



Réseaux

# Echanges d'électricité aux frontières Utilisation et gestion des interconnexions en 2012

Juin 2013

# Table des matières

Synthèse.....	3
Introduction .....	7
<b>PARTIE 1 : Bilan général de l'utilisation et de la gestion des interconnexions aux frontières françaises en 2012 .....</b>	<b>9</b>
1. Bilan Import-Export et échanges aux frontières.....	9
2. Capacités d'échange d'électricité aux frontières .....	14
3. Valeur et rareté de la capacité .....	20
4. Efficacité de l'utilisation des interconnexions par les acteurs de marché .....	27
<b>PARTIE 2 : Bilan de l'utilisation et de la gestion des interconnexions aux frontières françaises par échéance de temps.....</b>	<b>29</b>
1. Capacités de long terme .....	31
2. Capacités journalières .....	44
3. Capacités infra-journalières .....	55
4. Echanges d'ajustement .....	65
<b>Conclusion .....</b>	<b>75</b>
Annexe 1 : Indicateur de proximité du design de marché actuel avec le modèle-cible par échéance et par frontière.....	78
Annexe 2 : Les régions impliquant la France pour les Initiatives Régionales de l'Electricité ....	79
Liste des abréviations.....	80
Glossaire .....	81

# Synthèse

## Les interconnexions : des infrastructures essentielles

Les interconnexions confirment leur rôle essentiel au sein des systèmes électriques français et européens. En 2012, **le solde net des échanges aux frontières françaises est exportateur à hauteur de 44 TWh**, ce qui fait de la France le premier exportateur net d'électricité d'Europe de l'Ouest. Les volumes exportés représentent 15% de la consommation nationale.

Bien que la France soit majoritairement exportatrice d'électricité, les importations jouent également un rôle déterminant pour le système électrique français. En effet, la consommation d'électricité en France est particulièrement sensible à la température et elle connaît des pics très prononcés, avec un record à 102 GW en février 2012. **Les capacités d'importation, qui représentent 8 à 10% de la consommation maximale, facilitent le passage de ces pointes de consommation**, en ayant recours aux surplus d'électricité des pays frontaliers, dont la consommation est moins « thermosensible ». **Les importations d'électricité se sont même révélées indispensables pour garantir la sécurité d'approvisionnement des consommateurs français et éviter les délestages et les « blackouts » lors de la vague de froid de février 2012.**

Outre leur contribution en termes de sécurité d'approvisionnement, les interconnexions permettent de bénéficier de la complémentarité des parcs de production en Europe et du foisonnement des pointes de consommation. **Les échanges d'électricité aux frontières permettent ainsi aux fournisseurs d'électricité de s'approvisionner au moindre coût en utilisant les sources de production les moins chères, au bénéfice du consommateur final.** A titre illustratif, le couplage de marché entre la France, le Benelux et l'Allemagne, en place depuis novembre 2010, a permis d'économiser environ 50 M€/an en termes de coûts d'approvisionnement.

**Grâce à ces échanges, l'intégration des énergies renouvelables, en particulier éolienne et photovoltaïque, est facilitée et se fait à un coût moins important que pour**

**des systèmes non interconnectés.** En effet, les interconnexions permettent de tirer profit du foisonnement de ces productions variables et de mutualiser les sources de flexibilité disponibles en Europe, qu'il s'agisse des réserves d'ajustement, des moyens de production flexibles ou des moyens de stockage. L'augmentation de 50% des échanges infra-journaliers sur l'ensemble des frontières françaises entre 2011 et 2012 traduit un intérêt croissant pour cette échéance, notamment parce qu'elle est un outil pertinent pour pallier la fluctuation de la production des énergies variables par rapport aux prévisions.

L'adéquation des mécanismes d'allocation aux besoins est donc cruciale. La CRE, acteur du processus de construction du marché unique européen de l'électricité, y contribue pleinement puisqu'elle est responsable de l'approbation des règles et des méthodes permettant d'utiliser les interconnexions. **La CRE est également chargée de l'évaluation de l'efficacité de ces méthodes et de la gestion des interconnexions, en application de l'article 1.10 de l'annexe au règlement 714/2009 : le rapport de la CRE sur la gestion et l'utilisation des interconnexions s'inscrit dans le cadre de cette mission.**

Par ailleurs, **l'utilisation des interconnexions a généré un revenu de 300 M€ pour RTE en 2012, en augmentation de 50% par rapport à 2011.** La forte volonté des acteurs de marché de disposer de capacités d'échanges accrues engendre ainsi, par le biais des enchères, une rente de congestion.

Celle-ci traduit l'insuffisance des capacités d'interconnexion pour répondre aux besoins des acteurs de marché et pour utiliser effectivement les centrales de production les moins onéreuses à l'échelle européenne. Pour faire face à ce besoin de capacités d'interconnexion, deux solutions complémentaires sont mises en œuvre par RTE grâce aux décisions d'approbation de la CRE :

- **l'amélioration des mécanismes de gestion des interconnexions** accroît les échanges d'électricité aux frontières et l'efficacité de l'utilisation des infrastructures de réseau existantes ;

- **l'investissement dans le réseau de transport, et notamment dans les interconnexions** : la CRE a approuvé en décembre 2012 un programme d'investissement par RTE s'élevant à 1439,9 M€ pour 2013, dont 404,7 M€ pour le grand transport et les interconnexions.

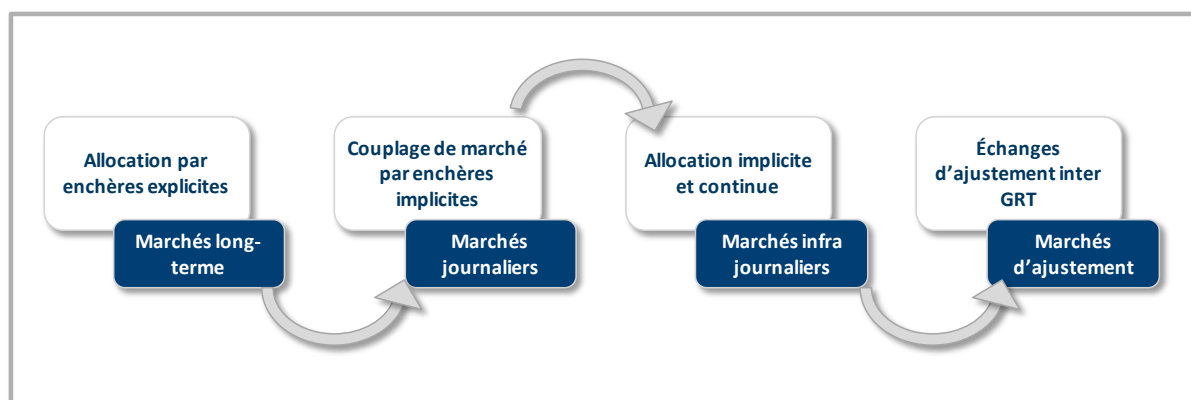
## Des progrès visibles dans la mise en œuvre des modèles-cibles

Le Conseil européen du 4 février 2011 a fixé comme objectif l'achèvement du marché intérieur de l'énergie avant fin 2014. Cet objectif nécessite de mettre en place des

mécanismes de gestion efficaces pour utiliser au mieux les interconnexions existantes. En application du « 3<sup>ème</sup> paquet énergie », les orientations-cadres de l'ACER, puis les codes de réseaux en cours d'élaboration, précisent le mécanisme jugé efficace, le « modèle-cible », spécifique à chacune des échéances. Ces modèles-cibles doivent être mis en œuvre sur l'ensemble des frontières de l'Union Européenne d'ici la fin 2014.

Le graphique 1 donne une vue synthétique des modèles-cibles par échéance, ceux-ci représentant l'ensemble des modalités les mieux adaptées aux échanges d'électricité à une échéance donnée.

**Graphique 1 : Les modèles-cibles par échéance**



Source : CRE

**Une partie significative du chemin a déjà été parcourue** sur l'ensemble des interconnexions françaises, et ce d'autant plus aisément que certains modèles-cibles ont été définis notamment grâce au retour d'expérience de projets pilotes auxquels la France participait. Les quatre dernières années ont à ce titre largement contribué à rapprocher la situation des interconnexions françaises des objectifs européens.

Ainsi, les améliorations des règles de calcul et d'allocation des capacités encouragées et approuvées par la CRE ont déjà permis dans une large mesure de faire en sorte que le maximum de capacité d'échange soit mis à disposition du marché à chaque échéance d'allocation. Cependant, la capacité entre la France et la Suisse fait encore en grande partie exception, car les modalités en vigueur ne garantissent cette maximisation qu'en infra-journalier : l'utilisation de cette interconnexion

est ainsi particulièrement moins efficace que sur les autres frontières.

La carte ci-contre (graphique 2) indique pour chaque frontière et pour chaque échéance (long-terme, journalier, infra-journalier et ajustement) à quel point la situation est proche (vert) ou éloignée (rouge) du modèle-cible. La première colonne qualifie la situation en 2009 et la seconde fin 2012. Il s'agit ici d'un indicateur qualitatif<sup>1</sup>, la partie II du rapport décrivant en détails par échéance la situation sur chaque frontière.

<sup>1</sup> L'annexe 1 décrit en détails la méthode de construction de cet indicateur. L'indicateur s'attache à établir une gradation entre des mécanismes proches ou en bonne voie pour se rapprocher du modèle-cible, et des mécanismes peu efficaces, entre éloignés à très éloignés de celui-ci.

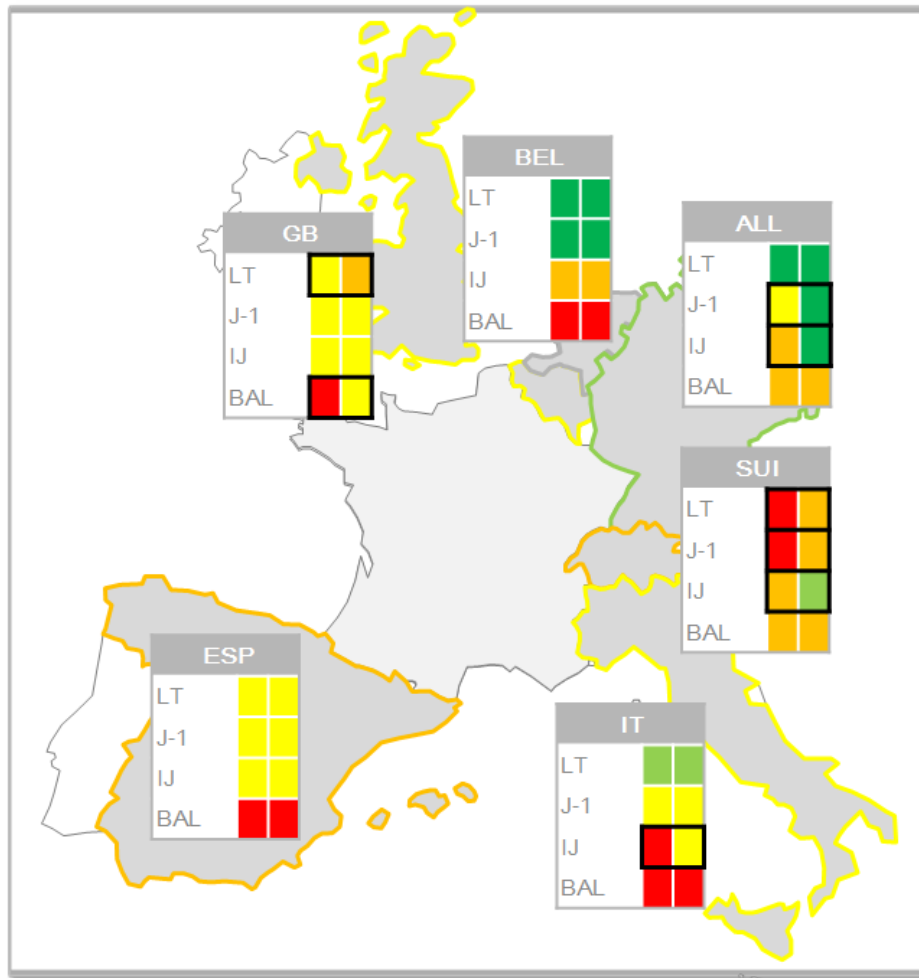
Explication des abréviations du graphique 2 : LT : long-terme ; J-1 : journalier ; IJ : Infrajournalier ; BAL : ajustement.



De nombreux projets ont abouti au cours de ces quatre années et ont ainsi permis une amélioration significative, parmi lesquels le couplage de marché avec l'Allemagne, l'évolution ou le développement des

mécanismes d'échanges infra-journaliers avec l'Allemagne, la Suisse et l'Italie, la mise en place d'échanges d'ajustement avec le Royaume-Uni sous la forme du projet BALIT.

**Graphique 2 : La proximité des mécanismes en place par rapport aux modèles-cibles, par frontière et par échéance, évolutions entre 2009 (colonne de gauche) et 2012 (colonne de droite)**



Source : CRE

A titre illustratif, ces mécanismes ont permis des avancées et des gains significatifs :

- Le couplage des marchés entre la France, la Belgique, les Pays-Bas et l'Allemagne garantit une utilisation optimale des capacités d'interconnexion entre ces pays, et a donc réduit le niveau de congestion sur ces frontières : les prix entre ces quatre pays ont été identiques 50% du temps en 2012 (contre 1% avant l'extension du couplage trilatéral à l'Allemagne).

- La mise en place d'un mécanisme d'échanges infra-journaliers plus efficace, en décembre 2010 avec l'Allemagne et en janvier 2012 avec la Suisse, a permis d'augmenter de 50% les échanges avec l'Allemagne à cette échéance entre 2010 et 2011 et de les multiplier par 5 entre 2011 et 2012 pour ce qui concerne la Suisse.

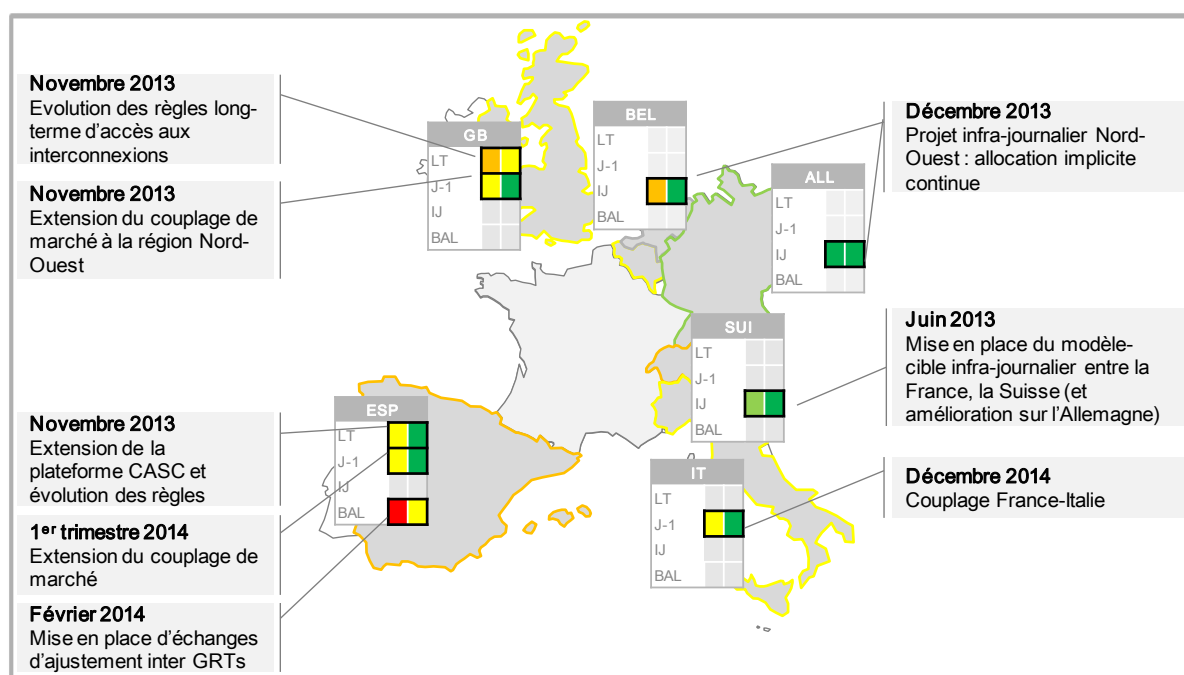
## De nombreux projets sur les rails pour atteindre l'intégration des marchés de l'électricité en 2014

Atteindre l'objectif de 2014 sera néanmoins un défi : les délais sont courts pour mettre en œuvre les modèles-cibles sur toutes les frontières. Pourtant, de nombreux projets, à la réalisation desquels la CRE œuvre activement, sont en passe d'aboutir dans les mois à venir. Ils devraient permettre d'améliorer considérablement l'efficacité des échanges aux frontières, et avoir un impact significatif en termes de diminution des coûts d'approvisionnement en énergie, de constitution des réserves ou de facilitation de l'intégration des énergies renouvelables.

La carte ci-après (graphique 3) liste les principaux projets en cours et évalue leur

impact en termes de convergence vers le modèle-cible. Parmi eux sont à noter l'amélioration des règles d'allocation de long-terme, les couplages avec le Royaume-Uni, l'Espagne et l'Italie, et la mise en place de la plate-forme d'allocation en infra-journalier, ou encore le projet de couplage fondé sur les flux (« *Flow-Based* ») qui doit permettre d'optimiser les capacités mises à disposition du marché. Des gains considérables sont à attendre de la mise en œuvre de ces projets : à titre d'exemple, l'analyse de l'utilisation des capacités d'interconnexion en 2012 indique en effet que les coûts d'approvisionnement auraient pu être réduits de 110 M€ en généralisant le couplage de marché à l'ensemble des frontières françaises. Ceci donne un aperçu de **l'importance des projets initiés ou soutenus par la CRE.**

**Graphique 3 : Calendrier des prochaines évolutions, par frontière et par échéance, évolutions entre 2012 (colonne de gauche) et les prochaines années (colonne de droite)**



Source : CRE

De surcroît, d'autres projets pour obtenir des améliorations à une échéance plus lointaine sont en phase de conception. **L'année 2013 est donc une année charnière** dans

l'amélioration des modalités d'utilisation et de gestion des interconnexions et toutes les frontières seront concernées.

# Introduction

## Les interconnexions : un élément clef de la politique énergétique européenne

Née en 1951 avec le traité instaurant la Communauté Européenne du Charbon et de l'Acier (CECA), la politique européenne de l'énergie est aujourd'hui encore en construction. Les principes fondateurs de solidarité et de compétitivité continuent de guider ce processus, encadré par les traités et par les textes du troisième paquet énergie adopté en 2009. A ces deux piliers fondateurs s'est ajoutée une dimension environnementale, qui se traduit entre autres par le paquet énergie-climat et l'objectif dit des « 3 fois 20 » : diminution de 20% des émissions de gaz à effet de serre, réduction de 20% de la consommation d'énergie, et 20 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique d'ici à 2020.

Au cœur de ce processus de construction du marché unique, les interconnexions permettent d'échanger de l'électricité entre les réseaux nationaux des différents pays européens et sont à ce titre un élément-clef de chacun des trois piliers de la politique énergétique européenne. En effet, ces échanges répondent à trois objectifs :

- Les interconnexions permettent aux acteurs de marché de réaliser des échanges commerciaux afin de réduire leurs coûts d'approvisionnement, et donc, *in fine*, la facture du consommateur final. En particulier, les pays européens ont des mix de production d'électricité différents et des profils de consommation différents. Les interconnexions permettent de tirer profit de cette complémentarité des parcs de production et du foisonnement des pointes de consommation, en réduisant les coûts d'approvisionnement en électricité et en évitant certains investissements.
- Cet intérêt est renforcé par le développement massif des énergies renouvelables. Les interconnexions élargissent le foisonnement de productions variables et optimisent la gestion des ressources de flexibilité à l'échelle européenne. Ce faisant, elles

facilitent l'intégration de ces nouvelles sources de production et limitent les investissements nécessaires pour compenser la variabilité de leur production.

- Les interconnexions jouent également un rôle essentiel pour la sécurité d'approvisionnement. Historiquement, elles ont permis de développer des mécanismes d'entraide entre les systèmes électriques nationaux et de mutualiser les moyens de réglage de la fréquence. Les événements récents illustrent leur rôle essentiel pour la sécurité d'approvisionnement : elles ont permis d'assurer l'alimentation des consommateurs français durant les vagues de froid des derniers hivers<sup>2</sup>.

Mieux échanger l'électricité entre les pays européens est donc un enjeu majeur. En France, en particulier, les interconnexions existantes ne suffisent pas à répondre à l'ensemble des besoins des acteurs de marché : les interconnexions agissent comme des « goulots d'étranglement » et limitent les échanges possibles. Pour répondre à cet enjeu majeur pour la France et l'Europe, il est nécessaire de s'appuyer sur deux vecteurs complémentaires :

- Il faut à la fois investir massivement dans les infrastructures, transfrontalières aussi bien que dans les réseaux internes afin de réduire les « goulots d'étranglement » ;
- Et améliorer l'utilisation des infrastructures existantes en faisant évoluer, par exemple, les modalités d'acquisition et d'utilisation de la capacité par les acteurs de marché, ou les méthodes de calcul de la capacité mise à disposition de ces derniers par les gestionnaires de réseau.

---

<sup>2</sup> Lors de la vague de froid de février 2012, les marges disponibles en France (capacités de production ou d'effacement non utilisées) pour passer les pointes de consommation se sont parfois trouvées à des niveaux inférieurs aux importations d'électricité à un moment donné. Sans importations, la France n'aurait ainsi pas eu suffisamment de capacités disponibles pour faire face à la demande.

## Mieux utiliser les infrastructures existantes

C'est ce deuxième vecteur qui fait l'objet du présent rapport, en application du paragraphe 1.10 des orientations annexées au règlement 714/2009 qui précise que « les autorités de régulation nationales évaluent régulièrement les méthodes de gestion de la congestion ».

Le choix des mécanismes de gestion et d'utilisation des interconnexions déployés sur chaque frontière est en effet déterminant pour l'optimisation de l'utilisation des interconnexions. La CRE, acteur du processus de construction du marché unique européen de l'électricité, a pour mission d'approuver les règles et les méthodes permettant la mise en œuvre des différents modèles-cibles de gestion des interconnexions. Plusieurs d'entre eux ont d'ailleurs été introduits à son initiative. La CRE est également en charge de l'évaluation de l'efficacité de ces méthodes et de la gestion des interconnexions.

Historiquement, les échanges d'électricité entre pays se sont appuyés sur des échanges bilatéraux entre acteurs nationaux intégrés. Le passage progressif à un système de marché paneuropéen ouvert et concurrentiel a nécessité un changement de paradigme, et avec lui le besoin de penser, développer, et mettre en œuvre de nouvelles modalités d'échanges d'électricité aux frontières. Les régulateurs et les gestionnaires de réseau, en concertation avec les acteurs de marchés, ont mené ensemble ce travail depuis l'ouverture des marchés, qui a notamment permis de définir des modèles-cibles. La CRE a pu s'appuyer sur son expérience et les projets menés avec succès aux frontières de la France (par exemple, le couplage trilatéral avec la Belgique et les Pays-Bas en place depuis 2006) et contribuer activement à cette réflexion, tout en prenant en compte les spécificités du système électrique français.

En février 2011, le Conseil Européen a fixé comme objectif l'achèvement du marché intérieur de l'énergie d'ici 2014. Ceci implique la mise en œuvre des modèles-cibles sur l'ensemble des frontières européennes. En outre, cette mise en œuvre sera rendue obligatoire par les codes de réseau, dont l'entrée en vigueur est prévue en 2014 et 2015.

La CRE, après avoir pleinement pris part à ce travail de mise au point des modèles-cibles d'échanges aux frontières, travaille depuis lors à surmonter les difficultés propres à chacune de ses interconnexions avec les pays voisins pour les mettre en place.

Ce rapport dresse le bilan de l'utilisation et de la gestion des interconnexions entre le réseau de transport d'électricité français et ceux des pays voisins. Il permet de prendre la mesure de l'efficacité des mécanismes existants, et entend donner une vision synthétique du rôle des interconnexions dans le marché de l'électricité européen et de la manière dont elles sont effectivement utilisées. En outre, il constitue l'occasion de rappeler les avancées récentes et celles à venir prochainement vers la mise en œuvre des modèles-cibles.

La première partie présente un ensemble d'indicateurs permettant de dresser un panorama général des capacités mises à disposition du marché, de la manière dont elles sont acquises et utilisées par les acteurs, et des conséquences de cette utilisation en termes de rente de congestion.

La seconde partie propose une approche plus détaillée, par échéance d'acquisition de la capacité. Elle permet d'isoler les différences de mécanismes sur chacune des interconnexions françaises, et surtout de confirmer la pertinence des modèles-cibles.



# PARTIE 1 : Bilan général de l'utilisation et de la gestion des interconnexions aux frontières françaises en 2012

Les interconnexions qui relient les réseaux nationaux de transport et qui permettent à l'électricité de transiter d'un pays à l'autre ont une capacité finie. Cette capacité physique limitée varie en permanence en fonction de divers facteurs tels que les conditions d'exploitation du réseau environnant, ou encore la température. Ce sont les gestionnaires de réseaux qui assurent la gestion de ces capacités et qui doivent quotidiennement calculer le niveau de capacité commercialement disponible sur chaque frontière afin de la mettre à disposition des acteurs de marché au travers de différents mécanismes d'allocation, selon une méthodologie approuvée par les régulateurs.

L'allocation de ces capacités permet de les attribuer aux acteurs de marché qui réalisent ainsi des échanges commerciaux d'électricité entre les pays. Elle révèle également la valeur économique des capacités d'interconnexion.

On observe sur les interconnexions françaises que ces échanges ont beaucoup de valeur et que les interconnexions existantes ne sont pas suffisantes pour satisfaire l'ensemble des besoins des acteurs de marché. Il est donc à la fois nécessaire d'investir pour accroître les capacités physiques des interconnexions et de mettre en place des mécanismes plus efficaces et plus adaptés aux besoins des producteurs et des consommateurs pour améliorer leur utilisation.

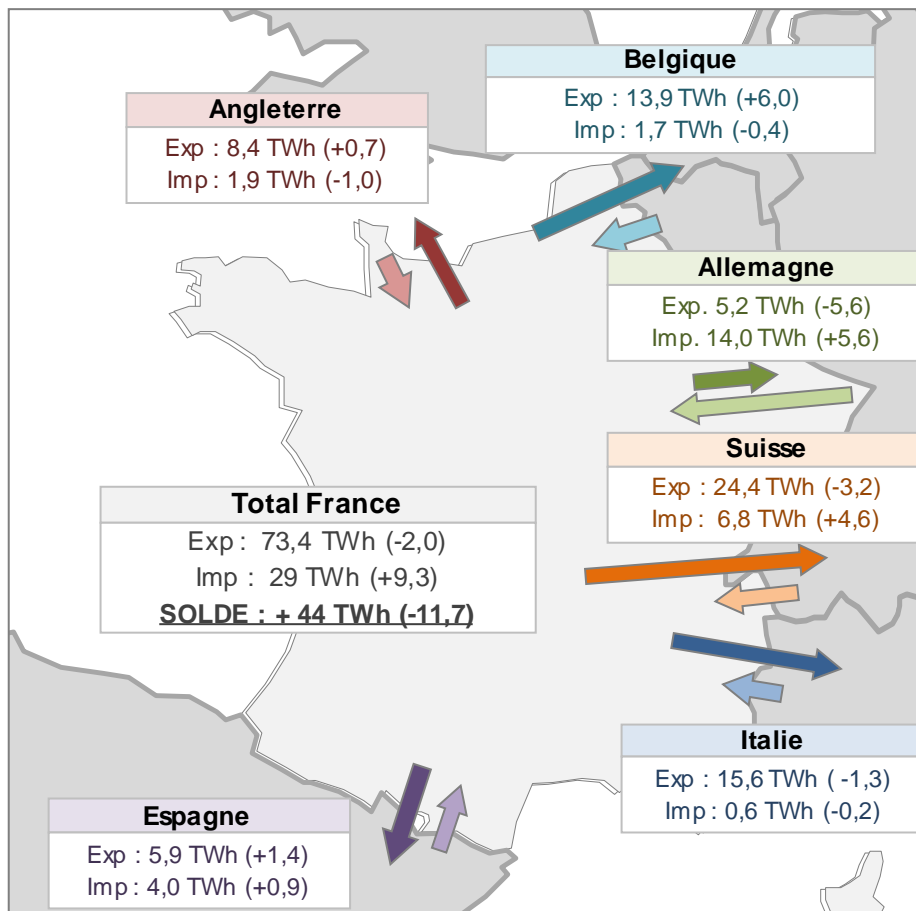
Cette première partie du rapport présente le bilan commercial des échanges aux frontières de la France en 2012 à travers d'une part les capacités que les gestionnaires de réseaux ont allouées, et d'autre part à travers la valeur économique de ces capacités donnée par le prix que les acteurs ont payé pour les acquérir et vendre ou acheter de l'électricité à l'étranger.

## 1. Bilan Import-Export et échanges aux frontières

Comme l'illustrent les graphiques 4 et 5, la France est en 2012 exportatrice nette sur l'ensemble de ses frontières, excepté avec l'Allemagne. Elle présente un bilan net exportateur de 44,4 TWh, en baisse par rapport aux 55,7 TWh de 2011.

- Cette baisse du solde exportateur net s'explique en partie par le renversement des échanges sur la frontière allemande, avec un solde redevenu importateur net à 8,8 TWh, après avoir été exportateur net de 2,2 TWh en 2011. En mars 2011, l'Allemagne a décidé d'un moratoire conduisant à l'arrêt de 8 réacteurs nucléaires et à une augmentation des importations d'électricité, notamment de France. Le renversement de tendance en 2012 est quant à lui notamment lié au développement continu des énergies renouvelables, qui contribue à tirer les prix de gros de l'électricité sur les marchés outre-Rhin vers le bas.
- Les exportations vers la Suisse ont également diminué, tandis que les importations depuis ce pays ont augmenté : le solde exportateur net est de 17,6 TWh en 2012, contre 25,2 TWh en 2011.
- En contrepartie, la nette augmentation des exportations vers la Belgique (solde net supérieur à 12 TWh contre moins de 6 TWh en 2011) faisant notamment suite à l'arrêt temporaire de deux réacteurs nucléaires, n'a pas suffi à compenser la baisse du solde exportateur global de la France.

**Graphique 4 : Flux aux interconnexions françaises en 2012**



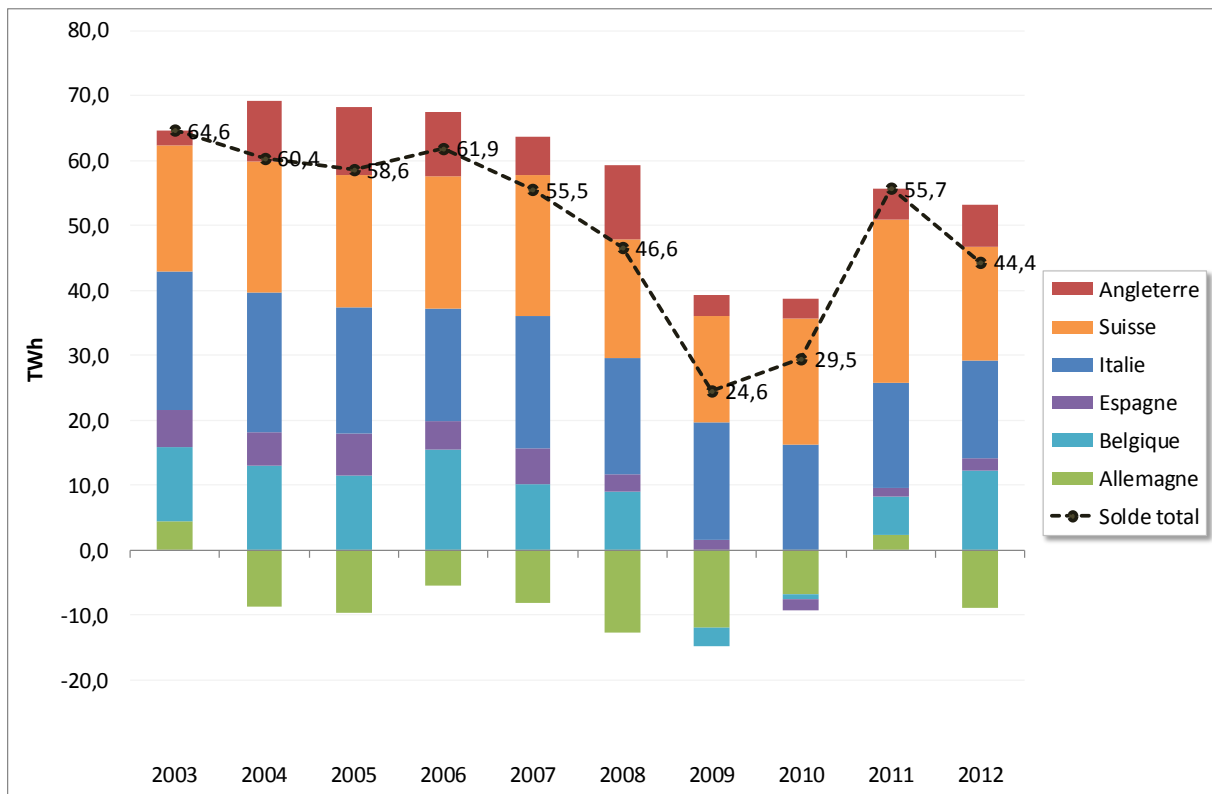
Source : RTE – Analyse : CRE

Note : Les valeurs entre parenthèses représentent l'évolution (en TWh) par rapport aux flux 2011

Si ce solde a donc diminué de 20% entre 2011 et 2012, il reste toutefois nettement supérieur aux soldes des échanges observés en 2009 et

2010, comme le montre le graphique 5 ci-après.

