

## Marchés

# Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO<sub>2</sub> et du gaz naturel

**Rapport 2010-2011**

# Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO<sub>2</sub> et du gaz naturel en 2010-2011

## Sommaire

<b>p. 1</b>	<b>Introduction</b>
<b>p. 4</b>	<b>Synthèse du rapport</b>
<b>p. 10</b>	<b>SECTION I - Les marchés de gros de l'électricité</b>
p. 12	1. Le développement des principaux segments du marché de gros
p. 26	2. Les prix de l'électricité
p. 41	3. Analyse de la production d'électricité et de la transparence des données de production
p. 53	4. Analyse des transactions
<b>p. 58</b>	<b>SECTION II - Les marchés du CO<sub>2</sub></b>
p. 60	1. Marché du CO <sub>2</sub> : évolution du cadre institutionnel et perspectives futures
p. 67	2. Volumes échangés sur le marché du CO <sub>2</sub>
p. 72	3. Les prix du CO <sub>2</sub> en Europe
p. 76	4. Les fondamentaux du marché européen du CO <sub>2</sub>
<b>p. 82</b>	<b>SECTION III - Les marchés de gros du gaz</b>
p. 84	1. Le développement du négoce de gaz
p. 99	2. Les prix du gaz
p. 108	3. Les infrastructures gazières
p. 116	4. L'approvisionnement et les débouchés des acteurs/nouveaux entrants
<b>p. 122</b>	<b>SECTION III - Annexes</b>
p. 124	1. Glossaire
p. 129	2. Index des graphiques
p. 131	3. Index des tableaux
p. 132	4. Index des encadrés
p. 133	5. Table des matières

# Introduction

« La Commission de régulation de l'énergie surveille, pour l'électricité et pour le gaz naturel, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières. Elle surveille la cohérence des offres[...] faites par les producteurs, négociants et fournisseurs[...] avec leurs contraintes économiques et techniques » (article L. 131-2 du Code de l'énergie).

**La mission de surveillance des marchés de gros par la CRE** a pour objectif de s'assurer que les prix sur les marchés de gros de l'énergie sont cohérents avec les fondamentaux techniques et économiques de ces marchés. En particulier, la CRE s'attache à vérifier l'absence d'exercice d'un pouvoir de marché par lequel un acteur abuserait de sa situation pour obtenir des prix anormaux notamment au regard de ses coûts.

Au cours de l'année 2010, les volumes échangés sur les **marchés de gros intermédiés** de l'électricité ont reculé de 7 % par rapport à 2009, essentiellement sur les marchés à terme. La disponibilité du parc de production, notamment nucléaire, a en effet significativement progressé et la volatilité du marché a fléchi.

Le prix spot moyen de l'électricité a augmenté de 10,4 % en 2010 par rapport à 2009, à 47,5 €/MWh. Le prix moyen aux heures de pointe <sup>(1)</sup> a augmenté de 1,3 % en 2010, à 59,0 €/MWh. Les prix à terme (1 an) sont passés de 51,7 €/MWh en moyenne en 2009 à 52,4 €/MWh en 2010. Ces hausses reflètent pour l'essentiel le redémarrage de la consommation consécutif au redressement de l'activité économique et aux conditions climatiques rigoureuses en 2010.

Depuis début 2010, le redressement de la disponibilité du parc de production nucléaire a contribué à améliorer le solde français des échanges d'électricité aux frontières. L'élargissement du couplage trilatéral (France, Belgique, Pays-Bas) à l'Allemagne et, plus récemment, le moratoire allemand sur la production d'électricité nucléaire, ont eu des effets sur les marchés de gros européens de l'électricité. Les prix à terme français <sup>(2)</sup> se situent désormais en deçà des prix allemands.

La transparence du marché a progressé, grâce notamment à la publication depuis fin 2010 sous 30 minutes des arrêts fortuits de sites de production.

**Sur les marchés de gros du gaz**, les volumes négociés ont nettement progressé en 2010 et au premier semestre 2011. Cette évolution prolonge la dynamique observée déjà en 2009. Le contexte est toujours marqué par une déconnexion entre les prix du gaz sur le marché et le prix des contrats à long terme indexés sur le pétrole.

Avec la reprise de la demande, les prix de gros sur les principales places de marché européennes ont été supérieurs aux points bas atteints en 2010. Le prix spot moyen en zone Nord en 2010 a été de 17,6 €/MWh, ce qui correspond à une hausse de 40 % par rapport à l'année 2009. Cette hausse s'est poursuivie en 2011, le prix spot ayant atteint des niveaux proches de 25 €/MWh.

(1) Entre 8 h et 20 h.

(2) Annuel - Y+1.

Ce 4<sup>e</sup> rapport de la CRE sur le fonctionnement des marchés français de l'énergie intègre pour la 1<sup>re</sup> fois une **analyse des marchés du CO<sub>2</sub>**. La CRE est chargée depuis l'entrée en vigueur de la loi de régulation bancaire et financière en octobre 2010 de « *surveiller[r] les transactions effectuées par les fournisseurs, négociants et producteurs d'électricité et de gaz naturel sur des quotas d'émission de gaz à effet de serre [...] ainsi que sur les contrats et instruments financiers à terme dont ils constituent le sous-jacent* »<sup>(3)</sup>. Cette surveillance, qui traduit les recommandations du rapport Prada, est coordonnée avec l'AMF qui surveille le marché organisé spot et à terme français du CO<sub>2</sub>. La coopération entre la CRE et l'AMF a été formalisée dans un protocole d'accord signé et rendu public en décembre 2010. Comme prévu par la loi de régulation bancaire et financière, cet accord couvre les marchés de l'électricité, du gaz et du CO<sub>2</sub> et permet de mettre en œuvre une régulation adaptée à la fois à la financiarisation des marchés de l'énergie et à leur spécificité.

La confiance dans le marché européen du carbone a été affectée début 2010 par des vols de quotas enregistrés dans certains pays européens. La Commission européenne a depuis agi pour renforcer la sécurité des registres, un des maillons clefs de l'infrastructure du marché du carbone. Les prix européens du carbone ont évolué de façon volatile, dans un contexte d'offre de quotas excédentaire, en 2010 comme en 2009, par rapport aux émissions réelles. La perspective du passage à la phase III en 2013, lorsque les quotas deviendront payants en grande partie - et en totalité pour le secteur de l'électricité - soutient les prix. Dans la période récente, les prix ont néanmoins chuté après l'annonce de la Commission européenne du projet de directive sur l'efficacité énergétique, dans un contexte d'incertitudes croissantes sur l'activité économique. Au total, le prix du quota de CO<sub>2</sub> s'approche désormais de 10 €/t en octobre 2011, contre 14,3 €/t en moyenne sur l'année 2010.

L'adoption du règlement REMIT<sup>(4)</sup> par le Parlement européen en septembre 2011, puis par le Conseil européen en octobre 2011, ouvre la voie à un cadre de supervision harmonisé des marchés européens de l'énergie. REMIT met en place un cadre interdisant les abus de marché de façon adaptée aux marchés de l'électricité et du gaz et prend en compte l'influence des fondamentaux physiques de ces marchés. Il en confie la surveillance à l'ACER, le régulateur européen, en coopération avec les régulateurs nationaux. Les enquêtes restent du ressort des régulateurs nationaux.

La supervision harmonisée des marchés européens de l'énergie nécessitera par conséquent une mise en œuvre coordonnée entre les régulateurs sectoriels et financiers, l'ACER et l'Autorité européenne des marchés financiers. En effet, le règlement REMIT s'articule avec la réglementation financière, qui est elle-même en cours de révision. Enfin, un dispositif européen de supervision du marché secondaire du carbone est par ailleurs attendu.

L'exercice de la mission de surveillance des marchés de l'électricité et du gaz par la CRE depuis cinq ans et le cadre mis en place par la loi de régulation bancaire et financière, constituent un atout pour une mise en œuvre efficace au plan national de l'architecture de surveillance visée au niveau européen.

---

(3) Article L. 131-3 du Code de l'énergie.

(4) Regulation for Energy Markets Integrity and Transparency.



# Synthèse du rapport

## MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

### Les prix et le négoce d'électricité

**Au cours de l'année 2010, les volumes échangés sur les marchés de gros intermédiés de l'électricité ont reculé de 7 % par rapport à 2009, pour s'élever à 696 TWh.**

Ce recul est pour l'essentiel constaté sur les marchés à terme. Il peut être relié à une moindre volonté des acteurs de gérer leur exposition au risque prix ou de procéder à des achats sur le marché, dans un contexte de volatilité réduite des prix de l'électricité et d'un taux de disponibilité accru du parc de production. Le recul des transactions à terme a par ailleurs été particulièrement marqué dans le cas des échanges sur le marché organisé, en lien avec des facteurs opérationnels.

S'agissant des échanges aux frontières, **le solde exportateur français s'est redressé en 2010. Les premiers mois de 2011 confirment et amplifient cette tendance.** Le solde exportateur du 1<sup>er</sup> semestre 2011 atteint quasiment celui de toute l'année 2010. Cette évolution est à situer dans un contexte d'amélioration de la disponibilité du parc nucléaire, tant en 2010 qu'en 2011. L'ensemble des mouvements aux frontières s'est fait en cohérence avec les différentiels de prix observés.

**Le prix spot moyen de l'électricité a augmenté de 10,4 % en 2010 par rapport à 2009 (à 47,5 €/MWh) en lien avec le redressement de l'activité économique et des conditions climatiques hivernales rigoureuses.** La hausse du prix moyen du produit pointe a été moins importante. Ces tendances se sont poursuivies sur le début de l'année 2011.

**D'une façon générale, les prix spots français ont évolué de façon cohérente avec les éléments fondamentaux de fonctionnement du marché de l'électricité.**

Depuis le pic de prix du 12 janvier 2010, mentionné dans le précédent rapport de surveillance de la CRE, EDF a confirmé l'inclusion de façon systématique dans ses offres faites sur le marché de certains effacements. La CRE considère que ces mesures apportent une évolution favorable au fonctionnement du marché de gros français.

D'autres épisodes de pics de prix, d'amplitude modérée, ont également été observés. Ces épisodes font l'objet d'un examen systématique qui n'a pas révélé d'anomalies.

L'élargissement à l'Allemagne du couplage trilatéral (TLC), puis le moratoire allemand sur la production d'électricité d'origine nucléaire, ont eu un impact sensible sur les prix européens depuis la fin de l'année. Le couplage a nettement amélioré le taux de convergence horaire des prix entre la France et l'Allemagne. Ce taux de convergence s'est toutefois réduit depuis l'annonce du moratoire et les prix spots français ont été inférieurs aux prix spots allemands de 1,8 €/MWh en moyenne sur le premier semestre 2011.

L'inversion de l'écart de prix entre la France et l'Allemagne est notable sur les prix à terme. La France est désormais moins chère que l'Allemagne depuis le printemps sur les produits calendaires, même si une différence de saisonnalité, du fait de la thermosensibilité de la demande française, persiste entre ces deux pays, comme l'atteste l'évolution des prix des produits trimestriels.

### L'analyse et la transparence de la production

L'année 2010 a été marquée par l'amélioration de la disponibilité nucléaire et donc de la hausse

de la production nucléaire. Cette évolution s'est poursuivie début 2011, le taux de production nucléaire atteignant ses plus hauts niveaux depuis 5 ans pour des périodes similaires, de janvier à fin mars et après début juin.

Du fait de la hausse de la consommation et du solde exportateur, **toutes les filières ont vu leur production augmenter en 2010 à l'exception de la filière charbon.** En 2010, les stocks hydrauliques ont suivi leur saisonnalité habituelle, mais ont touché un point bas à la fin de l'hiver du fait de la forte utilisation de la filière hydraulique au cours de cette période. En conséquence les stocks hydrauliques à fin 2010 étaient proches de leur plus bas historique. Les conditions climatiques particulièrement douces du printemps 2011 ont eu pour effet d'amplifier ce phénomène, les stocks hydrauliques ayant été tout au long du 1<sup>er</sup> semestre 2011 à leur plus bas depuis 5 ans pour une période similaire.

La marginalité <sup>(5)</sup> des différentes filières en 2010 est proche de celle constatée en 2009, même si on note un redressement de la marginalité de la filière nucléaire, passant de 8 % en 2009 à 11 % en 2010.

S'agissant de l'utilisation des moyens de production d'EDF, **la CRE conduit un suivi spécifique des écarts existants entre les prix sur le marché spot et les coûts marginaux du parc EDF** issus des calculs de ses modèles d'optimisation journaliers. Cette étude porte sur les heures pour lesquelles les offres d'EDF sont supposées déterminer le prix de l'enchère.

**En moyenne, l'écart prix-coûts a été de 3,2 % sur l'année 2010. La CRE considère que, sur cette année, l'écart constaté est à des niveaux qui ne constituent pas un abus de position dominante.**

Par ailleurs, comme mentionné dans le précédent rapport de surveillance, la politique de gestion du risque suivie par EDF dans le cadre du critère du « risque 1 % » <sup>(6)</sup> avait fait l'objet d'un examen particulier par la CRE. Cela a conduit EDF à modifier les modalités d'application de cette politique de gestion. Auparavant, pour respecter le critère de risque 1 %, EDF Trading prenait en compte une marge d'incertitude sur les volumes disponibles à la vente pour couvrir les aléas susceptibles d'affecter l'équilibre offre-demande d'EDF entre le fixing de la bourse et 16 h. EDF a confirmé à la CRE que depuis octobre 2010, ce risque est désormais porté directement par EDF au moyen de l'application, dès 11 h au lieu de 16 h, des exigences des critères du risque 1 %.

S'agissant de la transparence des données de production, le dispositif mis en place par l'UFE et RTE a été complété à plusieurs reprises en 2010 et 2011. Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2010 sont ainsi publiées les prévisions de disponibilité, à court et moyen termes, pour chacune des unités de production de puissance supérieure à 100 MW. Par ailleurs, depuis décembre 2010, les arrêts fortuits pour ces unités sont publiés sous un délai de 30 minutes.

Dans le cas des délais de publication des indisponibilités, le dispositif français prévoit la publication de ces données une heure avant la clôture de la bourse spot. Il en résulte une publication de modifications importantes uniquement par pas de 24 heures. Au plan européen, l'ERGEG recommande une publication dans un délai d'une

(5) Une filière de production est dite marginale lorsque son coût marginal de production détermine le prix de marché, c'est-à-dire en théorie lorsque l'unité de coût le plus élevé en production afin de satisfaire la demande d'électricité appartient à cette filière.

(6) L'application de ce critère amène à prendre des mesures pour se couvrir contre la survenance d'un risque dans 99 % des cas.

heure. Cette différence d'approche est importante et la CRE recommande par conséquent que le dispositif de transparence s'aligne sur le standard proposé par l'ERGEG en la matière.

L'écart entre les prévisions de disponibilité du parc nucléaire en J-1 et la disponibilité réalisée a été examiné. Cet écart avait déjà été évoqué dans le précédent rapport de surveillance et la CRE avait indiqué qu'il ferait l'objet d'un suivi régulier et d'une analyse plus précise permettant d'expliquer son amplitude. EDF, seul exploitant du parc nucléaire, a depuis fourni les éléments quantitatifs expliquant cet écart, dû aux arrêts fortuits et aux décalages de retours à la suite des arrêts programmés ou fortuits.

### **L'analyse des transactions**

L'analyse des offres soumises par les acteurs du marché sur la plateforme EPEX Spot Auction

pour la France montre que le niveau d'offres sur le marché spot est corrélé à la marge du système électrique (différentiel entre capacité de production disponible et consommation prévisionnelle).

Peu d'offres se situent entre 100 et 300 €/MWh, ces paliers de prix correspondant à des moyens de production de pointe et d'extrême pointe fonctionnant quelques centaines d'heures dans l'année.

Pour ce qui concerne les échanges aux frontières, les transactions individuelles des acteurs sont examinées afin d'identifier les nominations effectuées à l'opposé des différentiels de prix. Le cas des nominations à l'import sur la frontière italienne a été examiné, des questions de design de marché en Italie expliquant la proportion observée de ces nominations. De telles situations seraient résorbées par un couplage de marché.

## **MARCHÉ DU CO<sub>2</sub>**

### **Évolution du cadre institutionnel**

**Depuis fin 2010, la loi de régulation bancaire et financière confie à l'AMF et à la CRE une mission de surveillance des marchés du CO<sub>2</sub>.** La compétence de l'AMF porte sur les places de marchés organisés spots et à terme implantées en France. **La compétence de la CRE porte sur les transactions de CO<sub>2</sub> effectuées par les acteurs de marchés de gros de l'électricité et du gaz.**

Pour mettre en œuvre sa mission, la CRE privilégie une approche centralisée de collecte de données transactionnelles, mais les places de marché n'ont pas toutes encore adhéré à cette

démarche. Dans ces conditions, en attendant la mise en place d'un cadre européen de supervision des marchés du carbone, la CRE envisage de mettre en place une collecte bilatérale de données auprès des acteurs des marchés de gros français de l'électricité et du gaz, rentrant dans le périmètre de surveillance de la CRE.

**Le dispositif français de surveillance des marchés du CO<sub>2</sub> prendra tout son sens une fois généralisé au niveau européen.** Le quota de CO<sub>2</sub> est en effet traité sur différentes places de marché en Europe, les acteurs du marché intervenant

eux-mêmes sur ces différentes places, de même que les assujettis gèrent leur contrainte carbone au niveau européen. Un dispositif européen pour encadrer le marché secondaire est attendu. Si l'inclusion du CO<sub>2</sub> en tant que produit énergétique de gros dans le règlement relatif à la transparence et l'intégrité des marchés de l'énergie (REMIT) a été écartée, l'inclusion dans la réglementation financière est désormais envisagée <sup>(7)</sup>.

**Les marchés du CO<sub>2</sub> connaîtront une évolution majeure avec le démarrage de la phase III en 2013**, qui verra une partie des quotas alloués non plus gratuitement mais par enchères. Ce dispositif concernera notamment le secteur de la production d'électricité.

Les marchés du CO<sub>2</sub> avaient déjà connu des fraudes à la TVA. Ils ont été la cible de nouvelles attaques début 2011, prenant cette fois la forme de vols de quotas. Ces épisodes ont mis en avant la nécessité de sécuriser la chaîne de traitement des quotas, de façon harmonisée en Europe. La Commission européenne a annoncé des mesures allant dans ce sens.

Comme indiqué dans le précédent rapport de surveillance, l'attention a été portée sur le risque de propagation de fraudes TVA sur les marchés européens de l'électricité et du gaz. Des mesures de sensibilisation et de vigilance ont été adoptées par les parties prenantes (régulateurs, autorités administratives et judiciaires, bourses, gestionnaires de réseaux), tant au niveau national qu'au niveau européen. Les mesures que peuvent prendre les acteurs et les places de marché, comme par exemple les vérifications dites « Know your Customer Check ou KYC » sont dans ce contexte cruciales.

(7) [http://ec.europa.eu/internal\\_market/securities/isd/mifid\\_fr.htm](http://ec.europa.eu/internal_market/securities/isd/mifid_fr.htm)  
Document 2011/0298 (COD)

## **Le marché européen du CO<sub>2</sub> et ses fondamentaux**

**Les volumes échangés sur les marchés du CO<sub>2</sub> se sont stabilisés en 2010.** Les volumes échangés sur les marchés spot ont baissé, les produits futures ayant en revanche progressé. Ces produits sont principalement échangés sur des bourses, la part de marché de ces dernières ayant augmenté au cours des 2 dernières années. Les volumes échangés par le biais d'intermédiaires en 2010 représentent plus de 3,5 fois le volume d'émissions allouées pour la même année.

L'évolution des prix depuis 2005 a été marquée par les effets successifs de chocs sur l'équilibre offre-demande. Au cours du 1<sup>er</sup> semestre 2011, le marché du CO<sub>2</sub> a évolué de façon volatile. Un mouvement haussier a été observé à la suite de la décision allemande en matière de production électronucléaire. L'annonce d'une proposition de directive européenne relative à l'efficacité énergétique a entraîné à l'inverse un mouvement de baisse des prix.

**Le marché européen du CO<sub>2</sub> est caractérisé depuis 2009 par une offre qui excède la demande** à l'exception des sites d'installation de combustion, composés principalement d'installations de production d'électricité, en déficit.

Le surplus de quotas peut en partie être attribué aux conséquences de la crise financière et économique débutée fin 2008. En comparant l'offre et la demande et en tenant compte des possibilités de cumul, 185 Mt ont été cumulées à fin 2010 du côté de l'offre (pour des émissions vérifiées en 2010 de 1963 Mt). Contrairement à ce qui a été observé en fin de phase I, la perspective de report de quotas vers la phase III constitue un facteur de soutien pour les prix.

## MARCHÉ DU GAZ

### Les prix et le négoce de gaz

Au cours de l'année 2010 les échanges sur les marchés de gros du gaz ont continué à se développer. L'offre de gaz reste importante sur les marchés mondiaux, du fait notamment de la production de gaz non conventionnel aux États-Unis et de l'arrivée de volumes conséquents de gaz naturel liquéfié (GNL).

Du fait d'une demande à la hausse, les prix de gros sur les principales places de marché européennes ont été supérieurs aux points bas atteints en 2009 mais sont restés en retrait par rapport aux prix des contrats d'approvisionnement à long terme indexés sur les produits pétroliers. Les marchés de gros du gaz ont donc continué à être une source d'approvisionnement attractive et un débouché pour les volumes de gaz excédentaires de certains acteurs.

En conséquence, les volumes livrés aux PEG ont augmenté de 59 TWh en 2010, pour atteindre un niveau de 322 TWh, soit plus de la moitié des enlèvements physiques effectués sur les réseaux. Cette croissance est observée sur les trois zones françaises mais continue à être plus modeste en zones Sud et Sud-Ouest.

Les volumes échangés sur les marchés de gros intermédiés ont progressé en 2010 de 65 % pour atteindre un total de 246 TWh, tendance suivie également par le nombre de transactions et qui concerne l'ensemble des échéances négociées. Ces tendances se confirment sur les premiers mois de 2011, qui voient une stabilisation du nombre d'expéditeurs, après une forte croissance en 2010.

Les opérations d'un acteur, qui n'est pas un acteur historique du marché français, ont été

importantes fin 2010 et début 2011. Celui-ci a fait part à la CRE d'un important développement de ses activités de négoce sur les marchés de gros, tant dans une logique d'optimisation de son portefeuille que dans un but d'arbitrage. Au cours des investigations menées par la CRE auprès de cet acteur, aucune manipulation de marché n'a été détectée. La CRE a cependant relevé des points d'amélioration en termes de gestion de risque de marché et de conservation de données selon le standard prévu par le 3<sup>e</sup> paquet. L'acteur concerné a informé la CRE qu'il avait renforcé ses procédures de gestion des risques et de conservation de données depuis la période concernée. Par ailleurs, cet épisode a fait l'objet d'échanges avec la place de marché. La CRE rappelle à ce titre l'importance d'une activité de surveillance menée de façon indépendante par les places de marchés.

Les prix de gros du gaz ont augmenté au cours de l'année 2010. Des évolutions moins marquées sont observées sur le premier semestre 2011. Les évolutions des prix en France et en Europe ont été semblables et l'on observe une convergence entre le PEG Nord français, le TTF néerlandais et surtout le NCG allemand. En France, une meilleure convergence des prix spot entre PEG Nord et PEG Sud est observée depuis la mise en service du terminal de Fos-Cavaou.

### L'utilisation des infrastructures

Sur la période couvrant l'année 2010 et le 1<sup>er</sup> semestre 2011, on constate une évolution positive de l'accès aux infrastructures gazières, avec une augmentation régulière du nombre d'utilisateurs des réseaux de transport de gaz,

notamment due à un accès aux PEG des clients industriels, et une augmentation du nombre de clients des terminaux méthaniers. En revanche, du fait de la baisse du recours aux stockages par rapport à d'autres sources de flexibilité, le nombre d'utilisateurs des stockages souterrains a diminué.

Dans les prochaines années, la mise en place de nouveaux mécanismes comme le couplage de marchés, le développement des infrastructures (par exemple le projet de doublement de l'artère du Rhône ou la construction d'un terminal méthanier à Dunkerque) et l'harmonisation européenne des règles d'accès aux réseaux de transport devrait permettre de poursuivre le développement des marchés en France.

En zone Nord, si la détention des capacités d'entrée demeure concentrée sur un nombre limité d'acteurs, la mise en œuvre des engagements de GDF SUEZ a permis d'améliorer la situation. Ainsi, des capacités d'entrée sont disponibles à la réservation, notamment à Taisnières H et Obergailbach. En outre, un certain nombre de projets (notamment l'augmentation de la capacité au point d'interconnexion de Taisnières, le terminal méthanier de Dunkerque, la possibilité d'extension de la capacité de regazéification à Montoir) pourront contribuer à l'augmentation des capacités d'entrée en zone Nord.

L'accès aux infrastructures s'améliore en zone Sud, notamment à la suite de la mise en service du terminal méthanier de Fos-Cavaou. Celle-ci a également conduit à une diminution du taux d'utilisation de la liaison Nord-Sud avec notamment, pour la première fois depuis la création de celle-ci en 2009, des capacités fermes qui n'ont pas été réservées. Ce constat a amené à envisager un mécanisme de couplage de marché entre les zones Nord et Sud, qui a été lancé en juillet 2011 dans l'objectif de rapprocher les

prix de ces deux zones. Enfin, plusieurs projets de développement (notamment la mise en service de nouvelles capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne, la possibilité d'une prolongation de l'exploitation du terminal de Fos-Tonkin de 20 ans au-delà de 2014 et le projet de doublement de l'artère du Rhône) devraient contribuer à améliorer sensiblement les conditions d'approvisionnement du Sud de la France.

Enfin, la CRE constate qu'il n'y a pas de congestion entre les zones Sud et Sud-Ouest, que les capacités sont commercialisées de manière coordonnée entre les deux opérateurs et disponibles à la réservation à court et à long terme dans les deux sens.

### **L'approvisionnement des nouveaux entrants**

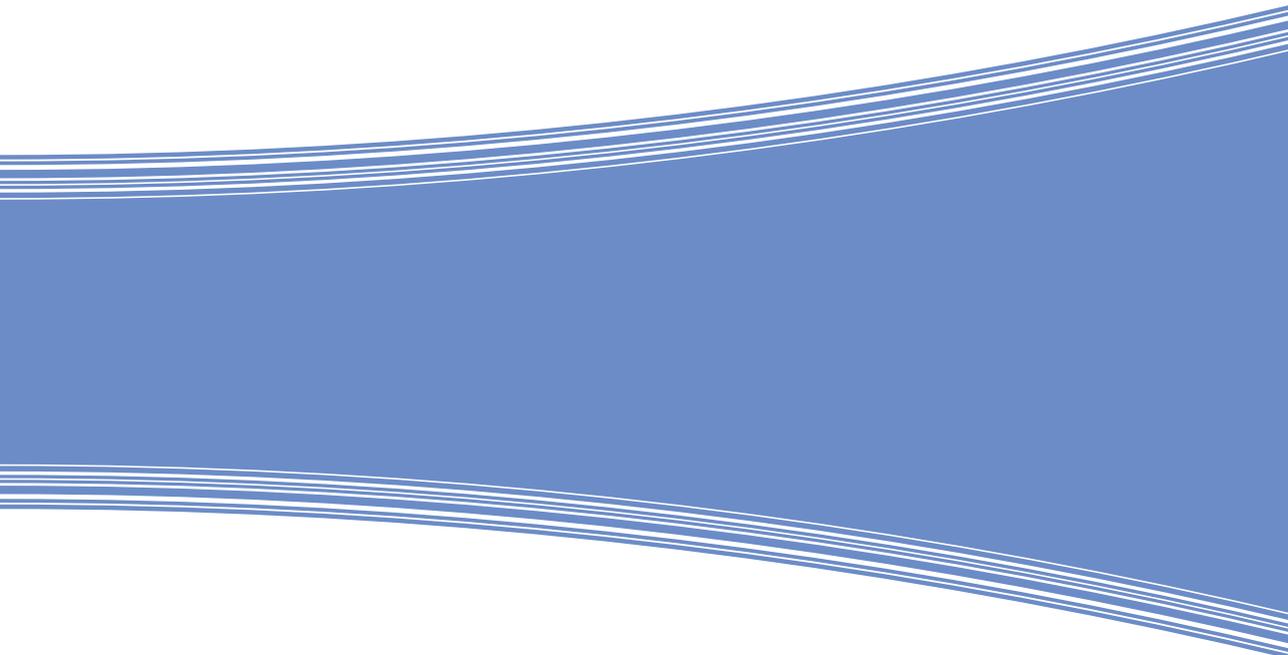
En 2010, la structure des approvisionnements des nouveaux entrants est restée relativement stable par rapport à l'année précédente en matière d'achats aux PEG. Un recours accru aux PEG est constaté sur le 1<sup>er</sup> semestre 2011.

La zone Sud a vu l'approvisionnement des nouveaux entrants évoluer depuis 2011 avec un recours accru aux PEG, l'apparition des importations (GNL) et un approvisionnement moindre à partir de la zone Nord. Sur la même période, on constate en zone Sud-Ouest une baisse du recours aux importations au profit d'un approvisionnement à partir de la zone Sud, en cohérence avec la liquidité accrue de cette zone.

Une analyse des débouchés des nouveaux entrants montre que ceux-ci accèdent aux infrastructures de manière satisfaisante. Ils recourent en général aux PEG dans une logique d'optimisation de leurs portefeuilles.

# Section I

## Les marchés de gros de l'électricité

- 
- 1.** Le développement des principaux segments du marché de gros p. 12
  - 2.** Les prix de l'électricité p. 26
  - 3.** Analyse de la production d'électricité et de la transparence des données de production p. 41
  - 4.** Analyse des transactions p. 53

## 1. LE DÉVELOPPEMENT DES PRINCIPAUX SEGMENTS DU MARCHÉ DE GROS

L'activité sur les marchés de gros de l'électricité est principalement liée à l'optimisation, par les producteurs, de la flexibilité de leurs moyens de production, aux opérations de trading, aux échanges transfrontaliers et à la couverture par les acteurs de marché de leur consommation prévisionnelle afin de satisfaire les besoins de leurs clients.

