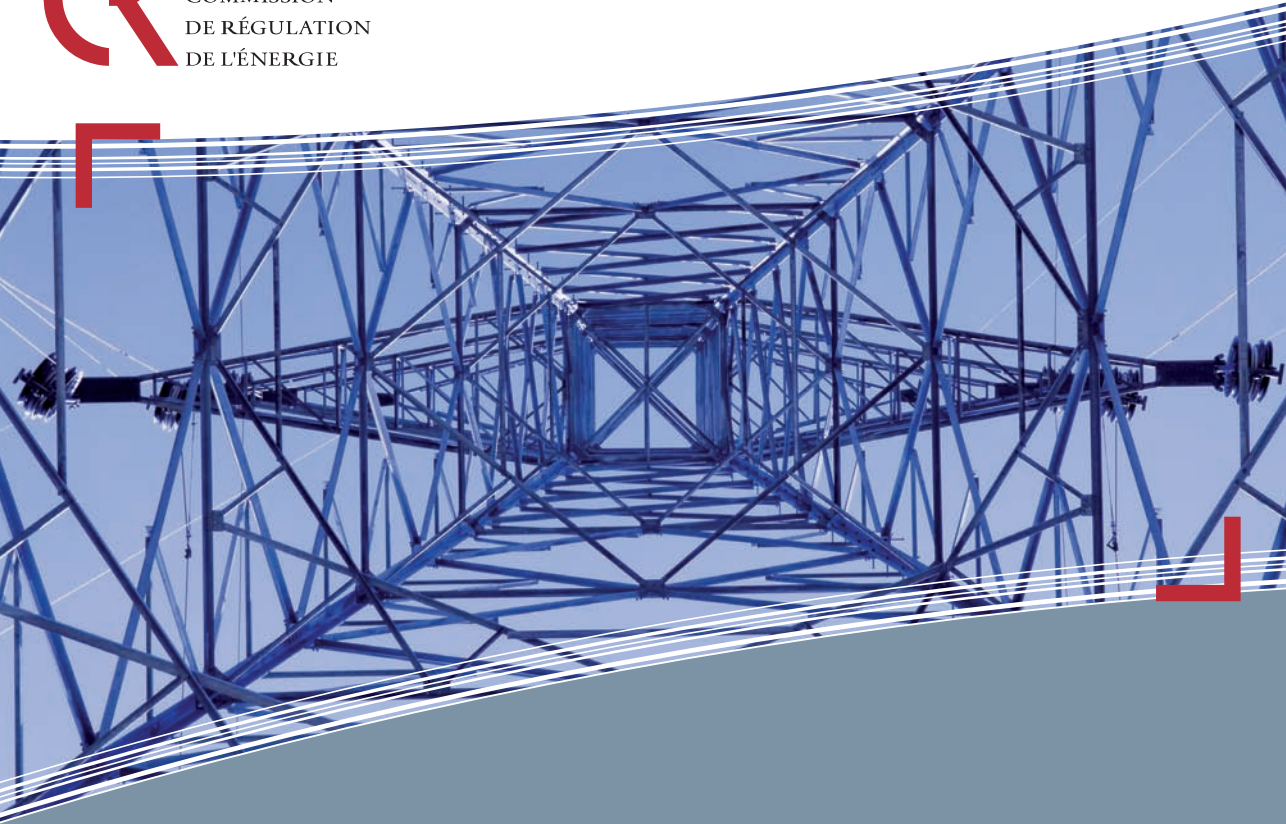




COMMISSION  
DE RÉGULATION  
DE L'ÉNERGIE



**Réseaux**

# **Gestion et utilisation des interconnexions électriques**

**Rapport 2008**

Juillet 2009

Réseaux

# Gestion et utilisation des interconnexions électriques

Rapport 2008

## Sommaire

- 1 Préambule de Philippe de Ladoucette
- 2 Synthèse
- 4 Introduction
  
- 11 PARTIE 1  
Bilan de la gestion des interconnexions en 2008
- 61 PARTIE 2  
État d'avancement et priorités des initiatives régionales
- 77 PARTIE 3  
État des lieux des travaux menés à l'échelle européenne
  
- 94 Conclusion
- 96 Liste des abréviations
- 98 Index des encadrés, figures et tableaux
- 101 Table des matières

# Préambule

## par Philippe de Ladoucette

Le troisième rapport annuel de la CRE sur la gestion et l'utilisation des interconnexions aux frontières françaises fait le bilan du contrôle et du suivi de l'activité de RTE et des participants au marché sur les interconnexions. Il permet d'établir un constat objectif des progrès réalisés, ainsi que du chemin qu'il reste à parcourir afin d'intégrer l'ensemble des marchés nationaux. Ce qui est en jeu, c'est la possibilité de tirer le meilleur parti de la complémentarité des parcs de production et des demandes d'électricité, mais aussi de continuer à exercer de façon effective la solidarité énergétique au sein de l'Union.

L'adoption du 3<sup>e</sup> paquet énergie sur le marché intérieur de l'électricité et du gaz, en renforçant les pouvoirs des régulateurs en matière d'échanges aux frontières, donne une dimension supplémentaire à ce travail. Dans le cadre de leurs nouvelles missions, les régulateurs devront en effet appliquer aux gestionnaires de réseaux des incitations suffisantes pour accélérer l'intégration des marchés. Les régulateurs auront également le pouvoir d'approuver et de modifier les règles de gestion des congestions. Ces missions requerront de leur part un niveau de responsabilité et d'expertise irréprochable.

Dans plusieurs des sept initiatives régionales pour l'électricité, les régulateurs ont entamé, sur l'impulsion de la CRE, un travail de suivi de l'activité sur les interconnexions. Ce travail devrait déboucher sur des rapports régionaux qui reprendront très largement la structure et la méthodologie des rapports de la CRE.

Cette déclinaison, à l'échelle européenne, de l'approche initiée par la CRE sur les frontières françaises, devrait ainsi permettre une compréhension commune du fonctionnement des interconnexions entre régulateurs. Elle favorisera également l'émergence d'une vision partagée des améliorations à apporter aux méthodes de gestion des congestions. La coopération entre régulateurs en sortira renforcée.

Cette approche est en définitive conforme à l'une des exigences du bon fonctionnement du marché intérieur de l'énergie selon laquelle les mesures étudiées à quelques uns ont vocation à être rapidement étendues aux vingt-sept, sans quoi les trop fameux « *regulatory gaps* » ne pourront être évités.

Bien évidemment, des efforts de pédagogie et de communication sur les bénéfices de l'intégration des marchés devront être menés en complément. L'élaboration et le suivi d'indicateurs clairs, transparents, reflétant le degré d'intégration des marchés, constitueraient un pas important en ce sens. Ils pourraient se révéler à terme très utiles dans l'élaboration de mécanismes incitatifs à l'intégration des marchés, comme l'exige la directive électricité du 3<sup>e</sup> paquet énergie récemment adoptée par le Parlement européen.

# Synthèse

**L'année 2008 aura été celle d'avancées majeures en matière de gestion des congestions aux frontières et d'intégration des marchés.** Plusieurs projets concrets auront en effet vu le jour, parmi lesquels la création d'une plate-forme unique d'enchères pour la région Centre-ouest (CASC-CWE) et la création du premier centre de coordination régional (Coreso SA) pour un meilleur contrôle des flux en temps réel, jetant ainsi les bases d'un futur gestionnaire de réseau opérant à l'échelle régionale.

**Ces avancées en appellent d'autres qui devraient se concrétiser dans le courant de l'année 2009 et constituer également une étape importante dans la création d'un marché européen intégré de l'électricité.** Parmi les avancées attendues, on citera notamment la mise en œuvre d'un jeu de règles d'enchères, unique et harmonisé pour toute la région Centre-ouest, avec l'apparition du principe de revente automatique des capacités ; le démarrage de la seconde phase du projet BALIT d'échanges d'ajustement réciproques entre la France et l'Angleterre ; l'introduction d'un schéma d'indemnisation des réductions de capacité basée sur le différentiel de prix des bourses sur l'interconnexion France-Espagne ; et, enfin, l'élaboration, par les régulateurs, des tout premiers rapports régionaux sur la gestion et l'utilisation des interconnexions.

**Le démarrage du projet de couplage des marchés de la région Centre-ouest, prévu pour mars 2010, représentera un événement essentiel en matière d'intégration des marchés.** En plus d'améliorer substantiellement l'utilisation des interconnexions dans la région, il ouvrira des perspectives importantes en matière d'organisation des marchés (rôle et statut futurs des marchés organisés pour ce qui relève des activités de la veille pour le lendemain). Le travail des gestionnaires de réseaux sur la dimension « *flow-based* » du projet permettra également d'améliorer la transparence et la coordination dans le calcul des capacités d'interconnexion et éventuellement, à terme, d'orienter les débats vers un changement d'architecture de marché.

**Cependant, plusieurs questions, parmi celles soulevées dans le cadre du deuxième rapport de la CRE sur la gestion et l'utilisation des interconnexions, ne sont pas encore résolues, notamment :**

- la compatibilité des différents couplages de marchés ;
- l'absence de consensus sur un modèle-cible pour faciliter le développement des échanges infra-journaliers ;
- l'intégration des marchés d'ajustement ;
- le modèle de gouvernance des plates-formes régionales d'enchères.

Lors du XV<sup>e</sup> Forum de Florence, en novembre 2008, un groupe de travail piloté par l'ERGEG a été constitué pour répondre à certaines de ces questions. Ce groupe de travail a vocation à apporter une dimension plus interrégionale, voire plus centralisée (« *top-down* »), que l'approche régionale jusqu'alors privilégiée pour intégrer les marchés. **Cette approche « *top-down* » sera particulièrement déterminante pour traiter la question de l'extension du couplage de marché qui, comme l'indique le deuxième rapport de l'ERGEG sur la cohérence et convergence dans les initiatives régionales publié en septembre 2008, nécessitera la définition d'une feuille de route à l'échelle paneuropéenne.**

Même s'il est encore trop tôt pour évaluer les chances de succès de ce groupe de travail, il est fort à parier que **l'approche régionale (« *bottom-up* »), voire bilatérale sur certains sujets (notamment l'infra-journalier et l'ajustement), a encore de beaux jours devant elle.**

# Introduction

## 1. CONTEXTE

### 1.1. Évolution du rôle des interconnexions

Les pays européens étaient à l'origine interconnectés afin d'améliorer la sécurité d'approvisionnement et celle des réseaux grâce à une possible assistance mutuelle et au réglage commun de la fréquence sur les réseaux synchrones.

Aujourd'hui, les interconnexions sont essentielles à la construction du marché unique de l'électricité. Elles permettent de tirer parti de la complémentarité des parcs de production et des profils de consommation d'électricité, tout en stimulant la concurrence à travers l'Europe. Néanmoins, l'existence de goulots d'étranglement au niveau des interconnexions constitue une barrière importante au développement de la concurrence et à une meilleure intégration des marchés.

La mise en œuvre d'enchères explicites sur les frontières françaises en 2005 et 2006 a été, à cet égard, un premier pas important vers une gestion plus efficace et transparente des congestions aux interconnexions.

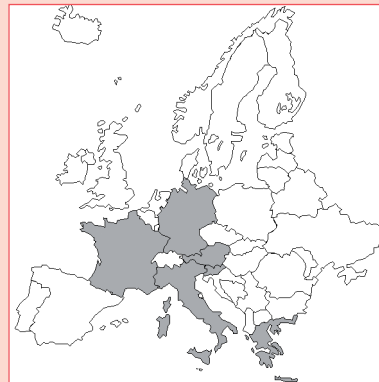
#### Encadré 1 – Les régions impliquant la France, définies par la Commission européenne et l'ERGEG lors du lancement des Initiatives Régionales de l'Électricité

En février 2006, l'ERGEG a lancé les Initiatives Régionales de l'Électricité afin d'accélérer l'intégration des marchés à un niveau régional, et de progresser en direction de l'établissement du marché intérieur de l'électricité à l'échelle de l'Union européenne. La France fait partie de quatre des sept régions qui ont été définies par la Commission européenne et l'ERGEG :

#### Centre Ouest



#### Centre-sud



### Sud-ouest



### France – Royaume-Uni – Irlande



Ce tournant majeur a été consacré par le lancement par l'EREG des Initiatives Régionales de l'Électricité (voir encadré 1) en février 2006, puis par l'entrée en vigueur en décembre 2006 des nouvelles orientations du règlement communautaire 1228/2003<sup>1</sup>.

## 1.2. Année 2007 : émergence de mécanismes-cibles

Au-delà des améliorations bilatérales et régionales (voir encadré 2), l'année 2007 se distingue par l'émergence d'un consensus européen sur les grands principes des mécanismes-cibles pour la gestion des interconnexions.

**Pour l'allocation des capacités de long terme**, le mécanisme-cible est un mécanisme d'enchères explicites harmonisé sur toute l'Europe :

- un même ensemble de règles ;
- des produits identiques sur toutes les interconnexions ;
- une interface unique pour les participants.

**Pour l'allocation des capacités du jour pour le lendemain**, les méthodes implicites « *flow-based* » permettent l'utilisation optimale des capacités en fonction des prix des différents marchés. Ainsi, le mécanisme-cible, qui fait consensus en Europe, est le couplage des marchés organisés du jour pour le lendemain (« *market coupling* »), et à plus long terme la fusion de ces marchés, avec des zones de prix distincts en fonction des congestions (« *market splitting* »).

**Pour l'allocation des capacités infra-journalières**, le mécanisme d'allocation des capacités continu et implicite a la faveur de nombreuses parties prenantes. Il s'agirait d'une plate-forme unique, qui allouerait les capacités implicitement, dès qu'une offre d'énergie dans un État membre correspondrait à une demande d'énergie dans un autre État membre.

<sup>1</sup> Décision de la Commission du 9 novembre 2006 modifiant l'annexe du règlement (CE) n° 1228/2003 concernant les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité.

**Pour l'ajustement**, le mécanisme de référence est fondé sur un modèle d'échanges inter-GRT qui utiliserait gratuitement les capacités restant disponibles à l'approche du temps réel (H-1 ou H-2) pour réaliser des échanges d'ajustement réciproques.

La figure 1 indique plus particulièrement le modèle-cible privilégié par la CRE.

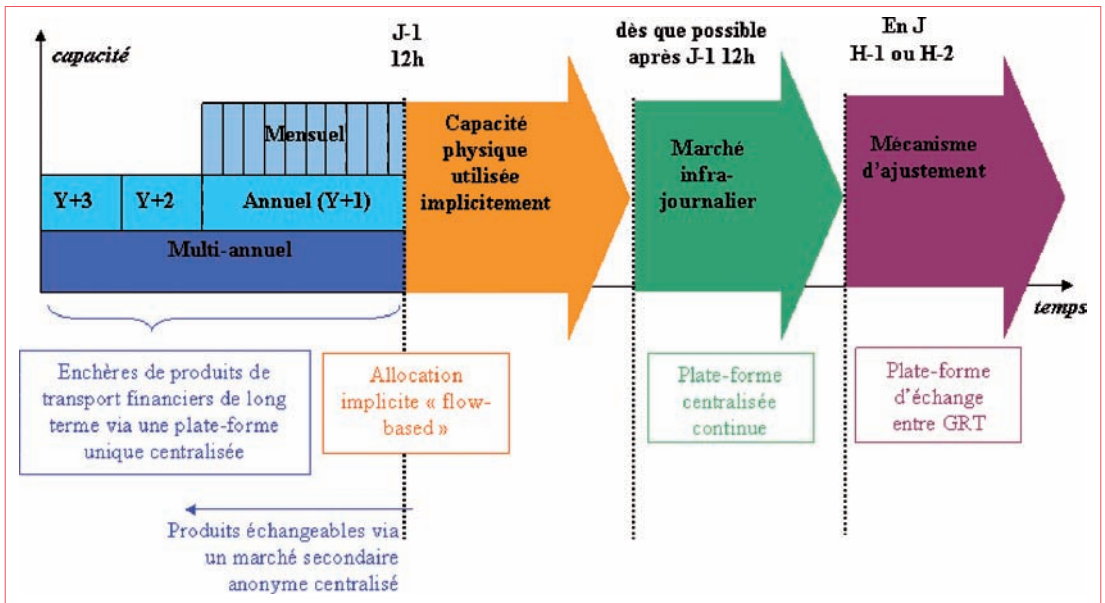
### Encadré 2 – Les principales évolutions dans la gestion des interconnexions en 2007

Février 2007	Les régulateurs de la région Centre-ouest publient un plan d'actions régional définissant les étapes concrètes à franchir dans les deux années suivantes, en vue d'accélérer l'intégration régionale des marchés électriques <sup>2</sup> .
Mars 2007	Les régulateurs de la région Centre-sud établissent un plan d'actions pour l'année 2008.
Mai 2007	Une procédure d'allocation par prorata des capacités infra-journalières est mise en œuvre sur la frontière avec la Belgique.
Juillet 2007	Un marché secondaire de capacités est mis en place sur l'interconnexion avec l'Espagne.
Septembre 2007	Le plan d'actions présenté par les régulateurs de la région Sud-ouest est approuvé par l'ensemble des parties prenantes.
Octobre 2007	Les régulateurs de la région « France-Royaume-Uni-Irlande » donnent le feu vert aux gestionnaires de réseaux de transport pour le lancement des travaux de développement d'un nouveau système informatique pour l'allocation, la gestion et la facturation des capacités sur l'interconnexion France-Angleterre permettant d'assurer la conformité avec le règlement communautaire 1228/2003 et l'harmonisation avec les mécanismes existants sur les autres frontières en Europe.
Décembre 2007	Les règles d'enchères dans la région Centre-sud sont améliorées et un effort important d'harmonisation est réalisé.

<sup>2</sup> Lire le plan d'actions sur le site de la CRE à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/m5rykb>



Figure 1 – Synthèse du modèle-cible pour la gestion des congestions aux interconnexions



### 1.3. Année 2008 : concrétisation des premiers projets régionaux

Si l'année 2007 a permis de dessiner les contours des mécanismes-cibles vers lesquels tendre, l'année 2008, et plus particulièrement la deuxième moitié de l'année 2008, aura été celle de la concrétisation de projets majeurs et d'avancées importantes, que cela soit en matière de transparence, de fermeté et de coordination (voir encadré 3).

### Encadré 3 – Les principales évolutions dans la gestion des interconnexions en 2008

Avril 2008	La CRE et l'OFGEM approuvent le projet BALIT de mécanisme d'échanges d'ajustement réciproques sur l'interconnexion France-Angleterre.
Juin 2008	Les régulateurs de la région Sud-ouest soumettent à consultation une nouvelle version des règles <sup>3</sup> pour l'interconnexion France-Espagne, incluant notamment l'indemnisation au différentiel de prix, avec plafonds, en cas de réduction de capacités. La consultation publique, dont les résultats ont été publiés en septembre, privilégie cette proposition qui sera finalement approuvée par les deux régulateurs en décembre 2008.
Juillet 2008	L'ERGEG publie une position commune <sup>4</sup> à l'ensemble des régulateurs sur la fermeté des capacités, après l'étape de nomination.
Août 2008	Les GRT de la région Centre-ouest publient leur « <i>Implementation Study</i> » relative à la mise en place du couplage de marché « <i>flow-based</i> » dans la région.
Septembre 2008	Les régulateurs de la région Sud-ouest publient leur rapport sur la transparence <sup>5</sup> .
Novembre 2008	CASC, la société commune aux GRT de la région Centre-ouest, réalise ses premières enchères pour les capacités de long terme aux frontières internes à la région.
Décembre 2008	Les régulateurs de la région Centre-sud approuvent les nouvelles règles d'allocation des capacités, introduisant le mécanisme de revente automatique des capacités de long terme non utilisées en journalier.
Décembre 2008	Les GRT français et belge créent un centre de coordination commun, Coreso SA <sup>6</sup> , qui permettra le développement d'une gestion coordonnée des flux physiques traversant la région Centre-ouest.
Janvier 2009	Les régulateurs de la région Centre-sud publient leur rapport sur la transparence <sup>7</sup> .
Mars 2009	La phase intérimaire du mécanisme d'échanges d'ajustement inter-GRT (projet BALIT) entre RTE et National Grid démarre.

<sup>3</sup> Lire la consultation publique sur le site de l'ERGEG à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/kjgkwb>

<sup>4</sup> Lire le document sur le site de l'ERGEG à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/lbhogt>

<sup>5</sup> Lire le rapport sur le site de l'ERGEG à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/lpehxx>

<sup>6</sup> Coordination of Regional System Operators.

<sup>7</sup> Lire le rapport sur le site de l'ERGEG à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/muwygs>

On peut cependant regretter le retard pris par le projet de couplage dans la région Centre-ouest, du fait notamment des difficultés techniques rencontrées avec l'approche « *flow-based* ».

L'approche régionale impulsée par les Initiatives Régionales de l'Électricité a permis des évolutions significatives et des accords sur la mise en œuvre de certains mécanismes qui seraient difficiles à atteindre à l'échelle européenne. En effet, la multiplicité des parties prenantes et les différences existantes entre les régions ralentiraient considérablement le processus.

Néanmoins, certains sujets ont dorénavant besoin d'une approche plus centralisée et d'orientations claires définies à l'échelle européenne. Ainsi en est-il de la coordination entre les projets de couplage de marché, puisque ceux-ci font intervenir plusieurs régions.

## 2. OBJECTIFS DU RAPPORT

Le règlement communautaire 1228/2003 confère aux autorités de régulation nationales la responsabilité d'évaluer périodiquement les méthodes de gestion de la congestion.

Ainsi, ce troisième rapport de la CRE relatif à la gestion des interconnexions a pour objectif :

- de faire le bilan du fonctionnement des interconnexions aux frontières françaises pour l'année 2008, et d'expliquer les principales avancées réalisées et les difficultés rencontrées cette année ;
- de faire un état des lieux des discussions en cours au sein de chacune des quatre initiatives régionales auxquelles la CRE participe ;
- de présenter les perspectives et les enjeux à l'échelle régionale et européenne, afin de donner plus de visibilité aux acteurs sur les priorités de la CRE au sein des Initiatives Régionales de l'Électricité et dans les travaux européens.





# PARTIE 1

## Bilan de la gestion des interconnexions en 2008

### 1. INDICATEURS GLOBAUX

#### 1.1. Valeurs comparées des capacités d'interconnexion

Les mécanismes d'allocation par enchères, qu'ils soient explicites ou implicites, permettent d'estimer la valeur que le marché attribue aux capacités d'interconnexion.

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 (tableau 1). Il peut, notamment, être utilisé :

- dans la perspective d'investissements dans de nouvelles lignes d'interconnexion ; à titre indicatif, le coût de construction d'une ligne d'interconnexion en courant alternatif s'élève à environ 300 à 500 k€/MW, et de 600 à 800 k€/MW en courant continu<sup>8</sup> ;
- pour améliorer la méthode utilisée par RTE pour partager la capacité d'export de la France sur ses frontières Est (voir encadré 6, section 6.1).

**Tableau 1 – Prix attribués aux capacités d'interconnexion en 2008**

		Prix moyens 2008		Total	Rappel 2007	Rappel 2006
		€/MWh	€/MW	€/MW	€/MW	€/MW
<b>Allemagne</b>	Export	1,16	10 156	<b>49 512</b>	34 317	22 253
	Import	4,48	39 356			
<b>Angleterre</b>	Export	10,41	91 484	<b>104 238</b>	62 657	123 550
	Import	1,45	12 754			
<b>Belgique</b>	Export	1,04	9 137	<b>12 641</b>	30 917	18 016
	Import	0,40	3 504			
<b>Espagne</b>	Export	4,61	40 499	<b>125 536</b>	89 406	65 969
	Import	9,68	85 037			
<b>Italie</b>	Export	13,11	115 201	<b>121 509</b>	161 112	109 803
	Import	0,72	6 308			

Source : RTE – Analyse : CRE

<sup>8</sup> Estimations CRE sur la base des dernières réalisations. Le coût total d'une infrastructure d'interconnexion est susceptible de varier fortement selon la longueur de la liaison, l'importance des aménagements connexes (travaux sur les postes, renforcement des liaisons nationales, démontage de liaisons existantes, etc.), la nature de l'environnement (plaine, montagne, etc.), et l'adaptation aux contraintes sociétales (pylônes architecturés, enfouissement, modification du tracé, etc.). Par ailleurs, la capacité commerciale disponible peut être inférieure à la puissance technique de la liaison et fluctue selon l'évolution des flux sur le réseau.

Comme on peut le constater dans le tableau précédent, les interconnexions avec l'Espagne, l'Italie et l'Angleterre sont celles qui ont été les plus valorisées par les acteurs de marché pendant ces trois dernières années. La valeur du mégawatt sur ces trois interconnexions semblerait justifier des renforcements de capacité de la part des gestionnaires de réseaux. À noter qu'à l'exception des interconnexions avec l'Allemagne et l'Espagne, les capacités à l'export sont généralement mieux valorisées que celles à l'import.<sup>9</sup>

## 1.2. Niveau d'utilisation des capacités d'interconnexion

La première colonne du tableau 2 ci-dessous montre le pourcentage d'heures dans l'année pendant lesquelles les prix entre le marché français et les marchés voisins ont convergé. La dernière colonne du même tableau montre le pourcentage d'heures dans l'année pendant lesquelles les capacités qui étaient disponibles ont été utilisées à leur maximum à l'échéance journalière, dans le sens du différentiel de prix entre le marché français et les marchés voisins.

On observe une faible convergence des prix sur les interconnexions françaises avec des taux généralement autour de 10 %. Toutefois, cette faiblesse n'est pas forcément une conséquence d'un manque de capacité d'interconnexion. En effet, on observe également que les interconnexions françaises sont rarement saturées, malgré l'existence d'opportunités d'arbitrage (i.e. différentiel de prix) avec les marchés voisins.

Seule l'interconnexion France-Belgique échappe à ce constat. On y trouve, en effet, non seulement une forte convergence des prix (86 % du temps), mais aussi un taux d'utilisation efficace des capacités maximale. Cette particularité de l'interconnexion France-Belgique s'explique par l'existence d'un couplage des marchés dont la principale caractéristique est de permettre une utilisation optimale des capacités d'interconnexion existantes et de favoriser, par le même coup, la convergence des prix.

**Tableau 2 – Niveau d'utilisation des interconnexions françaises en 2008<sup>10</sup>**

	Pourcentage du temps où le différentiel de prix est inférieur à 1 €/MWh	Pourcentage du temps où le différentiel de prix est supérieur à 1 €/MWh, et où l'interconnexion :	
		n'est pas utilisée à son maximum	est utilisée à son maximum <sup>11</sup>
<b>Allemagne</b>	10 %	76 %	14 %
<b>Belgique</b>	86 %	0 %	14 %
<b>Espagne</b>	6 %	69 %	25 %
<b>Italie</b>	9 %	68 %	23 %
<b>Suisse</b>	12 %	79 %	10 %
<b>Angleterre</b>	(hors prix de marché) <sup>12</sup>	60 %	40 %

Sources : RTE, Powernext, EEX, Belpex, OMEL, IPEX, SwissIX – Analyse : CRE

<sup>9</sup> Sauf mention contraire, il faudra comprendre par export (respectivement import), les échanges se réalisant depuis la France (respectivement l'étranger) vers l'étranger (respectivement la France).

<sup>10</sup> Une marge de 1 % des capacités est prise ici : une interconnexion est considérée comme utilisée à son maximum si le flux net sur cette interconnexion est supérieur à 99 % de la capacité nette (import ou export).

### 1.3. Indicateur d'imperfection des marchés

Le tableau 1 (section 1.1) fournit un élément de comparaison, entre les différentes interconnexions françaises, sur la disposition à payer des acteurs de marché pour la capacité transfrontalière. Ici, nous mettons 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 horaires réalisés ex-post entre les marchés nationaux<sup>13</sup> (tableau 3).

Idéalement, la rente de congestion réelle devrait être égale à la rente de congestion théorique. En réalité, cela n'est généralement 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 de chacun 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.<sup>14</sup>

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.

Sur la frontière italienne dans le sens de l'export, il apparaît que la rente réelle a largement dépassé la rente théorique. Ceci s'explique par un rapprochement, apparemment non anticipé, des prix italien et français au cours de l'année 2008.

Sur la frontière belge dans le sens de l'export, on observe au contraire une correction à la baisse de ce ratio, la rente réelle ayant en effet largement dépassé la rente théorique en 2007.

<sup>13</sup> L'utilisation de l'interconnexion est considérée comme maximale lorsque le flux net est supérieur à 99 % de la capacité nette.

<sup>12</sup> L'absence d'un prix horaire fixé en J-1 en Angleterre ne permet pas de comparer, comme sur les autres frontières, l'utilisation de l'interconnexion (réalisée au pas demi-horaire) avec le différentiel de prix.

<sup>13</sup> La rente de congestion théorique pour l'export d'un marché A vers un marché B est la somme, sur tous les pas horaires de l'année pendant lesquels le prix du marché B est supérieur à celui du marché A, de la capacité de transfert nette de l'interconnexion (NTC) multipliée par le différentiel de prix entre les deux marchés.

<sup>14</sup> Le suivi de ce ratio sera plus précis en distinguant les différentes échéances de temps auxquelles sont allouées les capacités (voir sections 2.1 et 3.1 ci-après).

**Tableau 3 – Rentes réelles et théoriques des congestions en 2008<sup>15</sup>**

		Revenu brut total des enchères <sup>16</sup> (M€)	Rente de congestion théorique (M€)	Ratio	Rappel 2007
<b>Allemagne</b>	Export	27,14	50,02	<b>54 %</b>	62 %
	Import	128,22	179,15	<b>72 %</b>	35 %
<b>Angleterre</b>	Export	180,73	-	-	-
	Import	24,76	-	-	-
<b>Belgique</b>	Export	20,78	33,02	<b>63 %</b>	147 %
	Import	4,24	3,86	<b>110 %</b>	61 %
<b>Espagne</b>	Export	39,37	57,33	<b>69 %</b>	82 %
	Import	28,50	25,21	<b>113 %</b>	101 %
<b>Italie</b>	Export	293,06	154,49	<b>190 %</b>	58 %
	Import	13,60	41,67	<b>33 %</b>	2 %
<b>Suisse</b>	Export	-	186,73	-	-
	Import	-	28,94	-	-

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

#### 1.4. Rente de congestion

Le revenu brut des enchères, pour l'année 2008, s'élève à 382,5 millions d'euros pour la part française, après partage de la rente avec les États membres voisins<sup>17</sup>. Sur chaque interconnexion, la part française représente la moitié du revenu total, excepté sur l'interconnexion France-Angleterre où le partage suit une règle plus complexe.

Comme évoqué dans le rapport sur la gestion et l'utilisation des interconnexions électriques relatif à l'année 2007, une partie des recettes d'enchères obtenues sur la prochaine période tarifaire (TURPE 3) sera affectée à des investissements accroissant les capacités d'interconnexion, conformément au b) du point 6 de l'article 6 du règlement communautaire 1228/2003, afin de consolider la progression du montant d'investissements consacré aux infrastructures d'interconnexion en 2009, constatée dans la décision de la CRE du 18 décembre 2008 relative au programme d'investissements de RTE pour 2009. Le montant total des recettes d'enchères affecté au financement des interconnexions a été fixé à 202,9 millions d'euros sur la période tarifaire par la proposition de la CRE du 26 février 2009 relative au TURPE.

#### 1.5. Concurrence sur les interconnexions

Le tableau 4 ci-contre indique le nombre d'acteurs participant aux allocations de capacités sur chacune des interconnexions françaises.

<sup>15</sup> Les cases vides de ce tableau s'expliquent de la manière suivante :

- en Angleterre, l'absence d'un prix horaire fixé en J-1 rend impossible le calcul de la rente de congestion théorique comme sur les autres frontières ;
- il n'y a pas d'enchères sur la frontière suisse.

<sup>16</sup> Le revenu des enchères infra-journalières sur France-Espagne n'est pas inclus dans ce total, puisque le prix attribué aux capacités infra-journalières n'est pas à comparer au différentiel de prix entre les marchés du jour pour le lendemain.

<sup>17</sup> Il s'agit ici des valeurs comptables communiquées par RTE, qui diffèrent légèrement des calculs économiques présentés dans le tableau 3.