**Graphique 5 : Evolution du solde net de la France depuis 2003, en TWh**

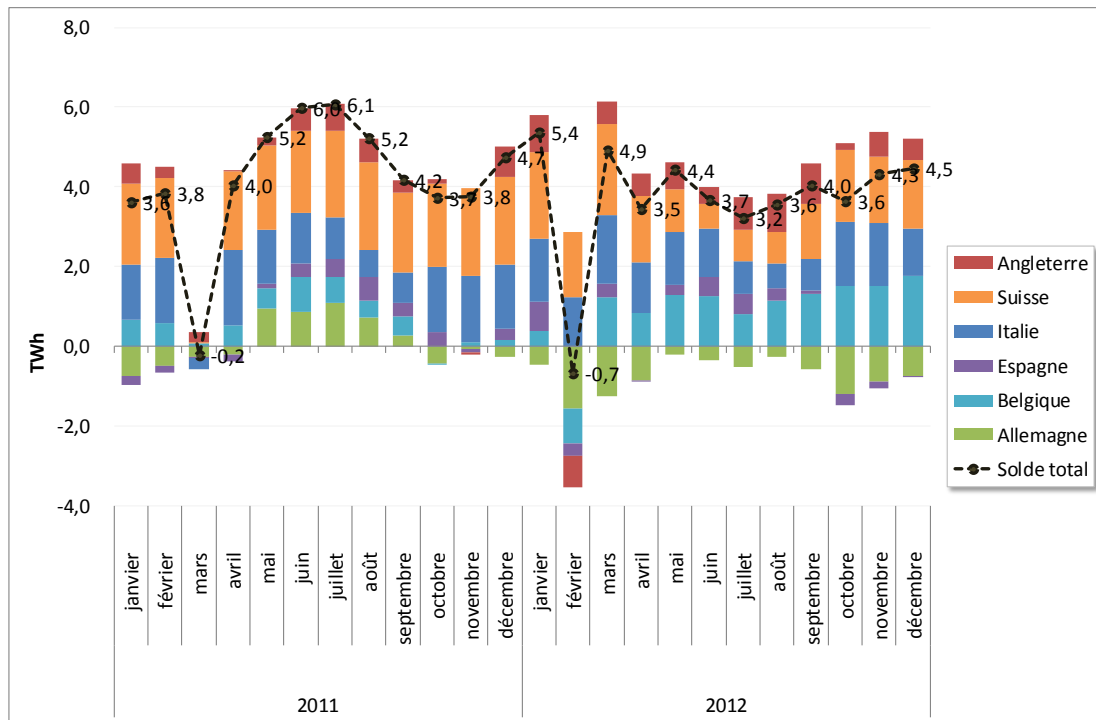


Source : RTE – Analyse : CRE

Une analyse du solde des échanges mois par mois (graphique 6) met en évidence le cas particulier de février 2012, seul mois pour lequel la France présente un solde importateur net.

- Durant les dix premiers jours de février, la France a connu une vague de froid avec des températures inférieures de 10°C aux normales saisonnières. Dans ce contexte, avec une thermosensibilité particulièrement forte (2300 MW de puissance électrique supplémentaire sont nécessaires lors de la pointe pour chaque degré perdu en hiver), des records de consommation d'électricité et de gaz ont été enregistrés (102,1 GW le 8 février 2012 à 19h pour l'électricité) et ont conduit à une inversion du solde des échanges électriques avec l'Angleterre, la Belgique, et l'Espagne. Si la vague de froid n'a pas épargné les voisins de la France, la moindre sensibilité de leur consommation électrique aux variations de température n'a pas entraîné des pics de consommation aussi importants.
- Par rapport à 2011, l'augmentation des exportations vers la Belgique est clairement visible, notamment sur les 3 derniers mois de l'année, au cours desquels la capacité a été souvent saturée, conduisant à un taux de convergence plus faible entre les prix spot belges et français (cf Partie 2.2 « Bilan de l'utilisation et de la gestion des interconnexions aux frontières françaises à l'échéance journalière »).

**Graphique 6 : Solde des échanges mensuels en 2011 et 2012, en TWh**



Source : RTE – Analyse : CRE

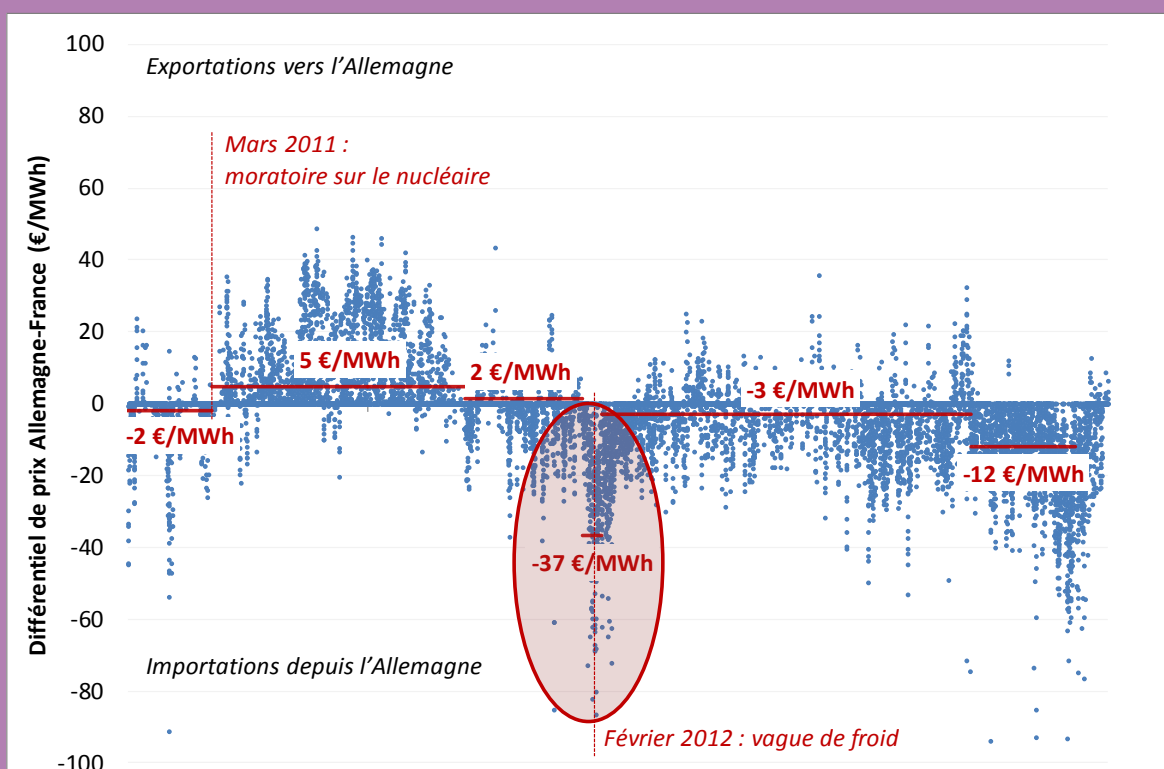
## Encadré 1 : Les échanges France-Allemagne

Grâce au couplage de marché introduit en novembre 2010, les capacités d'interconnexion sont utilisées efficacement entre la France et l'Allemagne, permettant aux prix français et allemand de converger 65% en 2012, alors que le taux de convergence ne dépassait pas 10% auparavant.

En mars 2011, un moratoire sur le nucléaire a été décidé en Allemagne, d'abord transitoire, puis pérenne. Il a entraîné l'arrêt rapide de 8 réacteurs nucléaires. Combiné à la baisse des prix français en sortie d'hiver, ce moratoire a donc contribué à inverser le différentiel de prix entre la France et l'Allemagne, la France exportant de nouveau abondamment outre-Rhin. Durant l'hiver 2011-2012, la forte saisonnalité de la consommation française (et donc des prix) par rapport à celle de l'Allemagne a fait repasser les prix de marché français au-dessus des prix allemands, avec des échanges orientés à l'import.

A partir de l'été 2012, le graphique 7 ci-dessous illustre une divergence croissante entre les prix des deux pays, marquée par des importations croissantes d'Allemagne vers la France même en dehors de la période hivernale. Cette tendance conduit à une saturation croissante de la capacité d'interconnexion entre les deux pays, qui ne suffit plus à permettre une convergence des deux marchés malgré le couplage : 44% et 35% du temps en moyenne en 2011 et 2012, la saturation de la capacité sur le premier trimestre 2013 concernera plus de 70 % des heures.

Graphique 7 : Evolution du différentiel de prix avec l'Allemagne (01/2011 – 03/2013)



Source : EPEX Spot – Analyse : CRE

Note : Pour des questions de lisibilité, le graphique n'illustre pas les différentiels de prix extrêmes (>100€/MWh), constatés notamment pendant la vague de froid de février 2012 (occurrences sur la période janvier 2011 – mars 2013 : moins de 0,2% du temps).



Autre indicateur révélant cette tendance : le revenu brut des enchères pour l'import depuis l'Allemagne s'est élevé à 35 M€ en 2012, soit 20 M€ de plus qu'en 2011. Cette évolution est encore plus marquée si on considère la rente de congestion théorique de la capacité d'import depuis l'Allemagne : passant de 7,9 à 45,3 M€, elle a été multipliée quasiment par 6.

A l'export, le revenu brut des enchères (12 M€) aura représenté quatre fois la rente de congestion théorique (cf Partie 1.3 « Valeur et rareté de la capacité »). Ceci indique que, probablement du fait du moratoire sur le nucléaire et de l'inversion des flux en 2011, les acteurs de marché avaient anticipé une valeur d'option de la capacité d'export vers l'Allemagne plus importante qu'elle ne l'a été in fine.

Les acteurs de marché ont ainsi été prêts à acheter de la capacité d'import depuis l'Allemagne à 4,23 €/MWh contre seulement 1,21 €/MWh pour le même produit en 2012. Le prix donné par les acteurs à la capacité d'import depuis l'Allemagne à l'enchère annuelle et les prix sur les marchés forward indiquent donc que cette tendance devrait se poursuivre tout au long de 2013.

Cette tendance de fond peut en partie s'expliquer par le développement soutenu des capacités de production d'énergies renouvelables en Allemagne, ainsi que par la baisse du prix du charbon et du CO<sub>2</sub>, ancrés dans les fondamentaux du prix de l'électricité en Allemagne et participant à faire baisser les prix sur le marché allemand.

Même s'il joue parfaitement son rôle et qu'en son absence, la situation serait encore plus contrastée entre la France et l'Allemagne, il a été observé durant l'hiver 2013 que le couplage de marché ne suffisait plus à assurer une convergence élevée des prix français et allemand, avec une convergence de 15% seulement au mois de mars 2013, et un différentiel de prix atteignant 19 €/MWh en moyenne sur le mois.

Toutefois, le projet de couplage de marché fondé sur les flux mené par les régulateurs, les GRT et les bourses de la région Centre-Ouest, dont la mise en œuvre est prévue pour début 2014, devrait permettre d'accroître les capacités d'interconnexion mises à disposition des acteurs de marché pour réaliser des échanges commerciaux, en améliorant l'estimation et la prise en compte des flux physiques sur le réseau, générés par ces transactions transfrontalières. A titre illustratif, d'après les simulations des GRT portant sur le 1<sup>er</sup> trimestre 2013, les importations françaises depuis l'Allemagne et la Belgique auraient pu être augmentées de 2000 à 3000 MW (+50%) lors des périodes de prix élevés en France, contribuant ainsi à diminuer le prix français et à l'aligner avec le prix allemand. Toujours d'après ces simulations, la France, l'Allemagne, la Belgique et les Pays-Bas auraient eu un prix identique 47% du temps en « flow-based » contre 23% en pratique, avec la méthode de calcul des capacités actuelle.

## 2. Capacités d'échange d'électricité aux frontières

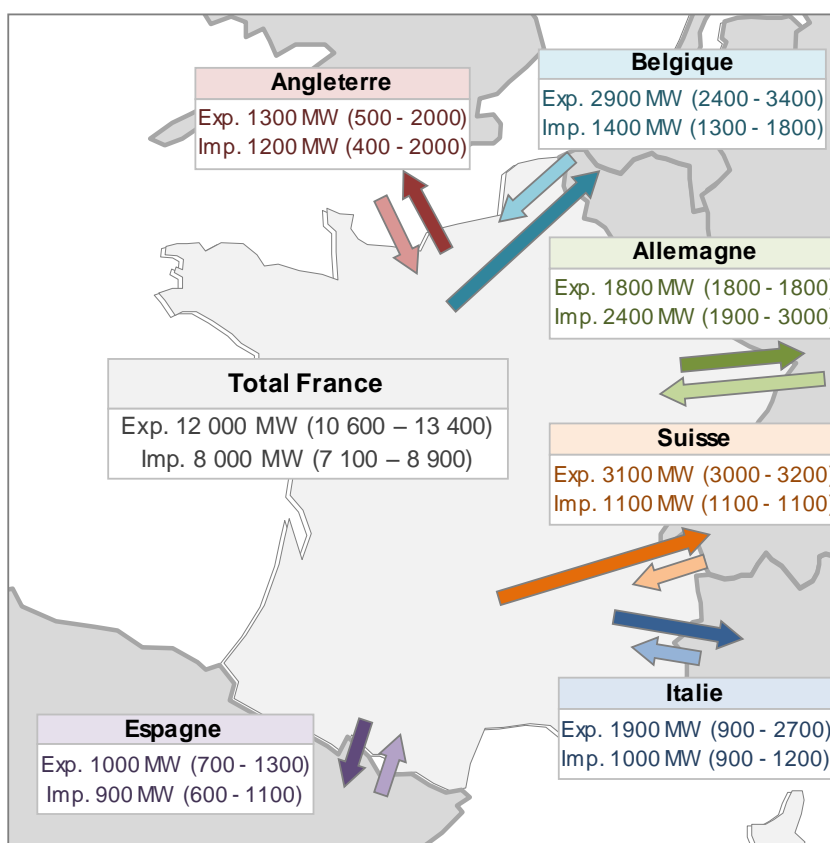
En 2012, la capacité moyenne disponible pour les acteurs de marché aux interconnexions françaises était de 12 GW à l'export et 8 GW à l'import (graphique 8).

- Cette capacité dite « commerciale » diffère de la capacité « physique » de l'interconnexion : elle est obtenue après un calcul coordonné entre les

gestionnaires de réseaux et une répartition sur chaque frontière, à partir des capacités physiques disponibles et des conditions d'exploitation du réseau<sup>3</sup>.

- En outre, on peut observer l'importance des frontières suisse et belge pour les exportations françaises, et de la frontière allemande pour les importations.

**Graphique 8: Capacité des interconnexions en 2012, NTC<sup>4</sup> moyenne calculée en J2**



Source : RTE – Analyse : CRE

Note : Les valeurs entre parenthèses représentent respectivement les 1<sup>er</sup> et 9<sup>ème</sup> déciles.

<sup>3</sup> La capacité physique représente le transit maximal physiquement admissible par chacune des lignes du réseau, (dont les lignes d'interconnexion) indépendamment des autres lignes. La capacité commerciale d'une interconnexion constitue la capacité qui reste disponible pour les échanges transfrontaliers une fois intégrés les flux internes sur les lignes pertinentes du réseau, en intégrant une marge de sécurité pour gérer les aléas. La capacité commerciale d'une interconnexion est donc inférieure à sa capacité physique. Une ligne interne peut être limitante dans le sens de l'importation ou bien de l'exportation. Ceci explique la différence globale observée entre les NTC moyennes en 2012 dans ces deux directions.

<sup>4</sup> La NTC (« Net Transmission Capacity ») représente la capacité totale utilisable (capacité commerciale).

## 2.1. Evolution des capacités d'interconnexion

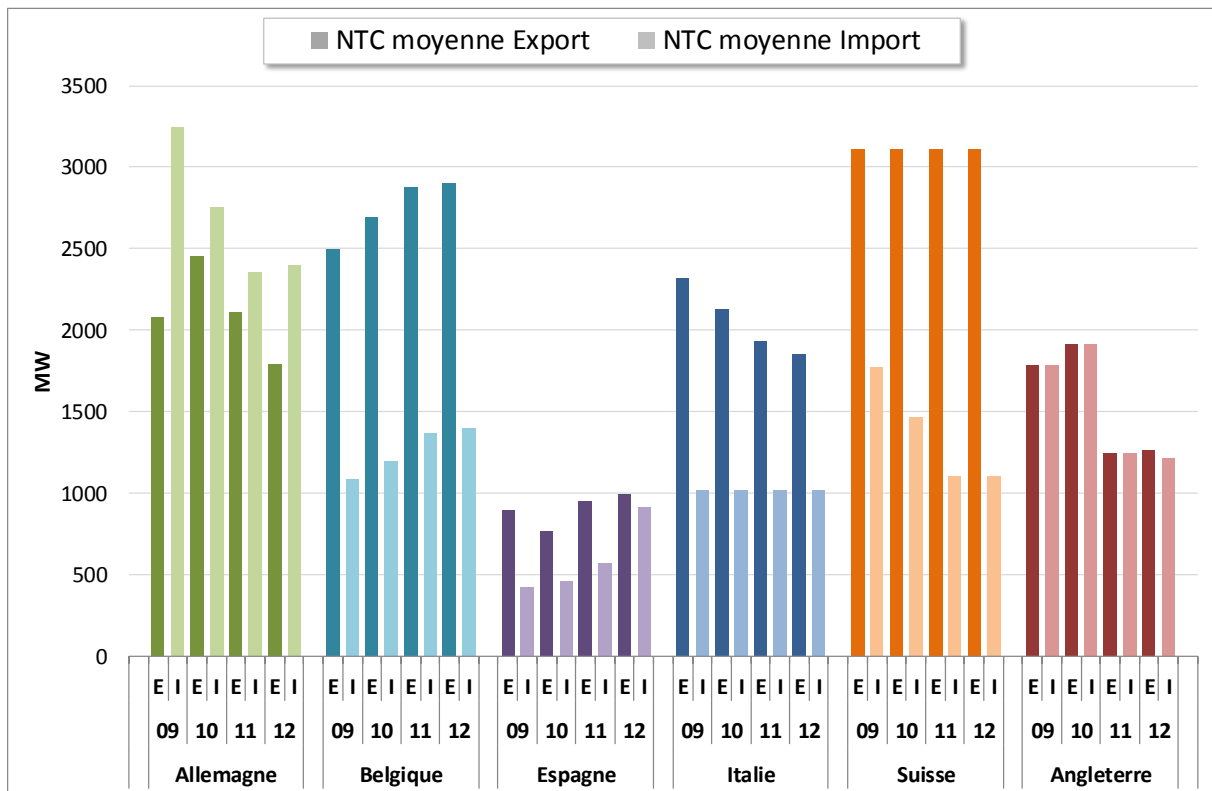
On observe globalement un recul de la capacité commerciale moyenne disponible à l'exportation par rapport à 2011 (12,2 GW) et

2010 (13,1 GW), mais ce niveau reste dans la moyenne observée ces dernières années. La capacité à l'importation, quant à elle, reste stable.

Le graphique 9 révèle ainsi plusieurs tendances :

<b>Belgique</b>	L'augmentation de la capacité en 2010 et 2011 à l'import comme à l'export s'explique en partie par le renforcement de l'interconnexion qui relie sur 15 km Moulaine, en Meurthe et Moselle, à Aubange, dans les Ardennes belges. Ce renforcement a en effet permis d'augmenter à partir de mi 2010 de 10 à 15% la capacité d'échange disponible entre les deux pays.
<b>Allemagne et Italie</b>	Sur les frontières avec l'Allemagne et l'Italie, la diminution de la capacité disponible est à mettre en regard de la constance de la capacité d'export vers la Suisse qui trouve son origine dans la garantie d'export des contrats de long-terme. L'interdépendance des capacités, notamment pour des frontières géographiquement proches aurait pu se traduire par une diminution plus homogène de la capacité sur les trois frontières allemande, suisse et italienne.
<b>Espagne</b>	Les renforcements du réseau interne entre Vic et Sentmenas, pour préparer l'arrivée de la nouvelle ligne à courant continu actuellement construite entre la France et l'Espagne (+ 2000 MW), ont permis une augmentation de la capacité d'interconnexion à l'import.
<b>Italie</b>	La capacité d'interconnexion avec l'Italie contribue à hauteur d'environ 50% à la rente de congestion totale (149 M€ pour RTE en 2012, 105 en 2011). L'allocation des capacités long-terme en représente une part significative (124 M€), les acteurs cherchant à se couvrir contre le différentiel de prix. Le sens export représente 99% de la rente, traduisant également l'anticipation de prix élevés en Italie.
<b>Angleterre</b>	La baisse importante de la capacité prévisionnelle s'explique par la réalisation d'importants travaux sur l'ouvrage reliant les deux pays, entre mars et octobre 2011 d'abord, puis de mars à juillet 2012, visant notamment à moderniser des installations de conversion courant alternatif-courant continu.

**Graphique 9 : Capacité de l'interconnexion, NTC calculée en J-2 : variation de 2009 à 2012**



Source : RTE – Analyse : CRE

Note : « E » et « I » signifient respectivement « Export » et « Import ».

## 2.2. Réductions de capacité

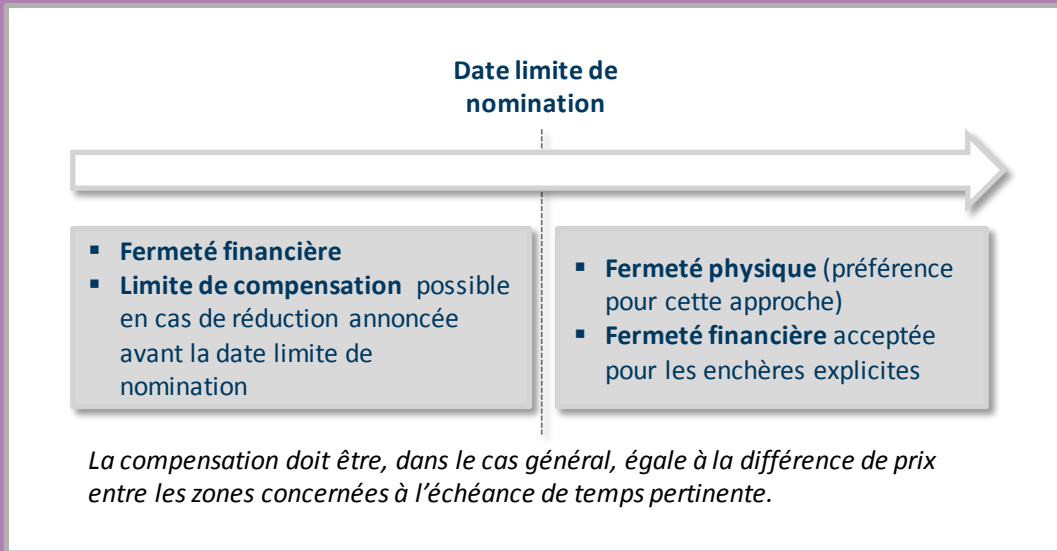
Les gestionnaires de réseau peuvent faire face à des situations pendant lesquelles la totalité des capacités qu'ils ont allouées ne peut pas être physiquement utilisée, car cela mettrait en péril la sécurité du réseau. Un des outils à la disposition des gestionnaires de réseau pour assurer la sécurité du réseau est la réduction des capacités allouées. Cette réduction s'accompagne d'une indemnisation des détenteurs de capacités qui se voient réduire une partie de leurs droits de transfert.

La mise en œuvre d'une réduction a un coût pour les GRT qui dépend du régime de fermeté. En contrepartie, un niveau de fermeté élevé permet d'accroître la valeur d'achat de la capacité. Sur les frontières françaises, il existe trois types de régime : la fermeté physique, la fermeté financière et le remboursement de l'enchère.

- La fermeté physique signifie que les gestionnaires de réseau n'ont pas la possibilité de réduire la capacité une fois nominée.
- Le principe de fermeté financière consiste à mettre en place un schéma d'indemnisation en cas de réduction qui rende les acteurs financièrement indifférents au fait d'utiliser leur droit de transport ou de le voir réduit ; le détenteur d'un droit réduit est compensé à hauteur du différentiel du prix entre les marchés.
- Le remboursement de l'enchère conduit à compenser le détenteur d'un droit réduit à 100% ou 110% du prix de l'enchère.

## Encadré 2 : les régimes de fermeté prévus dans les Orientations-Cadres

Les Orientations-Cadres sur l'allocation des capacités et la gestion des congestions (CACM) adoptées en juillet 2011 préconisent une fermeté financière avant la date limite de nomination et une fermeté physique après.





Le tableau 1, qui détaille les réductions frontière par frontière, permet d'observer les éléments suivants :

<p><b>Angleterre</b></p>	<p>Une forte augmentation des réductions de capacité est constatée sur l'interconnexion entre la France et l'Angleterre. En effet, deux incidents majeurs sont survenus en 2012 :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Un incident le 30 septembre qui a eu pour conséquence une indisponibilité longue d'un pôle, soit un impact de 500 MW sur la capacité commerciale depuis la date de l'incident ;</li> <li>- Des problèmes récurrents (fuites d'huile) nécessitant des consignations complémentaires pour mener des travaux, avec un impact de 500 MW sur la capacité commerciale.</li> </ul> <p>Aussi, les capacités déjà allouées aux enchères long-terme ont été réduites à hauteur de la nouvelle capacité commerciale disponible et compensées aux détenteurs de droits réduits au prix de l'enchère. Les enchères mensuelles de novembre et décembre ont été annulées. En conséquence, la capacité commerciale a été faible entre octobre et décembre. Des réductions ont été opérées 90% temps, au cours de cette période, à hauteur de 730 MW en moyenne et l'interconnexion n'a jamais pu fonctionner à pleine puissance (2000 MW).</p>
<p><b>Italie</b></p>	<p>Une forte diminution des réductions de capacités est notée sur la frontière franco-italienne en 2012 dans le sens de l'exportation. Au cours de l'année 2011, il y a eu un nombre élevé de réductions dues à des phénomènes de tensions hautes en Italie qui sont liés principalement au développement des énergies renouvelables (augmentation de 18,4% de la production d'énergies renouvelables en Italie entre 2010 et 2011). Ces fréquentes réductions ont aussi entraîné une diminution de la capacité ferme offerte à l'échéance annuelle dans le sens export (330 MW en 2012 ; 1000 MW en 2011). En 2012, l'anticipation a été meilleure, la capacité offerte moindre : les réductions sont en conséquence plus limitées.</p>
<p><b>Espagne</b></p>	<p>La diminution du coût supporté par les gestionnaires de réseau français et espagnol dans le sens de l'exportation (- 90%) ne s'explique pas uniquement par la plus faible profondeur des réductions puisqu'elle est en moyenne de -30%. Comme le montant de l'indemnisation est dépendant du différentiel de prix entre les deux pays, cette diminution du coût d'indemnisation s'explique aussi par un écart de prix moins important pendant les heures de réduction.</p>

**Tableau 1 : Bilan des réductions en 2012 et leur évolution par rapport à 2011**

Chiffres 2012 (% d'écart par rapport à 2011)		Profondeur moyenne des réductions (MW)	Nombre d'heures concernées	Coût de l'indemnisation supporté par les GRT
Allemagne	Export	0	0	- €
	Import	0	0	- €
Belgique	Export	0	0	- €
	Import	0	0	- €
Espagne	Export	291 (-31%)	120 (-2%)	26,7 k€ (-90%)
	Import	623 (-1%)	85 (0%)	393,2 k€ (-5%)
Italie	Export	44 (-92%)	20 (-92%)	20,7 k€ (-99%)
	Import	0	0	- €
Suisse	Export	317 (∞)	68(∞)	149,5 k€ (∞)
	Import	0	0	- €
Angleterre	Export	654 (41%)	2636 (41%)	7 575,7 k€ (184%)
	Import	684 (43%)	3041 (71%)	3 070,2 k€ (64%)

Sources : RTE, CASC, IESOE, CMS – Analyse : CRE

### 3. Valeur et rareté de la capacité

L'analyse du prix que les acteurs de marché ont accordé aux capacités d'interconnexions lors des enchères organisées par les gestionnaires de réseau permet de révéler la valeur de la capacité d'interconnexion entre deux pays. Lorsque la capacité est insuffisante pour satisfaire la demande, une congestion se forme, et un prix de la capacité émerge. Le prix ainsi formé traduit la rareté de la capacité. En le mettant en regard du coût de développement d'une nouvelle ligne, il peut justifier de nouveaux investissements. Par ailleurs, en application du règlement européen 714/2009<sup>5</sup> du 13 juillet 2009, la rente de

congestion qui est dégagée lors des enchères doit servir en priorité à financer les investissements ayant pour objectif de renforcer les capacités d'échanges aux frontières.

<sup>5</sup> Règlement (CE) N° 714/2009 du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, Article 16.6 :

« Les recettes résultant de l'attribution d'interconnexions sont utilisées aux fins suivantes:

- a) garantir la disponibilité réelle des capacités attribuées; et/ou
- b) maintenir ou accroître les capacités d'interconnexion via les investissements dans le

réseau, en particulier dans les nouvelles interconnexions.

Et point 6.6 de l'annexe 1 au règlement :

- g « Les recettes tirées de la congestion et destinées à des investissements pour maintenir ou accroître les capacités d'interconnexion sont affectées de préférence à des projets spécifiques préalablement désignés qui contribuent à réduire la congestion en question et qui peuvent également être mis en œuvre dans un délai raisonnable, compte tenu notamment de la procédure d'autorisation. »
- m

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

Le prix horaire moyen, révélé par les enchères pour chaque mégawatt d'interconnexion, toutes échéances confondues (tableau 2), est un élément de comparaison entre les différentes interconnexions aux frontières

françaises. Il peut, notamment, être utilisé dans la perspective d'investissements dans de nouvelles lignes d'interconnexion ; 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>6</sup>.

