valeur théorique moyenne mensuelle de ces capacités (€/MWh)**

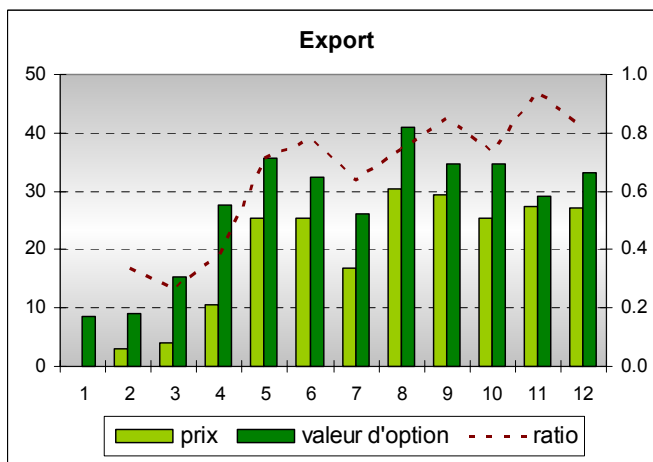


Source : RTE, Powernext, OMEL – Analyse : CRE

○ *Interconnexion avec l’Italie*

Sur la frontière italienne, la capacité d’export proposée aux enchères journalières a été de mieux en mieux valorisée au cours de l’année 2006 (cf. figure 16). La différence entre le revenu des enchères journalières et la rente de congestion théorique s’élève tout de même à près de 10 M€.

**Figure 16 – Prix moyen mensuel attribué à la capacité d’export journalière entre la France et l’Italie, comparé à la valeur théorique moyenne mensuelle de cette capacité (€/MWh)**



Source : RTE, Powernext, IPEX – Analyse : CRE

**Améliorations possibles pour la valorisation des capacités journalières**

L’écart constaté entre, d’une part, le prix marginal des enchères journalières, et, d’autre part, la valeur théorique des produits journaliers, est un phénomène intrinsèque aux mécanismes d’enchères explicites (séparation du marché du transport et de l’énergie). La mise en place de mécanismes implicites aurait pour conséquence de supprimer automatiquement cet écart.

Dans le cas particulier de la frontière avec l’Angleterre, où il n’existe pour l’instant pas de marché organisé susceptible de permettre la mise en place d’un mécanisme implicite, l’introduction de produits horaires pourrait, *a minima*, mieux répondre aux besoins des acteurs de marché et, par conséquent, améliorer significativement la valorisation des capacités journalières. De plus,

l'harmonisation du degré de fermeté des produits journaliers alloués sur IFA avec celui offert sur l'ensemble des autres interconnexions françaises donnerait également une meilleure valorisation des capacités sur cette interconnexion (en effet, sur les autres frontières françaises, les capacités mises à la disposition du marché en journalier sont fermes, hors cas de force majeure).

### ***b. L'utilisation des capacités acquises aux enchères***

Une utilisation idéale des capacités acquises aux enchères, correspondrait, pour chaque heure de l'année, à :

- une utilisation maximale dans la direction du différentiel de prix : le taux d'utilisation des capacités (quotient des capacités nominées par les capacités disponibles) devrait être égal à 1 ;
- aucune utilisation dans la direction opposée au différentiel de prix : le taux d'utilisation devrait alors être nul.

Cette utilisation idéale se traduirait, dans les figures suivantes, par deux nuages de points en forme de « S ».

Afin de s'affranchir du biais induit par les coûts de transaction de réaliser des échanges (commission d'échange par exemple), on considère ici, de manière arbitraire, que le différentiel de prix est favorable à des flux s'il est supérieur à 2 €/MWh.

#### **• Capacités périodiques**

En 2006, l'utilisation des capacités périodiques (annuelles et mensuelles) a été très différente de l'utilisation idéale. En effet, les flux ont globalement été très peu réactifs aux variations horaires des différentiels de prix, et ont plutôt suivi une logique saisonnière ou bien pointe / hors-pointe.

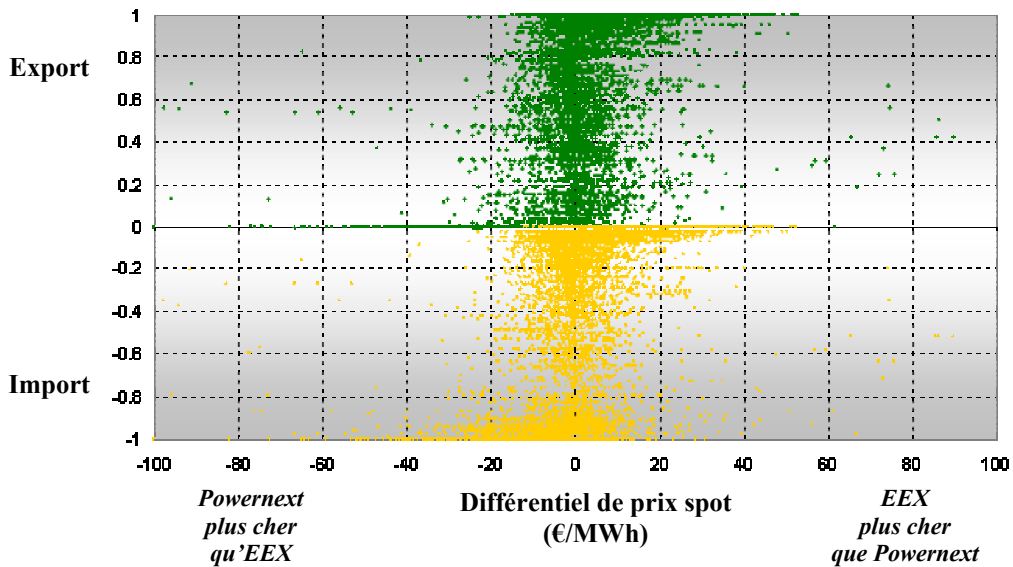
##### *o Interconnexion avec l'Allemagne*

La figure 17 montre l'utilisation des capacités périodiques par rapport au différentiel de prix entre les deux marchés organisés, sur une base horaire. Comme on le voit, elle reflète très faiblement l'utilisation idéale décrite ci-dessus. En effet, les capacités ont été utilisées pleinement seulement pendant 77 heures (moins d'1 % du temps) dans le sens de l'import, et pendant 764 heures (9 % du temps) dans le sens de l'export. Pendant 60 % de l'année, des nominations ont été effectuées à contresens du différentiel de prix.

En fait, il semble que les capacités périodiques ne soient pas utilisées sur une base horaire, mais pour réaliser des arbitrages de plus long terme. En effet, comme le montre la figure 18, les moyennes hebdomadaires montrent une corrélation bien meilleure entre les nominations et les prix :

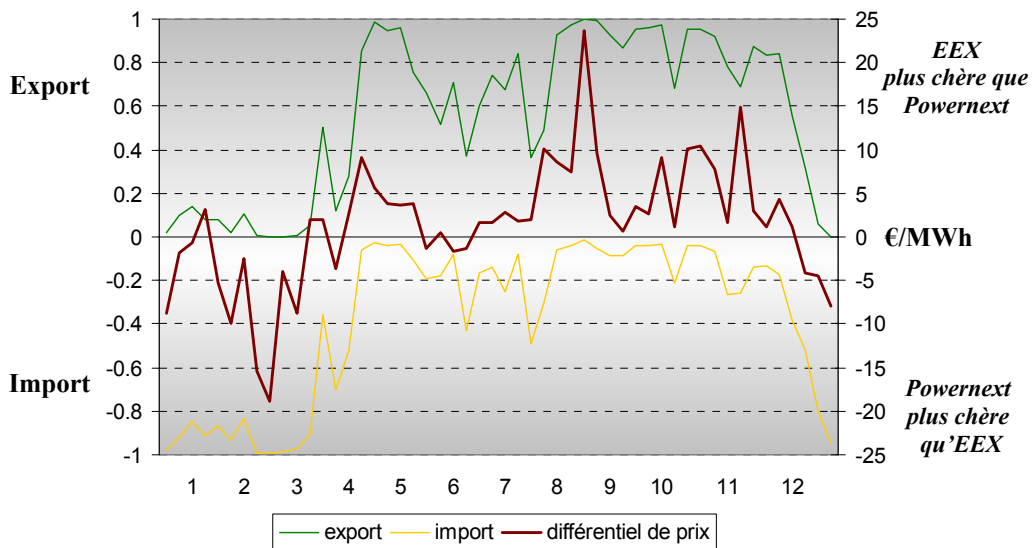
- pendant l'hiver (janvier, février, mars et décembre), les prix allemands ont en général été plus faibles que les prix français, et les flux ont, dans l'ensemble, suivi ce gradient de prix : les nominations ont été proches de leur maximum dans le sens de l'import, et ont été faibles dans le sens de l'export ;
- de même, pendant l'été et les mi-saisons (avril à novembre), les nominations périodiques ont été presque maximales à l'export (excepté pendant les mois de juin et juillet, pendant lesquels les températures étaient nettement supérieures aux normales de saison), et ont été faibles dans le sens de l'import.