À l'exception de l'interconnexion France-Belgique, où l'on observe une baisse significative du nombre d'utilisateurs dans le sens des imports en 2008, les indicateurs de concurrence sur les interconnexions françaises ne présentent pas de changement majeur par rapport à 2007. Les interconnexions avec l'Allemagne et l'Italie sont celles où le nombre d'acteurs est le plus élevé (autour de 40 acteurs). On comptabilise au total 89 acteurs de marché participant aux échanges sur l'ensemble des interconnexions françaises pour l'année 2008 (contre 74 en 2007).

**Tableau 4 – Indicateurs de concurrence sur l'utilisation des interconnexions en 2008**

		Nombre d'utilisateurs		Part de l'utilisateur le plus important		HHI <sup>18</sup>	
		2008	2007	2008	2007	2008	2007
<b>Allemagne</b>	Export	44	42	35 %	41 %	1461	1837
	Import	48	44	20 %	25 %	748	952
<b>Angleterre</b>	Export	16	24	19 %	25 %	1218	1224
	Import	15	21	27 %	28 %	1374	1211
<b>Belgique<sup>19</sup></b>	Export	13	18	34 %	32 %	2010	1563
	Import	3	13	84 %	22 %	7299	1635
<b>Espagne</b>	Export	16	17	46 %	43 %	2464	2335
	Import	19	17	15 %	25 %	883	1343
<b>Italie</b>	Export	47	35	14 %	14 %	602	754
	Import	34	18	28 %	35 %	1331	1785

Source : RTE – Analyse : CRE

## 2. ANALYSE DES MÉCANISMES D'ALLOCATION DES CAPACITÉS DE LONG TERME

### 2.1. Valorisation des capacités de long terme

Sur toutes les interconnexions de la France avec d'autres États membres, l'allocation des capacités est faite selon plusieurs échéances. Les produits de long terme proposés sont les suivants :

- annuel : à la fin de chaque année civile, une bande de capacité est allouée pour l'intégralité de l'année suivante ;
- mensuel : chaque mois, une bande de capacité est allouée pour le mois suivant ;
- sur l'interconnexion France-Angleterre, des produits saisonniers, trimestriels, et annuels sur l'année financière (avril à mars) sont également proposés.

<sup>18</sup> Le HHI (Herfindahl-Hirschman Index) fournit une mesure de concentration d'un marché : c'est la somme des carrés des parts de marché (en %) des acteurs. S'il est inférieur à 1000, la concentration est dite faible ; s'il est compris entre 1000 et 1800, la concentration est dite modérée ; s'il est compris entre 1800 et 10 000, la concentration est dite élevée.

<sup>19</sup> Les flux nominés au titre du couplage des marchés, sur l'interconnexion France-Belgique, sont exclus du calcul des parts de marché. La diminution observée sur le nombre d'utilisateurs de cette interconnexion est due à l'absence d'acteurs pour les capacités journalières, du fait de la méthode implicite.

La détention de capacités de long terme est l'un des principaux moyens, pour les acteurs de marché, de prendre des positions durables sur un marché étranger. À cet égard, tant l'amélioration de la qualité des produits offerts par les gestionnaires de réseaux, que la maximisation des capacités d'interconnexion, constituent des enjeux importants pour le développement de la concurrence et la construction du marché européen de l'électricité.

Comme pour tout bien, le prix que les acteurs de marché seront prêts à payer 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 de long terme 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. À cette exception, le prix marginal révélé par une enchère annuelle (respectivement mensuelle) doit être, en principe :

- au moins du même ordre de grandeur que le différentiel de prix des produits à terme annuels (respectivement 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 (respectivement le mois)<sup>20</sup>. La différence entre le prix marginal révélé par l'enchère, et cette valeur théorique, dépend de nombreux facteurs, dont la prime de risque estimée par chaque acteur. Cependant, cette différence est aussi révélatrice de l'efficacité du mécanisme d'allocation et du niveau de concurrence du marché de capacités.

- **Enchères annuelles**

Comme évoqué dans le rapport relatif à l'année 2007, les capacités annuelles 2008 proposées pour les frontières continentales ont vu leur valeur s'accroître nettement dans le sens des importations tandis que leur valeur dans le sens de l'export est restée stable (tableau 5). Sur la frontière anglaise, la valeur de la capacité à l'import a légèrement baissé en cohérence avec l'évolution du différentiel des prix à terme.

<sup>20</sup> La valeur théorique de la capacité annuelle (respectivement mensuelle) d'export d'un marché A vers un marché B est la moyenne du différentiel de prix entre les deux marchés, sur tous les pas horaires de l'année (respectivement du mois) pendant lesquels le prix du marché B est supérieur à celui du marché A.

Pour l'année 2009, les capacités annuelles ont été nettement moins valorisées que l'année précédente (-40 % par rapport à 2008, soit -155 millions d'€), notamment sur les frontières italienne et allemande. Ceci peut s'expliquer par :

- une diminution du différentiel des prix à terme sur l'ensemble des frontières françaises ;

- un rapprochement des différentiels de prix journaliers observé au cours de l'année 2008 (illustré par la réduction de la valeur théorique des capacités particulièrement importante sur l'interconnexion France-Italie), que les acteurs de marché ont intégré dans leur calcul de valorisation des capacités annuelles pour l'année 2009. Sur l'interconnexion France-Italie, le prix attribué aux capacités annuelles d'export pour l'année 2009 (de l'ordre de 7,5 €/MWh) a été divisé par deux par rapport à l'année précédente et est exactement en ligne avec la valeur théorique de la capacité pour l'année 2008 (7,15€/MWh). À noter que l'absence de référence fiable de prix à terme en Italie ne permet pas d'effectuer de comparaison entre la valorisation des capacités annuelles sur l'interconnexion France-Italie et un différentiel de prix à terme.

- la crise économique qui a peut-être conduit certains acteurs de marché à une plus grande prudence dans leur stratégie d'achat.

**Tableau 5 – Résultats des enchères annuelles 2007, 2008 et 2009<sup>21</sup>**

	2007				2008				2009			
	Capacité vendue (MW)	Prix (€/MWh)	Différentiel à terme (€/MWh)	Valeur théorique (€/MWh)	Capacité vendue (MW)	Prix (€/MWh)	Différentiel à terme (€/MWh)	Valeur théorique (€/MWh)	Capacité vendue (MW)	Prix (€/MWh)	Différentiel à terme (€/MWh)	
<b>Allemagne</b>	Export	800	3,03	0,65	3,21	700	2,76	-4,00	2,91	900	1,24	-3,18
	Import	1200	2,22	-0,65	6,10	1000	6,22	4,00	6,27	1000	4,02	3,18
<b>Angleterre</b>	Export	500	6,56	4,62	-	550	7,25	6,43	-	550	5,85	-0,28
	Import	500	1,95	-4,62	-	550	1,78	-6,43	-	550	2,95	0,28
<b>Belgique</b>	Export	1300	2,06	2,73	1,23	1300	0,90	1,75	1,99	1300	0,88	1,25
	Import	400	0,25	-2,73	0,34	400	0,56	-1,75	0,52	400	0,81	-1,25
<b>Espagne</b>	Export	150	5,17	-3,40	6,38	150	4,55	-7,60	6,11	200	4,77	-5,50
	Import	100	8,46	3,40	7,92	100	12,92	7,60	8,04	100	9,41	5,50
<b>Italie</b>	Export	1550	15,48	-	32,28	1732	15,06	-	7,15	1708	7,50	~ 10
	Import	-	-	-	2,17	700	1,93	-	4,60	700	0,37	~ -10

Sources : RTE, Powernext, EEX, Belpex, OMEL, IPEX, Platts – Analyse : CRE

<sup>21</sup> Les cases vides de ce tableau s'expliquent de la manière suivante :

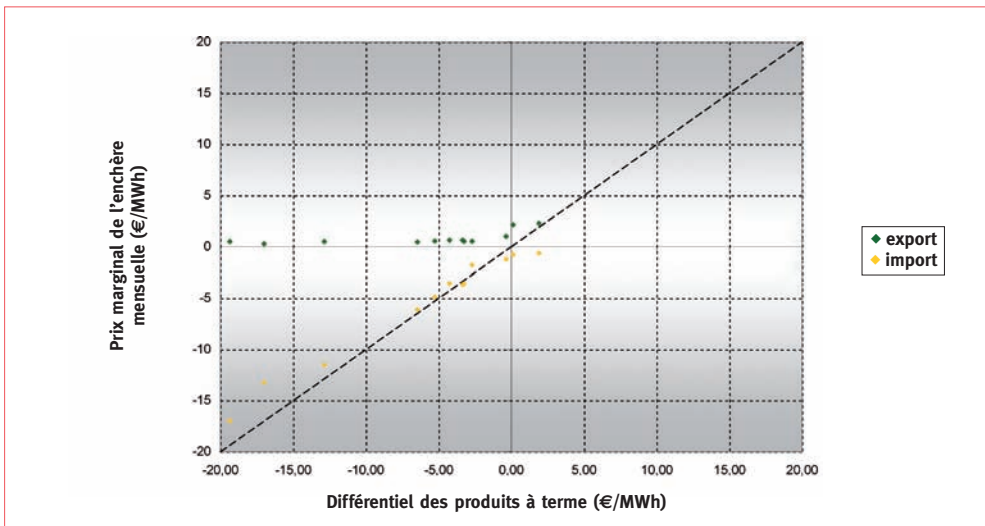
- en Italie, il n'existe pas de référence fiable de prix à terme, rendant impossible la comparaison du prix des enchères annuelles au différentiel à terme ;
- en Angleterre, l'inexistence d'un prix horaire fiable rend impossible le calcul de la valeur théorique des capacités comme sur les autres frontières ;
- il n'y avait pas eu d'enchères annuelles dans le sens de l'import pour l'année 2007 sur l'interconnexion italienne.

• **Enchères mensuelles**

Les enchères mensuelles ont révélé, en 2008, des prix globalement cohérents avec les différentiels de prix à terme. Les participants aux enchères mensuelles ont pris en compte, lors de leurs offres d'achat de capacité, la volatilité des prix qu'ils anticipent, puisque sur toutes les frontières on note qu'en général, le prix attribué aux capacités mensuelles est supérieur au différentiel à terme. Mais, même sur une échéance d'un mois seulement, cette volatilité est difficile à évaluer ; elle est donc en général sous-estimée par les acteurs.

Sur la frontière allemande, contrairement à l'année précédente, les prix de la capacité n'ont pas reflété la logique exprimée ci-dessus (figure 2). En effet, le prix attribué à la capacité mensuelle dans le sens économiquement favorable était en général inférieur au différentiel des prix à terme, d'environ 0,50 €/MWh. La capacité dans le sens opposé n'a été valorisée qu'à un peu plus de 0,50 €/MWh. Il semble donc que les participants au marché de capacités aient été très prudents sur cette interconnexion ou n'aient pas su anticiper l'ampleur de la volatilité du différentiel de prix sur cette frontière.

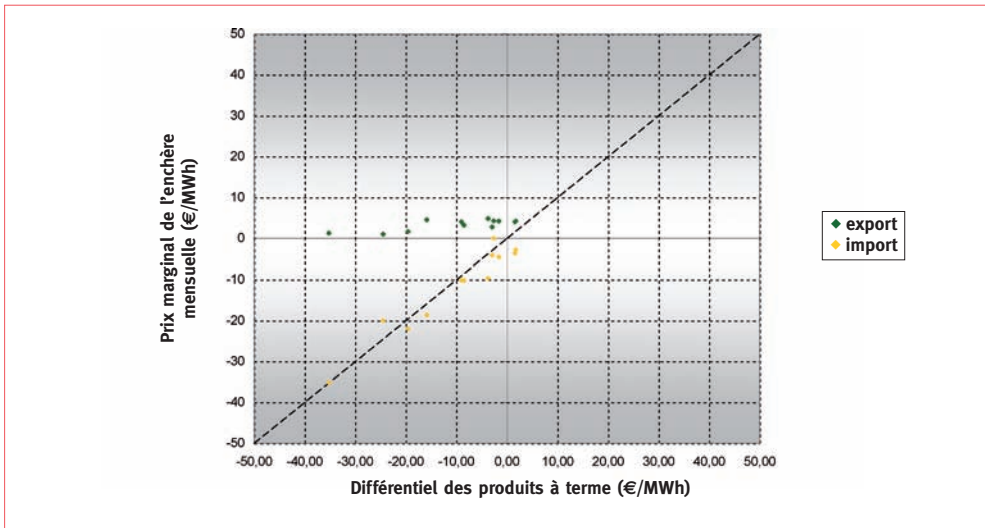
**Figure 2 – Prix marginal des capacités mensuelles sur l'interconnexion France-Allemagne, comparé au différentiel de prix des produits à terme, en 2008**



Sources : RTE, Powernext, EEX, Platts – Analyse : CRE

Sur la frontière espagnole, la logique précédente est respectée (figure 3). En moyenne, la prime de risque des utilisateurs de l'interconnexion (différence entre la valeur théorique de la capacité et le prix révélé par l'enchère) a été de 3 €/MWh dans le sens de l'export. Dans le sens de l'import, il apparaît que certains mois, la valeur de la capacité d'interconnexion, révélée par l'enchère, a largement dépassé la valeur théorique de la capacité.

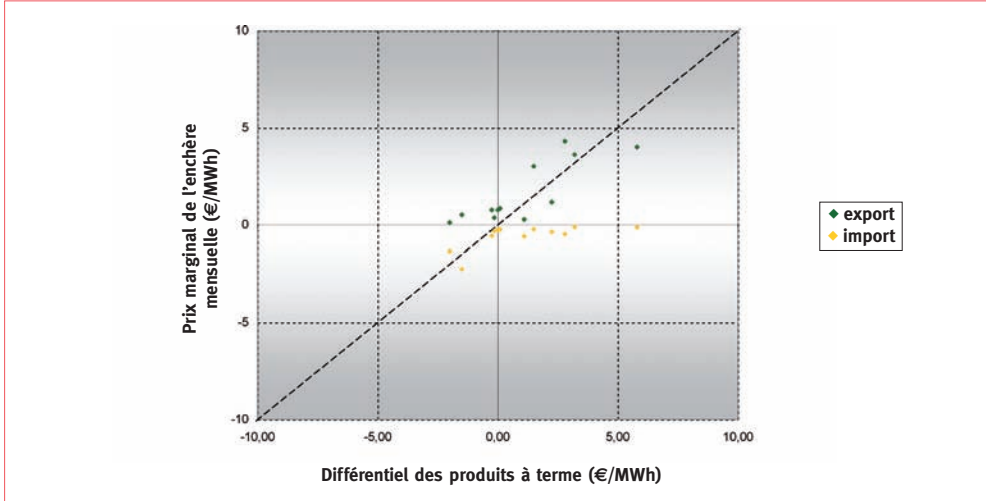
**Figure 3 – Prix marginal des capacités mensuelles sur l'interconnexion France-Espagne, comparé au différentiel de prix des produits à terme, en 2008**



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

Sur la frontière belge, on observe également une assez bonne cohérence entre le prix des enchères mensuelles et le différentiel de prix des produits à terme (figure 4). En revanche, le différentiel de prix à terme et le prix des enchères mensuelles ont souvent été bien supérieurs à la valeur réelle de l'interconnexion. Les prix horaires français et belges ont en effet été alignés pendant 82 % du temps en 2008 ; une telle convergence n'avait apparemment pas été anticipée par les participants au marché de capacité sur l'interconnexion France-Belgique.

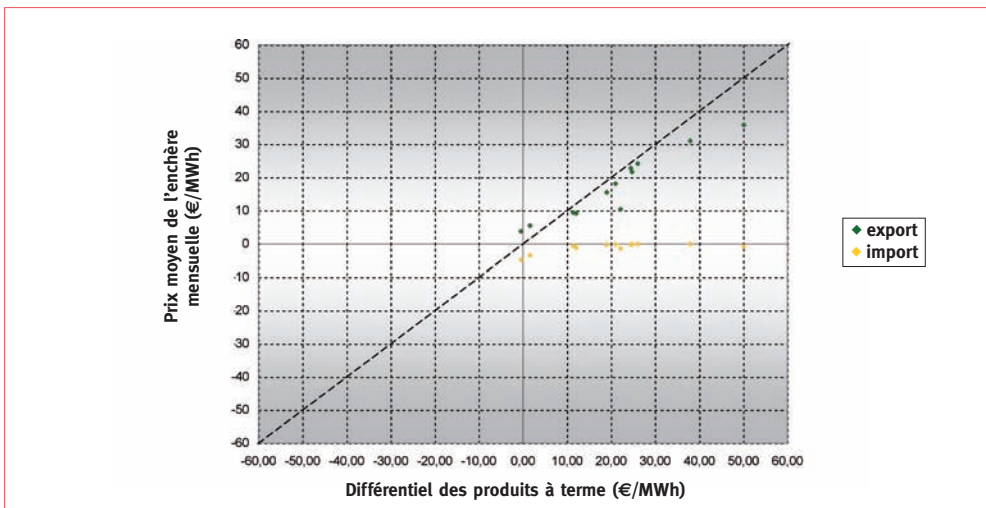
**Figure 4 – Prix marginal des capacités mensuelles sur l'interconnexion France-Belgique, comparé au différentiel de prix des produits à terme, en 2008**



Sources : RTE, Powernext, Belpex, Platts – Analyse : CRE

Sur la frontière anglaise et contrairement à l'année précédente, il y a une forte corrélation entre le prix attribué aux capacités mensuelles et le différentiel des produits à terme, comme on le constate sur la figure 5.

**Figure 5 – Prix moyen des capacités mensuelles sur l'interconnexion France-Angleterre, comparé au différentiel de prix des produits à terme, en 2008**



Sources : RTE, Powernext, Platts – Analyse : CRE

L'absence de référence de prix à terme fiable en Italie ne permet pas d'effectuer, sur la frontière France-Italie, la comparaison entre la valorisation des capacités mensuelles et un différentiel à terme. Cependant, on observe qu'en moyenne, le prix de la capacité mensuelle à l'export a été supérieur à sa valeur théorique. Il est à noter que cette tendance a été moins importante que celle observée pour les capacités annuelles à l'export (valeur théorique moyenne de la capacité mensuelle de l'ordre de 7,80 €/MWh, pour un prix moyen attribué à la capacité d'export de 9,70 €/MWh).

## 2.2. Utilisation des capacités de long terme

Les détenteurs de capacités de long terme doivent indiquer, chaque jour, le montant des capacités qu'ils comptent utiliser pour chaque heure de la journée du lendemain (étape de nomination). Ainsi, l'utilisation des capacités de long terme est à mettre en regard du différentiel de prix horaire entre les marchés.

Dans cette partie, l'analyse est menée sur les interconnexions avec l'Allemagne, la Belgique, l'Espagne et l'Italie. Sur l'interconnexion France-Angleterre, la nomination des capacités de long terme par les acteurs n'étant pas ferme, on ne peut pas différencier l'utilisation des capacités de long terme de celle des capacités journalières, analysée ci-après (section 3.2).

Une utilisation idéale des capacités de long terme, correspondrait, pour chaque heure de l'année, à :

- une utilisation maximale dans la direction du différentiel de prix ;
- aucune utilisation dans la direction opposée au différentiel de prix.

Le tableau 6 ci-après se lit de la manière suivante :

- la première colonne donne la moyenne annuelle des nominations effectuées à contresens du gradient de prix ;
- la deuxième colonne donne le ratio, parmi le nombre d'heures où le gradient de prix était dans un sens, du nombre d'heures pendant lesquelles des nominations étaient effectuées dans l'autre sens ;
- la troisième colonne donne la moyenne de long terme de la capacité non nominée dans le sens du gradient de prix ;
- enfin, la quatrième colonne donne le quotient du nombre d'heures pendant lesquelles la capacité n'était pas nominée au maximum<sup>22</sup> dans un sens par le nombre d'heures où le gradient de prix était dans le même sens.

L'utilisation idéale des capacités, décrite ci-dessus, se traduirait donc, dans le tableau 6, par des chiffres tous nuls. Or, on constate que l'utilisation réelle des capacités de long terme est très éloignée de cette utilisation idéale.

<sup>22</sup> Une marge de 1 % est appliquée ici : on considère que l'interconnexion est utilisée à son maximum si la capacité nominée excède 99 % de la capacité disponible.



**Tableau 6 – Utilisation à contresens et sous-utilisation des capacités de long terme en 2008**

		Moyenne de la capacité utilisée à contresens du différentiel de prix (MW)	Proportion des heures concernées	Moyenne de la capacité non utilisée dans le sens du différentiel de prix (MW)	Proportion des heures concernées
<b>Allemagne</b>	Export	223	44 %	532	95 %
	Import	476	91 %	242	55 %
<b>Belgique</b>	Export	123	82 %	208	11 %
	Import	51	3 %	18	40 %
<b>Espagne</b>	Export	122	35 %	165	57 %
	Import	54	41 %	121	75 %
<b>Italie</b>	Export	1 797	100 %	230	51 %
	Import	160	34 %	699	100 %

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

Sur la frontière italienne, et dans une moindre mesure sur la frontière belge, on constate que l'utilisation des capacités de long terme est systématique à l'export, quel que soit le signe du différentiel de prix. Dans le sens de l'import, c'est sur la frontière allemande que l'on observe ce comportement. A contrario, sur la frontière italienne, on constate que la capacité de long terme d'import est systématiquement sous-utilisée.

En fait, l'utilisation des capacités de long terme semble être régie plus par une logique « *business as usual* », ou par des arbitrages de long terme, que par des arbitrages horaires. Cette utilisation s'explique certainement par l'étape de nomination des capacités de long terme qui intervient en amont de la fixation des prix du jour pour le lendemain.

Mais du moment que le « *netting* » et le « *use-it-or-lose-it* » des capacités sont correctement appliqués par les gestionnaires de réseaux, c'est-à-dire que le montant des capacités de long terme non utilisées, ou utilisées à contresens, est ajouté aux capacités journalières disponibles, cette mauvaise utilisation des capacités de long terme n'a pas d'impact sur l'utilisation globale de l'interconnexion. L'utilisation des capacités journalières est, en revanche, cruciale (cf. section 3.2).

### 2.3. Retour d'expérience sur les marchés secondaires

Sur toutes les interconnexions françaises (hors Suisse), des marchés secondaires de capacités existent, permettant aux détenteurs de capacités de long terme de revendre ou de transférer leurs produits.

Deux mécanismes coexistent :

- *la revente de capacités* : les capacités de long terme peuvent être revendues aux enchères journalières (au pas horaire), sur demande du détenteur de capacités 2 jours au minimum avant le jour J (le détenteur initial de la capacité touchant alors le prix de l'enchère journalière) ; de même les capacités annuelles peuvent être revendues, sous la forme d'une bande, aux enchères mensuelles<sup>23</sup> ;

<sup>23</sup> Sur l'interconnexion France-Angleterre, les autres capacités de long terme (saisonniers, trimestrielles) peuvent également être revendues en mensuel.

- *le transfert de capacités* : les acteurs peuvent s'échanger, de façon bilatérale, les capacités de long terme sur une durée de leur choix (pas horaire).

Ces marchés secondaires ont été mis en œuvre :

- sur l'interconnexion France-Angleterre (IFA), le 1<sup>er</sup> avril 2001 pour la revente des capacités (version 1 des règles) et le 3 septembre 2001 pour le transfert des capacités (version 2 des règles) ; la règle de transfert a été assouplie dans la version 6 des règles du 31 octobre 2006 ;

- le 1<sup>er</sup> janvier 2007 sur les interconnexions avec l'Allemagne, la Belgique et l'Italie ;

- le 1<sup>er</sup> juillet 2007 sur l'interconnexion avec l'Espagne.

#### • **Reventes de capacités**

Sur les interconnexions continentales, on observe pour l'année 2008 une augmentation importante de l'utilisation du mécanisme de revente de capacités de long terme à l'enchère journalière (tableau 7), avec en particulier, 88 % des capacités de long terme pour l'import depuis la Belgique qui sont revendues à l'échéance journalière via le couplage des marchés. Cela indique la tendance de beaucoup d'acteurs à utiliser les capacités de long terme comme des droits de transport financiers.

La revente automatique des capacités de long terme non utilisées en journalier, qui est déjà en place dans les régions Centre-sud et Sud-ouest (cf. partie 2, sections 3.1 et 4.1), et dont l'introduction est prévue dès l'entrée en vigueur des règles harmonisées Centre-ouest (cf. partie 2, section 1.1), devrait conforter cette tendance.

**Tableau 7 – Reventes des capacités de long terme en journalier (2008)<sup>24</sup>**

		Nombre d'acteurs utilisant ce service	Proportion des acteurs utilisant ce service par rapport au nombre de détenteurs de capacités de long terme	Capacité moyenne revendue sur l'année (MW)	Part moyenne des capacités de long terme
<b>Allemagne</b>	Export	14	41 %	783	54 %
	Import	10	27 %	925	59 %
<b>Angleterre</b>	Export	1	3 %	50	3 %
	Import	2	6 %	76	4 %
<b>Belgique</b>	Export	7	44 %	768	52 %
	Import	6	60 %	509	88 %
<b>Espagne</b>	Export	4	36 %	174	50 %
	Import	8	53 %	34	21 %
<b>Italie</b>	Export	20	61 %	331	14 %
	Import	-	-	163	17 %

Source : RTE – Analyse : CRE

L'interconnexion anglaise échappe à ce constat puisque seuls deux acteurs ont utilisé le mécanisme de revente en 2008. Le marché secondaire tel qu'il existe actuellement sur IFA permet aux acteurs de revendre ou de se transférer uniquement des bandes de capacité de 24 heures (conformément aux produits vendus au marché primaire de capacités). Le manque de souplesse du produit, du fait de l'impossibilité de transférer ou de revendre des capacités au pas horaire, pourrait expliquer le faible intérêt des acteurs pour le mécanisme de revente sur cette interconnexion. Par ailleurs, le caractère fortement optionnel des produits alloués sur l'interconnexion France-Angleterre (les acteurs pouvant modifier leurs nominations jusqu'à 3 heures avant le temps réel) pourrait diminuer sensiblement l'intérêt des acteurs de marché pour les marchés secondaires. La possibilité de faire évoluer cette caractéristique est en discussion dans la région France-Royaume-Uni-Irlande (cf. partie 2, section 2.2).

En revanche, sur l'ensemble des frontières françaises, l'utilisation du mécanisme de revente de l'annuel vers le mensuel est restée, quant à elle, marginale (voir tableau 8).

<sup>24</sup> Les cases vides de ce tableau s'expliquent par l'impossibilité de recueillir les données à temps.

**Tableau 8 – Reventes des capacités annuelles en mensuel (2008)<sup>25</sup>**

		Nombre d'acteurs utilisant ce service	Proportion des acteurs utilisant ce service par rapport au nombre de détenteurs de capacités annuelles	Capacité moyenne revenue sur l'année (MW)	Part moyenne des capacités annuelles
<b>Allemagne</b>	Export	1	3 %	8	1 %
	Import	0	0 %	0	0 %
<b>Angleterre</b>	Export	0	0 %	0	0 %
	Import	0	0 %	0	0 %
<b>Belgique</b>	Export	0	0 %	0	0 %
	Import	0	0 %	0	0 %
<b>Espagne</b>	Export	2	40 %	10	7 %
	Import	2	33 %	5	5 %
<b>Italie</b>	Export	6	21 %	131	8 %
	Import	-	-	13	2 %

Source : RTE – Analyse : CRE

- **Transferts de capacités**

Les mécanismes de transfert de capacités entre acteurs de marché restent très peu utilisés sur les interconnexions françaises. Il n'y a pas eu de transferts bilatéraux de capacités sur les interconnexions avec l'Angleterre et l'Espagne, et de très rares transferts sur les interconnexions avec la Belgique et l'Allemagne (tableau 9). Seule la frontière italienne, où le nom des détenteurs des capacités est publié depuis 2007, fait état d'un nombre un peu plus important de transferts bilatéraux, avec 6 détenteurs de capacités de long terme (sur 33) ayant utilisé ce service pour vendre de la capacité dans le sens de l'export.

**Tableau 9 – Transferts de capacités de long terme (2008)<sup>26</sup>**

		Nombre d'acteurs ayant revendu de la capacité	Proportion des acteurs ayant revendu de la capacité par rapport au nombre de détenteurs de capacités de long terme	Capacité moyenne transférée sur l'année (MW)	Part moyenne des capacités de long terme
<b>Allemagne</b>	Export	1	3 %	36	2 %
	Import	0	0 %	0	0 %
<b>Angleterre</b>	Export	0	0 %	0	0 %
	Import	0	0 %	0	0 %
<b>Belgique</b>	Export	1	6 %	10	1 %
	Import	1	10 %	25	4 %
<b>Espagne</b>	Export	0	0 %	0	0 %
	Import	0	0 %	0	0 %
<b>Italie</b>	Export	6	18 %	201	9 %
	Import	-	-	-	-

Source : RTE – Analyse : CRE

La CRE a proposé d'effectuer cette publication également dans la région Centre-ouest, à l'occasion du projet de règles harmonisées (cf. partie 2, section 1.1). Cette proposition s'est heurtée à la réticence de certains gestionnaires de réseaux et régulateurs.

### 3. ANALYSE DES MÉCANISMES D'ALLOCATION DES CAPACITÉS JOURNALIÈRES

#### 3.1. Valorisation des capacités journalières vendues par enchères explicites

La valeur des capacités journalières, heure par heure, est à mettre en regard du différentiel de prix horaire entre les marchés.

En théorie, le prix des capacités journalières devrait être égal au différentiel de prix des marchés J-1. Dans les figures 6 à 9 suivantes, cette utilisation théorique se traduirait par :

- une valeur nulle pour la capacité quand le différentiel de prix est dans le sens opposé (nuage de points aligné sur la droite «  $y=0$  ») ;
- une valeur égale au différentiel de prix quand celui-ci est dans la bonne direction (nuage de points aligné sur la droite «  $y=x$  »).

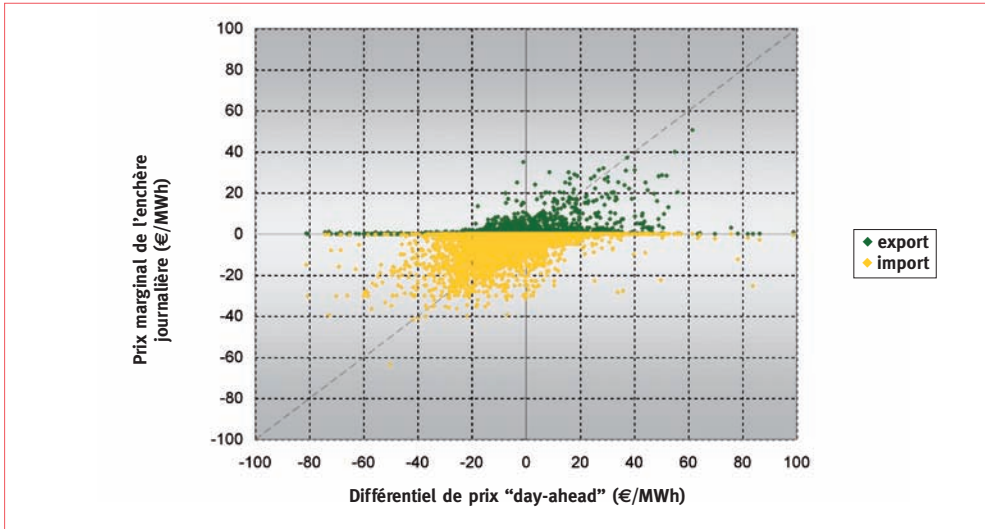
En réalité, les enchères explicites journalières ayant lieu avant la fixation des prix sur les marchés organisés, les participants aux enchères ne peuvent s'appuyer que sur des estimations du différentiel de prix, ce qui peut expliquer, en partie, l'écart constaté entre le résultat des enchères et le différentiel de prix. Il s'agit là d'une caractéristique de la séparation des marchés de l'énergie et du transport (allocation par enchères explicites).

Sur la frontière allemande (figure 6), on constate que le prix attribué aux capacités journalières en 2008 a été peu lié au différentiel de prix entre les marchés organisés. Cela laisse penser que l'anticipation du différentiel de prix, très volatile, reste difficile pour les acteurs même quelques heures avant la fixation des prix sur les bourses. On remarque cependant une tendance des acteurs à retenir une marge dans leur valorisation pour tenir compte du facteur risque lié à la volatilité des différentiels de prix horaires.