**Tableau 2 : Prix attribués aux capacités d'interconnexion en 2011 et 2012**

		2012				2011				
		Différentiel moyen des prix spot	Prix moyens de la capacité d'interconnexion		Total	Différentiel moyen des prix spot	Prix moyens de la capacité d'interconnexion		Total	
		€/MWh	€/MWh	€/MW	€/MW	€/MWh	€/MWh	€/MW	€/MW	
Allemagne	Export	0,4	1,4	12 691	39 948	3,1	1,5	13 050	24 277	
	Import	4,7	3,1	27 257		0,9	1,3	11 227		
Belgique	Export	1,4	0,5	4 484	10 811	0,5	0,0	435	2 358	
	Import	1,4	0,7	6 327		0,0	0,2	1 923		
Espagne	Export	5,9	2,6	22 580	34 174	6,1	1,8	16 131	31 516	
	Import	5,6	1,3	11 594		5,1	1,8	15 385		
Italie	Export	29,5	17,4	152 526	153 128	23,4	12,2	106 769	108 908	
	Import	1,0	0,1	602		0,1	0,2	2 139		
Suisse	Export	4,9	4,0	35 412	39 222	7,9				
	Import	2,3	0,4	3 810		0,7				
Angleterre*	Export	11,1	3,7	32 597	37 084			2,2	19 107	26 555
	Import	2,3	0,5	4 488				0,9	7 447	

Sources : RTE, CASC, IESOE, CMS – Analyse : CRE

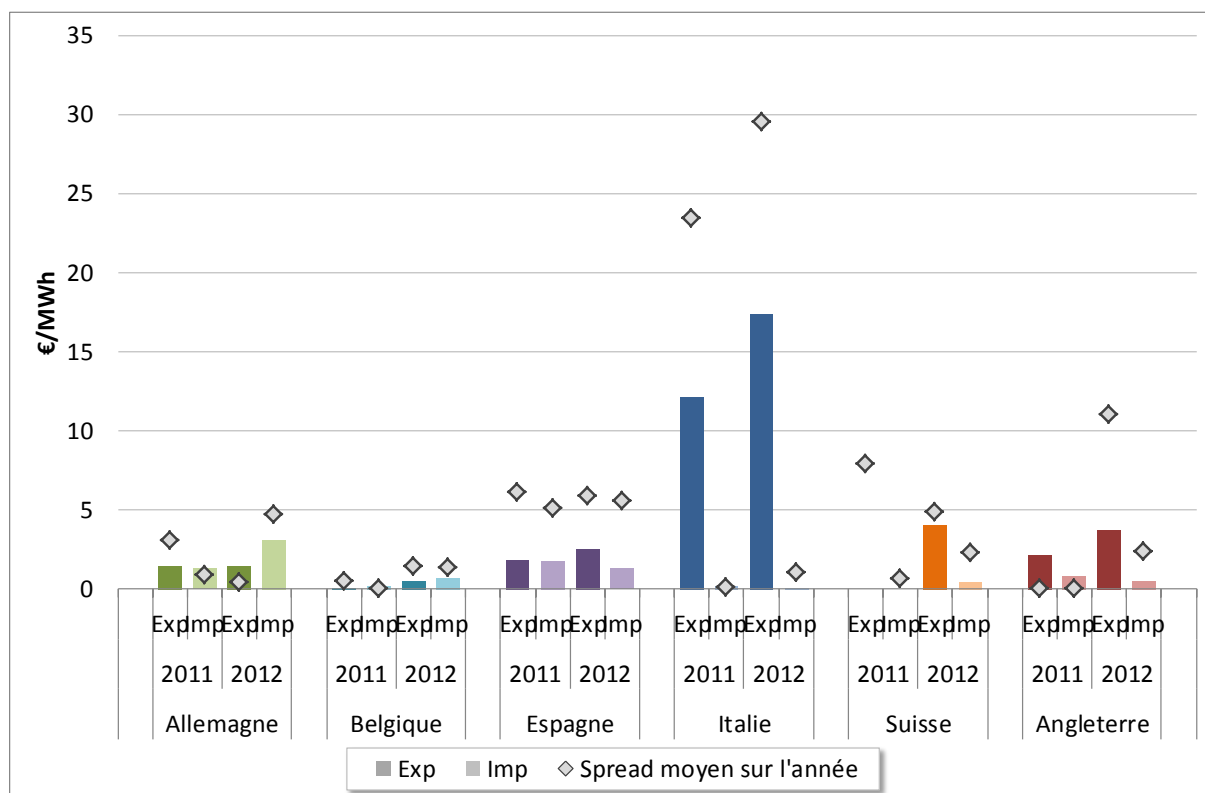
\*Pour le spread moyen, les prix spot Angleterre ne sont disponibles qu'à partir du 7 février 2012

Comme l'illustre le graphique 10, l'interconnexion avec l'Italie est celle qui a été la plus valorisée par les acteurs de marché en 2011 et 2012. La valeur du mégawatt sur cette interconnexion (153,1 k€/MW en 2012) semblerait justifier des renforcements de capacité de la part des gestionnaires de réseaux.

Il convient de noter qu'à l'exception des interconnexions avec l'Allemagne et la Belgique, les capacités à l'export sont mieux valorisées que celles à l'import.

<sup>6</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.

**Graphique 10 : Prix attribués aux capacités d'interconnexion en 2011 et 2012**



Sources : RTE, CASC, IESOE, CMS – Analyse : CRE

### 3.2. Rente de congestion

La rente de congestion « brute » correspond aux revenus générés par l'allocation des capacités d'interconnexion (que cette allocation soit effectuée par enchères explicites ou implicites) aux différentes échéances temporelles (annuelle, mensuelle, autres échéances dites de long-terme<sup>7</sup>, journalière et infra-journalière), desquels sont déduit les reventes. Les « reventes » correspondent à l'allocation par les GRT, à une enchère subséquente, de droits qui avaient déjà été alloués. Le produit de la revente des droits est alors reversé aux détenteurs originaux du droit.

**~307 M€**

(+50% par rapport à 2011)

C'est la rente de congestion brute perçue par RTE aux six frontières pour 2012.

<sup>7</sup> Sur l'interconnexion France-Angleterre, des produits saisonniers, trimestriels, et annuels sur l'année financière (avril à mars) sont également proposés.

Le tableau 3 fournit un élément de comparaison, entre les différentes interconnexions françaises, sur la propension à payer des acteurs de marché pour la capacité transfrontalière. La rente de congestion « brute » réelle, qui reflète cette propension à payer, est confrontée à la rente de congestion théorique, dont le calcul est fondé sur les différentiels de prix horaires réalisés ex-post entre les marchés nationaux<sup>8</sup>.

La rente de congestion réelle se distingue de la rente théorique par plusieurs facteurs :

- l'inclusion, par les traders, de la valeur intrinsèque de la capacité d'interconnexion – effectivement égale au différentiel de prix – mais également de sa valeur temporelle, qui correspond au caractère optionnel de la capacité et qui est fonction de la volatilité du sous-jacent et du temps restant avant la livraison ;

- la difficulté, pour les acteurs de marché, d'anticiper précisément les différentiels de prix la veille pour le lendemain (comme l'illustre le graphique précédent), et, *a fortiori* un mois ou un an à l'avance ;
- la prise en compte du risque lié à l'anticipation des différentiels de prix entre les marchés par les acteurs ;
- l'imperfection de chacun des marchés interconnectés (faible nombre d'acteurs, asymétrie d'information entre acteurs, déséquilibre de taille) et notamment le fait que certaines interconnexions ne sont pas utilisées efficacement

**Tableau 3 : Rentes de congestion réelle et théorique en 2011-2012**

		2012			2011		
		Rente de congestion réelle	Rente de congestion théorique	Ratio	Rente de congestion réelle	Rente de congestion théorique	Ratio
		M€	M€	%	M€	M€	%
Allemagne	Export	11,8	3,1	379%	14,6	27,0	54%
	Import	35,5	45,3	78%	15,5	7,9	198%
Belgique	Export	6,58	15,5	42%	0,65	5,9	11%
	Import	6,24	8,3	75%	1,62	0,1	3092%
Espagne	Export	23,7	27,1	88%	16,7	27,1	62%
	Import	15,5	22,7	68%	13,7	11,3	121%
Italie	Export	147,9	213,3	69%	102,9	181,3	57%
	Import	1,0	4,5	23%	2,8	0,8	338%
Suisse	Export	14,1	67,7	21%			
	Import	1,2	11,0	11%			
Angleterre*	Export	33,9	43,3	78%	21,0		
	Import	9,2	18,3	50%	14,1		
<b>Total</b>		<b>306,7</b>	<b>480,1</b>	<b>64%</b>	<b>203,5</b>	<b>261,3</b>	<b>78%</b>

Sources : RTE, CASC, IESOE, CMS – Analyse : CRE

\*Pour la rente de congestion théorique, les prix spot Angleterre ne sont disponibles qu'à partir du 7 février 2012

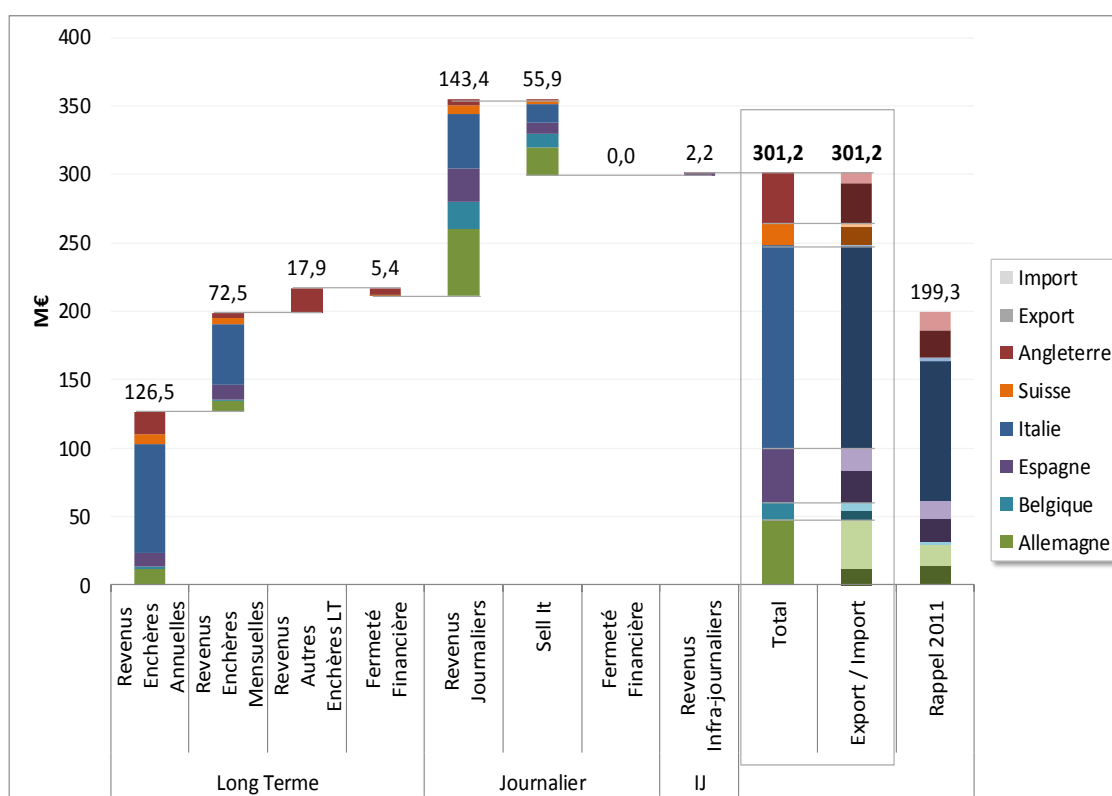
<sup>8</sup> La rente de congestion théorique pour l'export d'un marché A vers un marché B est la somme, sur tous les pas horaires de l'année pendant lesquels le prix du marché B est supérieur à celui du marché A, de la capacité de transfert nette de l'interconnexion (NTC) multipliée par le différentiel de prix entre les deux marchés.



La rente de congestion « nette » (graphique 11) est obtenue en déduisant de la rente « brute » les coûts de la fermeture financière. Ces coûts correspondent au dédommagement financier versé par les GRT aux détenteurs de la capacité lorsqu'ils sont amenés à réduire la capacité, les conditions de fermeture garantissant la valeur de la capacité à leur détenteur. En effet, en application du règlement européen 714/2009<sup>9</sup>, les gestionnaires de réseau peuvent utiliser le revenu des enchères pour garantir la disponibilité de l'interconnexion pour les acteurs de marché ou les compenser pour les réductions de capacité qu'ils subissent. On observe, sur le graphique ZZ, que les coûts liés à la fermeture financière sont aujourd'hui très faibles par rapport au revenu total des enchères, puisqu'ils représentent moins de 2% de ce revenu.

Sur chaque interconnexion, la part perçue par RTE représente la moitié de la rente de congestion, excepté sur l'interconnexion France-Angleterre où le partage suit une règle légèrement différente. En 2012, elle représente 605 M€, soit 301 M€ perçus par RTE, en augmentation de 50% par rapport à l'année 2011. Cette évolution est principalement due à l'augmentation du différentiel de prix moyen avec l'Italie (+6 €/MWh en 2012, par rapport à 2011). Dans une moindre mesure (15 M€), l'ouverture des enchères sur la Suisse a également participé à cette augmentation (voir également l'encadré « L'interconnexion France-Suisse » p.22).

**Graphique 11 : Rente de congestion – part RTE – en 2012 et 2011**



Sources : RTE, CASC, IESOE, CMS – Analyse : CRE

<sup>9</sup> Cf. note sur l'article 16.6 du règlement (CE) N° 714/2009 du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et le point 6.6 de l'annexe 1 au règlement.

La rente de congestion de « long-terme » (capacités allouées aux enchères annuelles et mensuelles notamment) nette des coûts de fermetés financières représente 70% de la rente totale (soit 211 M€). Cette tendance est toutefois variable suivant les frontières. La deuxième partie de ce rapport analysera les

mécanismes mis en œuvre aux différentes échéances de temps.

Sur les frontières avec les différents pays, on peut noter les éléments suivants :

<b>Allemagne</b>	La rente atteint 47 M€ en 2012, dont 60% sont constitués par les revenus nets de l'échéance journalière, reflétant l'existence d'un différentiel de prix positif <sup>10</sup> avec la France (marchés couplés) pendant 32% du temps en 2012. Ainsi, la rente de congestion journalière a généré 16 M€ supplémentaires en 2012 (28 M€ au total), par rapport à 2011 (12M€) et constitue le principal facteur de l'augmentation de la rente totale de congestion en 2012 (+60% par rapport à 2011). Le sens import génère 75% de la rente (voir à ce sujet l'encadré « France-Allemagne » p.10).
<b>Belgique</b>	La rente a été multipliée par 6 en 2012 (13 M€, partagée entre import et export de façon quasi égale). Cette augmentation est principalement due à l'échéance journalière : en 2012, les prix n'ont convergé « que » 87% du temps contre près de 100% en 2011, notamment du fait de la fermeture prolongée depuis l'été de plusieurs centrales nucléaires en Belgique.
<b>Espagne</b>	La rente a augmenté de 30% en 2012 (39 M€), équitablement répartie entre échéances de long-terme et de court-terme. Le sens vers l'export représente 60% de la rente, soit 24 M€.
<b>Italie</b>	La capacité d'interconnexion avec l'Italie contribue à hauteur d'environ 50% à la rente totale (149 M€ pour RTE en 2012, 105 en 2011). L'allocation des capacités long-terme en représente une part significative (124 M€), les acteurs cherchant à se couvrir contre le différentiel de prix. Le sens export représente 99% de la rente, traduisant également l'anticipation de prix élevés en Italie.
<b>Suisse</b>	La capacité d'interconnexion est utilisée pour des contrats long-terme historiques, dont la somme cumulée des puissances dépasse la NTC, ne permettant pas d'allocation de la capacité selon les mécanismes de marché, tels que prévus dans les objectifs du Conseil Européen. En 2012, la fin d'un contrat historique a libéré 610 MW de capacité à l'export. Grâce à une décision de la CRE et du régulateur suisse Elcom, cette capacité a été rendue au marché et a ainsi pu être allouée aux différentes échéances de temps (200 MW annuels, 200 MW mensuels et 210 MW en journalier auxquels s'ajoutent les reventes), générant 15 M€ de rente pour RTE.
<b>Angleterre</b>	L'interconnexion avec l'Angleterre a procuré environ 38 M€ de rente pour RTE en 2012. L'export en représente une part significative (80%). A noter que c'est l'interconnexion qui « subit » le plus de coûts de fermeté (5 M€) dus à un nombre de réductions important.

<sup>10</sup> Indicateur : différentiel de prix supérieur à 1 €/MWh

### Encadré 3 : L'interconnexion France-Suisse

Cette interconnexion se distingue des autres, notamment en ce qui concerne l'indicateur de rente de congestion. C'est celle qui présente le plus bas ratio entre rente réelle et rente théorique, à 21 et 11% dans le sens de l'export et de l'import respectivement.

Ces constats s'expliquent par le maintien d'un accès prioritaire et gratuit pour de nombreux contrats de long-terme à cette frontière, à la différence de toutes les autres, du fait de la non-appartenance de la Suisse à l'Union européenne. De surcroît, cette priorité d'accès se double de conditions particulières d'accès, permettant par exemple à leurs détenteurs une nomination tardive d'utilisation de la capacité (dans l'après-midi du J-1).

Jusqu'au début 2012, les contrats saturaient la capacité dans le sens de l'export. Aujourd'hui, leurs volumes cumulés dépassent encore largement la NTC. Néanmoins, en 2011, la décision de la CRE prise à l'occasion de l'arrivée à terme d'un contrat, mettant une capacité équivalente à celle de ce contrat à la disposition du marché, a permis de mettre en place des enchères de long-terme et journalières dans le sens de l'export. C'est l'allocation de cette capacité qui génère la rente actuelle de RTE sur cette frontière.

Le reste de la capacité, entre 2390 et 2590 MW, est réservé aux détenteurs de contrats de long-terme historiques et n'est pas alloué selon des mécanismes de marché aux échéances de long-terme ou journalières, ce qui explique le très faible ratio entre rente réelle et rente théorique.

De plus, la garantie qui est apportée à ce volume d'échanges implique la mise à disposition d'une capacité fixe sur cette frontière, qui entrave l'optimisation des capacités des frontières adjacentes. On observe ainsi une stabilité des capacités offertes sur cette frontière, alors que les capacités des frontières voisines diminuent.

De surcroît, ces contrats disposent de conditions particulières d'utilisation et des clauses de flexibilité qui sont reflétées dans leurs conditions d'accès à la capacité. Les détenteurs ont ainsi la possibilité de ne pas nommer fermement leur utilisation de l'interconnexion avant l'après-midi du J-1. Ces conditions empêchent de maximiser, en n'appliquant pas le « netting », les capacités mises aux enchères journalières par les deux gestionnaires de réseau. La faible capacité mise à disposition du marché en journalier empêche de modifier fondamentalement le solde entre les deux pays et contribue ainsi à la mauvaise utilisation de la capacité : **le surcoût le plus important est généré sur cette frontière (68 M€ en 2012, cf Partie 2.2 « Bilan de l'utilisation et de la gestion des interconnexions aux frontières françaises à l'échéance journalière »).**

Le netting est néanmoins permis avant l'enchère infra-journalière, rendant de très importantes capacités d'échanges disponibles à cette échéance. Cependant, cette échéance n'est pas adaptée pour allouer de telles capacités sans étape préalable d'optimisation au travers de l'échéance journalière. **Promu par la CRE, le passage à une allocation continue en janvier 2012 a toutefois permis d'améliorer la situation et de faciliter les échanges infra-journaliers, multipliés par 5 à la suite de cette évolution. La mise en place d'un marché organisé infra-journalier en Suisse, intégré avec les marchés allemand et français grâce à l'évolution des règles d'accès demandée par la CRE en juillet 2012 et approuvée par la CRE le XX mai 2013, va contribuer également à mieux gérer cette interconnexion.**

Des évolutions supplémentaires sont toutefois nécessaires, en ce qui concerne les conditions d'accès à l'interconnexion pour les détenteurs de ces contrats de long-terme afin que l'utilisation de l'interconnexion France – Suisse puisse se faire plus efficacement. La CRE travaille en ce sens avec son homologue suisse, la Commission européenne et l'ensemble des parties prenantes.

#### 4. Efficacité de l'utilisation des interconnexions par les acteurs de marché

L'analyse des différentiels des prix couplée à une analyse de l'utilisation de la capacité d'échange par les acteurs permet d'évaluer l'efficacité d'utilisation de l'interconnexion. Le flux commercial net d'électricité sera considéré comme économiquement pertinent s'il est effectué du marché qui a le prix le plus bas vers celui qui a un prix plus élevé, au moment de la transaction.

Le pourcentage du temps où le différentiel de prix est inférieur à 1€/MWh peut être considéré comme le pourcentage d'heures dans l'année pendant lesquelles les prix entre le marché français et les marchés voisins ont convergé. Lorsqu'il existe un différentiel de prix supérieur à 1€/MWh, il est intéressant d'examiner si l'interconnexion est saturée en déterminant 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. L'utilisation de l'interconnexion ne sera pas optimisée si la capacité d'échange n'est pas utilisée à son maximum alors qu'il existe un différentiel de prix.

Le tableau 4 permet d'observer les éléments suivants :

- On trouve pour les interconnexions France-Allemagne et France-Belgique non seulement une forte convergence des prix (67% du temps pour l'Allemagne et 87% pour la Belgique), mais aussi un taux d'utilisation efficace des capacités maximal. Cette particularité 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 la même occasion, la convergence des prix. En effet, un échange entraîne une diminution du prix du marché importateur et une augmentation du prix du marché exportateur et donc une diminution du différentiel de prix entre les deux marchés. Si la capacité d'interconnexion est suffisante, les prix des deux marchés pourront converger.

- Sur les autres frontières, on observe une faible convergence des prix, entre 1% du temps avec l'Italie et 16% du temps avec la Suisse. Cette faible convergence des prix est due non seulement à un manque de capacité d'interconnexion, mais aussi à une inefficience des mécanismes d'allocation en vigueur sur ces frontières. En effet, on observe également que les interconnexions françaises sont rarement utilisées à leur maximum, malgré l'existence d'opportunités d'arbitrage (i.e. différentiel de prix) avec les marchés voisins.

## x10

Les prix français convergent 10 fois plus souvent avec ceux des pays couplés qu'avec ceux des autres pays

**Tableau 4 - Niveau d'utilisation des interconnexions françaises en 2012**

Chiffres 2012 (rappel 2011)	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
<b>Allemagne</b>	67 % (70%)	0 % (0%)	33 % (30%)
<b>Belgique</b>	87 % (100%)	0 % (0%)	13 % (0%)
<b>Espagne</b>	9 % (9%)	36 % (33%)	54 % (58%)
<b>Italie</b>	1 % (1%)	26 % (27%)	73 % (72%)
<b>Suisse</b>	16 % (12%)	58 % (70%)	27 % (18%)
<b>Angleterre</b>	4% (non défini)	56 % (82%)	40 % (18%)

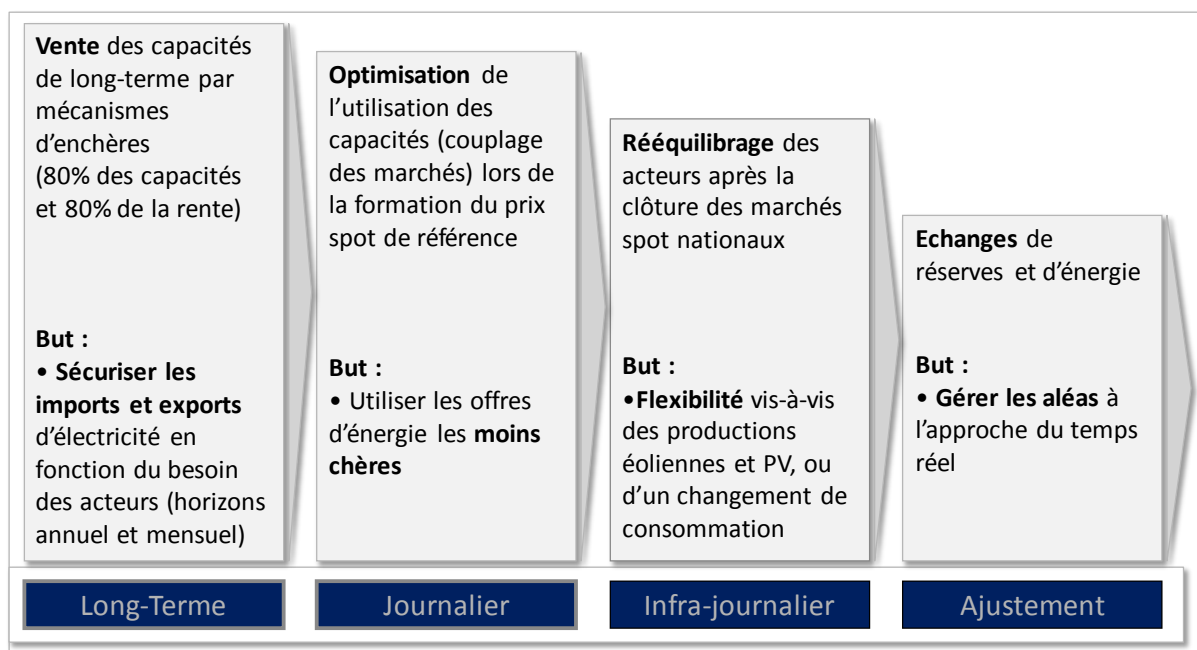
Sources : RTE, CASC, IESOE, CMS – Analyse : CRE

# PARTIE 2 : Bilan de l'utilisation et de la gestion des interconnexions aux frontières françaises par échéance de temps

Dans cette seconde partie, l'objectif est d'analyser en détail le fonctionnement des interconnexions françaises et de présenter les travaux menés actuellement par la CRE, ses homologues, les gestionnaires de réseaux et éventuellement les bourses concernées pour

mieux gérer les interconnexions françaises et mettre en œuvre les modèles-cibles définis au niveau européen pour chacune des quatre échéances de temps : long-terme, journalier, infra-journalier, et ajustement.

**Graphique 12 : Différentes échéances de temps pour acquérir de la capacité**



Source : CRE

Ces quatre échéances répondent à des objectifs et à des besoins différents. Le gestionnaire de réseau s'assure qu'un minimum de capacité est disponible pour certaines d'entre elles en répartissant la capacité calculée annuellement entre les différentes échéances (« *split rules* »). Ainsi, pour prendre l'exemple de l'échéance journalière, la capacité mise à la disposition du marché sera assise sur cette capacité

provisionnée, à laquelle seront ajoutés les reventes et le « *netting*<sup>11</sup> ».

Le graphique 13 montre quant à lui l'origine de la capacité qui transite effectivement à une interconnexion, c'est-à-dire l'échéance à

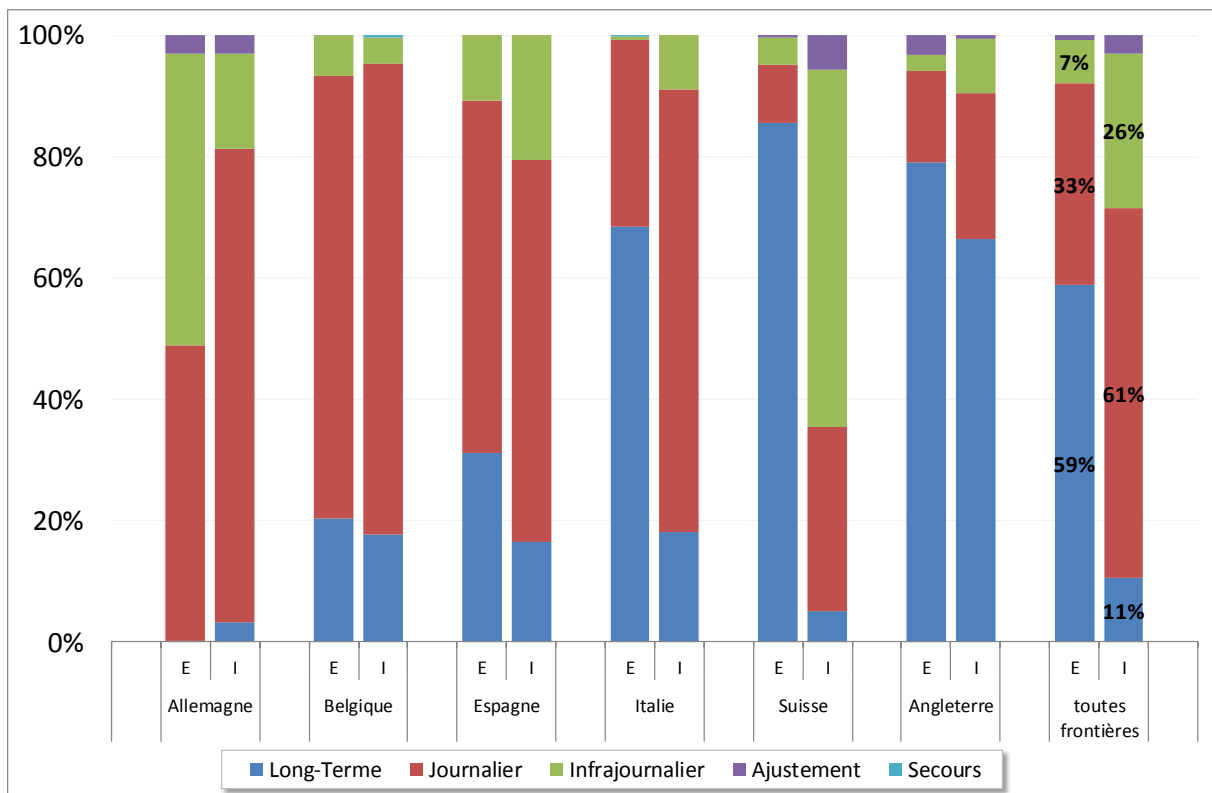
<sup>11</sup> Prise en compte des nominations sur une interconnexion, dans les deux sens, afin de proposer aux acteurs de marché toute la capacité effectivement disponible et d'optimiser ainsi l'utilisation de l'interconnexion de l'interconnexion considérée.

laquelle les acteurs de marché l'ont acquise. A la frontière allemande (et dans une moindre mesure à la frontière belge), alors que les règles de partage ou *split rules* attribuent 70% de la capacité calculée annuellement à l'échéance de long-terme, la capacité acquise à cette échéance est ensuite physiquement peu utilisée. Elle ne représente que quelques pourcents de la capacité utilisée, le couplage de marché permettant une utilisation optimale de la capacité à l'échéance journalière. Les produits long-terme sont ainsi utilisés comme des produits de couverture. Sur des frontières où le mécanisme de couplage n'est pas mis en place (l'Angleterre dans les deux sens, ou l'Italie et la Suisse à l'export) l'utilisation physique de la capacité acquise à l'échéance de long-terme demeure au contraire

prépondérante conduisant à ce que la capacité utilisée ait principalement été acquise à cette échéance.

Les différentes échéances n'ont donc pas le même poids sur chacune des interconnexions, et cette répartition s'explique essentiellement par les mécanismes en place sur chacune d'entre elle et par les fondamentaux du marché. Ainsi, la constance du différentiel de prix entre la France et l'Italie pousse les acteurs à utiliser massivement les enchères de long-terme et à nommer très souvent la capacité associée. Pour la Suisse, la présence de contrats de long-terme explique l'importance de cette échéance à l'export, et en conséquence, l'importance de l'infra-journalier à l'import.

**Graphique 13 : Répartition par échéance d'achat de la capacité utilisée dans le sens de l'exportation et de l'importation**



Source : RTE – Analyse : CRE



Une approche systématique sera adoptée pour chacune des échéances. Seront ainsi détaillés :

- l'état des lieux des mécanismes actuellement en place,
- l'analyse des mécanismes en œuvre et l'évaluation des divergences entre les différents designs de marché à nos frontières ;
- la description du modèle-cible européen, et les prochaines étapes de sa mise en œuvre.

## 1. Capacités de long terme

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. Elles permettent de réaliser des importations et des exportations d'électricité, ainsi que de se couvrir contre les risques de différentiels de prix pouvant exister entre deux marchés.

L'échéance de « long-terme » (principalement horizons annuel et mensuel) représente donc un marché indispensable pour les acteurs qui veulent se positionner de part et d'autre d'une frontière. Cette échéance peut concerner jusqu'à 80% des capacités, et représenter jusqu'à 80% de la rente de congestion.