Figure 17 - Corrélation entre l'utilisation des capacités périodiques et le différentiel de prix des marchés organisés entre la France et l'Allemagne (2006)



Source : RTE, Powernext, EEX – Analyse : CRE

Figure 18 – Moyenne hebdomadaire du taux d'utilisation des capacités périodiques et du différentiel de prix entre les marchés organisés entre la France et l'Allemagne (2006)



Source : RTE, Powernext, EEX – Analyse : CRE

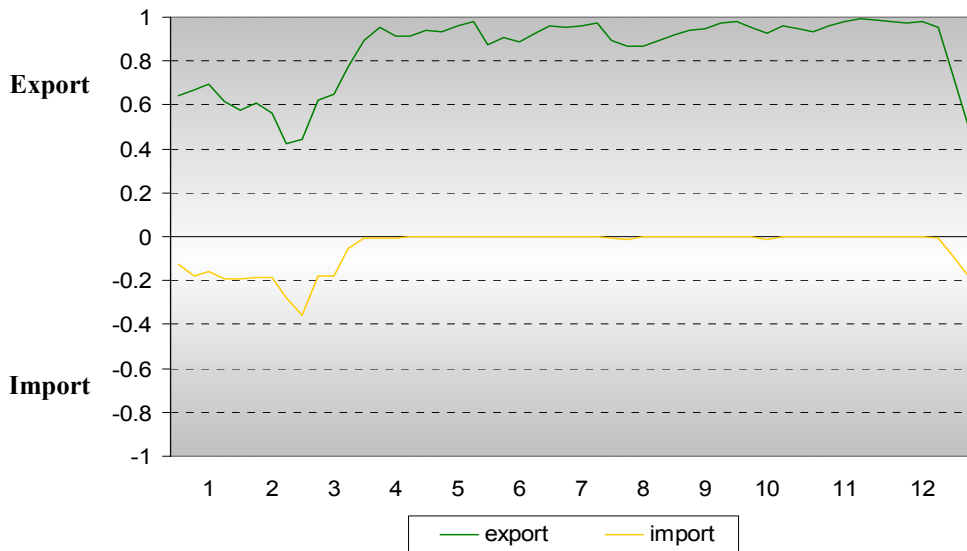
○ *Interconnexion avec la Belgique*

L'absence de référence de prix horaire en Belgique, avant le démarrage de Belpex le 21 novembre 2006, ne permet pas d'étudier la corrélation entre l'utilisation de l'interconnexion et le différentiel de prix entre les deux marchés au niveau horaire. L'utilisation des prix horaires d'APX (marché organisé des Pays-Bas), considérés en général comme la meilleure référence de prix pour le marché belge, ne permet pas de dégager un lien entre l'utilisation des capacités de long terme sur l'interconnexion France-Belgique et le différentiel de prix.

L'observation des capacités nominées montre, en revanche, une utilisation permanente des capacités de long terme dans le sens de l'export, avec toutefois une variation saisonnière (*cf.* figure 19) : pendant les périodes froides, la capacité d'export a été utilisée à hauteur de la moitié environ, et les capacités

d'import à hauteur de 20 % environ ; pendant l'été et les demi-saisons, la capacité d'export a été presque saturée en permanence, et les capacités d'import n'ont été utilisées que très marginalement.

**Figure 19 – Moyenne hebdomadaire du taux d'utilisation des capacités périodiques sur la frontière avec la Belgique (2006)**

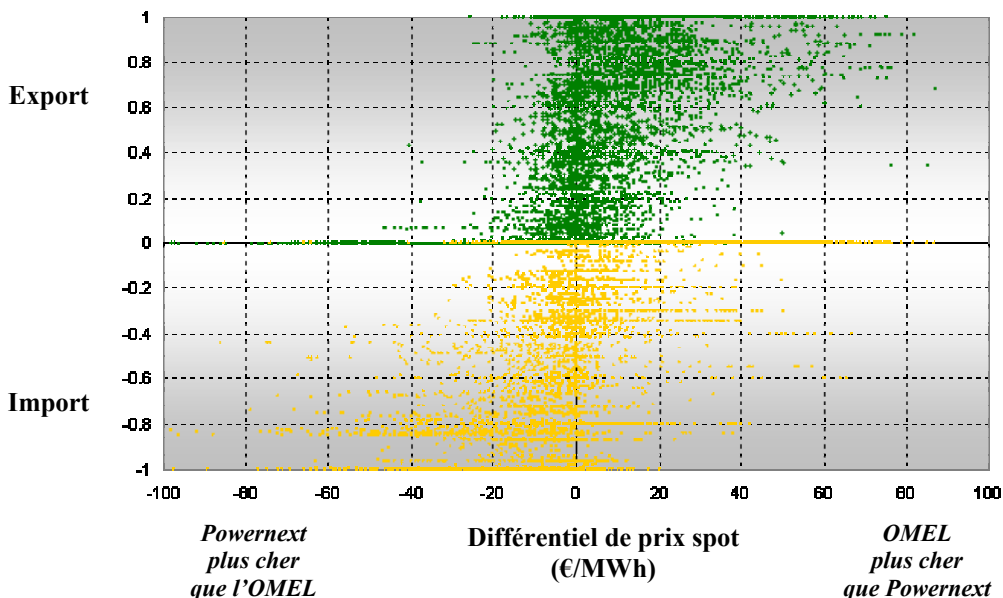


Source : RTE – Analyse : CRE

○ *Interconnexion avec l'Espagne*

L'utilisation des capacités mensuelles<sup>18</sup> sur la frontière espagnole est la mieux liée au différentiel de prix entre les deux marchés organisés (cf. figure 20). En effet, ces capacités ont été utilisées à contresens du différentiel de prix pendant moins du quart de l'année. Pendant le reste du temps, les capacités mensuelles utilisées dans le sens du différentiel de prix représentaient plus de 70 % des capacités disponibles dans le sens de l'export, et plus de 60 % dans le sens de l'import.

**Figure 20 - Corrélation entre l'utilisation des capacités mensuelles et le différentiel de prix des marchés organisés entre la France et l'Espagne (2006)**



Source : RTE, Pownertext, OMEL – Analyse : CRE

D'autre part, on n'observe pas sur cette frontière de variation saisonnière marquée, que ce soit au niveau des prix comme au niveau des flux. En revanche, le différentiel de prix entre la bourse

<sup>18</sup> Rappel : aucune enchère annuelle n'a eu lieu sur la frontière espagnole en 2006.

espagnole (OMEL) et Powernext, et les nominations des capacités périodiques, ont suivi une logique pointe / hors-pointe très nette. En effet, en pointe (du lundi au vendredi, de 8h00 à 20h00), les prix ont en général été favorables à l'import depuis l'Espagne ; hors pointe, les prix ont été, au contraire, généralement favorables à l'export (cf. tableau 6).

**Tableau 6 – Taux moyens d'utilisation pointe et hors-pointe des capacités périodiques entre la France et l'Espagne (2006)**

	Différentiel de prix moyen OMEL – Powernext (€/MWh)	Taux moyen d'utilisation des capacités mensuelles d'export	Taux moyen d'utilisation des capacités mensuelles d'import
Pointe	-8,12	29 %	50 %
Hors-pointe	7,14	58 %	20 %

Source : RTE, Powernext, OMEL – Analyse : CRE

○ *Interconnexion avec l'Italie*

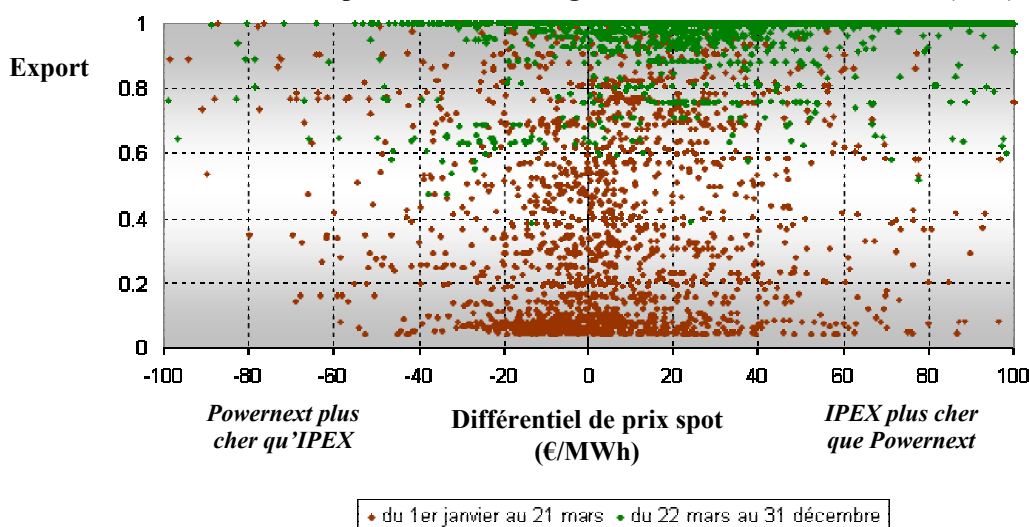
Rappelons qu'en 2006, la moitié des capacités d'export vers l'Italie étaient allouées par RTE à l'aide d'enchères explicites (annuelle, mensuelles et journalières), alors que l'autre moitié était allouée par le gestionnaire du réseau de transport italien, Terna, selon la méthode dite « SI ». Dans le sens de l'import depuis l'Italie, aucune méthode d'allocation n'était appliquée en 2006.

Sur cette frontière, deux périodes distinctes ont marqué l'utilisation des capacités périodiques allouées par RTE.

Tout d'abord, au début de l'année, quand une forte vague de froid a touché la France, avec des températures toujours en-dessous des normales de saison (jusqu'au 21 mars 2006 environ), le différentiel de prix entre la bourse de l'électricité italienne, IPEX, et Powernext a constamment changé de signe. Les capacités périodiques ont alors été utilisées en moyenne à hauteur de 40 %, sans qu'une corrélation horaire ne se dégage entre les variations du différentiel de prix et le taux d'utilisation des capacités (cf. figure 21).

Pendant le reste de l'année, les prix sur IPEX ont été supérieurs aux prix sur Powernext de plus de 2 €/MWh pendant plus de 90 % des heures, et les capacités périodiques ont été utilisées à hauteur de 98 % en moyenne.