En 2010, la disponibilité du parc de production a connu un redressement progressif et continu à partir du deuxième trimestre, du fait de l'augmentation du taux de disponibilité nucléaire. Cette évolution a contribué à une progression significative des volumes produits. Ceux-ci s'établissent à 549 TWh, soit une augmentation de 30 TWh (+6 %) par rapport aux volumes observés en 2009 (519 TWh).

L'activité économique ainsi que les épisodes de froid importants ont contribué à la croissance annuelle de la consommation intérieure d'électricité. Celle-ci s'est élevée à 477 TWh (consommation des clients finals hors consommation de pompage et pertes des gestionnaires de réseau), soit une augmentation de 24 TWh par rapport au volume consommé en 2009. Cette augmentation de la consommation intérieure a été plus que compensée par la hausse de production, conduisant à une diminution des importations brutes de 6 TWh. On constate par ailleurs une légère baisse des exportations brutes (de 1 TWh, soit -1 %) par rapport au volume enregistré l'année dernière.

Dans ce contexte, les échanges sur les marchés de gros intermédiaires ont atteint 696 TWh, en diminution de 7 % par rapport à 2009. Cette

baisse a surtout concerné le négoce des produits à terme.

Les livraisons physiques entre acteurs, à la suite des contrats passés de gré à gré sur les marchés de gros (intermédiaire et bilatéral), ont représenté 359 TWh au cours de la même année, soit une progression de 17 TWh (+5 %) par rapport à 2009.

Le graphique 1 présente une vision simplifiée de ces différents flux pour l'année 2010 et 2009 (chiffres entre crochets).

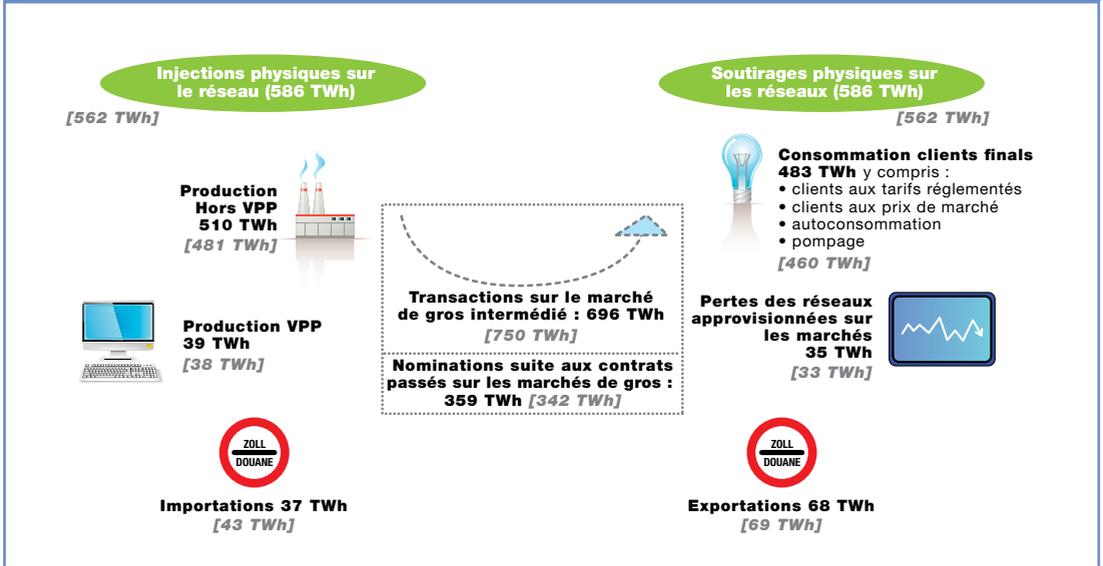
### 1.1. Baisse des volumes négociés sur les marchés de gros intermédiaires en 2010, essentiellement sur le marché à terme

L'activité sur le marché de gros français intermédiaire regroupe les transactions conclues sur les marchés organisés et sur l'OTC intermédiaire (plateformes de courtage). Ce périmètre couvre l'essentiel de l'activité sur le marché de gros français de l'électricité.

En recul de 7 % par rapport à 2009, les volumes échangés sur le marché de gros se sont élevés en 2010 à 696 TWh (tableau 1). Cette même année, 127 041 transactions ont été conclues. Rapporté aux données macro-économiques, le négoce d'électricité a représenté en 2010 environ 136 % de la consommation française, soit une diminution de près de 19 points par rapport à 2009.

Si les volumes négociés sur les produits spot (intra-journalier, day-ahead continu et day-ahead auction) ont progressé (+4,8 %), le marché à

## GRAPHIQUE 1 - Flux d'énergie entre les segments amont et aval du marché de gros français en 2010 [2009]



Source : RTE - Analyse : CRE

terme a tiré à la baisse les volumes négociés en 2010. Malgré la légère progression du nombre de transactions sur ce segment de marché en 2010 (graphique 2), les volumes échangés à terme ont reculé de 8,3 % par rapport à 2009. Cette tendance à la baisse s'est poursuivie en 2011, à un rythme moindre. Ainsi, les volumes négociés

au premier semestre 2011 (317 TWh) reculent de 3,2 % par rapport au premier semestre 2010.

Le tableau 2 détaille l'évolution trimestrielle du négoce par type de produit (mensuel, trimestriel, annuel) en comparant 2010 à 2009. Le recul des volumes négociés est important sur tous les

### TABLEAU 1 - Transactions négociées

#### a - Volumes des transactions

Volumes (TWh)	2009	2010	S1 2010	S1 2011
Infrajournalier	1,1	1,0	0,6	0,4
Day-ahead continu	17,9	20,2	10,2	10,1
Day-ahead auction	51,5	52,6	26,3	30,2
Marché à terme	678,8	622,1	328,0	317,4
<b>Total</b>	<b>749,2</b>	<b>695,9</b>	<b>365,0</b>	<b>358,2</b>

## b - Nombre de transactions

Nombre de transactions	2009	2010	S1 2010	S1 2011
Infrajournalier	34 875	28 732	16 948	9 442
Day-ahead continu	37 452	43 054	21 788	21 165
Day-ahead auction	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Marché à terme	54 007	55 255	30 302	27 251
<b>Total</b>	<b>126 334</b>	<b>127 041</b>	<b>69 038</b>	<b>57 858</b>

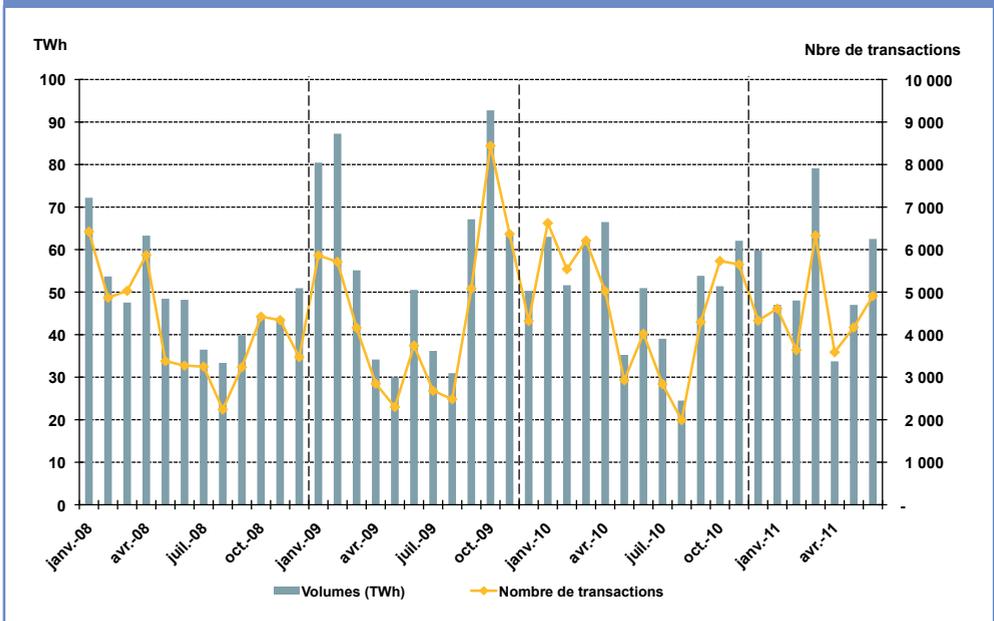
Sources : Courtiers, EPEX Spot France, EPD France - Analyse : CRE

trimestres à l'exception du second trimestre 2010. Ce recul est constaté principalement sur les produits Y+1, ainsi que sur les produits mensuels et Q+1.

Le recul des volumes négociés à terme peut être relié à une volonté moindre des acteurs de gérer leur exposition au risque-prix ou de procéder à des achats sur le marché, dans un contexte de volatilité réduite des prix de l'électricité et d'un taux de disponibilité accru du parc de production.

Le recul des transactions à terme a par ailleurs été particulièrement marqué dans le cas des échanges sur le marché organisé (graphique 3). Ce constat est à relier à des facteurs opérationnels (interfaces de trading notamment) survenus en 2009 et 2010. Des développements informatiques ont été effectués pour traiter ces sujets. EPD a communiqué à la CRE des informations détaillées relatives à ces facteurs opérationnels.

**GRAPHIQUE 2 - Évolution mensuelle des volumes et du nombre de transactions sur le marché à terme intermédié**

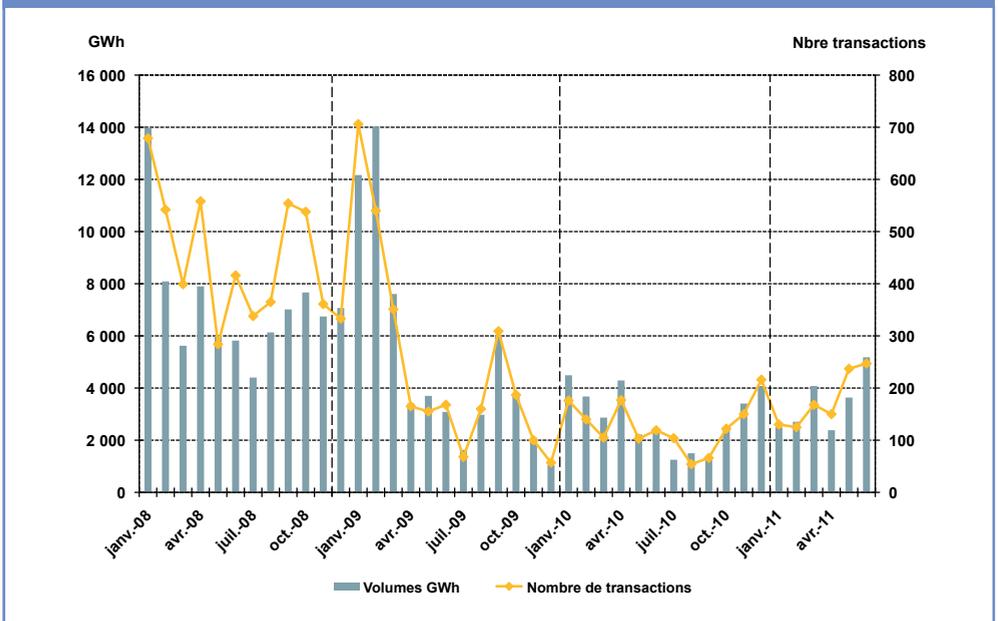


Sources : Brokers, EPD France - Analyse : CRE

**TABLEAU 2 - Répartition trimestrielle des volumes négociés par produits (en TWh, années 2010 et 2009)**

Maturité	T1 2010	T1 2009	T2 2010	T2 2009	T3 2010	T3 2009	T4 2010	T4 2009	2010	2009
M+1	23,6	19,3	15,4	19,8	13,9	17,3	16,5	37,2	<b>69,5</b>	<b>93,6</b>
M+2	7,5	7,5	4,0	4,0	6,2	6,4	5,3	12,0	<b>23,0</b>	<b>29,9</b>
M+3	1,4	3,4	2,6	3,8	3,1	2,8	3,2	1,7	<b>10,3</b>	<b>11,6</b>
Q+1	16,8	20,6	16,1	13,1	17,8	23,8	18,9	27,1	<b>69,6</b>	<b>84,6</b>
Q+2	15,6	16,7	12,8	8,5	5,4	11,7	8,2	6,0	<b>41,9</b>	<b>42,9</b>
Q+3	9,5	13,5	4,0	4,9	1,1	2,2	4,4	6,7	<b>19,0</b>	<b>27,3</b>
Q+4	5,1	8,3	1,6	0,6	1,2	2,3	6,1	11,1	<b>13,9</b>	<b>22,3</b>
Y+1	47,0	71,7	47,4	33,6	34,2	36,2	55,5	59,18	<b>184,2</b>	<b>200,7</b>
Y+2	14,8	18,4	27,3	8,4	15,2	12,2	20,1	14,86	<b>77,4</b>	<b>53,8</b>
Autres	36,4	43,5	22,5	17,9	19,3	19,4	35,1	31,26	<b>113,3</b>	<b>112,1</b>
<b>Total</b>	<b>177,7</b>	<b>222,8</b>	<b>153,7</b>	<b>114,6</b>	<b>117,4</b>	<b>134,3</b>	<b>173,3</b>	<b>207,01</b>	<b>622,1</b>	<b>678,7</b>

Sources : Brokers, EPD France - Analyse : CRE

**GRAPHIQUE 3 - Évolution mensuelle des volumes et du nombre de transactions sur le marché à terme organisé**

Source : EEX Power French Derivatives

- *Le nombre de responsables d'équilibre actifs sur le marché français a augmenté en 2010*

Le nombre de responsables d'équilibre actifs sur le marché français a augmenté en 2010. Cette progression est notamment expliquée par la hausse du nombre de nouveaux entrants européens (tableau 3).

- *La taille du marché de gros de l'électricité en France a atteint 37 milliards d'euros en 2010*

La valorisation du négoce sur le marché français de l'électricité a diminué d'une année sur l'autre passant de 39 milliards d'euros en 2009 à 37 milliards d'euros l'année suivante (graphique 4). Cette baisse en valeur s'explique pour l'essen-

tiel par une diminution du volume global en TWh échangés d'environ 54 TWh.

En effet, si les prix à terme ont été stables ou en très légère hausse (voir paragraphe 2.2) et les prix spot étaient orientés à la hausse (voir paragraphe 2.1), ces dernières tendances n'ont pas compensé la baisse des volumes négociés.

En raison de leur volume intrinsèquement plus important, les transactions de produits à terme représentent 89 % de la valeur des transactions négociées sur les marchés. Par ailleurs, la majorité des échanges s'effectuent de gré à gré, les plateformes de négoce OTC rassemblent environ 87 % de la valeur négociée sur le marché, les 13 % restants étant négociés sur les marchés organisés (graphique 5).

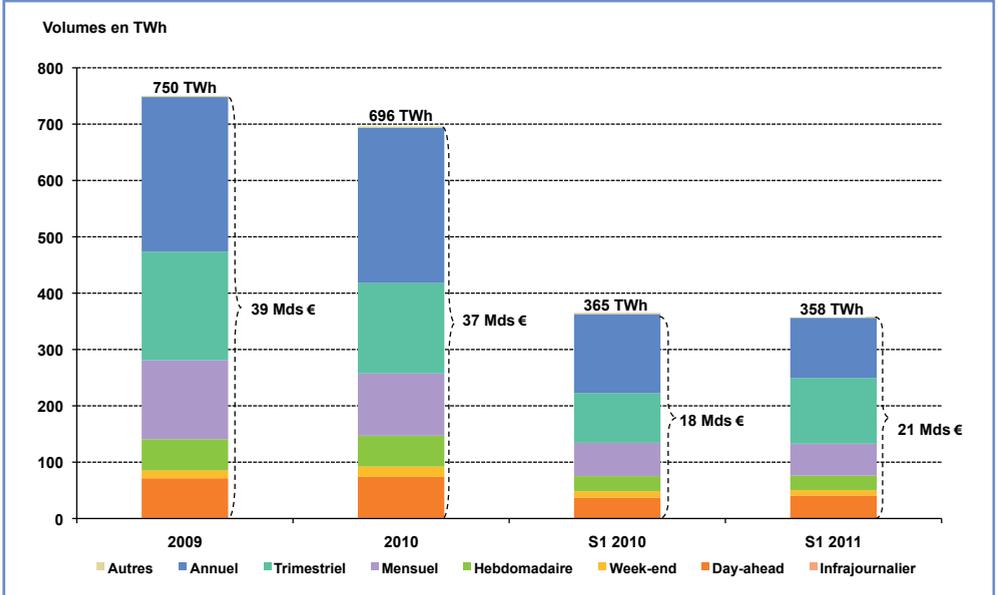
**TABLEAU 3 - Responsables d'équilibre actifs sur le marché français**

Classification	Nombre de RE actifs				
	2007	2008	2009	2010	S1 2011
Producteurs européens intégrés	34	34	37	35	35
Traders acteurs financiers	24	31	23	25	25
Nouveaux entrants européens	13	16	18	23	23
Producteurs français	8	9	8	6	6
Nouveaux entrants français	5	6	6	5	5
Industriels	5	6	4	5	5
ELD <sup>(8)</sup>	5	4	4	4	4
Autres	3	4	4	7	7
<b>Total</b>	<b>97</b>	<b>110</b>	<b>104</b>	<b>110</b>	<b>110</b>

Source : RTE - Analyse : CRE

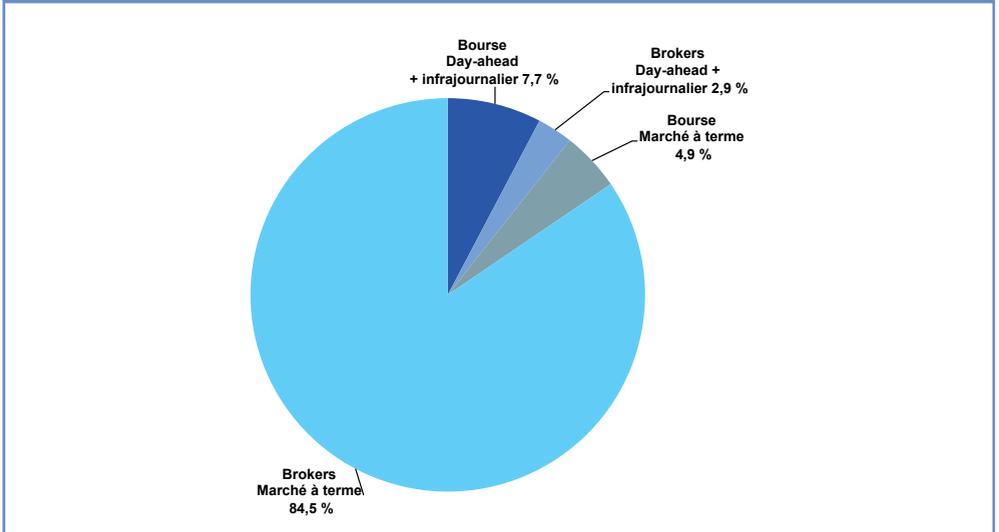
(8) Entreprises locales de distribution.

**GRAPHIQUE 4 - Volume et valorisation du négoce par produit (en Mds €)**



Sources : Courtiers, EPEX Spot France, EPD France - Analyse : CRE

**GRAPHIQUE 5 - Répartition en pourcentage du négoce par plateforme et par échéance en 2010**



Sources : Courtiers, EPEX Spot France, EPD France - Analyse : CRE

## 1.2. Le solde des volumes échangés aux interconnexions progresse, en lien notamment avec une amélioration de la disponibilité du nucléaire

- *Un redressement du solde exportateur lié essentiellement au recul des volumes importés en 2010, du fait d'une meilleure disponibilité du parc nucléaire*

Le tableau 4 donne des estimations de capacité d'interconnexion (NTC) sur les différentes fron-

tières en 2010. Les capacités d'interconnexions entre la France et les pays avoisinants représentent à l'export environ 13 % des capacités de production installées en France et 10 % à l'import. Ce pourcentage est conforme au critère publié dans les conclusions du Conseil européen de Barcelone de mars 2002 visant à établir le niveau d'interconnexion des pays à 10 % de la capacité installée.

En 2010, les volumes d'électricité échangés aux frontières ont représenté 65,8 TWh à l'export et 36,7 TWh à l'import (tableau 5). Le solde exportateur net, à 29,1 TWh, s'inscrit en progression

**TABLEAU 4 - Maximum des capacités d'import et d'export entre la France et les pays voisins en 2010 (en MW)**

	Allemagne	Belgique	Espagne	Italie	Royaume-Uni	Suisse	Total
Import	4 300	2 000	1 500	995	2 000	1 900	<b>12 695</b>
En % du parc installé français	3,5 %	1,6 %	1,2 %	0,8 %	1,6 %	1,5 %	<b>10,3 %</b>
Export	2 700	3 600	1 400	2 535	2 000	3 200	<b>15 435</b>
En % du parc installé français	2,2 %	2,9 %	1,1 %	2,1 %	1,6 %	2,6 %	<b>12,5 %</b>

Source : RTE - Analyse : CRE

**TABLEAU 5 - Flux d'échanges aux frontières**

En TWh	Allemagne			Belgique			Espagne			Italie			Royaume-Uni			Suisse			Total		
	Imp.	Exp.	Net	Imp.	Exp.	Net	Imp.	Exp.	Net	Imp.	Exp.	Net	Imp.	Exp.	Net	Imp.	Exp.	Net	Imp.	Exp.	Net
2008	19,0	6,4	-12,6	1,9	10,9	9,0	3,0	5,8	2,8	1,8	19,6	17,8	1,4	12,7	11,3	7,7	26,1	18,4	34,7	81,4	<b>46,7</b>
2009	19,2	7,2	-12,0	5,8	3,0	-2,8	3,8	5,3	1,5	1,2	19,3	18,1	4,2	7,4	3,2	9,2	25,7	16,5	43,4	67,9	<b>24,6</b>
2010	16,0	9,2	-6,7	4,7	3,8	-0,9	3,5	1,9	-1,6	1,2	17,4	16,1	5,4	8,3	2,9	5,8	25,1	19,3	36,7	65,8	<b>29,1</b>
S1 2010	8,6	4,4	-4,2	2,7	1,7	-1,0	2,1	0,6	-1,5	0,3	9,2	8,9	3,2	3,1	-0,1	2,5	12,4	9,9	19,4	31,4	<b>12,0</b>
S1 2011	4,5	5,6	1,0	0,6	4,6	4,0	1,8	1,3	-0,5	0,4	9,0	8,6	1,6	4,0	2,4	1,3	13,9	12,6	10,2	38,3	<b>28,2</b>

Source : RTE - Analyse : CRE

par rapport à l'année 2009 (exportations nettes de 24,6 TWh). Cette augmentation est liée pour l'essentiel à la forte baisse des volumes importés, de 43,4 TWh en 2009 à près de 36,7 TWh en 2010, associée à une légère diminution des volumes exportés.

Le recul des importations est surtout lié aux flux en provenance d'Allemagne et de Suisse, les importations de ce dernier pays passant de 9,2 TWh en 2009 à 5,8 TWh en 2010. Pour l'Allemagne, le repli est à relier à la structure de son parc de production caractérisé par une forte composante de centrales à charbon dont le coût de combustible a nettement augmenté au cours de l'année 2010, et à la meilleure disponibilité du parc nucléaire français. La baisse des importations est également observée dans une moindre mesure avec la Belgique et l'Espagne. Pour ce dernier pays, les exportations sont passées de 5,3 TWh en 2009 à 1,9 TWh en 2010 rendant ainsi la France importatrice nette par rapport à ce pays.

Les soldes importateurs nets s'inscrivent en baisse par rapport aux niveaux de 2009 aux frontières avec l'Allemagne et la Belgique. À la frontière allemande le solde importateur net a diminué quasiment de moitié passant de -12 TWh en 2009 à -6,7 TWh en 2010. Ce constat est cohérent avec les écarts de prix entre la France et l'Allemagne. Le solde exportateur net s'inscrit en progression par rapport au niveau de 2009 à la frontière Suisse.

Les données sur les premiers mois de 2011, comparées à la même période en 2010, confirment cette tendance sensiblement à la hausse du solde exportateur, en lien avec une dispo-

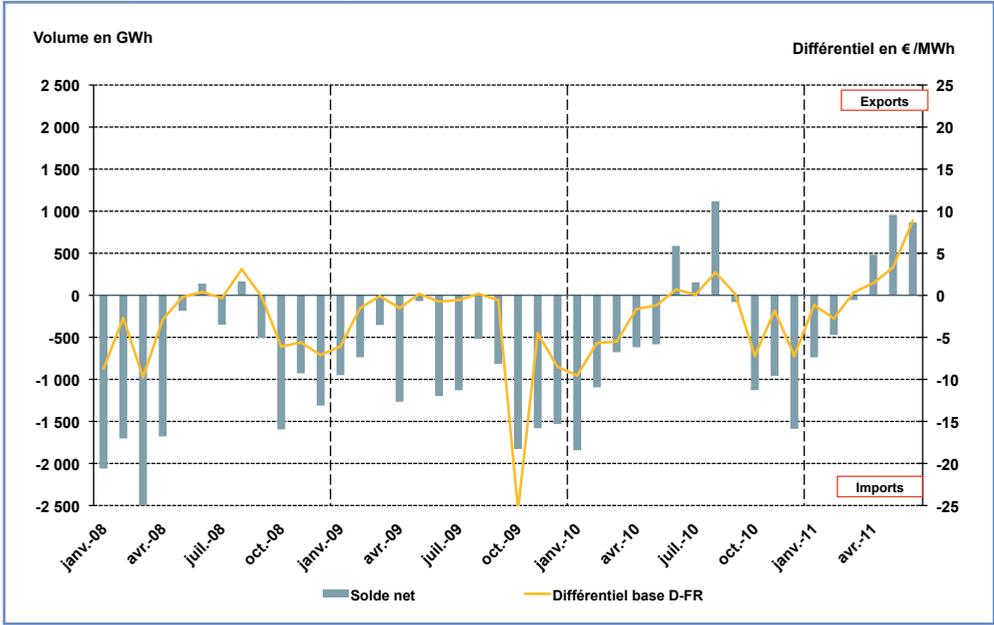
nibilité accrue du parc nucléaire. Dans le cas de l'Allemagne, la Belgique et le Royaume-Uni un solde exportateur net est observé dans les premiers mois de 2011, contre un solde importateur net sur la même période de 2010. Dans le cas de l'Allemagne, ce constat s'explique également par le moratoire sur le nucléaire décidé par le gouvernement allemand. Les échanges avec l'Italie représentent en définitive la seule exception notable : le solde exportateur net a en effet légèrement diminué de 0,3 TWh. Au global, le solde exportateur net de 28,2 TWh au premier semestre 2011 représente la quasi-totalité du solde exportateur au cours de l'année 2010.

- *Des flux transfrontaliers globalement en cohérence avec les différentiels de prix entre les pays voisins*

Un lien est attendu entre le différentiel de prix et le sens des échanges aux interconnexions. D'un point de vue global, les soldes des échanges observés sur toutes les frontières sont cohérents avec le sens des différentiels de prix moyens par rapport à la France (day-ahead, base). Les évolutions mensuelles des soldes nets d'échanges aux frontières varient de façon corrélée avec les évolutions des différentiels de prix, cette corrélation étant particulièrement nette dans les cas allemand et britannique (graphique 6). La cohérence globale des flux transfrontaliers avec les différentiels de prix n'implique pas nécessairement la cohérence de toutes les transactions individuelles. À l'échelle des entreprises, l'analyse du comportement des acteurs lors de leurs nominations aux interconnexions figure dans la section 4.2 du rapport.