### 1.1. Etat des lieux des mécanismes actuels

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

- **Annuel** : à la fin de chaque année civile, une bande de capacité est

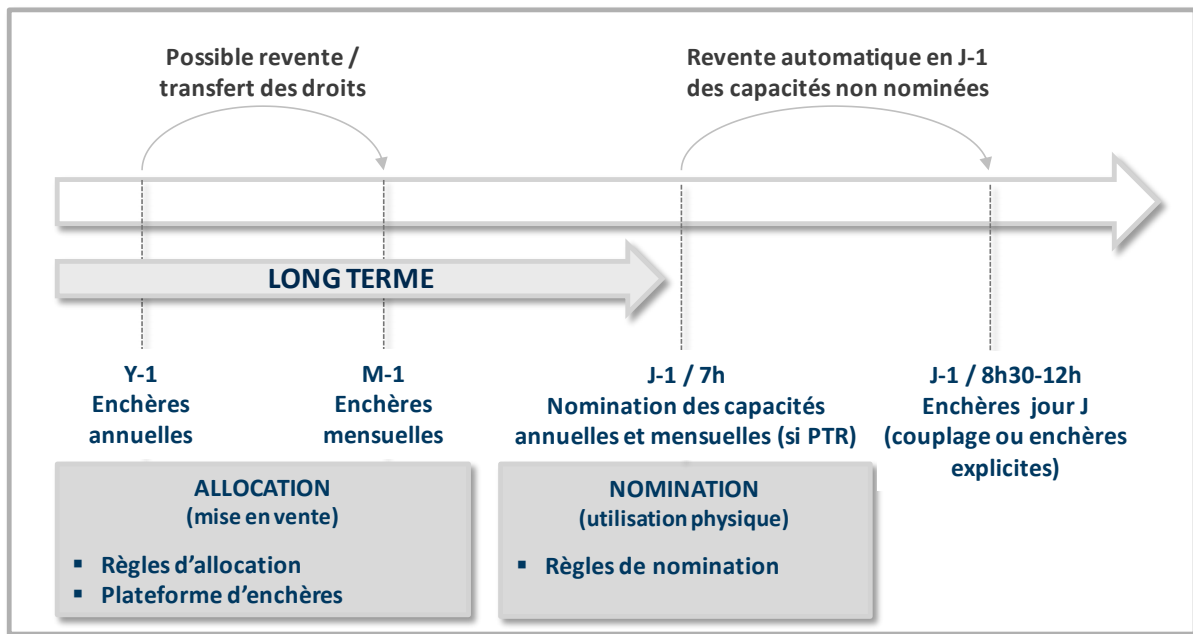
allouée pour l'intégralité de l'année suivante.

- **Mensuel** : chaque mois, une bande de capacité est allouée pour le mois suivant.
- Les bandes de capacité (annuelles ou mensuelles) peuvent être proposées avec des limitations (Italie à l'export) voire des interruptions momentanées de capacités (Espagne dans les deux sens), ou encore être décomposées en période de temps (une bande offrant par exemple la plage horaire de 8h à 20h les jours de semaine, une autre bande la plage complémentaire).
- Sur l'interconnexion France-Angleterre, des produits **saisonniers**, **trimestriels**, annuels sur l'année financière (avril à mars), et « **week-ends** » sont également proposés.

Les capacités d'interconnexion sont vendues à l'échéance de long-terme par des mécanismes d'enchères explicites (achat/vente de la capacité de transport dissociée de l'achat/vente de l'énergie), le prix de la capacité étant fixé au prix marginal de l'enchère (offre à succès la plus basse).

Les produits de long-terme utilisés aux frontières françaises sont des droits de transit physiques ou *Physical Transmission Rights (PTR)*, alloués par les gestionnaires de réseau de transport. Le graphique 14 schématise les mécanismes d'allocation et de nomination des droits de transit long terme. Ces droits donnent à leur acquéreur le droit de faire physiquement transiter une certaine quantité d'énergie dans un sens donné d'une interconnexion. Ils s'exercent par le biais d'un processus de nomination : soit le détenteur utilise son droit, soit le droit est revendu automatiquement sur le marché journalier, et le détenteur est compensé à hauteur de la valorisation de la capacité à l'échéance journalière. C'est la règle dite du « *use it or sell it* ».

## Graphique 14 : Mécanismes d'allocation et de nomination des droits de transit long terme



Source : CRE

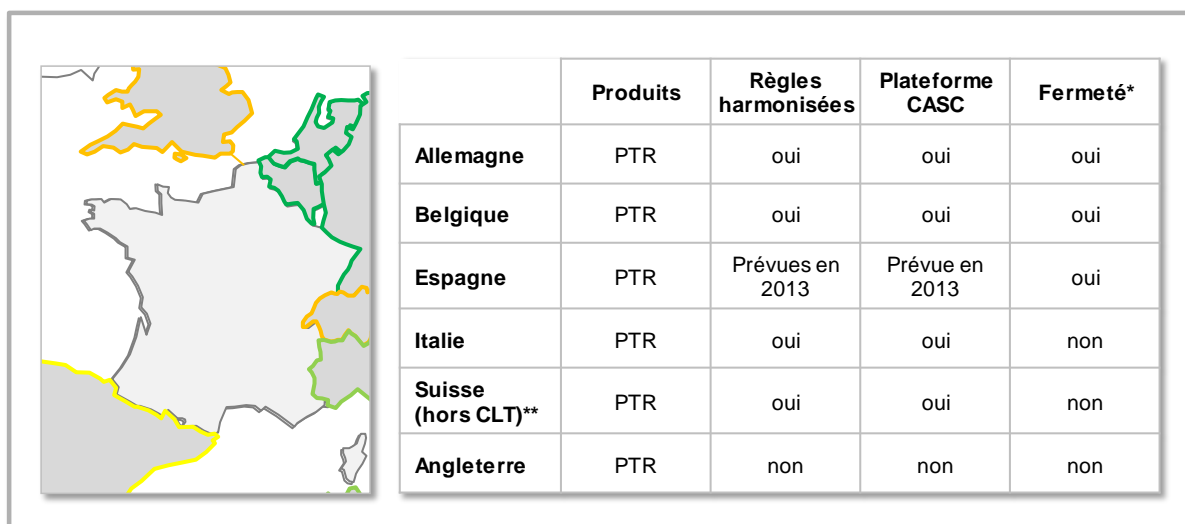
Comme l'illustre la carte ci-après (graphique 15), il existe néanmoins des disparités au sein des régimes d'enchères de PTR aux frontières françaises :

- Des PTR sont alloués par la plateforme d'enchères CASC (*Capacity Allocating Service Company*) aux frontières belge, allemande, suisse et italienne, avec des règles d'enchères harmonisées (depuis 2009) et à un pas de temps annuel et mensuel ;
- Des PTR sont allouées par les gestionnaires de réseau français

(RTE) et anglais (National Grid) sur l'interconnexion France – Angleterre (« IFA »), soumise à des règles spécifiques ; plusieurs types d'échéances sont proposées (annuelle, mensuelle, saisonnière, trimestrielle, annuelle financière, hebdomadaire pour le week-end).

- De même, l'allocation de PTR sur l'interconnexion France – Espagne (« IFE ») est régie par des règles propres à la frontière.

**Graphique 15 : Etat des lieux aux frontières françaises pour l'harmonisation des règles d'allocation des droits long-terme**



Source : CRE

\* La fermeté s'entend comme en ligne avec les Orientations-Cadres pour l'allocation des capacités et la gestion des congestions.

\*\* La frontière France-Suisse se distingue : seule une faible part de la capacité n'est pas utilisée par les contrats de long-terme (Pour l'allocation de capacité aux échéances de long-terme, seuls 400 MW disponibles à l'export depuis 2012, 0 MW à l'import)

## 1.2. Analyse des mécanismes en œuvre

### Valorisation et concurrence sur les enchères annuelles

Lors des enchères annuelles, la totalité des capacités proposées sont allouées, et les acteurs demandent généralement cinq à neuf fois plus de capacité que celle vendue par les GRT.

Le graphique 16 montre que pour l'année 2012 (enchères ayant eu lieu en décembre 2011), les capacités annuelles ont été mieux valorisées qu'en 2011 (+18%, soit 254 M€ au total – 127 M€ pour RTE), mais moins qu'en 2010 (289 M€ au total) ou encore qu'en 2008 (382 M€ au total).

**20,3 €/MWh**

(+67% par rapport à 2011)

Prix de la capacité italienne à l'export aux enchères annuelles pour 2012. C'est l'interconnexion la mieux valorisée.

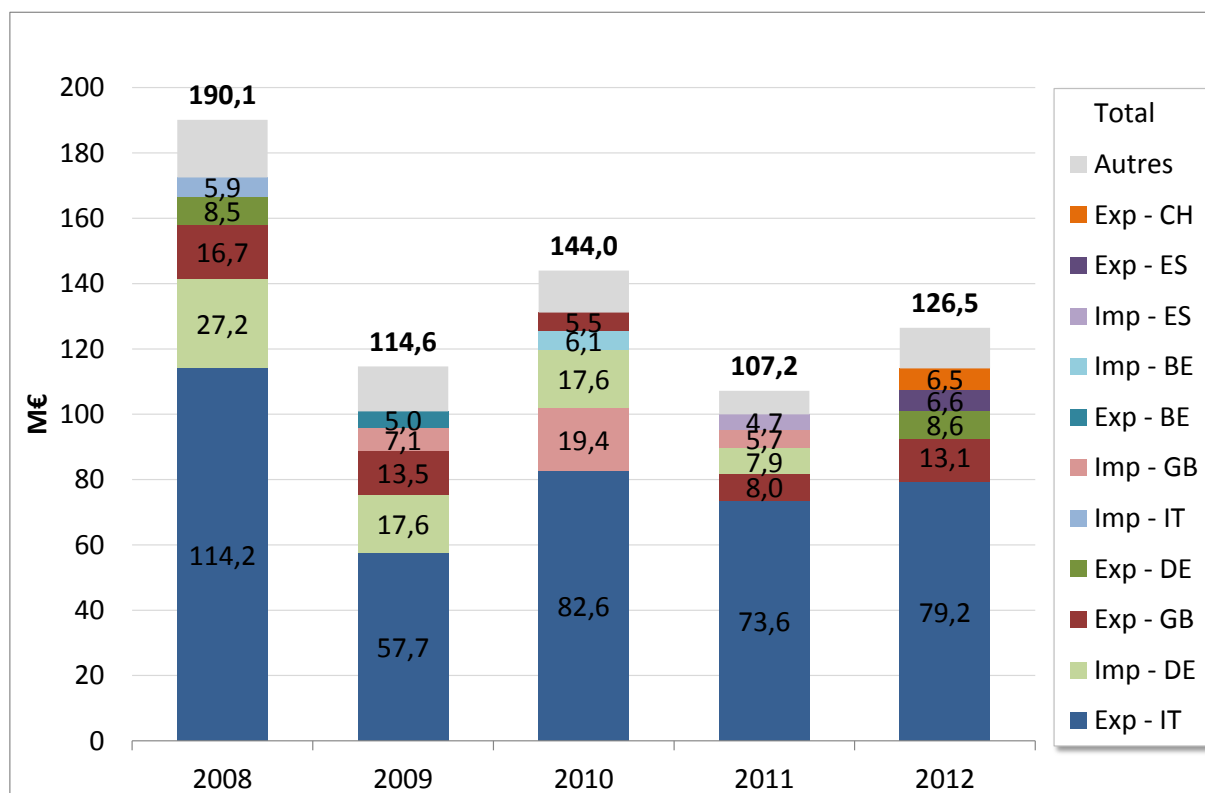
Frontière par frontière, les principales tendances sont les suivantes :

<b>Allemagne</b>	Les capacités d'export ont, à la différence des années précédentes, été davantage valorisées que les capacités d'import pour 2012 (2,5 €/MWh vs 1,2), vraisemblablement suite au moratoire sur le nucléaire.
<b>Belgique</b>	Les prix pour l'allocation des capacités annuelles d'interconnexion avec la Belgique sont faibles dans les deux directions, les acteurs anticipant une bonne convergence des prix (87% du temps en 2012, et quasiment 100% en 2011) grâce au mécanisme de couplage de marché.
<b>Espagne</b>	La tendance des prix s'est inversée : le prix de la capacité export a dépassé celui de la capacité import pour 2012 (5,5 €/MWh vs 4,5) alors que, lors des années précédentes, il représentait seulement 25% à 50% du prix de la capacité import.
<b>Italie</b>	Les exports vers l'Italie contribuent à eux seuls pour plus de 60% du revenu total des enchères annuelles. C'est en effet la frontière où le prix à l'export est, de façon significative, le plus élevé (20,3 €/MWh alloué pour 2012). En comparaison avec les années précédentes, ce prix, qui était déjà élevé, a fortement augmenté (+ 67% par rapport à 2011), vraisemblablement en lien avec l'importante réduction de la capacité offerte à l'échéance annuelle dans le sens export (330 MW en 2012 ; 1000 MW en 2011).
<b>Suisse</b>	Seuls 200 MW (environ 7% de la NTC annuelle prévisionnelle) sont alloués à l'export à l'échéance de long-terme, pour la première fois en 2012 (pas de capacité à l'import), le reste de la capacité étant réservée pour les contrats long-terme historiques. Avec un prix de 7,5 €/MWh, l'enchère a rapporté aux GRT 13,1 M€ en 2012.
<b>Angleterre</b>	Les exports vers l'Angleterre contribuent pour 11% au revenu global. Le prix de la capacité dans le sens export vers l'Angleterre a presque doublé en 2012 (5,7 €/MWh vs 3,5 en 2011).

Pour les enchères annuelles 2012, la capacité à l'export est ainsi mieux valorisée, révélant l'anticipation des acteurs de prix de l'électricité

moins élevés en France que dans les pays frontaliers, en prévision d'une bonne disponibilité du parc nucléaire français.

**Graphique 16 : Revenu des enchères annuelles aux frontières françaises, part RTE, 2008-2012**



Sources : RTE, CASC, IESOE, CMS – Analyse : CRE

Le prix marginal tel qu'il ressort d'une enchère de long-terme doit, en principe, révéler le sens d'échange le plus valorisé, en cohérence avec le différentiel des prix des produits à terme (ou « *forward* ») constaté à la date de tenue de l'enchère, qui traduit les anticipations des acteurs de marché pour le différentiel de prix à

terme de l'électricité, entre la France et ses pays frontaliers.

Le différentiel moyen des prix spot révèle le différentiel de prix effectivement observé à l'issue de l'année écoulée, et permet de juger la pertinence de l'anticipation des acteurs sur le différentiel de prix.

Le tableau 5 permet ainsi de confronter le prix marginal d'une enchère pour une frontière et

un sens donnés à ces deux indicateurs. Par exemple :

<p><b>Italie</b></p>	<p>A la frontière italienne en 2012, les acteurs avaient valorisé la capacité d'interconnexion à l'export à 20,33 €/MWh, en ligne avec un différentiel de prix des produits à terme à 26,30 €/MWh dans cette direction. La moyenne des différentiels de prix spot observés sur l'année (28,53 €/MWh) montre que les acteurs avaient sous-estimé le différentiel de prix dans leur anticipation, et les acteurs détenant de la capacité ont pu bénéficier de cet arbitrage.</p>
<p><b>Espagne</b></p>	<p>A la frontière espagnole en 2011, les acteurs avaient mieux valorisé l'import que l'export à l'horizon annuel, tant pour le prix de l'enchère de la capacité d'interconnexion (6,69 €/MWh à l'import vs. 2,11 €/MWh à l'export) que pour des produits à terme (différentiel de prix dans la direction Espagne-France positif, à 4,50 €/MWh). Le différentiel moyen des prix spot a néanmoins révélé des prix espagnols légèrement supérieurs aux prix français (différentiel dans le sens export : +1,03 €/MWh). Pour les enchères 2012, les acteurs ont dû probablement tenir compte de cette tendance, car ils ont davantage valorisé la capacité d'interconnexion à l'export (prix des enchères annuelles : 5,52 €/MWh à l'export contre 4,47 à l'import, en ligne avec un différentiel des prix à terme positif dans le sens France-Espagne).</p>
<p><b>Allemagne</b></p>	<p>A la frontière allemande, il est intéressant de noter que la valorisation de la capacité d'interconnexion en 2012 (plus élevée dans le sens export que import) n'était pas en ligne avec le différentiel des prix à terme à la date de l'enchère (positif dans le sens import). Le différentiel des prix à terme à la date de l'enchère (1<sup>ère</sup> quinzaine de décembre) a toujours été orienté à l'import au cours des précédentes années.</p>

**Tableau 5 : Synthèse des enchères annuelles 2009-2012 : Nombre de participants et d'utilisateurs, capacité offerte, prix de l'enchère annuelle, différentiel du prix forward à la date de l'enchère et différentiel moyen des prix spot**

		2012					2011					2010				2009			
		Nombre de participants / Nombre de participants ayant obtenu de la capacité	Capacité offerte à l'enchère annuelle	Prix de l'enchère annuelle	Différentiel du prix forward à la date de l'enchère	Différentiel des prix spots moyens	Nombre de participants / Nombre de participants ayant obtenu de la capacité	Capacité offerte à l'enchère annuelle	Prix de l'enchère annuelle	Différentiel du prix forward à la date de l'enchère	Différentiel des prix spots moyens	Nombre de participants / Nombre de participants ayant obtenu de la capacité	Capacité offerte à l'enchère annuelle	Prix de l'enchère annuelle	Différentiel du prix forward à la date de l'enchère	Nombre de participants / Nombre de participants ayant obtenu de la capacité	Capacité offerte à l'enchère annuelle	Prix de l'enchère annuelle	Différentiel du prix forward à la date de l'enchère
		MW	€/MWh	€/MWh	€/MWh	MW	€/MWh	€/MWh	€/MWh	MW	€/MWh	€/MWh	MW	€/MWh	€/MWh	MW	€/MWh	€/MWh	
Allemagne	Export	33 / 15	800	2,44	-1,55	0,39	29 / 12	900	0,42	-1,95	3,09	33 / 16	900	0,90	-3,70	28 / 15	900	1,24	-3,18
	Import	38 / 15	600	1,21	1,55	4,74	30 / 14	800	2,25	1,95	0,86	34 / 20	1000	4,01	3,70	28 / 14	1000	4,02	3,18
Belgique	Export	17 / 12	1 450	0,10	-0,01	1,42	16 / 13	1 150	0,06	-0,46	0,48	18 / 15	1 300	0,16	-3,40	13 / 12	1 300	0,88	1,25
	Import	19 / 12	400	0,52	0,01	1,38	16 / 8	400	0,69	0,46	0,01	17 / 8	400	3,46	3,40	15 / 7	400	0,81	-1,25
Espagne	Export	14 / 8	300*	5,52	2,45	5,86	11 / 5	200*	2,11	-4,50	6,11	13 / 6	300*	2,69	7,28	11 / 7	200*	4,77	-7,60
	Import	17 / 8	200*	4,47	-2,45	5,57	15 / 5	200*	6,69	4,50	5,06	16 / 6	100*	9,17	-7,28	15 / 8	100*	9,41	7,60
Italie	Export	42 / 17	330 + 680*	20,33	26,30	29,53	45 / 20	1 000 + 700*	12,19	15,25	23,42	43 / 23	1 000 + 700*	12,90	16,65	36 / 22	1 000 + 800*	7,71	-
	Import	24 / 13	700	0,12	-26,30	1,00	36 / 6	700	0,82	-15,25	0,09	31 / 14	700	0,51	-16,65	-	700	0,37	-
Suisse	Export	24 / 11	200	7,45	-	4,85	-	-	-	7,94	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Import	-	-	-	-	2,27	-	-	-	0,65	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Angleterre	Export	14 / 7	550	5,69	-	11,05	14 / 5	550	3,48	-	-	15 / 7	550	2,39	-	-	550	5,86	-
	Import	14 / 5	550	1,55	-	2,34	16 / 5	550	2,40	-	-	14 / 4	550	8,04	-	-	550	2,95	-

Sources : RTE, CASC, IESOE, CMS – Analyse : CRE

\* Capacité offerte avec des périodes de maintenance



En matière de concurrence, le tableau 6 permet de constater que le marché des droits de transit annuels bénéficie, à l'exception des frontières belge et anglaise à l'import, d'un niveau de concurrence acceptable : indice de Herfindahl-Hirschman inférieur à (ou de l'ordre de) 2000, révélateur d'une concentration moyenne du marché.

- Pour la frontière suisse, le niveau de concentration, moyen, ne concerne ici que la partie de la capacité dédiée au marché, et ne prend donc pas en considération les contrats de long-terme (contrats qui expliquent d'ailleurs l'absence d'enchères à l'import).

- La frontière italienne dans le sens de l'export se distingue à nouveau, avec un niveau de concentration faible (HHI = 816) et donc une concurrence accrue. Rappelons que c'est la frontière et le sens où le prix de la capacité annuelle est, de façon notable, le plus élevé. Il y a ainsi une demande forte de nombreux acteurs pour se couvrir contre le différentiel de prix dans le sens France – Italie, le prix de l'électricité étant anticipé comme significativement plus élevé en Italie qu'en France.

**Tableau 6 : Concurrence sur les enchères annuelles en 2012<sup>12</sup>**

		Nombre d'utilisateurs	Part de l'utilisateur le plus important	Niveau de concentration et HHI		
				Faible (HHI < 1000)	Moyen (1000 < HHI < 2000)	Fort (HHI > 2000)
Allemagne	Export	15	28%		1 377	
	Import	15	25%		1 419	
Belgique	Export	12	22%		1 439	
	Import	7	38%			2 716
Espagne	Export	8	25%		1 639	
	Import	8	25%		1 600	
Italie	Export	24	16%	816		
	Import	13	35%		1 847	
Suisse	Export	11	32%		1 560	
	Import					
Angleterre	Export	10	27%		1 828	
	Import	7	41%			3 049

Source : RTE – Analyse : CRE

<sup>12</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 1 000, la concentration est dite faible ; s'il est compris entre 1 000 et 2 000, la concentration est dite modérée ; s'il est entre 2 000 et 10 000, la concentration est dite élevée.

### Valorisation et concurrence sur les enchères mensuelles

HHI < 2000 sauf pour l'import depuis l'Angleterre (tableau 8).

Les résultats des enchères mensuelles donnent des conclusions similaires :

- Une capacité d'interconnexion globalement bien valorisée à l'export en 2012 (tableau 7),
- Un niveau de concentration faible à moyen sur les interconnexions :

Par ailleurs, l'évolution des prix mensuels (tableau 7) traduit les changements de tendances au cours de l'année, ou l'impact d'événements qui ne pouvaient être prévus :

<b>Allemagne</b>	A la frontière allemande, les prix de la capacité d'import augmentent fortement à la fin de l'année 2012 (8,66 €/MWh en décembre vs 2,93 €/MWh en moyenne sur l'année), probablement en raison d'une anticipation des pics de consommation hivernaux français.
<b>Belgique</b>	Les prix à l'export vers la Belgique sont multipliés par 10 à partir d'octobre 2012 (à ~3 €/MWh), vraisemblablement du fait des difficultés rencontrées sur le parc nucléaire belge (mise à l'arrêt de plusieurs réacteurs au deuxième semestre 2012) générant des tensions sur l'équilibre offre-demande.
<b>Espagne</b>	L'augmentation des prix de la capacité d'export vers l'Espagne à l'été 2012 peut être corrélée à une réduction du volume d'énergie offert sur cette interconnexion dans ce sens (exemple : 14 400 MWh offerts en août vs. 327 400 MWh en janvier). Quant à l'augmentation des prix à l'import au quatrième trimestre, il faut là aussi la relier à l'anticipation des fortes consommations françaises en hiver.
<b>Italie</b>	A l'inverse, davantage de capacité est offerte à l'export vers l'Italie en fin d'année. Couplé à l'anticipation d'une forte consommation et de l'augmentation des prix en France, ce phénomène peut expliquer la baisse du prix (7,86 €/MWh en décembre, 17,94 en moyenne sur les enchères mensuelles).
<b>Suisse</b>	Notons que pour la frontière suisse, il s'agissait en 2012 des premières enchères mensuelles disponibles. Les acteurs ont très fortement valorisé cette capacité les trois premiers mois de l'année, avant de revoir leur anticipation à la baisse.

**Tableau 7 : Prix des enchères annuelles et mensuelles en 2012**

En €/MWh		Prix des enchères mensuelles 2012												Prix moyen des enchères mensuelles 2012	Prix de l'enchère annuelle 2012	Prix moyen des enchères mensuelles 2011	Prix de l'enchère annuelle 2011
		Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sep	Octobre	Nov	Déc				
Allemagne	Export	0,48	0,67	0,85	1,01	2,21	1,74	1,21	1,34	1,05	0,52	0,38	0,42	1,00	2,44	1,44	0,42
	Import	1,89	1,95	3,15	2,51	1,18	0,98	1,60	1,01	1,52	4,36	6,22	8,66	2,93	1,21	1,95	2,25
Belgique	Export	0,04	0,07	0,23	0,65	0,31	0,37	0,32	0,36	0,62	2,15	3,00	3,72	1,00	0,10	0,15	0,06
	Import	0,08	0,15	0,23	0,22	0,20	0,15	0,30	0,10	0,18	0,55	0,25	0,31	0,22	0,52	0,25	0,69
Espagne	Export	3,35	4,47	4,77	4,75	10,57	14,52	16,07	13,21	3,77	2,57	0,55	0,78	5,72	5,52	3,70	2,11
	Import	3,28	1,52	1,78	1,17	0,97	0,55	0,45	0,27	0,91	5,13	9,92	8,27	2,49	4,47	6,13	6,69
Italie	Export	17,44	21,13	22,90	22,28	28,12	26,33	36,72	30,70	31,71	12,82	9,67	7,86	17,94	20,30	10,95	12,19
	Import	0,17	0,03	0,15	0,07	0,01	0,02	0,01	0,01	0,04	0,10	0,36	0,50	0,15	0,12	0,29	0,82
Suisse	Export	9,33	12,08	15,51	2,85	2,51	1,35	1,05	0,80	0,75	4,25	6,15	1,51	4,83	7,45	0,00	0,00
	Import													-	-	-	-
Angleterre	Export	1,31	1,33						12,65	4,79	2,57			5,92	5,69	2,01	3,48
	Import	1,30	0,75						0,06	0,32	0,93			0,53	1,55	1,48	2,40

Sources : RTE, CASC, IESOE, CMS – Analyse : CRE

**Tableau 8 : Concurrence sur les enchères mensuelles en 2012**

		Nombre d'utilisateurs	Part de l'utilisateur le plus important	Niveau de concentration		
				Faible (HHI < 1000)	Moyen (1000 < HHI < 2000)	Fort (HHI > 2000)
Allemagne	Export	24	40%		1 936	
	Import	25	24%		1 231	
Belgique	Export	17	18%		1 149	
	Import	17	31%		1 397	
Espagne	Export	14	26%		1 481	
	Import	15	14%	981		
Italie	Export	41	14%	675		
	Import	22	24%		1 153	
Suisse	Export	27	34%		1 538	
	Import					
Angleterre	Export	15	31%		1 653	
	Import	15	47%			2 540

Source : RTE – Analyse : CRE

**Utilisation de la capacité et reventes**

Pour les PTR utilisés aux frontières françaises, un mécanisme de revente automatique, le « use it or sell it », s'applique si le droit n'est pas nominé :

- Le détenteur d'un PTR peut l'utiliser pour faire physiquement transiter une certaine quantité d'énergie dans un sens donné d'une interconnexion, il nomine alors son droit (« use it »)

- En l'absence de nomination, l'interconnexion n'est pas physiquement utilisée par le détenteur du PTR. La capacité ainsi libérée est automatiquement remise à disposition de l'échéance journalière. Le détenteur du droit perçoit ainsi (« sell it ») :
  - o Le différentiel de prix, si positif, entre les deux marchés s'ils sont couplés

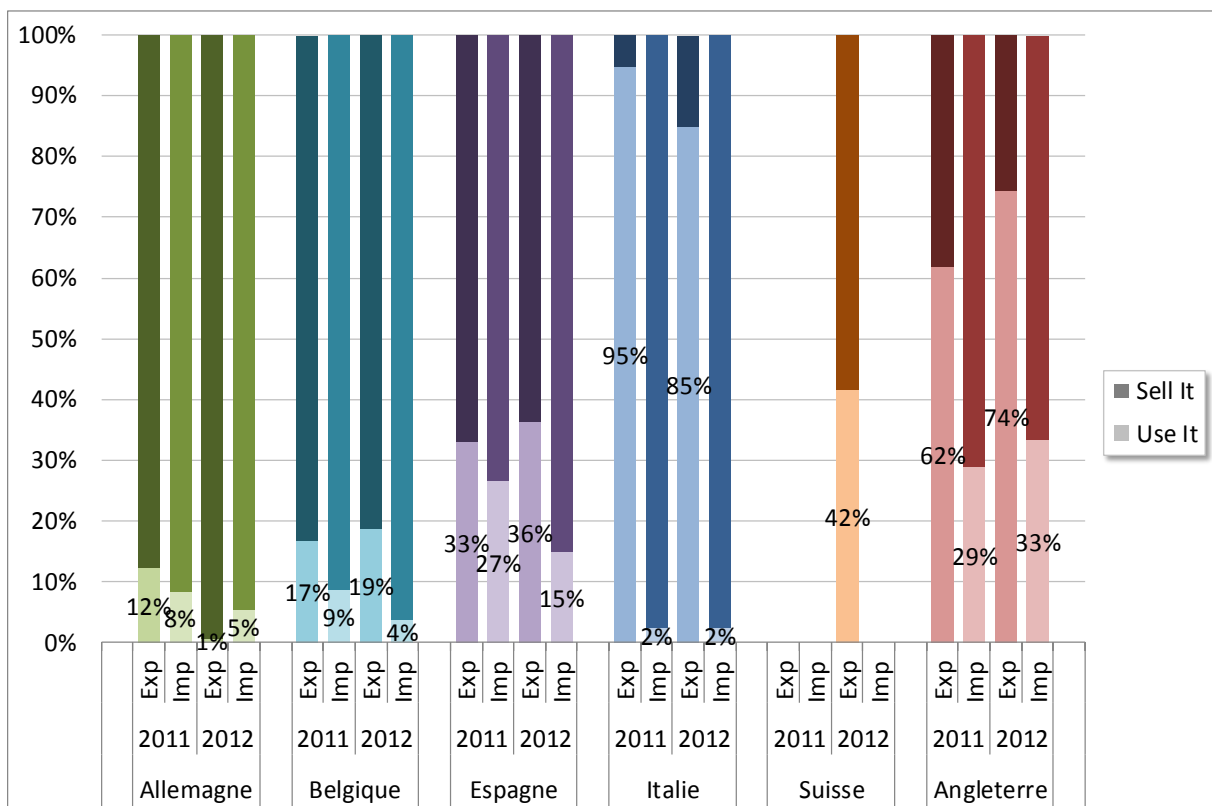
- Le prix de revente du droit à l'enchère explicite subséquente, si les marchés ne sont pas couplés.

Dans le cas du « *sell it* », les détenteurs de PTR peuvent réaliser leurs échanges transfrontaliers en se positionnant sur les marchés en achetant et vendant sur la (les) bourse(s) de part et d'autre de la frontière, pour réaliser « implicitement » une transaction transfrontalière sans risque, puisque la différence entre les deux prix est couverte par la revente. Le PTR joue simplement le rôle de produit de couverture financier, comme le ferait une option de droit de transit financier (« Financial Transmission Right Option » ou FTR Option). Les FTR Options sont en effet des produits de couverture qui permettent à leur détenteur de percevoir la même compensation financière que dans le cas d'un PTR utilisé en « *sell it* », mais ne permettent pas l'utilisation physique de la capacité.

Comme l'illustre le graphique 17, l'exercice du droit à utiliser physiquement la capacité diffère fortement suivant les frontières :

- Moins de 20% des droits de transit physiques avec l'Allemagne et la Belgique sont utilisés physiquement : le couplage de marché à ces frontières permet une utilisation de la capacité d'interconnexion efficace à l'échance journalière (par des enchères implicites, c'est-à-dire qui attribuent la capacité de transport conjointement à l'achat / vente d'électricité) et diminue l'intérêt de nommer les capacités de transport acquises à l'échéance de long-terme.
- Aux autres frontières, l'utilisation physique des PTR représente encore une part significative, voire prépondérante (export vers l'Italie), de l'exercice des droits.