**Figure 21 – Corrélation entre l'utilisation des capacités périodiques à l'export et le différentiel de prix des marchés organisés entre la France et l'Italie (2006)**



Source : RTE, Powernext, IPEX – Analyse : CRE

### Améliorations possibles pour l'utilisation des capacités périodiques

L'analyse horaire de la corrélation entre les prix et les nominations semble ne pas être appropriée pour les capacités périodiques, sans doute à cause du besoin des producteurs et des consommateurs de s'échanger de l'énergie sur du long terme. Ce constat devrait inciter les gestionnaires de réseaux de transport à offrir aux acteurs de marché la possibilité de nommer leurs produits périodiques avec une fréquence plus faible (hebdomadaire, mensuelle, voire annuelle) que celle qui est proposée aujourd'hui (nomination quotidienne)

Cette facilité offerte aux acteurs de marché pour nommer leurs produits ne devrait pas avoir d'impact sur l'utilisation globale des capacités. En effet, si le « *netting* » et le « *Use-It-Or-Lose-It* » des nominations périodiques étaient correctement mise en œuvre, et si une méthode efficace (implicite) était appliquée en journalier, alors le flux total résultant des différentes étapes de nomination serait parfaitement cohérent avec le différentiel de prix horaire, et l'utilisation de chaque interconnexion serait optimale.

Enfin, dans l'hypothèse où la nature des produits périodiques évoluerait vers des droits purement financiers, les nominations, au titre des produits périodiques, à contresens du différentiel de prix horaire, disparaîtraient automatiquement (puisque l'étape de nomination des produits périodiques n'existerait plus). En outre, la suppression de cette étape de nomination permettrait d'alléger considérablement la tâche des gestionnaires de réseaux et donc leur coût de fonctionnement.

### • Capacités journalières

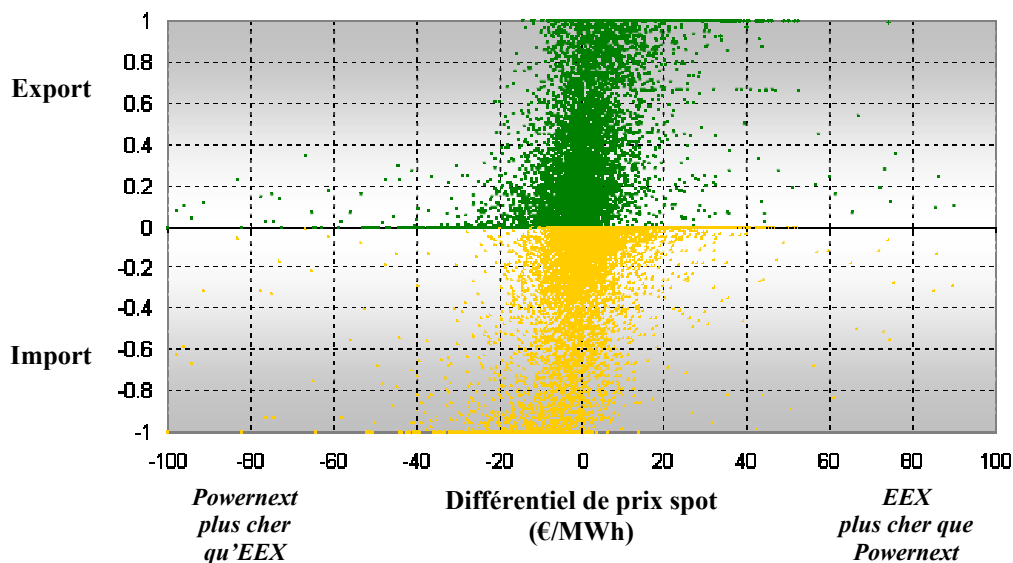
L'inefficacité de l'utilisation des capacités périodiques, en termes de corrélation avec les différentiels de prix des marchés au niveau horaire, n'aurait pas d'impact sur l'efficacité de l'utilisation globale de l'interconnexion si les capacités journalières étaient bien utilisées.

Comme on va le voir, les méthodes d'allocations par enchères explicites utilisées aujourd'hui en *J-1* ne permettent pas de garantir une utilisation efficace des interconnexions françaises.

- *Interconnexion avec l'Allemagne*

Comme on le voit sur la figure 22, l'utilisation des capacités journalières sur la frontière allemande, par rapport au différentiel de prix, a faiblement reflété l'utilisation idéale décrite page 26.

**Figure 22 - Corrélation entre l'utilisation des capacités journalières et le différentiel de prix des marchés organisés entre la France et l'Allemagne (2006)**



Source : RTE, Pownext, EEX – Analyse : CRE



En effet, le taux d'utilisation des capacités journalières a été maximal, à l'import, pendant seulement 588 heures de l'année, alors que les prix étaient favorables à des imports pendant 3 723 heures. Réciproquement, la capacité d'export a été saturée pendant 1 402 heures alors que les prix allemands ont été supérieurs aux prix français pendant 3 107 heures.

Par ailleurs, pendant la moitié de l'année, de la capacité journalière a été nominée à contresens du différentiel de prix. De surcroît, pendant les deux tiers de l'année, les capacités journalières ont été utilisées en même temps dans les deux directions.

Enfin, il est particulièrement étonnant qu'un même acteur de marché ait utilisé les capacités journalières dans les deux directions en même temps. Un tel comportement est incompréhensible, puisque les flux opposés s'annulent. Neuf acteurs ont eu ce comportement sur cette interconnexion au moins une fois ; l'un d'entre eux en particulier, a agi de cette façon pendant plus du quart de l'année.

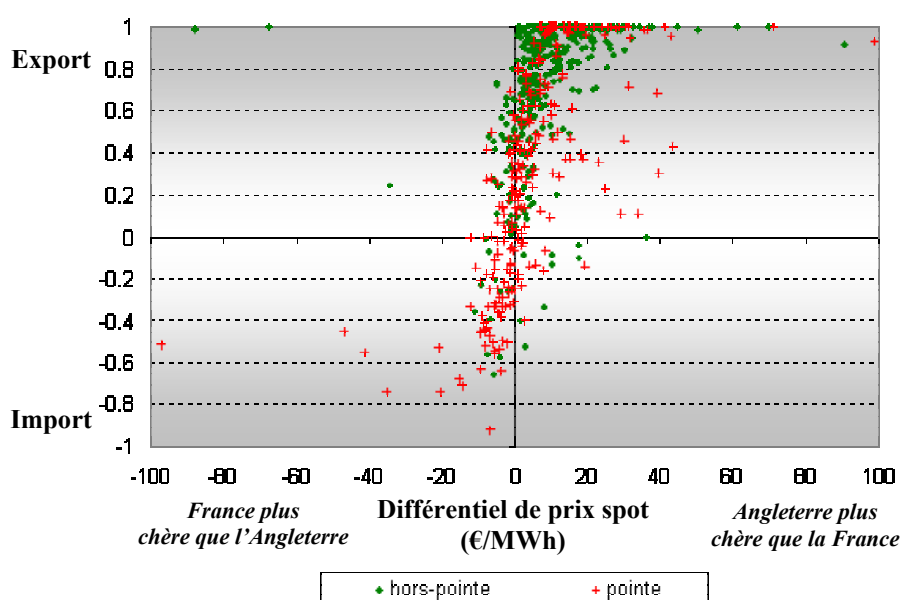
○ *Interconnexion avec l'Angleterre*

Sur l'interconnexion France – Angleterre (IFA), il n'existe pas d'étape de nomination spécifique pour chaque type de produits alloués. En effet, l'ensemble des produits acquis aux différentes échéances de temps peut être nommé jusqu'au dernier guichet infra-journalier. Cette spécificité d'IFA ne permet, par conséquent, pas d'isoler l'utilisation des produits périodiques de celle des produits journaliers.

De plus, l'absence de prix horaire bien défini sur le marché anglais ne permet pas d'étudier la corrélation des flux et des prix horaires. C'est ainsi que les prix OTC pointe (demi-journées de 8h00 à 20h00, les jours de semaine) et hors-pointe (demi-journées de 20h00 à 8h00, et week-ends) ont été retenus afin d'étudier le lien entre l'utilisation de l'interconnexion et le différentiel de prix entre les deux marchés.

D'autre part, l'application partielle de la règle du « *Use-It-Or-Lose-It* » et l'utilisation des mécanismes de revente de la capacité, dont les résultats ne sont pas communiqués à la CRE, ne permettent pas de calculer la capacité totale proposée dans chaque direction. Ainsi, nous considérons ici le taux net d'utilisation de la capacité (rapport du flux net exportateur et de la NTC).

**Figure 23 - Corrélation pointe et hors-pointe entre le taux net d'utilisation des capacités et le différentiel de prix des marchés OTC entre la France et l'Angleterre (2006)**



Source : RTE, Platts – Analyse : CRE

Comme on le voit sur la figure 23, les prix sont le plus souvent favorables à l'export vers l'Angleterre. Cela est particulièrement vrai hors-pointe, avec 83 % de situations favorables à l'export, contre 52 %

en pointe. Dans l'ensemble, les flux suivent ce gradient de prix. Toutefois, malgré la stabilité du signe du différentiel de prix (notamment hors-pointe), l'interconnexion est relativement peu souvent saturée à l'export, le flux net saturant la capacité d'interconnexion pendant seulement 36 % des heures (dont 46 % des heures hors-pointe). Dans le sens de l'import, l'interconnexion n'a pas été saturée pendant qu'une seule heure sur toute l'année 2006, malgré des inversions importantes du différentiel de prix.