<sup>25</sup> Les cases vides de ce tableau s'expliquent par l'impossibilité de recueillir les données à temps.

<sup>26</sup> Les cases vides de ce tableau s'expliquent par l'impossibilité de recueillir les données à temps.

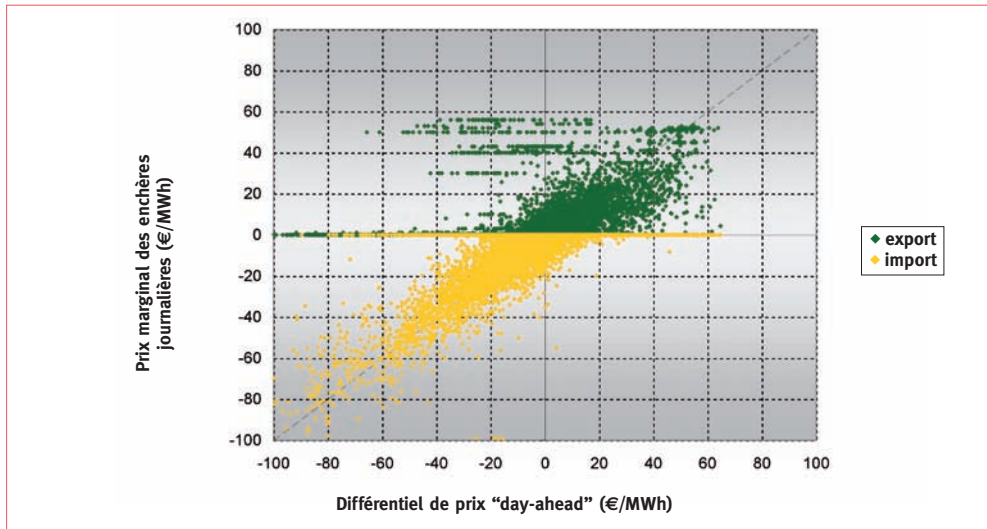
**Figure 6 – Prix marginal des capacités journalières sur l'interconnexion France-Allemagne, comparé au différentiel de prix horaire entre EEX et Powernext, en 2008**



Sources : RTE, Powernext, EEX – Analyse : CRE

On observe le même phénomène (décorrélation entre le prix des enchères journalières et le différentiel de prix) sur la frontière espagnole dans le sens des exports (figure 7).

**Figure 7 – Prix marginal des capacités journalières sur l’interconnexion France-Espagne, comparé au différentiel de prix horaire entre OMEL et Powernext, en 2008**

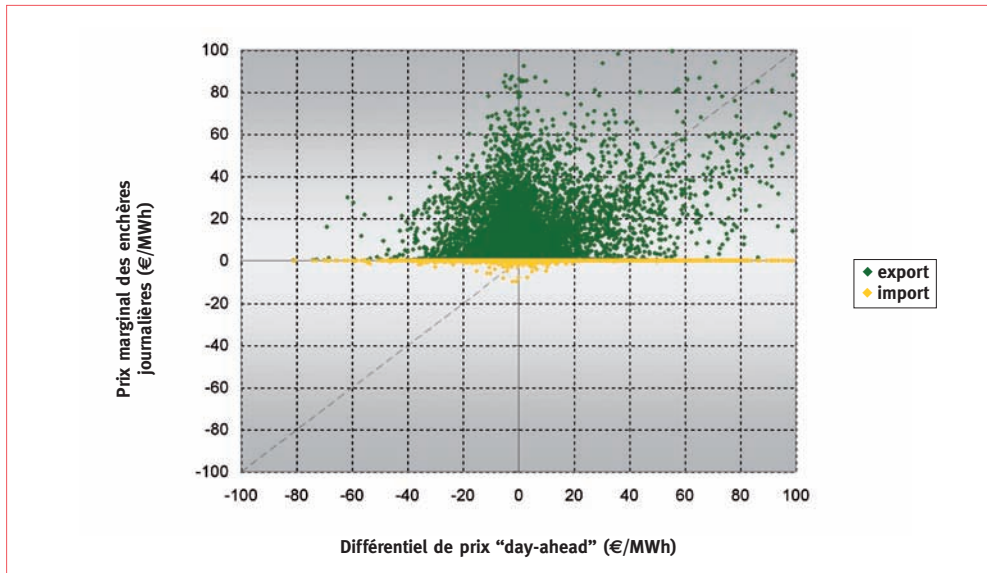


Sources : RTE, Powernext, OMEL – Analyse : CRE

On constate toutefois que le phénomène est amplifié du fait du comportement d’un acteur qui achète de manière systématique de la capacité journalière à un prix très élevé (entre 30 et 60 €/MWh), de façon totalement déconnectée du différentiel de prix qui n’a été favorable à l’export que 42 % de l’année 2008. Ce comportement fera l’objet d’examens complémentaires de la part de la CRE en liaison avec son homologue espagnol, la CNE. Inversement, dans le sens des imports, les prix de la capacité journalière sont assez bien corrélés avec le différentiel des prix du jour pour le lendemain.

Sur la frontière italienne (figure 8), la valorisation des capacités journalières d'export vers l'Italie a été très éloignée de la théorie, contrairement à l'année précédente. Il semble en effet que le différentiel de prix ait été moins prévisible en 2008, par rapport à 2007. Concernant les capacités d'import, bien que depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2008, elles correspondent à des options, allouées et nominées en J-1 (comme sur les autres frontières)<sup>27</sup>, on n'a pas observé une meilleure corrélation entre le différentiel de prix et le prix de la capacité journalière, qui est resté faible toute l'année.

**Figure 8 – Prix marginal des capacités journalières sur l'interconnexion France-Italie, comparé au différentiel de prix horaire entre IPEX et Powernext, en 2008**



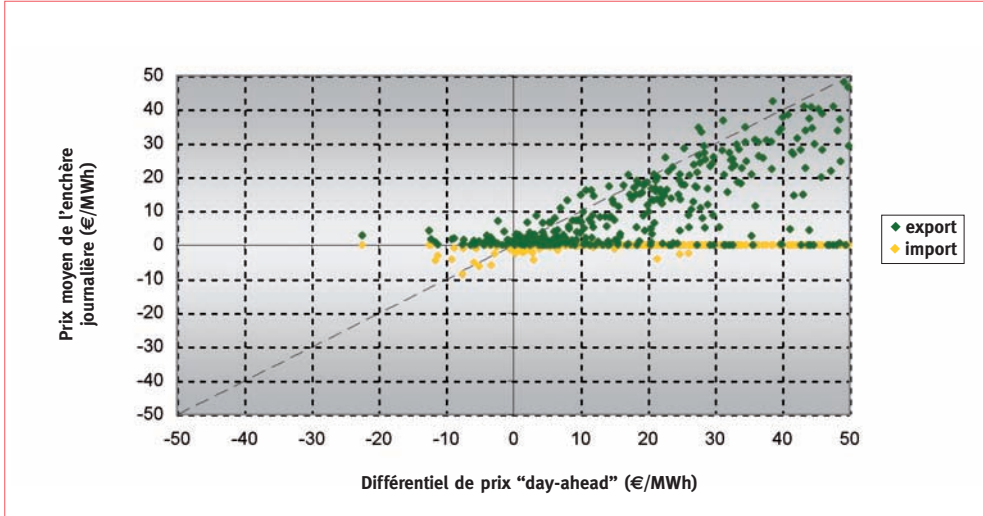
Sources : RTE, Powernext, IPEX – Analyse : CRE

Sur la frontière anglaise, les produits vendus aux enchères journalières sont des bandes de 24 heures, contrairement aux enchères journalières sur les frontières continentales qui proposent 24 blocs distincts. Aussi, sur cette frontière, le prix des capacités journalières est à mettre en regard du différentiel de prix base journalier ; l'absence de fixation des prix du jour pour le lendemain en Angleterre nous conduit à considérer un indice de prix OTC. Cependant, on observe, sur cette figure, une bonne corrélation entre le prix moyen de la capacité journalière et le différentiel de prix journalier (le coefficient de corrélation étant de 0,65), bien qu'il y ait encore une grande inefficacité inhérente au mécanisme explicite d'allocation.

<sup>27</sup> En 2007, les capacités journalières d'import étaient allouées en J-2, sous la forme d'obligations.



**Figure 9 – Prix moyen des capacités journalières sur l’interconnexion France-Angleterre, comparé au différentiel de prix entre les deux marchés, en 2008**



Sources : RTE, Platts – Analyse : CRE

### 3.2. Utilisation des capacités journalières vendues par enchères explicites

Une utilisation idéale des capacités journalières, 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 le tableau 10 ci-dessous (qui se lit comme le tableau 6 sur l’utilisation des capacités de long terme), par des chiffres tous nuls, et, dans les figures 10 à 14 ci-dessous, par deux nuages de points en forme de « S » (cf. figure 15 ci-après pour une illustration graphique de cette utilisation idéale).

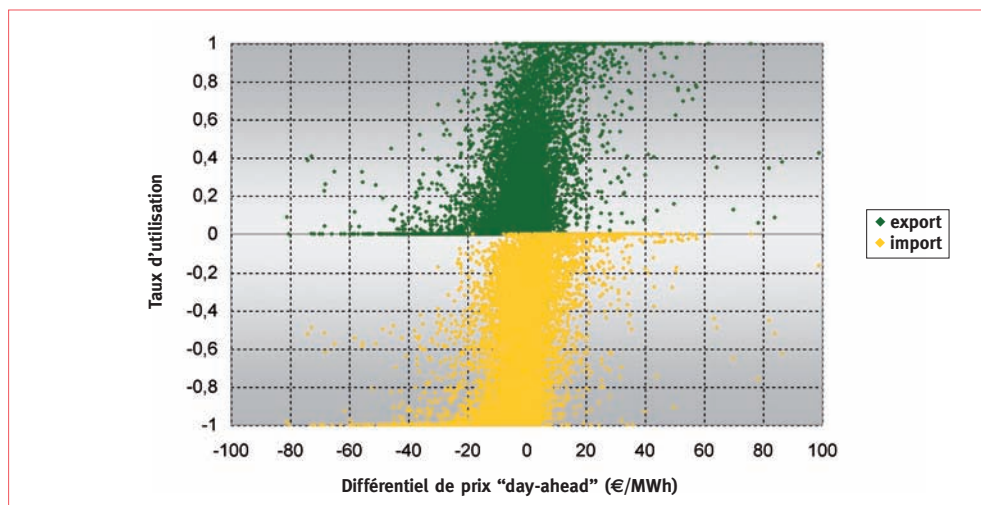
**Tableau 10 – Utilisation à contresens et sous-utilisation des capacités journalières, en 2008**

		Capacité nominée à contresens du différentiel de prix (MW)	Proportion des heures concernées	Capacité non nominée dans le sens du différentiel de prix (MW)	Proportion des heures concernées
<b>Allemagne</b>	Export	458	68 %	1 532	94 %
	Import	1 178	96 %	1 387	76 %
<b>Angleterre</b>	Export	653	75 %	402	98 %
	Import	288	16 %	1 559	100 %
<b>Espagne</b>	Export	361	98 %	416	37 %
	Import	90	22 %	212	34 %
<b>Italie</b>	Export	418	95 %	455	44 %
	Import	337	31 %	2 495	99 %
<b>Suisse</b>	Export	1 797	100 %	230	51 %
	Import	160	34 %	699	100 %

Sources : RTE, Powernext, EEX, OMEL, IPEX, Swissix, Platts – Analyse : CRE

À la lecture du tableau 10, le niveau des capacités utilisées à contresens et des capacités sous-utilisées reste encore très élevé en 2008.

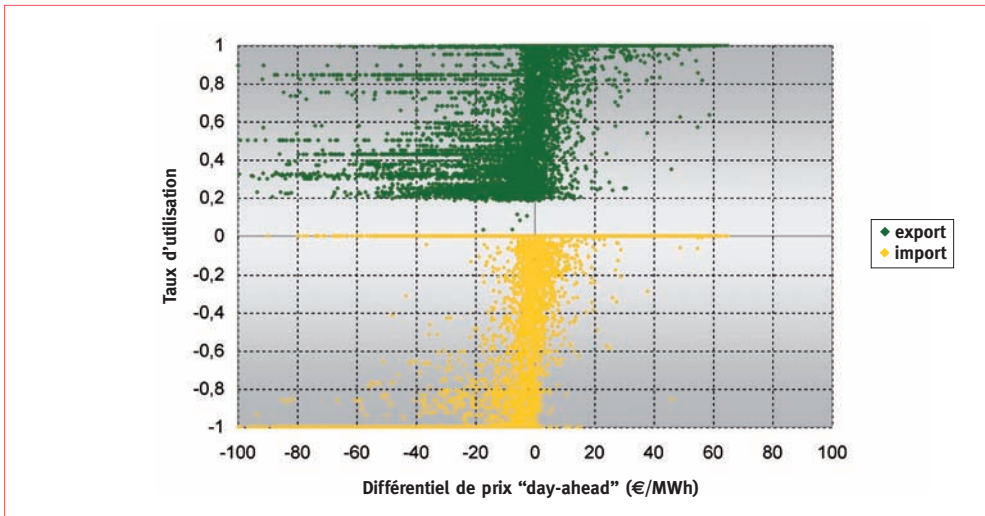
Sur l'interconnexion France-Allemagne, les capacités journalières ont été presque systématiquement utilisées simultanément dans les deux directions, quel qu'ait été le différentiel de prix, cela même pour des différentiels très élevés (figure 10).

**Figure 10 – Taux d'utilisation des capacités journalières nettes sur l'interconnexion France-Allemagne par rapport au différentiel de prix horaire entre EEX et Powernext, en 2008**


Sources : RTE, Powernext, EEX – Analyse : CRE

Sur l'interconnexion France-Espagne, les capacités d'export ont été systématiquement utilisées à 300 MW au minimum, quel qu'ait été le différentiel de prix. Il s'agit précisément des capacités qui ont été valorisées à un prix systématiquement élevé sans lien avec le différentiel de prix (cf. section 3.1). Les capacités d'import, en revanche, ont été utilisées de manière plus réactive par rapport au différentiel de prix (figure 11).

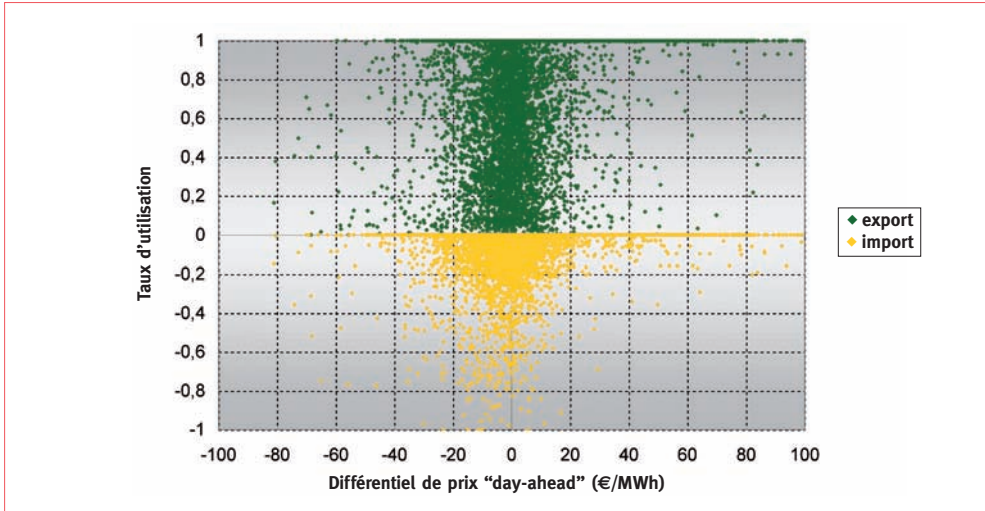
**Figure 11 – Taux d'utilisation des capacités journalières nettes sur l'interconnexion France-Espagne par rapport au différentiel de prix horaire entre OMEL et Powernext, en 2008**



Sources : RTE, Powernext, OMEL – Analyse : CRE

Sur l'interconnexion France-Italie, les capacités d'export ont été presque systématiquement nommées quelqu'ait été le différentiel de prix. Inversement, dans le sens de l'import les capacités journalières ont été faiblement utilisées, que le différentiel de prix ait été favorable aux importations ou non (figure 12).

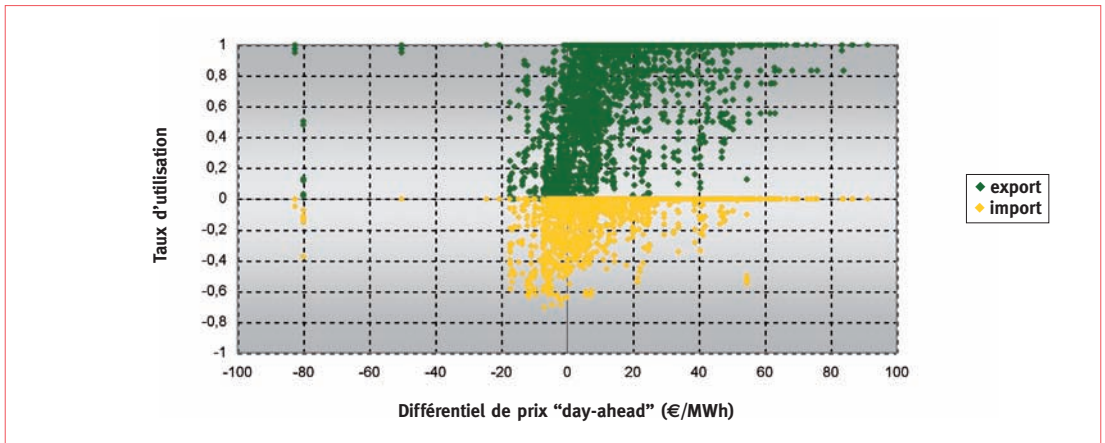
**Figure 12 – Taux d'utilisation des capacités journalières nettes sur l'interconnexion France-Italie par rapport au différentiel de prix horaire entre IPEX et Powernext, en 2008**



Sources : RTE, Powernext, IPEX – Analyse : CRE

Sur l'interconnexion France-Angleterre, l'analyse de l'utilisation des capacités diffère de celle réalisée sur les interconnexions continentales, pour deux raisons. Premièrement, comme évoqué précédemment, les capacités de long terme ne sont pas nominées fermement avant l'allocation des capacités journalières. Ainsi, l'analyse de l'utilisation des capacités ne peut porter que sur la totalité de la capacité d'interconnexion, et non sur la capacité allouée en journalier. Deuxièmement, et c'est ce qui est gênant pour réaliser des analyses fiables, il n'existe pas, sur le marché anglais, de prix horaires fixés en J-1, comme c'est le cas sur les marchés organisés continentaux. Ainsi, on ne peut comparer l'utilisation horaire des capacités d'interconnexion qu'aux prix moyens sur 12 heures (pointe et hors-pointe), ce qui « écrase » le différentiel de prix. La figure 13 est donc à considérer avec précaution. Malgré ces approximations, on peut constater que l'utilisation de l'interconnexion présente les mêmes inefficacités que celle des interconnexions françaises continentales.

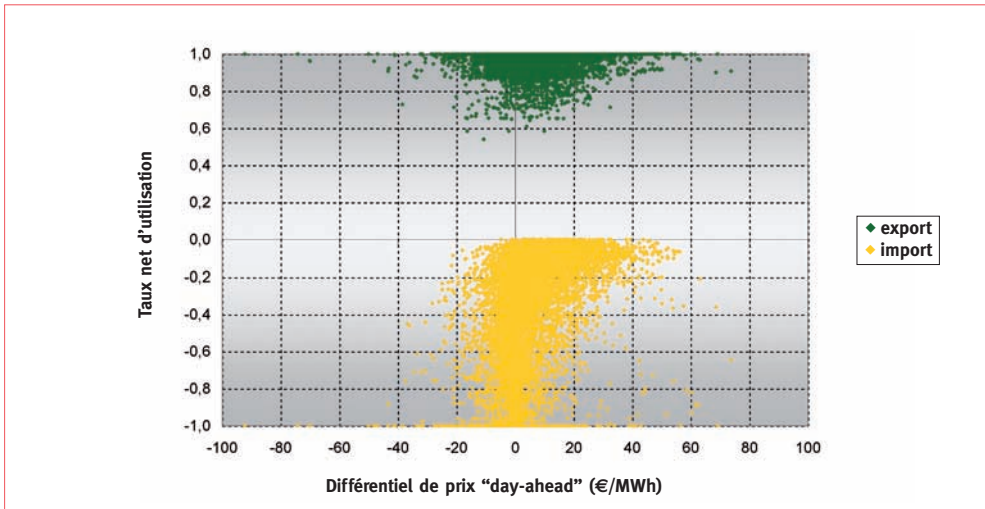
**Figure 13 – Taux d'utilisation des capacités sur l'interconnexion France-Angleterre par rapport au différentiel de prix pointe/hors-pointe entre les deux marchés en 2008**



Sources : RTE, Platts – Analyse : CRE

Sur l'interconnexion France-Suisse, les mêmes calculs ne peuvent être effectués car il n'y a pas d'allocation des capacités en export, les contrats de long terme y étant encore prioritaires et y occupant la quasi-totalité de la capacité d'export. À l'import, les congestions étant inexistantes, le mécanisme d'allocation journalier est un prorata. Cependant, on peut comparer les nominations sur l'interconnexion à la capacité nette d'import et d'export, et mettre en regard le taux d'utilisation des capacités ainsi calculé avec le différentiel de prix entre les deux marchés organisés (figure 14).

**Figure 14 – Taux d'utilisation des capacités journalières nettes sur l'interconnexion France-Suisse par rapport au différentiel de prix horaire entre Swissix et Powernext en 2008**



Sources : RTE, Powernext, Swissix – Analyse : CRE

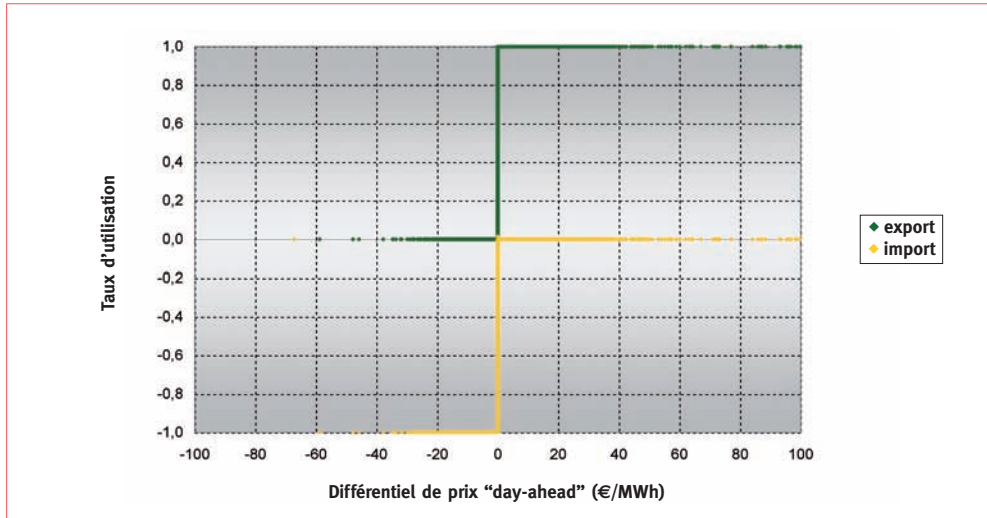
### 3.3. Utilisation des capacités journalières allouées dans le cadre du couplage des marchés trilatéral

Le couplage des marchés trilatéral (ou TLC) permet l'allocation et l'utilisation des capacités journalières entre la France, la Belgique et les Pays-Bas. En 2008, le couplage a été possible toute l'année ; contrairement à l'année précédente, aucun problème technique n'est venu perturber le mécanisme<sup>28</sup>.

Ainsi pendant toute l'année, les flux commerciaux journaliers ont été parfaitement cohérents avec les prix (par définition de l'algorithme de couplage), ce qui a permis une présence économique optimale des offres réalisées sur les trois bourses (figure 15).

<sup>28</sup> Pendant deux jours consécutifs en 2007, le TLC n'avait pas fonctionné. Le mécanisme « fall-back », consistant en des enchères explicites, avait alors été appliqué.

**Figure 15 – Taux d'utilisation des capacités journalières nettes sur l'interconnexion France-Belgique par rapport au différentiel de prix horaire entre Belpex et Powernext en 2008**



Sources : RTE, Powernext, Belpex – Analyse : CRE

Le couplage entraîne une forte convergence des prix pour les marchés concernés. Comme on peut l'observer dans le tableau 11, les prix français et belge ont été égaux 82 % de l'année. Les trois marchés ont même donné des prix identiques pendant 66 % de l'année contre 63 % l'année précédente.

**Tableau 11 – Convergence des prix horaires Powernext, Belpex et APX en 2008**

	Proportion des heures de l'année 2008	Rappel 2007
Égalité des trois prix	66 %	63 %
Égalité des prix Powernext et Belpex uniquement	15 %	27 %
Égalité des prix APX et Belpex uniquement	17 %	9 %
Aucune égalité des prix	2 %	1 %

Sources : Powernext, Belpex, APX – Analyse : CRE

### 3.4. Estimation de la « perte sociale » liée à l'absence de méthodes implicites

La « perte sociale »<sup>29</sup> liée à l'absence de couplage des marchés, sur les frontières allemande, anglaise, espagnole, italienne et suisse, est estimée de la manière suivante : pour chaque heure, elle est le produit de la partie positive du différentiel de prix entre les bourses et de la capacité journalière non utilisée (si une partie de la capacité est non-utilisée alors des échanges favorables au bien être social n'ont pas été réalisées) ou utilisée à contresens (si une partie de la capacité a été utilisée à contresens, des échanges destructeurs de bien être sociale ont été réalisées). Cette estimation est à considérer avec précaution (encadré 4). Néanmoins, elle permet d'avoir au moins un ordre de grandeur de cette perte sociale sur chaque frontière (tableau 12).

**Tableau 12 – Perte sociale estimée liée à l'absence de couplage des marchés en 2008**

		Estimation de la perte sociale (M€)	Total (M€)	Rappel 2007
<b>Allemagne</b>	Export	49	96	110
	Import	47		
<b>Angleterre</b>	Export	21	44	57
	Import	23		
<b>Espagne</b>	Export	3	33	21
	Import	30		
<b>Italie</b>	Export	12	129	47
	Import	116		
<b>Suisse</b>	Export	36	95	97
	Import	59		
<b>Total :</b>			<b>396</b>	<b>332</b>

Sources : RTE, Powernext, EEX, OMEL, IPEX, SwissIX, Platts – Analyse : CRE

La perte sociale liée à l'absence de couplage de marché, sur l'ensemble des interconnexions françaises, est en hausse avec une perte sociale totale estimée à 396 millions d'euros en 2008 contre 332 millions d'euros en 2007. À noter l'augmentation significative de la perte sociale liée à l'absence de couplage de marché sur l'interconnexion France-Italie (128 millions d'euros en 2008 contre 47 millions d'euros en 2007). Elle s'explique essentiellement par la faiblesse de l'utilisation des capacités d'import, en dépit du rapprochement des prix entre les deux marchés constaté au cours de l'année 2008.

<sup>29</sup> Ou perte de surplus collectif.



#### Encadré 4 – Limites de l'estimation de la perte sociale liée à l'absence de couplage des marchés en 2008

Cette estimation raisonne « toutes choses étant égales par ailleurs » et, notamment, ne tient pas compte de la modification possible du comportement des acteurs sur les marchés organisés suite à l'introduction du couplage de marché. Il est, en effet, difficile d'apprécier, ex ante, l'impact de l'introduction d'un couplage de marché sur les stratégies d'offres de vente et d'achat des acteurs sur les marchés organisés.

Cette estimation ne tient pas compte, non plus, de la résilience des marchés, c'est-à-dire de l'impact sur les prix d'une modification des volumes échangés. En effet, une meilleure utilisation des capacités journalières conduirait à une convergence des prix ; ainsi, les chiffres donnés dans le tableau 15 sont des majorants de la perte sociale réelle, qui ne pourrait être estimée précisément qu'à l'aide des courbes agrégées d'offre et de demande de chaque marché, ou des courbes d'export net (cf. partie 3, section 5).

Concernant l'Angleterre, du fait de l'absence de prix horaire fixé en J-1 sur ce marché, ce sont les prix pointe et hors pointe qui sont utilisés pour réaliser cette estimation.

Concernant la Suisse, cette estimation est basée sur la capacité de transfert nette, et sur les flux réalisés en 2008 y compris ceux au titre des contrats de long terme (en prenant donc l'hypothèse qu'avec un couplage, toute la capacité serait allouée en journalier). La référence de prix utilisée pour le marché suisse (SwissIX) est également à considérer avec précaution du fait des faibles volumes échangés sur cette bourse.

## 4. CAPACITÉS INFRA-JOURNALIÈRES

### 4.1. Bilan des échanges infra-journaliers en 2008

L'accès aux échanges transfrontaliers à l'horizon infra-journalier offre aux responsables d'équilibre une plus grande flexibilité pour équilibrer leur position lorsqu'ils font face à un événement non anticipé, et leur permet également de réaliser des arbitrages de très court terme.

En 2008, trois mécanismes d'allocation infra-journalière ont coexisté sur les interconnexions françaises :

- une allocation d'options par un mécanisme de type « prorata amélioré », utilisé par RTE sur la frontière suisse à l'export, sur la frontière allemande à l'export, et sur la frontière belge dans les deux sens ;

- une allocation d'options à nommer, allouées par mécanisme d'enchères explicites sur la frontière espagnole (dans les deux sens) ;

- une allocation d'obligations à nommer par un mécanisme « premier arrivé, premier servi », gérée par les gestionnaires de réseaux allemands RWE netz et EnBW netz sur la frontière allemande dans le sens de l'import.

Sur les autres frontières, aucune méthode d'allocation des capacités infra-journalières n'est en œuvre, pour différentes raisons :

- parce qu'aucune congestion n'est avérée (import depuis la Suisse) ;
- parce que les nominations des capacités journalières peuvent être modifiées jusqu'à une heure avant la livraison (interconnexion avec l'Angleterre) ;
- parce qu'il n'existe pas de marché infra-journalier dans le pays voisin (Italie).

Excepté sur la frontière espagnole, les capacités infra-journalières ont été très peu utilisées sur les interconnexions françaises (tableau 13).

**Tableau 13 – Utilisation des capacités infra-journalières en 2008**

		Nombre moyen d'utilisateurs	Capacité disponible (MW)	Capacité utilisée (MW)	Taux d'utilisation
<b>Allemagne</b>	Export	3	1857	85	5 %
	Import	3	1884	88	5 %
<b>Belgique<sup>30</sup></b>	Export	1	1 419	25	2 %
	Import	2	1 918	41	2 %
<b>Espagne</b>	Export	2	524	204	39 %
	Import	6	692	175	25 %
<b>Suisse</b>	Export	1	939	34	4 %

Source : RTE – Analyse : CRE

#### 4.2. Cas de l'interconnexion France-Espagne

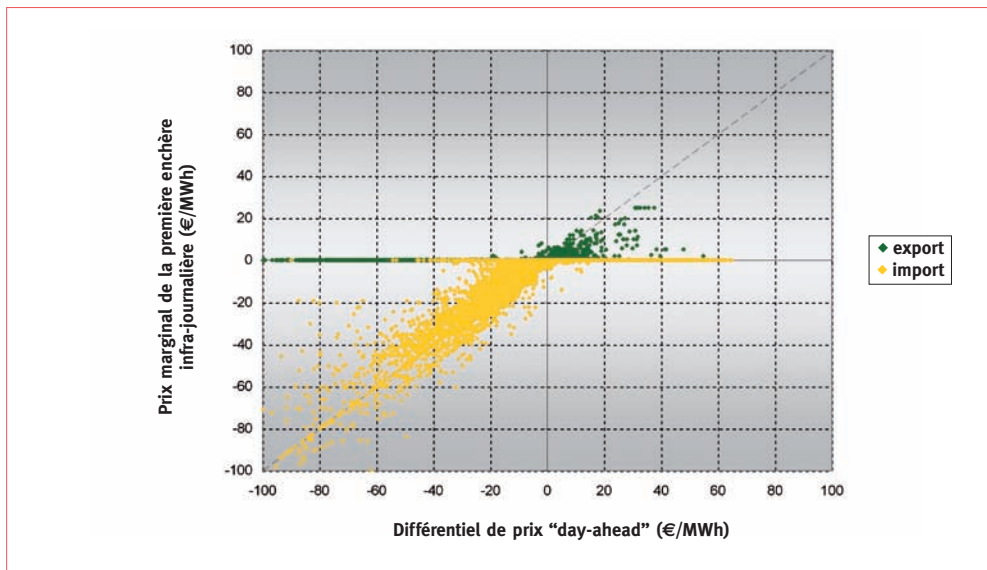
Sur cette interconnexion, les capacités journalières sont systématiquement utilisées, dans le sens de l'export, à plus de 300 MW (plus de 90 % de la somme des nominations sur le pas horaire est supérieur à 300 MW), quel que soit le différentiel de prix entre l'OMEL et Powernext (cf. section 3.2). Ainsi, grâce au « *netting* » des capacités journalières, cette capacité est automatiquement proposée en infra-journalier, dans le sens de l'import. Le fait que cette capacité minimum de 300 MW soit systématiquement proposée permet aux acteurs de marché d'utiliser l'infra-journalier pour réaliser des arbitrages entre les marchés organisés du jour pour le lendemain, étant donné que le premier tour d'enchère infra-journalière a lieu en fin de journée et concerne toute la journée du lendemain. Or ce n'est a priori pas la vocation des échanges infra-journaliers, puisque la capacité infra-journalière, qui est allouée après la clôture des marchés organisés, peut être nulle (pas de réservation de capacité pour l'infra-journalier).