**Graphique 17 : Part de l'utilisation physique des droits de transit long-terme « Use it » : utilisation physique – « Sell it » : revente à l'échéance journalière**



Sources : RTE, CASC, IESOE, CMS – Analyse : CRE

Notons que les capacités annuelles peuvent également être revendues, sous la forme d'une bande, aux enchères mensuelles. Ces pratiques demeurent marginales, puisqu'en 2012 moins de 2% des capacités mensuelles offertes provenaient d'une revente des capacités annuelles.

### **Transferts de la capacité**

Les acteurs peuvent s'échanger les capacités de long-terme sur une durée de leur choix (au pas horaire). Ces mécanismes de transfert restent très peu utilisés aux interconnexions françaises, sauf dans le sens de l'export vers l'Italie où les transferts ont représenté 20% des volumes alloués en 2012. Aux autres frontières, il n'y a pas eu de transferts, ou peu (3-4% des volumes à la frontière espagnole).

### **1.3. Mise en œuvre du modèle-cible européen**

A l'échéance de long terme, la feuille de route discutée et adoptée lors du XXI<sup>e</sup> Forum de Florence en décembre 2011 a défini quatre axes de travail relatifs à l'allocation des droits de transit afin de mettre en œuvre de façon anticipée le modèle-cible européen, tel qu'il a été défini dans les Orientations-Cadres publiées par l'ACER en juillet 2011 :

- l'harmonisation des règles d'enchères au niveau européen,
- la mise en œuvre d'une plateforme d'allocation comme point de contact unique pour les participants aux enchères,
- l'harmonisation des procédés de nomination pour les PTR,
- la possible mise en place de FTR.

Ainsi, si l'harmonisation du type de produits (PTR, FTR sous forme d'options ou d'obligations, ou encore produits de couverture via les marchés financiers, tels que les *Contracts for Differences*) ne constitue pas une obligation pour le modèle-cible européen, l'harmonisation des pratiques pour l'allocation d'un produit donné sera essentielle afin de garantir aux acteurs de marché un accès effectif et efficace au marché européen. A cet égard, la priorité est donnée à l'harmonisation des règles d'enchères et à l'établissement

d'une unique plateforme d'allocation au niveau européen.

La CRE copilote avec le régulateur suédois le groupe de travail européen sur la mise en œuvre anticipée du modèle-cible. Dans ce contexte, les régulateurs européens et l'ACER ont mené en 2012 une consultation publique auprès des acteurs de marché sur les produits de couverture et l'harmonisation des règles d'allocation. Les résultats de cette consultation, appuyés par une comparaison des jeux de règles en vigueur aux différentes frontières européennes, ont permis aux régulateurs de construire une liste de recommandations (« *wish-list* ») que devra suivre le jeu de règles d'enchères harmonisé au niveau européen (première étape du modèle-cible). La CRE a participé à la rédaction du document de consultation publique ainsi que des recommandations et conclusions. La « *wish-list* » et les Orientations-Cadres s'inspirent de « bonnes pratiques » qui sont déjà appliquées aujourd'hui sur certaines frontières françaises, grâce à l'implication et aux travaux de la CRE.

Cette « *wish-list* » rappelle également certains principes fondamentaux fixés dans les Orientations-Cadres sur l'allocation des capacités et la gestion des congestions, adoptées par l'ACER en juillet 2011. Ces principes sont essentiels car ils permettent de donner une vraie valeur d'instrument de couverture aux droits de transit, qu'il s'agisse de PTR ou FTR. En effet, les Orientations-Cadres prévoient les concepts suivants :

- Allocation de droits de transit : les GRT ont l'obligation d'émettre de tels droits, sauf si des moyens de couverture efficaces existent sur des marchés liquides de part et d'autre de la frontière concernée.
- Perception financière du droit (pour les FTR et dans le cas du « *sell it* » pour les PTR) : le détenteur du droit reçoit un paiement financier équivalent à la valorisation à l'échéance journalière de la capacité d'interconnexion concernée.
- Fermeté : en cas de réduction de la capacité d'interconnexion, le détenteur du droit reçoit une compensation financière égale au paiement financier décrit ci-dessus. Cette compensation ne peut être plafonnée que dans les cas où la réduction de capacité est annoncée suffisamment à l'avance,

avant l'étape de nomination, pour permettre aux acteurs de rééquilibrer leurs positions sur les différents marchés.

Ces principes contribuent à garantir la valeur des droits de transit comme instruments de couverture efficaces. Il est donc fondamental qu'ils soient respectés dans les règles d'enchères qui seront instituées au niveau européen. La CRE, en tant que copilote du groupe de travail de l'ACER sur le long-terme, est très impliquée dans ces travaux pour veiller au respect des principes définis ci-dessus.

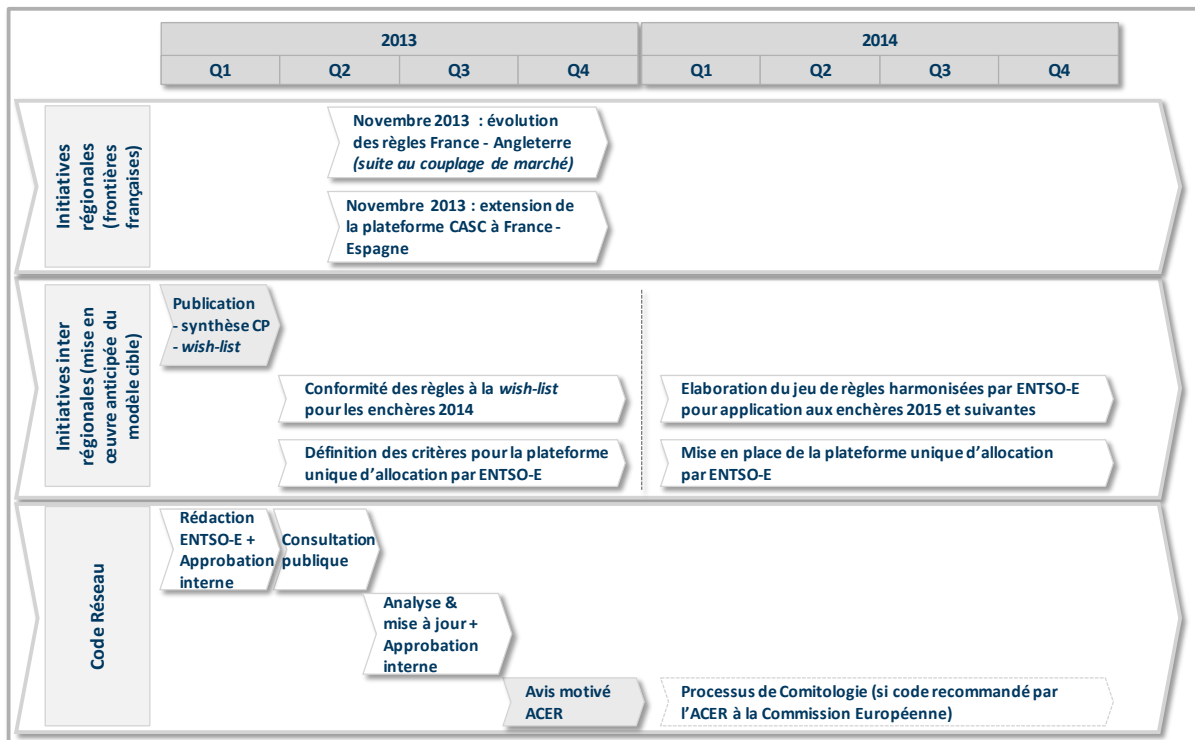
Le calendrier ci-après (graphique 18) synthétise les prochaines étapes pour l'harmonisation des mécanismes d'allocation des capacités long-terme :

- A la frontière France-Espagne, une avancée concrète pour l'harmonisation est déjà prévue pour le quatrième trimestre 2013 : l'allocation des droits de transit physiques sera dès lors effectuée par l'intermédiaire de la

plateforme CASC (*Capacity Allocating Service Company*), comme elle est déjà effectuée aux frontières belge, allemande, suisse et italienne. Cette extension de la plateforme à la frontière franco-espagnole sera accompagnée d'une harmonisation des règles d'enchères, ce qui représente une étape intermédiaire pour l'harmonisation des règles au niveau européen.

- L'harmonisation des règles d'enchères et l'entrée en opération d'une unique plateforme d'allocation au niveau européen devraient être effectives pour le déroulement des enchères annuelles de 2015.
- Parallèlement à la mise en œuvre anticipée du modèle-cible, le code de réseau pour l'allocation des échéances de long-terme sera rédigé par ENTSO-E et étudié par l'ACER pour valider sa conformité avec les Orientations-Cadres.

**Graphique 18 : Calendrier des prochaines étapes des Initiatives Régionales pour l'Electricité à l'échéance de long-terme**



Source : CRE

## 2. Capacités journalières

En étroite corrélation avec les marchés spot de l'énergie, l'échéance journalière constitue l'échéance de référence qui permet d'optimiser la veille pour le lendemain les échanges d'électricité et de programmer la production en tâchant de faire appel aux moyens les plus efficaces et les moins coûteux à l'échelle de la plaque européenne. La capacité donnée à cette échéance est calculée en prenant en compte les capacités de long-terme qui ont été allouées et nommées par les acteurs afin de maximiser les possibilités d'échanges.

### 2.1. Etat des lieux des mécanismes actuels

A l'échéance journalière, il existe deux types d'allocation : par enchères explicites et par enchères implicites. Avec un système d'enchères explicites, l'acteur acquiert de la capacité d'interconnexion et prend des positions séparément sur les différents marchés nationaux avant de connaître les résultats des marchés organisés. Sur ces marchés, l'offre et la demande sont ensuite confrontées séparément de part et d'autre de l'interconnexion.

Contrairement aux enchères explicites, le couplage de marché confronte l'offre et la demande de l'ensemble des zones couplées et

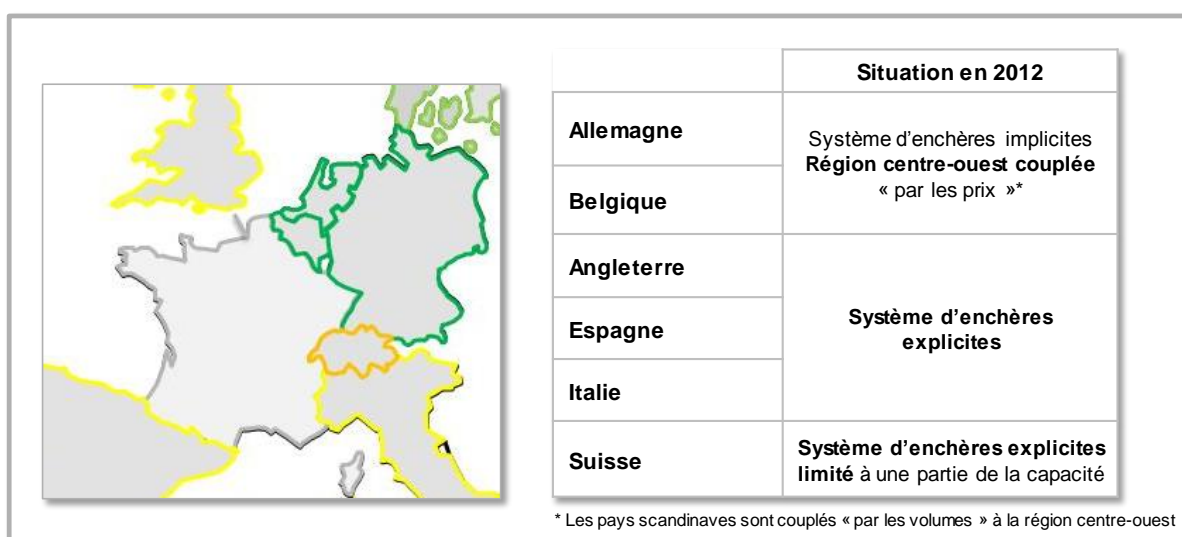
alloue simultanément – implicitement – les capacités d'interconnexion.

En garantissant une utilisation optimale des interconnexions, l'allocation implicite de la capacité à travers le couplage de marché constitue un élément fondamental et structurant du modèle-cible décrit dans les Orientations-Cadres sur l'allocation des capacités et la gestion des congestions publiées par l'ACER le 29 juillet 2011.

Le graphique 19 présente un état des lieux schématique des mécanismes en place aux frontières françaises à l'échéance journalière ;

- Une première étape a été atteinte en novembre 2006 avec le couplage trilatéral par les prix entre la France, la Belgique et les Pays-Bas. Fin 2010, le couplage trilatéral s'est étendu à l'Allemagne, et la région centre-ouest de l'Europe (CWE) a été couplée « par les volumes » au marché nordique.
- Sur les autres frontières, avec l'Angleterre, la Suisse, l'Italie et l'Espagne, l'allocation des capacités en journalier se fait toujours à travers des enchères explicites. L'enchère, l'allocation et la nomination ont lieu la veille pour le lendemain.

**Graphique 19 : Etat des lieux des systèmes d'enchères à l'échéance journalière**



Source : CRE



## 2.2. Analyse des mécanismes en œuvre

### Utilisation des capacités journalières

Une utilisation idéale des capacités journalières correspondrait au fait que, pour chaque heure de l'année :

- la capacité ne soit jamais utilisée dans la direction opposée au différentiel de prix : absence de capacité utilisée à contre sens et aucune heure concernée ;
- la capacité soit utilisée au maximum dans la direction du différentiel de prix : absence de capacité non utilisée dans le sens du différentiel de prix (s'il existe) et aucune heure concernée.

L'utilisation idéale se traduirait, dans les graphiques 20 et 21 ci-après, par deux nuages de points en forme de « S », c'est-à-dire une utilisation maximale (taux d'utilisation égal à 1) dans le sens du différentiel de prix et aucune utilisation dans le sens opposé (taux d'utilisation nul).

### Utilisation des capacités journalières dans le cas de marchés couplés

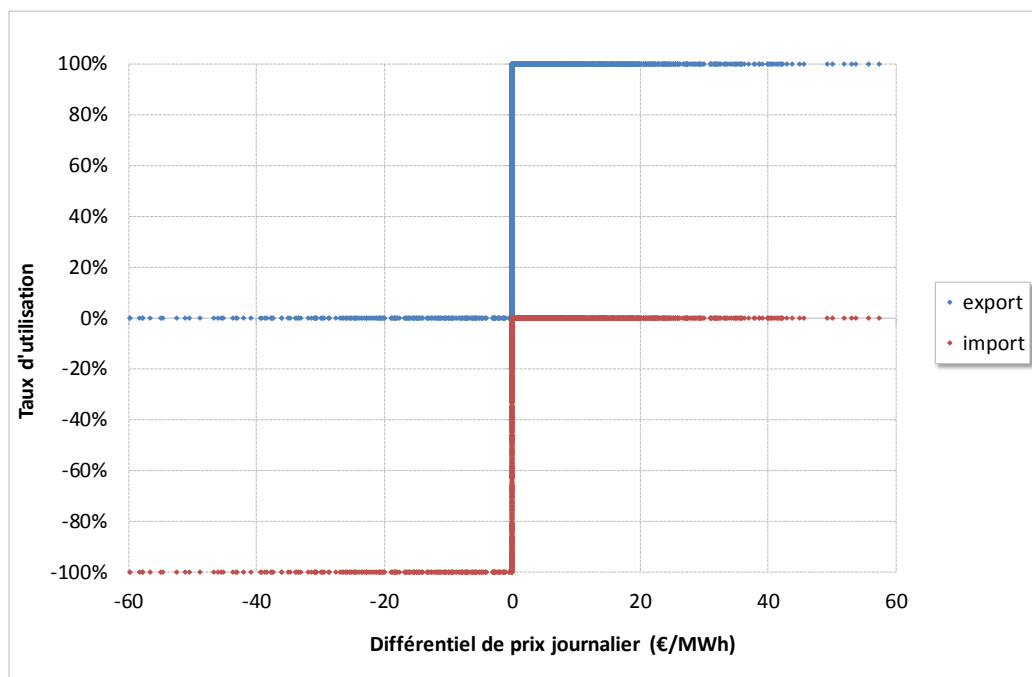
Dans le cas de marchés couplés (France, Allemagne, Belgique), les capacités sont allouées par enchères « implicites » : le mécanisme de couplage de marché attribue implicitement la capacité de l'interconnexion aux transactions d'énergie transfrontalières les plus efficaces. En optimisant les échanges aux frontières, le coût d'approvisionnement en électricité est réduit et les moyens de production les moins chers sont utilisés.

Comme l'illustre le graphique 20, cette utilisation efficace de la capacité d'interconnexion permet d'observer à la frontière belge les résultats suivants :

- Les prix convergent dès que la capacité d'interconnexion est suffisante ;
- Dès que les prix français et belges divergent, la capacité d'interconnexion France - Belgique est utilisée au maximum dans le sens du différentiel de prix (le flux d'énergie va toujours du marché le moins cher vers le marché le plus cher).

Un graphique identique et donc des résultats équivalents sont observables à la frontière allemande.

**Graphique 20 : Taux d'utilisation des capacités journalières nettes sur l'interconnexion France-Belgique par rapport au différentiel de prix horaire entre BELPEX et EPEX, en 2012**



Sources : RTE, EPEX Spot – Analyse : CRE

- **Utilisation des capacités journalières dans le cas de marchés non-couplés**

En l'absence de couplage de marché, l'utilisation de la capacité d'interconnexion à l'échéance journalière nécessite des arbitrages de la part des acteurs. Ces arbitrages sont par nature imparfaits et sont à l'origine d'une utilisation parfois inefficace de l'interconnexion.

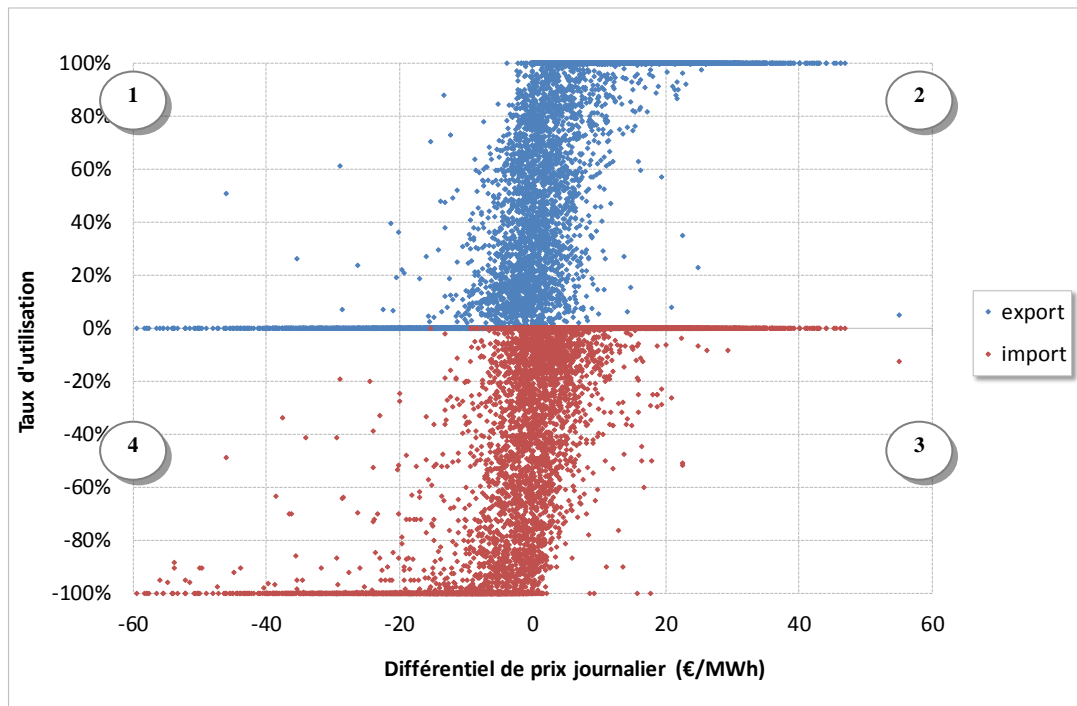
Comme l'illustre l'exemple de l'Espagne (graphique 21) :

- Les prix convergent bien moins souvent (9% du temps avec l'Espagne en 2012)

- Des flux à contre-sens du différentiel de prix sont observés (zones 1 et 3 dans le graphique)
- Les flux dans la bonne direction peuvent ne pas être effectués à hauteur de la capacité totale de l'interconnexion (zones 2 et 4 dans le graphique)

Un graphique identique et donc des résultats équivalents sont observables aux frontières italienne, suisse et anglaise.

**Graphique 21 : Taux d'utilisation des capacités journalières nettes sur l'interconnexion France-Espagne par rapport au différentiel de prix horaire entre OMEL et EPEX, en 2012**



Sources : RTE, EPEX Spot - Analyse : CRE

Comme illustré par le graphique 22 :

- Aux frontières espagnole, anglaise, suisse et italienne, on observe fréquemment des cas de non-optimisation pendant lesquels la capacité est :
  - o soit partiellement utilisée (jusqu'à 42% du temps sur la

frontière suisse dans le sens de l'export),

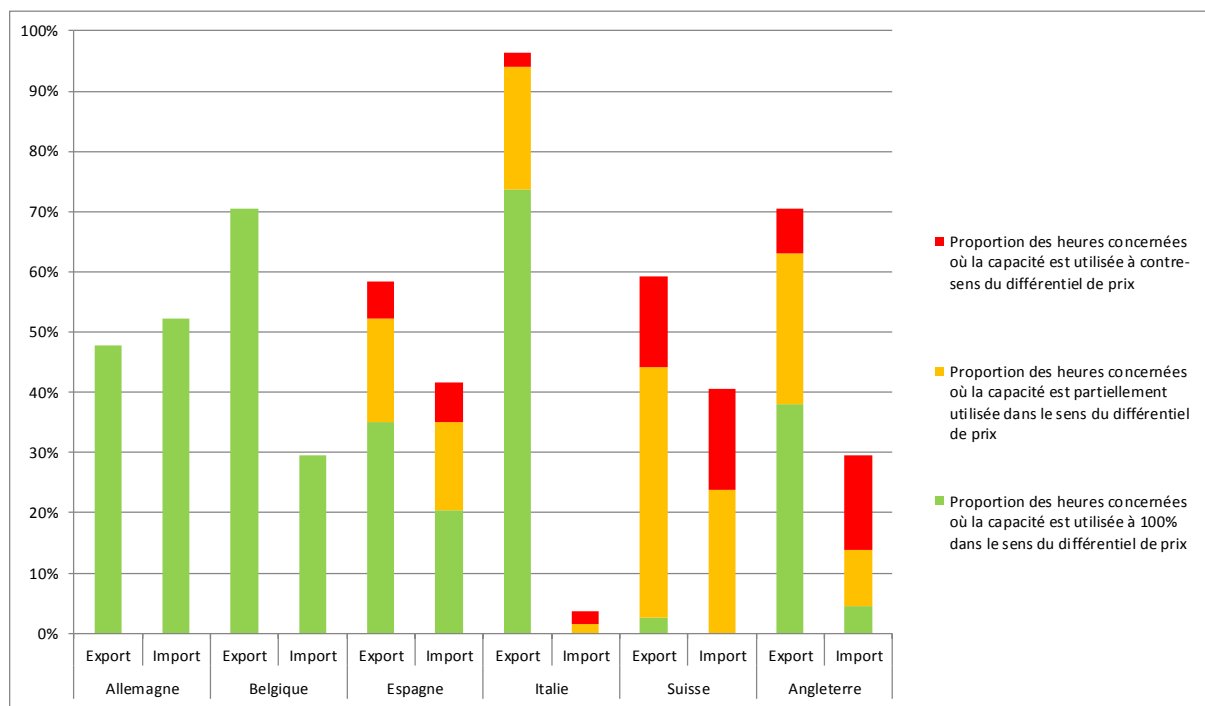
- o soit utilisée à contre-sens du différentiel de prix (jusqu'à 17% du temps à l'exportation sur la frontière Suisse).

- Ainsi, sur les frontières avec l'Espagne, l'Italie, la Suisse et l'Angleterre, l'utilisation des capacités

journalières doit encore être améliorée. En moyenne sur l'ensemble des heures de l'année, sur ces quatre frontières, 45 MW sont utilisés à contre-sens du différentiel de prix.

- A noter aussi que, grâce au couplage de marché, les interconnexions France-Allemagne et France-Belgique sont utilisées en permanence dans le sens du différentiel de prix.

**Graphique 22 : Utilisation à contre-sens et sous-utilisation des capacités journalières en 2012**



Sources : RTE, EPEX Spot – Analyse : CRE

En complément du graphique précédent, le tableau ci-après permet de mettre en évidence les évolutions entre 2011 et 2012. Par ailleurs, il donne une estimation de la capacité qui n'a pas été utilisée et qui aurait pu l'être dans les situations qui le justifiaient économiquement.

Ainsi, en 2012, pendant 23,4 % des heures de l'année, des échanges dans le sens France-Espagne étaient justifiés et n'ont pourtant pas saturé la NTC. Ce sont ainsi en moyenne 261 MW qui n'ont pas été utilisés.

**Tableau 9 : Mauvaise utilisation des capacités en 2012 (et 2011)**

2012 (2011)	Cas où la capacité disponible en journalier n'est pas utilisée de manière optimale			Cas où le flux résultant des nominations journalières est dans le sens du différentiel de prix, 100% de la capacité n'étant néanmoins pas utilisée	Cas où le flux résultant des nominations journalières est à contresens du différentiel de prix	
	proportion des heures concernées	proportion des heures concernées (selon que l'export où l'import aurait été justifié)	capacité qui aurait pu être utilisée en moyenne sur l'ensemble de ces heures (MW)*	proportion des heures concernées	proportion des heures concernées	
Espagne	Export	44,4% (39,5%)	23,4% (19,6%)	261 (235)	17,1% (14,9%)	6,2% (4,8%)
	Import		21% (19,8%)	376 (226)	14,5% (12,5%)	6,5% (7,3%)
Italie	Export	26,4% (14,6%)	22,7% (12%)	111 (96)	20,4% (9,2%)	2,3% (2,7%)
	Import		3,7% (2,6%)	1970 (3200)	1,5% (0,5%)	2,2% (2,1%)
Suisse	Export	97,4% (99,5%)	56,8% (77,5%)	416 (176)	41,7% (0%)	15,1% (77,5%)
	Import		40,7% (21,9%)	563 (3855)	23,8% (18,4%)	16,9% (3,5%)
Angleterre	Export	57,6% (72%)	32,4% (43,2%)	218 (446)	25% (28,4%)	7,4% (14,8%)
	Import		25,2% (28,8%)	593 (1489)	9,4% (12,2%)	15,8% (16,6%)

\*différence entre l'ATC et le flux engendré par le journalier

### Convergence des prix de la région centre-ouest couplée

Le couplage de marché favorise la convergence des prix pour les marchés concernés. Le prix du pays exportateur augmente à mesure que des moyens de production plus onéreux sont activés et inversement dans le pays importateur. Ceci résulte en une égalité des deux prix à moins que l'interconnexion ne soit saturée : les prix, bien que plus proches qu'en l'absence de couplage, n'en demeurent pas moins différents.

Le tableau 10 révèle les éléments suivants :

- Le couplage dans la région centre-ouest permet de rapprocher les prix des quatre zones, et même de les

rendre égaux (à 0,01€/MWh près) une grande partie du temps.

- La plus forte convergence a eu lieu entre les prix français et belge qui ont été égaux 86% de l'année.
- La convergence entre la France et l'Allemagne reste élevée avec un taux de convergence de 65%.
- En 2012, il y a eu convergence totale pendant la moitié du temps, c'est-à-dire que les quatre marchés (français, allemand, belge et néerlandais) ont même donné des prix identiques pendant 50% du temps.

**Tableau 10 : Convergence des prix en 2012 dans la région couplée centre-ouest (à 0,01€/MWh près)**

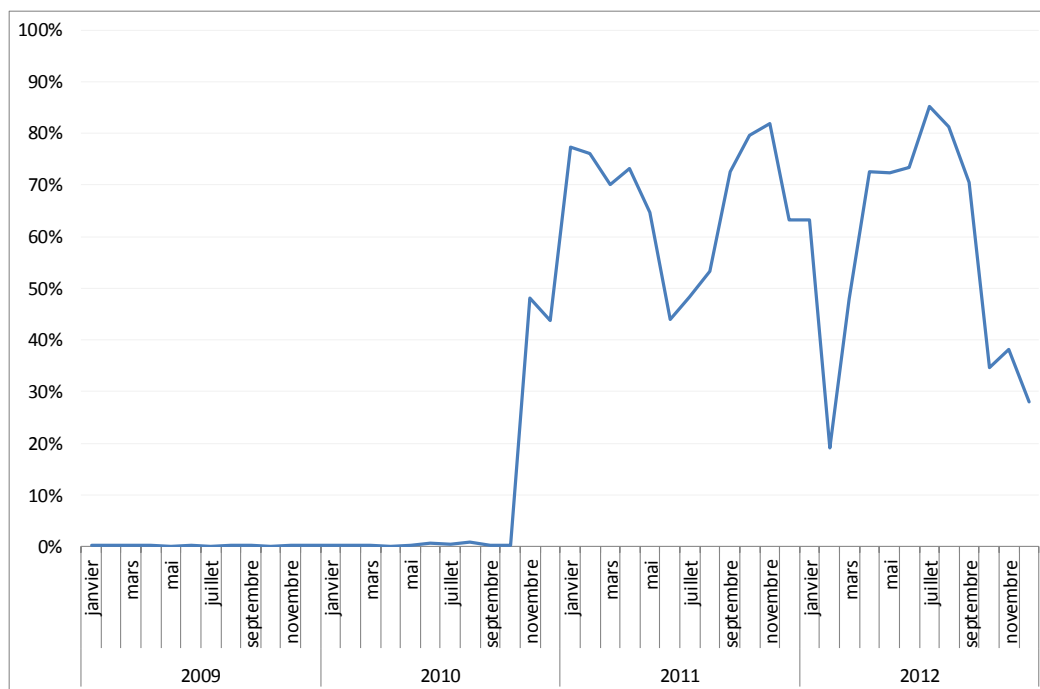
France-Allemagne	France-Belgique	France-Pays-Bas	Allemagne-Pays-Bas	Convergence totale	Divergence totale
65,00%	86,00%	74,00%	59,00%	50,00%	0,40%

Source : RTE – Analyse : CRE

Le graphique 23 donne quant à lui une vision dynamique de la convergence totale entre la France, l'Allemagne et la Belgique (égalité des trois prix). L'extension du couplage trilatéral à

l'Allemagne en décembre 2010 a un effet net, faisant passer la convergence de moins de 1% à près de 50%.

**Graphique 23 : Taux de convergence entre la France, l'Allemagne et la Belgique**



Source : RTE – Analyse : CRE

**Estimation du surcoût d'approvisionnement lié à l'absence de couplage de marché en journalier**

La perte de surplus collectif, liée à l'absence de couplage des marchés, représente le surcoût d'approvisionnement induit par la mauvaise utilisation des interconnexions.

Elle 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 n'ont pas été réalisés) ou utilisée à contre-sens (si une partie de la capacité a été utilisée à contre-sens, des échanges destructeurs de surplus collectif ont été réalisés).

Cette estimation permet d'avoir un ordre de grandeur du surcoût d'approvisionnement sur chaque frontière. Néanmoins, elle est à considérer avec précaution. En effet, cette estimation ne tient pas compte de la modification possible du comportement des acteurs sur les marchés organisés et de leur stratégie d'offres de vente et d'achat à la suite de l'introduction du couplage de marché.

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 accrue des prix ; ainsi, les chiffres donnés sont des majorants du surcoût d'approvisionnement réel, qui ne pourrait être estimé précisément qu'à l'aide des courbes agrégées d'offre et de demande de chaque marché, ou des courbes d'export net.