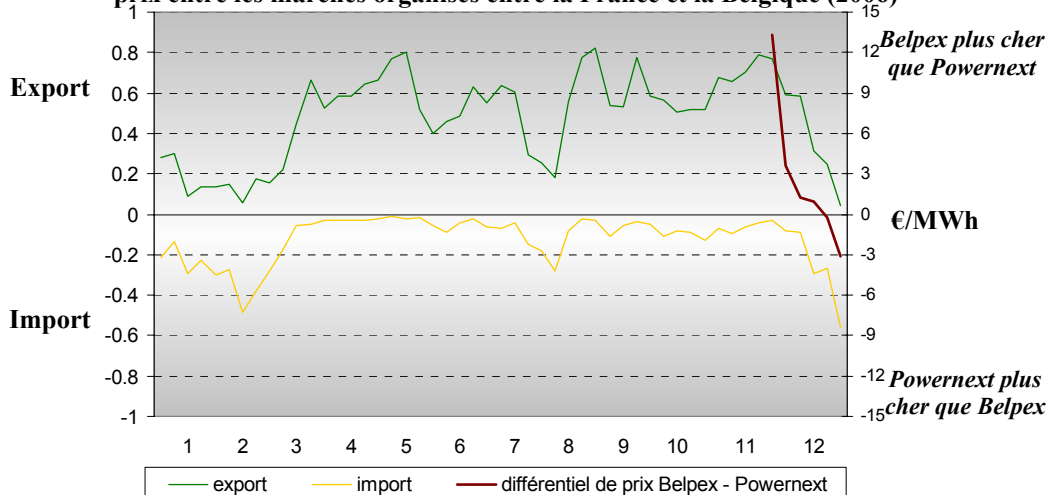
○ *Interconnexion avec la Belgique*

Les capacités journalières sur l'interconnexion France – Belgique ont suivi les mêmes variations saisonnières que les capacités périodiques (cf. figure 24). Cependant, avant le lancement du couplage des marchés le 21 novembre 2006, la capacité journalière d'export n'a été saturée que pendant 17 % du temps ; à l'import cela n'a jamais été le cas.

Avec le couplage des marchés, la corrélation entre l'utilisation des capacités journalières et le différentiel de prix entre les marchés organisés a été parfaite : soit l'interconnexion a été saturée (pendant 18 % du temps à l'export et 10 % à l'import), soit les prix ont convergé (72 % du temps). On constate ainsi un progrès très net sur cette interconnexion grâce au couplage des marchés, puisqu'il a permis de saturer des capacités proposées qui ne l'étaient que rarement (à l'export) ou jamais (à l'import) avec les enchères explicites.

En revanche, comme on le verra plus loin, les capacités proposées en journalier ne sont pas maximisées à cause de l'absence de *netting* sur cette frontière.

**Figure 24 – Moyenne hebdomadaire du taux d'utilisation des capacités journalières et du différentiel de prix entre les marchés organisés entre la France et la Belgique (2006)**



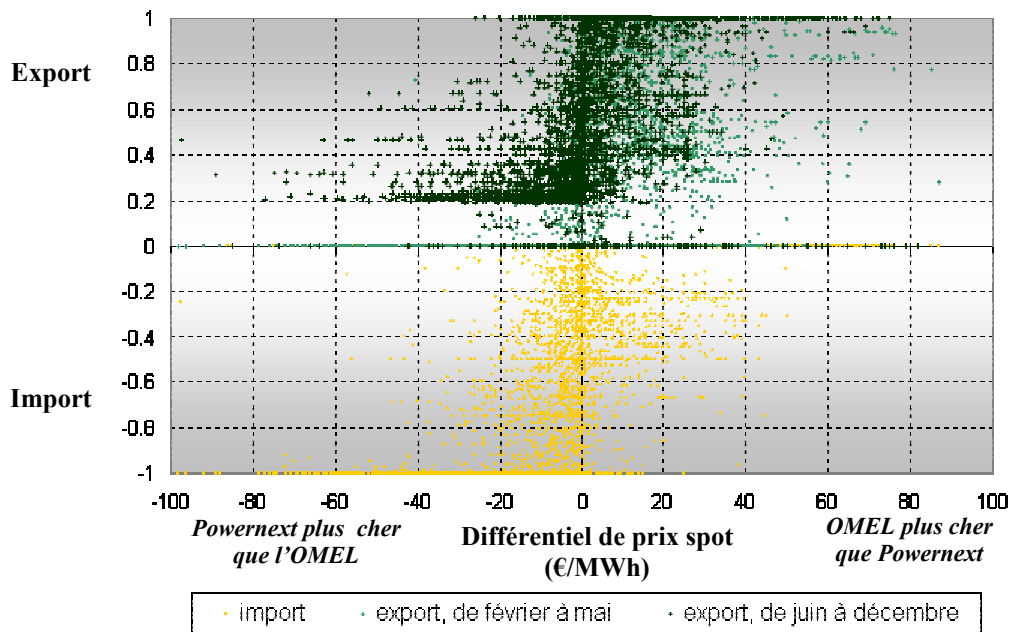
Source : RTE, Powernext, Belpex – Analyse : CRE

○ *Interconnexion avec l'Espagne*

Comme on l'avait constaté pour l'utilisation des capacités périodiques, c'est sur la frontière entre la France et l'Espagne que les capacités journalières sont les mieux utilisées par rapport au différentiel de prix.

Cependant, en ce qui concerne l'export, on distingue clairement deux périodes (cf. figure 25). Tout d'abord, de février à mai, les capacités utilisées à contresens du différentiel de prix étaient très faibles : quand Powernext était plus cher que l'OMEL de plus de 2 €/MWh, la capacité journalière d'export vers l'Espagne n'a été utilisée que pendant 159 heures, soit 13 % du temps ; pendant ces heures, la capacité moyenne ainsi nommée à contresens était de 136 MW. En revanche, à partir du 1<sup>er</sup> juin (date à partir de laquelle les enchères ont été coordonnées entre RTE et REE), on a assisté à une très nette augmentation de la capacité utilisée à contresens : en effet, alors que Powernext était plus cher que l'OMEL de plus de 2 €/MWh, des exports journaliers ont été nominés pendant 1 644 heures (soit 93 % du temps), à hauteur de 320 MW en moyenne.

**Figure 25 - Corrélation entre l'utilisation des capacités journalières et le différentiel de prix des marchés organisés entre la France et l'Espagne (2006)**



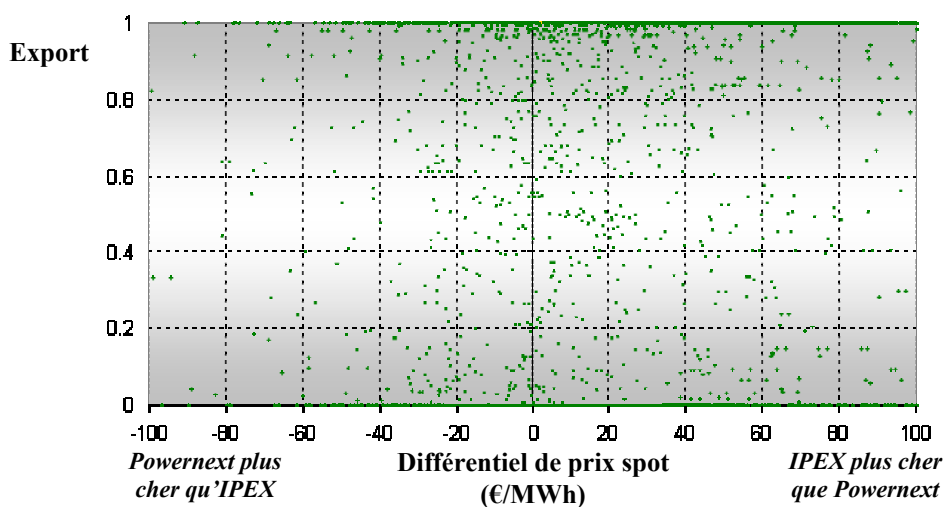
Source : RTE, Pownext, OMEL – Analyse : CRE

En fait, cette dégradation de la corrélation entre les nominations journalières et le différentiel de prix est dû au basculement vers le journalier de certaines transactions effectuées auparavant au titre des capacités infra-journalières, allouées gratuitement jusqu'au 1<sup>er</sup> juin 2006.

○ *Interconnexion avec l'Italie*

Les capacités journalières d'export vers l'Italie ont été utilisées à plein: le taux d'utilisation de ces capacités, en moyenne sur l'année, a été de 90 % (cf. figure 26). C'est surtout dans les moments les plus tendus sur le système français (premier trimestre avec une intense vague de froid, et fin du mois de juillet avec une forte canicule) que les capacités ont été peu utilisées.

**Figure 26 - Corrélation entre l'utilisation des capacités journalières et le différentiel de prix des marchés organisés entre la France et l'Italie (2006)**



Source : RTE, Pownext, IPEX – Analyse : CRE

## Améliorations possibles pour l'utilisation des capacités journalières

Depuis le lancement du couplage entre les marchés français, belge et néerlandais (allocation implicite des capacités en fonction des différentiels de prix), on constate que les capacités journalières disponibles sont utilisées de manière optimale. Dans le même temps, on constate que les mécanismes journaliers d'enchères explicites utilisés sur les autres interconnexions françaises font apparaître une sous-utilisation relativement élevée, laissant supposer une importante perte de surplus collectif (cf. tableau 7 ci-dessous).

Tableau 7 – Capacités journalières sous-utilisées et perte sociale induite<sup>19</sup>

	Capacité moyenne sous-utilisée à l'export (MW)	Capacité moyenne sous-utilisée à l'import (MW)	Estimation de la perte sociale (M€)
<b>Allemagne</b>	925	2 125	<b>113</b>
<b>Belgique</b> (depuis couplage des marchés)	0	0	<b>0</b>
<b>Espagne</b>	201	282	<b>21</b>
<b>Italie</b>	104	-	<b>22</b>

Source : RTE, Powernext, EEX, Belpex, OMEL, IPEX – Analyse : CRE

Ces constats militent pour une généralisation rapide des méthodes implicites à l'ensemble des interconnexions françaises. Des mécanismes financiers incitatifs de type bonus-malus pourraient être imaginés et proposés aux gestionnaires de réseaux afin de les inciter à accélérer ce processus de généralisation.