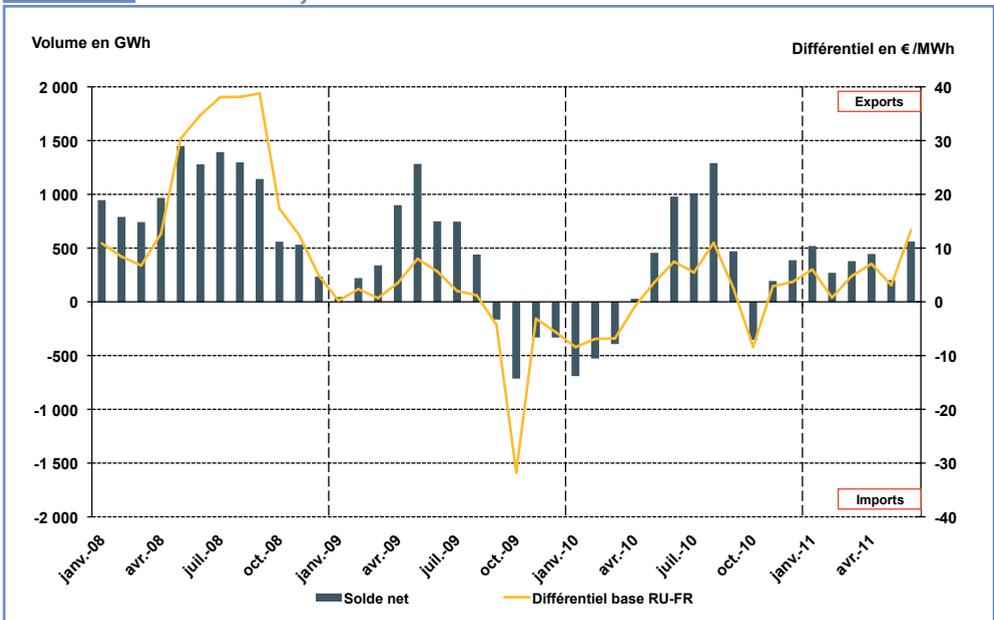
## GRAPHIQUE 6 - Solde net d'exportations et différentiel de prix avec les pays avoisinants

### a - France - Allemagne



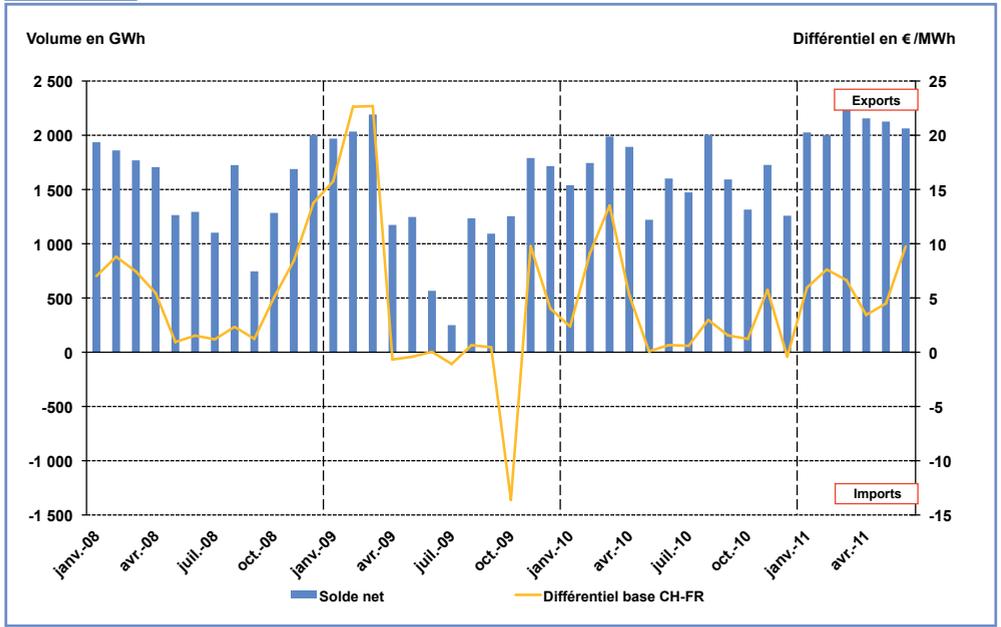
Sources : RTE, EPEX Spot - Analyse : CRE

### b - France - Royaume-Uni



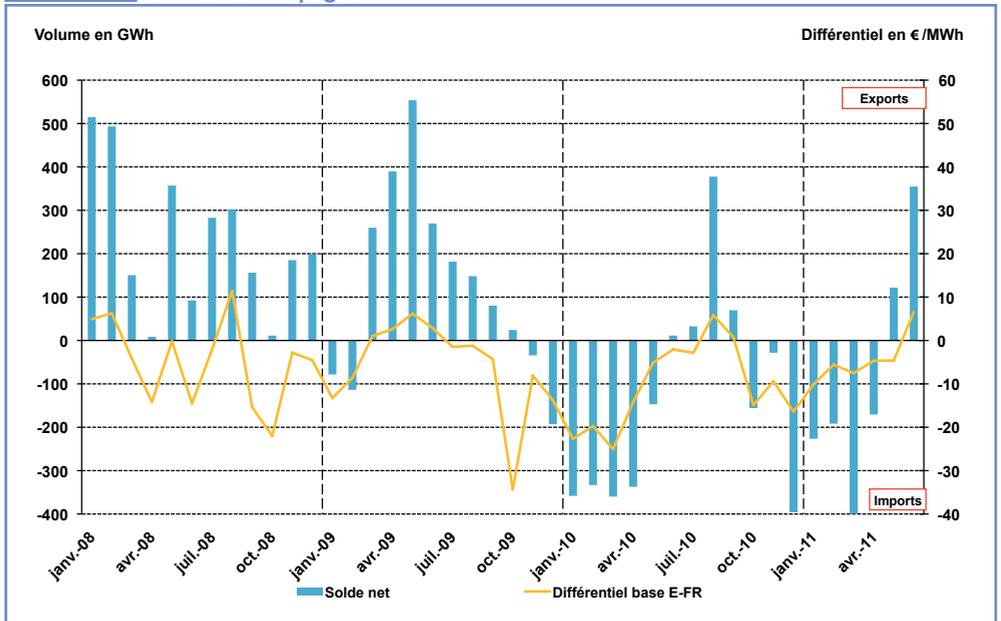
Sources : RTE, EPEX Spot - Analyse : CRE

c - France - Suisse



Sources : RTE, EPEX Spot - Analyse : CRE

d - France - Espagne



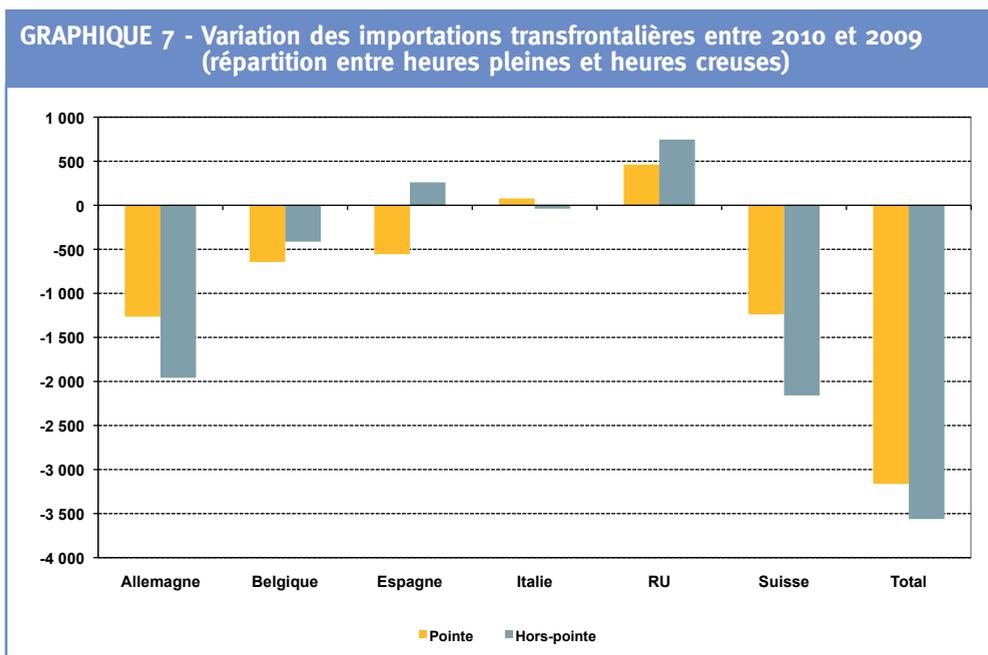
Sources : RTE, EPEX Spot - Analyse : CRE

- Des besoins d'importation décroissants, tant sur les heures de pointe que sur les heures creuses

Les importations sur l'année 2010 ont diminué d'environ 6,7 TWh par rapport à leur niveau de 2009. Ce recul des importations s'est réparti uniformément entre les heures de pointe et les heures hors-pointe : 53 % de la baisse des

importations peut être associée à des importations en heures creuses (graphique 7).

Cette diminution s'explique notamment par la baisse des importations hors-pointe en provenance de l'Allemagne et de la Suisse, en raison d'une baisse du nombre de jours pendant lesquels le différentiel de prix en heures creuses était favorable à l'importation.



Source : RTE - Analyse : CRE

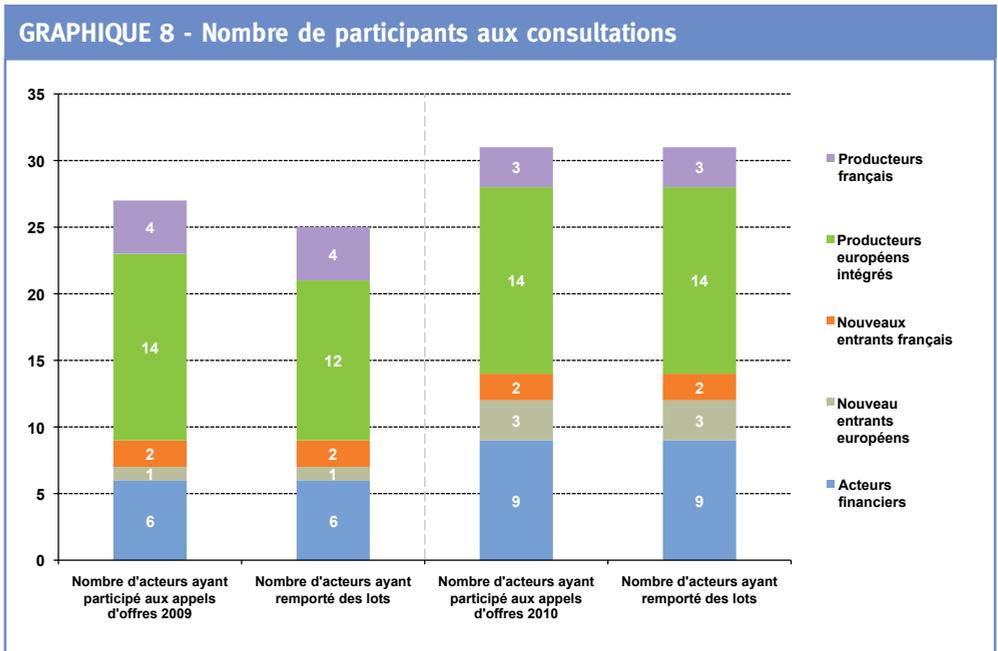
### 1.3. Le volume des pertes achetées par les gestionnaires de réseau est resté stable d'une année sur l'autre

Le transport et la distribution d'électricité génèrent des pertes d'énergie. En conséquence, les transporteurs et les distributeurs, pour acheminer l'électricité, doivent acheter un volume représentant le montant des pertes.

Les achats par les gestionnaires de réseaux RTE et ERDF, nécessaires à la compensation

de leurs pertes, représentent 33 TWh en 2010. Ce chiffre est constant par rapport au niveau de 2009. Au premier semestre 2011, ces achats ont reculé de 2,4 TWh par rapport à la même période en 2010.

Les achats de pertes sont opérés au cours de consultations organisées plusieurs fois par mois par les gestionnaires de réseaux. En 2010, 121 appels d'offres ont été organisés par les deux gestionnaires de réseau ; 85 ont été organisés au premier semestre 2011. Pour comparaison, 105 appels d'offres avaient été organisés



Sources : RTE, ERDF - Analyse : CRE

en 2009. Le graphique 8 illustre le nombre de participants à ces consultations.

Aux cours des appels d'offres de 2010 et du premier semestre 2011, les gestionnaires de réseaux ont acheté des produits recouvrant différents horizons de livraison. Les échéances regroupent des livraisons mensuelles (de M+1 à M+22), trimestrielles (de T+1 à T+5), et annuelles (de Y+1 à Y+4).

RTE et ERDF opèrent différemment pour couvrir leurs besoins en pertes. ERDF achète la totalité de ses besoins en produits annuels, puis échange des produits d'une période sur une autre pour ajuster ses achats d'énergie à sa courbe de charge. RTE reconstitue sa courbe à partir de produits annuels, puis trimestriels et mensuels. Les deux gestionnaires de réseaux activent des options et des débits en J-2 pour ajuster leurs achats à leurs besoins. Depuis le début de l'année 2009, RTE couvre également une partie de ses besoins sur EPEX Spot en day-ahead et sur EPD depuis juin 2010.

#### 1.4. La concentration sur les enchères de capacité VPP (« virtual power plant ») reste modérée, mais est en augmentation

Depuis 2001, EDF offre l'accès à 5 400 MW de capacité de production située en France au cours d'enchères trimestrielles, 4 400 MW sous forme de produits base et 1 000 MW sous forme de produits pointe. Les produits base, dont le prix d'exercice est faible par rapport au prix de marché, sont assimilables à des produits fermes. Les produits pointe, dont le prix d'exercice est plus élevé, conservent en revanche un caractère optionnel marqué.

Au cours de ces enchères, les produits les plus achetés sont dans l'ordre les produits base de maturité 12, 6, 3, et 24 mois. Le graphique 9 résume les maturités des produits vendus au cours des enchères de 2010 et du premier semestre 2011, et les prix d'exercices des produits optionnels achetés.

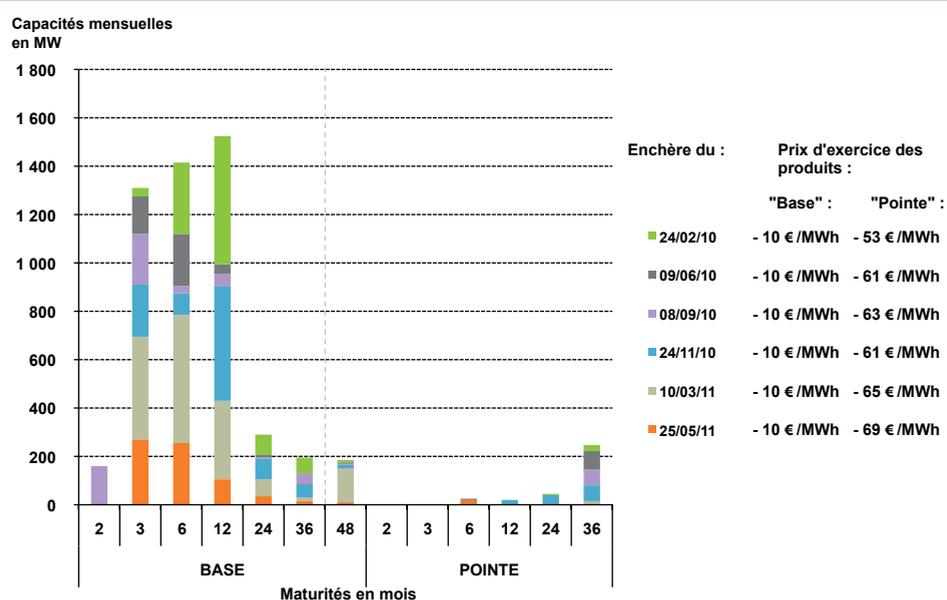
L'analyse des capacités VPP détenues, pour un mois de livraison donné, par chacun des acteurs permet de conclure à une concentration modérée de ce marché (graphique 10). Ainsi, de janvier 2010 à juin 2011 la part de marché de l'acteur dominant n'a jamais excédé 23 % pour le produit de base et 26 % pour le produit de pointe. Par ailleurs, les indices HHI mensuels maximum enregistrés au cours de cette période sont de 1465 pour le produit de pointe et de 901 pour le produit de base, ce qui témoigne là encore de l'acceptable ouverture de ce segment de marché. Ces valeurs sont toutefois en hausse par rapport à 2009.

Les produits base ont un prix d'exercice faible : 10 €/MWh aux enchères tenues en 2010 et au premier semestre 2011. Les prix day-ahead en France ont été supérieurs à 10 €/MWh pen-

dant 99,4 % des heures en 2010 et au premier semestre 2011. De ce fait, la valeur d'optionnalité de ces produits n'est que rarement exercée et l'on s'attend à ce qu'ils soient adjugés à un prix très proche de celui des prix à terme de maturités correspondantes. L'analyse de l'écart entre les prix d'adjudication et les prix de marché confirme ce constat (graphique 11), l'écart entre la valeur d'adjudication et les prix à terme s'élevant en moyenne à seulement -0,004 % avec un écart type de 1,3 %.

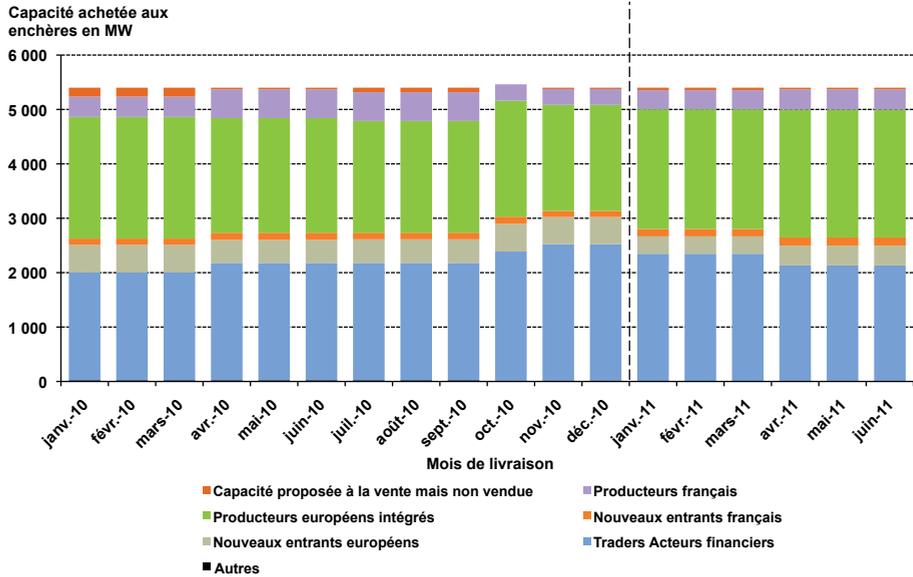
Les produits pointe ont eu un prix d'exercice élevé : entre 53 et 63 €/MWh aux enchères de 2010, 65 et 69 €/MWh aux enchères du premier semestre 2011. La valeur de ces produits était fortement liée au niveau et à la volatilité anticipée sur les prix day-ahead.

**GRAPHIQUE 9 - Maturité des produits vendus aux enchères**



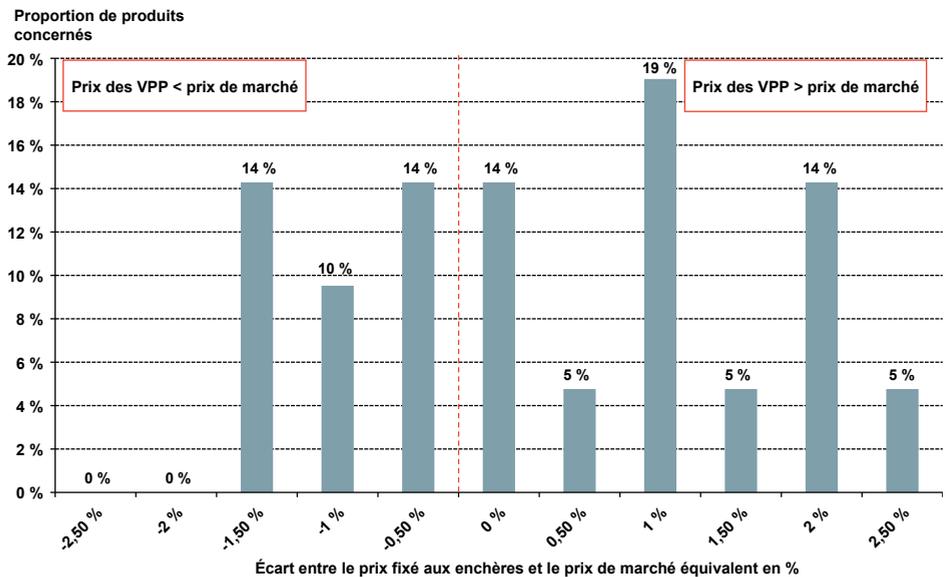
Source : EDF - Analyse : CRE

**GRAPHIQUE 10 - Capacités mensuelles achetées aux enchères pour livraison en 2010 et au premier semestre 2011**



Source : EDF - Analyse : CRE

**GRAPHIQUE 11 - Écart entre le prix d'adjudication des VPP base et les prix des produits équivalents cotés sur EPD France**



Sources : EDF, EPD - Analyse : CRE

## 2. LES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

L'évolution des prix de l'électricité sur le marché spot de janvier 2010 à juin 2011 est à analyser dans le contexte de rebond de l'activité économique en 2010.

**L'augmentation conséquente de la demande en énergie et le renchérissement des matières premières sont les facteurs déterminants quant au niveau de prix de l'électricité sur cette période.**

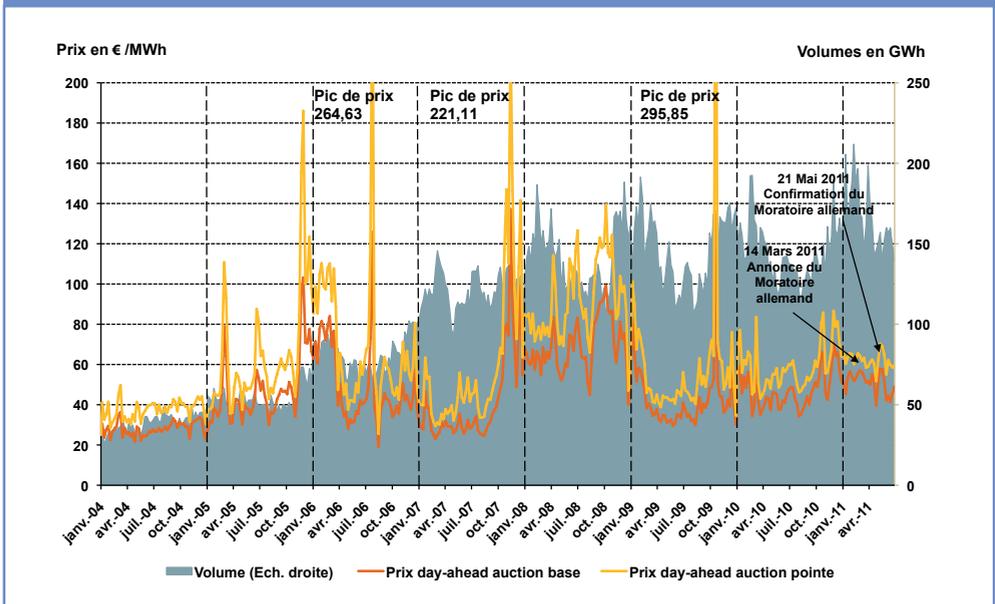
Le marché de l'électricité a également été marqué par les conséquences de l'accident nucléaire de Fukushima. Le gouvernement allemand a décidé, le 14 mars 2011, de suspendre pour 3 mois l'accord prolongeant la durée de vie des centrales nucléaires en Allemagne. Le lendemain, la Chancelière allemande annonçait l'arrêt de sept réacteurs nucléaires (dont deux étaient déjà en maintenance), diminuant

la disponibilité du parc allemand de 5,3 GW. Le 21 mai 2011, le gouvernement allemand a décidé de rendre cette décision définitive et de l'assortir d'un arrêt progressif de l'activité des autres tranches nucléaires d'ici 2022. Cette décision a eu un impact sur les prix européens de l'énergie et notamment de l'électricité, à la fois sur le marché spot et sur le marché des produits futures.

### 2.1 Des prix spots français cohérents avec les fondamentaux et des pics de prix plus modérés que par le passé

L'année 2010 enregistre un prix moyen de l'électricité en base de 47,5 €/MWh, soit près de 4,5 €/MWh de plus par rapport à 2009 (43,0 €/MWh). En pointe, les écarts sont plus

**GRAPHIQUE 12 - Évolution des prix spot en France (moyennes hebdomadaires prix et volumes)**



Source: EPEX Spot

réduits, le prix moyen du mégawattheure s'élevant à 59,0 € contre 58,2 € en 2009.

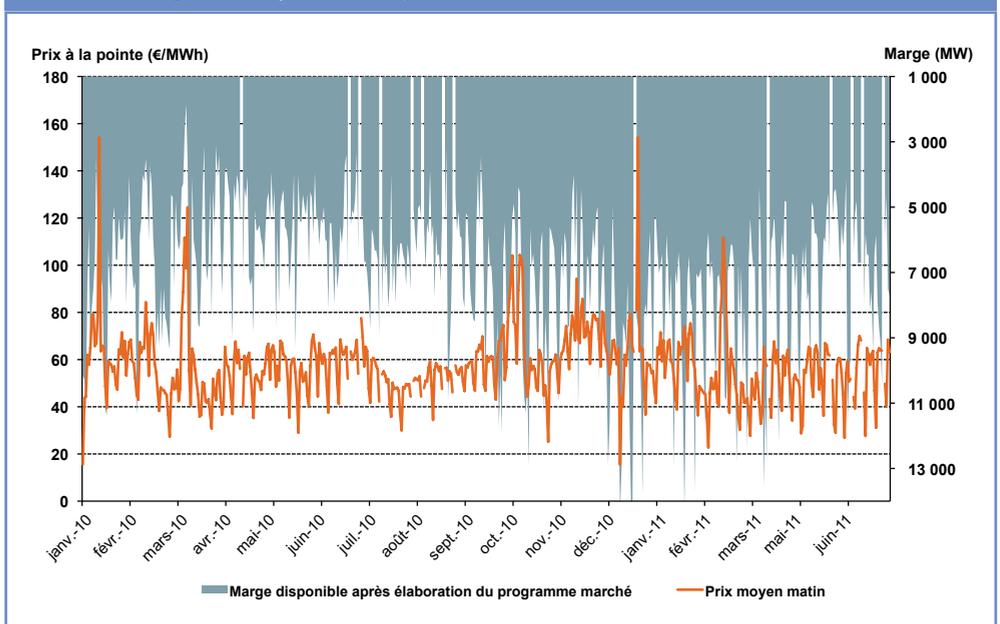
Sur le premier semestre 2011, les prix base et pointe affichent respectivement une moyenne de 51,0 €/MWh et de 60,0 €/MWh, soit des niveaux comparables à la moyenne de l'année 2010.

**La formation des prix spot horaires dépend fortement de la marge du système, c'est-à-dire du différentiel entre la capacité de production disponible et la consommation.** On constate que les prix suivent une tendance à la hausse lorsque la marge se réduit, notamment lorsque cette dernière est inférieure à 10 000 MW : en effet, plus de 10 % des prix sont alors supérieurs ou égaux à 100 €/MWh. Lorsque la marge entre capacité de production et consommation prévisionnelle est importante, seuls les moyens de production les moins coûteux sont appelés, d'où un coût marginal du système, et donc un prix spot,

faible. À l'inverse, en cas de tension du système électrique, les moyens de production de pointe plus onéreux sont appelés, ce qui a un impact sur le prix issu de l'enchère quotidienne. Sur 2010 et le premier semestre 2011, la disponibilité du parc nucléaire a été en constante amélioration, permettant ainsi d'augmenter les marges disponibles par rapport à 2009. Les périodes de tensions sur le réseau ont donc été beaucoup moins fréquentes.

**RTE publie pour chaque jour le niveau de marge du système électrique français pour les pointes du matin et du soir** (dont les heures sont variables d'un jour à l'autre). La comparaison de ces marges au prix spot moyen constaté lors de ces heures de pointe permet de mettre en évidence le lien attendu entre le niveau de tension du système électrique français et les prix fixés lors de l'enchère quotidienne (graphique 13).

GRAPHIQUE 13 - Prix spot et marge RTE



Sources : RTE, EPEX Spot

Depuis juillet 2009, RTE publie également sur son site internet les disponibilités constatées (a posteriori) pour les unités de production de puissance supérieure à 20 MW (parc de référence RTE). Cette nouvelle donnée permet de calculer à une maille horaire la marge du système électrique français hors installations de production de moins de 20 MW définie comme la disponibilité totale constatée du parc de référence RTE diminuée de la consommation réalisée pour une heure donnée. Contrairement à la marge à la pointe calculée par RTE et dont il était question précédemment, cet indicateur ne tient pas compte de l'électricité échangée aux frontières, ni d'une partie du parc. Seules ses variations sont donc significatives. On s'attend à une corrélation négative avec le prix spot. Celle-ci est mise en évidence par le graphique 14 dont chacun des points représente un couple marge du système / prix spot. Enfin, comme à la maille journalière, les fluctuations

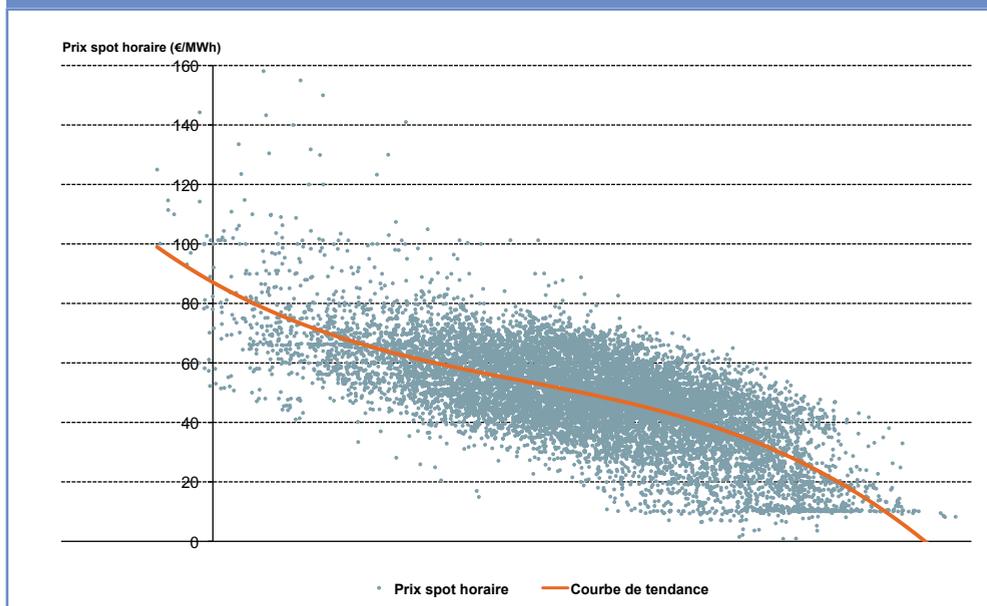
des prix spot horaires suivent également dans l'ensemble celles des indicateurs de marge (graphique 14). Ainsi, on constate au cours des périodes analysées (2010 et le premier semestre 2011) que lorsque l'indicateur de marge horaire augmente (resp. diminue), le prix spot correspondant diminue (resp. augmente) dans 85 % des cas (graphique 15). En 2009, ce taux était de 69 %.