## 110 M€

### Surcoût d'approvisionnement lié à l'absence de couplage des marchés en 2012.

Le graphique 24 qui donne une estimation du surcoût lié à l'absence de couplage des marchés entre 2009 et 2012, permet d'observer les éléments suivants :

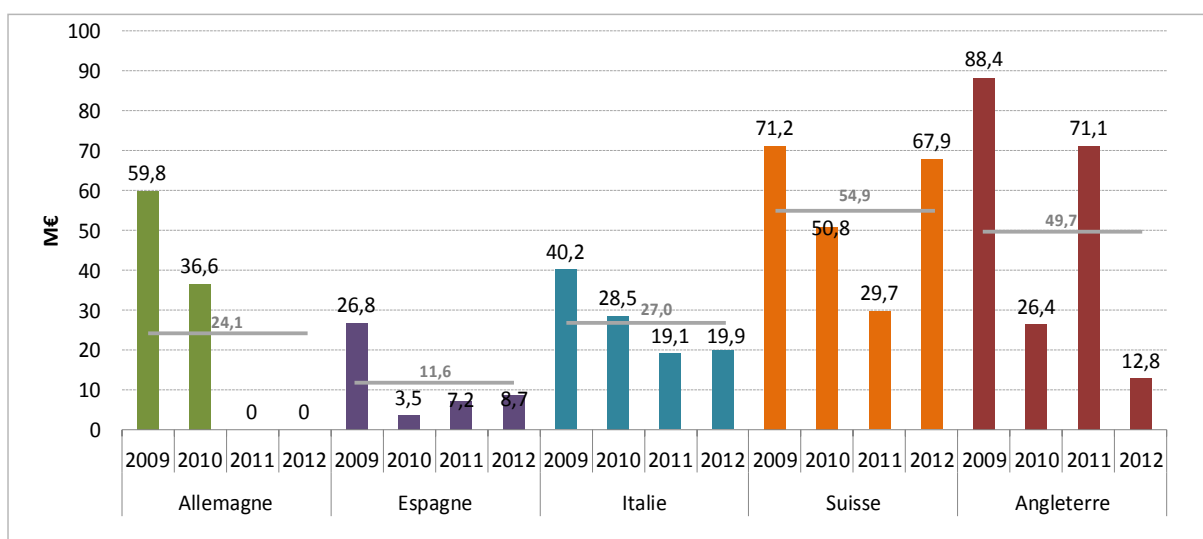
- L'interconnexion allemande n'est pas concernée à partir de fin 2010, grâce au couplage de marché mis en œuvre en novembre 2010 alors qu'elle avait été de 59,8 M€ en 2009 et de 36,6 M€ en 2010.
- La Suisse est le pays pour lequel le surcoût d'approvisionnement est en moyenne le plus élevé (54,9 M€ en moyenne). Cela s'explique par la part importante de l'interconnexion encore utilisée de manière prioritaire par des contrats de long-terme, ce qui nuit fortement à l'utilisation efficace de l'interconnexion. L'utilisation que leurs détenteurs font de l'interconnexion n'est que très peu corrélée aux prix de marché, conduisant à générer des flux importants à contre-sens du différentiel de prix. La manière dont sont actuellement gérés ces contrats rend impossible tout *netting* avant les

enchères journalières, *netting* qui serait *a priori* un outil suffisant pour contrebalancer les effets de ces contrats.

Entre 2011 et 2012, plusieurs observations peuvent être faites sur ce même graphique 24.

- L'augmentation du surcoût sur la frontière suisse (de 29,7 M€ à 67,9 M€) est marquante.
  - o Les pertes, inéluctablement engendrées par l'existence de contrats de long-terme prioritaires, ont été renforcées en 2012 par l'effet prix. En effet, la mise à disposition de la capacité aurait surtout permis de réaliser des imports aux heures où le marché français était tendu, ou plus cher que le marché suisse. Or ceci était la situation seulement 22% des heures en 2011 contre 41% en 2012.
  - o Ce phénomène s'illustre notamment lors de la vague de froid de février. La mauvaise utilisation de l'interconnexion, que ce soit à contre-sens du différentiel de prix ou en n'utilisant pas totalement la capacité disponible dans le bon sens, a généré un surcoût bien plus important simplement du fait d'un différentiel très important. Le surcoût pour ce seul mois a été de 22 M€ en 2012 contre 1,5 M€ en 2011.
- La diminution du surcoût d'approvisionnement sur l'interconnexion France-Angleterre est à considérer à l'aune du changement de référence de prix dans la méthode de calcul (le spot britannique n'étant pas considéré comme représentatif avant 2012, le prix OTC lui était substitué). De plus, depuis avril 2011, le couplage de l'Angleterre au travers de l'interconnexion Pays-Bas-Angleterre contribue à rapprocher les prix français et anglais.
- On peut noter que les surcoûts liés à l'absence de couplage pour l'Italie et l'Espagne sont relativement stables entre 2011 et 2012.

**Graphique 24 : Estimation du surcoût d’approvisionnement lié à l’absence de couplage des marchés, 2009-2012**



Source : RTE – Analyse : CRE

**Comparaison du prix de la capacité et différentiel de prix pour les frontières non-couplées**

La valeur des capacités journalières, heure par heure, est à mettre en regard du différentiel de prix horaire entre les marchés nationaux. Si l’anticipation des acteurs était parfaite, le prix des capacités journalières devrait être égal au différentiel de prix des marchés journaliers quand celui-ci est dans la bonne direction et il devrait avoir une valeur nulle quand le différentiel de prix est dans le sens opposé.

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 explique, en partie, l’écart constaté entre le résultat des enchères et le différentiel de prix. Ainsi, lorsqu’il n’y a pas de couplage de marché entre deux pays frontaliers, la cohérence entre le prix de la capacité et le différentiel de prix entre les marchés nationaux n’est pas assurée systématiquement.

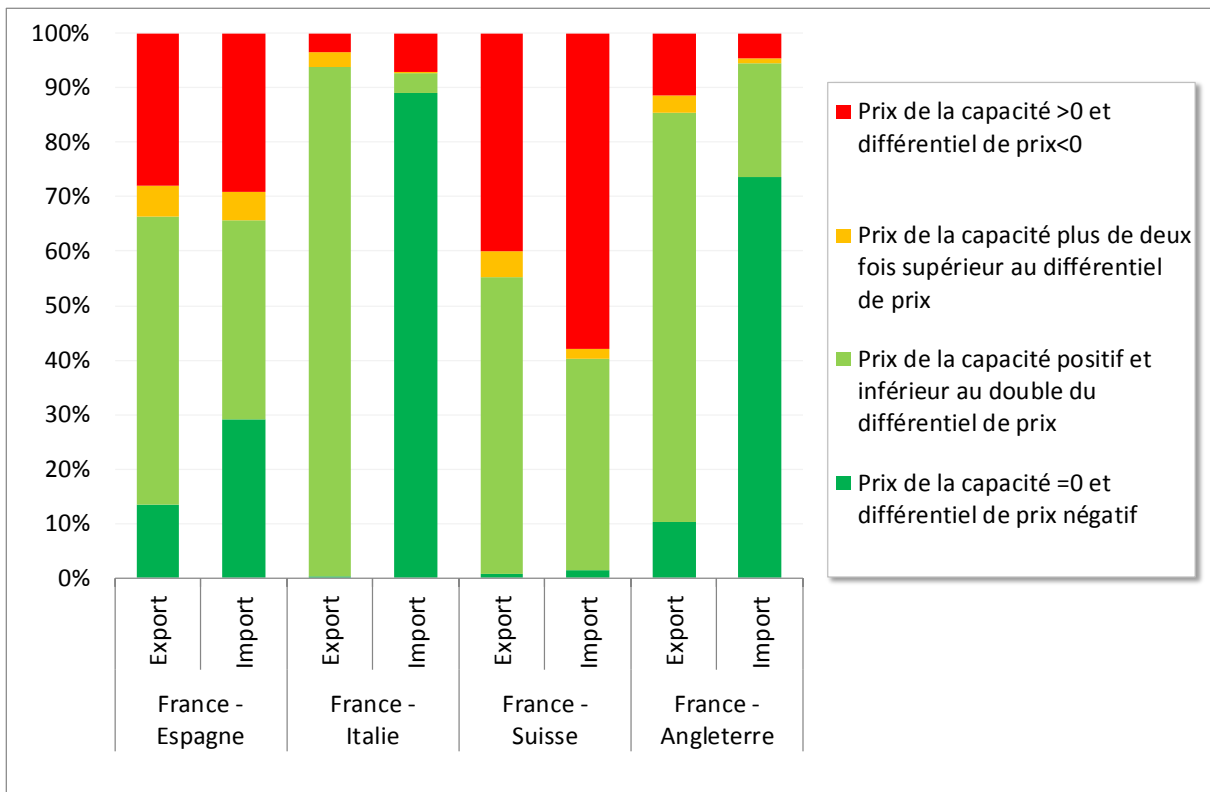
Le graphique 25 a pour objectif de mettre en évidence le pourcentage d’heures où le

différentiel de prix est inverse, éloigné ou proche du prix de capacité.

- La frontière avec la Suisse est celle sur laquelle on observe les écarts entre le prix de la capacité et le différentiel de prix les plus importants. Le prix donné à la capacité sur cette frontière a été en 2012 à contre-sens du différentiel de prix près de 40% dans le sens export et plus de 55% dans le sens import. Cette utilisation peu efficace de l’interconnexion s’explique par l’existence de contrats long-terme qui rendent la majeure partie de la capacité non flexible.
- Le prix donné à la capacité sur la frontière France-Espagne a été en 2012, à contre-sens du différentiel de prix un quart du temps en moyenne. Sur cette frontière il n’y a pas de tendance marquée du différentiel de prix à l’import ou à l’export ce qui peut rendre difficile la valorisation de la capacité au moment de l’enchère journalière qui a lieu avant la publication des résultats des bourses nationales.



**Graphique 25 : Prix de la capacité et différentiel de prix en 2012**



Source : RTE – Analyse : CRE

En ce qui concerne la concurrence (tableau 11) :

- Deux directions présentent une concurrence peu développée : l'export vers l'Espagne et l'import depuis l'Angleterre.
- Le cas de l'Italie s'analyse ici de la même manière que pour les échéances annuelles et mensuelles.

- Le bon indicateur pour l'import suisse ne doit pas faire oublier qu'il ne porte que sur une capacité très limitée par la priorité d'accès et la flexibilité de nomination des contrats de long-terme qui ne sont pas pris en compte dans le calcul de l'indicateur.

**Tableau 11 : Concurrence sur les enchères journalières explicites en 2012<sup>13</sup>**

		Nombre d'utilisateurs ayant participé ou acquis		Part de l'utilisateur le plus important		Niveau de concentration		
						Faible (HHI < 1000)	Moyen (1000 < HHI < 2000)	Fort (HHI > 2000)
Espagne	Export	16	35%		1 900			
	Import	19	30%		1 627			
Italie	Export	40	9%	466				
	Import	31	20%		1 314			
Suisse	Export	29	26%		1 270			
	Import	26	18%	991				
Angleterre	Export	19	30%		1 356			
	Import	17	47%			2 589		

Source : RTE – Analyse : CRE

### 2.3. Mise en œuvre du modèle-cible européen

Les mécanismes d'enchères explicites pour allouer les capacités d'interconnexion journalières induisent une utilisation inefficace des interconnexions car ces enchères n'intègrent pas les informations sur les prix de l'énergie des marchés organisés.

C'est pourquoi la CRE préconise la mise en place d'enchères implicites via un couplage de marché par les prix, conformément au modèle-cible décrit dans les Orientations-Cadres sur l'allocation des capacités et la gestion des congestions publiées par l'ACER le 29 juillet 2011 et œuvre depuis 2006 à sa mise en place sur l'ensemble des frontières françaises.

Le couplage de marché est un pas en avant important dans l'intégration des marchés européens de l'électricité. Sa mise en œuvre permettra des échanges aux frontières plus efficaces en garantissant un usage optimal des capacités journalières - tout en prenant en compte les limites physiques aux interconnexions - et générera ainsi des gains substantiels en matière de surplus collectif au niveau de la zone couplée.

<sup>13</sup> La première colonne du tableau indique le nombre d'acteurs ayant participé aux enchères journalières en 2012

#### Encadré 4 : Le couplage de marché fondé sur les flux

Le modèle-cible préconise une solution qui va encore plus loin que le mécanisme d'enchères implicites : le modèle-cible est, au moins dans les réseaux maillés, un couplage de marché fondé sur les flux, ou flow-based market coupling.

Les enchères implicites en place par exemple entre la France, la Belgique, l'Allemagne et les Pays-Bas (région CWE) reposent sur une méthode utilisant les NTC, dans le prolongement de ce qui existe en explicite. La méthodologie flow-based ne définit pas à l'avance quels seront les flux maxima admissibles entre la France et l'Allemagne et entre la France et la Belgique, mais donne un domaine d'échanges possible. Ceci permet, en tirant parti de l'interdépendance entre les capacités, de laisser le plus grand choix aux acteurs et de maximiser, dans les limites de sécurité du réseau, les échanges ayant le plus de valeur économique.

Dans la région CWE, la CRE a poussé avec ses homologues pour que ce projet aboutisse début 2014. Il est entré depuis le début de l'année 2013 dans une phase d'expérimentation à taille réelle, avec une publication des résultats de marchés que cette méthodologie aurait pu engendrer sur une base hebdomadaire, puis quotidienne. Les résultats des premières semaines peuvent laisser prévoir un surplus social annuel dégagé par la mise en œuvre de cette méthode supérieur aux estimations antérieures (qui étaient de l'ordre de 50 M€ par an). Ce surplus trouve également sa traduction dans une convergence accrue des prix.

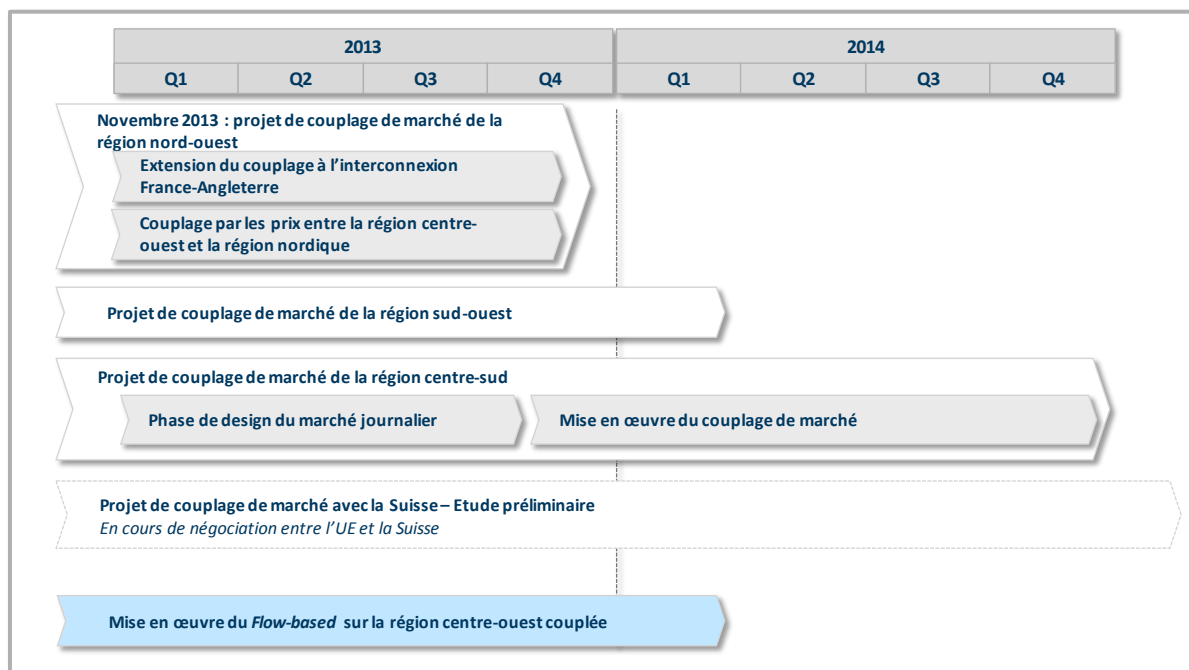
Les questions de transparence et de paramétrage technique de cette méthode font l'objet d'un suivi attentif de la CRE car elles sont fondamentales pour que ce projet délivre effectivement les gains attendus.

Le graphique 26 présente un calendrier synthétique des prochaines étapes pour la mise en œuvre du modèle cible à l'échéance journalière :

- Un projet de couplage de marché de la région nord-ouest a été lancé et vise à changer le couplage par le volume en couplage par les prix entre la région centre-ouest et la région nordique ainsi qu'à étendre le couplage de marché à la Grande-Bretagne. Après plusieurs décalages de planning, le projet de la région nord-ouest devrait aboutir en novembre 2013.
- Les autres pays frontaliers avec la France (Espagne, Italie et Suisse) devraient rejoindre le couplage de

marché nord-ouest progressivement en 2014. Afin de respecter l'objectif d'un marché européen intégré pour 2014, la CRE avec les autres régulateurs des régions sud-ouest et centre-sud, a anticipé les travaux nécessaires pour les futures extensions du couplage. Un démarrage du couplage de marché de la région sud-ouest est envisagé rapidement après celui de la région nord-ouest. Et concernant la région centre-sud, la feuille de route de la région prévoit un lancement du couplage fin 2014.

## Graphique 26 : Calendrier des prochaines étapes des Initiatives Régionales pour l'Electricité à l'échéance journalière



Source : CRE

### 3. Capacités infra-journalières

L'échéance infra-journalière permet aux acteurs d'ajuster leurs positions prises la veille sur les échanges journaliers en fonction des différents aléas qui peuvent survenir et venir perturber l'équilibrage de leurs périmètres d'équilibre. Concrètement, une évolution du niveau de consommation attendu, l'arrêt fortuit d'un groupe de production, ou (et de plus en plus) la variation des conditions climatiques

affectant la production attendue des énergies renouvelables, peuvent conduire les acteurs à modifier leurs programmes d'échanges transfrontaliers. Il s'agit donc d'une échéance qui permet de gérer le résidu de capacité non valorisée en journalier. Le taux d'utilisation de la capacité restante illustre cette spécificité, avec une capacité d'interconnexion restante en infra-journalier utilisée à moins de 20% par les acteurs.

## Encadré 5 : Le rôle du marché infra-journalier

Comme le montre le graphique 27 et le tableau 12, le prix de l'électricité sur le marché infra-journalier français s'écarte couramment du prix spot de référence établi la veille pour le lendemain. 80% du temps cet écart est supérieur à 1,5 €/MWh, et dans certains cas extrêmes comme celui de la vague de froid et du pic de prix du 9 février 2012, l'écart peut être très important. Lors du pic à 1938,5 €/MWh du 9 février 2012 de 10h à 11h sur le marché spot, le prix infra-journalier était de 985 €/MWh. Cet exemple extrême et le graphique ci-dessous illustrent les opportunités d'arbitrage qui peuvent exister à l'approche du temps réel, et l'impact des aléas sur les marchés et donc sur les programmes d'échanges transfrontaliers.

Graphique 27 : Variation du prix infrajournalier par rapport au prix spot en France en 2012

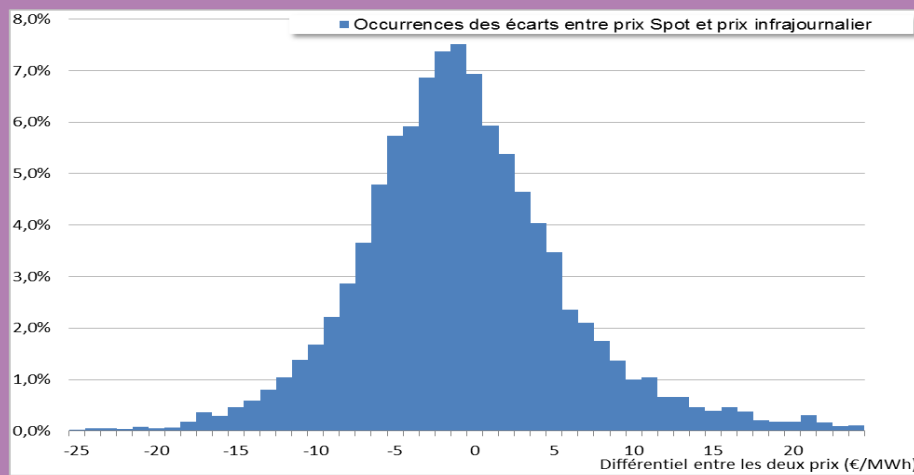


Tableau 12 : Plages d'écarts entre le prix infrajournalier et le prix spot français en 2012

Ecart < à	Occurrence
0,50 €	7,50%
1,50 €	21,80%
2,50 €	45,90%
3,50 €	56,30%
4,50 €	65,10%
...	...
25 €	98,90%

Source : EPEX Spot – Analyse : CRE

L'analyse des volumes échangés aux frontières en infra-journalier illustre l'importance grandissante de cette échéance pour les acteurs (graphique 28).

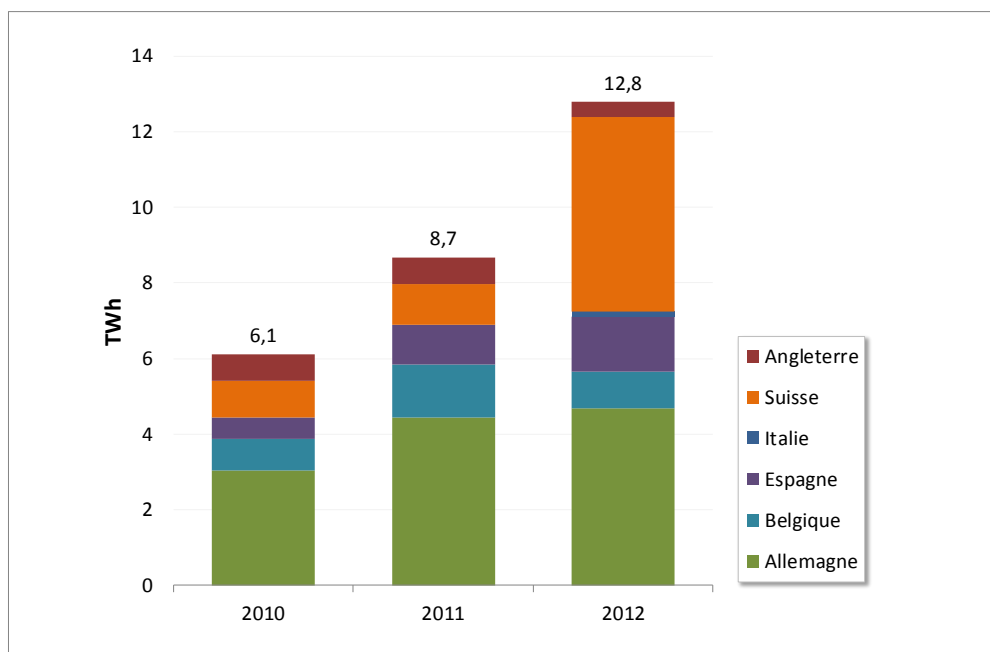
- On observe en effet une forte croissance des échanges à l'échéance infra-journalière ces trois dernières années, avec un doublement des échanges en deux ans, passant de 6 TWh en 2010 à plus de 12 TWh en 2012. Cette forte croissance est portée en grande partie par l'augmentation des échanges sur les frontières avec l'Allemagne et la Suisse où des évolutions de mécanismes promues par la CRE ont été mises en place afin de passer d'une allocation d'options par prorata amélioré à une allocation d'obligations en continu. Le marché infra-journalier, notamment en France et en Allemagne est en plein développement, tiré par un développement massif des énergies renouvelables. A titre d'exemple, les volumes échangés en France sur EPEX Spot intraday ont crû de 65% en 2011 et de 30% en 2012.
- En 2012 notamment, les échanges infra-journaliers entre la France et la Suisse ont été multipliés par cinq,

passant de 1 à 5 TWh. Cette augmentation est surtout marquée à l'import (de 0,17 à 4 TWh), et s'explique par le changement de mécanisme effectif depuis le 18 janvier 2012 et qui permet de tirer au mieux parti de la flexibilité du parc hydraulique suisse après la clôture des marchés spot. Néanmoins, une grande partie de la capacité disponible et utilisée sur cette frontière en infra-journalier résulte des conditions particulières de gestion des contrats de long-terme qui ne permettent pas d'optimiser les capacités en journalier comme sur les autres frontières.

**x5**

Les échanges infra-journaliers France-Suisse ont été multipliés par 5 entre 2011 et 2012 suite à la mise en place d'un mécanisme d'accès à la capacité en continu

**Graphique 28 : Développement des échanges infra-journaliers depuis 2010**



Source : RTE – Analyse : CRE

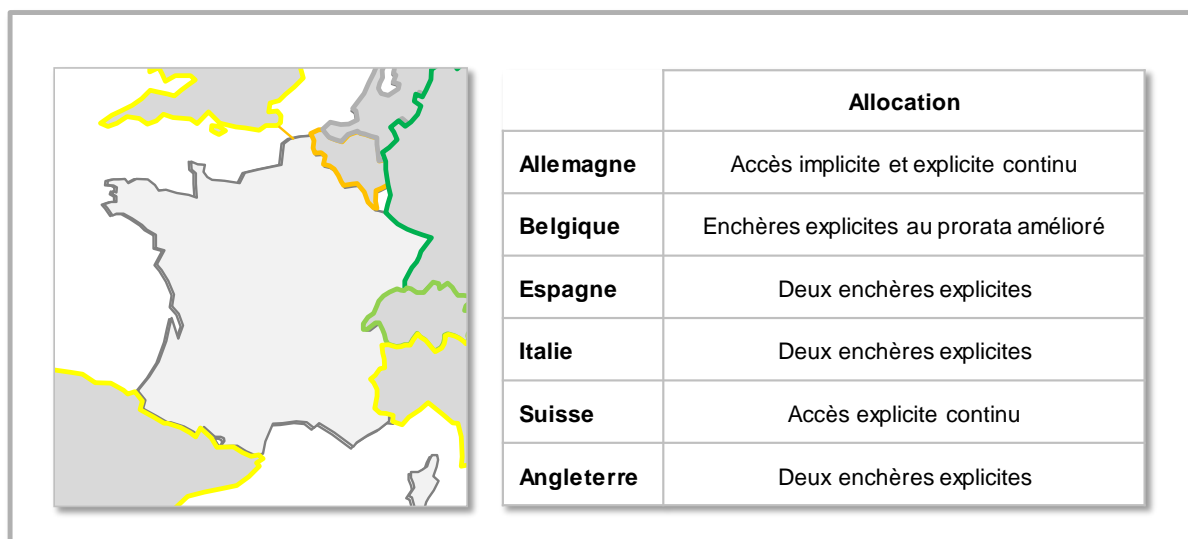
### 3.1. Etat des lieux des mécanismes actuels

La carte ci-après (graphique 29) illustre la disparité des mécanismes en vigueur au 31 décembre 2012 pour l'allocation des capacités disponibles aux frontières françaises à l'échéance infra-journalière :

- Des mécanismes d'allocation des capacités infra-journalières au moyen d'enchères explicites sont utilisés sur les frontières avec l'Angleterre, l'Espagne, et l'Italie. L'utilisation des capacités acquises est optionnelle. Deux sessions sont organisées sur chacune des frontières, l'une en J-1 et l'autre en J, afin de permettre aux acteurs d'accéder aux enchères associées sur les marchés de l'électricité espagnol et italien.
- Un mécanisme d'allocation de type « prorata amélioré<sup>14</sup> » est utilisé sur la frontière avec la Belgique. L'utilisation est ici aussi optionnelle. La capacité disponible à cette échéance est attribuée aux acteurs en fonction de la capacité demandée lors de douze guichets.

- Des mécanismes d'allocation d'obligations (utilisation obligatoire) en continu, de type « premier arrivé premier servi » sont utilisés sur les frontières avec l'Allemagne et la Suisse. Les deux mécanismes diffèrent de par l'accès à la capacité, qui se fait uniquement de manière explicite sur la Suisse, alors qu'un accès implicite - c'est-à-dire lorsque l'allocation est associée automatiquement à un ordre d'achat/vente transfrontalier d'énergie entre les marchés infra-journaliers des deux pays - est également en place sur la frontière avec l'Allemagne. Ce dernier mécanisme correspond au modèle-cible européen.

**Graphique 29 : mécanismes d'allocation de la capacité aux frontières françaises en infra-journalier en 2012**



Source : CRE

<sup>14</sup> Ce mécanisme permet d'allouer la capacité aux acteurs au prorata de leurs demandes, en favorisant les plus petites demandes, et évitant que les acteurs ne formulent des demandes déraisonnables dans l'objectif d'obtenir la plus grande part de la capacité.



### 3.2. Analyse des mécanismes en œuvre

#### Utilisation des capacités infra-journalières

Le tableau 13 détaille l'utilisation faite par les acteurs de la capacité qui reste disponible après l'échéance journalière et qui est mise à disposition en infra-journalier. Ce taux d'utilisation moyen de la capacité disponible ne prend pas en compte le différentiel de prix, les prix en infra-journalier pouvant évoluer par rapport au prix spot fixé la veille pour le lendemain. Le taux d'utilisation ne reflète donc pas forcément l'intérêt économique de l'échange mais il permet de dégager des tendances :

- Excepté sur la frontière italienne, le taux d'utilisation de la capacité disponible en infra-journalier reste faible. Les frontières sur lesquelles un mécanisme d'allocation de la capacité en continu ont néanmoins des taux

d'utilisation plus élevés, avec entre 10,3% 14,6% sur France-Allemagne, et 17,1% et 13,2% sur France-Suisse, respectivement à l'export et à l'import.

- Sur la frontière avec l'Italie, le taux d'utilisation extrêmement élevé de la capacité restante à l'import peut s'expliquer par le fait qu'en valeur absolue cette capacité est faible par rapport aux autres frontières (seulement 116 MW à l'export), et que la capacité à l'export est fortement valorisée en quasi-permanence dans ce sens. Le peu de capacité qui n'a pu être alloué en journalier est donc utilisé de manière quasi-systématique en infra-journalier.
- De manière générale, et comme le montre l'analyse qui suit sur la valorisation de la capacité infra-journalière, sur les frontières où l'allocation se fait au moyen d'enchères (France-Espagne, France-Italie, et France-Angleterre), les acteurs n'utilisent finalement pas toute la capacité qu'ils ont achetée pour se couvrir à l'approche du temps réel.

**Tableau 13 : Capacité restante pour l'échéance infra-journalière et utilisation par les acteurs**

		Capacité moyenne restante après le journalier (MW)	Capacité moyenne utilisée en infra-journalier (MW)	Taux d'utilisation
Allemagne	Export	2563	263	10,3%
	Import	1692	247	14,6%
Belgique	Export	1579	106	6,7%
	Import	2738	7	0,2%
Espagne	Export	760	71	9,4%
	Import	1148	93	8,1%
Italie*	Export	116	102	87,9%
	Import	2511	11	0,4%
Suisse	Export	749	128	17,1%
	Import	3469	459	13,2%
Angleterre	Export	561	27	4,8%
	Import	1917	19	1,0%

Source : RTE – Analyse : CRE

\* Sur la frontière France-Italie, le mécanisme n'a été mis en place qu'à partir du 20 juin 2012, les données sont donc partielles.

### Valorisation et concurrence sur les capacités infra-journalières

Comme mentionnée précédemment, la capacité disponible en infra-journalier est allouée par le biais d'enchères explicites sur France-Espagne, France-Italie, et France-

Angleterre. Le tableau 14, qui illustre la valorisation donnée à cette capacité par les acteurs, montre le faible prix qui émerge de ces enchères : les acteurs peuvent n'utiliser finalement qu'une faible partie de la capacité acquise sans que le coût de cette stratégie ne soit trop élevé.

**Tableau 14 : Résultats et prix des enchères infra-journalières en 2012**

		Capacité moyenne offerte / capacité moyenne allouée	Prix marginal moyen (€/MWh)
Espagne	Export	815 / 811	0,13
	Import	1136 / 1134	0,09
Angleterre	Export	636 / 632	0,32
	Import	2078 / 1965	0,02
Italie	Export	166 / 165	0,58
	Import	1364 / 907	0,00

Source : RTE – Analyse : CRE

- La capacité infra-journalière étant acquise selon des mécanismes divers (enchères, en continu, guichets), l'analyse de la concurrence à cette échéance est fondée sur la part de marché de chaque acteur sur la capacité utilisée. Cette approche diffère de celle des échéances précédentes, mais permet d'illustrer au mieux la concurrence pour l'accès à la capacité restant en infra-journalier.
- L'analyse de concentration des marchés infra-journaliers aux interconnexions françaises montre un niveau de concurrence faible. Seule la capacité à l'export sur les interconnexions France-Suisse et sur France-Angleterre fait l'objet d'une concurrence légèrement meilleure avec une part de marché de l'acteur le plus important inférieure à 30%.