Dans le cas de l'import depuis l'Espagne, cette possibilité d'utiliser les capacités infra-journalières pour réaliser des arbitrages sur les marchés du jour pour le lendemain est très utile pour les acteurs de marché, car la capacité nette d'import depuis l'Espagne, proposée aux enchères de long terme et journalière, est très faible (de l'ordre de 314 MW). En effet, la capacité proposée aux enchères journalières lors des heures où le différentiel de prix sur les marchés du jour pour le lendemain était favorable à l'import était en moyenne de 230 MW, tandis que pour ces mêmes heures, la capacité proposée lors de la première enchère infra-journalière était de 350 MW en moyenne.

<sup>30</sup> Depuis le 22 mai 2007.

Ainsi, comme le montre la figure 16, le prix des enchères infra-journalières à l'import est nettement corrélé au différentiel de prix J-1 entre l'OMEL et Powernext. Le revenu de ces enchères, sur l'année 2008, s'est élevé à 16,7 millions d'euros pour l'import, ce qui représente 36 % des recettes d'enchères totales à l'import. À l'export, ce revenu s'est élevé à seulement 385 000 euros.

**Figure 16 – Prix marginal des enchères infra-journalières sur l'interconnexion France-Espagne par rapport au différentiel de prix horaire entre OMEL et Powernext, en 2008**



Sources : RTE, Powernext, OMEL – Analyse : CRE

## 5. ÉCHANGES D'AJUSTEMENT

Les échanges transfrontaliers d'ajustement contribuent à renforcer la sécurité d'approvisionnement et permettent une réduction du prix de règlement des écarts grâce à la mise à disposition des gestionnaires de réseaux d'offres moins chères, et à l'accroissement de la concurrence sur le marché de l'ajustement.

### 5.1. Bilan des échanges d'ajustement en 2008

Les échanges d'ajustement entre la France et les pays voisins peuvent aujourd'hui avoir lieu :

- *Dans le cadre du mécanisme d'ajustement.* Les offres étrangères sont interclassées avec les offres françaises et sont sollicitées lorsqu'elles sont dans l'ordre de préséance économique.

- *Dans le cadre des contrats d'échange de réserves de secours conclus entre RTE et les GRT voisins.* Les offres étrangères ne sont sollicitées qu'en dernier recours, après épuisement des offres disponibles sur le mécanisme d'ajustement.

**Dans le cadre du fonctionnement normal du mécanisme d'ajustement**, seuls les acteurs suisses et allemands participent activement à la fourniture d'offres d'ajustement sur le système français. En théorie, l'accès au mécanisme d'ajustement est également ouvert aux acteurs britanniques, espagnols et italiens. Mais, en pratique, l'organisation du marché infra-journalier dans ces États membres, associée à l'obligation pour les acteurs d'ajustement d'acquiescer de la capacité d'interconnexion pour fournir des offres d'ajustement, rend impossible leur participation effective au mécanisme d'ajustement français.

Comme l'année précédente, la participation des acteurs étrangers sur le mécanisme d'ajustement français se limite donc aux offres d'ajustement activées par RTE auprès des acteurs suisses et allemands, qui constituent donc toujours l'essentiel de la concurrence à l'acteur historique dominant sur le mécanisme d'ajustement français.

Le tableau 14 montre que la part de marché globale des acteurs étrangers, suisses et allemands, est restée stable en 2008 par rapport à 2007. Ils contribuent à hauteur de 13 % des volumes activés sur le mécanisme d'ajustement français (hausse et baisse confondues). Cependant, on observe que leur part de marché pour les ajustements à la hausse a baissé de 20 à 13 % mais qu'elle a augmenté pour les ajustements à la baisse de 7 à 12 %. Les acteurs allemands ont augmenté leur part de marché sur les offres à la baisse tandis que la part de marché des acteurs suisses a diminué sur les offres à la hausse.

**Tableau 14 – Participation des acteurs étrangers au mécanisme d'ajustement français en 2008**

	Offres à la hausse en 2008	Rappel 2007	Offres à la baisse en 2008	Rappel 2007
Capacité moyenne activée sur le MA <sup>31</sup>	335 MW (+7 % /2007)	312 MW	461 MW (+16 % /2007)	398 MW
Activité moyenne des opérateurs étrangers <sup>32</sup>	43 MW (13 %)	62 MW (20 %)	57 MW (12 %)	27 MW (7 %)
Activité moyenne des opérateurs suisses	30 MW (9 %)	50 MW (16 %)	27 MW (6 %)	18 MW (4,5 %)
Activité moyenne des opérateurs allemands	13 MW (4 %)	12 MW (4 %)	30 MW (6 %)	9 MW (2,5 %)

Source : RTE – Analyse : CRE

Par ailleurs, les acteurs de marché français n'ont pas aujourd'hui la possibilité de participer aux mécanismes d'ajustement des États membres voisins. Cette situation résulte avant tout :

- en Espagne, d'un obstacle juridique : seuls les sites directement raccordés au réseau espagnol sont autorisés à remettre des offres d'ajustement ;
- en Allemagne et en Belgique, d'une gestion de l'équilibre offre-demande reposant quasi exclusivement sur des réserves contractualisées. La contractualisation de réserves impose au fournisseur de garantir la disponibilité de ces réserves

<sup>31</sup> Quel que soit le motif d'activation des offres, hors reconstitution des services systèmes.

<sup>32</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.

à tout moment. L'exigence de cette disponibilité exclut de fait la fourniture de réserve transfrontalière, sujette à la disponibilité de la capacité d'interconnexion. Or, la disponibilité de la capacité d'interconnexion pour des échanges d'ajustement ne peut être garantie. En effet, réserver de la capacité d'interconnexion aux fins d'ajustement serait incompatible avec une gestion efficace des capacités d'interconnexion et, notamment, avec l'obligation résultant de l'article 6 du règlement communautaire 1228/2003 de remettre à disposition du marché la capacité non utilisée ;

- en Italie, de l'absence de marché infra-journalier et donc de l'impossibilité pour les acteurs de modifier leurs offres près du temps réel en fonction des besoins d'équilibrage de leur portefeuille.

Toutefois, des offres d'ajustement françaises peuvent être activées par RTE sur sollicitation du gestionnaire de réseau britannique National Grid, afin de répondre aux besoins du système électrique de Grande-Bretagne<sup>33</sup> (tableau 15). Cependant, le prix des offres proposées par RTE à National Grid n'est pas lié au prix des offres disponibles sur le mécanisme d'ajustement français. Ces dispositions ont évolué en mars 2009 avec la mise en place de la première phase du projet BALIT (cf. partie 2, section 2.1).

**Tableau 15 – Sollicitations par National Grid au titre du contrat BASA (GWh)<sup>34</sup>**

	2007	2008
France vers Angleterre	307	235
Angleterre vers France	134	60

Source : RTE – Analyse : CRE

**Dans le cadre des contrats de réserves de secours entre GRT,** les échanges d'ajustement ne peuvent avoir lieu qu'en dernier recours, après épuisement des offres disponibles. Ces réserves sont donc sollicitées par RTE en dehors du cadre de fonctionnement normal du mécanisme d'ajustement, juste avant le recours aux moyens exceptionnels<sup>35</sup>. Les offres sont échangées par les GRT à un prix, déterminé la veille, à partir des prix sur les marchés organisés, selon une méthode prévue dans le contrat. La disponibilité de ces réserves n'est pas garantie et l'un des GRT peut, à tout moment, rendre ses réserves indisponibles pour faire face aux tensions sur son système. Lorsqu'elles sont disponibles, ces réserves d'urgence sont activables en dix minutes.

RTE a conclu des contrats d'échanges de réserves de secours avec tous les pays voisins, à l'exception de l'Espagne, car la législation espagnole ne le permet pas aujourd'hui.

L'énergie activée au titre des contrats de secours en 2008 est donnée dans le tableau 16. Concernant les activations par RTE des contrats de secours, le prix de

<sup>33</sup> Ces offres sont activées dans le cadre du contrat BASA (*Balancing and ancillary services agreement for the provision of commercial ancillary services*) conclu entre RTE et National Grid.

<sup>34</sup> Ces chiffres tiennent compte des activations du contrat BASA par National Grid dans le cadre de fonctionnement normal du mécanisme d'ajustement anglais, mais aussi en cas d'insuffisance des offres disponibles (volet « secours » du contrat). Pour l'essentiel, les échanges résultent de l'activation du contrat dans le cadre de fonctionnement normal du mécanisme d'ajustement anglais.

<sup>35</sup> Il s'agit des moyens disponibles dont l'usage est limité par des conditions restrictives qui s'imposent à l'acteur d'ajustement et à RTE, et des moyens d'urgence (baisse de tension, délestage).

cette énergie a varié, en 2008, entre 113 et 234 €/MWh (il était compris entre 90 et 340 €/MWh en 2007). Les volumes sollicités par RTE en 2008, pour maintenir l'équilibre offre-demande en France, ont augmenté par rapport à 2007 (3 866 MWh contre 2 852 MWh en 2007) tandis que celles faites auprès de RTE ont diminué (4 700 MWh contre 11 200 MWh en 2007).

**Tableau 16 – Activation des réserves de secours (MWh)<sup>36</sup>**

	Activation auprès de RTE		Activation par RTE	
	À la hausse	À la baisse	À la hausse	À la baisse
<b>Allemagne</b>	0	0	0	600
<b>Belgique</b>	800	1 500	750	678
<b>Italie</b>	2 400	0	300	0
<b>Suisse</b>	0	0	1538	0

Source : RTE – Analyse : CRE

## 5.2. Potentiel de développement des échanges d'ajustement

Comme indiqué précédemment, seuls les acteurs suisses et allemands peuvent aujourd'hui participer au mécanisme d'ajustement français et cela n'est pas réciproque. Par conséquent des efforts importants sont nécessaires pour développer l'accès d'autres acteurs étrangers au mécanisme d'ajustement français ainsi que, réciproquement, l'accès des acteurs français aux mécanismes d'ajustement des pays voisins.

Le bilan de l'utilisation des capacités d'interconnexion révèle qu'une part importante de la capacité restante, non utilisée par les acteurs de marché, pourrait être utilisée pour des échanges d'ajustement (voir tableau 17).

**Tableau 17 – Capacité d'interconnexion non utilisée, disponible pour des échanges d'ajustement, en 2008<sup>37</sup>**

	Capacité moyenne disponible à l'export (MW)	Pourcentage de pas horaires où la capacité disponible pour l'export d'ajustement est supérieure à 500 MW	Capacité moyenne disponible à l'import (MW)	Pourcentage de pas horaires où la capacité disponible pour l'import d'ajustement est supérieure à 500 MW
<b>Allemagne</b>	1 878	89 %	1 882	71 %
<b>Angleterre</b>	647	40 %	3 282	100 %
<b>Belgique</b>	1 122	67 %	2 130	95 %
<b>Espagne</b>	505	43 %	790	53 %
<b>Italie</b>	378	26 %	2 953	99 %

Source : RTE – Analyse : CRE

<sup>36</sup> Hors Angleterre, car les données relatives à l'utilisation du volet secours du contrat BASA ne sont pas encore disponibles.

<sup>37</sup> La capacité disponible pour des échanges d'ajustement est évaluée comme la différence entre la capacité nette de l'interconnexion, et le flux net issu de l'utilisation des capacités de long terme, journalières et infra-journalières.

## 6. GESTION DES CAPACITÉS PAR LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX

### 6.1. Évolution du niveau des capacités

La question du niveau des capacités est une question très difficile et un enjeu majeur pour le développement du marché européen de l'énergie.

L'enjeu de court terme est d'optimiser l'utilisation des infrastructures existantes en mettant à la disposition des opérateurs de marché « *la capacité maximale des interconnexions et/ou des réseaux de transport ayant une incidence sur les flux transfrontaliers [...] dans le respect des normes de sécurité de l'exploitation sûre du réseau* » (paragraphe 3 de l'article 6 du règlement communautaire 1228/2003). Or, aujourd'hui, force est de constater qu'il existe une forte asymétrie d'information entre régulateurs et gestionnaires de réseaux sur les marges de manœuvre réellement à la disposition de ces derniers pour augmenter les capacités d'interconnexion mises à disposition des acteurs de marché.

À plus long terme, l'enjeu est de développer de nouvelles infrastructures de transport. Cela nécessite, d'une part, une forte coordination des gestionnaires de réseaux afin d'identifier les besoins réels d'investissements, d'autre part, une simplification des procédures d'autorisation pour construire de nouvelles lignes, et, enfin, une coordination entre régulateurs pour le financement des investissements.

Plusieurs pistes sont discutées, soit dans le cadre des obligations réglementaires actuelles, soit dans le cadre du troisième paquet législatif, pour répondre à ces enjeux de taille, parmi lesquelles on peut citer :

- une obligation de transparence de la part des gestionnaires de réseaux sur le calcul des capacités mises à la disposition du marché ;
- une obligation de renforcer la coordination des gestionnaires de réseaux, tant pour le calcul des capacités, que pour l'élaboration de plans d'investissements régionaux ;
- la mise en place d'un cadre de régulation facilitant les mesures de redispatching coordonné entre les gestionnaires de réseaux (cf. encadré 5) ;
- la mise en place d'incitations adaptées avec comme objectif ultime d'accélérer l'intégration des marchés (cf. partie 3, section 5).

### Encadré 5 – Vers la mise en place d'un cadre de régulation plus adapté aux actions de « *redispatching* » coordonné<sup>38</sup>

Le calcul des capacités d'interconnexion est un problème complexe qui oblige les GRT à arbitrer entre la capacité offerte au marché et le niveau de risque qu'un engagement sur cette capacité représente. D'après le règlement communautaire 1228/2003, des actions de *redispatching* coordonné peuvent permettre aux GRT de maximiser les capacités d'interconnexion offertes, tout en garantissant leur fermeté et la sûreté du réseau, au meilleur coût.

Néanmoins, le deuxième rapport de l'ERGEG évaluant le degré de conformité des méthodes de gestion des congestions aux interconnexions européennes avec le règlement communautaire 1228/2003<sup>39</sup> a mis en évidence le faible recours à ce type de mécanisme en Europe. Cela peut notamment s'expliquer par l'inexistence de cadre de régulation adapté ou le manque de compatibilité des architectures de marché en Europe.

À titre d'exemples, des discussions sur le partage des coûts du *redispatching* coordonné perdurent sur la frontière France-Espagne, sans parvenir à un accord. Le principe même de fermeté physique des capacités d'interconnexion a été remis en cause par certains GRT ; les GRT allemands notamment estiment ne pas avoir tous les outils nécessaires à la mise en place d'actions de *redispatching* coordonné.

La CRE souhaite que le *redispatching* coordonné puisse se développer au profit d'une meilleure fermeté des capacités, d'une maximisation des capacités offertes, d'une plus grande efficacité économique et d'une meilleure sécurité des réseaux.

Les pistes de travail identifiées sont notamment :

- *Une meilleure coordination des GRT.* Les échanges de données en temps réel et l'analyse commune des situations de réseau critiques peuvent permettre aux GRT d'élaborer ensemble des solutions plus efficaces pour lever les congestions. La CRE constate avec satisfaction les récentes évolutions en matière de coopération accrue entre GRT. Depuis la mise en place du centre de coordination Coreso, des solutions ont déjà été élaborées conjointement pour lever des contraintes sur le réseau et mises en œuvre avec succès, montrant l'intérêt du développement du *redispatching* coordonné.

- *L'élaboration d'un cadre réglementaire commun.* La CRE souhaite que les régulateurs s'accordent sur des principes communs régissant le partage et la couverture des coûts, ainsi que le contrôle et la régulation des pratiques de *redispatching*. La mise en place de mécanismes incitatifs pourrait également favoriser l'utilisation efficace du *redispatching* à l'échelle régionale.

- *Une harmonisation des mécanismes de résolution des contraintes.* L'ensemble des GRT doivent disposer des outils et des pouvoirs nécessaires au *redispatching* de la production en cas de contraintes sur le réseau.

<sup>38</sup> Le *redispatching* coordonné est parfois appelé « *counter-trading* ». Il ne s'agit alors pas, pour les GRT, d'utiliser les mécanismes d'allocation J-1 (cf. section 1.2, partie 3), mais de réaliser des échanges commerciaux après l'étape J-1.

<sup>39</sup> Lire le rapport sur le site de l'ERGEG à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/nhddyu>



- **Évolution des capacités de transfert nettes**

Chaque jour, les GRT estiment la capacité totale qu'ils seront en mesure d'allouer deux jours plus tard. Cette estimation se fonde sur :

- les prévisions de consommation et de production ;
- les prévisions sur la configuration de réseau, et notamment les lignes en maintenance.

Dans le tableau 18, sont présentés la moyenne, le premier et le dernier décile des capacités nettes de transfert calculées en J-2 (NTC J-2), calculés au pas horaire pour toute une année, pour les interconnexions avec l'Allemagne, la Belgique et l'Espagne. Sur les autres frontières françaises, ce calcul n'est pas proposé, pour les raisons suivantes :

- Sur l'interconnexion France-Italie, la capacité proposée à l'export est une capacité « cible » convenue annuellement par les gestionnaires de réseaux de transport impliqués dans les frontières nord de l'Italie pour l'année suivante. Depuis 2003, RTE et TERNA proposent 2 650 MW en hiver et 2 400 MW en été, excepté au mois d'août pendant lequel la capacité est plus faible du fait de la maintenance réalisée à cette période. À l'import, depuis janvier 2007, la capacité proposée est également une capacité « cible ». Elle est de 995 MW en hiver et 870 MW en été. Avant 2007, les GRT ne calculaient pas de capacité dans ce sens de l'interconnexion.

- Sur l'interconnexion France-Suisse, la capacité est calculée de façon à permettre le passage des contrats de long terme entre les opérateurs historiques des deux pays.

- Sur l'interconnexion France-Angleterre, qui est constituée de câbles en courant continu, la capacité totale de l'interconnexion (2000 MW), est proposée au marché, sauf avarie.

Pour rappel, les déciles sont neuf valeurs qui divisent un ensemble de données, triées selon une relation d'ordre, ici croissant, en dix parts égales, de sorte que chaque partie représente 1/10<sup>e</sup> de l'échantillon de population. Donc, le 1<sup>er</sup> décile sépare l'ensemble des données entre les 10 % inférieurs et le reste des données tandis que le 9<sup>e</sup> décile sépare les 90 % inférieurs des données des 10 % supérieurs.

**Tableau 18 – Évolution des capacités nettes proposées en J-2 (MW)**

		2008			2007			2006		
		Moyenne NTC J-2	1 <sup>er</sup> décile	9 <sup>e</sup> décile	Moyenne NTC J-2	1 <sup>er</sup> décile	9 <sup>e</sup> décile	Moyenne NTC J-2	1 <sup>er</sup> décile	9 <sup>e</sup> décile
<b>Allemagne</b>	Export	1 965	1 600	2 300	1 568	1 300	2 100	1 477	1 330	1 700
	Import	3 340	2 243	4 500	4 373	3 760	4 904	4 565	4 500	4 800
<b>Belgique<sup>40</sup></b>	Export	2 532	1 800	3 400	2 575	1 900	3 300	2 639	2 000	3 400
	Import	898	650	1 100	1 001	700	1 300	1 130	1 100	1 200
<b>Espagne</b>	Export	977	300	1 300	1 058	400	1 400	1 138	800	1 400
	Import	278	200	300	289	300	300	386	300	450

Sur la frontière avec l'Allemagne, on observe qu'après deux ans de stabilisation du niveau de la capacité disponible à l'export, celle-ci a nettement augmenté en 2008 (+ 25%). Par ailleurs, la tendance à la baisse de la capacité disponible à l'import, observée ces deux dernières années, s'est accentuée en 2008 avec un niveau moyen de la capacité disponible inférieur de 1000 MW par rapport à l'an passé.

Sur la frontière belge, la capacité moyenne a diminué dans les deux sens mais notamment dans le sens de l'import (-10 % par rapport à 2007). Ceci s'explique par les nombreux travaux programmés sur cette interconnexion (193 jours au total). Dans le sens de l'import, la capacité a été inférieure ou égale à 800 MW pendant 86 jours.

En 2008, la moyenne annuelle de la NTC J-2 à l'export sur l'interconnexion France-Espagne a été de 977 MW, ce qui s'inscrit dans la tendance baissière observée depuis 2006. À l'import, la moyenne a légèrement diminué à 278 MW. Il est cependant important de noter que plus de 10 % du temps la NTC J-2 était inférieure ou égale à 200 MW alors qu'en 2007 elle n'était pas descendue en dessous de 300 MW plus de 10 % du temps.

### • Évolution des capacités proposées aux enchères de long terme

Si on se place dans l'optique de maximiser les capacités offertes aux horizons de long terme, comme demandé avec insistance par beaucoup d'acteurs de marché<sup>41</sup> :

- la capacité allouée à l'horizon annuel devrait correspondre au niveau minimum (horaire) de la NTC, observé pendant l'année ;
- la somme des capacités allouées aux horizons annuel et mensuel devrait correspondre au niveau minimum (horaire) de la NTC, observé pendant le mois.

Afin d'éliminer les valeurs extrêmement basses de NTC, qui correspondraient à des situations pendant lesquelles les gestionnaires de réseaux pourraient faire appel à des mesures spécifiques (réductions des capacités, *redispatching*), on exclut du calcul les huit valeurs de NTC les plus faibles (valeurs observées pendant 1 % de chaque mois<sup>42</sup>). Ainsi, la valeur retenue correspond au premier percentile de la NTC.

<sup>40</sup> La publication des données relatives à la NTC J-2 à l'export ne commence qu'au 26 octobre 2006.

<sup>41</sup> Voir par exemple la publication d'EFET, *Key principles in the treatment of electricity transmission capacity rights and their linkage to day ahead allocation mechanisms*, à l'adresse suivante : <http://www.efet.org/Download.asp?File=6342>

<sup>42</sup> La valeur de 1 % est fixée de manière arbitraire.



Actuellement, le calcul des capacités n'est pas toujours basé sur cette hypothèse de maximisation des capacités offertes aux horizons de long terme. Par exemple, sur la frontière belge, un niveau de capacité est réservé pour le couplage des marchés journaliers.

Dans le tableau 19, les deux premières colonnes de résultats permettent de comparer le niveau des capacités allouées à l'horizon annuel avec le niveau de capacité disponible qui aurait pu être offert aux acteurs à cet horizon s'il était tenu compte des mesures spécifiques à disposition des GRT (telles que le *redispatching* coordonné, le rachat de capacité...). Ce niveau de capacité qui pourrait être offert est calculé comme le niveau de capacité disponible minimum observé en dehors de huit heures au cours du mois le plus contraint.

Les deux dernières colonnes permettent de comparer le niveau moyen des capacités allouées en annuel et en mensuel avec le niveau moyen de capacité disponible qui pourrait être offert aux acteurs à cet horizon s'il était tenu compte des mesures spécifiques (telles que l'ajustement coordonné, le rachat de capacité...). Ce niveau de capacité qui pourrait être offert est calculé comme le niveau de capacité disponible minimum observé en dehors des huit heures les plus contraintes de tous les mois.

**Tableau 19 – Capacités offertes aux horizons de long terme et capacités théoriques**

		Capacité annuelle offerte	1 <sup>er</sup> percentile mensuel minimum	Moyenne de la somme des capacités LT offertes par mois	Moyenne des 1 <sup>ers</sup> percentiles mensuels
<b>Allemagne</b>	Export	700	1 400	1 460	1 679
	Import	1 000	1 251	1 575	2 223
<b>Belgique</b>	Export	1 300	1 700	1 467	2 125
	Import	400	600	579	733
<b>Italie (sans août)</b>	Export	1 800	1 482	2 446	2 316
	Import	700	870	949	984
<b>Italie (août)</b>	Export	1 000	1 050	1 100	1 050
	Import	700	870	870	870
<b>Espagne<sup>43</sup></b>	Export	150	50	430	396
	Import	100	0	207	83

Dans le cas de l'interconnexion entre la France et l'Allemagne, on observe une importante différence entre la capacité offerte en annuel et la capacité en base disponible toute l'année en contrepartie de moins de huit heures d'actions spécifiques sur un mois. Cette différence est aussi importante, surtout dans le sens de l'import, entre la moyenne des capacités de long terme et la moyenne de la capacité disponible contre moins de huit heures d'actions spécifiques tous les mois.

Sur la frontière belge, la situation est similaire même si les différences sont moins marquées. On observe aussi que l'écart est plus important dans le sens de l'export.

<sup>43</sup> Les produits alloués sur cette frontière comprennent des périodes d'indisponibilité programmée.

Le cas italien est très particulier pour trois principales raisons :

- Différents types de produits peuvent être proposés pour un même horizon : par exemple, il est possible d'acheter des produits en base et en pointe aux enchères mensuelles dans le sens de l'export vers l'Italie.
- Les périodes de maintenance annuelle sont systématiquement programmées en août, ce qui explique la distinction faite dans le tableau.
- Une capacité « cible » est fixée annuellement par les gestionnaires des réseaux de transport d'électricité impliqués dans les frontières nord de l'Italie.

Cette dernière caractéristique permet donc aux GRT d'allouer des capacités de long terme à des niveaux proches de ceux de la NTC J-2. Cependant, cet avantage n'est pas sans conséquence : l'engagement des GRT les contraint à tout mettre en œuvre pour assurer le niveau de capacité, ce qui peut se faire au détriment d'autres frontières (encadré 6) et qui peut avoir un coût financier non négligeable.

Dans les deux premières colonnes du cas sans le mois d'août, la capacité annuelle dans le sens de l'export est supérieure au premier percentile du mois le plus contraint. Ceci est dû à des inondations survenues dans le sud-est à la fin du mois de mai dont les conséquences se sont prolongées en juin.

Dans les deux dernières colonnes, dans les deux cas, la capacité de long terme dans le sens de l'export est supérieure à la moyenne des premiers percentiles des mois de l'année. Excepté le problème survenu en juin, cette situation n'implique pas une prise de risque des GRT : la présence de différents produits explique que la moyenne de la capacité allouée a été supérieure à celle des huit heures les plus contraintes du mois.

### Encadré 6 – Méthode de répartition des marges physiques sur les frontières Est

À partir d'un cas de base de référence, RTE détermine sur chaque ouvrage du réseau de transport la marge physique encore disponible après l'application du critère dit « N-1 », qui exige que l'ouvrage considéré puisse supporter les flux supplémentaires engendrés par la perte accidentelle d'un élément quelconque du réseau.

RTE répartit la marge physique obtenue sur chacun des ouvrages considérés selon la règle suivante :

- RTE alloue la moitié de la marge physique à la frontière France-Belgique et la moitié à la frontière France-Allemagne pour les échéances de long terme ou journalières (les capacités sur les frontières France-Suisse et France-Italie sont fixées) ;

- RTE alloue un tiers de la marge physique à chacune des trois frontières France-Belgique, France-Allemagne et France-Suisse pour l'échéance infra-journalière (la capacité sur l'interconnexion France-Italie est fixée).

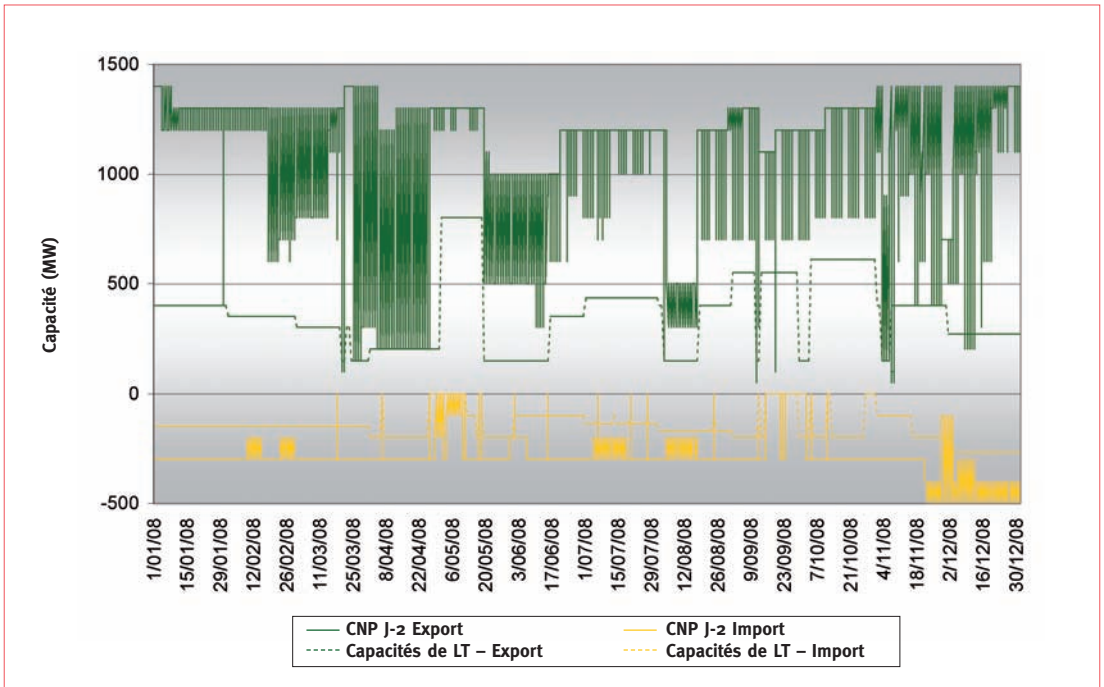
Les capacités commerciales disponibles (ATC) simultanément utilisables sont calculées en divisant la marge physique allouée à chaque frontière par le « coefficient d'influencement » de cet échange sur l'ouvrage en contrainte.

Les ATC retenues sont les ATC minimales calculées pour chacun des ouvrages.

Cette répartition de la marge physique n'est certainement pas idéale pour attribuer les capacités aux frontières qui en ont le plus besoin. L'application d'une méthode d'allocation des capacités « *flow-based* » pourra remédier durablement à cette « désoptimisation ».

La situation sur la frontière espagnole est particulièrement complexe à analyser. Cette difficulté résulte de l'existence de produits contenant des périodes d'indisponibilité ainsi que des coupures relativement fréquentes survenant sur l'interconnexion, du fait des fortes contraintes pesant sur le réseau espagnol (encadré 7). Afin de mieux appréhender l'adéquation entre le niveau des capacités de long terme et le niveau de la NTC J-2, l'analyse de la figure 17 est plus adéquate.

**Figure 17 – Capacités nettes et capacités allouées aux horizons de long terme sur l'interconnexion France-Espagne en 2008**



Source : RTE – Analyse : CRE

Il apparaît ainsi que le niveau moyen des capacités allouées est, certains mois, supérieur au niveau des huit heures les plus contraintes. Mais on observe aussi qu'il est bien en deçà pour les autres. Ainsi, si certains mois ont nécessité plus de huit heures d'actions spécifiques, il n'en a rien été pour les autres où le niveau des capacités de long terme était plus bas que le niveau des NTC J-2.