- *L'année 2010 a été marquée par des pics de prix spot relativement faibles*

#### Le pic de prix du 12 janvier 2010

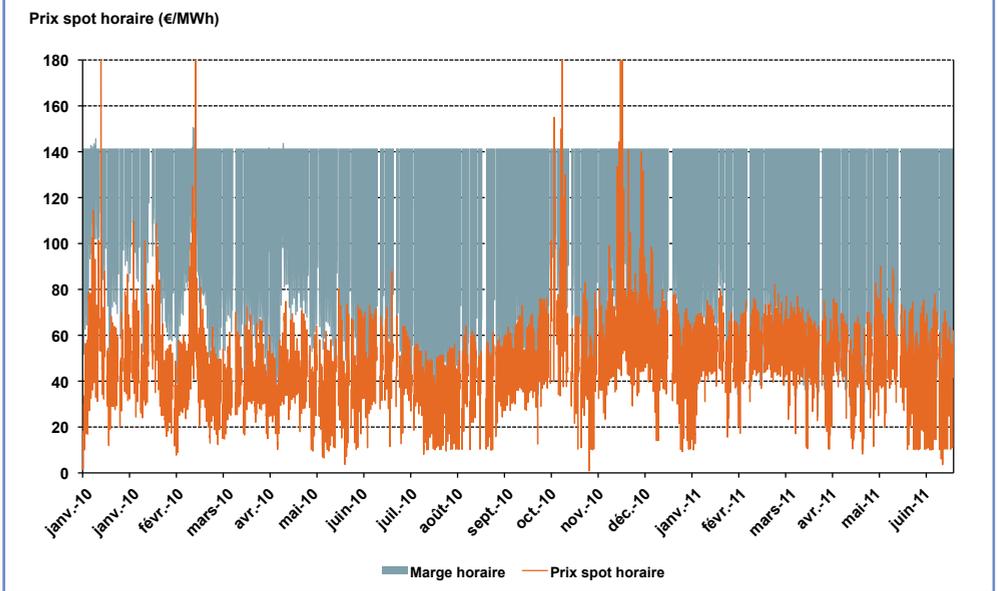
Au cours du mois de janvier 2010, un pic de prix horaire est survenu pour le fixage du 12 janvier sur EPEX Spot. Cet épisode, mentionné dans le précédent rapport de surveillance de la CRE, a nécessité le déclenchement d'une procédure

**GRAPHIQUE 14 - Prix spot et marge horaire du système électrique français**



Sources : Producteurs - Analyse : CRE

GRAPHIQUE 15 - Prix spot et marge horaire



Sources : Producteurs - Analyse : CRE

RFQ, qui s'est soldée par des prix de 196 €/MWh pour l'heure 10 et 180 €/MWh pour l'heure 11. Les prix base et pointe ont été respectivement portés à 86,6 €/MWh et 108,5 €/MWh.

Cet événement avait amené la CRE à échanger avec EDF sur l'inclusion d'effacements dans ses offres sur le marché. EDF avait indiqué à la CRE qu'une partie des effacements représentant plus de 3 000 MW était déjà systématiquement proposée au marché et avait informé la CRE que cette pratique allait être étendue aux effacements EJP (« effacement jour de pointe ») Nord et à certains effacements industriels, comme précisé dans le précédent rapport de surveillance.

EDF a depuis confirmé à la CRE que les effacements EJP Nord sont désormais pris en compte, de façon systématique dans ses offres faites sur

le marché. EDF a également justifié la non prise en compte systématisée d'autres volumes correspondant à des effacements. Certains doivent en effet demeurer disponibles pour une éventuelle activation par RTE. Dans le cas de certains effacements industriels, EDF indique que l'hétérogénéité de leurs modalités d'activation ne permet pas de les offrir en toutes circonstances sur le marché.

La CRE considère que ces mesures opérationnelles apportent une évolution favorable au fonctionnement du marché de gros français de l'électricité et a pu constater l'intégration de ces offres supplémentaires sur le marché.

#### Le pic de prix du 12 mars 2010 reflète une tension sur l'équilibre offre-demande

Le 12 mars 2010, le prix spot horaire sur l'heure 9 a atteint un niveau de 240,7 €/MWh. Le prix base

a pour la même journée été de 79,4 €/MWh. Ce pic de prix est survenu dans un contexte de forte consommation liée à des températures particulièrement basses pour la saison, à l'heure où la consommation a été la plus élevée ce jour-là. La contrainte sur la demande s'est conjuguée avec une raréfaction de l'offre liée à une faible disponibilité des moyens thermiques et à une indisponibilité fortuite de plusieurs installations de production.

### **Des pics de prix d'amplitude modérée à l'automne 2010**

Au cours du mois d'octobre 2010, quelques pics de prix d'amplitude modérée sont survenus sur des journées, pouvant atteindre jusqu'à 212 €/MWh :

- le 21 octobre, les heures 9 et 10 ont enregistré des prix respectifs de 155 et 130 €/MWh ;
- le 25 octobre, l'heure 19 a atteint 150 €/MWh ;
- le 26 octobre, les heures 8 et 9 dépassaient 109 €/MWh tandis que l'heure 19 atteignait 212 €/MWh ;
- le 27 octobre, l'heure 9 a atteint 120 €/MWh ;
- le 28 octobre, l'heure 9 a atteint 130 €/MWh.

Ces épisodes et les données transactionnelles associées font l'objet d'un examen systématique, afin de vérifier la cohérence de telles occurrences avec les fondamentaux du système électrique français : consommation, disponibilité du parc, flux aux interconnexions.

Il ressort que cette période se caractérisait par un système électrique tendu, dans un contexte de grève et de consommation importante. En perspective avec les prix dans les pays frontaliers et aux heures concernées, l'utilisation des interconnexions est jugée cohérente et globalement satisfaisante. Par ailleurs, les analyses des parts de marchés et des carnets d'ordre n'ont pas révélé d'anomalie.

### **Le pic de prix le plus important est survenu en décembre 2010, à une heure de consommation importante**

Le 2 décembre 2010, l'heure 18 a enregistré un prix de 252 €/MWh, soit le prix horaire le plus élevé de l'année. Concernant les heures 17 et 19, les prix étaient respectivement de 115 €/MWh et 106 €/MWh. Ces prix survenus aux heures de pointes caractérisent un système tendu, sur des journées où la consommation était importante. Ainsi, la consommation au 2 décembre fut de 1998 GWh, soit la 8<sup>e</sup> plus forte sur l'année. Sur l'heure 18, la puissance appelée approchait 91 GW.

On peut enfin signaler un pic de prix survenu en Belgique sans impact sur les prix français (encadré 1).

- *Couplage de marché et moratoire sur le nucléaire allemand ont impacté les évolutions des prix spots français et allemands*

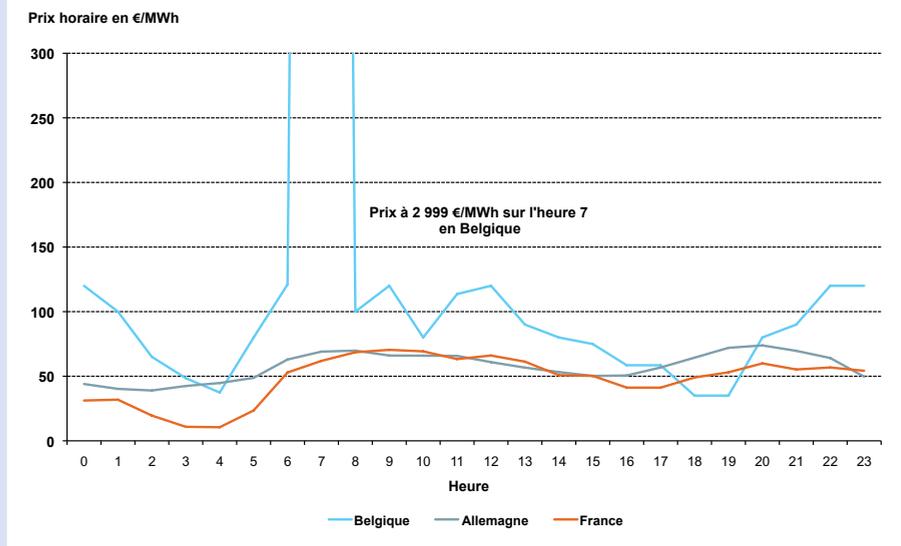
Le couplage trilatéral TLC (France - Belgique - Pays-Bas) existe depuis le 21 novembre 2006, et a été étendu à l'Allemagne le 9 novembre 2010. Le taux de convergence des prix horaires entre la France et l'Allemagne <sup>(9)</sup> s'établit à 65 % depuis le couplage. Sur la même période une année auparavant (9 novembre 2009 - 30 juin 2010), le taux de convergence n'était que de 1 %. Le taux de convergence avec la Belgique est de 86 % en 2010 et dépasse les 98 % sur le premier semestre 2011. Avec les autres pays frontaliers de la France et non couplés avec elle (Suisse, Royaume-Uni, Italie et Espagne), une convergence horaire n'intervient que rarement (de l'ordre de 1 % du temps).

(9) Défini comme le pourcentage des heures pour lesquelles le différentiel absolu des prix est inférieur à 0,05 €/MWh.

### ENCADRÉ 1 - Découplage des marchés du 27 mars pour la journée du 28 mars 2011

Le dimanche 27 mars, un incident technique, lié au passage à l'heure d'été, a entraîné du retard dans la publication des résultats des enchères pour le lendemain. Devant l'impossibilité de publier les prix avant l'heure limite (14 h), la décision de découpler les marchés CWE a été prise. Si ce découplage n'a eu aucun effet particulier sur les prix allemand et français, le prix a atteint le plafond de 2 999 €/MWh sur le marché belge pour l'heure 7. Le prix est ensuite revenu à des niveaux similaires à ceux des autres marchés : le prix de base pour le lundi 28 mars en Belgique s'établit à 206 €/MWh.

#### GRAPHIQUE 16 - Prix spot horaires pour le 28 mars 2011

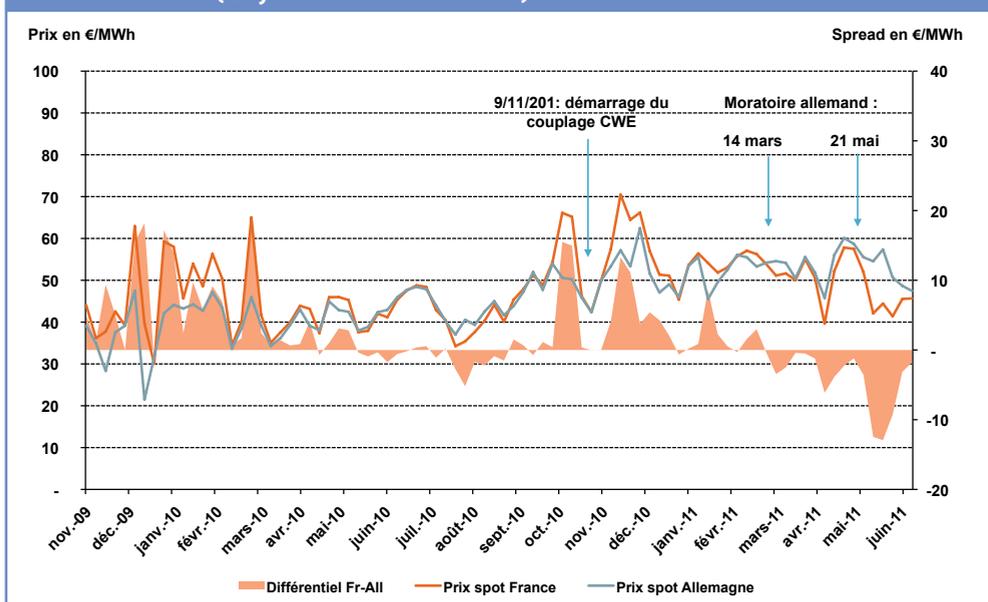


Sources : EPEX Spot France / Allemagne, Belpex - Analyse : CRE

**L'annonce du moratoire sur le nucléaire allemand, le 14 mars 2011, a eu un impact sur les marchés spot français et allemand.** À partir de mi-mars, le spread de prix spot France-Allemagne change en effet de signe, le cours de l'électricité en Allemagne devenant plus cher qu'en France. Cependant, c'est à partir de la confirmation du moratoire, le 21 mai 2011, que ce spread prend des valeurs importantes, témoi-

gnant d'une capacité d'interconnexion devenue insuffisante entre la France et l'Allemagne, pour faire converger les prix (graphique 17). Au total, le prix spot français a été inférieur au prix spot allemand de 1,8 €/MWh en moyenne sur le premier semestre 2011, avec un écart qui a pu dépasser les 10 €/MWh sur certaines semaines. En 2010, le prix spot français était en moyenne 3 €/MWh plus cher que le prix spot allemand.

**GRAPHIQUE 17 - Prix spot et différentiel France - Allemagne (moyennes hebdomadaires)**



Source: EPEX Spot

En matière de taux de convergence, l'annonce du moratoire sur le nucléaire Allemand a eu un effet non négligeable, comme le montre le graphique 18. Sur la période précédant le 14 mars 2011, le taux de convergence s'établit à près de 76 %, contre 63 % après cette date. Si l'on considère la confirmation du moratoire au 21/05, le taux après cette date se dégrade encore plus, tombant à 49 %. Cette diminution peut être attribuée aux conditions climatiques très douces en France : elles ont conduit à des prix spot très bas aux heures creuses, où les filières de base étaient marginales et saturaient la consommation française et les capacités d'export tandis que les prix spot allemands aux mêmes heures semblaient fixés par des moyens thermiques conventionnels, aux coûts plus élevés.

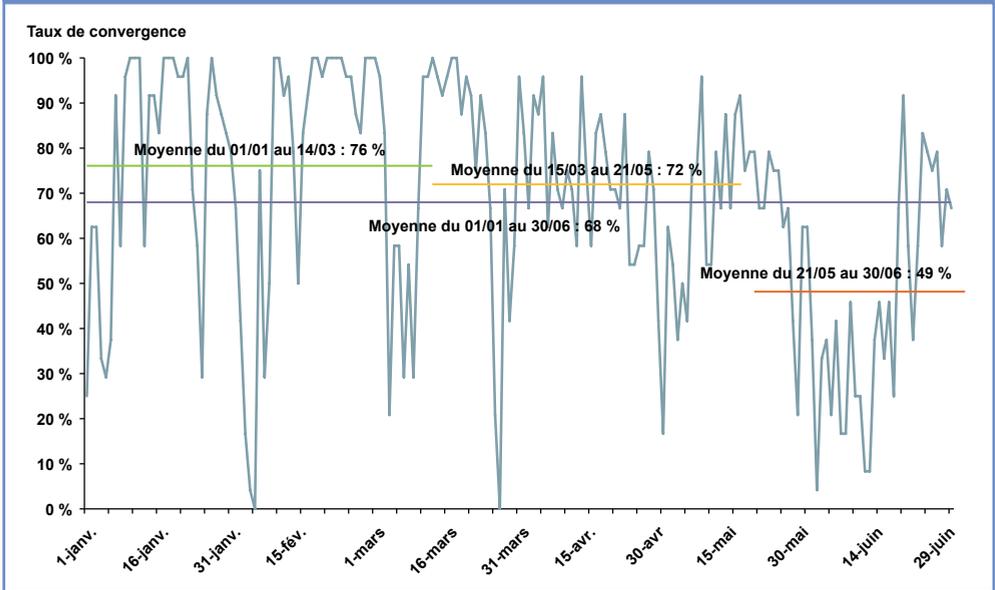
Le graphique 19 montre en effet que cette perte de convergence n'est pas uniforme sur une journée : elle s'est surtout produite aux dépens des heures du matin (avant 10 h) et de l'après-midi (entre 15 h et 21 h). Comme le montrent

les courbes des taux de convergence pour les périodes du 14 mars-21 mai et après le 21 mai, les heures de milieu de journée (10 à 14) et de fin de journée (22 à 24) ont conservé des taux de convergence relativement bons vis-à-vis de ceux du premier trimestre 2011. Ce phénomène peut être attribué aux différences des parcs de production allemand et français : les moyens de production marginaux sur ces heures du matin et de l'après-midi ont été différents, la disponibilité nucléaire française ayant été très bonne au printemps, tandis que le moratoire sur le nucléaire en Allemagne a retiré du réseau plus de 5 GW de capacité nucléaire outre-Rhin.

## **2.2. Les prix à terme de l'électricité ont augmenté moins vite que les combustibles fossiles en 2010**

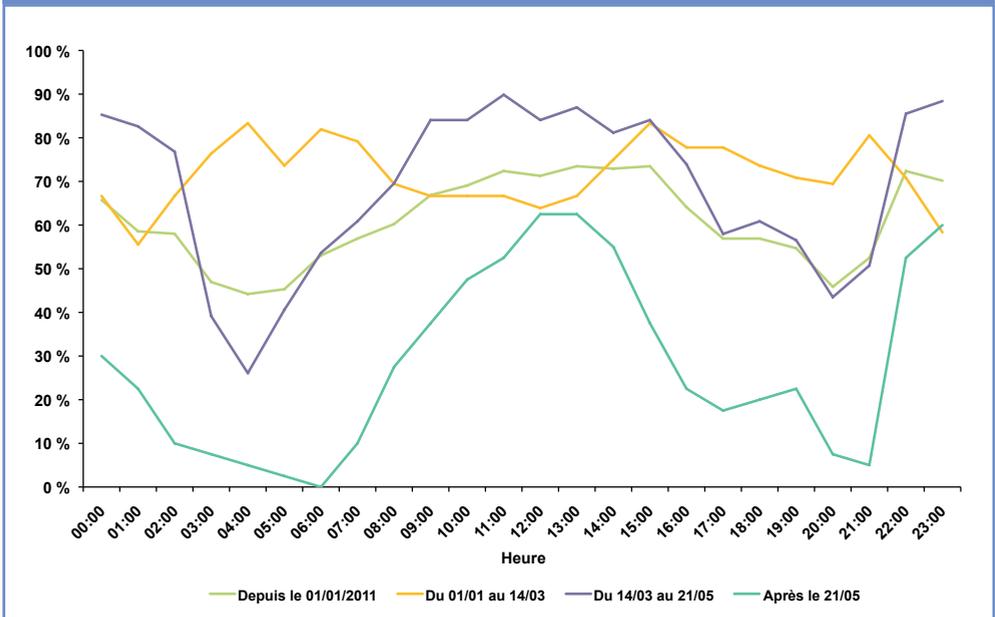
En 2010, le niveau de prix des produits à terme sur le marché EEX Power Derivatives a peu varié par rapport à 2009. Les produits

**GRAPHIQUE 18 - Taux de convergence journalière des prix horaires France - Allemagne**



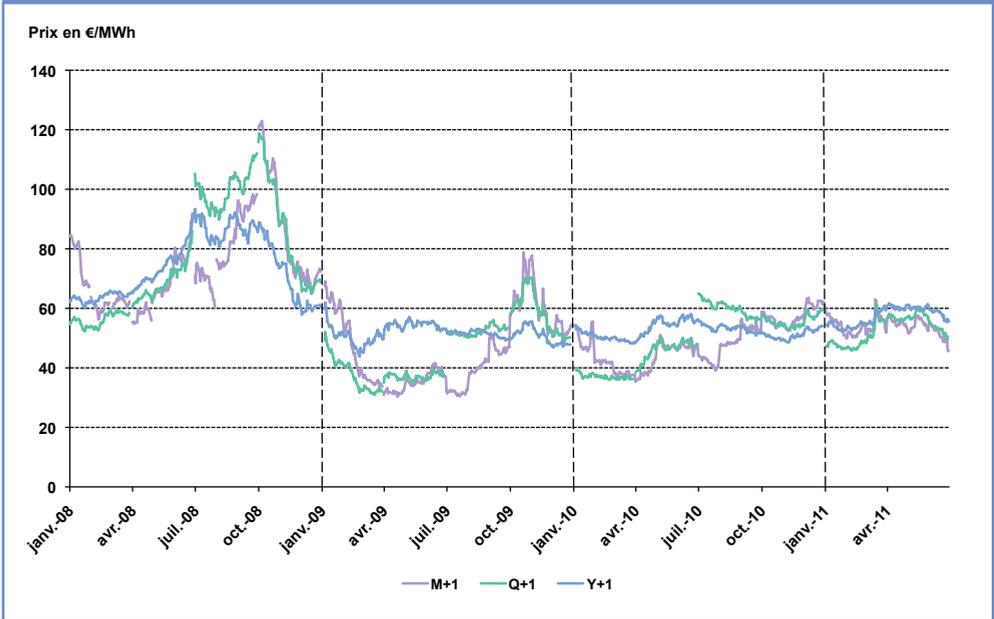
Source : EPEX Spot

**GRAPHIQUE 19 - Taux de convergence moyens par heure sur le 1<sup>er</sup> semestre 2011**



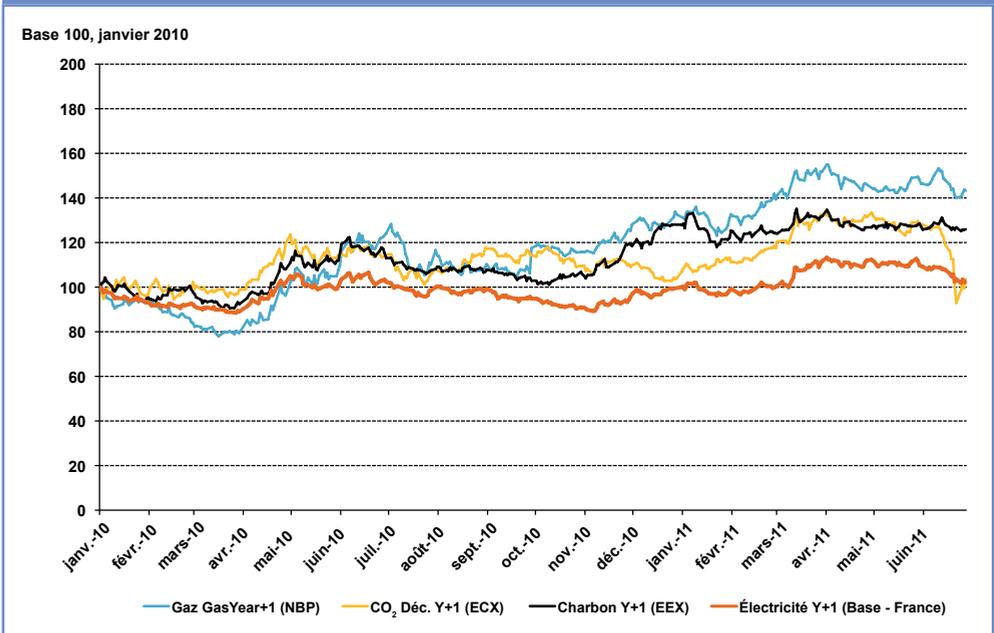
Source : EPEX Spot

## GRAPHIQUE 20 - Prix des produits à terme - France



Source : EEX Power Derivatives

## GRAPHIQUE 21 - Prix des combustibles et de l'électricité - Base 100 janvier 2010



Sources : EPD, ECX, Heren

calendaires Y+1 ont été stables sur toute l'année, avec une moyenne de 52,4 €/MWh contre 51,7 €/MWh en 2009. Les produits à terme mensuels et trimestriels (qui présentent une saisonnalité) ont également été plus stables que l'année précédente. Tout comme le produit Y+1, les produits mensuels M+1 et trimestriels Q+1 ont augmenté en moyenne par rapport à 2009, se fixant respectivement à 48,3 €/MWh (+2,4 €/MWh) et 50,0 €/MWh (+3,3 €/MWh).

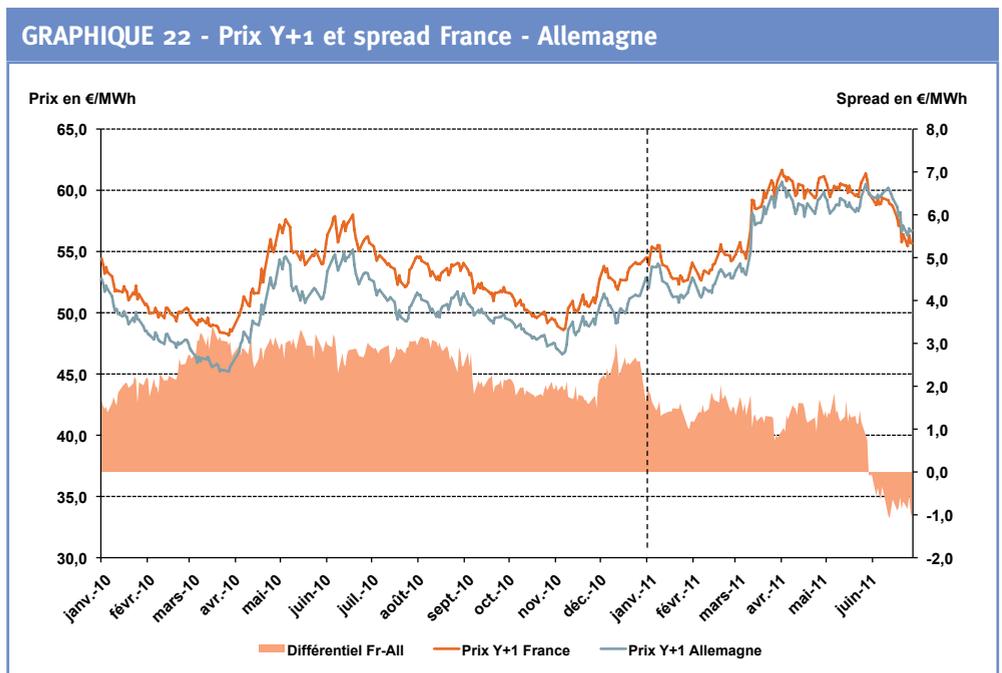
Sur le premier semestre 2011, ces moyennes ont augmenté : la cotation moyenne du produit Y+1 est de 57,3 €/MWh, et celles des produits saisonniers M+1 et Q+1 s'établissent respectivement à 53,9 €/MWh et 52,7 €/MWh.

La mise en regard de l'évolution du prix du produit Y+1 électricité et des cours des combustibles fossiles (graphique 21) montre que le prix de l'électricité est resté plus stable que ceux

des combustibles et, en particulier, du gaz et du charbon.

- *Inversion du spread de prix à 1 an entre la France et l'Allemagne depuis l'annonce du moratoire sur le nucléaire*

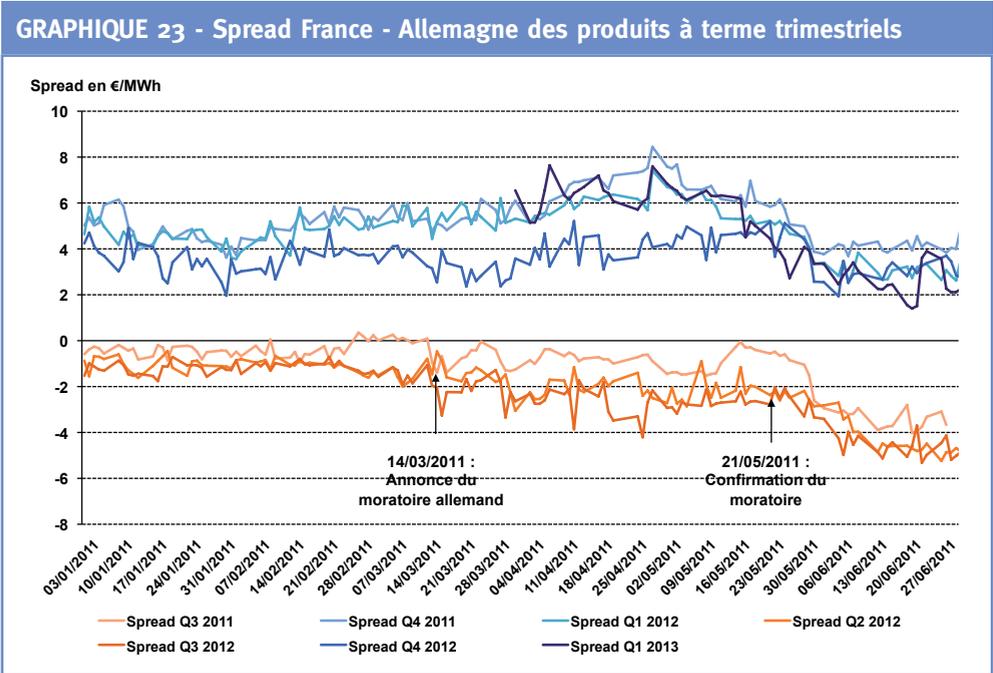
La réduction du spread entre la France et l'Allemagne au début du premier semestre 2011 (graphique 22) peut être reliée aux anticipations vis-à-vis du récent couplage des marchés spot français et allemand. Son inversion début juin, (France moins chère) marque toutefois une modification structurelle et peut être attribuée au moratoire allemand sur le nucléaire. Le graphique 22 montre en effet la nette augmentation du prix des produits à termes base Y+1 à la mi-mars en France et en Allemagne, ainsi que l'inversion du spread entre ces produits, début juin 2011, à la suite de la confirmation le 21 mai 2011 de l'arrêt progressif des centrales nucléaires en Allemagne d'ici 2022.



Source : EEX Power Derivatives

Les effets du moratoire sur les prix à terme peuvent également être appréhendés sur les produits trimestriels, ces derniers rendant également compte de la thermosensibilité de la consommation électrique française. Ainsi, le graphique 23 montre que les spread de prix des produits trimestriels Q1 et Q4 (trimestres d'hiver) sont habituellement positifs (France plus chère), tandis que ceux des produits trimestriels Q2 et Q3 (trimestres d'été) sont habituellement négatifs (France moins chère). L'évolution des spreads depuis le début de l'année 2011 a été marquée par l'annonce

et la confirmation du moratoire sur le nucléaire allemand. Sur le 1<sup>er</sup> semestre 2011, les spreads de prix pour les produits Q4 et Q1, où la France est plus chère, ont perdu entre 0,5 et 3,4 €/MWh en moyenne après le 21 mai 2011. De même sur le 1<sup>er</sup> semestre 2011, concernant les différentiels de prix des produits Q2 et Q3, où la France est moins chère, on constate des écarts à la baisse entre 2 et 3,4 €/MWh en moyenne, entre les périodes avant et après le 21 mai. Ces variations mettent également en évidence un renchérissement des prix allemands par rapport aux prix français.