Concernant l'interconnexion France – Angleterre, compte-tenu de l'absence de marché organisé avec fixing en *J-1* en Grande-Bretagne, la mise en œuvre d'enchères implicites n'est pour l'instant pas d'actualité. Cependant, des évolutions du design des enchères explicites pourraient apporter plus d'efficacité dans l'utilisation des capacités :

- si des produits horaires, remplaçant les bandes de 24 heures, étaient proposés aux enchères journalières, comme sur les autres frontières françaises, les acteurs seraient davantage incités à faire des arbitrages horaires entre les deux pays.
- la mise en œuvre d'une étape de nomination ferme des produits périodiques, permettant aux gestionnaires de réseaux de réaliser le « *netting* », ainsi que le « *Use-It-Or-Lose-It* » ou le « *Use-It-Or-Sell-It* », permettrait d'accroître les capacités mises à disposition du marché en *J-1*.

Ces améliorations sont traitées dans le cadre d'un groupe de travail spécifique, mené par la CRE, au sein de l'Initiative Régionale France – Royaume-Uni – Irlande.

<sup>19</sup> La capacité sous-utilisée, dans une direction, correspond à la différence entre la capacité disponible dans cette direction et le flux net transitant sur l'interconnexion. La moyenne calculée ici correspond aux situations dans lesquelles le différentiel de prix des marchés organisés est favorable, d'au moins 2 €/MWh, à l'utilisation de l'interconnexion dans cette direction. La perte sociale correspondante est le produit de la capacité sous-utilisée et du différentiel de prix. Ce calcul ne tient donc pas compte de l'effet résilience de marché.

### c. L'utilisation des capacités pour les échanges de court terme

#### • Echanges infra-journaliers

Les échanges transfrontaliers à l'horizon infra-journalier sont cruciaux pour la sécurité d'approvisionnement, et représentent un outil indispensable pour les opérateurs électriques afin de s'équilibrer le mieux possible avant la mise en œuvre des opérations d'ajustement.

En 2006, trois méthodes différentes d'allocation des capacités infra-journalières ont coexisté aux interconnexions françaises :

- une allocation d'options à nommer par un mécanisme de type prorata « amélioré », favorisant les demandes faibles de capacité, utilisé par RTE sur la frontière franco-allemande (dans les deux sens), pour l'export vers la Suisse, et également, jusqu'au mois de mai, sur l'interconnexion espagnole (dans les deux sens) ;
- une allocation d'options à nommer par un mécanisme d'enchères explicites mis en œuvre sur la frontière espagnole le 12 juillet 2006<sup>20</sup> ;
- enfin, une allocation d'obligations à nommer par un mécanisme de type « *premier arrivé, premier servi* », utilisé par les gestionnaires de réseaux de transport allemands sur la frontière franco-allemande (dans les deux sens), qui se superpose donc à la méthode d'allocation de RTE.

Aucune méthode d'allocation infra-journalière n'était appliquée sur les autres frontières, soit parce qu'aucune congestion n'était avérée (import depuis l'Italie et la Suisse), soit parce que les nominations des capacités journalières pouvaient être modifiées jusqu'à l'heure précédant la livraison (interconnexion avec l'Angleterre), soit parce qu'aucun mécanisme, pourtant souhaitable, n'était encore mis en œuvre (interconnexion avec la Belgique, et export vers l'Italie).

Comme on le voit d'après le tableau 8, les capacités infra-journalières ont été utilisées à des hauteurs assez faibles. A noter que sur la frontière espagnole, l'utilisation importante des capacités d'export infra-journalières avant la mise en œuvre des enchères infra-journalières (janvier à mai) vient de certaines transactions seulement, qui n'étaient pas forcément de nature à être effectuées en infra-journalier, et qui, suite à la mise en œuvre des enchères, ont été réalisées via les capacités journalières.

**Tableau 8 – Utilisation des capacités infra-journalières en 2006**

	Export			Import		
	Capacité disponible (MW)	Capacité utilisée (MW)	Ratio	Capacité disponible (MW)	Capacité utilisée (MW)	Ratio
<b>Allemagne</b>	936	65	6,9 %	2 880	68	2,4 %
<b>Suisse</b>	412	17	4,1 %	-	20	-
<b>Espagne :</b>						
de janvier à mai	448	209	46,7 %	772	110	14,3 %
de juillet à décembre	541	34	6,4 %	782	103	13,2 %

Source : RTE – Analyse : CRE

<sup>20</sup> Ces enchères explicites infra-journalières devaient être mises en œuvre au 1<sup>er</sup> juin 2006, simultanément aux enchères mensuelles et journalières coordonnées. Des problèmes techniques sur le système espagnol ont repoussé ce démarrage au 12 juillet 2006.

### Améliorations possibles pour le développement des échanges infra-journaliers

Les volumes échangés en infra-journalier pourraient être augmentés si une méthode d'allocation efficace et harmonisée était mise en œuvre sur l'ensemble des interconnexions françaises, ou mieux, sur une zone d'Europe la plus large possible. Pour cela, le mécanisme dont les principes ont été identifiés comme la cible à atteindre, notamment dans le cadre de l'initiative régionale Centre-Ouest, consiste en une plate-forme de capacités continue, qui allouerait continûment et implicitement les capacités infra-journalières.

#### • Echanges d'ajustement

Aucun des pays voisins de la France ne permet aux acteurs français de participer, de manière effective, à son mécanisme d'ajustement (MA). Cette situation résulte :

- d'une rigidité réglementaire en Espagne (seuls les sites directement raccordés au réseau espagnol sont susceptibles de remettre des offres d'ajustement) ;
- d'une gestion de l'équilibre offre – demande reposant essentiellement sur des réserves contractualisées en Allemagne (l'exigence d'une disponibilité 100 % du temps est incompatible avec le règlement européen 1228/2003) ;
- d'une absence de volonté des GRT de permettre de tels échanges d'ajustement et de l'attribution par les GRT d'une priorité plus élevée à d'autres travaux.

En théorie, le marché de l'ajustement français est ouvert :

- aux acteurs suisses, depuis avril 2003 (date de sa mise en œuvre) ;
- aux acteurs anglais et espagnols, depuis octobre 2004 ;
- aux acteurs allemands, depuis octobre 2005 ;
- aux acteurs italiens, depuis avril 2006.

**Tableau 9 – Activité des acteurs étrangers dans le mécanisme d'ajustement français en 2006**

	Offres à la hausse acceptées	Offres à la baisse acceptées
Capacité moyenne activée sur le MA	449 MW	448 MW
Activité moyenne des opérateurs étrangers <sup>21</sup>	98 MW (21,7 %)	39 MW (8,8 %)
Activité moyenne des opérateurs suisses	84 MW (18,8 %)	22 MW (5,0 %)
Activité moyenne des opérateurs allemands	12 MW (2,7 %)	17 MW (3,7 %)

Source : RTE – Analyse : CRE

<sup>21</sup> Une offre à la hausse acceptée correspond, pour un acteur étranger, à un import vers la France; une offre à la baisse correspond à un export depuis la France.

En réalité, seuls les acteurs suisses et allemands participent activement à l'ajustement français. Depuis septembre 2006, les ajustements visant à assurer l'équilibre entre injections et soutirages sont, pour des raisons d'efficacité économique, décidés en infra-journalier exclusivement. Or, la participation des acteurs anglais, espagnols et italiens est contrainte par des règles de programmation de la production dans ces pays et des règles d'accès à la capacité d'interconnexion avec la France incompatibles avec cette exigence. Au contraire, les acteurs suisses et allemands y participent de manière significative, comme le montre le tableau 9.

#### **Améliorations possibles pour le développement des échanges d'ajustement**

Les échanges d'ajustement avec l'étranger représentant la principale source de concurrence sur le mécanisme d'ajustement français, et dans la mesure où ils permettent d'assurer une meilleure sécurité d'approvisionnement, ils doivent être encouragés suivant le principe de réciprocité. De plus, le marché unique de l'électricité ne pourra être achevé sans l'intégration des mécanismes d'ajustement, comme cela a été conclu lors du XIII<sup>ème</sup> Forum de Florence.

Les travaux en cours au sein des initiatives régionales ont pour objectif d'identifier les pistes d'amélioration pour le développement des échanges d'ajustement. La mise en œuvre d'une plateforme continue pour l'allocation des capacités infra-journalières dans la région Centre-Ouest pourrait représenter une opportunité de développer les échanges d'ajustement.

Pour l'instant, le modèle « *GRT-GRT* » (soumission d'offres d'ajustement au gestionnaire de réseau voisin par l'intermédiaire du gestionnaire de réseau de la zone d'origine, et non pas de soumission directe des offres par les acteurs de marché, correspondant au modèle « *acteur-GRT* ») semble être la voie d'amélioration la plus appropriée. Cette appréciation doit être confirmée par un examen plus approfondi.

#### ***d. La gestion des capacités conformément au droit communautaire***

En sus du contrôle de la valorisation et de l'utilisation des capacités, la CRE est en charge de surveiller la conformité des mécanismes en place et des informations publiées par RTE par rapport au droit communautaire. A noter que la non conformité des méthodes de gestion de la congestion avec les textes communautaires constitue un manquement de la part des gestionnaires de réseaux à des dispositions juridiquement contraignantes, qui les place dans une situation juridique fragile au regard d'une action intentée par les acteurs de marché ou d'une procédure lancée par les régulateurs.