## Encadré 7 – Analyse des capacités calculées par chacun des GRT de la frontière France-Espagne

Lors de la mise en commun des résultats de leur calcul des capacités à une frontière donnée, les GRT choisissent le minimum des capacités calculées par chacun des GRT impliqués, afin que chacun puisse garantir la sûreté de son réseau. Le GRT limitant (celui qui propose la capacité la plus faible) est le plus souvent le GRT du pays exportateur. Ainsi, les GRT allemands ne font pas de calcul de capacité pour la frontière France-Allemagne dans le sens France vers Allemagne. En effet, le réseau le plus contraint pour exporter de l'électricité de France vers Allemagne est le réseau français. Réciproquement, RTE ne fait pas de calcul de capacité dans le sens Allemagne vers France.

L'analyse des données de capacités mensuelles proposées pour chaque jour du mois par les GRT REE et RTE sur la frontière France-Espagne (sur la période de mai 2007 à juin 2008) confirme que, dans le sens Espagne vers France, REE propose systématiquement une capacité plus faible que RTE. Les flux d'Espagne vers France sont particulièrement contraints par le réseau espagnol, de telle sorte que les écarts de capacités proposées sont en moyenne de 1000 MW, et peuvent même atteindre 1300 MW.

Néanmoins, dans le sens France vers Espagne, RTE ne propose pas forcément une capacité inférieure à REE. En effet, sur la même période que précédemment, REE est le GRT limitant entre 35 et 41 % du temps (selon que l'on se place en heures de pointe ou pas). Les écarts entre les capacités peuvent être importants et sont généralement dus au défaut d'ouvrages sur le réseau espagnol. Lorsque RTE est limitant, les écarts entre les capacités proposées sont en moyenne d'environ 560 MW. Ces écarts s'expliquent par deux raisons :

- le défaut important d'un ouvrage contraint le réseau français ;
- la consommation attendue risque d'être importante, en particulier lors de vagues de froid extrême en hiver ou de canicule en été.

### 6.2. Réductions de capacité et coûts de « *redispatching* »

Les gestionnaires de réseaux font face, régulièrement, à des situations pendant lesquelles la totalité des capacités de long terme qu'ils ont allouées ne peut pas être physiquement utilisée, car cela mettrait en péril la sécurité du réseau. Plusieurs outils sont potentiellement à leur disposition pour résoudre ces contraintes (cf. partie 3, section 1.2). Les outils actuellement à la disposition de RTE pour assurer la sécurité du réseau sont les suivants :

- *Réductions des capacités allouées* : moyennant indemnisation, les détenteurs de capacités de long terme se voient réduire une partie de leurs droits de transferts.

- *Réaménagement des plans de production ou « *redispatching* »* : les GRT peuvent activer des offres sur les mécanismes d'ajustement (MA), de part et d'autre de la frontière, de façon à lever les contraintes.

- *Modification de la topologie du réseau* : les GRT peuvent utiliser des transformateurs-déphaseurs, installés sur certaines lignes, qui permettent de réorienter les flux sur le réseau en temps réel.

Ces outils ne sont pas équivalents et n'ont pas la même efficacité pour résoudre les contraintes. Ainsi, les réductions de capacité n'ont de sens que si elles sont

décidées suffisamment en amont – et en tout état de cause avant l'étape de nomination des capacités de long terme – comme mesure *préventive* pouvant contribuer à garantir la sécurité des réseaux. Dans la mesure où il ne peut avoir qu'un impact indirect sur les flux physiques, sans garantie aucune que la modification des flux physiques engendrée permettra effectivement de lever les contraintes, cet outil ne peut, en aucune manière, être considéré comme une solution curative de dernier recours pour garantir la sécurité des réseaux.

En revanche, dans la mesure où ils ont un impact direct sur les flux physiques et sur les contraintes, le réaménagement des plans de production et la modification de la topologie du réseau sont les seules actions curatives efficaces susceptibles de garantir la sécurité des réseaux à l'approche du temps réel.

L'utilisation de ces outils a un coût pour les GRT. Par exemple, l'installation de transformateurs-déphaseurs qui servent à modifier la topologie du réseau représente un coût fixe non négligeable. Le « *redispatching* » a également un coût, celui des offres activées sur le mécanisme d'ajustement (tableau 20). Ces offres doivent être activées par ordre de prix croissant et en tenant compte de leur impact sur la contrainte, afin que, conformément au point 1.3 de l'annexe du règlement communautaire 1228/2003, les actions prises par les gestionnaires de réseaux soient économiquement efficaces. La méthode utilisée par RTE pour déterminer les coûts provenant des congestions internationales et des congestions internes au réseau français est actuellement en discussion (encadré 8).

**Tableau 20 – Coûts de « *redispatching* » présentés par RTE pour assurer le niveau des capacités d'interconnexion en 2008**

	Coûts annoncés par RTE (k€)
<b>Allemagne</b>	362
<b>Angleterre</b>	0
<b>Belgique</b>	68
<b>Espagne</b>	255
<b>Italie</b>	417
<b>Suisse</b>	96
<b>Total :</b>	<b>1 198</b>

Source : RTE

On remarque une baisse importante du coût total de « *redispatching* » en 2008 (1,2 million d'euros contre 6,72 millions d'euros en 2007). Cette différence s'explique par la mise en service de la nouvelle ligne Lyon-Chambéry le 19 octobre 2007 qui a permis de décongestionner le réseau du sud-est de la France et de réduire considérablement le besoin de *redispatching* pour les interconnexions suisse et italienne.



### Encadré 8 – Méthode appliquée par RTE pour répartir les coûts de « redispatching »

Pour ses études, RTE divise son réseau en sept régions électriques. Ce réseau est relié au reste de l'Europe par six interconnexions.

Les coûts de congestions nationales et coûts de congestions internationales sont estimés par RTE en fonction du prorata de la somme des « coefficients d'influencement »<sup>44</sup> des sept régions et des six interconnexions qu'il a calculés. RTE ne tient compte pour ce calcul que des « coefficients d'influencement » supérieurs à 3 % et aggravant la contrainte.

De même, les réductions de capacité ont un coût pour les GRT, qui doivent indemniser les acteurs qui perdent leurs droits, conformément au paragraphe 2 de l'article 6 du règlement communautaire 1228/2003. Le schéma d'indemnisation actuel sur les interconnexions continentales est la règle dite « des 110 % » : la perte d'un droit de transfert alloué est indemnisée à hauteur de 10 % de sa valeur initiale, en sus de son remboursement (tableau 21).

La mise en œuvre d'un schéma d'indemnisation basé sur le différentiel de prix des marchés du jour pour le lendemain, avec des plafonds limitant le risque financier supporté par les utilisateurs du réseau, a été décidée par les régulateurs de la région Sud-ouest et est entrée en application sur la frontière France-Espagne en juin 2009 (cf. partie 2, section 4.1).

**Tableau 21 – Réductions de capacité en 2008 sur les frontières continentales et coût de l'indemnisation**

		Profondeur moyenne des réductions (MW)	Part moyenne de la capacité de long terme	Nombre d'heures concernées dans l'année	Coût de l'indemnisation avec la règle des 110 % (k€)	Coût de l'indemnisation au différentiel de prix (k€)
<b>Allemagne</b>	Export	0	0 %	0	0	0
	Import	0	0 %	0	0	0
<b>Belgique</b>	Export	0	0 %	0	0	0
	Import	0	0 %	0	0	0
<b>Espagne</b>	Export	205	57 %	98	70	51
	Import	155	76 %	207	474	609
<b>Italie</b>	Export	644	28 %	151	1668	389
	Import	0	0 %	0	0	0
<b>Total :</b>					<b>2 210</b>	<b>1 049</b>

Sources : RTE, Powernext, OMEL, IPEX – Analyse : CRE

Sur la frontière espagnole, en plus des réductions de capacité dans le sens de l'import, le produit annuel a également été interrompu pendant 2 904 heures en 2008 (contre 456 heures en 2007). Dans la mesure où elles étaient prévues et précisément annoncées dans les spécifications d'enchères, ces interruptions n'ont pas donné lieu à une indemnisation. Ces interruptions programmées du produit annuel étaient en général dues à des travaux sur les lignes d'interconnexion.

<sup>44</sup> Le « coefficient d'influencement » d'un échange x-y, sur un ouvrage z, est le flux de puissance supplémentaire dans l'ouvrage z résultant de l'augmentation du volume d'échange x-y. Ce coefficient est exprimé en %.

Concernant les réductions « non programmées », qui ont donné lieu à une indemnisation, leur cause était en général liée à des travaux sur les réseaux internes de RTE ou de REE, ou à une faible marge de production en Espagne.

Le coût total des indemnisations sur cette frontière a diminué de moitié entre 2007 et 2008, passant d'environ 1,1 million d'euros à environ 550 000 euros. La baisse du coût des réductions entre 2007 et 2008 semble s'expliquer par un effet prix et par un effet volume. Pour ce qui est de l'effet volume, la diminution (par 2,7) de la durée des réductions a surcompensé l'augmentation (+45 %) de leur profondeur moyenne dans le sens des exports, conduisant ainsi à une diminution de 34 % du volume total des réductions donnant lieu à remboursement. Pour ce qui est de l'effet prix, la valorisation de la capacité annuelle à l'export a diminué de 12 % et les mois où les réductions ont été observées, le prix moyen de la capacité mensuelle n'a pas été très supérieur à celui de l'an passé. Dans le sens de l'import, si la profondeur moyenne des réductions et le nombre d'heures donnant lieu à remboursement ont légèrement augmenté, le prix moyen de la capacité de long terme a été nettement moins élevé que celui de l'année précédente (15 €/MWh en 2008 contre 32 €/MWh en 2007).

Sur la frontière italienne, certains produits de long terme comprennent aussi des périodes d'indisponibilité précisément définies dans les spécifications d'enchères. Cependant, des réductions donnant lieu à indemnisation ont aussi été observées sur cette frontière, concernant 644 heures dans le sens de l'export vers l'Italie. Ces réductions sont principalement dues à une avarie survenue à la fin du mois de mai et qui s'est prolongée en juin. Dans le sens de l'import, il n'y a pas eu de réductions donnant lieu à indemnisation.

Sur la frontière anglaise, le mécanisme est radicalement différent de la simple règle au forfait de 110 % appliquée sur les autres frontières françaises. Aussi les spécificités de la gestion des congestions sur l'interconnexion France-Angleterre, listées ci-dessous, empêchent-elles de réaliser des analyses similaires à celles réalisées sur les autres frontières françaises :

- *La fermeté des produits n'est pas garantie* : les capacités allouées aux différentes échéances de temps sont assorties d'un taux de disponibilité cible défini dans les spécifications d'enchères ;

- *Les capacités de long terme et journalières ne sont pas nominées fermement* : les acteurs indiquent aux GRT en J-1 leur intention de nommer les capacités acquises et peuvent modifier leurs nominations à chacun des six guichets infra-journaliers, dans la limite des « *intraday transfer limits* » définies par les gestionnaires de l'interconnexion (RTE côté français et National Grid Interconnector Licence ou NGIL côté anglais) ;

- *Les réductions des capacités peuvent survenir en temps réel.*

Sur cette base, RTE et NGIL calculent ex-post la disponibilité réelle de chaque type de capacité pour chaque acteur de marché. L'impact d'une réduction sur les capacités de long terme et de court terme est donc différent d'un acteur à l'autre selon les capacités détenues par l'acteur et les nominations qu'il a réalisées.

Les GRT comparent ensuite le taux de disponibilité réel des capacités de chaque acteur au taux de disponibilité cible défini pour chaque type de capacité acquise.

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. Inversement, lorsque la disponibilité réelle des capacités s'avère supérieure à la cible, c'est aux détenteurs de capacité de rémunérer le GRT pour la capacité supplémentaire qu'il a utilisée.

Chaque gestionnaire de l'interconnexion est en charge du calcul de la facture de réconciliation dans un sens de l'interconnexion. Pour l'année 2008, dans le sens de l'export vers l'Angleterre, le montant versé aux acteurs est de 1 654 k€. Dans le sens de l'import, le montant estimé de l'indemnisation versée aux acteurs s'élève à 626 k€.

**Tableau 22 – Réductions de capacité en 2008 sur l'interconnexion France-Angleterre et coût de l'indemnisation**

	Profondeur moyenne des réductions (MW)	Nombre d'heures concernées dans l'année
Export	591	1 780
Import	689	207

Source : RTE – Analyse : CRE

### 6.3. Annulations d'enchères

Le tableau 23 présente les annulations d'enchères observées pour les enchères journalières<sup>45</sup>.

Par ailleurs, sur la frontière espagnole, le premier tour des enchères infra-journalières du 14 octobre et le second tour des enchères infra-journalières du 9 juin ont été annulés à la demande de REE.

**Tableau 23 – Annulations d'enchères explicites journalières en 2008**

		Nombre d'enchères journalières annulées
<b>Allemagne</b>	Export	2
	Import	0
<b>Angleterre</b>	Export	0
	Import	0
<b>Espagne</b>	Export	6
	Import	6
<b>Italie</b>	Export	4
	Import	2
<b>Total :</b>		<b>20</b>

Source : RTE – Analyse : CRE

<sup>45</sup> Le tableau 23 présente les annulations liées à un dysfonctionnement du système d'enchères. Les annulations d'enchères causées par l'absence de capacité disponible à l'horizon journalier ne sont pas recensées ici.

## 7. BILAN GÉNÉRAL DE LA GESTION ET DE L'UTILISATION DES INTERCONNEXIONS FRANÇAISES EN 2008

Les interconnexions françaises sont encore trop rarement saturées et souvent utilisées à contresens du différentiel de prix des marchés (cf. tableaux 2 et 13). Les capacités mises à disposition du marché tout au long de l'année ne sont pas utilisées à leur maximum pendant trois quarts du temps, alors même que les différentiels de prix entre les marchés justifieraient des échanges. Il en résulte un taux de convergence des prix entre le marché français et les marchés voisins généralement inférieurs à 10 %.

Seule l'interconnexion France-Belgique échappe à ce constat. On y trouve, en effet, non seulement une forte convergence des prix (82 % du temps), mais aussi un taux d'utilisation efficace des capacités maximale. La convergence des prix entre les marchés français, belge et néerlandais ne cesse d'augmenter depuis le couplage des trois marchés en 2006 pour atteindre, en 2008, 66 % de convergence parfaite entre les trois marchés.

Les principaux axes d'amélioration pour une meilleure utilisation des capacités existantes sont :

- *L'extension du couplage des marchés sur l'ensemble des interconnexions françaises.* Un tel couplage permettrait en effet d'obtenir un taux d'utilisation efficace maximale des capacités disponibles en J-1.

- *L'amélioration des mécanismes d'allocation en infra-journalier.* On observe en effet des taux d'utilisation des capacités disponibles généralement inférieurs à 5 %.

- *Le développement des échanges d'ajustement inter-GRT.* La participation des acteurs étrangers, quoique déjà principale source de concurrence sur le mécanisme d'ajustement français, pourrait être encore largement augmentée.

Sur les interconnexions continentales, on observe une augmentation importante de l'utilisation des mécanismes de revente de capacités en 2008, avec, toutes interconnexions confondues, la moitié des détenteurs de capacités de long terme qui ont fait appel à ce service (tableau 10). Ce constat indique que les droits de transmission de long terme alloués par les GRT sont de plus en plus utilisés comme de purs instruments financiers d'arbitrage.

Comme en 2007, on observe encore une très faible utilisation des mécanismes de transfert de capacité sur l'ensemble des interconnexions françaises. Ce constat indique que les mécanismes existants ne sont pas bien adaptés aux besoins des acteurs de marché qui en font une de leurs priorités.

Les recettes d'enchères pour l'année 2008 ont atteint 383 millions d'euros. Cependant, le rapprochement important, observé au cours de l'année 2008, des prix de marché italien et français (le prix de marché italien, qui avait été supérieur au prix de marché français pendant 93 % du temps en 2007, l'a été seulement 50 % du temps en 2008), combiné à une diminution des différentiels de prix à terme entre le marché français et la plupart des marchés voisins, sont à l'origine d'une réduction marquée des recettes d'enchères des produits annuels en 2009 (-40 % par rapport à 2008, soit -155 millions d'euros).

La pertinence du niveau des capacités allouées aux horizons de long terme est difficile à évaluer, compte-tenu de l'asymétrie d'information entre les régulateurs et les gestionnaires de réseaux. Cependant, en particulier sur les interconnexions

belge et allemande où il n'y a pas eu de réduction ces dernières années<sup>46</sup>, les analyses présentées dans cette partie tendent à montrer qu'une marge de progression existe dans la distribution des capacités en faveur des échéances de long terme. La coordination accrue entre GRT, stimulée par la création du centre de calcul Coreso, devrait permettre d'exploiter cette marge de progression.

On remarque une baisse importante du coût total de « *redispatching* » en 2008 (1,2 million d'€ contre 6,72 millions d'€ en 2007). Cette différence s'explique par la mise en service de la nouvelle ligne Lyon-Chambéry le 19 octobre 2007 qui a permis de décongestionner le réseau du sud-est de la France et de réduire considérablement le besoin de « *redispatching* » pour les interconnexions suisse et italienne.

---

<sup>46</sup> Sur l'interconnexion France-Allemagne, la dernière réduction de capacité s'est produite en 2004, avant même la mise en place d'une méthode d'allocation des capacités dans le sens de l'import.



## PARTIE 2

# État d'avancement et priorités des initiatives régionales

### 1. LA RÉGION CENTRE-OUEST

#### 1.1. Événements marquants en 2008

- **La mise en œuvre d'une plate-forme régionale unique pour gérer les enchères explicites de long terme**

Le processus d'harmonisation et d'amélioration des règles au niveau régional a débuté dès 2007, mais les premiers résultats concrets ne sont arrivés qu'en 2008, avec la création de la filiale commune aux sept GRT de la région, CASC-CWE. Cette entité a pour mission l'allocation par enchères explicites des capacités de long terme des interconnexions au sein de la région.<sup>47</sup>

CASC-CWE a réalisé ses premières enchères en novembre 2008, avec les règles d'enchères alors en cours (trois jeux de règles différents dans la région). Pour ces premières enchères, toutes les fonctionnalités de CASC n'étaient pas opérationnelles : les échanges sur le marché secondaire par exemple étaient encore gérés par les plates-formes d'enchères préexistantes.

Cette première étape doit être complétée par une harmonisation totale des règles d'enchères au niveau régional et par le lancement de l'ensemble des fonctionnalités de CASC à l'automne 2009.

Les règles harmonisées font l'objet d'intenses discussions entre GRT et régulateurs, et ont été soumises à consultation publique. Les gestionnaires de réseaux ont proposé dès leur premier projet de règles la mise en place de la revente automatique des capacités de long terme non utilisées en journalier. Au-delà des améliorations apportées, l'harmonisation régionale de ces règles est un pas très important dans le sens de l'intégration des marchés Centre-ouest.

Par ailleurs, la CRE reste vigilante quant à l'application de la position de l'ERGEG sur la fermeté des capacités après l'étape de nomination sur la frontière France-Allemagne (cf. partie 3, section 1.1).

<sup>47</sup> CASC-CWE effectuera également les enchères journalières aux frontières allemandes, jusqu'au démarrage du couplage des marchés sur ces frontières.

• **Un travail important mené en 2008 sur le projet de couplage régional des marchés**

Le projet de couplage régional, étendant à l'Allemagne le couplage trilatéral (TLC) entre la France, la Belgique et les Pays-Bas, a fait l'objet d'un travail important en 2008, de la part des partenaires du projet (gestionnaires de réseaux et bourses de l'électricité). Ce projet s'inscrit dans le cadre du plan d'action des régulateurs, mais a aussi fait l'objet d'un mémoire d'entente signé par toutes les parties prenantes des cinq pays de la région (partenaires du projet, régulateurs, gouvernements, représentants d'acteurs de marché). Le projet est suivi dans le cadre de l'initiative régionale Centre-ouest, mais aussi du Forum Pentalatéral de l'Energie (PLEF), piloté par les gouvernements des cinq pays de la région.

Ce projet contient deux volets distincts :

- l'élaboration de l'algorithme de couplage lui-même et ses interactions avec les caractéristiques des marchés nationaux (travail porté par les bourses de l'électricité) ;

- l'élaboration d'une modélisation « *flow-based* » du réseau, portée par les GRT, représentant de manière plus efficace et plus transparente les contraintes existant sur le réseau que la méthode traditionnelle de calcul des capacités (dite « *ATC-based* »).

Les GRT et les bourses ont remis des études détaillées qui constituent des étapes importantes du projet :

« **Orientation Study** » (février 2008), complétée par un « **Progress report** » (avril 2008)

Concernant le volet algorithme du projet, cette étude a permis d'élaborer les prérequis que l'algorithme de couplage devait satisfaire. Parmi les différentes propositions, l'algorithme « COSMOS » a été retenu, notamment pour son efficacité et sa capacité d'extension à d'autres marchés. Le choix du « *price coupling* » a également été retenu, par opposition au « *volume coupling* » présentant des risques d'inefficacité, avec la possibilité d'observer des flux commerciaux à contresens du différentiel de prix. Le « *volume coupling* » avait été retenu dans un premier temps par les partenaires du projet pour les frontières allemandes, malgré la réticence de certains régulateurs, dont la CRE, du fait d'obstacles légaux et techniques à la mise en œuvre du « *price-coupling* » en Allemagne. La coopération entre Powernext et EEX, avec le transfert de toutes les activités *day-ahead* d'EEX en France au sein d'EPEX Spot, a permis de lever ces obstacles.

Concernant le volet modélisation du réseau, les premiers résultats des tests de la méthode « *flow-based* » ont été délivrés. Des cas de « précongestions » sont apparus avec une occurrence significative. Dans ces situations, la modélisation faisait apparaître des lignes déjà en contrainte avant même le processus de couplage.

L'étude a également mis en avant, dans le cadre de la méthode « *flow-based* », des résultats contre-intuitifs, avec, par exemple, des flux commerciaux dirigés vers le marché le moins cher. Mais ces résultats ne représentent pas une inefficacité économique : ils sont en réalité liés à l'échelle régionale de l'optimisation. En effet, l'optimum régional de la fonction objectif (bien-être collectif) n'est pas la somme des optima locaux. Par exemple, pour lever une contrainte particulière afin de réaliser des bénéfices importants au niveau régional, un flux particulier peut être effectué sur une frontière, éventuellement à contresens du différentiel de prix.



**« Implementation Study » (août 2008), complétée par un addendum (novembre 2008)<sup>48</sup>**

La publication de cette étude a marqué la fin de la phase d'élaboration du projet. Le calendrier précis de la mise en œuvre du projet a été établi, avec deux phases principales. En mars 2010, le couplage régional devrait démarrer, la modélisation du réseau restant « *ATC-based* ». En effet, comme les résultats des tests de la méthode « *flow-based* » n'ont pas été conclusifs, en particulier du fait des cas de « précongestions », cette méthode requiert des tests supplémentaires qui seront effectués en parallèle du couplage « *ATC-based* ». Si les nouvelles simulations, réalisées à partir de données en temps réel, donnent des résultats satisfaisants, le couplage « *flow-based* » sera mis en œuvre en décembre 2010.

Pour la première phase du projet, les GRT ont élaboré une nouvelle méthode de calcul des capacités car la méthode actuelle, avec un calcul bilatéral sur chaque frontière, ne permettrait pas de faire face, dans toutes les situations, aux flux transfrontaliers qui seront issus du processus de couplage. En effet, ces flux auront un comportement très différent de ce qui est observé actuellement, puisque la réactivité des flux aux prix des marchés sera immédiate. Les GRT envisagent donc de valider les capacités calculées de manière bilatérale à l'aide d'un modèle de réseau commun à l'ensemble de la région et la possibilité d'ajuster à la baisse les capacités si l'un des GRT anticipait une contrainte sur son réseau. Les GRT doivent encore réaliser des simulations avec cette méthode, afin de mesurer l'impact de ces ajustements potentiels sur les résultats du couplage.

**• La mise en place de mécanismes infra-journaliers transitoires sur toutes les frontières de la région**

Des mécanismes d'allocation des capacités sur les frontières néerlandaises ont été élaborés courant 2008, complétant les mécanismes existants sur les autres frontières de la région. Ainsi, deux types de mécanismes infra-journaliers coexistent dans la région Centre-ouest :

- une allocation explicite d'options par prorata, avec des guichets d'allocation et de nomination, sur la frontière France-Allemagne dans le sens des exports, sur la frontière France-Belgique depuis mai 2007, ainsi que sur la frontière Belgique-Pays-Bas depuis mai 2009) ;
- une allocation explicite et continue d'obligations, suivant le principe premier arrivé – premier servi, sur la frontière France-Allemagne dans le sens des imports, ainsi que sur la frontière Allemagne-Pays-Bas depuis fin 2008.

Ces mécanismes sont considérés comme transitoires, dans l'attente d'une solution régionale harmonisée et plus efficace (voir section 1.2 ci-après).

**• De nouvelles perspectives pour la gestion des flux physiques et le calcul des capacités**

Les gestionnaires de réseaux de la région suivent une procédure commune pour le calcul des capacités aux horizons de long terme (annuel et mensuel). Cependant, dans cette procédure, chaque GRT identifie, selon ses propres hypothèses, les situations critiques pour son propre réseau ; à partir de cette estimation, il calcule

<sup>48</sup> Ces deux documents sont disponibles sur le site de l'ERGEG à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/npvrxn>

les capacités de long terme sur ses frontières. Sur chaque frontière, le minimum des deux capacités calculées par chaque GRT est retenu. Le calcul des capacités reste donc réalisé de manière individuelle par chaque GRT : il n'y a pas de vision commune du réseau par tous les GRT de la région.

En décembre 2008, RTE et son homologue belge Elia ont créé une filiale commune nommée Coreso SA, opérationnelle depuis février 2009. Cette entité a pour mission principale de développer une gestion coordonnée des flux physiques traversant la région Centre-ouest (France, Allemagne, Benelux). National Grid, le gestionnaire de réseau britannique, a rejoint Coreso SA en mai 2009. Vattenfall Europe Transmission, gestionnaire de réseau allemand, va également collaborer avec Coreso SA.

À terme, Coreso SA favorisera l'émergence d'une vision unique et partagée de l'exploitation entre tous les gestionnaires de réseaux participant à ce projet. Ainsi, Coreso permettra de mieux prendre en compte les évolutions récentes du système électrique européen, comme le développement de la production décentralisée (éolien). Coreso SA aidera donc les GRT à améliorer la fiabilité et l'efficacité du calcul des capacités. Il pourrait également être un outil utile dans l'optique du développement du *redispatching* coordonné entre GRT.

Dans ce but, la participation des autres GRT de la région dans Coreso SA serait utile.

## 1.2. Priorités identifiées par la CRE pour 2009 et 2010

- **L'harmonisation et l'amélioration des enchères explicites de long terme**

Une nouvelle version des règles régionales pour les enchères explicites devrait être soumise à l'approbation des régulateurs début 2010. En effet, l'allocation des capacités journalières sur les frontières allemandes sera supprimée des règles d'enchères explicites, dès la mise en œuvre du couplage des marchés régional prévu pour mars 2010.

Dans cette prochaine version, une amélioration notable devrait être la mise en œuvre, sur la frontière France-Belgique, d'un schéma d'indemnisation pour les réductions de capacité basé sur le différentiel de prix des marchés.

De plus, des améliorations du fonctionnement du marché secondaire de capacités, permettant le transfert entre acteurs des capacités acquises lors de l'allocation initiale, sont attendues.

Enfin, la CRE souhaite que le débat sur la mise en œuvre de droits de transport financiers (« *financial transmission rights* » ou « FTR ») soit engagé de façon concrète dans la région.

- **Le démarrage effectif du couplage régional**

Le couplage des marchés dans la région Centre-ouest devrait apporter, dès la première phase « ATC-based », un bénéfice collectif de l'ordre de 42 millions d'euros par an, par rapport à la situation actuelle avec des enchères explicites sur les frontières allemandes<sup>49</sup>. C'est pourquoi, malgré toutes les difficultés liées à ce projet, la CRE soutient pleinement les efforts des gestionnaires de réseaux et des bourses de l'électricité pour aboutir au lancement du couplage « ATC-based » en mars 2010.

Concernant la première phase du projet, il reste de nombreux points qui n'ont pas encore été résolus, et qui devront faire l'objet d'un suivi attentif de la part des régulateurs. On peut citer notamment :

- *Le calcul des capacités.* Les régulateurs sont dans l'attente des résultats des analyses actuellement réalisées par les GRT, relatives à la nouvelle méthode de calcul des capacités qui sera mise en place pour la première phase du projet. Cette méthode devra permettre de garantir les capacités minimums imposées par les régulateurs sur les frontières belges et néerlandaises. En fonction des résultats de l'analyse menée par les GRT, le développement du *redispatching* coordonné, qui permettrait de garantir un minimum de capacités, pourra être considéré.

- *La gestion des prix négatifs.* En Allemagne, la possibilité d'offrir des prix négatifs est proposée aux producteurs allemands depuis 2008. Cela permet aux producteurs thermiques d'être appelés à produire même quand la production éolienne est très importante, quitte à payer pour produire afin d'éviter des coûts fixes d'arrêt et de redémarrage de centrales. Dans les autres pays de la région, les producteurs n'ont pas exprimé le besoin de prix négatifs. Ainsi, l'algorithme de couplage devra être capable de gérer des bornes de prix différentes sur chaque marché national (de -3000 €/MWh à + 3000 €/MWh en Allemagne, et de 0 €/MWh à + 3000 €/MWh dans les autres marchés de la région), alors qu'une harmonisation complète aurait été préférable.

- *La détermination des flux commerciaux.* Le résultat de l'algorithme de couplage ne consiste pas en flux commerciaux, frontière par frontière, mais en positions nettes pour chaque marché. Comme la région Centre-ouest constitue une « boucle », les flux commerciaux entre les différents pays ne peuvent pas être déduits de façon naturelle des positions nettes des marchés, quand il n'y a pas de congestion (contrairement au cas du TLC, dans lequel les trois pays sont « en ligne »). Conformément à l'annexe au règlement communautaire 1228/2003, une méthode pour déterminer les flux commerciaux à partir du résultat de l'algorithme de couplage devra être élaborée par les partenaires du projet.

- *La fermeté des programmes d'échanges.* La fermeté financière des programmes d'échanges, qui pourrait avoir la faveur des gestionnaires de réseaux allemands par opposition à la fermeté physique, n'est pas compatible avec une allocation implicite des capacités (cf. partie 3, section 1.1). En effet, si les programmes d'échanges n'étaient pas fermes physiquement, alors les prix calculés par les bourses de l'électricité ne seraient pas garantis, ce qui ne serait acceptable ni pour elles ni pour les acteurs du marché. La CRE sera donc vigilante au traitement de la fermeté des programmes dans le cadre du couplage.

- *La compatibilité avec les projets de couplages adjacents.* Le projet de couplage Centre-ouest est mené en parallèle du projet EMCC (Allemagne-Danemark) et du projet NorNed (Pays-Bas-Norvège). La compatibilité de ces trois projets est un challenge que les régulateurs, les GRT et les bourses doivent relever de manière coordonnée (cf. partie 3, section 2).

Concernant la seconde phase du projet, la robustesse et la faisabilité générale de la méthode « *flow-based* » est encore à prouver. D'autres questions restent encore à traiter par les partenaires du projet et les régulateurs :

- *Le partage de la rente de congestion.* En environnement « *ATC-based* », il existe un partage naturel du revenu des enchères implicites: sur chaque frontière et pour chaque heure, la rente de congestion est le produit du flux commercial et du différentiel de prix entre les deux marchés ; la moitié de ce revenu global est collectée

par le ou les GRT de chacun des deux pays concernés. En environnement « *flow-based* », il n'existe pas de partage naturel de la rente puisqu'un flux commercial peut être limité sur une frontière, voire effectué à contresens du différentiel de prix, au bénéfice de flux sur d'autres frontières (optimisation au niveau régional). Une méthode de partage de la rente, nette des coûts induits par les échanges à contresens du différentiel de prix sur certaines interconnexions, devra donc être élaborée par les gestionnaires de réseaux et validée par les régulateurs.