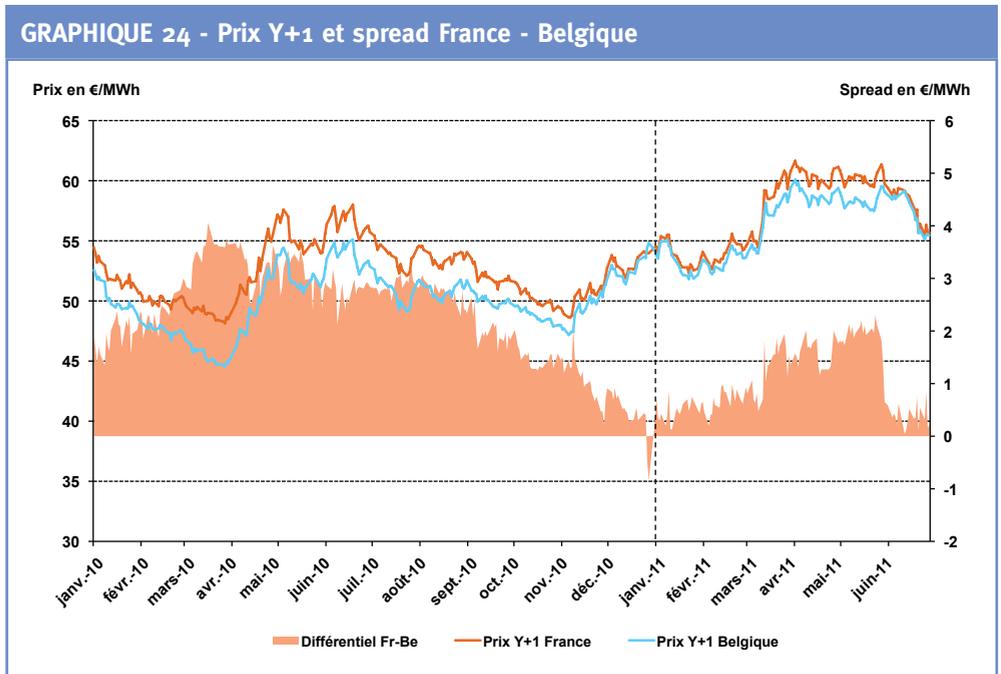
Source : EEX Power Derivatives

**Malgré le couplage de marché en place depuis plusieurs années entre la France, la Belgique et les Pays-Bas, des spreads subsistent sur les prix à terme**

Le spread entre les produits calendaires Y+1 base en France et en Belgique (graphique 24) a été élevé sur toute l'année 2010, avec une baisse notable sur les deux derniers mois : tandis que le produit calendaire Y+1 en France était côté entre 2 et 3 €/MWh de plus que son équivalent en Belgique, la différence de prix est passée sous la barre du 1 €/MWh. Cet écart de prix a continué

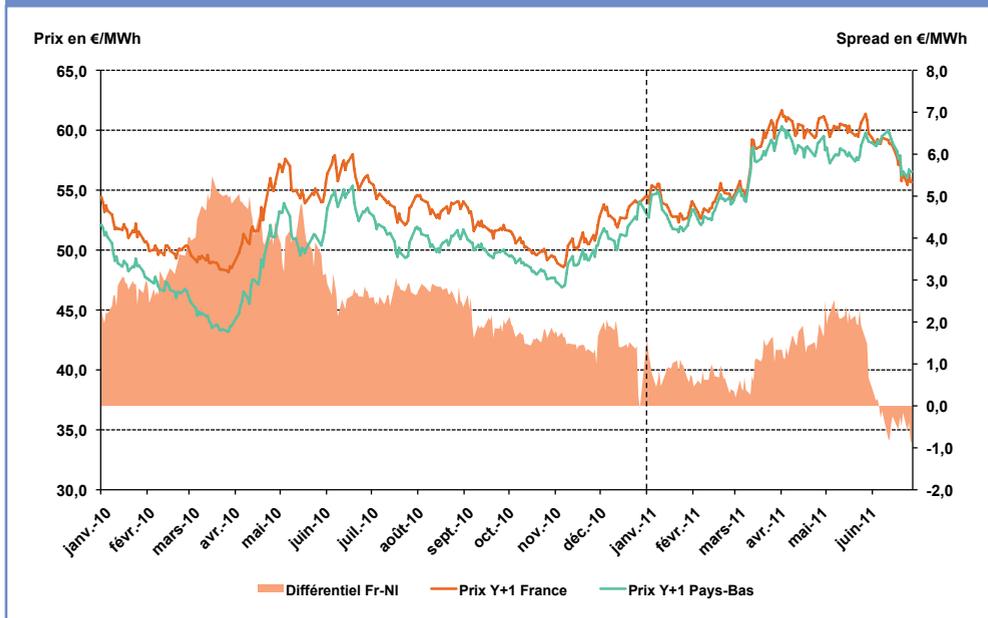
à évoluer dans de faibles valeurs sur le début de 2011, avant de repartir à la hausse à partir de mars. Cette hausse a cependant été très brève, le spread retrouvant un niveau très bas à partir de fin mai 2011.

Entre la France et les Pays-Bas, on peut noter comme pour la Belgique une baisse du différentiel de prix entre les produits calendaires Y+1 (graphique 25), mais également une inversion du spread comme avec l'Allemagne, où le produit à terme français devient moins cher à partir de fin mai / début juin 2011.



Sources : EEX Power Derivatives, APX-ENDEX

GRAPHIQUE 25 - Prix Y+1 et spread France - Pays-Bas



Sources : EEX Power Derivatives, APX-ENDEX

### Repli des spreads entre produits avec la maturité

Sur l'étude des produits calendaires base Y+1, on remarque que le spread France-Allemagne (graphique 26) augmente plus la maturité du produit est proche. On note une légère réduction des spreads fin 2010 (probablement associée au couplage des marchés spot), ainsi qu'une inversion de ces derniers sur le mois de juin 2011, conséquence de la confirmation du moratoire sur le nucléaire allemand.

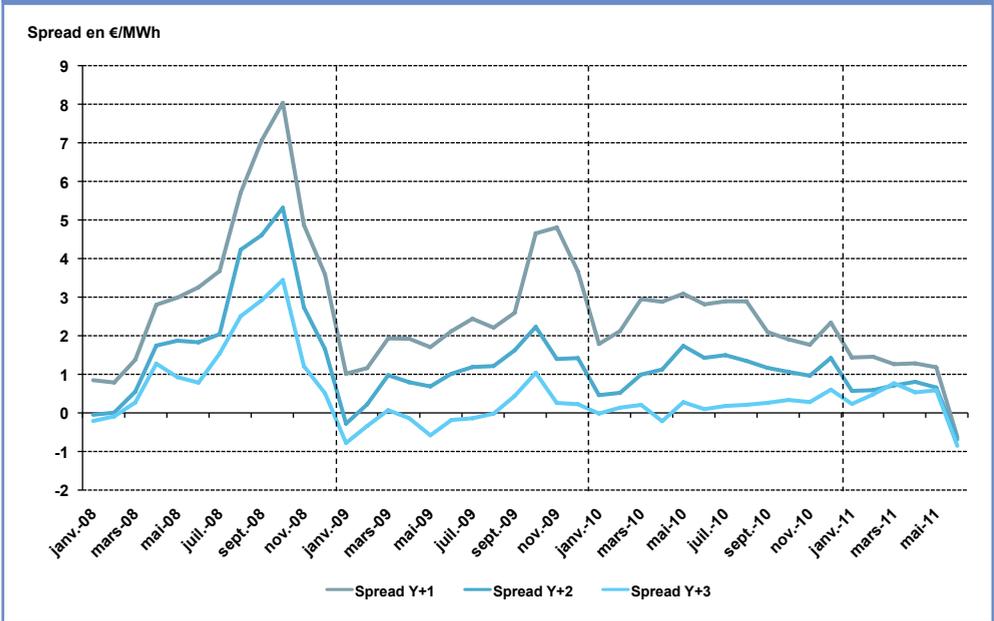
De même concernant la Belgique (graphique 27) et les Pays-Bas (graphique 28), on remarque que plus la maturité est proche, plus le spread tend à être élevé (en valeur absolue).

La présence d'un spread en défaveur de la France, vis-à-vis de ces marchés, avec lesquels

il existe un couplage, peut refléter la présence d'une prime de risque. En effet, les prix sur le marché spot français sont plus volatils, en partie du fait d'une plus forte thermosensibilité de la consommation et d'une liquidité plus faible.

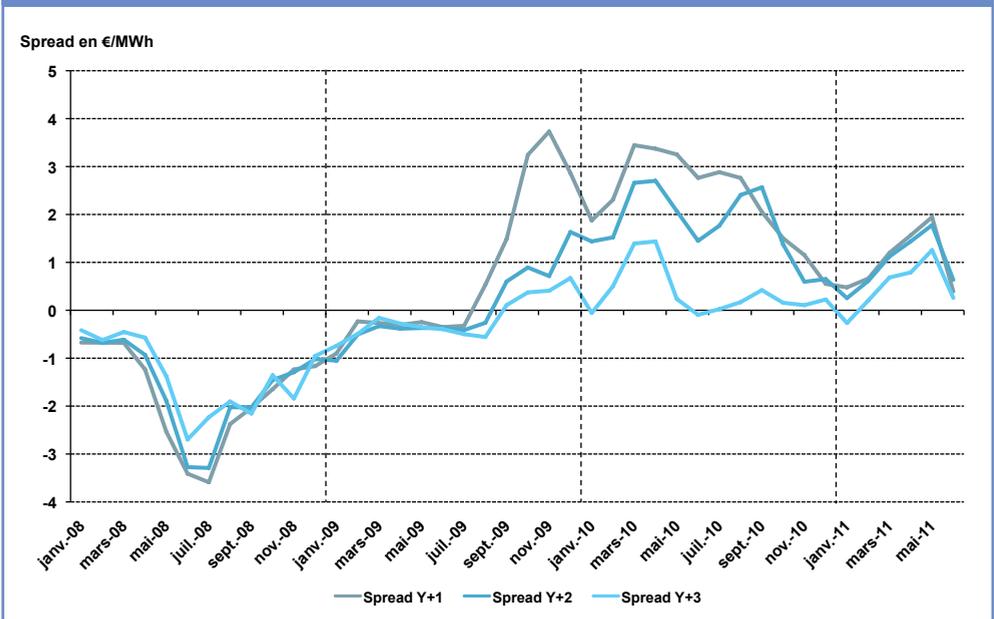
Enfin, on peut relever le redressement du rapport entre les prix des produits calendaires Y+1 pointe et base depuis fin 2010, en France et en Allemagne, après une baisse tendancielle depuis plusieurs années (graphique 29). La tendance à la baisse du ratio pointe/base français, dans le sillage du ratio allemand, est en général attribuée par les observateurs de marché à la part croissante de la production photovoltaïque dans le mix de production allemand.

**GRAPHIQUE 26 - Spreads sur les produits calendaires France - Allemagne (moyennes mensuelles)**



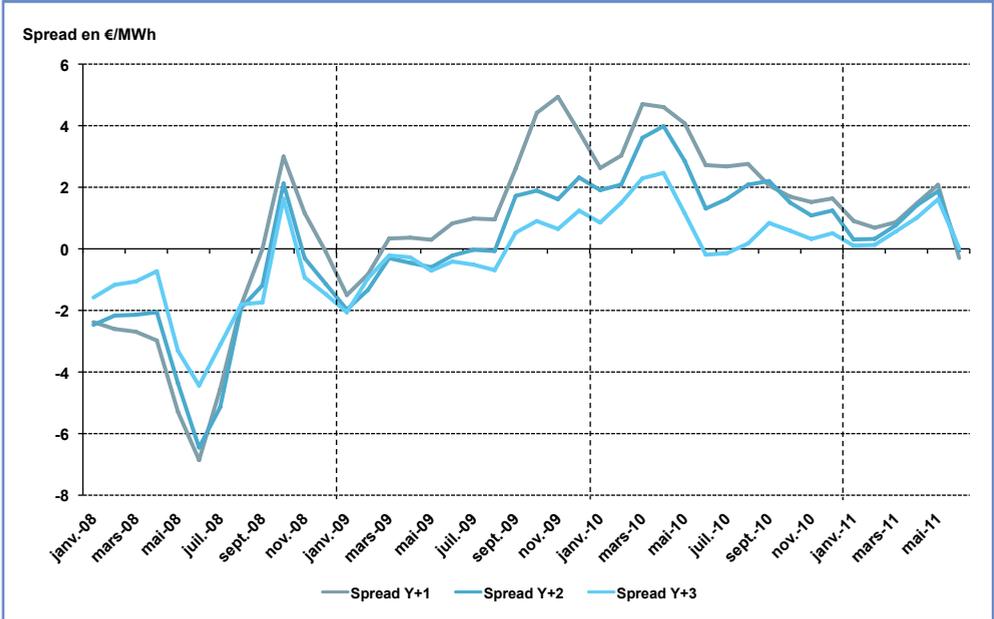
Source: EEX Power Derivatives

**GRAPHIQUE 27 - Spreads sur les produits calendaires France - Belgique (moyennes mensuelles)**



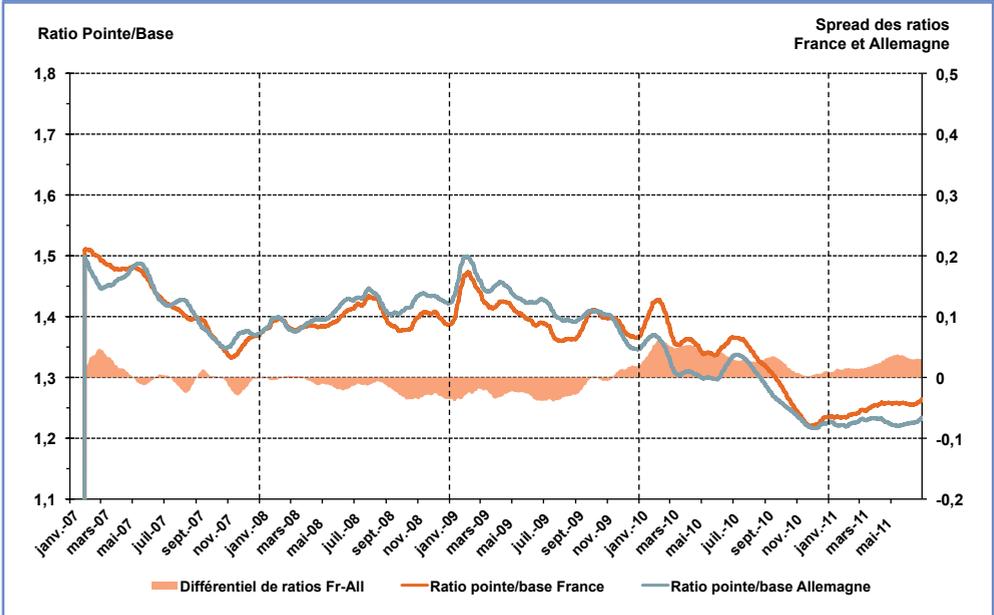
Sources: EEX Power Derivatives, APX-ENDEX

**GRAPHIQUE 28 - Spreads sur les produits calendaires France - Pays-Bas (moyennes mensuelles)**



Sources : EEX Power Derivatives, APX-ENDEX

**GRAPHIQUE 29 - Évolution des ratios pointe/base des produits calendaires Y+1 en France et en Allemagne et spread (moyennes glissantes sur 20 jours)**

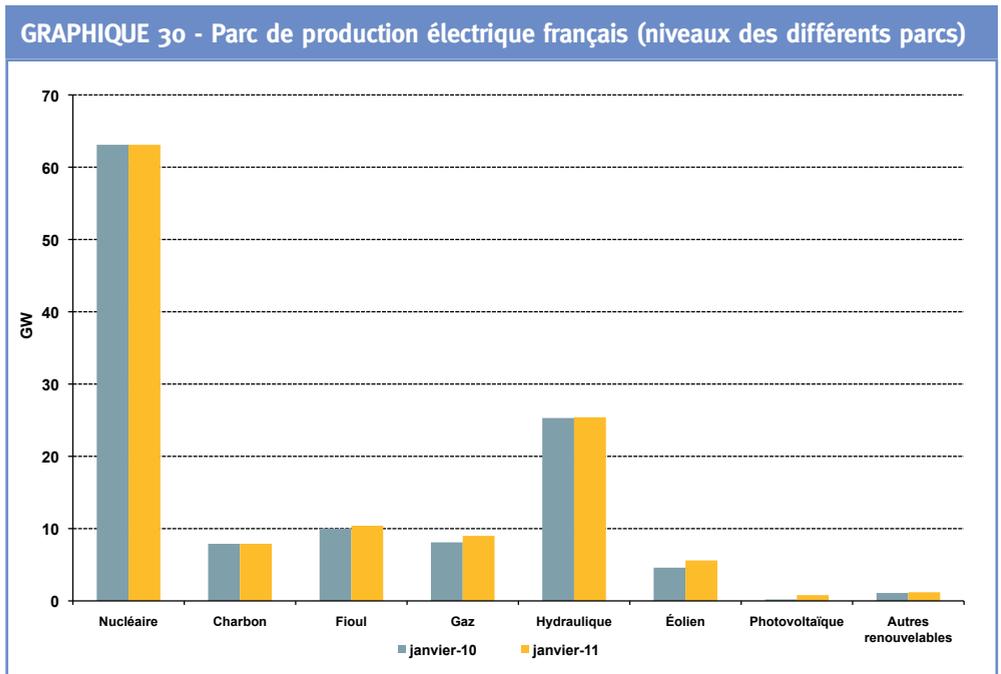


Source : EEX Power Derivatives

### 3. ANALYSE DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE LA TRANSPARENCE DES DONNÉES DE PRODUCTION

Au 1<sup>er</sup> janvier 2011, la puissance électrique installée en France s'élève d'après RTE à 123,5 GW, soit une hausse de 3,1 GW au cours de l'année écoulée. Le graphique 30 donne une répartition de cette puissance totale en fonction des différentes filières de production et son évolution. Sur le réseau de transport, l'augmentation de puissance (1,43 GW) est due principalement au raccordement de deux cycles combinés gaz et de deux turbines à combustion. Le réseau de distribution connaît lui une croissance soutenue des capacités de production renouvelables raccordées, avec plus de 600 MW supplémentaires de photovoltaïque et 950 MW d'éolien.

Si l'on considère uniquement le parc de référence raccordé au réseau de transport, la capacité installée totalise 105 GW, dont près de 63,1 GW pour la seule filière nucléaire qui représente ainsi 60,1 % de ce parc. L'hydraulique en constitue pour sa part 23,1 % dont une courte majorité d'unités de production de type « lac », gérées en fonction des stocks d'eau disponibles dans les lacs de barrages et un solde constitué par les centrales dites « au fil de l'eau » dont la production est dépendante de l'hydraulicité. Le reste des capacités est principalement constitué par le parc de production thermique à flamme qui reste dominé par la production au fioul et au charbon (respectivement 6,9 %



Source : RTE

et 6,6 %), même si la filière gaz (3,2 %) connaît un fort développement avec 900 MW installés en 2010 et autant prévus pour 2011.

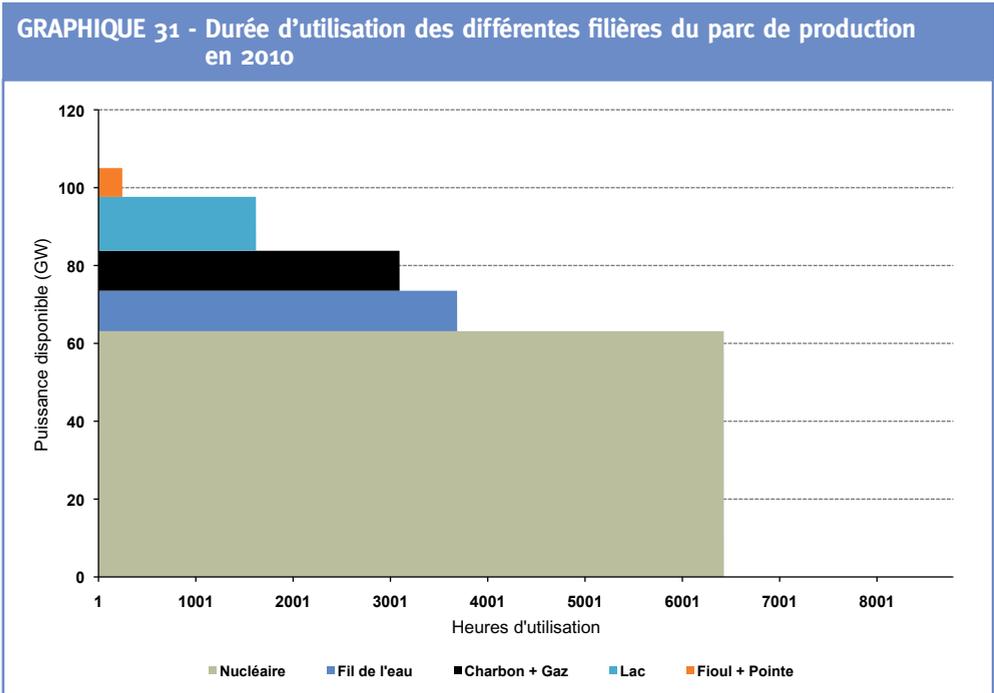
La puissance installée exploitée par le groupe EDF totalise plus de 95 GW soit environ 91 % du parc de référence. Les principaux concurrents du producteur historique français sur le marché de la production d'électricité sont :

- GDF SUEZ qui, à travers la CNR, la SHEM, ses actifs de production et les participations susmentionnées dans le parc nucléaire, détient 5,5 % de la puissance totale du parc de référence ;
- E.On France (la SNET, groupe E.On), qui détient 3 % de la puissance installée.

Ces trois producteurs exploitent au total plus de 99 % de la puissance du parc de référence.

### 3.1. Les taux d'utilisation des différentes filières reflète les niveaux relatifs de coût marginal de production

Le rapport entre production totale d'énergie et puissance installée permet de définir les taux d'utilisation de chaque filière. Ce sont ces taux, convertis en durée équivalente d'utilisation, qui sont présentés sur le graphique 31 ci-dessous. Ces durées équivalentes reflètent ainsi à la fois la disponibilité et l'utilisation (en base ou pointe) des différentes filières de production. On constate ainsi que la durée d'utilisation la plus élevée concerne en 2010 le parc nucléaire, avec 73 % du temps contre 70 % en 2009, en raison d'une disponibilité accrue. À l'opposé, la filière Fioul qui constitue la production de pointe n'est utilisée que 3 % du temps.



Source : RTE - Analyse : CRE

Les durées équivalentes d'utilisation les plus élevées correspondent ainsi aux filières de coût marginal les plus bas si l'on excepte la production fatale telle que l'hydraulique fil de l'eau ou l'éolien.

- *L'année 2010 a été marquée par une nette amélioration de la disponibilité du parc nucléaire*

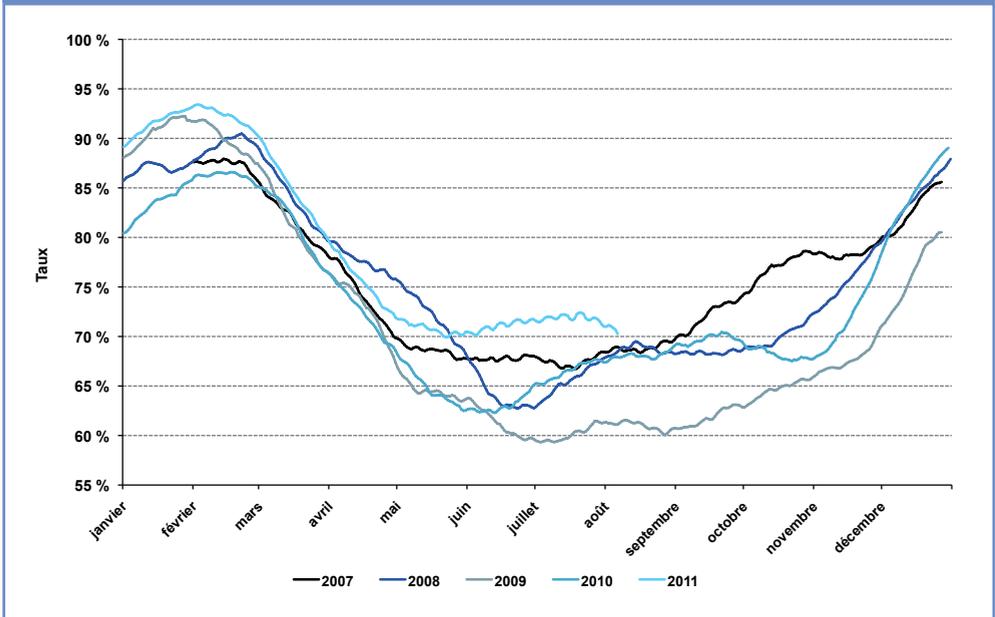
Après le retrait très significatif du taux de production nucléaire constaté au second semestre 2009 qui avait fortement pénalisé le solde exportateur français d'électricité, la performance du parc nucléaire d'EDF a amorcé un mouvement de hausse à partir du milieu de l'année 2010. La disponibilité du parc a ainsi fortement augmenté à partir de cette date, malgré une rechute en octobre 2010, jusqu'à atteindre

des valeurs historiquement élevées à la fin de l'année, ainsi que début 2011 où l'on enregistra même pendant une courte période une disponibilité de 100 %.

Sur l'année 2010, le taux de production nucléaire ressort à 73,6 %, en progrès par rapport aux 70,5 % de 2009 mais encore en deçà des taux enregistrés en 2007 et 2008 (près de 76 %). La production totale d'énergie nucléaire s'est élevée à 408 TWh en hausse de 5 % relativement à l'an passé.

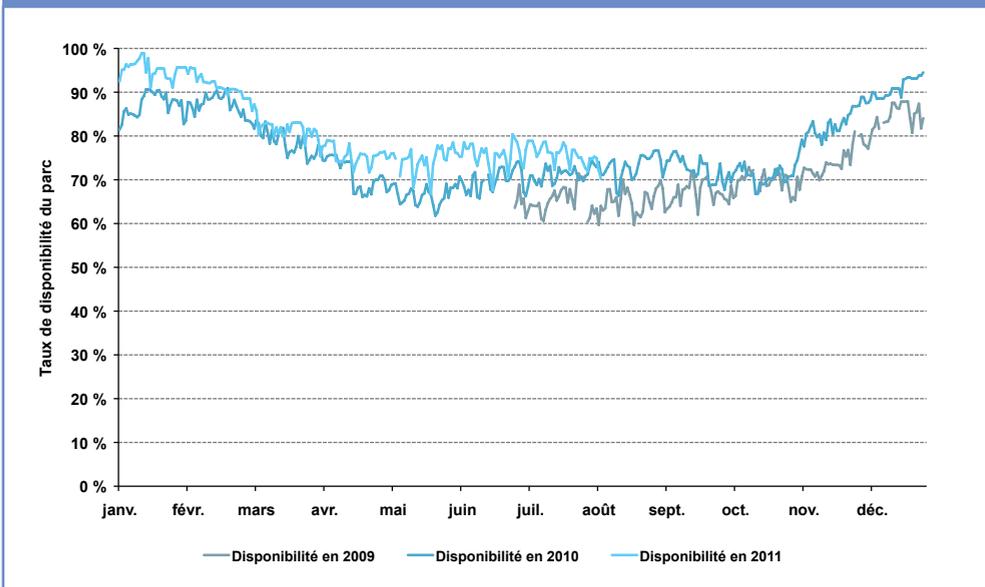
L'amélioration de la disponibilité du parc nucléaire a eu pour conséquence une forte amélioration du solde exportateur, qui s'est redressé à partir du mois de mai 2010 jusqu'à retrouver des valeurs estivales proches de celles observés en 2008 (graphiques 32 à 34).

**GRAPHIQUE 32 - Taux de production nucléaire 2009-2011 (Production nucléaire réalisée / Capacité nucléaire installée - Moyenne mobile sur 30 jours)**



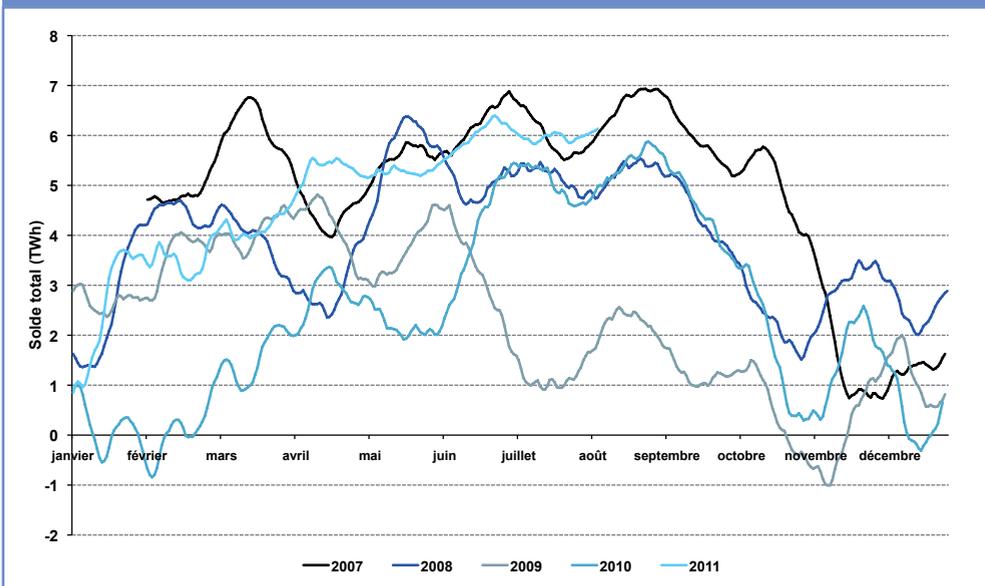
Source : RTE - Analyse : CRE

**GRAPHIQUE 33 - Taux de disponibilité nucléaire 2009-2010**  
(Puissance nucléaire disponible / Puissance nucléaire installée)



Source: RTE - Analyse: CRE

**GRAPHIQUE 34 - Solde exportateur mensuel 2007-2010**  
(Moyenne mobile sur 30 jours)



Source: RTE - Analyse: CRE

- *Toutes les filières ont vu leur production augmenter à l'exception de la production d'électricité à partir de charbon*

De même que l'année précédente, les stocks hydrauliques ont fortement décliné au cours des premiers mois de l'année atteignant un minimum de 43 % en mars 2010. Cette valeur particulièrement basse au regard des niveaux constatés les années antérieures témoigne d'une forte utilisation de ces stocks au cours de l'hiver 2009-2010 et d'une faible hydraullicité depuis. Les stocks ont par la suite été reconstitués mais sont restés toute l'année et comme en 2009 en deçà des valeurs constatées habituellement (graphique 35).