Les points suivants ont été particulièrement suivis en 2006.

- **Calcul des capacités mises à disposition du marché**

D'après le règlement européen 1228/2003 et ses nouvelles orientations entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> décembre 2006, les gestionnaires de réseaux de transport doivent travailler en étroite coordination, depuis le calcul des capacités jusqu'à l'exploitation du réseau, et doivent publier toutes les données pertinentes concernant les échanges transfrontaliers. Le plan général de calcul des capacités d'interconnexion ainsi que la façon dont les informations relatives sont publiées doivent être soumis à l'appréciation des régulateurs (articles 5.2 et 5.5 des orientations).

En 2006, la CRE a porté une attention toute particulière sur la bonne application du « *netting* » et du « *Use-It-Or-Lose-It* » (UIOLI). En effet, pour chaque échéance de temps, la capacité mise à disposition du marché doit englober la capacité non utilisée lors de l'échéance précédente (UIOLI), ainsi que la capacité utilisée dans la direction opposée lors de l'échéance précédente (*netting*). Par conséquent, la capacité proposée par les gestionnaires de réseaux en journalier (resp. en infra-journalier) doit être égale à la différence entre la NTC calculée en *J-2* (resp. en *J-1*) et le solde net des nominations périodiques (resp. des nominations périodiques et journalières).

Bien que ces formules aient été, en général, appliquées par les gestionnaires de réseaux, de nombreuses exceptions ont été constatées par la CRE :

- *capacités journalières sur la frontière belge* : le netting des capacités périodiques nominées n'est pas effectué, que ce soit dans le sens de l'export comme de l'import, contrairement à ce qui est requis par l'article 6.5 du règlement européen 1228 et par l'article 4.2 de ses nouvelles orientations. Les capacités journalières disponibles pour le couplage des marchés ne sont donc pas maximisées sur cette frontière. On a ainsi constaté, notamment à la fin du mois de décembre 2006, que pendant 97 heures le prix Powernext était supérieur au prix Belpex sans que la capacité nette d'import ne soit saturée. En moyenne, pendant ces heures, le netting des capacités périodiques aurait permis de proposer 1 200 MW supplémentaires en import, ce qui aurait favorisé la convergence des prix des deux marchés. La perte de surplus, calculée en multipliant, heure par heure, la capacité ainsi rendue indisponible pour le marché par le différentiel de prix entre Belpex et Powernext, s'élèverait à environ 831 000 € (hors résilience des marchés) pour la seule période allant du 22 novembre au 31 décembre 2006 ;
- *capacités infra-journalières d'export vers l'Allemagne* : quand le cas de base utilisé par les gestionnaires de réseaux pour le calcul des capacités totales présente un flux commercial important d'Allemagne vers France (situation courante en hiver), la formule générale n'est pas appliquée pour le calcul des capacités infra-journalières d'export vers l'Allemagne. En effet, quand la France importe depuis l'Allemagne, elle exporte en général vers les autres pays du bloc Est (Belgique, Suisse et Italie) ; ainsi, même si, sur le plan commercial, la France importe d'Allemagne, le flux physique est en général exportateur. Une contrainte réseau peut donc se produire si le flux commercial importateur est trop bas. Par conséquent, il n'est pas possible de proposer à l'export, en infra-journalier, la capacité déjà nominée à l'import, plus la NTC export, même si cette dernière est nulle. Pour le calcul de la capacité pouvant être mise à disposition du marché, les gestionnaires de réseaux utilisent la borne réelle du flux net exportateur, qui est alors négative. Cette limite négative n'est pas publiée, ni n'est transmise à la CRE ;
- *capacités infra-journalières d'import depuis l'Allemagne* : quand le cas de base présente, au contraire, un flux important de la France vers l'Allemagne, la formule générale ne peut pas non plus être appliquée pour calculer les capacités infra-journalières d'import depuis l'Allemagne. En effet, si le flux exportateur net vers l'Allemagne est estimé à 1 500 MW (valeur maximale), et si la NTC export est de 4 500 MW (valeur moyenne), alors la capacité d'import proposée en journalier devrait être de 6 000 MW. D'après les explications fournies par RTE, un montant aussi élevé ne peut pas être proposé en infra-journalier, car si toute la capacité proposée était utilisée, des contraintes réseau insurmontables pourraient apparaître. En fait, de telles variations du flux commercial auraient un impact hasardeux sur les plans de production définis la veille, et rendraient ainsi les flux physiques difficiles à anticiper ;
- *mauvaise coordination des gestionnaires de réseaux de transport (toutes interconnexions)* : des défauts de coordination ponctuels entre gestionnaires de réseaux, par exemple un retard dans la transmission d'une information, peuvent également entraver la bonne application de la formule de calcul générale. Comme les enchères journalières ont lieu seulement une heure après la nomination des capacités périodiques, un retard de quelques minutes seulement dans la communication entre gestionnaires de réseaux peut pousser l'opérateur d'enchères à effectuer les enchères journalières sans *netting* ;
- *cas de l'interconnexion France-Angleterre (IFA)* : sur cette interconnexion, il n'y a pas d'allocation de capacité infra-journalière, mais les nominations des capacités acquises aux enchères périodiques et journalières peuvent être modifiées jusqu'à trois ou quatre heures avant la livraison, selon les guichets. Cependant, ces modifications ne peuvent intervenir que dans une certaine limite, inférieure à la capacité maximale de l'interconnexion. Cette limite est publiée par RTE mais le calcul qui y aboutit ne l'est pas, ni n'est communiqué à la CRE.



### **Améliorations possibles pour le calcul des capacités disponibles**

**Coordination :** suivant l'article 3.5 des orientations du règlement européen 1228/2003, la CRE souhaite un meilleur niveau de coordination entre les gestionnaires de réseaux. Un modèle du réseau commun devrait être utilisé par RTE et ses voisins. De plus, la mise en œuvre d'une interface de nomination commune devrait être envisagée de façon à faciliter l'application systématique du netting. Enfin, une méthode de type « *flow-based* », qui permettrait d'allouer les capacités d'interconnexion en tenant compte de l'influence des transactions sur le réseau, ne pourra être mise en œuvre que dans le cadre d'une coordination plus étroite entre les gestionnaires de réseaux.

**Transparence :** en ce qui concerne notamment les règles de calcul des capacités infra-journalières sur la frontière allemande, ainsi que les limites infra-journalières sur IFA, RTE doit être plus transparent, de façon à être conforme à l'article 5 des orientations et à accroître la confiance du marché.

**Schéma incitatif :** l'application de ces principes serait facilitée par la mise en œuvre d'une méthode incitative appliquée aux gestionnaires de réseaux, pour maximiser les capacités mises à disposition du marché, sans pour autant négliger les règles de sécurité. Cela représente un des chantiers principaux de la CRE et des autres régulateurs pour les mois à venir.

**Netting sur la frontière belge :** les deux gestionnaires de réseaux de transport, ELIA en Belgique et RTE, doivent appliquer le netting sur cette interconnexion, conformément au droit communautaire, et comme cela est fait par RTE sur toutes les autres interconnexions continentales.

### **• Processus d'allocation et de nomination sur l'interconnexion France-Angleterre**

Sur IFA, comme indiqué précédemment, les capacités périodiques et journalières peuvent être nommées jusqu'au dernier guichet infra-journalier précédant la période de la transaction. Dès lors, les règles de « *netting* » et de « *Use-It-Or-Lose-It* » ne peuvent pas s'appliquer pour le calcul de la capacité journalière. Cela est contraire aux articles 2.11 et 4.2 des orientations du règlement européen 1228/2003, qui demandent notamment aux gestionnaires de réseaux de transport de réaffecter les capacités inutilisées dans l'optique d'une nouvelle attribution lors de l'échéance suivante, et de comptabiliser les nominations sur une base nette de manière à assurer une utilisation efficace de l'interconnexion.

De plus, comme on l'a vu, aucun mécanisme d'allocation infra-journalière n'est en place sur cette interconnexion. Ceci ne sera plus conforme aux articles 1.9 et 4.3 des orientations du règlement européen 1228/2003 dès le 1<sup>er</sup> janvier 2008, date à laquelle des mécanismes d'allocation des capacités infra-journalières devront être mis en œuvre.

### **Améliorations possibles des mécanismes sur IFA**

Dans le cadre de l'initiative régionale France – Royaume-Uni – Irlande, un groupe de travail, piloté par la CRE, a pour objectif de proposer des solutions à ces problèmes de non-conformité avec la réglementation européenne, en étroite coordination avec les gestionnaires de réseaux de transport et à l'écoute des acteurs de marché.

### **• Répartition des capacités entre les différentes échéances de temps**

D'après l'article 2.6 des orientations du règlement européen 1228/2003, « *les gestionnaires de réseaux de transport définissent une structure appropriée pour l'attribution des capacités selon les échéances. [...] Cette structure d'attribution est soumise à l'appréciation des autorités de régulation concernées* ».

Concernant les capacités pour l'année 2007, RTE n'a pas soumis cette structure d'attribution à la CRE, bien qu'ayant modifié de façon significative, sur la frontière belge, dès janvier 2007, la répartition des capacités entre les différentes échéances de temps adoptée pour l'année 2006.

#### **Améliorations possibles pour la structure d'attribution selon les échéances de temps**

Chaque année, à échéance fixée, les gestionnaires de réseaux devront soumettre aux régulateurs une proposition indiquant, pour chaque interconnexion, le niveau de capacité disponible tout au long de l'année sur lequel ils sont en mesure de s'engager, ainsi qu'une proposition de répartition de cette capacité entre les différentes échéances de temps pour l'année suivante. Cette proposition sera soumise à consultation publique avant décision finale des régulateurs.