- *La modélisation de la production.* La méthode « *flow-based* » qui sera appliquée à la région Centre-ouest considère chaque pays comme une « plaque de cuivre » : les offres sur chaque marché national seront retenues par l'algorithme de couplage en fonction de l'ordre de préséance économique, quelle que soit la localisation précise de ces offres. Pourtant, de la production située par exemple dans le nord de la France n'aura pas le même impact sur les branches critiques que la même quantité produite dans le sud de la France. Ainsi, une clef de répartition de la production pour chaque pays doit être utilisée (« *generation shift key* » ou GSK) et prise en compte dans le calcul des paramètres « *flow-based* » (PTDF). Par défaut, la clef par prorata pourrait être appliquée, mais des clefs de répartition plus sophistiquées sont à l'étude par les gestionnaires de réseaux. Les simulations « *flow-based* », qui seront menées en parallèle du couplage « *ATC-based* », seront cruciales pour déterminer les GSK les plus efficaces.

• **L'expérimentation d'échanges infra-journaliers continus sur une ou plusieurs interconnexions de la région**

L'élaboration d'un modèle harmonisé au niveau régional pour les échanges infra-journaliers a longtemps été en suspens. Elle a tout d'abord été retardée par les délais observés dans la mise en place des mécanismes transitoires sur les frontières néerlandaises (cf. section 1.1). Depuis le second semestre 2008, le débat relatif au choix d'un modèle infra-journalier régional est beaucoup plus actif.

ENTSO a publié en avril 2008 un document proposant différentes options, toutes basées sur des échanges infra-journaliers en continu,<sup>50</sup> avec une allocation implicite des capacités d'interconnexion.<sup>51</sup>

Les bourses de la région Centre-ouest (APX, Belpex, EEX et Powernext) ont également élaboré, en juin 2008, des propositions relatives à ce même principe de mécanisme infra-journalier implicite et continu.<sup>52</sup>

Ces deux publications répondent à la demande des acteurs du marché<sup>53</sup>, pour qui le modèle de référence est celui proposé par la plate-forme ELBAS (Nordpool).

Par ailleurs, ce modèle peut être vu comme une extension des plates-formes infra-journalières nationales, qui fonctionnent sur le principe d'échanges en continu. En France par exemple, Powernext propose ce service depuis juillet 2007.

<sup>50</sup> Absence de guichet, allocation selon le principe « premier arrivé - premier servi » sous la forme d'obligations.

<sup>51</sup> Consulter le *Reference Model for Cross-border Intraday Markets* sur le site de l'ENTSOE à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/m6jug4>

<sup>52</sup> Lire le document *Cross-Border Intraday Markets - White Paper on a possible market model proposed by APX, Belpex, EEX and Powernext*, à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/nwkj3w>

<sup>53</sup> Voir par exemple les publications d'EFET (<http://www.efet.org/Download.asp?File=7822>) et d'EURELECTRIC (<http://tinyurl.com/m9k3bx>).

La CRE milite pour la mise en œuvre rapide de ce modèle dans la région Centre-ouest, juste après le démarrage du couplage de marché Centre-ouest. Ce modèle ne fait pas l'unanimité au sein des régulateurs du fait, principalement, de la gratuité de la capacité impliquée par le caractère continu de l'allocation.

Par ailleurs, plusieurs questions se posent pour la mise en œuvre concrète de ce modèle :

- *Le calcul et le prix des capacités.* Comme déjà évoqué, une allocation continue des capacités ne permet pas la détermination d'un prix non nul pertinent pour ces capacités, contrairement à une allocation réalisée lors de guichets qui concentrent la liquidité. Cependant, dès lors qu'un couplage des marchés opère pour l'allocation des capacités journalières, et à la condition que seules les capacités résiduelles, à l'issue du couplage, soient proposées en infra-journalier, le risque de voir des interactions indésirables se produire entre les deux échéances de temps est inexistant.

- En revanche, si les capacités journalières sont allouées par enchères explicites, ce risque existe car la capacité résiduelle peut être non nulle, alors même que les prix des deux marchés adjacents diffèrent.<sup>54</sup>
- De même, si des capacités additionnelles sont potentiellement proposées par les GRT en infra-journalier, en sus des capacités résiduelles à l'issue de l'allocation journalière, la gratuité des capacités infra-journalières peut conduire à des comportements stratégiques défavorables à l'efficacité du marché et à la concurrence, notamment de la part des acteurs ayant une très bonne connaissance du réseau.

- *L'accès explicite à la capacité transfrontalière.* Lors de l'élaboration du projet de couplage entre la France, la Belgique et les Pays-Bas (TLC), certains acteurs avaient réclamé qu'une partie des capacités d'interconnexion soit allouée par des enchères explicites journalières, afin de favoriser les échanges bilatéraux. Mais les régulateurs avaient décidé, par souci de simplicité et d'efficacité du mécanisme, de faire allouer l'intégralité des capacités d'interconnexion journalières par le couplage des marchés. En infra-journalier, ce problème se pose de nouveau : les acteurs de marché, bien que favorables à la mise en place d'un mécanisme implicite, réclament en parallèle un accès explicite à la capacité. Leur demande a plus de fondement en infra-journalier qu'en journalier, du fait de la faible liquidité de ce segment de marché : dans le cas d'un besoin important d'énergie, un acteur peut ne pas trouver suffisamment de liquidité sur les plates-formes de trading. Cependant, plusieurs arguments sont en défaveur d'un accès explicite à la capacité d'interconnexion dans ce contexte :

- *Simplicité* : l'élaboration d'un modèle purement implicite serait plus simple et, par conséquent, moins coûteux. Les échanges bilatéraux pourraient tout de même avoir lieu, via des offres à prix prédéterminé.
- *Efficacité économique* : le caractère purement implicite assure que les offres les moins chères sont retenues en priorité, pour satisfaire les demandes les plus chères. Les échanges bilatéraux réalisés en parallèle du mécanisme implicite ne correspondraient en revanche pas nécessairement à l'ordre de préséance économique.

<sup>54</sup> Ce risque est limité pour la région Centre-ouest compte-tenu du démarrage prochain du couplage de marché régional.

- *Conformité avec le droit communautaire* : l'allocation explicite des capacités, fondée sur un principe « premier arrivé - premier servi », n'est pas basée sur le marché, donc non conforme au règlement communautaire 1228/2003.

- *L'organisation des plates-formes d'échanges*. Plusieurs types d'organisation sont envisageables :

- Sur le modèle d'organisation du « *market splitting* », une seule plate-forme d'échanges pourrait permettre les échanges transfrontaliers implicites. Cette organisation remettrait en question les plates-formes nationales déjà existantes.
- Sur le modèle d'organisation du « *market coupling* », la liquidité des plates-formes d'échanges nationales pourrait être concentrée en un carnet d'ordres unique.
- Un modèle alternatif serait de faire coexister différents carnets d'ordres, chacun regroupant la liquidité de certaines plates-formes d'échanges. L'avantage de ce modèle serait de favoriser la concurrence entre plates-formes, plutôt que d'attribuer à une entité unique la gestion des échanges transfrontaliers. Mais ce modèle présente l'inconvénient de ne pas centraliser la liquidité infra-journalière, déjà faible sur ce segment de marché.

Ces questions ont été soumises à consultation publique en mai 2009 par les régulateurs de la région Centre-ouest.<sup>55</sup>

Un moyen pragmatique de progresser sur la gestion des échanges infra-journaliers dans la région Centre-ouest serait l'expérimentation du modèle implicite et continu sur certaines interconnexions de la région, dans l'attente d'un consensus plus large.

#### • **Une plus grande transparence des gestionnaires de réseaux**

Fin 2007, les régulateurs de la région Centre-ouest ont publié un rapport sur la transparence, résultat de leur interprétation commune des besoins de transparence dans la région. Le contenu de ce rapport s'appuie sur les dispositions du point 5 de l'annexe au règlement communautaire 1228/2003 ainsi que sur les recommandations de l'ERGEG (« *Guidelines of good practice* ») publiées en 2006. Pendant l'année 2008, l'application concrète des éléments demandés dans ce rapport a été discutée entre régulateurs et gestionnaires de réseaux.

La publication précise de la localisation des contraintes sur le réseau, limitant l'accès aux capacités transfrontalières, n'a pas été requise dans ce rapport sur la transparence, contrairement à ceux des régions Centre-sud et Sud-ouest (cf. sections 3 et 4 ci-après).

Cependant, le développement de la méthode « *flow-based* » dans le cadre du projet régional de couplage des marchés permettra une plus grande transparence sur ces contraintes limitantes, puisque ces contraintes apparaîtront explicitement dans les calculs de réseau.

La publication des éléments précis relatifs à la méthode « *flow-based* » fait encore l'objet de discussions avec les gestionnaires de réseaux.

<sup>55</sup> Lire la consultation publique sur le site de l'ERGEG à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/mvtssn>

## 2. LA RÉGION FRANCE – ROYAUME-UNI – IRLANDE

### 2.1. Événements marquants en 2008

- **Le démarrage du projet « BALIT » d'échanges d'ajustement entre la France et la Grande-Bretagne**

Un projet concret de développement des échanges d'ajustement au sein de la région France-Royaume-Uni-Irlande est à l'étude depuis l'année 2007. Les gestionnaires de réseaux français (RTE) et britannique (National Grid) ont fait une proposition de modèle d'échanges d'ajustement sur l'interconnexion France-Angleterre : le projet « BALIT » (« *Balancing Inter TSO* »). Cette proposition a été soumise à consultation publique en novembre 2007.

Après analyse de la proposition et des résultats de la consultation publique, la CRE et le régulateur britannique (OFGEM) ont approuvé cette proposition en avril 2008, considérant qu'elle permettrait un accès réciproque aux marchés d'ajustement nationaux et favoriserait l'efficacité économique et la concurrence sur chacun de ces marchés. En effet, la mise en place du projet BALIT permettra d'accroître les ressources mises à disposition des GRT, qui pourront recevoir et utiliser des offres d'ajustement des acteurs de marché étrangers à travers le GRT du pays voisin. Les GRT s'échangeront les réserves disponibles au-delà des réserves requises pour le maintien de la sûreté du système dans chaque pays.

Le projet BALIT est structuré en deux étapes :

- la première étape est la mise en place d'un dispositif hybride, entre le système actuel d'échanges de secours entre GRT (existant depuis 2003), et le dispositif final ;

- la seconde étape, prévue en novembre 2009, est la mise en place du dispositif proposé initialement par les GRT.

La première étape a démarré le 3 mars 2009, après l'approbation par la CRE d'une nouvelle version des « Règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges d'ajustement ». Les premiers échanges ont eu lieu dès le premier jour de sa mise en œuvre.

### 2.2. Priorités identifiées par la CRE pour 2009 et 2010

- **La mise en œuvre de la deuxième étape du projet « BALIT »**

La priorité de la CRE au sein du groupe de travail « ajustement » de la région France-Royaume-Uni-Irlande est de résoudre la question de la taxe que l'opérateur anglais de l'interconnexion, NGIL, souhaite facturer aux deux gestionnaires de réseaux pour l'utilisation des infrastructures de l'interconnexion France-Angleterre.

Dans leur communication commune en date du 11 septembre 2008, la CRE et l'OFGEM avaient demandé aux deux GRT de proposer, avant le démarrage de la première étape, à la fois le niveau de la taxe, la méthode d'évaluation de ce niveau (réflectivité des coûts) et la méthode de facturation. La CRE a par ailleurs indiqué à plusieurs reprises sa volonté de rendre ces éléments transparents et de suivre l'impact de la taxe sur les échanges d'ajustement dans la région.

Si RTE a répondu que, de son point de vue, la mise en place d'une taxe pour l'utilisation des infrastructures de l'interconnexion ne se justifiait pas (d'une

part, l'existence de coûts supplémentaires liés aux échanges d'ajustement n'est pas prouvée selon RTE et, d'autre part, ces éventuels coûts sont de toute façon couverts en France par le tarif d'utilisation des réseaux publics), il a néanmoins indiqué qu'il l'appliquerait de manière symétrique afin d'éviter toute discrimination envers les acteurs.

En revanche, la CRE et l'OFGEM sont toujours en attente d'éléments de la part de NGIL afin de valider le niveau de la taxe de la solution définitive.

La CRE évaluera et analysera avec attention l'efficacité des échanges d'ajustements BALIT ainsi que l'impact du développement de ces échanges sur le mécanisme d'ajustement français.

• **La mise en place d'un nouveau jeu de règles d'allocation des capacités entre la France et la Grande-Bretagne**

Les gestionnaires de l'interconnexion France-Angleterre (NGIL, côté anglais, et RTE, côté français) ont pendant près de deux ans travaillé à l'élaboration d'une nouvelle plate-forme pour l'allocation des capacités transfrontalières.

Les nouvelles règles d'allocation devraient entrer en vigueur après l'été 2009. Elles devraient, dans une large mesure, être harmonisées avec les règles en vigueur sur les autres interconnexions françaises et conformes au règlement communautaire 1228/2003. Les principales évolutions seront :

- la mise en place des produits horaires lors de l'allocation journalière ;
- une étape ferme de nominations des capacités permettant l'application du « *netting* » ;
- un mécanisme de revente automatique des capacités de long terme à l'enchère journalière ;
- la mise en place de deux enchères infra-journalières.

L'un des enjeux de ce nouveau jeu de règles est la question de la fermeté des nominations (cf. partie 3, section 1.1). En effet, malgré la position commune de l'ERGEG, publiée en juillet 2008, qui stipule que « comme exigence minimum, les capacités doivent être fermes une fois qu'elles sont nommées par les participants », NGIL prétend ne pas être en mesure de garantir cette fermeté, du fait de sa licence d'opérateur d'interconnexion qui l'empêche d'acheter sur les marchés l'énergie nécessaire pour assurer la fermeté physique des capacités.

• **Le développement de nouvelles interconnexions avec la Grande-Bretagne**

Plusieurs projets de développement de nouvelles interconnexions sont en cours de discussion au sein de cette région, en particulier entre la Grande-Bretagne et le continent.



La CRE et l'OFGEM ont ainsi récemment reçu une demande de dérogation pour une nouvelle ligne d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne. La notion de nouvelle interconnexion exemptée résultant du droit communautaire et n'ayant pas encore en droit français de régime juridique d'application, la CRE a lancé, le 2 avril 2009, une consultation publique sur l'exemption de nouvelles interconnexions et les modalités de leur accès au réseau public de transport d'électricité français<sup>56</sup>. Cette consultation publique devait l'aider à mettre en place un régime juridique de ces ouvrages permettant l'effectivité des dispositions du règlement.

En parallèle de ce projet, RTE, en collaboration avec ELIA et National Grid, a lancé, en septembre 2008, une consultation publique sur le besoin de capacités d'interconnexion supplémentaires entre la Grande-Bretagne et le continent. Cette consultation publique a ainsi révélé un besoin important de nouvelles capacités d'interconnexion entre la Grande-Bretagne et la France, la Belgique et les Pays-Bas. Dans le cadre de la demande d'exemption indiquée précédemment, des études techniques et économiques doivent être réalisées pour évaluer l'impact du développement de nouvelles interconnexions entre la Grande-Bretagne et le continent, et plus particulièrement la Grande-Bretagne et la France.

### 3. LA RÉGION CENTRE-SUD

#### 3.1. Événements marquants en 2008

- **L'amélioration du jeu de règles d'allocation commun**

L'année 2008 a vu l'application du premier jeu de règles d'allocation commun aux interconnexions italiennes. Fin 2008, un deuxième jeu de règles a été élaboré. Outre une harmonisation plus poussée des parties spécifiques à chaque frontière, il instaure le principe de revente automatique de capacités de long terme non nommées sur l'ensemble des frontières concernées.

- **La publication d'un rapport régional sur la transparence**

Un rapport relatif à la transparence a été publié par les régulateurs de la région le 26 janvier 2009. L'objectif de ce rapport est identique à celui publié dans la région Centre-ouest. Leurs contenus sont fortement convergents. Toutefois, on note que le rapport publié dans la région Centre-sud est plus ambitieux dans la mesure où il demande aux GRT de publier la contrainte réseau qui limite la capacité proposée à l'horizon annuel.

#### 3.2. Priorités identifiées par la CRE pour 2009 et 2010

- **La mise en place d'une plate-forme d'allocation unique pour l'ensemble des frontières italiennes et suisses**

En conformité avec le règlement communautaire 1228/2003, et dans l'objectif de l'intégration des marchés de la région, la création d'une plate-forme régionale pour l'allocation des capacités d'interconnexion fait consensus parmi l'ensemble des régulateurs et des gestionnaires de réseaux de la région (suisses compris). Durant l'année 2008, la forme de gouvernance de la plate-forme (création d'une

<sup>56</sup> Lire la consultation publique sur le site de la CRE à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/kruug6>

entité *ad hoc* type CASC-CWE ou délégation du service à l'un des GRT de la région), ainsi que le périmètre géographique sur lequel devait opérer la plate-forme (inclusion ou non de toutes les frontières suisses), ont fait l'objet de vifs débats entre GRT et régulateurs de la région.

En l'absence d'accord sur le périmètre géographique sur lequel devait opérer la plate-forme<sup>57</sup>, RTE et Terna ont proposé de confier à Terna le soin d'opérer, dans les deux sens de l'échange, les enchères de capacités sur toutes les interconnexions italiennes de la région. En plus de répondre aux besoins des acteurs de marché (limitation du nombre de plates-formes pour acquérir des capacités d'interconnexion) et aux exigences du règlement communautaire 1228/2003 (besoin de coordination régionale), cette solution aurait l'avantage d'utiliser une plate-forme connue<sup>58</sup> et appréciée des acteurs de marché. Malheureusement, cette solution n'emporte pas encore l'adhésion des GRT suisse et autrichien, qui mettent en avant le manque de transparence et la perte d'indépendance qu'impliquerait une telle solution.

Face à cette impasse, les régulateurs de la région ont adopté une position commune qui propose une progression en deux étapes :

- Dans un premier temps, et pour une période d'environ deux ans, la gestion des capacités sur les frontières italiennes serait confiée à Terna, seul gestionnaire de réseau à être déjà présent sur toutes les frontières concernées ;
- Dans un second temps, le projet doit s'étendre à l'ensemble des frontières de la région, donc aux frontières suisses. Plusieurs formes de gouvernance possibles pour cette étape ont été proposées, mais seulement deux sont acceptées par l'ensemble des régulateurs : la création d'une entité *ad hoc* indépendante, à l'image de CASC-CWE, ou bien l'intégration des GRT de la région Centre-sud au capital de l'une des entités *ad hoc* existantes (par exemple CASC-CWE).

Cette approche en deux étapes permettra de proposer très rapidement (dès 2010) un guichet unique d'enchères sur cinq interconnexions de la région, simplifiant ainsi considérablement les échanges transfrontaliers d'électricité. Si une structure de gouvernance équilibrée entre les GRT impliqués est un point important à terme pour plusieurs régulateurs, la simplicité de mise en œuvre de la première étape permet une intégration des marchés rapide, et certainement moins coûteuse, comparée à la création d'une entité indépendante dédiée. À plus long terme, l'intégration des marchés sera encore améliorée par l'extension du périmètre géographique à l'ensemble des frontières suisses, *a fortiori* si l'option d'une intégration dans CASC-CWE est retenue, ce qui donnerait lieu à la création de la première plate-forme interrégionale en matière d'enchères explicites.

<sup>57</sup> Le régulateur suisse, Elcom, refuse pour l'instant d'étendre ce périmètre à l'ensemble des frontières suisses, alors que RTE en fait un préalable à la création d'une entité *ad hoc*.

<sup>58</sup> Cette plate-forme opère déjà les enchères dans le sens de l'exportation à partir de l'Italie.

## 4. LA RÉGION SUD-OUEST

### 4.1. Événements marquants en 2008

- **L'harmonisation et l'amélioration des enchères explicites**

Des discussions entre les régulateurs et les gestionnaires de réseaux se sont tenues durant la première moitié de l'année afin d'élaborer un nouveau jeu de règles d'allocation des capacités sur l'interconnexion France-Espagne. Une consultation publique a été lancée en juin 2008<sup>59</sup>. Les contributions reçues ont validé les propositions des régulateurs de la région, visant à introduire dans le nouveau jeu de règles des mesures innovantes telles que la mise en place de la revente automatique aux enchères journalières des capacités de long terme non nommées et l'indemnisation au différentiel de prix en cas de réduction des capacités allouées à long terme<sup>60</sup>.

Cette dernière mesure constitue une alternative à ce qui se fait actuellement. En effet, sur une majorité des interconnexions européennes, en cas de réduction de la capacité allouée à long terme en amont de l'étape de nomination, les détenteurs de capacité reçoivent soit un remboursement pour la capacité réduite au prix payé lors de l'enchère correspondante (la règle dite des « 100 % »), soit ce même remboursement majoré d'une indemnité de 10 % du montant remboursé (la règle dite des « 110 % »).

Un schéma d'indemnisation au différentiel de prix entre les marchés reflète mieux la perte subie par un utilisateur de l'interconnexion se retrouvant privé d'une partie ou de l'ensemble de ses droits à réaliser des échanges transfrontaliers. Cependant, afin de limiter le risque financier que pourrait faire peser un tel schéma d'indemnisation sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport, deux plafonds ont été introduits dans le nouveau jeu de règles (en vigueur depuis juin 2009) :

- le premier vise à empêcher le montant mensuel des indemnités de dépasser le niveau des recettes réalisées à travers les enchères des produits de long et moyen terme ;

- le second fixe un seuil, calculé à partir des prix observés sur les marchés de gros de l'électricité, au différentiel de prix retenu pour l'indemnisation.

L'impact de ce nouveau schéma d'indemnisation sera suivi avec attention. La démonstration de son efficacité permettra de réconcilier les positions extrêmes et antagonistes jusqu'alors avancées par les gestionnaires de réseaux, d'un côté, et les acteurs de marché de l'autre. Sa généralisation à travers l'Europe constituerait un pas supplémentaire important vers l'intégration des marchés électriques (cf. partie 3, section 1.2).

- **La publication d'un rapport régional sur la transparence**

En juillet 2008, les régulateurs ont publié une première version du rapport relatif à la transparence, soumise à consultation publique, concluant que le niveau de

<sup>59</sup> Lire la consultation publique sur le site de l'ERGEG à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/kjgkwb>

<sup>60</sup> Lire les conclusions de la consultation publique sur le site de l'ERGEG à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/nh9f7q>

transparence était très hétérogène au sein de la région. En effet, les régulateurs ont jugé que les informations disponibles pour le marché français au moment de la rédaction du rapport n'étaient pas conformes aux exigences de l'annexe au règlement communautaire 1228/2003, ni aux orientations définies par les régulateurs concernant la transparence (« *Guidelines of Good Practice on Information Management and Transparency in Electricity Market* »<sup>64</sup>) sur de nombreux points. Il existait notamment un déficit d'information concernant la disponibilité de la capacité d'interconnexion à long terme et les contraintes du réseau limitant la capacité d'interconnexion.

Les réponses à cette consultation ont confirmé cette vision. Suite à cette consultation, la publication de la version finale du rapport a eu lieu le 15 septembre 2008<sup>62</sup>. À noter que ce rapport est encore plus ambitieux que celui de la région Centre-sud dans la mesure où il demande aux GRT de publier la contrainte réseau qui limite la capacité proposée à tous les horizons de temps.

À la suite de cette publication, les gestionnaires de réseaux ibériques et français se sont engagés à être complètement conformes, dès 2009, aux exigences définies par les régulateurs.

#### 4.2. Priorités identifiées par la CRE pour 2009 et 2010

- **La mise en place d'une plate-forme régionale unique**

Concernant les capacités de long terme, la priorité est à la mise en place d'une plate-forme d'allocation commune entre les trois GRT de la région. Une telle plate-forme constituerait un point d'entrée unique pour les acteurs, et un seul jeu de règles régirait les conditions d'accès et d'utilisation des deux interconnexions. Étant donné que les règles d'accès aux interconnexions de la région sont d'ores et déjà très similaires, l'obstacle majeur à la mise en place de ce point d'accès unique est la publication des règles d'enchères de produits de long terme sur l'interconnexion Espagne-Portugal. Ces règles ont été approuvées par le régulateur portugais (ERSE) en décembre 2007 et ont reçu l'aval du régulateur espagnol (CNE), qui les a transmises à son ministère de tutelle<sup>63</sup>. Depuis, les régulateurs de la région sont dans l'attente de l'accord ministériel<sup>64</sup>.

La forme de gouvernance que prendra cette plate-forme régionale n'a pas encore fait l'objet d'un accord mais, comme pour la région Centre-sud, la solution consistant à confier la gestion des allocations de capacités par enchères explicites à une des plates-formes existantes sera privilégiée par la CRE.

- **Le projet de couplage régional**

Les bourses d'électricité OMEL et EPEX souhaitent démontrer leur volonté de se rapprocher rapidement, à travers leur engagement à réaliser une étude de faisabilité sur la mise en place d'un couplage des marchés entre la péninsule ibérique et la région Centre-ouest. Le couplage par les prix (« *price coupling* ») a été identifié comme la solution adéquate par OMEL et EPEX Spot. Celles-ci ont précisé que les études se feraient en deux étapes<sup>65</sup> :

- la première phase sera dédiée à l'identification des besoins d'harmonisation à partir des simulations de l'algorithme de couplage ;
- la seconde étape traitera de la mise en place et des tests de la solution retenue, notamment sous l'angle de son impact sur le bien-être collectif.

- **Le développement d'échanges d'ajustement**

En janvier 2009, les GRT ont publié un document analysant les barrières au développement des échanges d'ajustement, ainsi que les modèles d'échanges les plus adaptés à la région Sud-ouest. L'analyse reste succincte, mais elle se positionne en faveur d'échanges d'ajustement sur le modèle « GRT-GRT » (cf. partie 3, section 3), suivant l'exemple du projet « BALIT » entre la France et la Grande-Bretagne (cf. section 2). Elle identifie également les principaux problèmes potentiels qu'il faudra étudier davantage.

La CRE milite pour un développement des échanges d'ajustement sur l'interconnexion France-Espagne selon le modèle « BALIT », susceptible de permettre un accès réciproque aux marchés d'ajustement nationaux et de favoriser l'efficacité économique et la concurrence sur chacun de ces marchés.

---

<sup>61</sup> Lire les *Guidelines of Good Practice on Information Management and Transparency in Electricity Market* sur le site de l'ERGEG à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/kpq8hy>

<sup>62</sup> Lire le rapport sur le site de l'ERGEG à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/lpehxx>

<sup>63</sup> Lire les conclusions du 3<sup>e</sup> *Implementation Group meeting for the SW Electricity REM* sur le site de l'ERGEG à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/lp6wnm>

<sup>64</sup> Lire les conclusions du 4<sup>e</sup> *Implementation Group meeting for the SW Electricity REM* sur le site de l'ERGEG à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/lznyx2>

<sup>65</sup> Lire les conclusions du 4<sup>e</sup> *Implementation Group meeting for the SW Electricity REM* sur le site de l'ERGEG à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/lznyx2>



## PARTIE 3

# État des lieux des travaux menés à l'échelle européenne

En parallèle et en complément des initiatives régionales, la CRE est fortement impliquée dans plusieurs chantiers d'importance menés au niveau de l'ERGEG, qui ont vocation à faciliter le développement des échanges aux frontières. Dans cette troisième et dernière partie, nous faisons le point sur les travaux en cours et donnons des orientations sur les prochaines étapes.

### 1. LA FERMETÉ DES CAPACITÉS : UNE CONDITION NÉCESSAIRE AU DÉVELOPPEMENT DES ÉCHANGES

#### 1.1. Fermeté des capacités, après l'étape de nomination (programmes d'échanges)

En décembre 2007, la CRE a publiquement alerté la Commission européenne sur la gestion de l'interconnexion France-Allemagne. Les GRT allemands, RWE netz et EnBW netz, avaient en effet publié de nouvelles règles d'allocation sur l'interconnexion France-Allemagne, sur lesquelles la CRE n'avait pas été consultée, et dont l'application allait entraîner une dégradation de la qualité de service offerte aux acteurs de marché.

Cette modification unilatérale revenait sur le principe de fermeté des programmes d'échanges, appliqué sur les autres interconnexions françaises continentales et sur la majorité des interconnexions en Europe. Suite à cette modification, les GRT pouvaient revoir à la baisse, même en dehors des cas de force majeure, les programmes, déclarés chaque jour pour le lendemain par les utilisateurs de l'interconnexion comme la quantité d'énergie qu'ils comptent faire transiter par les interconnexions.

Suite à cette alerte de la CRE, la Commission européenne a demandé à l'ERGEG de se saisir du dossier et de trouver une solution qui soit applicable à toutes les interconnexions en Europe.

Dans son « *position paper* » publié en juillet 2008, l'ERGEG conclut que les programmes d'échanges doivent être fermes. Sauf cas de force majeure, les GRT ne doivent pas réduire les programmes d'échange : on parle alors de fermeté « physique », identifiée par l'ERGEG comme la solution à privilégier. À défaut de fermeté physique, la fermeté « financière » des programmes doit être assurée. C'est-à-dire que les GRT peuvent réduire les programmes d'échange, mais doivent, en contrepartie, indemniser les utilisateurs de l'interconnexion de sorte qu'ils ne subissent aucun préjudice financier. L'indemnisation doit donc être fondée sur le différentiel de prix des marchés d'énergie sur lesquels les acteurs privés de l'échange transfrontalier prévu doivent s'équilibrer.

Il convient cependant de préciser que cette deuxième solution ne sera pas applicable dans le cas d'enchères implicites. En effet, une réduction des programmes d'échanges conduirait à la remise en cause des prix calculés par les marchés organisés. La fermeté physique des programmes, dans ce cas, est incontournable.

## 1.2. Fermeté des capacités allouées, avant l'étape de nomination

La fermeté des capacités avant l'étape de nomination est un sujet de débat très intense entre acteurs de marché et gestionnaires de réseaux. Les régulateurs sont appelés à prendre une décision sur cette question. Un groupe de travail a été établi au sein de l'ERGEG à cet effet.

Quand les gestionnaires de réseaux allouent, à l'horizon annuel ou même mensuel, des capacités d'interconnexion, un risque existe que ces capacités ne soient pas disponibles physiquement. Pour gérer ce risque, les gestionnaires de réseaux disposent de plusieurs outils, mais de manière inégale d'un pays à l'autre. On peut citer notamment :

- *Le réaménagement des plans de production ou « redispatching »*. Les GRT pourraient activer des offres sur les mécanismes d'ajustement de façon à lever les contraintes. En France, tous les producteurs sont contraints de mettre à la disposition du mécanisme d'ajustement la totalité de la puissance non utilisée, techniquement disponible sur chacune de leurs installations de production. RTE dispose donc d'une marge de manœuvre non négligeable pour faire face aux contraintes physiques. Ce n'est pas le cas de tous les gestionnaires de réseaux en Europe.

- *Le rachat des capacités par les GRT*. Les GRT pourraient participer au marché secondaire comme n'importe quels autres acteurs, ce qui leur permettrait de racheter le « trop-plein » de capacités allouées aux acteurs de marché. RTE ne dispose pas, pour l'instant, de cet outil.

- *Les actions de « counter-trading » par les GRT*. Les GRT pourraient utiliser les mécanismes d'allocation existants pour réaliser des échanges commerciaux de façon à lever les contraintes. RTE n'a mis en œuvre de telles mesures sur aucune frontière française.

- Dans le cadre d'enchères explicites en J-1, cela supposerait que les participants puissent réaliser des offres à prix négatifs pour la capacité d'interconnexion. Quand de telles offres seraient retenues, les acteurs de marché seraient donc rémunérés pour utiliser l'interconnexion dans le sens qui viendrait soulager la contrainte, éventuellement à contresens du différentiel de prix.
- Dans le cadre d'un couplage des marchés, cette mesure serait plus facile à mettre en œuvre, dans la mesure où les acteurs de marché ne seraient pas explicitement sollicités. Il faudrait introduire dans l'algorithme de couplage des valeurs négatives de capacités, forçant le flux transfrontalier à contresens du différentiel de prix, afin de lever la contrainte.

Ainsi, à défaut de mesures efficaces et coordonnées entre gestionnaires de réseaux pour assurer la fermeté physique des capacités, les réductions des capacités allouées sont un outil indispensable pour assurer la sécurité du réseau.