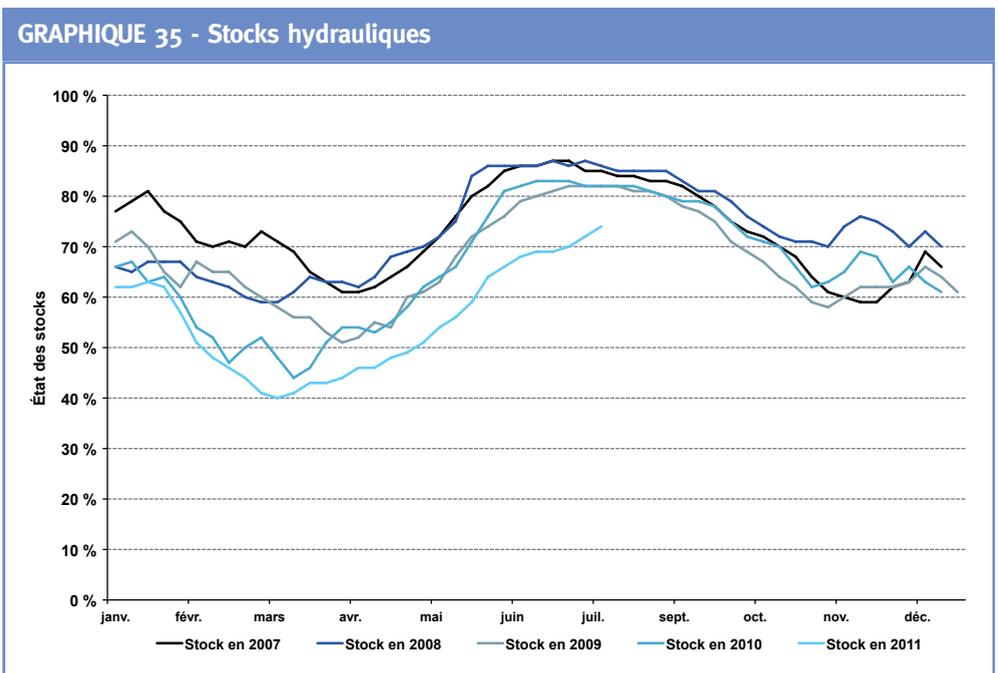
Sur l'année 2010, la production d'électricité totale d'origine hydraulique s'est élevée à 68 TWh, soit une hausse de près de 10 % relativement à 2009. Les autres filières ont également vu leur production croître (tableau 6) et

l'on constate en particulier une forte augmentation des productions éolienne et photovoltaïque qui s'explique par le développement des parcs respectifs.

La production issue des centrales thermiques à combustible fossile a crû de 8 % entre 2009 et 2010 pour atteindre environ 60 TWh. Au sein de ce groupe, la filière charbon est la seule à avoir connu une diminution de sa production avec seulement 19 TWh produits en 2010, en baisse de 7,6 % relativement à l'année précédente.

### 3.2. En 2010, les filières marginales sont globalement les mêmes qu'en 2009

**Une filière de production est dite marginale lorsque son coût marginal de production détermine le prix de marché, c'est-à-dire en théorie**



Source : RTE - Analyse : CRE

**TABLEAU 6 - Production d'électricité pour les différentes filières**

Filière	Énergie totale produite (TWh)	Variation 2010/2009	Taux de production (% de la puissance installée)
Nucléaire	407,9	4,6 %	74 %
Charbon	19,1	-7,6 %	28 %
Fioul	7,9	2,7 %	9 %
Gaz	30	24,7 %	42 %
Hydraulique	68	9,9 %	31 %
Éolien	9,6	22,2 %	24 %
Photovoltaïque	0,6	281,6 %	34 %

Source : RTE

lorsque l'unité de coût le plus élevé en production afin de satisfaire la demande d'électricité appartient à cette filière.

L'analyse de la marginalité consiste en pratique à identifier pour chaque heure de la journée à quel type de production correspondait le prix fixé par le marché, c'est-à-dire à rechercher la centrale en fonctionnement dont le coût marginal de production était le plus proche du prix de marché.

L'analyse présentée ici retient à la fois un critère de prix et un critère de puissance afin de déterminer l'unité et donc la filière marginale à un instant donné :

- le critère prix sélectionne les centrales pour lesquelles l'écart entre prix de marché et coût de production est inférieur à 5 €/MWh ;
- le critère de puissance conduit à ne considérer que les unités dont la production est comprise entre 15 % et 85 % de la capacité théorique maximale.

Parmi toutes les unités respectant ces deux critères, est ensuite considérée comme marginale celle dont le coût de production est le plus proche du prix de marché. Si toutefois aucune

unité ne les respecte, on considère alors que les niveaux de prix sont expliqués par l'offre et la demande émanant de l'étranger, et les frontières sont alors considérées marginales.

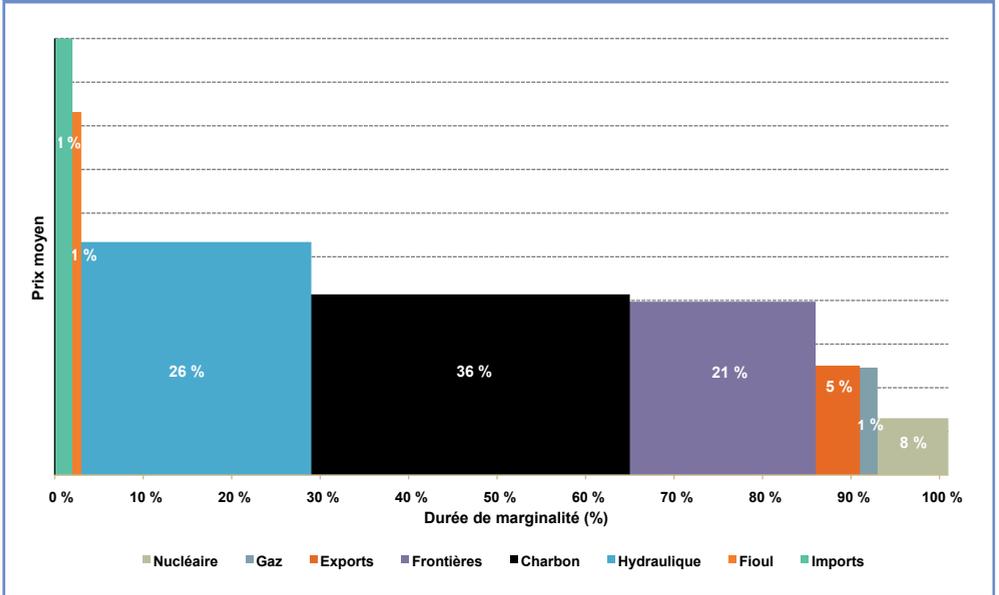
Les résultats de ces estimations sont résumés, pour 2009 et 2010, dans les graphiques ci-après. Il convient toutefois de préciser que ces résultats sont fortement dépendants de la méthode de calcul retenue ainsi que des seuils utilisés. Ils permettent toutefois de déterminer de façon assez stable un classement des filières en fonction de leur durée de marginalité.

On constate ainsi en 2010 :

- une augmentation de la durée de marginalité de la filière nucléaire de 8 % à 11 % ;
- une légère diminution de la marginalité de la filière charbon et une stabilité des frontières.

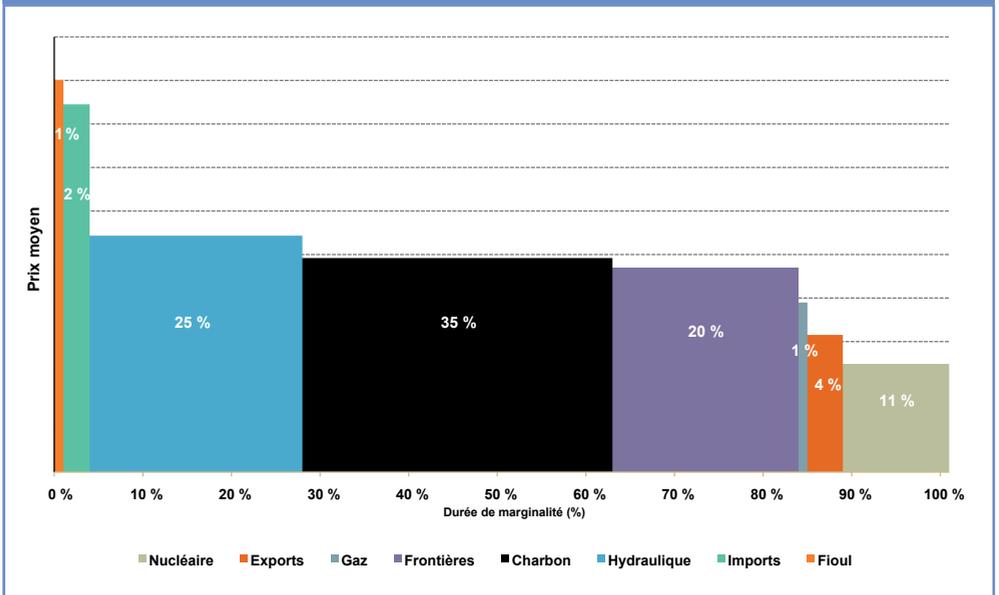
Au total en 2010, les prix de marché ne pouvaient être expliqués par le coût marginal d'aucune unité de production (au seuil de 5 €/MWh) dans 27 % des cas, un chiffre identique à celui de 2009. On considère dans ces cas-là, comme précisé précédemment, que ce sont les frontières qui ont déterminé le prix sur le marché français.

GRAPHIQUE 36 - Durée de marginalité des différentes filières de production en 2009



Source : CRE

GRAPHIQUE 37 - Durée de marginalité des différentes filières de production en 2010



Source : CRE

### 3.3. La transparence des données de production poursuit son amélioration en 2010

- *L'UFE poursuit le développement de son dispositif de transparence avec notamment la publication des arrêts fortuits*

L'Union Française de l'Électricité participe depuis novembre 2006 à la transparence du marché de l'électricité en publiant en partenariat avec RTE une partie des données relatives à la production d'électricité en France. Ce dispositif, basé sur une collecte de ces informations auprès des membres de l'UFE, couvre près de 90 % de la production française et concerne toutes les unités de puissance nominale supérieure à 20 MW.

Indispensable au bon fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, la CRE avait demandé à l'UFE d'améliorer la transparence des données de production<sup>(10)</sup>. Cette transparence est primordiale pour l'ensemble des acteurs du marché, notamment pour qu'ils puissent évaluer l'évolution de l'équilibre offre/demande d'électricité.

L'UFE a depuis enrichi son dispositif :

- depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2010 sont ainsi publiées sur le site internet de RTE les prévisions de disponibilité à court et moyen termes, pour chacune des unités de production de puissance supérieure à 100 MW ;
- ce dispositif a par ailleurs été complété en décembre 2010 par la publication pour ces unités des arrêts fortuits, sous un délai de 30 minutes, complétés au plus tard le lendemain matin de l'arrêt par ses causes et la date estimée de remise en service.

De nouvelles évolutions ont par ailleurs été annoncées pour l'année 2011 par RTE et l'UFE et concernent la publication des prévisions de

production du parc éolien français, ainsi que la publication sous 1 heure et par unité pour les groupes de plus de 100 MW des productions réelles constatées.

Il convient par ailleurs de noter qu'EDF a fait évoluer en juillet 2011 le mode de calcul des dates de retour sur le réseau des groupes nucléaires. Alors que jusqu'à présent les dates de retour de travaux affichées pour les tranches à l'arrêt étaient des dates « au plus tôt », correspondant à une durée minimale techniquement réalisable, les dates de retour intègrent désormais des marges temporelles en ligne avec les retards constatés lors du retour d'expérience.

La CRE considère que l'ensemble de ces évolutions répond à une attente des acteurs de marché.

- *Un taux de transmission en amélioration*

Le dispositif de transparence ne peut être efficace s'il ne repose pas sur une transmission systématique des données à publier. À cet égard, le taux de transmission constaté dans le cas des prévisions de disponibilité est en amélioration, même s'il reste perfectible. En 2010, ont ainsi été transmises en moyenne 89,6 % des informations nécessaires à l'établissement des prévisions de disponibilité par filière de production, contre seulement 80,2 % en 2009. Si l'on pondère ce taux de transmission par la capacité installée prise en considération pour chacune des prévisions, on obtient également un taux en hausse à 94 % en 2010 contre 92 % l'année précédente.

- *La disponibilité prévisionnelle des unités de production thermiques et nucléaires reste surévaluée*

Afin de mesurer la qualité des précisions publiées pour les différentes filières, l'écart entre les disponibilités prévisionnelles annoncées aux diverses échéances et la valeur réalisée est mesuré.

(10) Voir notamment délibération de la CRE du 20 novembre 2009.

**TABLEAU 7 - Disponibilités prévisionnelles des différentes filières**

Filière	Charbon	Hydraulique fil de l'eau	Fioul	Gaz	Nucléaire	Hydraulique lac
<b>Données</b>						
Taux de prévisions exhaustives *	87,6 %	91,0 %	96,1 %	76,2 %	96,1 %	92,4 %
Écart statistique moyen à 7 jours	439 MW	-4 MW	208 MW	96 MW	1929 MW	84 MW
Écart statistique moyen (J-7) en % du parc	6,4 %	0,0 %	2,8 %	2,9 %	3,1 %	0,6 %
Écart statistique moyen (J-7) (2008)	4,6 %	-3,0 %	3,9 %	0,1 %	2,7 %	0,6 %

\* Le taux de prévisions exhaustives est le rapport entre le nombre de prévisions exhaustives reçues et le total du nombre de prévisions attendues pour les prévisions journalières (J-1 à J-7) et hebdomadaires (S-1 à S-12). Une prévision est considérée comme exhaustive lorsque tous les acteurs concernés par cette filière de production ont fourni une prévision pour la date et la maturité considérée.

Analyse : CRE, sur la base des informations collectées et transmises par RTE

L'analyse de ces écarts met en évidence un biais statistique pour les prévisions de disponibilité des différentes filières. En 2010, ce biais était positif pour toutes les filières thermiques de production et particulièrement important (relativement au parc installé) pour les filières fioul et charbon pour lesquelles il augmente relativement à l'année dernière. Dans le cas du nucléaire, l'« erreur de prévision » à 7 jours s'élève en moyenne à 1,7 GW soit une valeur également légèrement supérieure à celle de 2009.

Il est toutefois à noter que cette surévaluation statistique des prévisions est une conséquence de la méthodologie retenue, qui conduit les producteurs à déclarer les capacités de production qu'ils estiment pouvoir être disponibles dans le futur sans tenir compte statistiquement des inévitables incidents fortuits affectant au hasard les groupes de production.

Le graphique 38 représente pour les échéances inférieures à 12 semaines les écarts moyens constatés entre les prévisions de disponibilités publiées et la prévision en J-1, dernière prévision connue.

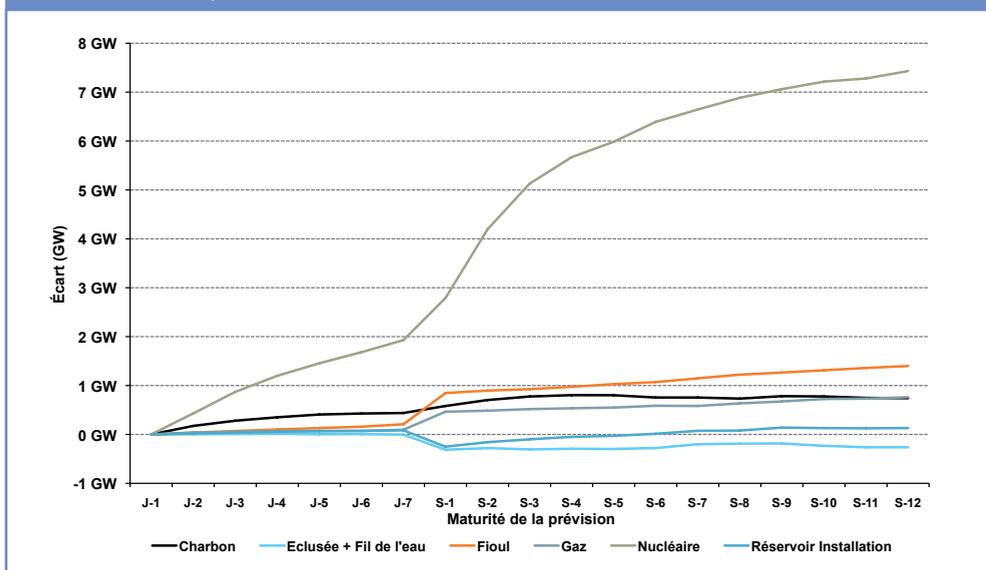
La dispersion des prévisions autour de leur moyenne apparaît comme l'année précédente faible pour les filières nucléaire et hydraulique lac avec un écart type moyen du biais de prévision représentant respectivement 2,9 % et 3,4 % du parc installé sur la période mais élevée pour les filières charbon, fioul et gaz (8,5 %, 13,6 % et 13,6 %). La comparaison de ces résultats est cependant à relativiser par le nombre différent d'unités constituant chacune de ces filières de production.

- *La disponibilité réalisée est statistiquement inférieure aux prévisions publiées en J-1 pour la filière nucléaire*

Si l'on compare cette fois les disponibilités prévisionnelles annoncées en J-1 à celles réellement observées le jour J, il apparaît là encore une surévaluation statistique des prévisions représentant en moyenne 1 048 MW sur l'année 2010.

La filière nucléaire explique à elle seule une grande partie de l'écart statistique constaté avec en moyenne un écart de 716 MW. Cet écart avait

**GRAPHIQUE 38 - Écart moyen entre les prévisions de disponibilité et la dernière prévision (J-1) <sup>(11)</sup>**



Source : RTE - Analyse CRE

**TABLEAU 8 - Écarts moyens entre disponibilités prévisionnelles en J-1 et réalisées**

Charbon	Hydraulique fil de l'eau	Fioul	Gaz	Nucléaire	Hydraulique lac	Total
274 MW	24 MW	136 MW	-152 MW	716 MW	50 MW	<b>1 048 MW</b>

Source : RTE - Analyse : CRE

déjà été évoqué dans le précédent rapport de surveillance et la CRE avait indiqué qu'il ferait l'objet d'un suivi régulier et d'une analyse plus précise permettant d'expliquer son amplitude.

EDF, seul exploitant du parc nucléaire, a depuis fourni les éléments quantitatifs expliquant cet écart, dû :

- aux arrêts fortuits ;
- aux décalages de retours à la suite des arrêts programmés ou fortuits.

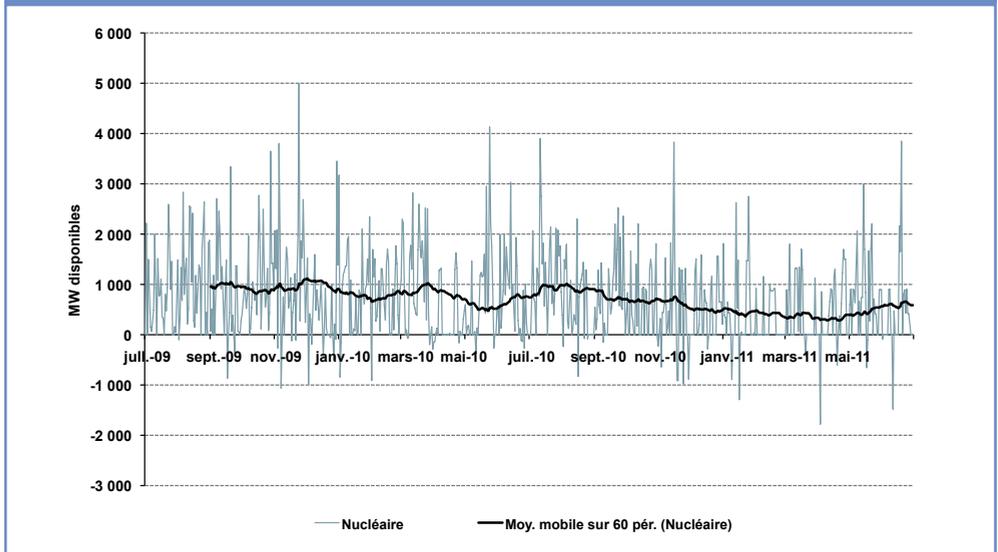
On observe par ailleurs que l'écart entre la disponibilité nucléaire réalisée et la prévision (J-1) a tendance à se réduire depuis 2009 en valeur absolue.

- *Prévision des indisponibilités : un point clef sur lequel le dispositif gagnerait à être aligné sur la recommandation de l'ERGEG*

Les informations actuellement publiées par RTE et l'UFE en matière de disponibilité ont pour périmètre le parc dit de référence, c'est-à-dire

(11) La croissance de l'écart de prévision avec sa maturité résulte des règles définies par les producteurs quant à la transmission des prévisions de disponibilité. Le cahier des charges « transparence » de l'UFE, au II.e., indique en effet que « la puissance disponible prévisionnelle publiée à une date donnée ne prend en compte que les indisponibilités dont l'occurrence est certaine ; elle n'intègre aucune évaluation du risque d'indisponibilité fortuite ». Cette définition précise exclut donc toute appréciation sur l'incapacité d'une installation à maintenir sa disponibilité ou à être à nouveau disponible.

**GRAPHIQUE 39 - Écart moyen entre la prévision (J-1) et la disponibilité nucléaire réalisée**



Source : RTE - Analyse CRE

l'ensemble des unités de production de puissance supérieure à 20 MW, pour lesquelles les informations de comptage horaire sont accessibles en J+1 pour J, dans des conditions économiques raisonnablement acceptables, situées sur le territoire français métropolitain et appartenant à certaines filières (nucléaire, charbon, gaz, fioul / pointe, hydraulique lac / hydraulique fil de l'eau et éclusé) et aux producteurs participants <sup>(12)</sup>.

Est publiée une valeur de puissance disponible prévisionnelle à la pointe agrégée par filière pour toutes les unités de production et détaillée par unité de production pour les unités de production de puissance nominale supérieure ou égale à 100 MW, la pointe étant définie par l'UFE comme « le maximum journalier de consommation d'électricité. L'heure à laquelle elle survient peut varier suivant les profils de charge saisonniers. En général, elle se situe à 19 h en hiver et à 13 h en été » <sup>(13)</sup>. Ces données sont publiées chaque jour, pour J+1 à J+7, **une heure avant la clôture de la bourse spot. Il en résulte une publication de modifications importantes uniquement par pas de 24 heures.**

La Commission européenne considère que « le cadre actuel de publication de données fondamentales au plan européen ne prévoit pas un niveau de détail suffisant pour être considéré comme nécessaire pour que les acteurs de marché puissent développer une vision cohérente et précise des fondamentaux du marché de l'électricité dans l'Union européenne. [...] Pour remédier à cette situation, la Commission a demandé en janvier 2010 à l'ERGEG de préparer un projet de lignes directrices » <sup>(14)</sup>. La Commission européenne a soumis à consultation publique du 22 juillet au 16 septembre 2011, un projet de lignes directrices de l'ERGEG <sup>(15)</sup> en matière de transparence de données fondamentales daté de décembre 2010.

(12) Groupes EDF, GDF SUEZ, E.ON et Poweo. À ce titre, l'initiative de transparence couvre plus de 90 % du parc de production français raccordé au réseau public de transport.

(13) Publication d'informations relatives à la production - Cahier des charges de l'initiative UFE.

(14) Texte accompagnant la consultation publique lancée par la Commission européenne le 22 juillet 2010.

(15) [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_CONSULT/CLOSED%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/ELECTRICITY/Comitology%20Guideline%20Electricity%20Transparency/CD/E10-ENM-27-03\\_FEDT\\_7-Dec-2010.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/CLOSED%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/ELECTRICITY/Comitology%20Guideline%20Electricity%20Transparency/CD/E10-ENM-27-03_FEDT_7-Dec-2010.pdf)

Ce dernier prévoit les exigences suivantes en matière de disponibilité :

- d'une part, la publication de prévisions de la capacité totale de production installée pour toutes les unités de production existantes de plus d'1 MW de capacité installée, à horizon 3 ans et par filière (nucléaire, lignite, houille, charbon, gaz, fioul, déchets, tourbe, hydraulique réservoir, hydraulique fil de l'eau, stations de transfert d'énergie par pompage, énergie marémotrice, éolien, solaire, autre renouvelable) et la publication de prévisions de capacité disponible pour chaque unité de production existante ou en projet de plus de 100 MW à horizon 3 ans ;
- d'autre part la publication de prévisions des indisponibilités programmées des unités de production si celles-ci entraînent un changement de capacité disponible supérieur ou égal à 100 MW. Devront notamment être publiés le nom de l'unité de production, du groupe, la capacité installée, la filière, les dates et heures estimées, la raison de l'indisponibilité et la capacité de production disponible, sous réserve que cette indisponibilité dure au moins 1 h. **Toute information de ce type devrait être publiée et, le cas échéant, mise à jour dans un délai d'une heure après la prise de décision de l'arrêt ou de la modification de celui-ci.**

Ces différences prennent d'autant plus d'importance que le règlement REMIT devrait faire des exigences de l'annexe au règlement CE N° 714/2009 la référence en matière de publication d'information privilégiée, écartant, en cas de respect, la qualification d'opération d'initié pour une intervention sur le marché.

Comme évoqué supra, la transparence des données de production a fortement progressé depuis plusieurs années en France. C'est le cas notamment sur le point clef de publication des arrêts fortuits. Par ailleurs, le taux de couverture du parc par le dispositif de transparence français (plus de 90 %) figure parmi les plus élevés d'Europe.

Sur le point précis des délais de publication des prévisions d'indisponibilité, la différence

d'approche avec la recommandation ERGEG est importante, notamment pour les marchés spot.

**La CRE recommande par conséquent que le dispositif de transparence s'aligne sur le standard proposé par l'ERGEG en matière de disponibilité prévisionnelle, ce qui permettrait notamment une mise en œuvre facilitée du règlement REMIT.**

### **3.4. L'audit des méthodes de valorisation d'EDF montre qu'en 2010 les offres de marché sont globalement cohérentes avec les coûts marginaux d'EDF**

Comme indiqué dans les précédentes éditions du rapport de surveillance, la CRE conduit un suivi spécifique des écarts existants entre les prix sur le marché spot et les coûts marginaux du parc EDF issus des calculs de ses modèles d'optimisation journaliers.

Cette étude porte sur les heures pour lesquelles les offres d'EDF sont supposées déterminer le prix de l'enchère. En moyenne, l'écart prix - coûts sur 2010 a été de 3,2 %. Au total, la CRE considère que, sur cette année, l'écart entre prix et coûts marginaux est à des niveaux qui ne constituent pas un abus de position dominante.

Par ailleurs, comme mentionné dans le précédent rapport de surveillance, la politique de gestion du risque suivie par EDF dans le cadre du critère du « risque 1 % » avait fait l'objet d'un examen particulier par la CRE. Cela a conduit EDF à modifier les modalités d'application de cette politique de gestion.

Auparavant, pour respecter le critère de risque 1 %, EDF Trading prenait en compte une marge d'incertitude sur les volumes disponibles à la vente pour couvrir les aléas susceptibles d'affecter l'équilibre offre-demande d'EDF entre le fixing de la bourse et 16 h EDF a confirmé à la CRE que depuis octobre 2010, ce risque est désormais porté directement par EDF au moyen de l'application, dès 11 h au lieu de 16 h, des exigences des critères du risque 1 %.

## 4. ANALYSE DES TRANSACTIONS

### 4.1. L'offre soumise sur le marché spot reflète l'état du système électrique

Cette partie analyse les offres soumises par les différents acteurs du marché sur la plateforme EPEX Spot Auction pour la France.

- *Le niveau d'offre sur le marché spot est corrélé à la marge du système, et peu d'offres se situent entre 100 et 300 €/MWh*

Le graphique 40 met en relation les carnets d'ordre à la vente (volumes offerts en fonction des différents prix) et l'indicateur de marge, c'est-à-dire la capacité excédentaire disponible qui reflète ainsi l'état de tension du système électrique français.

En 2010, les offres horaires à tout prix (pour 0 €/MWh) étaient en moyenne de 3 830 MWh, en diminution de 90 MWh par rapport à 2009. 35 % des volumes offerts, en moyenne, le sont à des paliers de prix compris entre 0 et 60 €/MWh, avec un volume moyen offert d'environ 5 026 MWh.

On observe fin 2008 une déformation importante de l'offre entre 0 et 60 €/MWh, qui matérialise la chute des prix des combustibles. Au cours de l'année 2010, on observe que la proportion des offres entre 0 et 60 €/MWh diminue au cours de

l'année, suivant ainsi la tendance inverse des prix des combustibles.

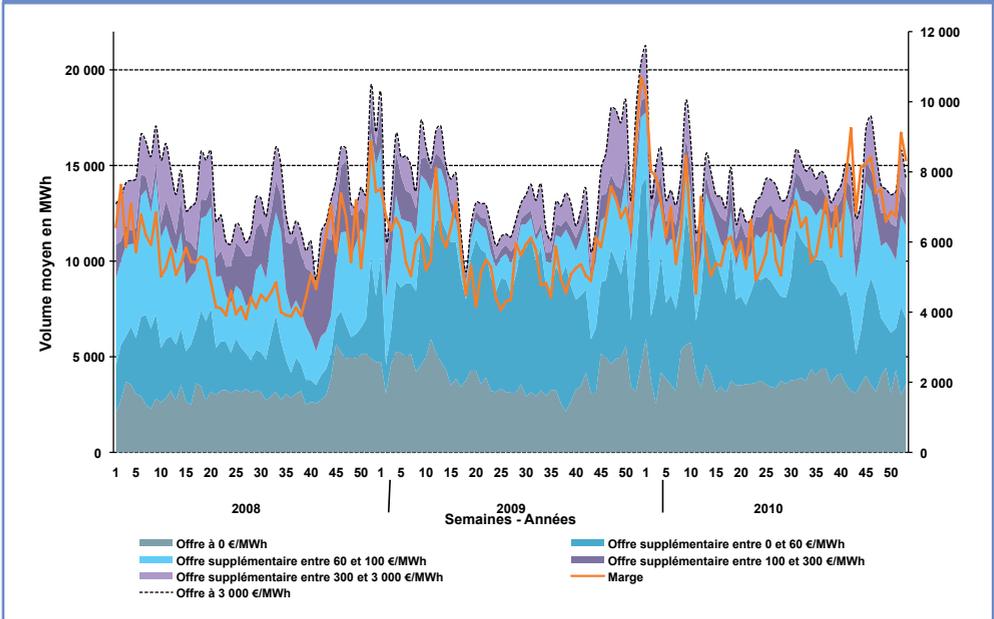
Le volume moyen de l'offre horaire entre 60 €/MWh et 100 €/MWh s'est élevé à 3 026 MWh, en hausse de 26 % par rapport à 2009. Au-delà de 100 €/MWh, le volume moyen de l'offre horaire augmente de 272 MWh. L'étroitesse des paliers de prix compris entre 100 €/MWh et 300 €/MWh ainsi qu'entre 300 €/MWh et 3 000 €/MWh s'explique par le fait que ces paliers de prix correspondent à des offres d'équipements de production en pointe et en extrême pointe avec une durée de fonctionnement de quelques centaines d'heures par an. Globalement une corrélation assez nette existe entre l'indicateur de marge et le volume total offert sur EPEX Spot.