#### **• Réductions de capacité et annulations d'enchères**

D'après l'article 2.4 des orientations du règlement européen 1228/2003, les gestionnaires de réseaux de transport doivent optimiser le degré de fermeté des capacités. De plus, d'après l'article 6.2, dans le cas d'une réduction de capacité, hors cas de force majeure, les acteurs perdant leurs droits acquis aux enchères doivent être indemnisés par les gestionnaires de réseaux.

Actuellement, la règle d'indemnisation appliquée par RTE en cas de réduction de capacité périodique, sur toutes les interconnexions sauf IFA, consiste à payer aux acteurs dont les droits ont été réduits 10 % de la valeur à laquelle ces droits ont été payés, en sus du remboursement de ces droits (règle dite « *des 110 %* »)<sup>22</sup>. En cas de réduction suite à un événement constituant un cas de force majeure, un remboursement simple est effectué.

Sur IFA, les capacités allouées sont assorties d'un taux de disponibilité cible. Lorsque la disponibilité réelle des capacités s'avère inférieure à la cible, les détenteurs de capacité se voient rembourser par les gestionnaires de réseaux la capacité réduite au-delà de ce qui était annoncé, sur la base du prix qu'ils ont payé pour la capacité. En l'absence de nomination ferme par les acteurs en *J-1*, ceux-ci peuvent théoriquement re-nominer leur capacité acquise aux différents guichets infra-journaliers. En pratique, si les acteurs ne nominent pas la totalité de leur capacité la veille, ils risquent d'être limités, par la suite, dans leur re-nomination infra-journalière par les limites infra-journalières (« *Intraday Transfer Limits* » – *ITL*) qui restreignent l'utilisation que les acteurs peuvent faire de leur capacité. Cependant les ITL ne sont pas considérées comme des réductions de capacité par les gestionnaires de réseaux et ne donnent lieu à aucun remboursement.

Le tableau 10 permet d'évaluer l'ampleur des réductions de capacités et des annulations d'enchères au cours de l'année 2006 (hors IFA).

Comme on le voit, les réductions de capacité ont concerné exclusivement la frontière espagnole (une réduction d'une heure seulement s'étant produite sur la frontière italienne, et aucune réduction sur les frontières allemande et belge). C'est pendant deux périodes principalement que les réductions sur la frontière espagnole ont eu lieu :

- durant tout le mois de janvier, les réductions ont été quotidiennes : en effet, comme les enchères journalières n'étaient pas encore mises en œuvre sur cette frontière, toute la capacité avait été allouée lors de l'enchère mensuelle (1 400 MW à l'export et 600 MW à l'import). Le gestionnaire du réseau de transport espagnol REE ne reconnaissant alors pas l'allocation effectuée par RTE, toute la capacité ne pouvait être utilisée, à l'import comme à l'export ;
- à la fin du mois de juillet et au début du mois d'août, suite à la forte canicule et aux contraintes environnementales qui ne permettaient pas à certaines centrales nucléaires, notamment dans le sud-ouest, de faire fonctionner leur circuit de refroidissement, le système électrique français était très tendu. De même, le système espagnol connaissait des difficultés

<sup>22</sup> Sur l'ensemble des interconnexions françaises, seules les capacités périodiques peuvent être réduites. Les capacités journalières, en revanche, sont fermes.

similaires. Les deux gestionnaires de réseaux ont donc pris la décision, pendant plusieurs journées, de mettre à 0 les capacités d'interconnexion afin de minimiser les risques d'un délestage de grande ampleur. Les capacités mensuelles ont donc été réduites, essentiellement en pointe, pendant 91 heures à l'export et 28 heures à l'import.

De même, c'est principalement sur la frontière espagnole (pendant le premier semestre de l'année) que la tenue des enchères journalières n'a pas été systématique. En effet, si les annulations d'enchères sont en principe causées par des problèmes techniques soudains (incidents sur le système informatique ou sur le réseau électrique), c'est l'absence de netting entre périodique et journalier qui n'a pas permis de proposer systématiquement en journalier de la capacité qui aurait pu être disponible, à l'import, sur cette frontière. Cette mauvaise gestion de l'interconnexion a cessé lors de la mise en œuvre d'enchères coordonnées le 1<sup>er</sup> juin 2006.

**Tableau 10 – Annulations d'enchères et réductions de capacité en 2006 (hors IFA)**

		Nombre d'enchères journalières non tenues ou annulées	Nombre d'heures concernées par des réductions de capacité	Profondeur moyenne des réductions de capacité (MW)	Coût des réductions supporté par RTE avec la règle des 110%	Estimation du coût des réductions supporté par RTE avec le schéma d'indemnisation I	Estimation du coût des réductions supporté par RTE avec le schéma d'indemnisation II
<b>Allemagne</b>	Export	3	0	-	0	0	0
	Import	0	0	-	0	0	0
<b>Belgique</b>	Export	3	0	-	0	0	0
	Import	3	0	-	0	0	0
<b>Espagne</b>	Export	3	649 (hors janvier : 146)	503	0,29 M€	1,3 M€	1,45 M€
	Import	23	1 128 (hors janvier : 384)	319	0,64 M€	1,01 M€	1,50 M€
<b>Italie</b>	Export	1	1	195	3,3 k€	0	0
<b>Total :</b>					<b>0,94 M€</b>	<b>2,38 M€</b>	<b>2,96 M€</b>
<b>Total hors janvier :</b>					<b>0,22 M€</b>	<b>0,85 M€</b>	<b>0,99 M€</b>

Source : RTE, Pownext, OMEL – Analyse : CRE

Le tableau 10 permet également de comparer le coût subi par RTE suite à l'application de la règle des 110 % au coût d'une possible indemnisation à hauteur du différentiel de prix entre les marchés, demandée par les acteurs. Un tel schéma d'indemnisation pourrait consister en une indemnisation à hauteur du différentiel de prix entre les marchés organisés, sans remboursement des capacités si le différentiel de prix est inférieur au prix marginal de l'enchère correspondante (schéma I), ou avec remboursement (schéma II).

Il s'agit, dans les deux cas, d'un transfert vers les gestionnaires de réseaux du risque actuellement supporté par les acteurs de marché. Plus le schéma d'indemnisation est favorable aux acteurs (la règle des 110 % étant a priori la moins favorable, et le schéma II le plus favorable), plus le coût subi par les

gestionnaires de réseaux est important, mais également, plus le prix attribué par les acteurs pour les capacités, et donc, le revenu des enchères, seraient élevés.

#### **Améliorations possibles pour les réductions de capacité et les annulations d'enchères**

Les gestionnaires de réseaux de transport, étant en charge d'allouer la capacité maximale des interconnexions, en cas d'annulation d'une enchère, devraient au minimum publier la cause précise de l'annulation.

En ce qui concerne les annulations d'enchères et les réductions de capacité, la mise en œuvre d'une méthode incitative doit être étudiée. Une telle méthode devrait permettre aux gestionnaires de réseaux de réaliser de meilleurs arbitrages entre, d'une part, les coûts de réaménagements des plans de production et les programmations de contre-flux, et, d'autre part, les coûts induits par les réductions de capacité. De plus, elle encouragerait les gestionnaires de réseaux à mieux gérer les programmes de maintenance sur le réseau.

D'autre part, une analyse coût-bénéfice de la mise en œuvre d'une indemnisation sur la base du différentiel de prix de marché doit être menée.

#### **• Plates-formes d'enchères**

Aux frontières françaises, plusieurs plates-formes d'enchères sont actuellement utilisées :

- sur IFA, la plate-forme LOGICA, depuis 2001 ;
- pour l'import depuis l'Allemagne, une plate-forme gérée par le gestionnaire du réseau de transport allemand RWE, depuis 2005 ;
- pour les autres enchères périodiques et journalières, la plate-forme ARIBA, depuis janvier 2006 ;
- pour les enchères infra-journalières sur la frontière espagnole, une plate-forme gérée par le gestionnaire du réseau de transport espagnol, REE, depuis juillet 2006.

Lors du lancement des enchères périodiques et journalières sur l'ensemble des frontières françaises, avec la plate-forme ARIBA, de nombreuses critiques ont été émises par les acteurs de marché, notamment quant à la lenteur et au manque de flexibilité de l'interface. RTE a, très vite, réagi et a apporté plusieurs améliorations à la plate-forme. Cependant, des améliorations sont encore souhaitées par les acteurs, suivant le modèle du « *TSO Auction Office bv* », qui opère les enchères aux frontières hollandaises.

#### **Améliorations possibles des plates-formes d'enchères**

De façon générale, l'utilisation d'une seule plate-forme, qui gèrerait à la fois les étapes d'allocation et de nomination, au moins dans le cadre de chaque initiative régionale, faciliterait la coordination entre les gestionnaires de réseaux de transport, conformément à l'article 3.5 des orientations du règlement européen 1228/2003. De plus, cela procurerait d'autres avantages :

- une opération systématique du netting des flux opposés ;
- une réduction des coûts, au moins sur le long terme, pour les gestionnaires de réseaux, mais aussi pour les acteurs de marché ;
- une amélioration des échanges aux frontières, notamment des échanges entre deux pays non directement interconnectés.

- **Capacités d'échange avec la Suisse**

Dans le sens de l'import, comme l'interconnexion n'est que marginalement utilisée, aucun mécanisme d'allocation n'est en œuvre.

Dans le sens de l'export, les contrats historiques bénéficient encore d'un droit d'accès prioritaire, et occupent en général la totalité de la capacité disponible. C'est uniquement en infra-journalier, s'il reste de la capacité, que l'interconnexion est accessible à l'ensemble des acteurs de marché.