**Tableau 15 : Concurrence sur les capacités infra-journalières en 2012**

		Nombre d'acteurs ayant participé aux enchères en 2012	Part de l'utilisateur le plus important	Niveau de concentration		
				Faible (HHI < 1000)	Moyen (1000 < HHI < 2000)	Fort (HHI > 2000)
Allemagne	Export	12	51%			2 872
	Import	13	43%			2 293
Belgique	Export	9	57%			3 800
	Import	9	57%			3 841
Espagne	Export	7	32%			2 632
	Import	9	44%			2 834
Italie	Export	18	35%			2 543
	Import	14	46%			3 018
Suisse	Export	18	27%		1 853	
	Import	17	37%			2 281
Angleterre	Export	18	27%		1 968	
	Import	14	56%			3 659

Source : RTE – Analyse : CRE

### Spécificités des mécanismes en œuvre

- **Des mécanismes d'allocation en continu qui se rapprochent du modèle-cible sur France – Allemagne et sur France Suisse**

Dans l'attente d'un enrichissement des produits proposés aux acteurs sur la bourse, un accès explicite à la capacité d'interconnexion en parallèle de l'accès implicite permet aux acteurs de s'échanger en bilatéral une large palette de produits correspondant au mieux à leurs besoins d'ajustement de leur position à l'approche du temps réel.

Entre la France et l'Allemagne, les parts de marché en infra-journalier entre l'accès implicite et l'accès explicite sont du même ordre de grandeur : en 2012, 54% des échanges à l'import et 46% des échanges à l'export ont été réalisés à travers un accès implicite. Le maintien de cette modalité est donc indispensable à l'heure actuelle. L'importance des échanges infra-journaliers entre la France et l'Allemagne, signe de l'efficacité du modèle-cible européen, doit également beaucoup à la vigueur et la forte liquidité du marché infra-journalier de l'électricité en Allemagne.

En 2011 et 2012, la CRE a néanmoins identifié certains comportements suspects d'acteurs de marché propres à la possibilité d'accéder à la capacité en continu et en explicite. En effet, certains acteurs réservaient de la capacité disponible dans un sens, la conservaie pendant quelques heures, et la « relâchaient »

juste avant le temps réel en réservant une quantité équivalente dans l'autre sens, annulant de ce fait leur échange. Ce comportement conduit à priver d'autres acteurs qui souhaiteraient faire des échanges de la capacité disponible en ne la libérant qu'au dernier moment, et, par conséquent, à réduire les échanges qui pourraient créer de la valeur. C'est la raison pour laquelle la CRE a, dans sa délibération du 19 juillet 2012, approuvé une modification des règles d'allocation de la capacité sur la frontière France – Allemagne (mais aussi sur la frontière France – Suisse où des comportements identiques ont été identifiés) afin de prévenir ce genre de pratiques.

- **Des mécanismes peu performants sur les autres frontières**

Que ce soit un mécanisme d'allocation au prorata comme à l'interconnexion avec la Belgique ou par allocation explicite comme sur les trois frontières restantes, ces mécanismes sont peu performants car ils présentent au moins l'un des défauts suivants : le produit alloué n'est pas une obligation, ou encore l'allocation finit trop loin du temps réel. Néanmoins, l'existence de ces mécanismes est une première étape, préférable à l'absence de tout mécanisme. C'est dans cet esprit que la CRE a demandé et approuvé la mise en œuvre d'un mécanisme infra-journalier sur la frontière France-Italie, certes perfectible, mais qui permet tout de même aux acteurs de revoir leurs positions à cette échéance et de mieux utiliser cette interconnexion.

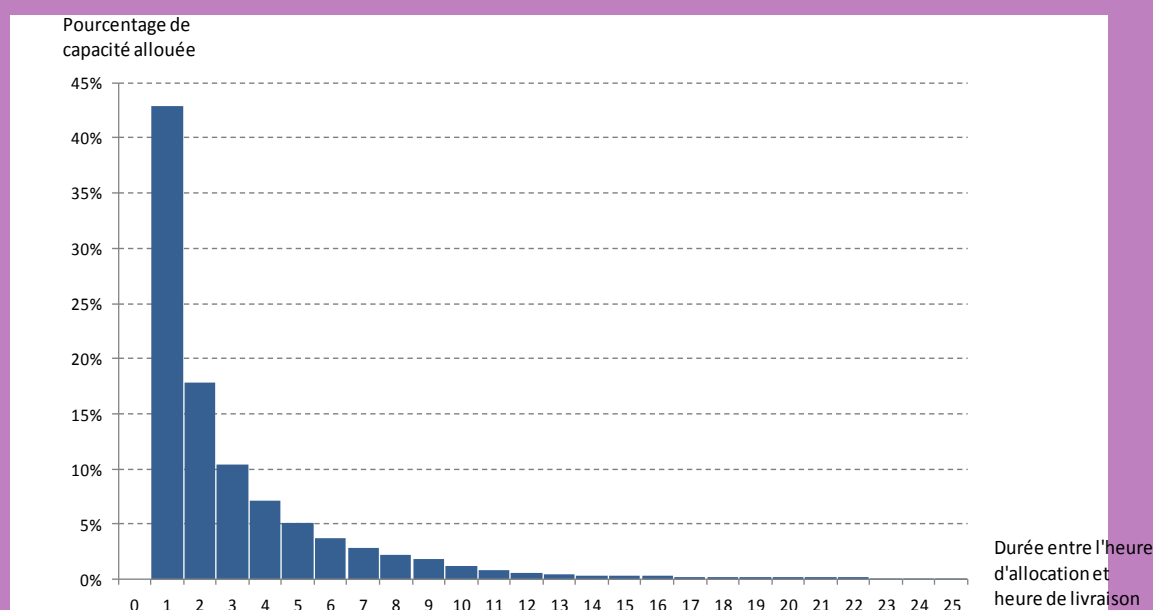
## Encadré 6 : Utilisation de la capacité sur la frontière France-Allemagne

Le graphique 30 permet de visualiser la durée entre le moment d'allocation de la capacité et le moment de livraison pour les échanges infra-journaliers en implicite et en explicite (hors échanges réalisés dans le cadre du mécanisme d'ajustement), sur la frontière France-Allemagne.

La majeure partie de la capacité (61%) est demandée et allouée entre une heure et trois heures avant l'heure de livraison. Cela illustre la propension des acteurs à demander la capacité au plus proche du temps réel. Comme sur la frontière France-Allemagne il est possible d'acquérir de la capacité jusqu'à une heure avant le temps réel (et jusqu'à trente minutes pour les échanges d'ajustement), une partie importante de la capacité (43%) est allouée au cours de la dernière heure accessible par les acteurs.

Ces résultats montrent l'importance de la mise en œuvre de mécanismes permettant des échanges au plus proche du temps réel et offrant ainsi aux acteurs plus de flexibilité pour se rééquilibrer. Cette possibilité d'ajustement au plus proche du temps réel est essentielle avec le développement des énergies éolienne et photovoltaïque. En effet, un mécanisme peu flexible et n'autorisant pas des échanges proche du temps réel ne permet pas aux acteurs de corriger leurs positions en fonction des prévisions de production d'énergies éolienne et photovoltaïque.

Graphique 30 : Utilisation de la capacité sur la frontière France-Allemagne en 2012



Source : EPEX Spot – Analyse : CRE

## Encadré 7 : Lancement du mécanisme sur France – Italie en 2012

Dans sa délibération du 26 avril 2012, la CRE a validé la mise en œuvre d'un mécanisme d'allocation de la capacité en infra-journalier sur la frontière France – Italie, qui a démarré le 20 juin 2012. Le mécanisme infra-journalier désormais en vigueur se compose de deux ventes aux enchères explicites réalisées par CASC.EU (le bureau d'enchères commun des GRT), l'une en J-1 couvrant toute la Journée J et une en journée J couvrant les heures de 16:00 à 24:00 comme sur la frontière France-Espagne.

Le mécanisme mis en place a fait l'objet de nombreuses critiques de la part des acteurs lors de la consultation publique menée du 17 février au 16 mars 2012, parmi lesquelles des incompatibilités horaires qui ne permettent pas aux acteurs de participer à l'ensemble des enchères infra-journalières sur le marché italien, ou encore un délai de neutralisation d'au minimum 5 heures, et par conséquent d'ajuster au mieux leurs positions. La CRE a donc approuvé la mise en place de ce mécanisme pour une durée d'un an seulement, et a demandé à RTE de tenir compte des remarques des acteurs afin d'améliorer ce mécanisme et travaille en parallèle à la mise en place du modèle-cible. La CRE déplore aujourd'hui que ses demandes n'aient pas été suivies par RTE et ses homologues.

Un premier retour d'expérience sur les 6 derniers mois de 2012 permet néanmoins de mesurer l'intérêt de ce mécanisme malgré ses imperfections. Les échanges infra-journaliers sur cette frontière ont ainsi représenté 87,7 GWh à l'export et 51,5 GWh à l'import. Si ces volumes restent faibles en comparaison des volumes échangés sur les autres frontières, le cas particulier de la frontière France – Italie justifie en partie cette différence. L'analyse de la CRE révèle ainsi que le mécanisme a permis aux acteurs d'utiliser la majeure partie de la capacité qui restait disponible à l'export après l'échéance journalière : près de 90% de la capacité disponible à l'export pour l'échéance infra-journalière a été utilisée par les acteurs. Un tel mécanisme aurait également pu jouer un rôle important lors des pics de prix observés lors de la vague de froid en février 2012.

Si ce bilan paraît aujourd'hui positif, l'évolution des fondamentaux, notamment avec le fort développement des énergies variables côté italien conduira à engendrer des changements plus fréquents du signe du différentiel de prix France-Italie, et justifiera donc des flux à l'import. L'utilisation automatique à l'export par les acteurs de marché s'accommodait bien d'un mécanisme rigide (comme le montre le bilan sur 2012), mais ce dernier ne peut pas satisfaire le besoin croissant d'adaptabilité et d'ajustement des positions au plus près du temps réel.

### 3.3. Mise en œuvre du modèle-cible européen

A l'échéance infra-journalière, le modèle retenu est un mécanisme d'allocation implicite de la capacité d'interconnexion via des échanges en continu sur les bourses de l'électricité. Ce mécanisme permet d'intégrer les marchés infra-journaliers opérés par les bourses de l'électricité dans les différents Etats membres et de regrouper la liquidité de ces marchés au sein d'un carnet d'ordres partagé. Sous réserve de disponibilité de la capacité d'interconnexion, tout acteur de marché a ainsi

accès à l'offre la moins chère. La prise en compte et l'allocation de la capacité d'interconnexion sont assurées de façon transparente et automatique par un outil de gestion des capacités (le *capacity management module*, ou CMM).

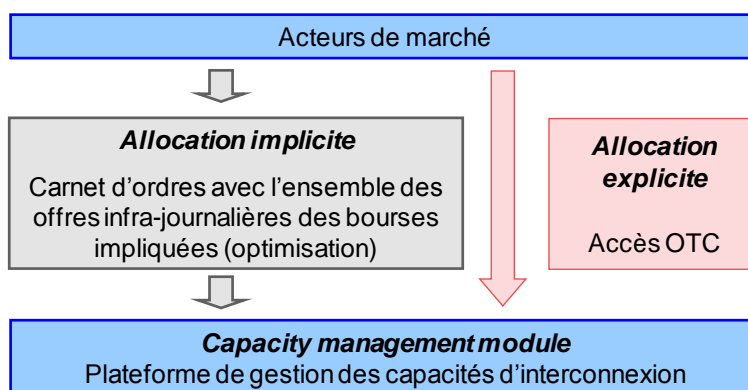
Ce mécanisme a été mis en place entre la France et l'Allemagne le 14 décembre 2010, à la suite de l'approbation de la CRE le 28 octobre 2010. La solution retenue sur la frontière franco-allemande a la particularité de permettre aux acteurs – en complément et en parallèle à l'accès implicite à la capacité

d'interconnexion au travers de la bourse – l'accès explicite à la capacité d'interconnexion et, ainsi, les échanges de gré à gré (souvent appelé « accès OTC ») entre un acteur en France et un acteur en Allemagne ou pour un acteur ayant des intérêts de part et d'autre d'une frontière. Le principe d'accès est celui du premier arrivé-premier servi.

Dans les Orientations-Cadres sur l'allocation des capacités et la gestion des congestions, il

est prévu que, lorsque cela est applicable et de façon transitoire, le module de gestion de la capacité puisse permettre un accès explicite aux capacités. Il est, de plus, précisé que, sur les frontières pour lesquelles un accès explicite a été autorisé, si des produits sophistiqués répondent aux besoins des acteurs de marché, ces produits doivent remplacer l'accès direct aux capacités, après consultation publique et approbation des régulateurs.

**Graphique 31 : fonctionnement du modèle-cible en infra-journalier avec accès explicite**



Source : CRE

Dans le cadre des réflexions sur la mise en place du projet-pilote de la région nord-ouest de l'Europe et sur sa future extension, se pose la question d'autoriser ou non, de façon transitoire, l'accès explicite et continu en parallèle de l'allocation implicite en continu via le marché infra-journalier organisé par les bourses de l'électricité. En effet, à ce stade, les situations sont variées selon les interconnexions considérées, dans la région nord-ouest comme au niveau européen : sur certaines frontières, l'accès explicite continu est permis alors que, sur d'autres, seul l'accès implicite est autorisé. En outre, l'ACER a demandé à la CRE si elle souhaitait ou non autoriser l'accès explicite sur les interconnexions françaises.

En complément du processus de concertation et de consultation des acteurs menés au sein du projet nord-ouest et pour ses futures extensions, la CRE a lancé une consultation en juillet 2012 afin de recueillir l'avis des acteurs actifs aux interconnexions françaises sur cette question de l'accès explicite. Les acteurs de marché se sont majoritairement exprimés en faveur du maintien d'un accès explicite continu en infra-journalier en parallèle de l'allocation implicite continu, *a minima*,

pendant la période où les produits sophistiqués ne sont pas mis en place.

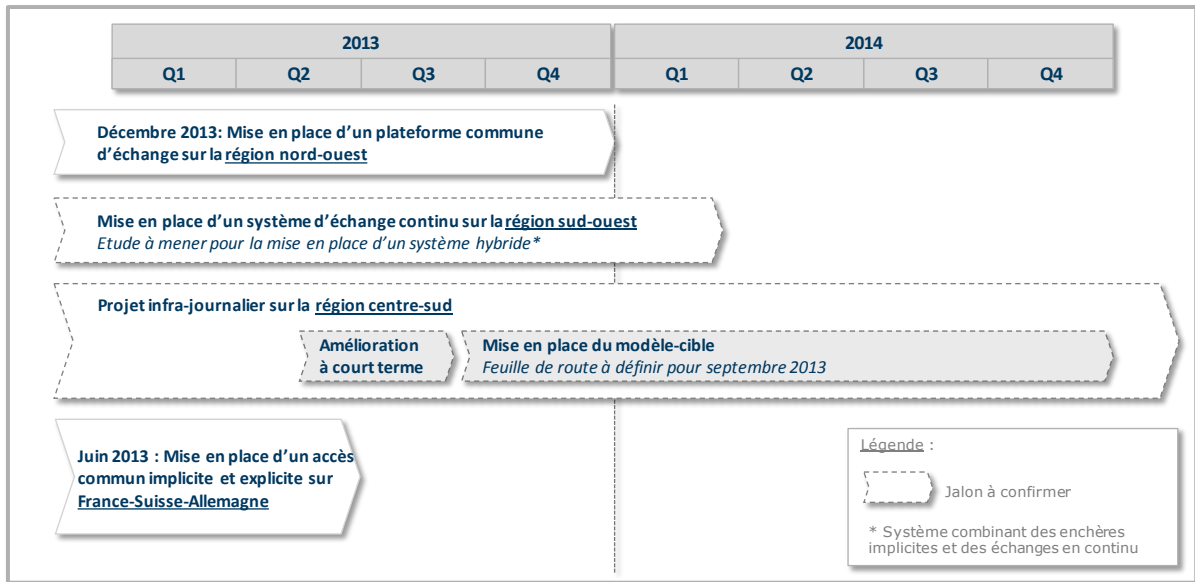
Le graphique 32 présente un calendrier synthétique des prochaines étapes pour la mise en œuvre du modèle-cible à l'échéance infra-journalière :

- Les discussions entre bourses, et entre bourses et gestionnaires de réseau initiées en 2010 et concernant le choix de la plateforme européenne d'échanges - n'ont pas encore abouti. D'un côté, une plateforme d'échanges, gérée par la bourse Nord Pool Spot (NPS), existe entre les pays scandinaves depuis les années 90. De l'autre côté, Le marché franco-allemand, créé en 2010 et étendu à l'Autriche en 2011, utilise une plateforme d'échange mise en place par la bourse EPEX Spot.
- Compte-tenu du désaccord entre bourses sur la plateforme à sélectionner, il a été décidé de lancer un appel d'offres – dont le résultat doit être connu en mai 2013 – qui est piloté par les bourses de l'électricité pour

sélectionner la plateforme d'échanges en infra-journalier. Cette plateforme devra opérer l'ensemble du marché européen à terme, et au moins la région nord-ouest de l'Europe d'ici

début 2014. La CRE s'assurera que ce processus de sélection soit mené de façon transparente et qu'il s'appuie sur une analyse coûts – bénéfices.

**Graphique 32 : Calendrier des prochaines étapes des Initiatives Régionales pour l'Electricité à l'échéance infra-journalière**



Source : CRE

## 4. Echanges d'ajustement

A l'approche du temps réel, le mécanisme d'ajustement constitue un outil permettant de veiller à l'équilibre offre – demande sur le réseau électrique : l'ajustement fait référence au processus à partir duquel les GRT assurent cet équilibre physique en puissance et en énergie.

En France, RTE, après s'être assuré de l'accès à la capacité nécessaire pour garantir l'équilibre dans sa zone, opère ce mécanisme en sollicitant, à l'approche du temps réel comme en temps réel, l'énergie provenant de réserves ou d'autres ressources de production ou d'effacement mis à disposition par les acteurs français et étrangers.

Les mécanismes d'ajustement fonctionnant en Europe ont été historiquement conçus à l'échelle nationale, avec une possibilité d'échanges aux frontières très limitée. Divers mécanismes d'échanges d'ajustement ont donc progressivement été mis en place sur plusieurs frontières, notamment françaises.

Dans un triple objectif de renforcement de la sécurité d'approvisionnement, du développement de la concurrence et d'une meilleure efficacité économique, l'intégration des mécanismes d'ajustement demeure une étape clef de la création d'un marché intérieur concurrentiel de l'électricité.

### 4.1. Etat des lieux des mécanismes actuels

#### *Dans le cadre du réglage primaire de fréquence*

Le fonctionnement du réglage primaire de fréquence - sollicitation automatique et simultanée des régulateurs de vitesse de certains groupes de production installés sur la plaque européenne continentale synchrone - permet déjà d'assurer une mutualisation du risque de défaillance et d'augmenter la sûreté de fonctionnement des différents systèmes interconnectés. Des mécanismes peuvent



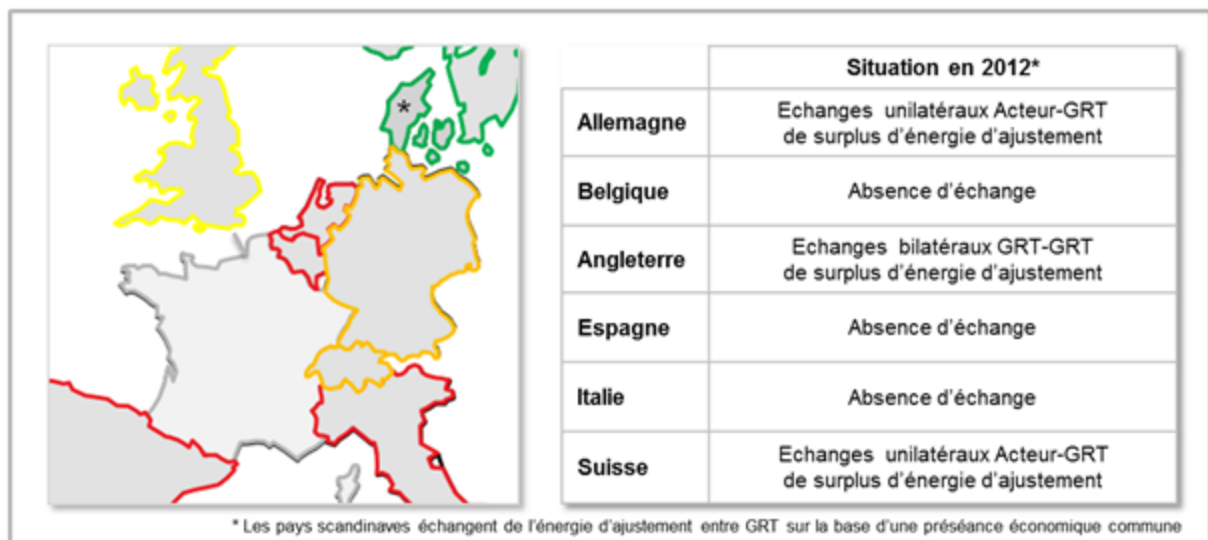
également rendre possible le transfert de réserve primaire entre pays : à titre d'exemple, RTE et SWISSGRID opèrent depuis 2011 un dispositif permettant à des producteurs français de transférer de la réserve primaire vers la Suisse en participant au mécanisme d'acquisition mis en place par le GRT suisse, dans la limite d'un volume de 25 MW.

### Dans le cadre du mécanisme d'ajustement

En théorie, l'ensemble des acteurs de marché opérant au sein des pays transfrontaliers peut participer au mécanisme d'ajustement opéré par RTE. En pratique, seuls les acteurs allemands, suisses et le gestionnaire de réseau britannique (*National Grid*) déposent des offres à la hausse et à la baisse et sont régulièrement sollicités : les offres proposées sont interclassées avec celles des acteurs français et sont activées selon le besoin de RTE en ordre de préséance économique.

Le graphique 33 présente une synthèse des mécanismes en place en 2012 aux frontières françaises pour les échanges d'énergie d'ajustement<sup>15</sup>.

**Graphique 33 : Mécanismes d'échange d'énergie d'ajustement aux frontières françaises en 2012**



Source : CRE

<sup>15</sup> En particulier le graphique ne traite pas de la question des échanges de réserves d'ajustement.

D'un côté, les acteurs allemands et suisses bénéficient de modalités spécifiques leur permettant d'exploiter, jusqu'à 30 minutes avant le temps réel, la capacité d'interconnexion disponible à l'échelle infra-journalière sur la base d'une allocation explicite et ainsi déposer des offres d'ajustement auprès de RTE.

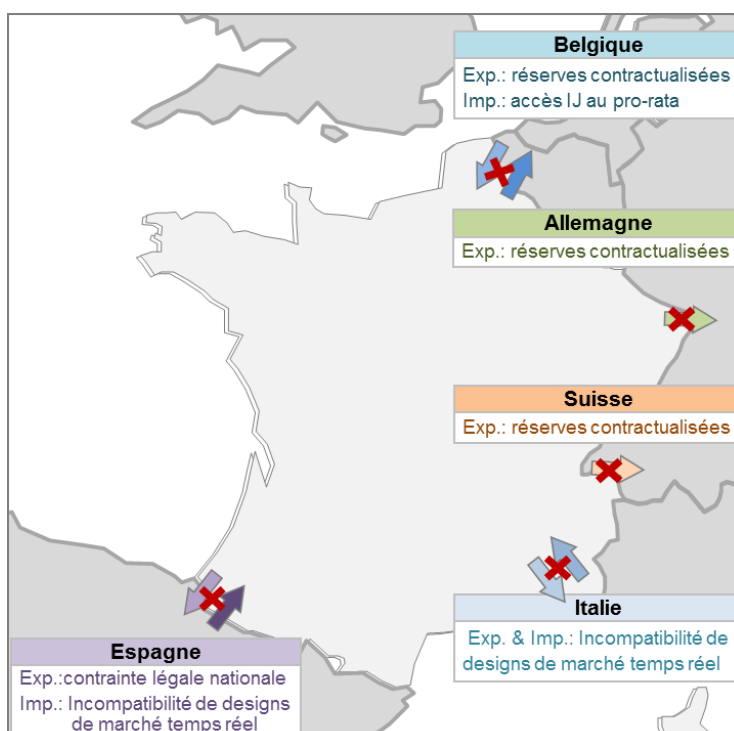
D'un autre côté, les acteurs britanniques peuvent contribuer à l'équilibre offre-demande français dans le cadre du dispositif *Balancing Inter TSOs (BALIT)*, qui permet depuis plusieurs années à National Grid et RTE de bénéficier d'offres supplémentaires pour assurer l'équilibrage de leur système.

Par ailleurs, les acteurs de marché français n'ont pas aujourd'hui la possibilité de participer aux mécanismes d'ajustement des GRT voisins. Cette situation s'explique par :

- en Espagne, un obstacle juridique : seuls les sites raccordés au réseau espagnol sont autorisés à déposer des offres d'ajustement ;

- en Allemagne, en Suisse et en Belgique, une gestion de l'équilibre offre-demande reposant quasiment exclusivement sur des réserves automatiques contractualisées. La fourniture de réserve transfrontalière peut être sujette à la disponibilité de la capacité d'interconnexion pour garantir la fiabilité contractuelle. Si les Orientations-Cadres sur l'ajustement adoptées par l'ACER le 18 septembre 2012 n'excluent pas une possible réservation de la capacité de transit dans certains cas spécifiques, elle n'est pas mise en œuvre en pratique aujourd'hui sur les frontières françaises;
- en Italie, un marché infra-journalier récemment mis en œuvre et ne permettant pas aux acteurs de modifier leurs offres suffisamment près du temps réel, en fonction des besoins d'équilibrage de leur portefeuille.

**Graphique 34 : Contraintes liées aux mécanismes de marché existants limitant les échanges d'énergie d'ajustement aux frontières françaises en 2012**



Source : CRE

**Dans le cadre des contrats d'échanges de réserves de secours conclus entre GRT adjacents**

En cas de situation dégradée sur le mécanisme d'ajustement, lorsque les dispositifs de message d'alerte, de mode dégradé et d'utilisation d'offres complémentaires ont été exploités et ne suffisent pas à réduire sensiblement le risque pour la sûreté du système électrique, RTE peut mettre en œuvre des contrats d'échange de réserves de secours conclus avec d'autres GRT.

**4.2. Analyse des mécanismes en œuvre**

**Participation des acteurs étrangers**

Depuis la mise en œuvre du mécanisme d'ajustement, les offres issues des acteurs opérant à l'étranger ont constitué l'essentiel de la concurrence à l'opérateur historique dominant. Le développement récent d'offres concurrentielles en provenance d'opérateurs alternatifs tend à atténuer progressivement cette position dominante.

Le tableau 16 montre néanmoins que, suivant la même tendance baissière de la puissance moyenne des offres activées sur le mécanisme d'ajustement (-36%), la contribution des offres étrangères à l'équilibre du système français a diminué, tant en puissance moyenne activée qu'en part de marché.

**Tableau 16 : participation des acteurs étrangers au mécanisme d'ajustement depuis 2010**

		Puissance moyenne activée des offres sur le MA <sup>16</sup>	Puissance moyenne activée des offres étrangères	Puissance moyenne activée des offres allemandes	Puissance moyenne activée des offres suisses	Puissance moyenne activée des offres de National Grid
Offres à la hausse (MW)	2010	581	141 (24%)	65 (11%)	66 (11%)	10 (2%)
	2011	387	130 (22%)	69 (12%)	54 (9%)	7 (1%)
	2012	372	88 (15%)	47 (8%)	40 (7%)	1 (0%)
Offres à la baisse (MW)	2010	370	46 (8%)	19 (3%)	8 (1%)	19 (3%)
	2011	386	28 (5%)	19 (3%)	2 (0%)	7 (1%)
	2012	448	26 (4%)	17 (3%)	6 (1%)	3 (1%)

Source : RTE – Analyse : CRE

<sup>16</sup> Tout type d'activations à l'exception de la reconstitution des services systèmes

Il demeure difficile de lister finement l'ensemble des phénomènes permettant d'expliquer cette baisse généralisée de la puissance moyenne offerte par les acteurs étrangers. Il semble, en première approche, qu'une baisse du besoin d'ajustement exprimé par RTE sur la période, combinée à un développement d'offres alternatives compétitives situées en France, ait contribué à cette tendance. D'autres éléments peuvent également peser sur cette tendance :

- Une moindre flexibilité dans le fonctionnement du mécanisme d'ajustement français ;
- Une moindre flexibilité dans le fonctionnement des mécanismes d'échanges transfrontaliers ;
- Une meilleure valorisation économique de la flexibilité sur les marchés infra-journaliers, grâce aux évolutions des mécanismes promues par la CRE.

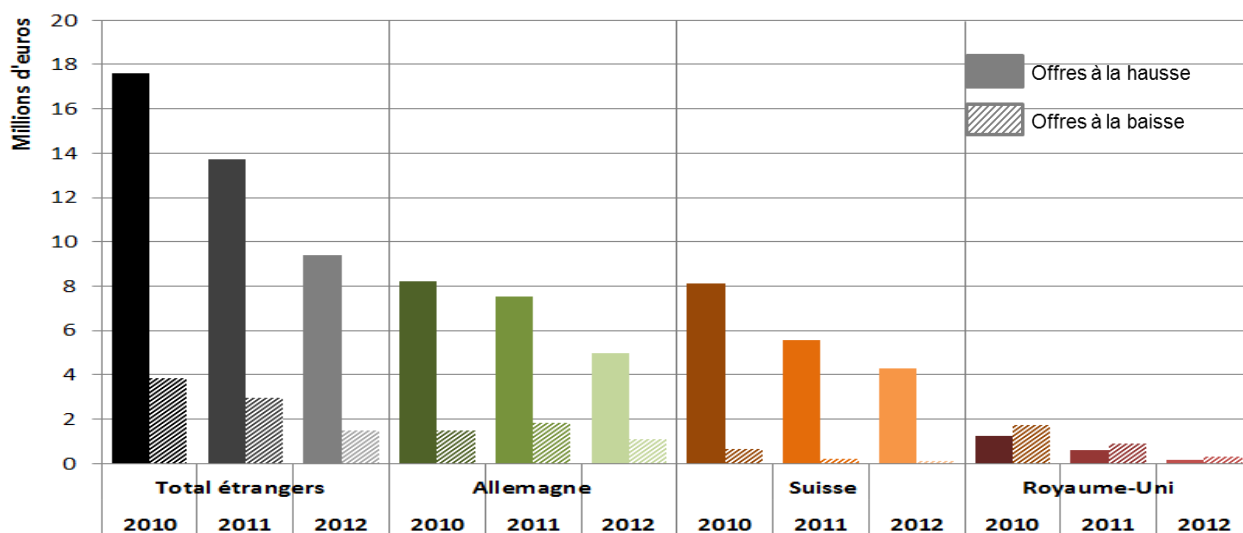
### Gains estimés des échanges d'ajustement en 2012

En première approximation, une méthode permettant d'estimer le gain généré par l'activation d'une offre provenant d'une ressource étrangère consiste, pour chaque pas demi-horaire, à associer le volume de l'offre à la différence entre le prix marginal d'ajustement et le prix d'offre<sup>17</sup>.

Le graphique 35 révèle une tendance nettement baissière du gain financier dans le cadre des modèles actuels d'échanges d'ajustement.

Sur le segment des offres à la hausse, les gains issus de l'ensemble des sollicitations ont été réduits de moitié en deux ans, avec en tête le Royaume-Uni (-87%), suivi de la Suisse (-47%) et de l'Allemagne (-40%). Sur le segment des offres à la baisse, les gains issus de l'ensemble des sollicitations ont été divisés par trois en deux ans, avec en tête la Suisse (-87%), suivi du Royaume-Uni (-82%) et de l'Allemagne (-27%). Sur la frontière France – Royaume-Uni, il est nécessaire de rappeler qu'une majorité des gains du dispositif BALIT est captée par les responsables d'équilibre britanniques : en moyenne depuis 2010, plus de 85% des volumes d'échanges totaux correspondent à des exportations de la France vers le Royaume-Uni.