- *La majorité de la demande se situe en dessous de 100 €/MWh*

66 % de la demande agrégée est caractérisée par une disposition à payer comprise entre 0 et 100 €/MWh (graphique 41). Le volume horaire moyen demandé pour une disposition à payer entre 100 €/MWh et 300 €/MWh est relativement faible (environ 395 MWh).

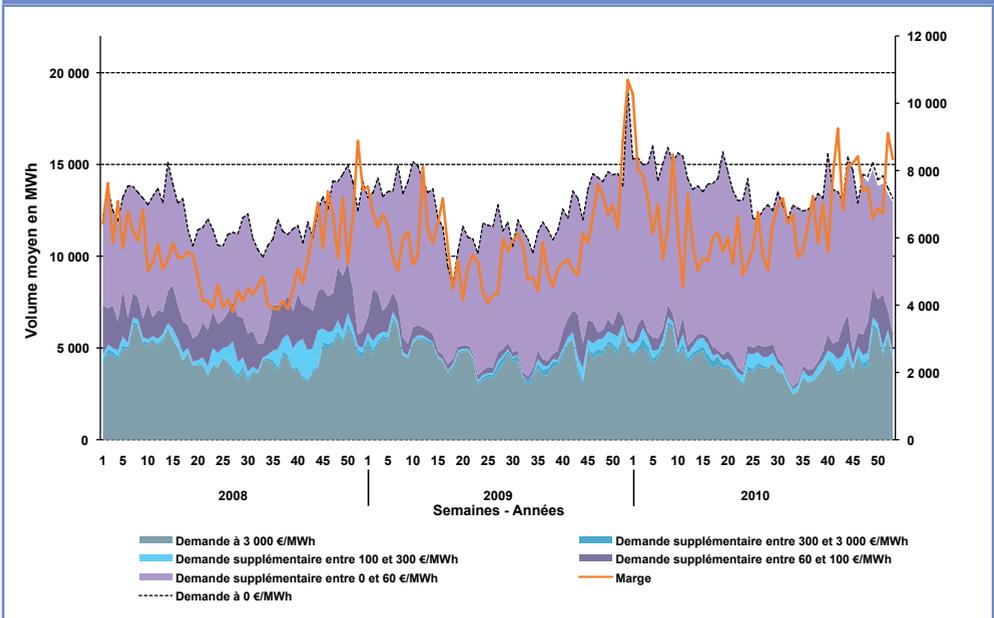
Le volume moyen des offres horaires de la demande à tout prix représente 4 163 MWh en 2010 soit en recul de 319 MWh par rapport à 2009.

GRAPHIQUE 40 - Offre agrégée et indicateur de marge - 2010



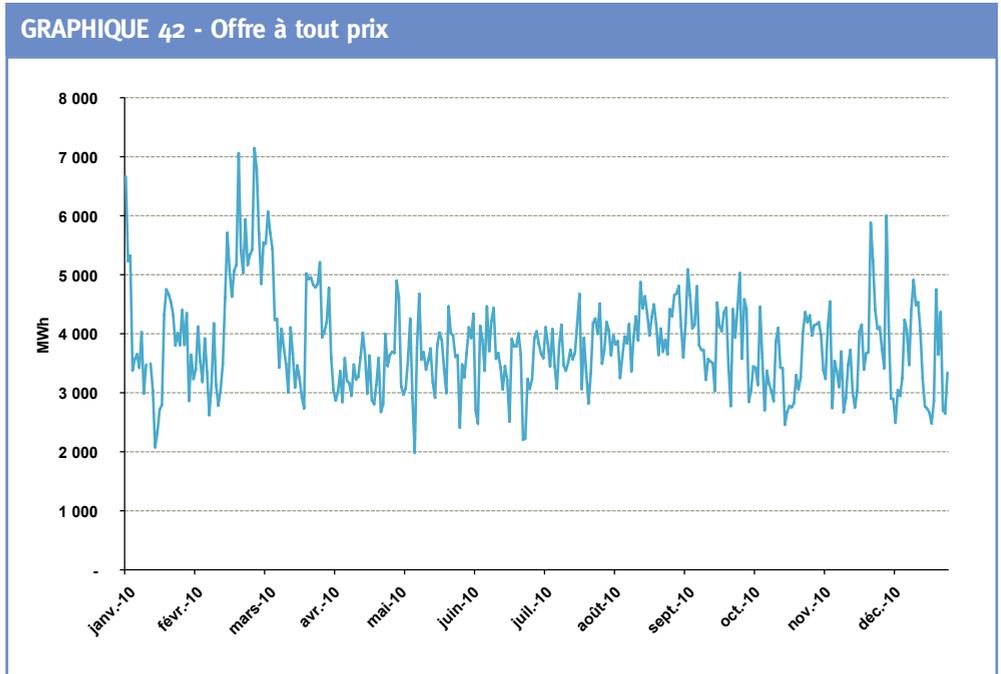
Source : EPEX - Analyse : CRE

GRAPHIQUE 41 - Demande agrégée et indicateur de marge - 2010



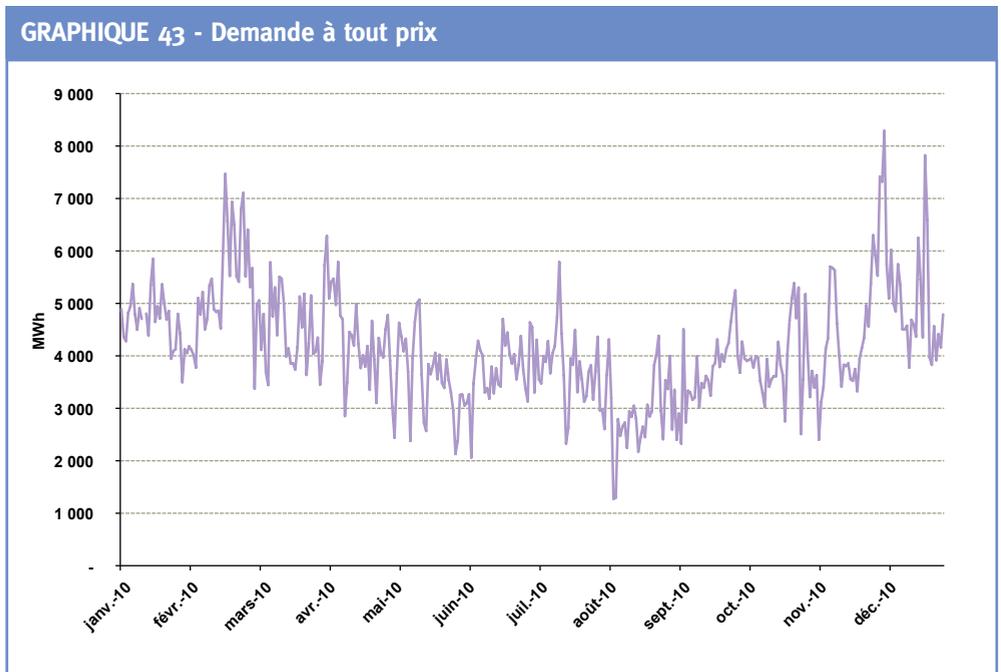
Source : EPEX - Analyse : CRE

Sur le graphique 42, on observe l'évolution de l'offre à tout prix après le pic de prix du 12 janvier 2010.



Source : EPEX - Analyse : CRE

L'évolution de la demande à tout prix (3 000 €/MWh) figure sur le graphique 43.



Source : EPEX - Analyse : CRE

## 4.2. Les nominations à contre-sens des prix horaires de capacités journalières ont eu tendance à diminuer entre 2009 et 2010

Une nomination d'énergie à contre-sens se produit quand un acteur importe ou exporte de l'énergie à l'opposé du différentiel de prix entre les deux pays, en nominant une capacité d'interconnexion journalière, c'est-à-dire après avoir eu connaissance de prix spot de référence.

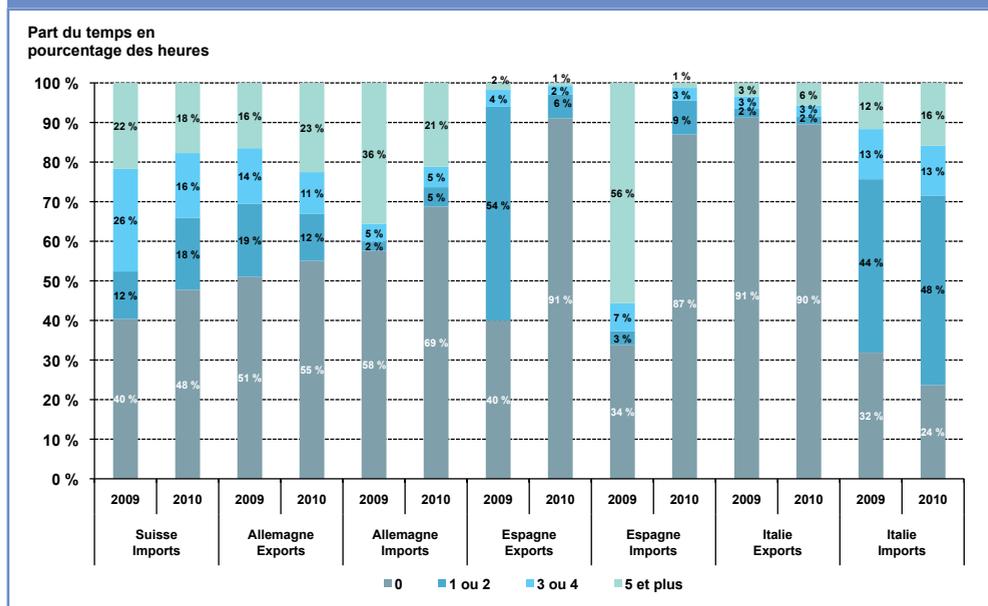
Par exemple l'acteur importe en utilisant une capacité d'interconnexion journalière alors que le prix day-ahead est plus faible en France.

L'analyse a été menée à partir des différentiels de prix horaires d'une part, et des prix blocs

d'autre part (pointe et hors pointe), en utilisant les références de prix des bourses.

Entre 2009 et 2010, le graphique 44 expose les nominations journalières horaires à contre-sens par rapport aux prix spot horaires. Il montre que le nombre d'acteurs nominant à contre-sens a diminué vis-à-vis de tous les pays, et notamment l'Espagne où la part d'heure sans nomination à contre-sens avoisine 90 % en 2010 contre 37 % en 2009. Seules les nominations à l'import sur la frontière italienne ont été moins en cohérence avec les différentiels de prix des bourses sur 2010. L'explication apportée tant côté acteurs de marché que régulateur tient à des questions de design de marché en Italie. La mise en place d'un couplage de marché pourrait résoudre ce problème.

**GRAPHIQUE 44 - Part des heures pendant lesquelles ont eu lieu des nominations à contre-sens par rapport aux prix horaires et nombre d'acteurs qui nominaient à contre-sens en 2009 et en 2010**

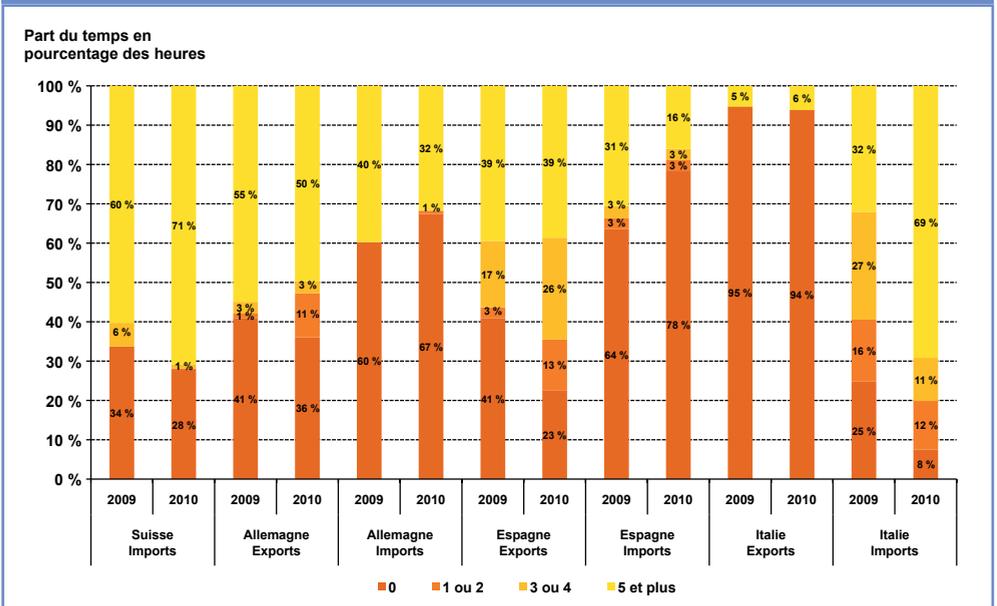


Sources: EPEX Spot, IPEX, OMEL, RTE - Analyse: CRE

Le graphique 45 représente les nominations journalières horaires à contre-sens par rapport aux prix blocs pointe et hors pointe. S'agissant de moyennes de prix horaires, la comparaison avec des nominations horaires de capacité journalière semble moins logique. Cependant, il faut prendre en considération que certains acteurs pourraient nommer sur plusieurs heures à la suite, et donc ne pas prendre en compte les

prix horaires un à un mais leur moyenne sur les heures nommées. Ainsi, des nominations jugées à contre-sens vis-à-vis des prix horaires pourraient être justifiées si comparées aux prix blocs. Cependant, si on compare l'analyse par blocs à l'analyse par heure, on constate une tendance à un nombre plus important d'heures avec nomination à contre-sens par rapport aux prix blocs que par rapport aux prix spot.

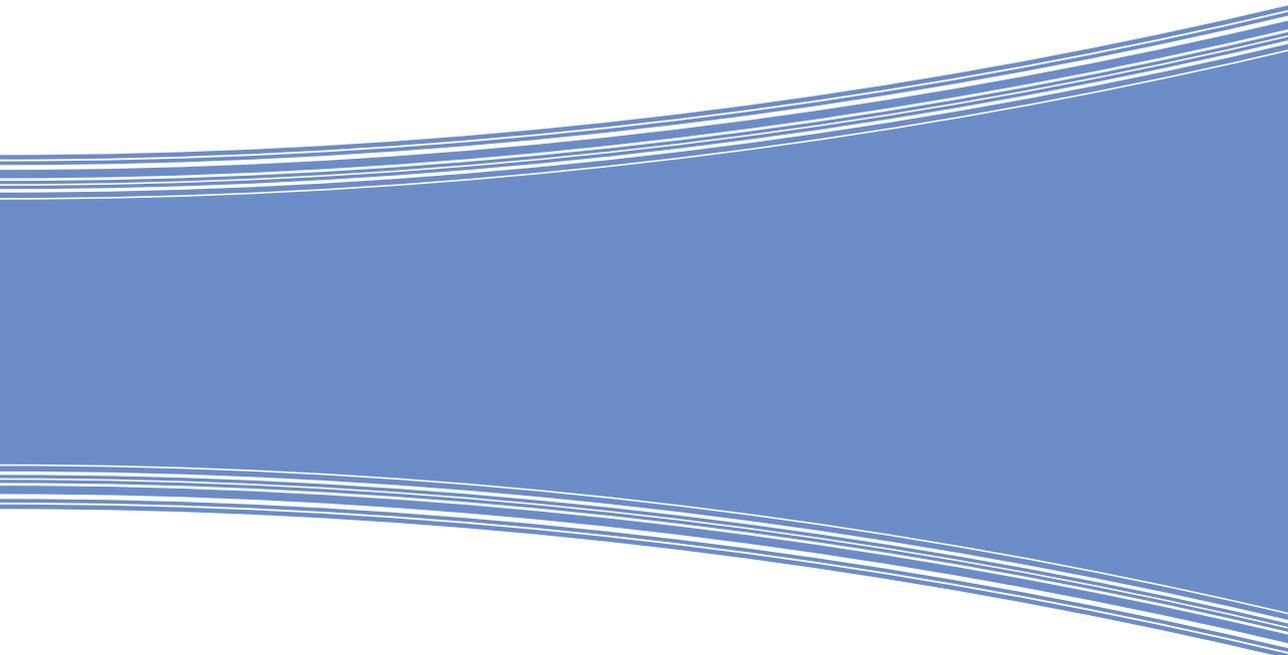
**GRAPHIQUE 45 - Part des heures pendant lesquelles ont eu lieu des nominations à contre-sens par rapport aux prix blocs pointe et hors-pointe et nombre d'acteurs qui nominaient à contre-sens en 2009 et en 2010**



Sources : EPEX Spot, IPEX, OMEL, RTE - Analyse : CRE

# Section II

## Les marchés du CO<sub>2</sub>

- 
- 1.** Marché du CO<sub>2</sub> : évolution du cadre institutionnel et perspectives futures p. 60
  - 2.** Volumes échangés sur le marché du CO<sub>2</sub> p. 67
  - 3.** Les prix du CO<sub>2</sub> en Europe p. 72
  - 4.** Les fondamentaux du marché européen du CO<sub>2</sub> p. 76

# 1. MARCHÉ DU CO<sub>2</sub> : ÉVOLUTION DU CADRE INSTITUTIONNEL ET PERSPECTIVES FUTURES

## 1.1. Depuis la fin de l'année 2010, la CRE surveille les transactions des acteurs français de l'électricité et du gaz sur le marché du CO<sub>2</sub>

Au printemps 2010, la Commission Prada <sup>(16)</sup>, chargée de formuler des recommandations concernant la régulation des marchés du carbone, a recommandé de mettre en place une surveillance harmonisée du marché européen du CO<sub>2</sub> assise sur trois piliers :

- donner compétence aux régulateurs financiers sur l'ensemble du marché du CO<sub>2</sub> dans tous les états membres et élargir le champ des compétences des régulateurs de l'énergie à l'analyse des fondamentaux et des interactions entre marché du CO<sub>2</sub> et marchés de l'énergie ;
- organiser la coopération des régulateurs financiers et des régulateurs de l'énergie ;
- donner compétence à l'Autorité Européenne des Marchés Financiers pour superviser l'ensemble du dispositif, en lien avec l'ACER, tout en veillant à la cohérence de ce dispositif avec l'architecture de surveillance qui sera proposée sur les marchés du gaz et de l'électricité.

De façon préalable à la mise en place d'une telle architecture de surveillance au niveau européen, la Commission Prada a recommandé, au plan national, de donner dès 2010 compétence

à l'AMF sur le marché au comptant du CO<sub>2</sub> en France, d'organiser la coopération avec la CRE et d'élargir le champ de compétence de la CRE à l'analyse des interactions entre marchés de l'énergie et marché du CO<sub>2</sub>.

Le socle des recommandations de la Commission Prada se retrouve dans la loi de régulation bancaire et financière (LRBF) adoptée le 22 octobre 2010. La LRBF :

- autorise la négociation de quotas sur un marché réglementé ;
- donne compétence à l'AMF sur le marché au comptant du CO<sub>2</sub> ;
- étend la mission de la CRE à l'analyse de la cohérence entre les fondamentaux des marchés de l'énergie et les transactions réalisées sur le marché du CO<sub>2</sub>. L'article 131-3 du Code de l'énergie dispose désormais que la CRE surveille à ce titre les transactions effectuées par les acteurs des marchés français du gaz et de l'électricité <sup>(17)</sup>, afin d'analyser la cohérence de ces transactions avec les contraintes économiques, techniques et réglementaires de ces acteurs ;
- instaure le principe d'une coopération élargie entre l'AMF et la CRE <sup>(18)</sup>. Cette coopération a été formalisée dans un accord entre ces deux institutions signé et publié le 10 décembre 2010.

Tandis que le périmètre de surveillance de l'AMF porte en pratique sur la plateforme Bluenext (devenue marché réglementé en mars 2011), quelle que soit la qualité de l'intervenant, le périmètre de surveillance de la CRE porte sur les transactions réalisées par les acteurs actifs sur les marchés français de l'électricité et du gaz naturel (fournisseurs, négociants, producteurs), quels que soient les lieux et modalités de transaction (bourse, broker, bilatéral).

(16) <http://www.economie.gouv.fr/services/rap10/100419rap-prada.pdf>

(17) « Dans le cadre de l'exercice de ses missions, la Commission de régulation de l'énergie surveille les transactions effectuées par les fournisseurs, négociants et producteurs d'électricité et de gaz naturel sur des quotas d'émissions de gaz à effet de serre, tels que définis à l'article L. 229-15 du code de l'environnement, et sur les autres unités mentionnées au chapitre IX du Titre II du Livre II du Code de l'environnement [EUAs, CERs, ERUs], ainsi que sur les contrats et instruments financiers à terme dont ils constituent le sous-jacent, afin d'analyser la cohérence de ces transactions avec les contraintes économiques, techniques et réglementaires de l'activité de ces fournisseurs, négociants et producteurs d'électricité et de gaz naturel. »

(18) « La Commission de régulation de l'énergie et l'Autorité des marchés financiers coopèrent entre elles. Elles se communiquent les renseignements utiles à l'accomplissement de leurs missions respectives » (article 3 de la LRBF).

Les transactions couvertes par le périmètre de surveillance de la CRE concernent :

- les quotas européens (EUA) : ces permis d'émission sont distribués chaque année aux sites industriels participant au Système communautaire d'échange de quotas européens (SCEQE<sup>(19)</sup>). Un quota correspond à l'émission d'une tonne de CO<sub>2</sub>. La méthode d'allocation est détaillée pour chaque pays dans un Plan national d'allocation (PNA), validé par la Commission européenne. Les entreprises concernées peuvent alors échanger entre elles ces quotas d'émission. En fin de période, les sites assujettis doivent restituer ces quotas à hauteur de leurs émissions réelles (graphique 46) ;
- les unités de réduction d'émissions certifiées (CER) provenant des projets déployés dans le cadre du mécanisme de développement propre (MDP) : le MDP permet de créditer, sous forme de CER, des réductions d'émission obtenues grâce à des projets conduits dans des pays en développement. Les crédits correspondent à l'économie d'émissions réalisée grâce au projet par rapport à un scénario de référence et sont validés par un auditeur indépendant. Ils peuvent être restitués en fin de période en substitution à des EUA à hauteur d'un certain pourcentage (13,5 % maximum en France) ;
- les unités de réduction d'émission (ERU) provenant des projets de mise en œuvre conjointe (MOC) : le mécanisme de MOC fonctionne de la même manière que le MDP, si ce n'est que les projets MOC sont réalisés dans les pays industrialisés. Comme les CER, les ERU peuvent être

restitués en substitution à des EUA en fin de période.

Les marchés du CO<sub>2</sub> ont connu par le passé des fraudes à la TVA. Comme indiqué dans le précédent rapport de surveillance, l'attention a été portée sur le risque de propagation de fraudes TVA sur les marchés européens de l'électricité et du gaz. Des mesures de sensibilisation et de vigilance ont été adoptées par les parties prenantes (régulateurs, autorités administratives et judiciaires, bourses, gestionnaires de réseaux), tant au niveau national qu'au niveau européen. Les mesures que peuvent prendre les acteurs et les places de marché, comme par exemple les vérifications dites « Know your Customer Check ou KYC » sont dans ce contexte cruciales.

La CRE, pour ce qui la concerne, a adressé fin 2010 un questionnaire à l'ensemble des acteurs enregistrés comme responsables d'équilibre ou expéditeurs sur les marchés français de l'électricité et du gaz. Cette démarche avait pour objectif de sensibiliser ces acteurs à ce risque. Le questionnaire avait également pour objectif d'identifier des opérations de prêt de périmètre de responsabilité à des tiers. Sur la base des déclarations des acteurs, il confirme l'absence de telles opérations pour la grande majorité des acteurs. Un nombre restreint de réponses positives a été documenté par les acteurs concernés et concerne souvent des opérations

(19) Le périmètre du SCEQE correspond aux pays EU27, plus la Norvège, l'Islande et le Liechtenstein.

#### GRAPHIQUE 46 - Calendrier de conformité pour les acteurs du Système communautaire d'échange de quotas européens (SCEQE)



Source : Commission européenne

intragroupe. Cela a permis de vérifier que le prêt de périmètre de responsabilité a porté sur des volumes limités.

## **1.2. La CRE privilégie une approche centralisée de collecte de données transactionnelles, mais les places de marché n'ont pas toutes encore adhéré à cette démarche**

En termes de participants au marché, le périmètre de surveillance de la CRE couvre les transactions réalisées par les acteurs des marchés français de l'électricité et du gaz. Ces transactions peuvent être effectuées sur des bourses, en gré à gré (OTC) intermédié via des courtiers, ou en gré à gré non intermédié.

Les principales bourses sont Bluenext à Paris, le European Climate Exchange à Londres (ECX) et le European Energy Exchange à Leipzig (EEX). Les transactions réalisées en OTC intermédié sont principalement conclues via les courtiers de l'association des brokers d'énergie londoniens LEBA (London Energy Brokers' Association).

Comme cela a été fait pour l'électricité et le gaz, la CRE privilégie, pour la mise en place d'un reporting systématique, une approche de collecte centralisée des données transactionnelles. Une telle approche peut être complétée le cas échéant par des demandes bilatérales formulées auprès des acteurs, notamment en cas d'audit ou d'enquête. Au moment de la rédaction du présent rapport, les bourses Bluenext et EEX transmettent régulièrement à la CRE les données transactionnelles rentrant dans son périmètre. Dans le cas de Bluenext, les données relevant du périmètre de la CRE sont communiquées par l'AMF. Cette approche illustre un volet pratique de la coopération CRE-AMF et permet d'éviter à Bluenext de procéder à un double reporting.

Les autres places de marché ne sont pas encore engagées dans une telle approche. Certaines parmi elles ont mentionné le caractère euro-

péen du quota de CO<sub>2</sub> (à la différence d'une quantité d'électricité ou de gaz livrée sur une zone d'équilibrage donnée, en France) comme facteur rendant délicat la mise en œuvre d'un reporting adapté au périmètre de responsabilité de la CRE.

Dans ces conditions, en attendant la mise en place d'un cadre européen de supervision des marchés du carbone, la CRE envisage de mettre en place une collecte bilatérale de données auprès des acteurs des marchés de gros français de l'électricité et du gaz.

## **1.3. La surveillance du marché du CO<sub>2</sub> prendra tout son sens une fois généralisée au niveau européen**

Comme l'a indiqué la CRE dans son rapport de surveillance paru en octobre 2010, « les dispositions [issues de la LRBF] prendront pleinement leur sens lorsqu'elles seront généralisées à l'ensemble des pays européens, les marchés sous-jacents [électricité, gaz, quotas d'émission] étant eux-mêmes traités à l'échelle européenne ».

En effet, dans le cas du quota de CO<sub>2</sub> :

- les acteurs interviennent de manière générale sur les différentes places de marchés ;
- les assujettis gèrent leur contrainte carbone au niveau européen. C'est le cas notamment des énergéticiens qui sont par ailleurs souvent présents sur plusieurs marchés nationaux de l'énergie ;
- le quota de CO<sub>2</sub> est enfin traité sur différentes places de marché en Europe.

Ainsi, dans le système de surveillance national mis en place, la CRE et l'AMF couvrent un périmètre limité : un intervenant sur un marché européen du carbone hors Bluenext, qui n'est pas acteur du marché de gros français de l'électricité et du gaz, ne figure ni dans le champ de surveillance de l'AMF, ni dans celui de la CRE.

• *Point sur les perspectives d'évolution de la législation européenne*

La Commission européenne a émis en décembre 2010 une communication pour l'amélioration du cadre de surveillance du marché du CO<sub>2</sub> <sup>(20)</sup> inscrivant celui-ci en cohérence avec la révision des autres textes de régulation européens, notamment sur la régulation financière. Les pistes évoquées pour une régulation du marché secondaire étaient :

- la création d'un cadre de régulation spécifique pour le marché carbone ;
- l'inclusion du marché du carbone européen dans le cadre de la régulation financière ;
- l'inclusion du marché du carbone européen dans le cadre de la régulation relative aux marchés de l'énergie (REMIT <sup>(21)</sup>) : cette piste a été exclue in fine et la version finale du texte ne qualifie pas le quota de CO<sub>2</sub> de « produit énergétique de gros ». À noter toutefois que REMIT prévoit de donner à l'ACER un accès aux données transactionnelles telles qu'elles seront collectées par l'autorité qui sera en charge de la surveillance des marchés de CO<sub>2</sub>.

La Commission européenne a récemment pris position, dans le cadre de la révision de la réglementation financière, pour la qualification du quota de CO<sub>2</sub> en instrument financier <sup>(22)</sup>.

• *La sécurisation de la chaîne de traitement des quotas illustre l'importance d'une approche harmonisée au niveau européen*

Au-delà des aspects de régulation, le marché des quotas doit également être protégé en termes d'infrastructure de marché. Cela a pris toute son acuité à la suite de la mise en évidence récente de problèmes de sécurité des registres (encadré 2). Après une première série d'améliorations de sécurité, un nouveau train de règles a été présenté au Parlement et au Conseil européen en juin 2011 <sup>(23)</sup>.