**Améliorations possibles pour la gestion des capacités sur la frontière suisse**

Un projet de règles d'enchères explicites, qui permettraient d'allouer dès le *J-1* la capacité encore disponible après la nomination des contrats de long terme, est en cours de rédaction par les deux gestionnaires de réseaux de transport. Toutefois, notons que le niveau de capacité susceptible d'être mis à la disposition du marché dans le cadre de ces enchères journalières risque d'être nul la plupart du temps.

## Conclusion : une approche régionale indispensable

Le travail important mené par les régulateurs et les gestionnaires de réseaux de transport, notamment dans le cadre des « *feuilles de routes* », a permis d'obtenir de nettes améliorations dans la gestion des congestions, comme on l'a vu lors de la partie 1. En effet, de nouveaux signaux économiques permettant d'estimer la valeur des capacités, calculés grâce aux résultats des enchères, sont apparus. De plus, la rente de congestion, venant en déduction des charges à couvrir par le tarif d'utilisation des réseaux, est maintenant partagée par l'ensemble des utilisateurs du réseau. Enfin, grâce à des mécanismes de gestion de la congestion transparents et non-discriminatoires, les capacités sont maintenant plus largement partagées entre les acteurs, et sont utilisées de façon plus cohérente avec les différentiels de prix des marchés d'énergie interconnectés.

Cependant, les méthodes de gestion des congestions ne sont pas encore assez efficaces, comme on l'a montré dans la partie 2. Afin d'améliorer l'efficacité des mécanismes existants, une approche régionale, telle que demandée par les orientations du règlement européen 1228/2003, est indispensable.

Le lancement par l'ERGEG des Initiatives Régionales de l'Électricité fournit le cadre qui permettra d'aller vers des marchés de l'électricité intégrés à l'échelle régionale. L'atteinte de cet objectif dépendra, dans chacune des régions, du niveau de coordination entre toutes les parties concernées : régulateurs, ministères, gestionnaires de réseaux, bourses de l'électricité, acteurs de marché. Pour l'instant, ce niveau est très différent d'une région à l'autre.

### a. Région Centre-Ouest

Les cinq régulateurs de cette région collaborent activement afin de définir les mécanismes cibles de gestion de la congestion. Ainsi, le plan d'action régional, publié par les régulateurs en février 2007, établit huit priorités afin d'améliorer les mécanismes existants au sein de cette région. Ces priorités sont en phase avec les pistes améliorations identifiées lors de la partie 2 :

- *l'harmonisation et l'amélioration des mécanismes d'enchères explicites* : la section 2.a a permis de montrer que l'harmonisation au niveau régional des règles d'enchères (avec, éventuellement, la création d'une plate-forme d'enchère unique), et l'amélioration de la fermeté des capacités de long terme, faciliterait le travail des acteurs de marché, qui seraient ainsi enclins à payer le juste prix des capacités. De même, la mise en place d'une interface de nomination commune, qui permettrait d'appliquer le netting sans exceptions, pourrait être envisagée ;
- *la mise en œuvre d'une solution de couplage de marchés organisés fondée sur les flux transitant sur les réseaux* : il s'agit de l'enjeu principal au sein de cette région. Comme on l'a noté dans la section 2.b, la mise en œuvre d'un couplage des marchés conduirait à une utilisation maximale des capacités disponibles sur chaque interconnexion par rapport au différentiel de prix entre les marchés organisés. De plus, une approche dite « *flow-based* » permettrait, par rapport à l'approche dite « *NTC-based* » actuelle, de mieux utiliser les capacités au niveau régional ;
- *la mise en œuvre d'échanges transfrontaliers infra-journaliers et d'ajustement* : les échanges infra-journaliers et d'ajustement doivent être encouragés, comme on l'a conclu lors de la section 2.c. Dans le cadre des feuilles de route France – Allemagne et France – Belgique – Pays-Bas, les gestionnaires de réseaux de transport ont soumis des propositions en ce sens. Sur cette base, les régulateurs ont demandé une étude plus approfondie afin d'aboutir à une solution régionale, qui pourrait intégrer également les échanges d'ajustement. Une telle solution pourrait consister en une plate-forme par laquelle les capacités seraient allouées de manière continue ;
- *la mise en place d'une méthode commune de calcul des capacités d'interconnexion* : la mise en œuvre d'une méthode de calcul des capacités commune entre gestionnaires de réseaux et

transparente est requise par les orientations du règlement européen 1228/2003 (cf. la section 2.d) ;

- *la maximisation du niveau et de l'utilisation des capacités d'interconnexion existantes* : comme évoqué lors de la section 2.d, la mise en œuvre d'un schéma incitatif pour les gestionnaires de réseaux de transport faciliterait la mise à disposition du marché d'une fraction plus importante des capacités techniquement disponibles, et permettrait de mettre en œuvre plus rapidement des méthodes plus efficaces de gestion de la congestion ;
- *l'élaboration d'un plan régional d'investissement dans le réseau de transport* : étant donné que les réseaux de transport au sein de la région Centre-Ouest sont très densément maillés, c'est à l'échelle régionale qu'un plan d'investissement doit être conçu. Du fait des compétences très différentes d'un régulateur à l'autre en termes d'investissements, le soutien politique des ministères est indispensable sur ce point. Ce soutien pourrait être concrétisé via le « *Forum Pentalatéral de l'Énergie* », organisé par les cinq ministères de la région ;
- *la transparence du marché et des gestionnaires de réseaux de transport* : la mise en conformité avec l'article 5 des orientations du règlement européen 1228/2003 est le strict minimum sur le court terme. La cible proposée par les « *Guidelines for Good Practice on Information Management and Transparency* » de l'ERGEG pourra être traitée sur le long terme ;
- *la surveillance régionale des marchés* : le rapport de la CRE relatif à la gestion et l'utilisation des interconnexions électriques en 2007 sera complété par un rapport commun des cinq régulateurs sur la région Centre-Ouest.

#### **b. Région France, Royaume-Uni et Irlande**

L'enjeu principal au sein de cette région, en termes de gestion des congestions, est l'amélioration des mécanismes sur l'interconnexion France – Angleterre (IFA). En effet, les deux autres interconnexions de cette région ont un statut particulier, qui limite les actions possibles :

- la ligne « *Moyle* », reliant l'Ecosse à l'Irlande du Nord, n'est pas à proprement parler une interconnexion puisque les deux zones qu'elle relie font partie du même État membre ;
- la ligne « *North-South* », qui relie l'Irlande du Nord à la République d'Irlande, aura dès novembre 2007 un statut particulier, dans le cadre de la mise en œuvre d'un marché unique sur l'île irlandaise entière.

Ainsi, pour l'interconnexion France – Angleterre, les gestionnaires de réseaux de transport ont proposé un programme en plusieurs phases pour être en conformité avec les orientations du règlement européen 1228/2003 au 1<sup>er</sup> janvier 2008.

La première étape prévoit la mise en conformité du mécanisme d'allocation des capacités de long terme (annuel, saisonnier, trimestriel et mensuel). Principalement, les améliorations des mécanismes existants consisteraient en :

- la mise en place d'une règle de « *Use-It-Or-Lose-It* » (UIOLI) ou « *Use-It-Or-Sell-It* » (UIOSI), ainsi que de netting, pour le calcul des capacités disponibles en journalier ;
- l'amélioration du marché secondaire de capacités ;
- la suppression du prix de réserve.

La seconde étape prévoit une mise en conformité complète et une évolution des mécanismes d'allocation des capacités de courts termes (journalier et infra-journalier), telle que :

- l'allocation de produits horaires en journalier, remplaçant les bandes de 24 heures actuellement proposées ;
- la mise en place d'un mécanisme d'allocation des capacités infra-journalières ;

- la mise en place d'une règle UIOLI pour le calcul des capacités disponibles en infra-journalier.

### ***c. Région Centre-Sud***

Fin 2006, un très net progrès a été réalisé puisque les capacités d'interconnexion entre l'Italie d'une part, la France, l'Autriche et la Grèce d'autre part, sont désormais gérées de façon coordonnée entre les gestionnaires de réseaux de transport, par des mécanismes d'enchères explicites.

Cependant, ces mécanismes doivent encore être rendus plus efficaces. En outre, ils devront être étendus à la Slovaquie qui bénéficie encore d'une dérogation au droit communautaire, ainsi qu'à la Suisse qui n'y est pas soumise.

Les régulateurs de la région ont ainsi conjointement établi les actions prioritaires à mener au niveau régional :

- l'harmonisation et l'amélioration des règles d'enchères explicites, pour une mise en œuvre fin 2007 ; par exemple, le design actuel des enchères pour les capacités d'import de l'Italie vers la France, qui consiste en des obligations à utiliser la capacité, vendues dès l'avant-veille du jour de livraison, doit être changé ;
- une coordination renforcée des méthodes de calcul des capacités au cours de l'année 2007 ;
- la mise en œuvre de mécanismes d'allocation infra-journaliers sur toutes les interconnexions, au 1<sup>er</sup> janvier 2008, conformément aux orientations du règlement européen 1228/2003 ;
- l'étude des pré-requis nécessaires à la mise en œuvre, au niveau régional, d'un couplage des marchés basé sur les flux, qui constitue le mécanisme cible pour l'allocation des capacités en *J-1*.

### ***d. Région Sud-Ouest***

Dans cette région, avec l'Espagne et le Portugal, il est nécessaire d'obtenir les mêmes types d'améliorations que dans les autres régions :

- harmonisation des règles d'enchères explicites ;
- développement de mécanismes infra-journaliers plus performants, incluant l'accès aux mécanismes d'ajustement ;
- coordination renforcée dans le calcul des capacités ;
- analyse des possibilités de mécanismes implicites pour l'allocation des capacités en *J-1*.