Graphique 35 : gains estimés générés par l'activation d'offres étrangères depuis 2010



Source : RTE – Analyse : CRE

<sup>17</sup> L'activation d'une offre étrangère a permis d'éviter la sollicitation d'une offre française réputée plus chère. L'approximation du gain consiste à associer à cette dernière le prix marginal au cours du pas demi-horaire.

$$\text{Gain} = \sum_{\text{Haussé}} [PMA_H - P_{\text{offre}}] \cdot V_{\text{offre}} + \sum_{\text{Baissé}} [P_{\text{offre}} - PMA_B] \cdot V_{\text{offre}}$$

Les facteurs suivants peuvent expliquer en partie cette tendance baissière :

- Le caractère moins tendu du système électrique français en 2012 par rapport à 2010, malgré la vague de froid de début d'année, engendrant des coûts d'ajustement plus faibles;
- Le développement d'offres nationales compétitives combiné à la réduction du nombre et du volume d'offres étrangères disponibles pour le système français ;
- Une évolution du profil de prix des offres tendant à réduire les échanges d'ajustement de ces pays vers la France.

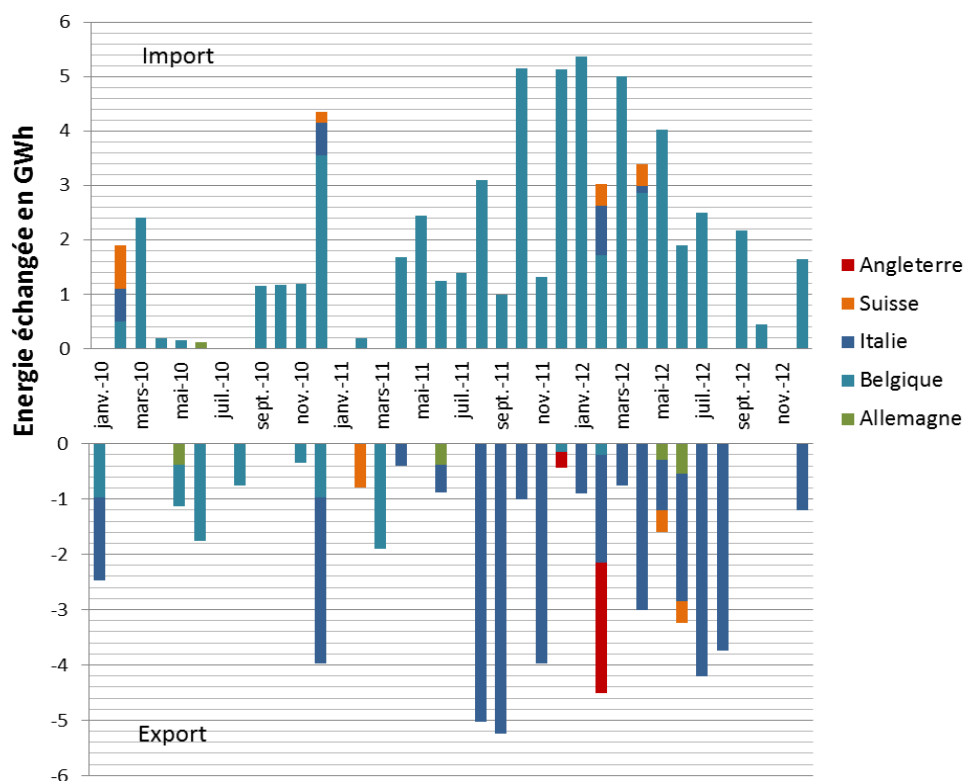
### Sollicitation des contrats de secours en 2012

L'analyse des quantités d'énergie activées au titre des contrats d'échange de réserve de secours en vigueur entre RTE et d'autres GRT sur la période 2010-2012 (graphique 36) montre que les sollicitations:

- à l'import ont majoritairement lieu sur la frontière belge (94% en moyenne sur 2010-2012),
- à l'export ont majoritairement lieu sur la frontière italienne (78% en moyenne sur 2010-2012).

Le tableau 17 illustre la contribution des acteurs étrangers à la réduction des coûts d'ajustements nets<sup>18</sup>, à hauteur de 3.5% en moyenne sur la période 2010-2012.

**Graphique 36 : Répartition des volumes échangés depuis 2010 dans le cadre des contrats de secours**



Source : RTE – Analyse : CRE

<sup>18</sup> Un ajustement net est un appel à la hausse ou à la baisse pour motif « équilibrage », hors surcoûts pour motifs *réseau ou services système*, et son coût correspond au prix d'offre proposé par l'acteur d'ajustement.

### Quel potentiel de développement pour les échanges d'ajustement ?

Les éléments décrits précédemment – incompatibilité d'architectures des mécanismes voisins, faible concurrence sur les marchés à la hausse et à la baisse – tendent à justifier la mise en œuvre rapide d'un mécanisme intégré en Europe. En particulier, les échanges d'énergie d'ajustement transfrontaliers ne s'opèrent que dans la limite de la capacité d'interconnexion disponible en temps réel. De fait, l'existence d'une puissance de transit régulièrement non exploitée par les acteurs de marché après fermeture du marché (période de « neutralisation » pour RTE) laisse penser qu'une marge de manœuvre existe pour développer les échanges d'ajustement et bénéficier de la complémentarité des ressources existantes en Europe.

On constate (tableaux 18 et 19) qu'il existe encore un important potentiel d'échanges d'ajustement entre le système électrique français et le système voisin interconnecté après fermeture du guichet infrajournalier :

- Pour les acteurs étrangers souhaitant valoriser une offre au sein du mécanisme français, la capacité d'interconnexion disponible à l'export est supérieure à 100 MW plus de 72% du temps en moyenne ;
- Pour les acteurs français souhaitant valoriser une offre au sein des mécanismes voisins, cette disponibilité est un peu plus restreinte (en particulier sur les interconnexions France-Italie et France-Angleterre) mais le potentiel d'échanges demeure non négligeable.

**Tableau 18 : Capacité d'interconnexion non utilisée, disponible pour importer de l'énergie d'ajustement en 2012 (et comparaison avec l'exercice 2011)**

Depuis...	Pourcentage de pas horaires pour lesquelles la capacité disponible à l'import est non nulle (%)	Capacité moyenne disponible à l'import sur ces pas horaires (MW)	Pourcentage de pas horaires pour lesquelles la capacité disponible est supérieure à 100 MW (%)
Allemagne	77,6 (-16 %)	1895 (- 35 %)	73,7
Belgique	97,7 (+ 1,8 %)	2853 (+ 39 %)	96,4
Espagne	79,1 (+ 16,6 %)	1424 (+ 30 %)	72,5
Italie	99,9 (stable)	2734 (- 4 %)	99,9
Suisse	99,1 (stable)	3129 (- 23 %)	98,7
Angleterre	92,9 (- 3,5 %)	2102 (+ 14 %)	91,9

Source : RTE – Analyse : CRE

**Tableau 19 : Capacité d'interconnexion non utilisée, disponible pour exporter de l'énergie d'ajustement**

Vers...	Pourcentage de pas horaires pour lesquelles la capacité disponible à l'export est non nulle (%)	Capacité moyenne disponible à l'export sur ces pas horaires (MW)	Pourcentage de pas horaires pour lesquelles la capacité disponible est supérieure à 100 MW (%)
Allemagne	97.4 (+ 14.7 %)	2864 (+ 36 %)	95.4
Belgique	89.4 % (- 10.3 %)	1707 MW (- 23 %)	86.2
Espagne	68.9 % (- 7.6 %)	1135 MW (+ 9 %)	60.8
Italie	26.5 % (-11.2 %)	521 MW (+ 59 %)	16.3
Suisse	85.3 % (+ 5.6 %)	1311 MW (+ 528 %)	76.2
Angleterre	55 % (- 22.8 %)	958 MW (- 5 %)	40.7

Source : RTE – Analyse : CRE

Ces données montrent dans quelle mesure le développement des échanges d'ajustement est aujourd'hui possible. Il doit être impulsé en travaillant à supprimer les barrières aux échanges actuels (légales, d'architecture de marché, etc.) et bénéficier d'une meilleure utilisation des ressources d'ajustement et, in fine, d'une meilleure efficacité économique au bénéfice du consommateur final.

En fonction des différents modèles d'échanges exploités pour échanger des services d'ajustement et des spécificités des marchés voisins, on peut vraisemblablement espérer économiser de quelques millions à plusieurs dizaines de millions d'euros par an<sup>19</sup>. A titre d'exemples :

- Le retour d'expérience par RTE concernant le fonctionnement du dispositif BALIT sur la période 2011-2012 avance un gain d'environ 2M€ au bénéfice des responsables d'équilibre français, avec un gain vraisemblablement nettement plus important pour les responsables d'équilibre opérant en Angleterre ;
- l'analyse d'impacts menée en 2012 par la Commission européenne estime que l'intégration des marchés d'ajustement nordiques – impliquant le Danemark, la Suède, la Norvège et la Finlande – a permis d'économiser plus de 200 M€ par rapport à une situation isolée.

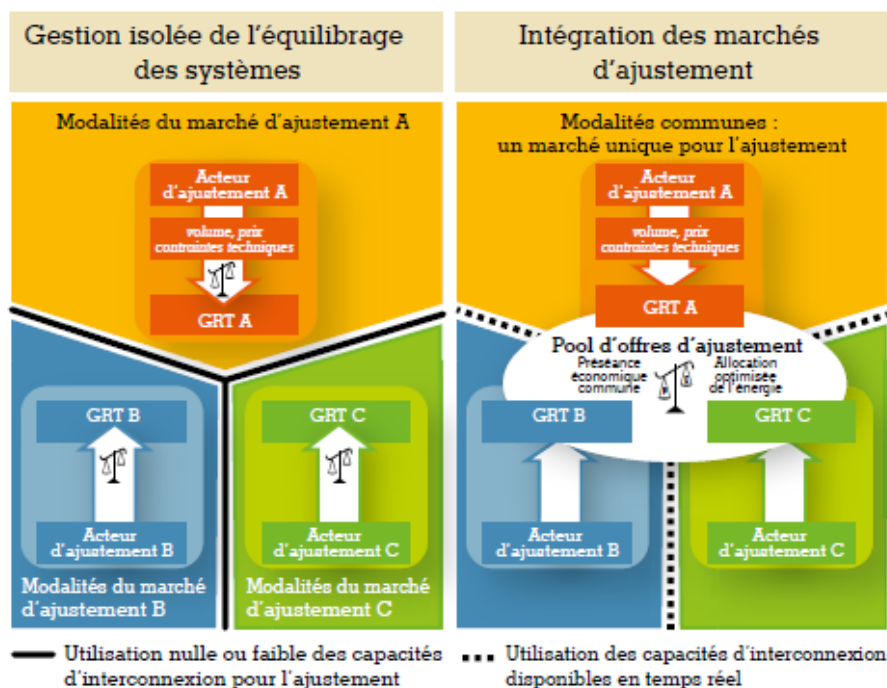
### 4.3. Mise en œuvre du modèle-cible

La mise en œuvre du 3<sup>ème</sup> paquet inclut ainsi le développement d'un code de réseau européen pour l'intégration des mécanismes d'ajustement en Europe. Les Orientations-Cadres de l'ACER, achevées en septembre 2012, définissent un cadre réglementaire essentiel pour le développement progressif d'échanges de services d'ajustement sur la base d'un modèle-cible, dont les spécificités seront décrites au sein du code de réseau correspondant par ENTSO-E au cours de l'année 2013.

<sup>19</sup> Initial Impact Assessment for the Framework Guidelines on Electricity Balancing (ACER, 18 September 2012).



**Graphique 37 : illustration d'une gestion intégrée des offres d'énergie d'ajustement dans un marché unique**



Source : CRE

Le modèle-cible est susceptible d'inclure les éléments suivants :

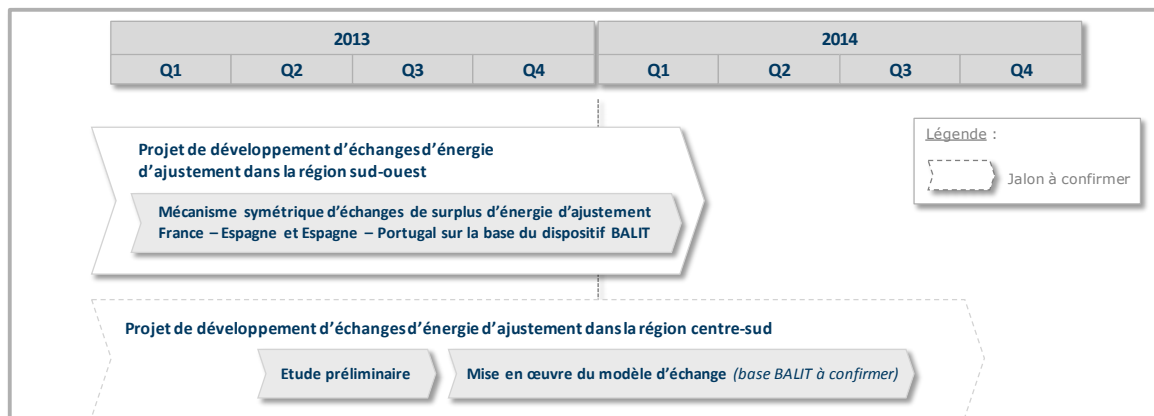
- une forte harmonisation des pratiques des GRT et des caractéristiques des mécanismes d'ajustement, pour renforcer l'efficacité économique ;
- une nécessaire forte coordination entre GRT et une mise en place d'incitations efficaces pour les acteurs de marché ;
- des jalons temporels clairs pour la création d'une plateforme commune où les ressources les plus économiques seront sollicitées pour satisfaire le besoin d'ajustement des GRT.

Le respect de ces exigences requerra une évolution sensible des règles de fonctionnement du mécanisme d'ajustement français, tels que l'adaptation des produits.

### *Des projets pilotes à venir*

En cohérence avec les travaux de rédaction du code de réseau sur l'ajustement, ENTSO-E a lancé en début d'année 2013 un appel à projets auprès des gestionnaires de réseau, dans l'objectif d'amorcer les travaux d'intégration des mécanismes d'ajustement. En anticipation de ces projets potentiels, les premiers développements sur les frontières françaises ont été initiés au sein de la zone Sud-Ouest (France-Espagne-Portugal) afin d'étendre du mécanisme BALIT aux interconnexions France-Espagne et Espagne-Portugal. Ces travaux pourraient par ailleurs être rapidement élargis à la zone Centre-Sud (notamment sur la frontière France-Italie).

**Graphique 38 : Calendrier des prochaines étapes des Initiatives Régionales pour l'Electricité à l'échéance de l'ajustement**



Source : CRE

# Conclusion

Les interconnexions jouent un rôle essentiel dans la construction du marché européen de l'électricité. En permettant des échanges efficaces entre les pays, elles contribuent à garantir la sécurité d'approvisionnement, à offrir une concurrence effective entre les acteurs, et à favoriser l'intégration des énergies renouvelables. C'est d'ailleurs pour cette raison que le Conseil européen a fixé pour objectif la création d'un marché unique intégré d'ici 2014, permettant l'utilisation la plus efficace possible des interconnexions entre les réseaux de transport de l'électricité européens.

Gérer ces interconnexions de façon efficiente n'est pas chose aisée. Depuis plusieurs années, la CRE a déployé d'importants efforts pour œuvrer à l'atteinte de cet objectif. Des projets significatifs ont ainsi pu voir le jour et représentent un progrès certain depuis l'ouverture des marchés. Néanmoins, les mécanismes en place à nos frontières, tout comme plus généralement en Europe, pourraient être rendus encore plus efficaces. C'est d'ailleurs ce que devraient permettre les projets en cours menés par la CRE et ses partenaires.

- Le couplage de marché avec la Belgique et les Pays-Bas en 2007, puis l'Allemagne depuis 2010, permet désormais une utilisation optimale des capacités d'interconnexion à l'échéance journalière, et une convergence des prix dix fois plus fréquente (86% et 65% du temps en 2012 avec respectivement la Belgique et l'Allemagne<sup>20</sup>, contre moins de 1% avant couplage) qu'aux autres frontières. Sur les frontières anglaise, suisse, italienne et espagnole, l'absence de couplage de marché a par ailleurs entraîné des surcoûts d'approvisionnement de 110 M€ en 2012. Ce montant, ainsi que les taux de « mauvaise » utilisation de ces capacités, montrent bien que les mécanismes actuellement en place ne sont pas suffisamment efficaces et pourraient être significativement améliorés grâce au couplage de

marché, et donnent une indication des gains attendus des projets en cours.

- A l'échéance de long-terme, la mise en place d'enchères explicites pour les droits de long-terme sous une plateforme dédiée, CASC, aux frontières belge et allemande en 2008 puis suisse et italienne en 2011, permet aux acteurs d'acquérir de la capacité pour sécuriser des échanges d'électricité à horizons annuel et mensuel et de se couvrir contre le différentiel de prix journalier, à travers un unique point de contact et sous un seul jeu de règles harmonisées. Une telle plateforme, étendue à l'Europe, favorise le développement de la concurrence entre acteurs. Le revenu généré par les enchères de long-terme en 2012 (221,5 M€, dont 126,5 M€ et 72,5 M€ pour les enchères respectivement annuelles et mensuelles) témoigne de l'intérêt des acteurs pour l'allocation de capacité à cette échéance temporelle.
- La croissance des échanges infra-journaliers aux frontières françaises, dont les volumes ont doublé entre 2010 et 2012, révèle également l'intérêt marqué des acteurs pour les mécanismes offerts à cette échéance, l'importance croissante de cette échéance ainsi que l'utilité des améliorations effectuées à cette échéance ces deux dernières années. En effet, cette forte croissance est portée en grande partie par l'augmentation des échanges sur les frontières avec l'Allemagne et la Suisse où des mécanismes continus, se rapprochant du modèle-cible, ont été mis en place. Un premier retour d'expérience, à la suite de la mise en place d'enchères sur la frontière italienne en avril 2012, permet aussi de mesurer l'intérêt de l'échéance infra-journalière (87,7 GWh à l'export et 51,5 GWh à l'import en 6 mois). Cependant, comme ce mécanisme présente des imperfections, la CRE a demandé qu'un mécanisme d'échange en continu soit mis en place sur cette frontière.

<sup>20</sup> Indicateur : différentiel de prix supérieur à 0,01 €/MWh

L'analyse du fonctionnement des interconnexions met en relief l'importance des projets à mener pour améliorer leur utilisation. Les modèles-cibles continuent à être progressivement mis en place à nos frontières, en priorisant autant que possible en fonction des gains attendus. L'année 2013 devrait voir l'accomplissement de plusieurs projets d'envergure impliquant la France, et qui constituent autant de jalons avant une mise en œuvre étendue à l'Europe :

- L'extension du couplage de marché à la région « Nord-Ouest » prévue pour novembre 2013 élargira ce mécanisme qui concernait déjà la France, la Belgique, les Pays-Bas, l'Allemagne, à l'Angleterre et aux pays nordiques, et permettra de s'approvisionner au moins cher, en fonction des capacités d'échanges. Il devra être suivi en 2014 par une extension à la région « Sud-Ouest » (France, Espagne, Portugal), puis à la région « Centre-Sud » (France, Allemagne, Autriche, Italie, Slovaquie, Grèce).
- Outre l'extension du couplage de marché, la région « Sud-Ouest » devrait également voir fin 2013 des avancées significatives. L'allocation des capacités long-terme par enchères explicites devrait être intégrée à la plateforme « CASC » qui gère déjà ce type d'enchères à de nombreuses frontières (dont celles de la France avec la Belgique, l'Allemagne, l'Italie et la Suisse). Le mécanisme « BALIT » d'échanges d'énergie d'ajustement entre les gestionnaires de réseau français et anglais devrait aussi être étendu à la frontière entre la France et l'Espagne (et à celle entre l'Espagne et le Portugal).
- A la frontière avec la Suisse, il est prévu dès fin juin 2013 d'étendre le mécanisme qui existe déjà entre la France et l'Allemagne, pour allouer de façon continue et implicite la capacité d'échange infra-journalière (suivant le mécanisme prescrit par le modèle-cible à cette échéance de temps). Toutefois, la situation particulière de cette frontière, entre un Etat membre et un Etat non membre de l'UE, rend les évolutions nécessaires parfois complexes pour permettre de tirer profit au mieux de cette interconnexion. L'analyse de son fonctionnement montre cependant des

gains très substantiels liés à l'amélioration de son utilisation et donc l'importance de traiter les questions de fond sur cette frontière.

Pour accompagner et garantir la mise en place des modèles-cibles, le 3<sup>e</sup> paquet énergie prévoit de renforcer le cadre réglementaire grâce aux « codes de réseau » :

- D'application directe une fois entrés en vigueur, ces codes seront au centre de la régulation de demain pour les interconnexions : la participation de la CRE à leur élaboration est donc essentielle, notamment pour faire valoir l'expérience aux interconnexions françaises, et notamment le résultat des analyses du fonctionnement des interconnexions menées par la CRE.
- Ces codes développés par l'association européenne des gestionnaires de réseau (ENTSO-E) sont soumis au contrôle de l'agence européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), qui en vérifie la conformité aux modèles-cibles décrits dans des Orientations-Cadres. Cette conformité est fondamentale pour garantir que le cadre réglementaire européen prévoit effectivement la mise en place des modèles de marché les plus efficaces pour les échanges aux frontières. Pour cette raison, la CRE est très impliquée dans le processus de suivi du développement des codes et dans les nombreux échanges avec les gestionnaires de réseau et acteurs de marché et s'assure de l'information et du retour de ces acteurs, au niveau français, au travers de présentations régulières de l'avancement de ces codes de réseau.
- Trois codes décrivent les mécanismes à introduire pour l'allocation des capacités aux différentes échéances de temps (long-terme, journalier et infra-journalier, ajustement) et la gestion des congestions. Le code de réseau le plus avancé, « CACM » (« *capacity allocation and congestion management* », pour les échéances journalières et infra-journalières), est désormais aux mains de la Commission Européenne et deviendra contraignant à l'issue du processus de comitologie qui devrait démarrer au cours de l'été 2013. Les deux codes

« long-terme » et « ajustement » sont encore en cours de développement par ENTSO-E et n'entreront en vigueur qu'en 2014 au plus tôt.

La mise en œuvre des modèles-cibles permettra une utilisation plus efficace des interconnexions. Mais l'achèvement de tels projets représente également un véritable défi pour la CRE et ses homologues européens. Nombreux sont les obstacles qui doivent être levés pour rendre possible ce déploiement et pour lui donner tous ses effets :

- La volonté d'harmonisation européenne est ambitieuse : des travaux d'envergure doivent être initiés en conséquence pour coordonner des mécanismes *a priori* peu compatibles. Leur modification structurelle à de nombreuses frontières constitue des changements opérationnels d'une grande ampleur, auxquelles doivent être préparés tous les acteurs de marché. C'est pourquoi la CRE incite les GRT à faire preuve du maximum de transparence auprès de ces acteurs, notamment en ce qui concerne des projets complexes comme le projet de couplage fondé sur les flux.
- Une coopération accrue est en outre nécessaire entre régulateurs : si les modèles-cibles ont fait consensus du point de vue économique, la façon de les déployer concrètement fait encore l'objet de vives discussions, et représente un des nouveaux enjeux de l'intégration européenne. Le processus de sélection d'une plateforme commune pour les échanges intra-journaliers dans la région Nord-Ouest au printemps 2013 en constitue une illustration prégnante.

- Aux frontières avec certains pays n'appartenant pas à l'Union Européenne, l'héritage du passé reste fort. Ces pays n'ont pas la même implication dans la mise en œuvre des modèles-cibles, ce qui nécessite la recherche de solutions ad hoc pour améliorer l'utilisation des interconnexions à leurs frontières. A ce titre, la situation actuelle des contrats de long terme avec la Suisse doit trouver un dénouement dans les années à venir.

Ainsi, l'intérêt des interconnexions au regard des trois piliers de la politique énergétique européenne que sont la sécurité du système, l'intégration des énergies renouvelables et la diminution des coûts d'approvisionnement est incontestable, et le sera d'autant plus que les modèles-cibles seront mis en œuvre. *A priori*, les gains générés par les interconnexions sont répercutés sur le consommateur, au travers des tarifs de vente d'électricité proposés par les fournisseurs. En effet, l'optimisation par les marchés des moyens de production activés permet de rationaliser les coûts d'approvisionnement des fournisseurs et d'augmenter les bénéfices des producteurs. Dans le cas de la France, les gains perçus par EDF sont redistribués aux consommateurs au travers des tarifs réglementés de vente (TRV). Les offres libres des fournisseurs sont de facto incitées à intégrer ces avantages dans les tarifs qu'ils proposent aux consommateurs.

Le travail de la CRE et de ses homologues européens est donc essentiel pour lever les obstacles de la mise en œuvre des modèles-cibles et promouvoir l'harmonisation des architectures de marché, le développement d'une gestion des interconnexions efficace, ainsi que pour s'assurer que les gains générés profitent effectivement au consommateur final.

# ANNEXE 1 : Indicateur de proximité du design de marché actuel avec le modèle-cible par échéance et par frontière

L'objectif de cet indicateur est d'évaluer la proximité avec le modèle-cible de chaque échéance (long-terme, journalier, infra-

journalier et ajustement). Les différents niveaux de l'indicateur ont été définis à titre indicatif.

	Echéance Long-terme	Echéance Journalière	Echéance Infra-journalière	Ajustement
<b>Conforme</b>	Règles harmonisées, plateforme commune ; Fermeté en ligne avec les Orientations-Cadres	Couplage de marché par les prix	Accès implicite continu	Plateforme unique d'échange avec préséance économique commune
<b>Proche</b>	Règles harmonisées, plateforme commune ; Régime de fermeté à améliorer	Couplage de marché par les volumes	Accès explicite continu	Echange multilatéral de surplus d'énergie d'ajustement GRT - GRT
<b>Mi-chemin</b>	Fermeté en ligne avec les Orientations-Cadres ; Pas de règles harmonisées ni de plateforme commune	Enchère explicite	Enchères explicites	Echange bilatéral de surplus d'énergie d'ajustement GRT - GRT
<b>Eloigné</b>	Enchère existante mais éloignée du modèle-cible	Enchère explicite limitée à une partie de la capacité	Enchères explicites au prorata amélioré	Echange bilatéral de surplus d'énergie d'ajustement Acteur - GRT
<b>Inexistant</b>	Absence d'échange	Absence d'échange	Absence d'échange	Absence d'échange

# ANNEXE 2 : Les régions impliquant la France pour les Initiatives Régionales de l'Electricité

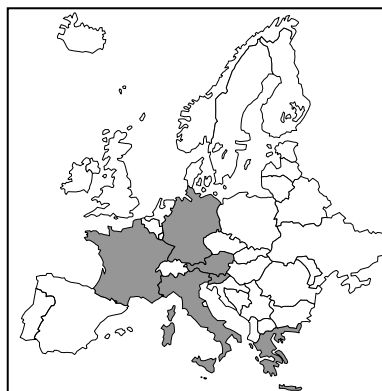
En février 2006, l'ERGEG (Groupe des Régulateurs Européens de l'Electricité et du Gaz) devenu depuis le CEER (Conseil des Régulateurs Européens de l'Energie) avait lancé les Initiatives Régionales de l'Electricité afin d'accélérer l'intégration des marchés à un

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**



Le périmètre élargi de certains projets a fait évoluer le découpage des initiatives régionales, comme par exemple pour les projets de la région nord-ouest auxquels participe la CRE. La

région nord-ouest regroupe la région centre-ouest, le Royaume-Uni ainsi que les pays scandinaves.



# 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 (règlement n°713/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009)
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
CASC	<i>Capacity Allocation Service Company</i> – Plateforme commune d'enchères explicites pour l'allocation des capacités d'interconnexion, utilisée notamment pour les frontières avec l'Allemagne, la Belgique, la Suisse et l'Italie.
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators</i> – Association des gestionnaires de réseaux européens
FTR	<i>Financial Transmission Right</i> – Droit de transit financier
GRT	Gestionnaire de Réseau de Transport
IFA	Interconnexion France-Angleterre
J-1	Journée précédant le jour de livraison de l'électricité
J-2	Journée précédant la journée J-1
NTC	<i>Net Transfer Capacity</i> – Capacité maximale admissible sur une interconnexion
OTC	<i>Over The Counter</i> – Echanges commerciaux de gré à gré
PTR	<i>Physical Transmission Right</i> – Droit de transit physique
RTE	Réseau de Transport d'Electricité – Gestionnaire de réseau français
TLC	<i>TriLateral Coupling</i> – Couplage des marchés entre la France, la Belgique et les Pays-Bas

# Glossaire

<b>Allocation</b>	attribution de la capacité d'interconnexions au marché faisant suite aux enchères explicites ou implicites.
<b>Congestion</b>	situation de saturation de la capacité commerciale disponible à l'interconnexion où la demande de capacité est supérieure à l'offre. Une congestion se traduit par un prix des enchères explicites non nul, ou par un différentiel de prix non nul dans le cas d'un couplage de marché. Dans les deux cas, la rareté de la capacité permet la formation d'une rente de congestion, revenu que se partagent les gestionnaires de réseau. Ce revenu doit, en application de l'article 16.6 du règlement 714/2009 être utilisé pour améliorer la disponibilité des interconnexions, maintenir ou accroître les capacités d'échanges, notamment par le biais de nouveaux investissements, et éventuellement diminuer le tarif d'utilisation du réseau.
<b>Couplage de marché</b>	mise en commun des carnets d'offres et de demande d'électricité de deux ou plusieurs marchés nationaux, qui permet d'allouer automatiquement la capacité d'interconnexion disponible lorsqu'un ordre transfrontalier est conclu. Le couplage de marchés permet l'optimisation à l'échelle des marchés couplés de la sélection des offres retenus et donc des plans de production. Le marché français est couplé avec les marchés allemand, belge, et néerlandais.
<b>Enchères explicites</b>	enchères organisées pour l'allocation au marché de la capacité d'interconnexion disponible. Les enchères explicites se distinguent des enchères implicites dans lesquelles la capacité est allouée automatiquement lorsqu'un échange d'électricité transfrontalier est conclu.
<b>Fermeté</b>	qualité d'un droit d'échange transfrontalier d'électricité traduisant le risque encouru par son détenteur dans les cas où l'un des gestionnaires de réseau ferait face à un aléa compromettant la garantie du niveau de capacité initialement prévu. Dans le cas d'une fermeté physique, les gestionnaires de réseau doivent garantir le droit. Dans le cas d'une fermeté financière, le détenteur se voit remboursé la capacité qui n'a pu transitée au différentiel de prix. D'autres mécanismes de compensations sont quant à eux fondés sur un remboursement au prix de l'enchère.
<b>Foisonnement</b>	qualifie, pour les énergies variables essentiellement décentralisées, l'avantage résultant de leur dispersion géographique qui permet de tirer parti des différents rythmes de production, et d'ainsi réduire la dispersion statistique et les aléas de la production cumulée de l'ensemble de la filière.
<b>Modèle-cible</b>	définit, pour une échéance donnée, le mécanisme, de calcul, d'allocation, et de gestion de la capacité d'interconnexion le plus adapté, aux échanges d'électricité à cette échéance, c'est-à-dire le plus efficace économiquement. Les modèles-cibles européens sont décrits dans les Orientations-Cadres et les codes de réseaux.
<b>Nomination</b>	correspond, pour un acteur, à l'exercice de son droit d'utilisation de la capacité d'interconnexion allouée aux enchères. La nomination est engageante dans le cadre du mécanisme du responsable d'équilibre. En l'absence de nomination, la capacité est remise à disposition des acteurs de marché à l'échéance suivante, éventuellement en contrepartie d'une compensation.
<b>Prix spot de l'électricité</b>	prix horaire de l'électricité fixé, la veille pour le lendemain de 0h à 24h.



15, rue Pasquier - 75379 Paris Cedex 08 - France

[www.cre.fr](http://www.cre.fr)