La question majeure qui se pose alors est celle de l'indemnisation en cas de réduction. La CRE défend le principe d'une indemnisation fondée sur le différentiel de prix des marchés organisés :

- Tout d'abord, ce type d'indemnisation reflète le coût réel des réductions de capacités, dans le sens où le différentiel de prix entre les marchés est comparable au coût des actions que les GRT peuvent prendre pour éviter les réductions (« *redispatching* », rachat des capacités, « *counter-trading* » en J-1).



- De plus, cette « fermeté financière » des capacités est indispensable pour le développement de la concurrence sur le marché des capacités d'interconnexion (et par ricochet, sur les marchés nationaux), dans la mesure où elle faciliterait l'accès aux interconnexions des plus petits acteurs.

- Enfin, la fermeté financière des capacités aurait également un impact positif sur les revenus d'enchères. En effet, l'indemnisation au différentiel de prix fournirait une sécurité financière aux acteurs de marché, qui devrait se traduire par une baisse de la prime de risque qu'ils appliquent quand ils achètent la capacité d'interconnexion aux enchères.

Les gestionnaires de réseaux, qui sont généralement opposés au principe de la fermeté financière, ont reconnu qu'il s'agissait d'une question essentiellement financière, qui devait être traitée par les régulateurs. En effet, dès lors que les régulateurs demandent un certain niveau de fermeté des capacités, et garantissent aux GRT que le coût des indemnisations sera bien couvert par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, ces derniers deviennent neutres, sur le plan financier, au niveau de fermeté choisi.

C'est donc aux régulateurs de prendre la responsabilité d'arbitrer entre un principe d'indemnisation pour les réductions de capacité qui soit favorable au développement des échanges transfrontaliers, et le risque financier qui serait porté par les utilisateurs du réseau pour couvrir le coût des indemnisations.

L'ERGEG s'est saisi de cette question, et a établi un groupe de travail dédié auquel la CRE participe. Les discussions au sein de ce groupe n'ont pas encore abouti : les différents régulateurs ne partagent pas tous le même point de vue sur le schéma d'indemnisation en cas de réduction des capacités. En outre, la prise en compte des coûts de ces indemnisations dans les tarifs d'accès aux réseaux ne fait pas consensus.

Un compromis proposé par la CRE est la mise en œuvre de l'indemnisation au différentiel de prix, avec des plafonds raisonnables permettant de limiter l'exposition au risque des utilisateurs du réseau. Ces plafonds pourraient être supprimés dès lors que la confiance dans les prix des marchés organisés serait accrue.

À la demande de la CNE et de la CRE, ces principes sont en œuvre sur l'interconnexion France-Espagne depuis juin 2009 (cf. partie 2, section 4.1). Une demande similaire a été conjointement effectuée par la CREG et la CRE sur l'interconnexion France-Belgique.

Une autre piste intéressante pour améliorer le degré de fermeté des capacités, avant l'étape de nomination, serait de permettre aux gestionnaires de réseaux de transport de racheter des capacités déjà allouées via le marché secondaire. Un tel dispositif éviterait le recours systématique aux réductions de capacités, et refléterait encore mieux le prix réel de la capacité pour le marché. Dans sa délibération en date du 9 avril 2009 approuvant la mise en place d'un nouveau jeu de règles d'allocation des capacités sur l'interconnexion France-Espagne, la CRE a invité RTE à étudier plus en détail cette option<sup>66</sup>.

<sup>66</sup> Lire la délibération sur le site de la CRE à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/m76exg>

Ces discussions sur la fermeté présentent des interactions importantes avec les discussions sur les incitations à accélérer l'intégration des marchés (cf. section 5). En effet, un mécanisme incitatif bien conçu devrait permettre aux GRT de maximiser le niveau des capacités tout en optimisant leur fermeté, au meilleur coût.

## 2. EXTENSION DU COUPLAGE DE MARCHÉ : UN BESOIN URGENT DE DÉFINIR UNE FEUILLE DE ROUTE PANEUROPEENNE

### 2.1. État des lieux de la mise en œuvre du mécanisme-cible pour l'horizon journalier

L'allocation implicite des capacités journalières, simultanément aux transactions d'énergie, permet leur utilisation optimale en fonction des prix des différents marchés. Ainsi, le mécanisme cible qui fait consensus en Europe est le couplage des marchés nationaux du jour pour le lendemain (« *market coupling* »), voire la fusion de ces marchés, avec des zones de prix distinctes en fonction des congestions (« *market splitting* »).

Plusieurs initiatives locales ont déjà permis la mise place de tels mécanismes implicites pour l'allocation des capacités journalières : un « *market splitting* » est en place sur l'ensemble de la région Nord, entre l'Espagne et le Portugal, ainsi qu'en Italie ; un « *market coupling* » existe entre la France, la Belgique et les Pays-Bas (TLC). Plusieurs projets sont actuellement en cours de développement (par exemple dans la région Centre-ouest, et entre l'Allemagne et le Danemark) ou à l'étude (par exemple entre les Pays-Bas et la Norvège, et entre la France et l'Espagne).

Dans son deuxième rapport sur la cohérence et la convergence dans les initiatives régionales électricité<sup>67</sup>, l'ERGEG conclut que la question de la coordination des différents projets de couplage doit être examinée. La mise en place de mécanismes implicites a une dimension interrégionale, ce qui pose des problèmes aussi bien d'un point de vue technique (comment traiter les régions qui sont impliquées dans plusieurs projets de couplage ?) que d'un point de vue organisationnel (comment prioriser les différents projets de couplage ?).

Les difficultés rencontrées par le projet EMCC couplant l'Allemagne et le Danemark<sup>68</sup>, et son redémarrage prévu au cours du troisième trimestre 2009, ont également renforcé la nécessité de traiter la question de la compatibilité des algorithmes de couplage. Cette question se pose notamment pour les projets EMCC et Centre-ouest, dans lesquels l'Allemagne est impliquée.

C'est dans ce contexte qu'a été mis en place, lors du dernier forum de Florence, un groupe de travail piloté par l'ERGEG (« *Project Coordination Group* »), avec pour principale mission, pour l'échéance journalière, d'assurer la coordination des projets de couplage et de définir un calendrier de mise en œuvre de ces projets.

### 2.2. Options pour le couplage de marchés

Pour coupler des marchés, une option existe : le couplage des marchés par les prix (« *price coupling* ») ou le couplage par les volumes (« *volume coupling* »).

Dans le premier cas, à la fois les prix et les volumes échangés sont déterminés par l'algorithme de couplage, ce qui suppose qu'un même algorithme soit utilisé par les bourses impliquées.

Dans le cas d'un couplage par les volumes, les flux entre deux marchés sont définis dans un premier temps, puis les prix sont calculés par les bourses d'échange

locales, laissant ainsi la possibilité aux bourses d'utiliser des algorithmes différents. Cet enchaînement d'algorithmes est bien évidemment source d'erreurs et d'imperfections dans la détermination des prix et des volumes échangés. L'importance de ces dernières dépend beaucoup du niveau d'information sur les offres et les demandes soumises par chaque marché et des règles de « *matching* » utilisées par le système de couplage.

Exception faite du couplage entre l'Allemagne et le Danemark (EMCC), qui a été temporairement suspendu en raison d'incohérences des résultats générés, l'ensemble des marchés qui ont fait le choix de mécanismes implicites fonctionne par la méthode du couplage par les prix.

### 2.3. Options pour les couplages interrégionaux

Le couplage de deux régions entières, chacune pouvant déjà être constituée de marchés couplés, est une des questions principales qui sera traitée par le Project Coordination Group. Il s'agit par exemple de définir la meilleure manière de coupler la région Centre-ouest (avec le TLC déjà opérationnel, et dès mars 2010, son extension à l'Allemagne – voir partie 2, section 1.2) avec le Nordpool (« *market splitting* »).

Le rapport ETSO et EuroPex<sup>69</sup> sur le développement et la mise en œuvre de modèle coordonné pour la gestion de la congestion à l'échelle régionale et interrégionale a permis de mettre en évidence deux solutions possibles pour coupler différentes régions : « *extended price-coupling* » et un « *dome-coupling* ».

Selon ETSO et EuroPEX, la première solution donne un résultat optimal dans le sens où l'ordre de préséance économique est respecté sur l'ensemble des zones couplées puisqu'un algorithme unique calcule les prix et les volumes entre les zones couplées. La solution « *extended price coupling* » nécessite un certain degré d'harmonisation entre les zones à coupler, qui reste à définir, mais permet d'étendre progressivement les zones géographiques couplées pour aboutir à un couplage de marchés dans toute l'Europe.

La solution du « *dome coupling* », mettant en œuvre le couplage par les volumes, permet une certaine flexibilité en termes d'algorithmes utilisés par les bourses et réduit les besoins d'harmonisation. La contrepartie est la possible émergence de résultats erronés tels que des prix différents entre les marchés alors qu'il n'existe pas de congestions sur le réseau, pouvant même conduire à des rentes de gestion négatives, d'après ETSO-EuroPEX.

En termes d'efficacité, le couplage par les prix semble être la solution à privilégier, bien que les exigences en termes de coordination, d'harmonisation et d'échange d'information sur les offres et demandes des bourses et système de fixation des prix soient plus fortes.

<sup>67</sup> Lire le rapport sur le site de l'ERGEG à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/lwreyz>

<sup>68</sup> Suite à des déviations imprévues entre les calculs des flux et des volumes qui ont conduit à la fixation de prix entre l'Allemagne et le Danemark ne reflétant pas les sens des flux, le couplage de marché a été suspendu une semaine après son démarrage.

<sup>69</sup> Ce rapport avait été commandé par le forum de Florence, la version définitive a été publiée le 25 février 2009.

Dès lors, reste la question des fondements sur lesquels devrait reposer la décision d'étendre le « *price coupling* » vers tel marché plutôt qu'un autre. La CRE suggère l'option suivante :

- Une sorte de « concours de beauté » permettrait une sélection sur la base de critères qualitatifs pour évaluer les candidats les plus sérieux et volontaires à intégrer le « *price coupling* » : par exemple la rapidité de mise en place du projet sur la zone la plus grande.

- Une sélection sur la base de critères qualitatifs et quantitatifs reposant sur une analyse coût-bénéfice. Elle évaluerait dans un premier temps, les bénéfices quantitatifs qui auraient été apportés par le couplage des marchés : pour chaque heure, le bénéfice apporté par le couplage serait évalué par le produit de la partie positive du différentiel de prix entre les bourses et de la capacité journalière non utilisée ou utilisée à contresens. Dans un second temps, l'étude fournirait une évaluation qualitative des difficultés engendrées par la mise en place du couplage sur chaque interconnexion du fait des différences d'architecture de marché.

### 3. CRÉATION D'UN CADRE EUROPÉEN POUR L'INTÉGRATION DES MARCHÉS D'AJUSTEMENT

#### 3.1. État des lieux des projets en cours

L'intégration des marchés d'ajustement a pour objectifs la stimulation de la concurrence au sein des différents marchés nationaux et l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement grâce au partage des ressources disponibles. Un manque d'intégration de ces marchés constitue un obstacle au développement du marché unique de l'électricité en Europe<sup>79</sup>. De nombreux acteurs ont rappelé l'intérêt du développement des échanges d'ajustement, notamment à l'occasion des consultations publiques de l'ERGEG sur ses recommandations concernant l'intégration des marchés d'ajustement (« *Guidelines of Good Practice on Electricity Balancing Markets Integration* »).

Pourtant, excepté le démarrage du projet d'échanges d'ajustement entre la France et la Grande-Bretagne (le projet « BALIT »), le processus d'intégration des marchés d'ajustement aux frontières françaises avance difficilement. En effet, dans les six autres initiatives régionales, le sujet est très peu abordé et aucun autre projet n'existe aujourd'hui sur les frontières françaises du fait de la priorité donnée aux travaux sur les échéances de long terme, du journalier et de l'infra-journalier.

#### 3.2. Nécessité d'une dynamique européenne

Aussi est-il nécessaire de créer une dynamique et un cadre pour l'intégration des marchés d'ajustement. L'ERGEG élabore actuellement des recommandations sur l'intégration des marchés d'ajustement. Une première version de ces recommandations a été soumise à consultation publique mi-2006<sup>74</sup>. À l'occasion de cette consultation publique, de nombreux acteurs avaient mis en avant la nécessité de prendre en compte les interactions entre les marchés d'ajustement, les échanges infra-journaliers et les réserves automatiques. Une nouvelle version des recommandations sur l'intégration des marchés d'ajustement a été rédigée dans le cadre d'un groupe de travail dédié à ce sujet et piloté par la CRE, en prenant également les résultats d'une étude<sup>72</sup> lancée par la Commission européenne auprès de consultants. Cette nouvelle version a été soumise à consultation publique en 2009<sup>73</sup>.

Les principaux thèmes sur lesquels l'ERGEG se positionne sont :

- l'accès à la capacité d'interconnexion ;

- la contractualisation des réserves ;
- le modèle d'échanges d'ajustement ;
- l'architecture des marchés d'ajustement ;
- la transparence et la surveillance.

Ces recommandations ont vocation à servir de base aux travaux :

- du *Project Coordination Group* pour l'élaboration d'une feuille de route pour le développement des échanges d'ajustement, parallèlement au développement des échanges et à l'intégration des marchés journaliers et infra-journaliers ;
- de la future ACER sur les règles relatives aux échanges et à l'équilibre.

### 3.3. Interactions et complémentarités avec les marchés infra-journaliers

L'amélioration des mécanismes infra-journaliers doit être menée sans oublier que les choix d'architecture de marché pour l'infra-journalier ont des impacts sur l'équilibre du système et les marchés d'ajustement. Il convient donc de s'assurer que les modifications des marchés infra-journaliers n'affecteront pas la visibilité et les ressources à disposition des GRT pour l'équilibre du système, ainsi que la concurrence sur les mécanismes d'ajustement. En particulier, la CRE préconise de retenir une solution qui permette de préserver les échanges transfrontaliers d'ajustement réalisés actuellement. Dans le cas de la France, outre les échanges avec la Grande-Bretagne que permettra le projet BALIT, les acteurs étrangers (allemands et suisses principalement) constituent une ressource importante pour l'équilibre du système et sont la principale source de concurrence à l'opérateur historique sur le mécanisme d'ajustement (cf. partie 1, section 5).

Pour conserver ces possibilités d'échanges d'ajustement, voire même les développer, plusieurs pistes sont envisageables et devront être étudiées plus en détail, notamment :

- les échanges d'ajustement pourraient se faire parallèlement aux échanges infra-journaliers, soit via la plate-forme infra-journalière, soit via un circuit parallèle ;
- les GRT pourraient mettre en place des échanges d'ajustement selon le modèle GRT-GRT ;
- le guichet de fermeture du marché infra-journalier pourrait être fixé suffisamment en amont de l'instant de livraison afin de ne pas limiter les ressources disponibles pour l'ajustement et de permettre les échanges transfrontaliers d'ajustement.

Ces pistes ont été évoquées par les régulateurs lors de la consultation publique, lancée dans la région Centre-ouest, sur le modèle d'échanges infra-journaliers à développer (cf. partie 2, section 1.2).

<sup>70</sup> COM(2006)851, 10 January 2007, <http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/index.html>

<sup>71</sup> Lire la consultation publique sur le site de l'EREGE à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/lwj77b>

<sup>72</sup> Consulter l'étude sur le site de l'Union européenne à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/nogede>

<sup>73</sup> Lire la consultation publique sur le site de l'EREGE à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/ms5czc>

#### 4. TRANSPARENCE : VERS L'ÉLABORATION D'UN RAPPORT MULTIRÉGIONAL CONTRAIGNANT ?

Tant la Commission européenne que les régulateurs nationaux et les acteurs de marché considèrent que la transparence est une priorité pour garantir un fonctionnement efficace des marchés. Sous l'impulsion des régulateurs, la Commission a, par une décision du 9 novembre 2006 prise par voie de comitologie, rendu contraignantes les « *Congestion Management Guidelines* »<sup>74</sup>. Ces orientations font dorénavant partie du règlement communautaire 1228/2003 et sont directement applicables dans tous les États membres de l'Union européenne.

Le point 5 de cette nouvelle annexe du règlement 1228/2003 détermine les informations qui doivent être publiées par les gestionnaires de réseaux de transport (données ex-ante et ex-post sur la demande, le réseau, la production et l'ajustement). Ce texte est contraignant et les gestionnaires de réseaux de transport doivent se conformer à ses dispositions.

Cependant, cette annexe ne fournit qu'un cadre général des besoins de transparence. Elle ne fournit pas d'information sur le format, le support, la langue ou l'heure de publication. Certaines ambiguïtés subsistent également quant à la nature de l'information demandée.

Dans le cadre du processus des initiatives régionales, les régulateurs nationaux ont donc décidé d'élaborer des rapports « Transparence » dont la vocation est de préciser et d'harmoniser l'interprétation par les régulateurs du point 5 de l'annexe au règlement. À ce jour, cinq régions, sur les sept régions existantes, ont élaboré, soumis à consultation publique et publié leur rapport « Transparence » (région Nord, Centre-ouest, Centre-sud, Sud-ouest et Centre-est).

Bien qu'ils ne soient pas contraignants en tant que tels, ces rapports constituent une base solide pour l'harmonisation et la mise en œuvre des règles de transparence sur les marchés de gros au sein des régions. Ils précisent les informations qui doivent être publiées par les gestionnaires de réseaux de transport ou les bourses (quand, où, comment...).

Les rapports élaborés au sein de la région Centre-sud et Sud-ouest sont certainement les plus aboutis dans la mesure où ils comprennent, pour la première fois, des exigences en matière de transparence concernant les contraintes sur le réseau limitant les capacités aux interconnexions (cf. encadré 9).

Il est important de noter qu'à l'exception de la publication des contraintes qui limitent la capacité d'interconnexion, la structure et le contenu adoptés par ces rapports sont, dans une très large mesure, parfaitement identiques.

La mise en œuvre effective de ces rapports fait l'objet d'un suivi de la part des régulateurs dans le cadre des initiatives régionales. Les régulateurs de la région Nord ont ainsi publié en août 2008, un rapport faisant l'état des lieux de la mise en œuvre effective de leur rapport par les gestionnaires de réseaux de transport. Les régulateurs de la région Centre-ouest ont également commencé ce travail de suivi et publieront prochainement un rapport sur l'état d'avancement de la mise en œuvre du rapport sur la transparence.

## Encadré 9 – La publication des contraintes limitantes

La publication périodique des contraintes limitant les capacités aux interconnexions est une exigence de l'annexe du règlement communautaire 1228/2003. En effet, son point 5.1 dispose que « les GRT publient toutes les données utiles se rapportant à la disponibilité, à l'accessibilité et à l'utilisation du réseau, comprenant un rapport sur les lieux et les causes de congestion, les méthodes appliquées pour gérer la congestion et les projets concernant sa gestion future ». En outre, le point 1.7 précise que « les GRT ne doivent pas limiter la capacité d'interconnexion pour résoudre un problème de congestion situé à l'intérieur de leur propre zone de contrôle, sauf pour les raisons prévues ci-dessus et pour des raisons de sécurité opérationnelle. Si cette situation se produit, les GRT la décrivent et la présentent en toute transparence à l'ensemble des utilisateurs [...] ».

Malheureusement, aucun gestionnaire de réseau de transport ne publie à ce jour ce type d'informations. Si on peut comprendre une certaine réticence de la part des GRT à voir publiées des informations détaillées sur la ligne limitant la capacité d'interconnexion<sup>75</sup>, il n'en reste pas moins que les GRT pourraient très bien publier ces informations sous une forme agrégée qui éviterait toute prise de risque inutile et permettrait de se conformer aux exigences du règlement communautaire.

À minima, il apparaît indispensable que les régulateurs puissent avoir accès à ces informations détaillées, qui sont cruciales non seulement pour le développement des réseaux de transport, mais aussi pour le développement futur des architectures de marchés (définition de zones de prix en fonction des contraintes physiques apparaissant sur les réseaux, définition des instruments de couverture contre la volatilité des différentiels de prix, etc.).

## 5. MISE EN PLACE D'INDICATEURS REFLÉTANT LE DEGRÉ D'INTÉGRATION DES MARCHÉS ET MÉCANISMES INCITATIFS

### 5.1. Le besoin de mécanismes incitatifs

Les mécanismes incitatifs constituent un outil à la disposition des régulateurs pour faire atteindre des objectifs précis aux gestionnaires de réseaux. Il s'agit de fixer une cible de performance aux GRT, et de leur appliquer une pénalité si la cible n'est pas atteinte, et une récompense si la cible est dépassée.

Le projet de troisième paquet législatif communautaire propose pour la première fois d'utiliser cet outil pour accélérer l'intégration des marchés. En effet, l'autorité de régulation devra prendre toutes les mesures raisonnables pour « faire en sorte que les gestionnaires et les utilisateurs du réseau reçoivent des incitations suffisantes, tant à court terme qu'à long terme, pour améliorer les performances des réseaux et favoriser l'intégration du marché [...] ».<sup>76</sup>

Si la régulation incitative est maintenant fréquemment appliquée en Europe par les régulateurs pour atteindre des objectifs nationaux de performance (réduction

<sup>74</sup> Décision de la Commission modifiant l'annexe du règlement (CE) n°1228/2003 concernant les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité.

<sup>75</sup> Certains GRT considèrent, en effet, qu'une telle publication pourrait porter atteinte au bon fonctionnement du marché (risques de manipulation de prix), voire à la sécurité des réseaux (risques d'attentats ciblés sur les lignes du réseau en contrainte).

<sup>76</sup> Article 35 f) de la proposition de directive du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE (version du 11 mai 2009).

du coût des pertes, augmentation de la qualité, baisse du tarif d'accès au réseau, etc.), force est de constater qu'il n'existe pas, à l'heure actuelle, de mécanismes incitatifs équivalents qui viseraient à accélérer le développement des échanges transfrontaliers, et plus généralement l'intégration des marchés de l'électricité en Europe.

Pourtant, le besoin de mécanismes incitatifs se fait quotidiennement ressentir, notamment dans le cadre des initiatives régionales, car la bonne volonté des parties prenantes n'est pas toujours suffisante pour faire avancer les projets relatifs à l'intégration des marchés. Plusieurs acteurs de marché réclament, par exemple, la mise en place de mécanismes incitatifs pour maximiser le niveau des capacités mises à disposition du marché<sup>77</sup>. Les régulateurs eux-mêmes ont reconnu toute la difficulté, en l'absence de mécanismes incitatifs, de s'assurer de la maximisation des capacités par les gestionnaires de réseaux, alors même qu'il s'agit d'une disposition du règlement communautaire 1228/2003<sup>78</sup>.

Ainsi, les régulateurs européens ont décidé de travailler à l'élaboration de mécanismes incitatifs pour accélérer l'intégration des marchés, tout en maintenant la sécurité des réseaux. Le groupe de travail de l'ERGEG dédié à ce sujet est piloté par la CRE.

Ce groupe de travail a permis de mettre en exergue toute la complexité de mettre en place de tels mécanismes. D'une part, par construction même d'un mécanisme incitatif, les régulateurs devraient accepter de laisser une certaine marge de manœuvre aux GRT pour atteindre l'objectif qu'ils leur auront fixé. En effet, l'intérêt d'un mécanisme incitatif consiste justement à contourner le problème d'asymétrie d'information, intrinsèque à la relation entre les GRT et les régulateurs, sans pour autant chercher à le résoudre. D'autre part, la détermination de l'objectif de performance à atteindre est difficile en raison du manque d'information des régulateurs sur les leviers dont disposent les GRT pour accélérer l'intégration des marchés tout en garantissant la sécurité des réseaux. Enfin, le cadre juridique est actuellement peu approprié à la mise en œuvre de mécanismes incitatifs pour accélérer l'intégration des marchés, les pouvoirs des régulateurs et les dispositions tarifaires étant très peu harmonisés en Europe.

Ainsi, il est très vite apparu que plusieurs conditions étaient nécessaires à la mise en place de tels mécanismes incitatifs, au premier rang desquelles figurent l'indépendance des GRT et la réduction du nombre de parties prenantes (tant au niveau des GRT, qu'au niveau des bourses de l'électricité et des régulateurs).

En attendant que tous les prérequis nécessaires à la mise en œuvre d'un mécanisme incitatif à l'intégration des marchés soient réunis, la CRE milite d'ores et déjà pour la mise en place d'indicateurs susceptibles de refléter le niveau d'intégration des marchés. De tels indicateurs permettraient de mieux communiquer sur les bienfaits de l'intégration des marchés et sur l'impact de certaines évolutions en matière de gestion des congestions. À terme, ces indicateurs pourraient servir à mesurer la performance des actions que les GRT mènent pour accélérer l'intégration des marchés et à déterminer des incitations pour améliorer l'efficacité de ces actions.

Concrètement, les indicateurs proposés par la CRE pour mesurer le niveau d'intégration des marchés sont le bien-être collectif (ou surplus total) engendré par les flux transfrontaliers et les coûts de congestion une fois les flux transfrontaliers réalisés. Ces deux indicateurs sont construits sur la même logique.





## 5.2. Un indicateur potentiel du degré d'intégration des marchés : le bien-être collectif engendré par les flux transfrontaliers

Le bien-être collectif engendré par les flux transfrontaliers est l'indicateur naturel pour mesurer les bénéfices de l'intégration des marchés : c'est par exemple très proche de la fonction objectif des algorithmes de couplage.

Il s'agit de la somme de trois éléments :

- le surplus des consommateurs qui bénéficient, par les échanges transfrontaliers, de la complémentarité des parcs de production ;
- le surplus des producteurs qui bénéficient, par les échanges transfrontaliers, de la complémentarité des profils de consommation ;
- le surplus des utilisateurs de réseaux via le revenu des enchères de capacités.

Ces surplus peuvent être mesurés très précisément, à l'aide de la notion de courbe d'export net (« *net export curve* » ou « NEC »).

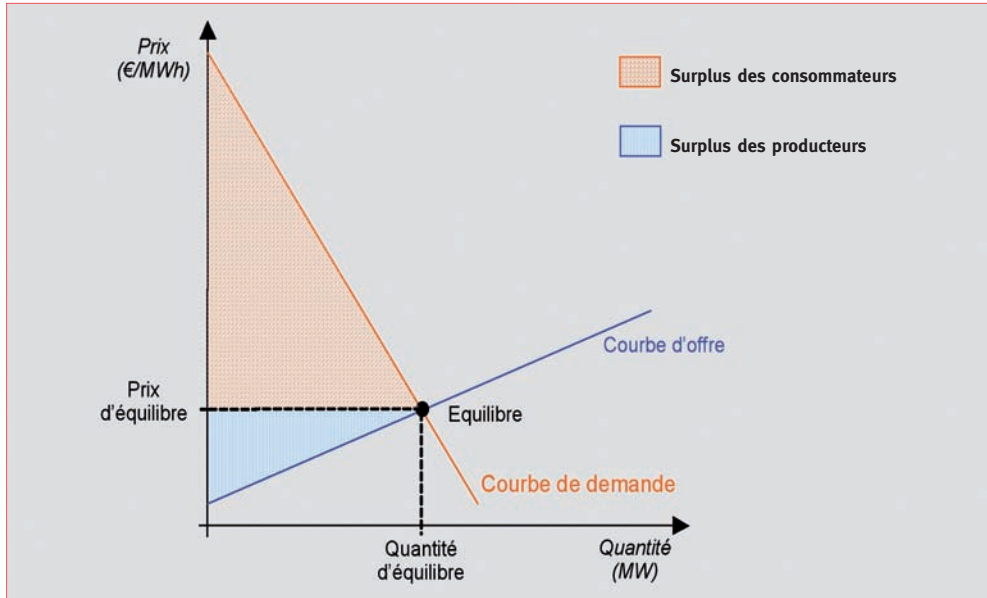
---

<sup>77</sup> Voir par exemple publication d'EFET, "More transmission capacity for European cross border electricity transactions without building new infrastructure: Improving firmness of capacity rights and maximising capacity allocation using new Regulatory incentives for transmission system operators", disponible sur <http://www.efet.org>

<sup>78</sup> Lire le rapport à ce sujet sur le site de l'EREGE à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/nhddyu>

Au niveau d'un marché, rappelons que le mécanisme de formation des prix a pour objectif la maximisation du bien-être collectif ou surplus total du marché, constitué du surplus des consommateurs et de celui des producteurs (figure 18).<sup>79</sup>

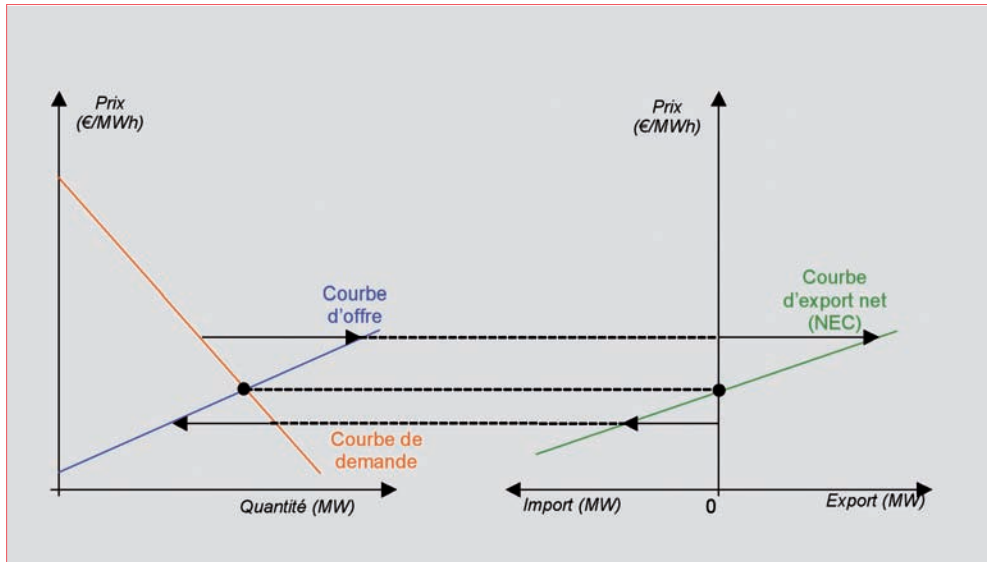
**Figure 18 – Bien-être collectif : somme des surplus des consommateurs et des producteurs**



<sup>79</sup> En réalité, les valeurs que l'on peut concrètement mesurer sont les surplus des acheteurs et des vendeurs sur un marché. Il convient de signaler qu'en pratique, les acheteurs sur un marché ne sont pas nécessairement des consommateurs d'électricité. Ainsi, les notions de surplus des consommateurs et surplus des producteurs, telles que présentées ici, sont à considérer avec précaution.

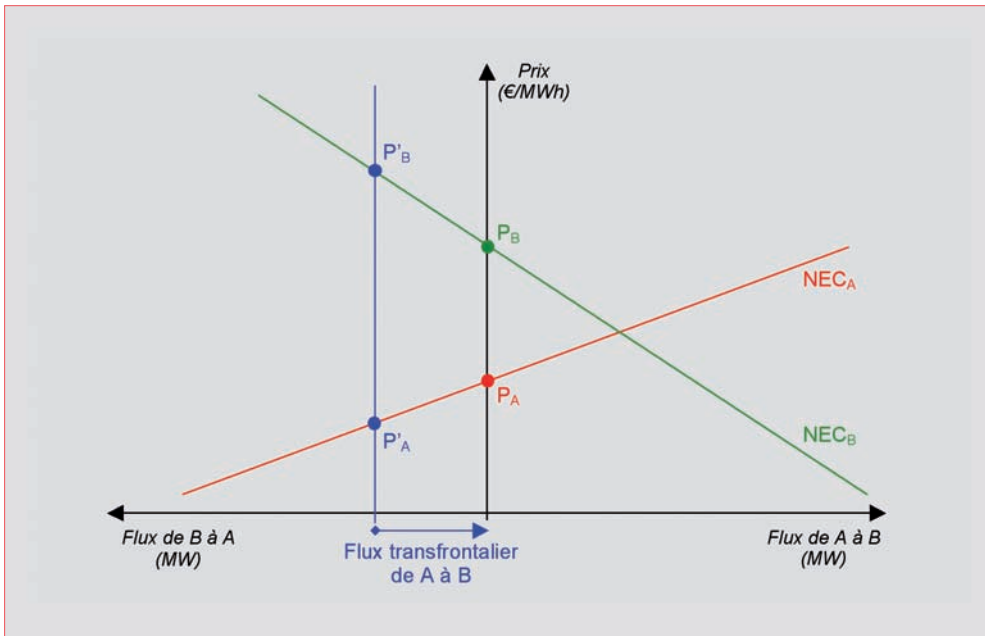
Pour transférer ce concept sur deux marchés interconnectés, on considère la courbe d'export net (NEC) de chaque marché. Pour la construire, sur la base des courbes d'offre et de demande du marché, on calcule, pour toute quantité exportée ou importée, l'évolution correspondante du prix d'équilibre du marché. La construction d'une NEC est illustrée par la figure 19.

**Figure 19 – Courbe d'export net (NEC)**



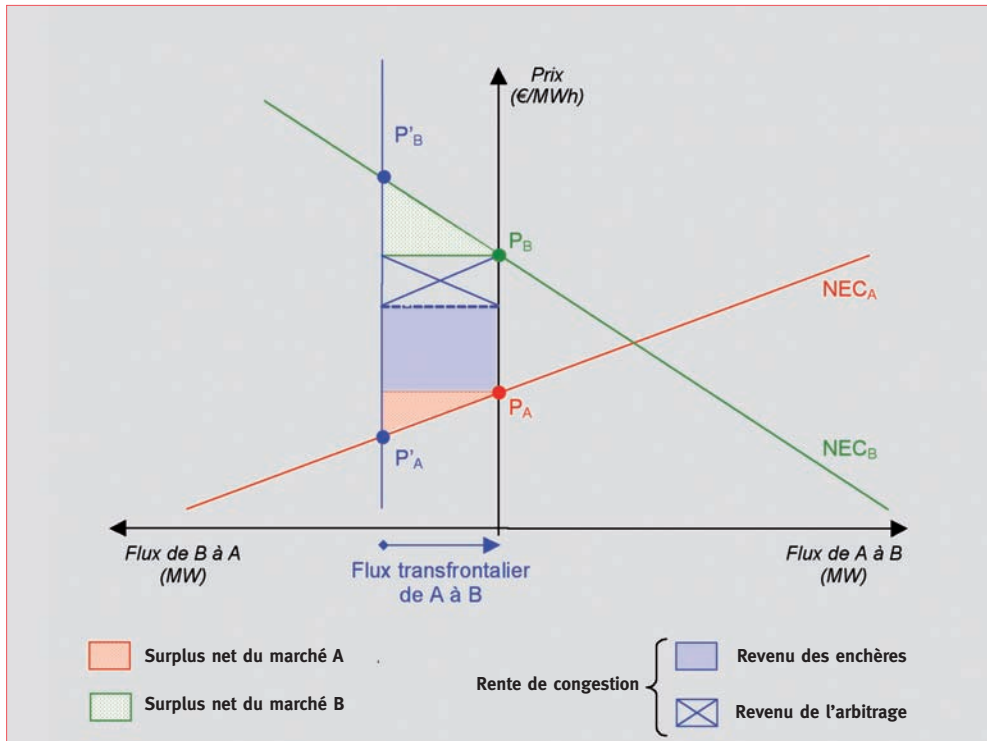
Les NEC de deux marchés interconnectés A et B peuvent être représentées sur le même graphique, les imports vus de l'un étant mis en regard des exports vus de l'autre (figure 20). Les prix de chaque marché  $P_A$  et  $P_B$ , comme représentés sur la figure 20, tiennent compte du flux transfrontalier éventuellement réalisé entre les deux marchés. Si ce flux a été réalisé dans le sens « économique », c'est-à-dire depuis le marché le moins cher (ici, A) vers le marché le plus cher (ici, B), alors il a permis une convergence des deux prix : si le flux transfrontalier entre A et B avait été nul, la différence entre les prix des deux marchés,  $P'_A$  et  $P'_B$ , aurait été plus grande, comme schématisé sur la figure 20.

**Figure 20 – NEC de deux marchés A et B sur le même graphique et prix virtuels en l'absence de flux transfrontalier**



Le flux transfrontalier de A à B aura donc permis une préséance économique plus efficace sur l'ensemble des deux zones, par rapport à la situation virtuelle dans laquelle les deux marchés auraient été isolés. Ainsi, il engendre directement un surplus économique net pour chacun des deux marchés. De plus, il engendre un surplus pour les utilisateurs de réseau, via le revenu des enchères sur l'interconnexion. Enfin, il engendre un revenu pour les utilisateurs de l'interconnexion, puisque ces derniers, en général, attribuent à la capacité d'interconnexion un prix inférieur au différentiel de prix entre les deux marchés : cette différence est le revenu de l'arbitrage. La somme de ces deux derniers éléments représente la rente de congestion totale. Tous ces éléments sont schématisés sur la figure 21.

Figure 21 – Les différents surplus engendrés par le flux transfrontalier



Sur les graphiques présentés ici, dans lesquels le marché A est le marché exportateur, le surplus net engendré par le flux transfrontalier pour le marché A, est en réalité un gain pour les producteurs du marché A. De même, le marché B étant importateur, le surplus net engendré par le flux transfrontalier pour le marché B est un gain pour les consommateurs de ce marché. Cependant, par exemple sur une année entière, la situation peut s'inverser et les consommateurs du marché A, de même que les producteurs du marché B, peuvent également tirer profit des échanges d'énergie entre les deux marchés.

Un indicateur représentant les bénéfices de l'intégration des marchés pourrait être la somme des trois éléments suivants, que l'on peut appeler le bien-être collectif engendré par les flux transfrontaliers :

- le surplus net du marché A engendré par le flux transfrontalier ;
- le surplus net du marché B engendré par le flux transfrontalier ;
- le revenu des enchères sur l'interconnexion.

Afin de considérer le bien-être collectif net des coûts sous-jacents à la gestion de l'interconnexion, il faut déduire de cette somme les éléments suivants :

- les coûts de mise en œuvre et opérationnels des méthodes de gestion des congestions (enchères, marché secondaire, nominations, etc.) ;

- le coût des actions permettant d'assurer la fermeté physique des capacités (« *redispatching* ») ;

- le coût des indemnités en cas de réduction des capacités, etc.

La maximisation de cet indicateur pourrait être l'objectif d'un mécanisme incitatif pour accélérer l'intégration des marchés.

### 5.3. Un autre indicateur potentiel du degré d'intégration des marchés : les coûts de congestion

Les coûts de congestion représentent la perte en bien-être collectif du fait de l'existence de congestions. Ils peuvent être représentés, également, à l'aide des NEC de deux marchés interconnectés (figure 22).

Aux coûts de congestion mesurés à l'aide des NEC, il faut ajouter les éléments suivants pour tenir compte du coût total, pour la collectivité, des congestions :

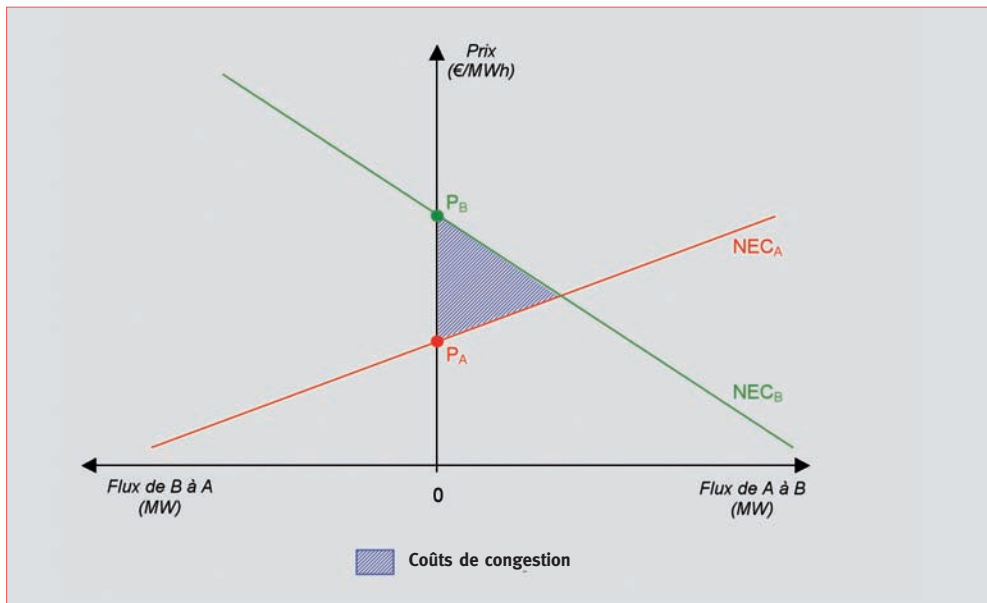
- les coûts de mise en œuvre et opérationnels des méthodes de gestion des congestions (enchères, marché secondaire, nominations, etc.) ;

- le coût des actions permettant d'assurer la fermeté physique des capacités (« *redispatching* ») ;

- le coût des indemnités en cas de réduction des capacités, etc.

La minimisation de cet indicateur pourrait être l'objectif d'un mécanisme incitatif pour accélérer l'intégration des marchés.

**Figure 22 – Les coûts de congestion**



#### 5.4. Points communs aux deux indicateurs

Ces indicateurs, s'il est démontré qu'ils sont suffisamment robustes, pourraient servir d'indicateurs de performance des actions des GRT dans le cadre d'un mécanisme incitatif pour accélérer l'intégration des marchés. En effet, si par exemple les GRT augmentent le niveau des capacités disponibles, ou s'ils mettent en œuvre un couplage des marchés, alors les effets de ces actions auront un impact direct sur ces indicateurs. De plus, le fait que les deux indicateurs prennent en compte les coûts de ces actions, garantirait que les GRT choisissent d'entreprendre les actions avec le meilleur ratio bénéfice / coût.

Avant de considérer l'élaboration d'un mécanisme incitatif basé sur l'un de ces indicateurs, la CRE milite pour qu'ils soient calculés et régulièrement publiés, de façon à évaluer leur comportement au cours du temps, mais aussi à informer tous les acteurs des bénéfices concrets de l'intégration des marchés. Sur les frontières gérées par couplage des marchés, le calcul de ces indicateurs serait très facile, puisque la fonction objectif d'un algorithme de couplage est le bien-être collectif engendré par la mise en commun des carnets d'ordres des bourses couplées<sup>80</sup> :

- Le bien-être collectif engendré par les flux transfrontaliers est la différence entre la valeur de la fonction objectif de l'algorithme de couplage, calculée avec les capacités d'interconnexion existantes, et sa valeur virtuelle en l'absence de capacités d'interconnexion.

- Les coûts de congestion sont la différence entre la valeur virtuelle de la fonction objectif de l'algorithme de couplage si les capacités étaient infinies et sa valeur réelle calculée avec les capacités d'interconnexion existantes.

Les régulateurs de la région Centre-ouest ont demandé aux partenaires du projet de couplage de publier ces deux indicateurs sur les quatre frontières de la région.

Par ailleurs, l'élaboration de ces deux indicateurs, à plus grande échelle en Europe, est actuellement en discussion au sein de l'ERGEG.

<sup>80</sup> Pour plus de détails, voir l'*Implementation Study* du projet de couplage Centre-ouest et son addendum, disponible sur le site de l'ERGEG à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/nprvxn>

# Conclusion

Les interconnexions sont les piliers essentiels de la construction du marché électrique européen. À ce titre, les inefficacités d'utilisation mises en exergue dans la partie 1 du rapport montrent que le travail entrepris en 2006 par les parties prenantes (GRT, régulateurs, bourses de l'électricité, acteurs de marché...) n'est pas terminé.

De nombreuses avancées ont été enregistrées depuis le précédent rapport. En témoigne le nombre de questions posées dans le rapport relatif à l'année 2007, qui ont trouvé réponses durant l'année 2008 :

- L'harmonisation des jeux de règles au sein de chaque région et entre régions est en cours, comme en attestent les nouvelles versions approuvées ou en cours de finalisation dans les quatre initiatives régionales où la France participe.

- Les plates-formes régionales d'enchères de capacités se développent (CASC dans la région Centre-Ouest, en discussion dans les régions Centre-sud et Sud-ouest) sans compromettre l'objectif final d'une plate-forme unique paneuropéenne. En effet, les projets en discussion entendent être transitoires et se fixent de rejoindre rapidement d'autres plates-formes.<sup>81</sup>

- La création d'un groupe de travail en charge de la coordination des projets de couplage des marchés journaliers, que la CRE souhaitait voir traitée au niveau européen, a été décidée lors du XV<sup>e</sup> forum de Florence du 24 novembre 2008 (« *Project Coordination Group* »). L'objectif sera de déterminer le modèle cible ainsi que l'ordre d'intégration des différents projets.

- L'amélioration de l'utilisation des réseaux se poursuit avec les études sur l'approche « *flow-based* ».

- L'allocation infra-journalière de capacité est discutée de manière plus concrète, en particulier dans la région Centre-ouest.

Cependant, toutes les réflexions n'ont pas pu être menées à terme, et les obstacles à l'intégration des marchés persistent :

- L'harmonisation des architectures de marché est un processus long et houleux, et l'architecture de marché cible pour l'ensemble des États membres doit encore faire l'objet d'une réflexion de fond plus poussée au niveau européen. Entre autres, le statut et le cadre de régulation des bourses méritent une attention particulière dans la mesure où les bourses occupent une place centrale dans les projets de couplage des marchés.

- L'hétérogénéité des compétences et des pouvoirs conférés aux autorités de régulation nationales par la transposition en droit national de la directive 2003/54/CE

<sup>81</sup> Lire les conclusions du 4<sup>e</sup> *Implementation Group meeting for the SW Electricity REM* sur le site de l'ERGEG à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/lznyx2> ainsi que les conclusions du *Central South Region 14th RCC meeting* sur le site de l'ERGEG à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/nhqkay>



est un frein à la coopération entre régulateurs ainsi qu'à l'intégration des marchés. L'adoption du 3<sup>e</sup> paquet énergie donne des orientations claires en matière de pouvoirs pour les régulateurs ; à titre d'exemple, la directive électricité leur attribue le pouvoir de demander des modifications et d'approuver les règles de gestion des congestions aux interconnexions, et de mettre en place les incitations qu'elles jugent adéquates auprès des gestionnaires de réseaux afin d'accélérer l'intégration des marchés. La transposition du 3<sup>e</sup> paquet énergie en droit national devrait permettre aux régulateurs d'acquiescer les pouvoirs qu'ils leur manquaient pour favoriser au mieux l'intégration des marchés.

- Le nombre de parties prenantes peut être très important, avec des positions et des intérêts divergents. Dans ce contexte, il est plus difficile de faire avancer les projets. La création de l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Énergie (ACER), dont les travaux sont précédés par ceux du *Project Coordination Group*, devraient permettre, le cas échéant, d'impulser les améliorations nécessaires et de favoriser la convergence et la mise en œuvre rapide des projets au sein des initiatives régionales.

Ainsi, la CRE et ses partenaires continuent de promouvoir l'harmonisation des architectures de marché et le développement de mécanismes de gestion des congestions efficaces favorisant l'intégration des marchés au sein des initiatives régionales.

Les limites rencontrées par l'approche régionale et par le manque de pouvoirs des autorités de régulation nationales devraient trouver leur solution, au moins en partie, dans la mise au point et l'amélioration de la régulation à l'échelon européen. Beaucoup est à attendre de l'harmonisation des pouvoirs des régulateurs, de la réflexion commune au niveau européen sur l'architecture et l'intégration des marchés et de l'optimisation et de la coordination des projets régionaux et multirégionaux.

# Liste des abréviations

ACER	<i>Agency for Cooperation of Energy Regulators</i> – Agence de Coopération des Régulateurs de l’Energie, créée par le troisième paquet énergie adopté par le Parlement européen
ATC	<i>Available Transfer Capacity</i> – Capacité commerciale disponible, calculée pour chaque échéance de temps
BALIT	<i>Balancing Inter TSO</i> – Mécanisme d’échanges d’énergie d’ajustement entre RTE et National Grid
BASA	<i>Balancing and Ancillary Services Agreement for the provision of commercial ancillary services</i> – Contrat conclu entre RTE et National Grid
CASC-CWE	<i>Capacity Allocation Service Company for Central West-Europe</i> – Plate-forme d’enchères pour l’allocation des capacités d’interconnexion de la région Centre-ouest
CNE	<i>Comisión Nacional de Energía</i> – Autorité de régulation espagnole
CORES0	<i>Coordination of Regional System Operators</i> – Centre de coordination technique régional, créé par RTE et Elia
CREG	Commission de Régulation de l’Électricité et du Gaz – Autorité fédérale de régulation belge
EMCC	<i>European Market Coupling Company</i> – Compagnie chargée d’effectuer des enchères implicites sur l’interconnexion Allemagne-Danemark
EFET	<i>European Federation of Energy Traders</i> – Association européenne des traders en énergie
EnBW netz	<i>Energie Baden-Württemberg netz</i> – L’un des quatre gestionnaires de réseaux de transport allemands
ERGEG	<i>European Regulators Group for Electricity and Gas</i> – Groupe des régulateurs européens de l’énergie
ERSE	<i>Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos</i> – Autorité de régulation portugaise
ETSO	<i>European Transmission System Operators</i> – Association des gestionnaires de réseaux européens
FTR	<i>Financial Transmission Right</i> – Droit de transport financiers
GRT	Gestionnaire de Réseau de Transport



GSK	<i>Generation Shift Key</i> – Clef de répartition de la production, utilisée dans la méthode de calcul « flow-based »
IFA	Interconnexion France-Angleterre
J-1	Journée précédant le jour de livraison de l'électricité
J-2	Journée précédant la journée J-1
MA	Mécanisme d'Ajustement
NEC	<i>Net Export Curve</i> – Courbe d'export net, calculée à partir des courbes d'offre et de demande d'un marché
NGIL	<i>National Grid Interconnector License</i> – Gestionnaire britannique de l'interconnexion France-Angleterre
NTC	<i>Net Transfer Capacity</i> – Capacité maximale admissible sur une interconnexion
OFGEM	<i>Office of the Gas and Electricity Markets</i> – Autorité de régulation britannique
OTC	<i>Over The Counter</i> – Échanges commerciaux de gré à gré
PCG	<i>Project Coordination Group</i> – Groupe de travail piloté par l'ERGEG dont la mission principale est d'assurer la coordination des projets de couplage
PTDF	<i>Power Transmission Distribution factor</i> – Coefficient d'influencement d'un flux commercial sur un ouvrage du réseau
REE	<i>Red Electrica de España</i> – Gestionnaire de réseau espagnol
RTE	Réseau de Transport d'Électricité – Gestionnaire de réseau français
RWE netz	<i>Rheinisch Westfälisches Elektrizitätswerk netz</i> – L'un des quatre gestionnaires de réseaux de transport allemands
TLC	<i>TriLateral Coupling</i> – Couplage des marchés entre la France, la Belgique et les Pays-Bas

# Index des encadrés, figures et tableaux

## 1. ENCADRÉS

Encadré 1 – Les régions impliquant la France, définies par la Commission européenne et l'ERGEG lors du lancement des Initiatives Régionales de l'Électricité	4
Encadré 2 – Les principales évolutions dans la gestion des interconnexions en 2007	6
Encadré 3 – Les principales évolutions dans la gestion des interconnexions en 2008	8
Encadré 4 – Limites de l'estimation de la perte sociale liée à l'absence de couplage des marchés en 2008	39
Encadré 5 – Vers la mise en place d'un cadre de régulation plus adapté aux actions de « redispatching » coordonné	46
Encadré 6 – Méthode de répartition des marges physiques sur les frontières Est	51
Encadré 7 – Analyse des capacités calculées par chacun des GRT de la frontière France-Espagne	53
Encadré 8 – Méthode appliquée par RTE pour répartir les coûts de « redispatching »	55
Encadré 9 – La publication des contraintes limitantes	85

## 2. FIGURES

Figure 1 – Synthèse du modèle-cible pour la gestion des congestions aux interconnexions	7
Figure 2 – Prix marginal des capacités mensuelles sur l'interconnexion France-Allemagne, comparé au différentiel de prix des produits à terme, en 2008	19
Figure 3 – Prix marginal des capacités mensuelles sur l'interconnexion France-Espagne, comparé au différentiel de prix des produits à terme, en 2008	20
Figure 4 – Prix marginal des capacités mensuelles sur l'interconnexion France-Belgique, comparé au différentiel de prix des produits à terme, en 2008	21
Figure 5 – Prix moyen des capacités mensuelles sur l'interconnexion France-Angleterre, comparé au différentiel de prix des produits à terme, en 2008	21
Figure 6 – Prix marginal des capacités journalières sur l'interconnexion France-Allemagne, comparé au différentiel de prix horaire entre EEX et Powernext, en 2008	28
Figure 7 – Prix marginal des capacités journalières sur l'interconnexion France-Espagne, comparé au différentiel de prix horaire entre OMEL et Powernext, en 2008	29
Figure 8 – Prix marginal des capacités journalières sur l'interconnexion France-Italie, comparé au différentiel de prix horaire entre IPEX et Powernext, en 2008	30
Figure 9 – Prix moyen des capacités journalières sur l'interconnexion France-Angleterre, comparé au différentiel de prix entre les deux marchés, en 2008	31
Figure 10 – Taux d'utilisation des capacités journalières nettes sur l'interconnexion France-Allemagne par rapport au différentiel de prix horaire entre EEX et Powernext, en 2008	32
Figure 11 – Taux d'utilisation des capacités journalières nettes sur l'interconnexion France-Espagne par rapport au différentiel de prix horaire entre OMEL et Powernext, en 2008	33



Figure 12 – Taux d'utilisation des capacités journalières nettes sur l'interconnexion France-Italie par rapport au différentiel de prix horaire entre IPEX et Powernext, en 2008	34
Figure 13 – Taux d'utilisation des capacités sur l'interconnexion France-Angleterre par rapport au différentiel de prix pointe/hors-pointe entre les deux marchés en 2008	35
Figure 14 – Taux d'utilisation des capacités journalières nettes sur l'interconnexion France-Suisse par rapport au différentiel de prix horaire entre Swissix et Powernext en 2008	36
Figure 15 – Taux d'utilisation des capacités journalières nettes sur l'interconnexion France-Belgique par rapport au différentiel de prix horaire entre Belpex et Powernext en 2008	37
Figure 16 – Prix marginal des enchères infra-journalières sur l'interconnexion France-Espagne par rapport au différentiel de prix horaire entre OMEL et Powernext, en 2008	41
Figure 17 – Capacités nettes et capacités allouées aux horizons de long terme sur l'interconnexion France-Espagne	52
Figure 18 – Bien-être collectif : somme des surplus des consommateurs et des producteurs	88
Figure 19 – Courbe d'export net (NEC)	89
Figure 20 – NEC de deux marchés A et B sur le même graphique et prix virtuels en l'absence de flux transfrontalier	90
Figure 21 – Les différents surplus engendrés par le flux transfrontalier	91
Figure 22 – Les coûts de congestion	92

### 3. TABLEAUX

Tableau 1 – Prix attribués aux capacités d'interconnexion en 2008	11
Tableau 2 – Niveau d'utilisation des interconnexions françaises en 2008	12
Tableau 3 – Rentes réelles et théoriques des congestions en 2008	14
Tableau 4 – Indicateurs de concurrence sur l'utilisation des interconnexions en 2008	15
Tableau 5 – Résultats des enchères annuelles 2007, 2008 et 2009	18
Tableau 6 – Utilisation à contresens et sous-utilisation des capacités de long terme en 2008	23
Tableau 7 – Reventes des capacités de long terme en journalier (2008)	25
Tableau 8 – Reventes des capacités annuelles en mensuel (2008)	26
Tableau 9 – Transferts de capacités de long terme (2008)	26
Tableau 10 – Utilisation à contresens et sous-utilisation des capacités journalières, en 2008	32
Tableau 11 – Convergence des prix horaires Powernext, Belpex et APX en 2008	37
Tableau 12 – Perte sociale estimée liée à l'absence de couplage des marchés en 2008	38
Tableau 13 – Utilisation des capacités infra-journalières en 2008	40
Tableau 14 – Participation des acteurs étrangers au mécanisme d'ajustement français en 2008	42
Tableau 15 – Sollicitations par National Grid au titre du contrat BASA (GWh)	43
Tableau 16 – Activation des réserves de secours (MWh)	44
Tableau 17 – Capacité d'interconnexion non utilisée, disponible pour des échanges d'ajustement, en 2008	44
Tableau 18 – Évolution des capacités nettes proposées en J-2 (MW)	48
Tableau 19 – Capacités offertes aux horizons de long terme et capacités théoriques	49



Tableau 20 – Coûts de « redispatching » présentés par RTE pour assurer le niveau des capacités d'interconnexion en 2008	54
Tableau 21 – Réductions de capacité en 2008 sur les frontières continentales et coût de l'indemnisation	55
Tableau 22 – Réductions de capacité en 2008 sur l'interconnexion France-Angleterre et coût de l'indemnisation	57
Tableau 23 – Annulations d'enchères explicites journalières en 2008	57

# Table des matières

<b>PRÉAMBULE PAR PHILIPPE DE LADoucETTE</b>	<b>1</b>
<b>SYNTHÈSE</b>	<b>2</b>
<b>INTRODUCTION</b>	<b>4</b>
<b>1. Contexte</b>	<b>4</b>
1.1. Évolution du rôle des interconnexions	4
1.2. Année 2007 : émergence de mécanismes-cibles	5
1.3. Année 2008 : concrétisation des premiers projets régionaux	7
<b>2. Objectifs du rapport</b>	<b>9</b>
<b>PARTIE 1 BILAN DE LA GESTION DES INTERCONNEXIONS EN 2008</b>	<b>11</b>
<b>1. Indicateurs globaux</b>	<b>11</b>
1.1. Valeurs comparées des capacités d'interconnexion	11
1.2. Niveau d'utilisation des capacités d'interconnexion	12
1.3. Indicateur d'imperfection des marchés	13
1.4. Rente de congestion	14
1.5. Concurrence sur les interconnexions	14
<b>2. Analyse des mécanismes d'allocation des capacités de long terme</b>	<b>15</b>
2.1. Valorisation des capacités de long terme	15
• Enchères annuelles	16
• Enchères mensuelles	19
2.2. Utilisation des capacités de long terme	22
2.3. Retour d'expérience sur les marchés secondaires	23
• Reventes de capacités	24
• Transferts de capacités	26
<b>3. Analyse des mécanismes d'allocation des capacités journalières</b>	<b>27</b>
3.1. Valorisation des capacités journalières vendues par enchères explicites	27
3.2. Utilisation des capacités journalières vendues par enchères explicites	31
3.3. Utilisation des capacités journalières allouées dans le cadre du couplage des marchés trilatéral	36
3.4. Estimation de la « perte sociale » liée à l'absence de méthodes implicites	38
<b>4. Capacités infra-journalières</b>	<b>39</b>
4.1. Bilan des échanges infra-journaliers en 2008	39
4.2. Cas de l'interconnexion France-Espagne	40
<b>5. Échanges d'ajustement</b>	<b>41</b>
5.1. Bilan des échanges d'ajustement en 2008	41
5.2. Potentiel de développement des échanges d'ajustement	44

<b>6.</b>	<b>Gestion des capacités par les gestionnaires de réseaux</b>	<b>45</b>
6.1.	Évolution du niveau des capacités	45
	• Évolution des capacités de transfert nettes	47
	• Évolution des capacités proposées aux enchères de long terme	48
6.2.	Réductions de capacité et coûts de « redispatching »	53
6.3.	Annulations d'enchères	57
<b>7.</b>	<b>Bilan général de la gestion et de l'utilisation des interconnexions françaises en 2008</b>	<b>58</b>
<b>PARTIE 2 ÉTAT D'AVANCEMENT ET PRIORITÉS DES INITIATIVES RÉGIONALES</b>		<b>61</b>
<b>1.</b>	<b>La région Centre-ouest</b>	<b>61</b>
1.1.	Événements marquants en 2008	61
	• La mise en œuvre d'une plate-forme régionale unique pour gérer les enchères explicites de long terme	61
	• Un travail important mené en 2008 sur le projet de couplage régional des marchés	62
	• La mise en place de mécanismes infra-journaliers transitoires sur toutes les frontières de la région	63
	• De nouvelles perspectives pour la gestion des flux physiques et le calcul des capacités	63
1.2.	Priorités identifiées par la CRE pour 2009 et 2010	64
	• L'harmonisation et l'amélioration des enchères explicites de long terme	64
	• Le démarrage effectif du couplage régional	64
	• L'expérimentation d'échanges infra-journaliers continus sur une ou plusieurs interconnexions de la région	66
	• Une plus grande transparence des gestionnaires de réseaux	68
<b>2.</b>	<b>La région France – Royaume-Uni – Irlande</b>	<b>69</b>
2.1.	Événements marquants en 2008	69
	• Le démarrage du projet « BALIT » d'échanges d'ajustement entre la France et la Grande-Bretagne	69
2.2.	Priorités identifiées par la CRE pour 2009 et 2010	69
	• La mise en œuvre de la deuxième étape du projet « BALIT »	69
	• La mise en place d'un nouveau jeu de règles d'allocation des capacités entre la France et la Grande-Bretagne	70
	• Le développement de nouvelles interconnexions avec la Grande-Bretagne	70
<b>3.</b>	<b>La région Centre-sud</b>	<b>71</b>
3.1.	Événements marquants en 2008	71
	• L'amélioration du jeu de règles d'allocation commun	71
	• La publication d'un rapport régional sur la transparence	71
3.2.	Priorités identifiées par la CRE pour 2009 et 2010	71
	• La mise en place d'une plate-forme d'allocation unique pour l'ensemble des frontières italiennes et suisses	71
<b>4.</b>	<b>La région Sud-ouest</b>	<b>73</b>
4.1.	Événements marquants en 2008	73
	• L'harmonisation et l'amélioration des enchères explicites	73
	• La publication d'un rapport régional sur la transparence	73
4.2.	Priorités identifiées par la CRE pour 2009 et 2010	74
	• La mise en place d'une plate-forme régionale unique	74
	• Le projet de couplage régional	74
	• Le développement d'échanges d'ajustement	75





<b>PARTIE 3</b>	<b>ÉTAT DES LIEUX DES TRAVAUX MENÉS À L'ÉCHELLE EUROPÉENNE</b>	<b>77</b>
<b>1.</b>	<b>La fermeté des capacités : une condition nécessaire au développement des échanges</b>	<b>77</b>
1.1.	Fermeté des capacités, après l'étape de nomination (programmes d'échanges)	77
1.2.	Fermeté des capacités allouées, avant l'étape de nomination	78
<b>2.</b>	<b>Extension du couplage de marché : un besoin urgent de définir une feuille de route paneuropéenne</b>	<b>80</b>
2.1.	État des lieux de la mise en œuvre du mécanisme cible pour l'horizon journalier	80
2.2.	Options pour le couplage de marchés	80
2.3.	Options pour les couplages interrégionaux	81
<b>3.</b>	<b>Création d'un cadre européen pour l'intégration des marchés d'ajustement</b>	<b>82</b>
3.1.	État des lieux des projets en cours	82
3.2.	Nécessité d'une dynamique européenne	82
3.3.	Interactions et complémentarités avec les marchés infra-journaliers	83
<b>4.</b>	<b>Transparence : vers l'élaboration d'un rapport multirégional contraignant?</b>	<b>84</b>
<b>5.</b>	<b>Mise en place d'indicateurs reflétant le degré d'intégration des marchés et mécanismes incitatifs</b>	<b>85</b>
5.1.	Le besoin de mécanismes incitatifs	85
5.2.	Un indicateur potentiel du degré d'intégration des marchés : le bien-être collectif engendré par les flux transfrontaliers	87
5.3.	Un autre indicateur potentiel du degré d'intégration des marchés : les coûts de congestion	92
5.4.	Points communs aux deux indicateurs	93
	<b>CONCLUSION</b>	<b>94</b>
	Liste des abréviations	96
	Index des encadrés, figures et tableaux	98
	Table des matières	101



2, rue du Quatre-Septembre - 75084 Paris Cedex 02 - France  
Tél. : 01 44 50 41 00 - Fax : 01 44 50 41 11  
[www.cre.fr](http://www.cre.fr)

ISBN : 978-2-11-098851-5

Conception et réalisation : Scripto Sensu

Imprimeur : Caractère