**1.4. La phase III (2013-2020) entraînera des évolutions d'ampleur pour le marché du CO<sub>2</sub>**

La troisième phase du système d'échange qui débutera en 2013 avec l'objectif de parvenir à une réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990 apportera un certain nombre de modifications au système de « cap and trade » communautaire (tableau 9) :

- **progressivement, les quotas d'émission ne seront plus attribués gratuitement aux industriels mais mis aux enchères pour près de 50 % d'entre eux (100 % pour les électriciens) ;**
- **à partir de 2013, les quotas qui ne seront pas alloués gratuitement seront mis aux enchères sur une ou plusieurs plateformes, faisant ainsi émerger un marché primaire du CO<sub>2</sub>.** Un cadre de régulation pour celui-ci a été instauré par le règlement de la Commission du 12 novembre 2010. Les plateformes d'enchères devront notamment être des marchés réglementés au sens de la régulation financière ;
- il sera instauré un plafond global d'émission au niveau européen (environ 1900 Mt), réduisant annuellement de 1,74 % le niveau total d'émission autorisée ;
- à hauteur d'environ % un mécanisme de protection prévoit dans un premier temps que les secteurs très consommateurs en énergie et qui sont dans l'impossibilité de répercuter les coûts

(20) Communication de la Commission européenne pour l'amélioration du cadre de surveillance du marché européen des quotas d'émission. Ce document rappelle qu'il n'existe pas de législation européenne pour une régulation du marché du carbone sur un périmètre exhaustif et qu'une proposition législative pourrait être faite en fonction des résultats de la consultation des acteurs concernés sur la question au cours du premier semestre 2011  
[http://ec.europa.eu/clima/news/docs/communication\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/news/docs/communication_en.pdf)

(21) Règlement du Parlement européen et du Conseil concernant l'intégrité et la transparence des marchés de l'énergie  
[http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009\\_2014/documents/ite/am/872/872233/872233fr.pdf](http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009_2014/documents/ite/am/872/872233/872233fr.pdf)

(22) [http://ec.europa.eu/internal\\_market/securities/isd/mifid\\_fr.htm](http://ec.europa.eu/internal_market/securities/isd/mifid_fr.htm)  
Document 2011/0298 (COD)

(23) Les mesures proposées consistent principalement en l'introduction d'un délai de principe de 24 h pour l'exécution des transactions au comptant, de nouvelles catégories de comptes, de listes de comptes de confiance, et de doubles contrôles systématiques, ainsi que la possibilité pour les autorités de geler des quotas et des comptes et de retarder l'exécution d'une transaction et la mise en place d'un masquage des numéros de série des quotas  
[http://ec.europa.eu/clima/news/articles/news\\_2011061702\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/news/articles/news_2011061702_en.htm)

## ENCADRÉ 2 - Janvier 2011 - Arrêt des transactions au comptant sur le marché du CO<sub>2</sub>

### Arrêt des transactions spot

À la suite d'attaques répétées dans la semaine du 17 janvier en direction de registres nationaux de certains pays, la Commission européenne a décidé la suspension des transactions sur ces registres à partir du 19 janvier <sup>(24)</sup>. Les échanges au comptant sur les places boursières ont également été suspendus à la suite de cette décision, avec notamment l'arrêt des transactions sur Bluenext qui a rouvert le 4 mars 2011 en même temps que le registre français. Bluenext a lancé en mai 2011 le système « Safe Harbour », qui permet d'assurer l'authenticité des quotas échangés sur la plateforme en remontant à leur émetteur initial. Ces événements montrent l'importance d'une meilleure sécurité des infrastructures système mises en place, et ce de façon à atteindre un niveau minimum harmonisé à travers toute l'Union européenne.

### Sécurité des registres nationaux

À l'image des établissements bancaires qui permettent de garder la trace des montants appartenant aux titulaires de comptes, les registres nationaux assurent la traçabilité des quotas européens pour les acteurs du marché. La porte-parole de la commissaire au climat, Connie Hedegaard, a évoqué des fraudeurs « qui ont accès au compte de l'entreprise [sur les registres nationaux], volent les quotas d'émissions et les revendent sur les marchés au comptant ». Environ 3,5 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> (entre 45 et 50 millions d'euros) auraient ainsi été volés puis revendus.

En termes de régulation, les caractéristiques de sécurité requises pour les registres nationaux sont regroupées dans le règlement (CE) no 2216/2004 et ses amendements successifs, dont le plus récent est le règlement (UE) n° 920/2010 datant d'octobre 2010.

sur leurs clients ou sont ouverts à la concurrence internationale (« fuite carbone ») continueront à recevoir leurs quotas gratuitement ;

- des enchères anticipées de quotas de phase III devraient avoir lieu en 2012 pour un volume de 120 millions de tonnes, permettant ainsi d'assurer une transition progressive entre la phase II et la phase III ;
- outre l'aviation en 2012, de nouvelles industries émettrices, ainsi que les installations de captage et de stockage de carbone, seront incluses dans le système d'échange.

Par ailleurs, en mars 2011, le gouvernement britannique a également engagé la mise en place d'un « prix plancher » du carbone pour les producteurs d'électricité anglais à partir d'avril 2013 (encadré 3).

(24) Commission européenne, 19 janvier 2011  
[http://ec.europa.eu/clima/news/docs/transitional\\_measure\\_ets.pdf](http://ec.europa.eu/clima/news/docs/transitional_measure_ets.pdf)

**TABLEAU 9 - Principales différences entre la phase II et la phase III**

	<b>Phase II (2008-2012)</b>	<b>Phase III (2013-2020)</b>
Installations concernées	12 000	Plus de 12 000
Pays concernés	27 pays membres de l'Union européenne, Lichtenstein, Norvège et Islande	Comme en phase II. La Suisse pourrait participer à partir de 2013
Secteurs concernés	Alimentation électrique, fer, acier, ciment et chaux, raffineries de pétrole, verre, céramique, pâte à papier et papier. L'aviation civile devrait être concernée à partir de 2012	Comme en phase II, plus les secteurs des métaux ferreux et non ferreux, aluminium, acide nitrique, acide glycolique, ammoniac, poussière de soude, hydrogène, produits pétrochimiques
Gaz à effet de serre concernés	CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> O, PFC
Méthode d'allocation	Plans nationaux d'allocation	Allocation à l'échelle de l'Union européenne
Attribution gratuite	96 % du plafond alloués gratuitement, 4 % mis aux enchères	0 % (sauf exception) pour la production d'électricité. Taux dégressif de 80 % à 30 % pour les autres secteurs de 2013 à 2020. Au total, pour 2013, environ 50 % des quotas seront alloués gratuitement
Transfert de quotas entre phases	Une quantité illimitée de quotas peut être transférée en phase III	Transfert vers les années suivantes illimité, cependant pas d'emprunt après 2020
Utilisation des CER	1,4 milliard de tonnes	1,6 milliard de tonnes
Autre	Pénalité non libératoire de 100 €/t si la restitution des quotas n'est pas faite dans les temps	Même pénalité que pour la phase II, ajustée du taux d'inflation

Source : Direction générale de l'énergie et du climat

### ENCADRÉ 3 - Le livre blanc du gouvernement du Royaume-Uni « pour une électricité sûre, abordable, et à faible contenu en carbone »

Le secrétaire d'État à l'Énergie et au Changement climatique du gouvernement du Royaume-Uni a présenté en juillet 2011 au Parlement britannique un livre blanc « pour une électricité sûre, abordable, et à faible contenu en carbone ». Ce document, faisant état d'une menace sur la sécurité d'approvisionnement en électricité, de la nécessité de décarboner la production d'électricité, ainsi que de perspectives de hausse de la demande et des prix de l'électricité, expose des orientations visant le secteur électrique outre-Manche. Celles-ci consistent notamment en :

- la mise en place à partir de 2014 de tarifs de rachat pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. Il s'agirait d'un tarif de rachat fixe, fonctionnant sous forme de contrat pour différence entre une stratégie de vente de référence de l'énergie produite (sur le marché day-ahead dans le cas de la production fatale et sur le marché future pour les installations pouvant fonctionner en base) et un tarif de rachat déterminé par enchères ou appel d'offres ;
- la définition d'un prix plancher pour les quotas de CO<sub>2</sub> pour le secteur électrique, à partir de 2013. Il serait mis en place par la suppression de l'exemption dont disposent les producteurs d'électricité concernant une taxe sur les combustibles fossiles. Le montant de cette taxe pour les producteurs d'électricité dépendrait d'une part des prix de marché des quotas et du prix plancher cible, et d'autre part du contenu en carbone du combustible fossile concerné. Le prix plancher cible de la tonne de CO<sub>2</sub> irait croissant de 15,7 £/t (18,1 €/t) en 2013 à 30 £/t (34,5 €/t) en 2020 puis à 70 £/t (80,6 €/t) en monnaies constantes en 2030 ;
- la fixation d'un plafond d'émission pour les nouvelles installations de production d'électricité à 450 g<sup>(25)</sup> de CO<sub>2</sub> par kWh en moyenne annuelle. Ce niveau pourrait évoluer dans le temps, sans pouvoir s'appliquer de façon rétroactive ;
- la mise en place d'un mécanisme de capacité passant soit par la constitution d'une réserve stratégique, soit par la mise en place d'un marché de capacité concernant l'ensemble du parc de production, effacement, mais aussi stockage. Ce mécanisme pourrait être en place en 2015.

(25) Les facteurs d'émissions retenus par la CRE pour construire le graphique 61 sont respectivement de 960 et 411 g de CO<sub>2</sub> par kWh pour une centrale au charbon et une centrale au gaz.

## 2. VOLUMES ÉCHANGÉS SUR LE MARCHÉ DU CO<sub>2</sub>

Dans cette partie, les caractéristiques des transactions effectuées sur le marché européen, c'est-à-dire l'ensemble du SCEQE, sont analysées. Les chiffres présentés dans cette section concernent l'intégralité des échanges sur le périmètre européen global conclus via les marchés organisés et sur l'OTC intermédiaire : ce périmètre représente l'essentiel des échanges sur le marché secondaire des quotas. Les données correspondantes sont publiques.

### 2.1. Les volumes échangés se sont stabilisés en 2010 par rapport à 2009

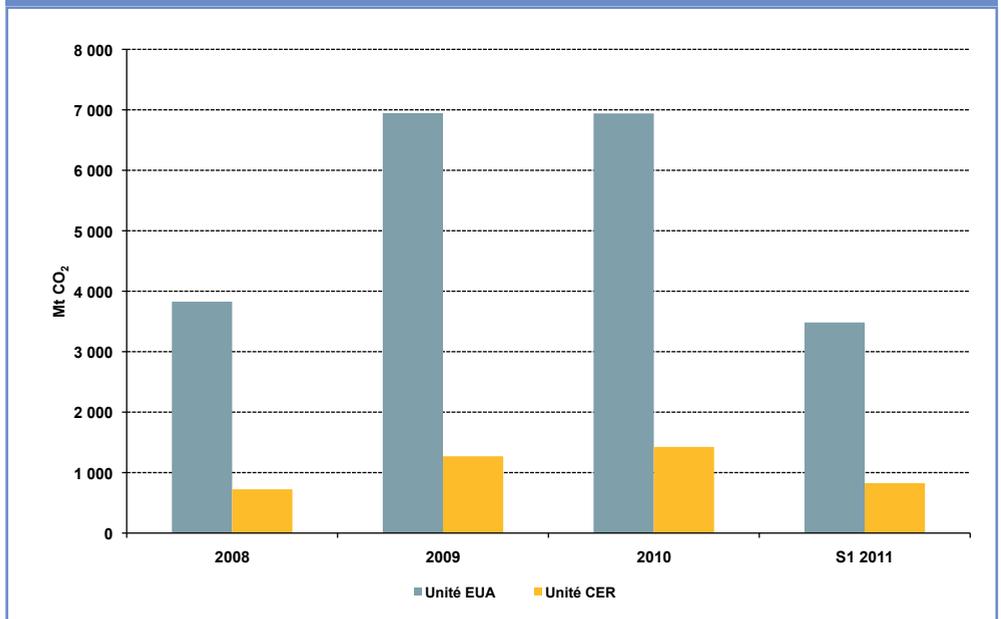
Comme présenté dans le graphique 47, les volumes totaux échangés en 2010 se sont stabilisés par rapport à 2009, après la forte hausse de l'année précédente : au total 8 366 Mt (millions

de tonnes éq CO<sub>2</sub>) ont été échangées, contre 8 215 Mt en 2009, soit une augmentation d'à peine 2 %.

Sur l'année 2010, un total de 6 941 Mt d'EUA ont été échangées sur le marché secondaire, contre 6 946 Mt en 2009. Ces échanges ont représenté 101,7 milliards d'euros en 2010, contre 92,7 milliards d'euros en 2009, cette augmentation de près de 10 % étant due à des prix plus élevés en 2010 qu'en 2009. Le ratio entre nombre de quotas échangés sur le marché secondaire et nombre de quotas distribués sur le marché primaire (quotas alloués gratuitement et quotas vendus aux enchères, soit environ 2 100 Mt) est de 334 % sur 2010.

Sur le marché des CER, les volumes échangés ont été de 1 425 Mt, soit une augmentation de plus de 12 % par rapport à un total de 1 270 Mt

GRAPHIQUE 47 - Volumes annuels EUA et CER depuis 2008



Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

en 2009. La valorisation correspondante est estimée à environ 17,5 milliards d'euros en 2010, contre 15,0 milliards d'euros en 2009.

Enfin le marché des ERU a vu s'échanger 3,3 Mt d'unités en 2010 : ce chiffre est très faible en comparaison du total des transactions d'EUA et de CER car ces unités ERU n'ont été disponibles à l'achat qu'à partir du mois de novembre 2010, avec un niveau d'offre réduit et une liquidité très faible. Le montant des échanges en euros sur le marché des unités ERU a été de 55,7 millions d'euros.

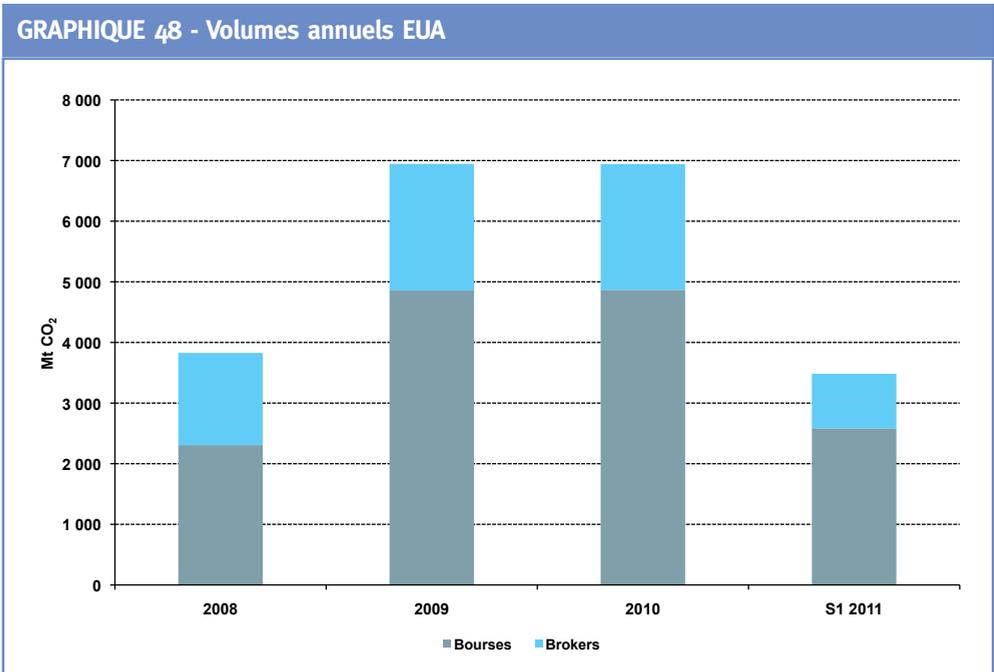
## 2.2. Montée en puissance des échanges sur les marchés organisés depuis 2009

Le graphique 48 montre que la stabilisation globale du niveau des échanges observée en 2010 sur le marché européen du carbone intervient après la montée en puissance des volumes

échangés sur les bourses à partir de 2009. Ainsi, l'augmentation des volumes observée à partir de 2008 a été essentiellement tirée par les marchés organisés, dont la part dans les échanges est passée de 60 % en 2008 à 70 % en 2009 et 2010 sur le marché EUA.

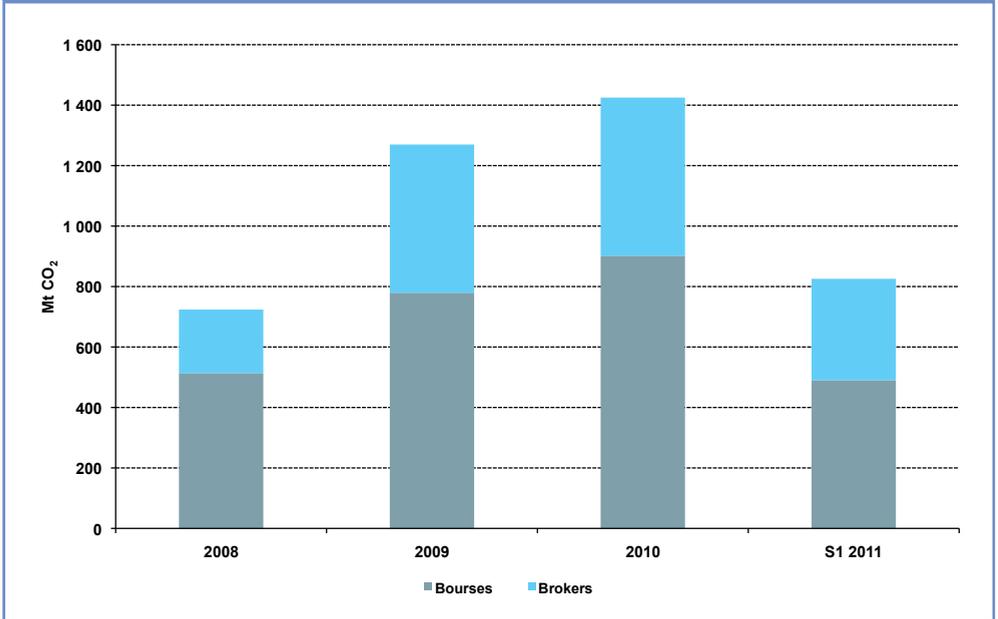
Ainsi les volumes EUA échangés sur la plateforme ECX (qui représentaient plus de 50 % des échanges en 2008) ont augmenté de 124 % entre 2008 et 2010, contre 36 % d'augmentation sur l'OTC intermédié. En 2010, sur ce même marché, 64 % des échanges ont été réalisés sur la plateforme ECX, où se sont effectuées plus de 90 % des transactions conclues sur les marchés organisés.

L'augmentation de la taille du marché des CER (graphique 49) a davantage été portée par les plateformes d'intermédiation en gré à gré : en 2008, celles-ci représentaient moins de 30 % des échanges. Leur part est passée à près de 40 % en 2010. Cette évolution est le résultat d'une



Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

GRAPHIQUE 49 - Volumes annuels CER



Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

croissance des échanges de CER en OTC intermédiaire de 149 % entre 2008 et 2010, contre une augmentation de 76 % sur les marchés organisés.

### 2.3. Augmentation des échanges à terme à partir de 2009

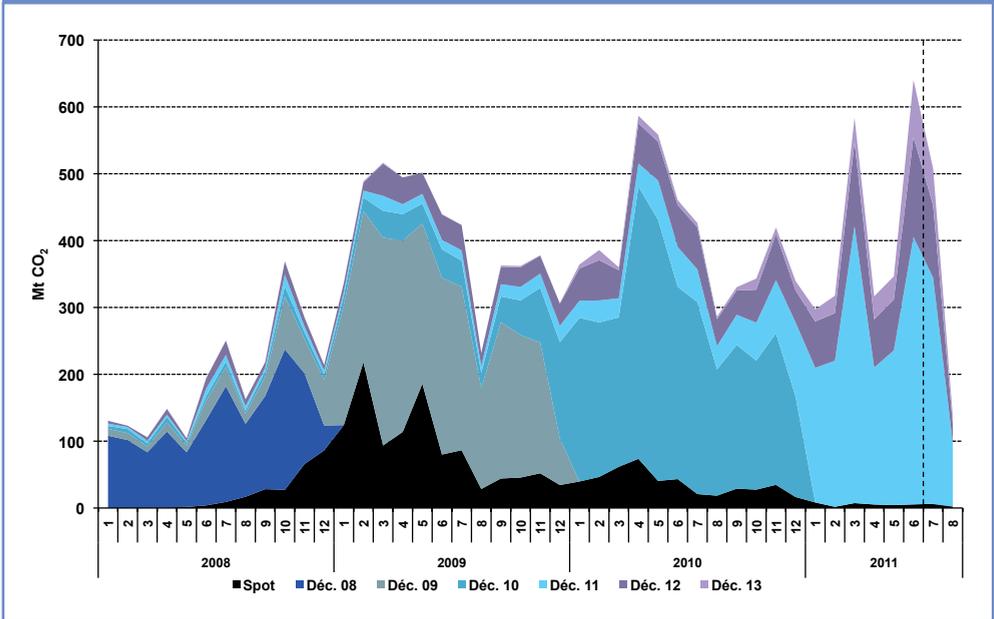
En 2010 au total, 91 % des transactions réalisées sur les bourses concernaient des produits à terme pour le marché des EUA, dont la quasi-totalité était effectuée sur ECX. En 2009, ce chiffre était de 77 %, ce qui met en évidence une augmentation significative de la part des échanges à termes dans les transactions réalisés sur le marché des EUA. Sur le marché des CER, la part des échanges sur contrats futures est inchangée entre 2009 et 2010 et vaut 90 %.

L'analyse du graphique 50 permet également de conclure que, pour une année donnée, les contrats échangés portent en majorité sur des

livraisons pour la fin de l'année en cours : cela signifie que les acteurs se couvrent essentiellement un an à l'avance pour leurs émissions réelles, les surplus de quotas achetés pouvant être banqués pour les exercices de conformité suivants, et les défauts éventuels pouvant être acquis sur le marché spot avant la restitution de quotas au début du mois d'avril.

Cette analyse est détaillée dans le graphique 51, qui présente, pour l'année 2010 et le premier semestre 2011, la répartition par maturité des transactions de contrats futures EUA pour livraison en décembre dans le cas de la plateforme ECX. En termes de saisonnalité, on voit que la part de ces contrats est la plus haute en début d'année avec plus de 70 % des volumes sur le mois de janvier, puis on observe une diminution progressive de ces transactions à mesure que l'échéance de la livraison approche : ainsi les contrats pour livraison en décembre 2010 ne représentent plus que 40 % des échanges en décembre.

**GRAPHIQUE 50 - Évolution des échanges par maturité sur le marché des EUA**



Sources : Bluenext, ECX, EEX

**GRAPHIQUE 51 - Volumes EUA par maturité sur la plateforme ECX**



Source : ECX

#### 2.4. Acteurs présents sur les marchés du CO<sub>2</sub>

Une analyse de la typologie des acteurs présents sur les marchés du CO<sub>2</sub> peut être réalisée à partir des listes publiques des membres de plateformes Bluenext, ECX et EEX, telle que présentée dans le tableau 10.

Il ressort de cette analyse que :

- la plus grande part des acteurs du marché du CO<sub>2</sub> est constituée d'institutions financières non spécialisées, qui peuvent intervenir pour des arbitrages en compte propre ou pour le compte de tiers ;
- de nombreux producteurs européens d'électricité interviennent directement sur le marché du carbone ;
- des sociétés spécialisées en conseil ou trading sur les marchés de l'énergie et du carbone se sont développées ;

- les sociétés comprises dans le périmètre de surveillance de la CRE sont d'abord des énergéticiens européens physiques, et dans une moindre mesure des institutions financières non spécialisées, intervenant, soit en compte propre, soit pour compte de tiers, à la fois sur les marchés français de l'énergie et le marché du CO<sub>2</sub> ;
- les assujettis en dehors du secteur de l'électricité sont relativement peu nombreux à intervenir directement sur les marchés du CO<sub>2</sub>.

Cette évaluation en nombre d'acteurs mériterait d'être complétée par une analyse de la contribution de chacune de ces typologies d'acteur à la liquidité du marché du CO<sub>2</sub>. Une telle analyse ne pourra être menée de façon représentative que lorsque les mécanismes de reporting en cours de mise en place seront finalisés entre la CRE et les acteurs du marché (voir paragraphe 1.2).

**TABLEAU 10 - Typologie des acteurs du marché du CO<sub>2</sub>**

Type d'acteur de marché	Périmètre CRE	Hors périmètre CRE	Total
Producteurs d'électricité en France	6	0	6
Producteurs d'électricité en Europe	31	42	73
Autres énergéticiens physiques (gaz, pétrole...)	13	10	23
Sociétés de conseil ou de trading spécialisées en énergie ou CO <sub>2</sub>	12	44	56
Institutions financières	28	104	132
Autres dont autres assujettis	2	18	20
<b>Total</b>	<b>92</b>	<b>218</b>	<b>310</b>

Sources : Bluenext, ECX, EEX, RTE, DGEC - Analyse : CRE

### 3. LES PRIX DU CO<sub>2</sub> EN EUROPE

#### 3.1. Une évolution des prix marquée par les effets successifs de chocs sur l'équilibre offre/demande depuis 2005

Le prix du CO<sub>2</sub> sur le marché spot a connu plusieurs mouvements importants depuis 2005, en général en raison de chocs liés à la perception de l'équilibre offre/demande par le marché (graphique 52) :

- en fin de phase I (de 2005 à 2008), le niveau d'offre de quotas étant surdimensionné par rapport aux émissions réelles, et les quotas n'étant pas utilisables en vue de l'exercice de conformité en phase II, le prix a convergé vers 0 ;
- en 2008, la crise économique a provoqué un ralentissement de la production industrielle, entraînant ainsi une baisse de la demande de quotas, avec une chute des prix à un niveau qui est resté relativement stable autour de 14 €/t à partir du deuxième trimestre 2009 ;
- plus récemment, le cours du quota a évolué de façon volatile, avec notamment : i) un mouve-

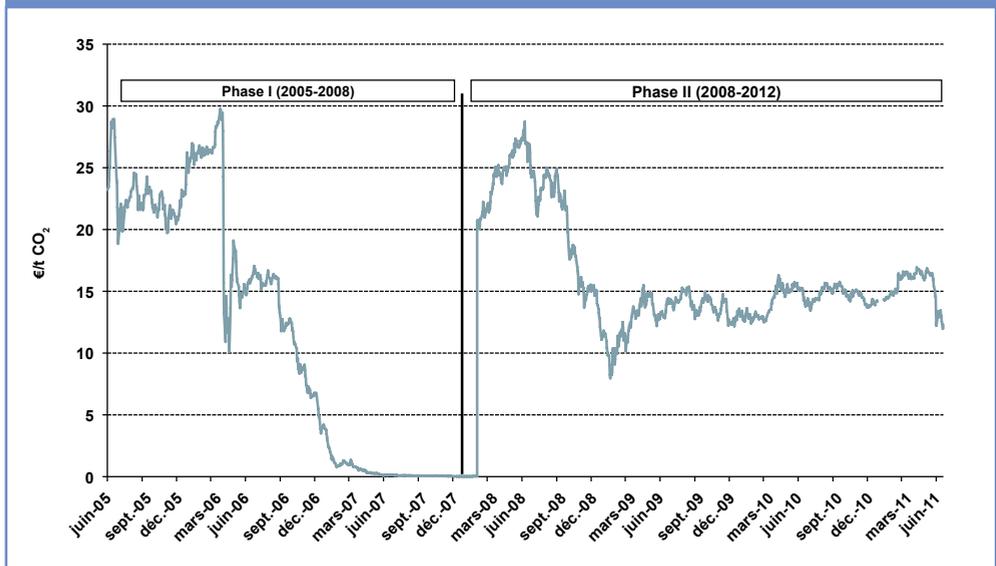
ment haussier à la suite de l'annonce du moratoire sur le nucléaire allemand en mars 2011, puis ii) un recul marqué à la fin du mois de juin, lié à une perception accrue du marché d'un risque de surallocation, à la suite de la publication d'un projet de directive sur l'efficacité énergétique <sup>(26)</sup>.

Du 1<sup>er</sup> janvier 2010 au 30 juin 2011, le prix du quota européen sur le marché spot a varié entre 12,17 €/t et 16,93 €/t, pour un prix moyen de 14,69 €/t (graphique 53). Ces valeurs minimale et maximale correspondent aux deux annonces rappelées précédemment.

Le prix des unités CER est très largement indexé sur les prix des EUA puisque CER et EUA peuvent être restitués de façon interchangeable dans le cadre de la restitution de quotas pour conformité, dans les limites du plafond prévu pour

(26) <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0370:FIN:FR:PDF>

GRAPHIQUE 52 - Évolution du prix spot depuis 2005



Source : Bluenext

les unités CER. Le prix des CER a donc suivi une tendance comparable à celle des EUA, et a également été marqué par les deux chocs successifs décrits ci-dessus. Sur le marché au comptant, le cours a évolué entre 10,45 €/t et 14,59 €/t, avec une moyenne de 12,43 €/t.

En 2010, les contrats futures pour livraison en décembre 2010 (Dec2010) se sont échangés en moyenne sur le marché des EUA à 14,52 €/t (0,13 €/t de plus que la moyenne du prix spot sur la même période). À titre de comparaison, sur la même période, les transactions sur le contrat Dec2011 ont été réalisées en moyenne à 14,86 €/t (soit un premium moyen de 0,47 €/t par rapport au prix spot).

Enfin, sur les deux chocs de prix qui ont eu lieu en mars et juin 2011, on voit que les futures Dec2010 ont été affectés par des mouvements relatifs de prix sensiblement égaux à ceux constatés sur le marché au comptant, soit :

- +11 % entre le 1<sup>er</sup> et le 31 mars sur le mouvement haussier de mars pour le marché des EUA et le marché des CER ;

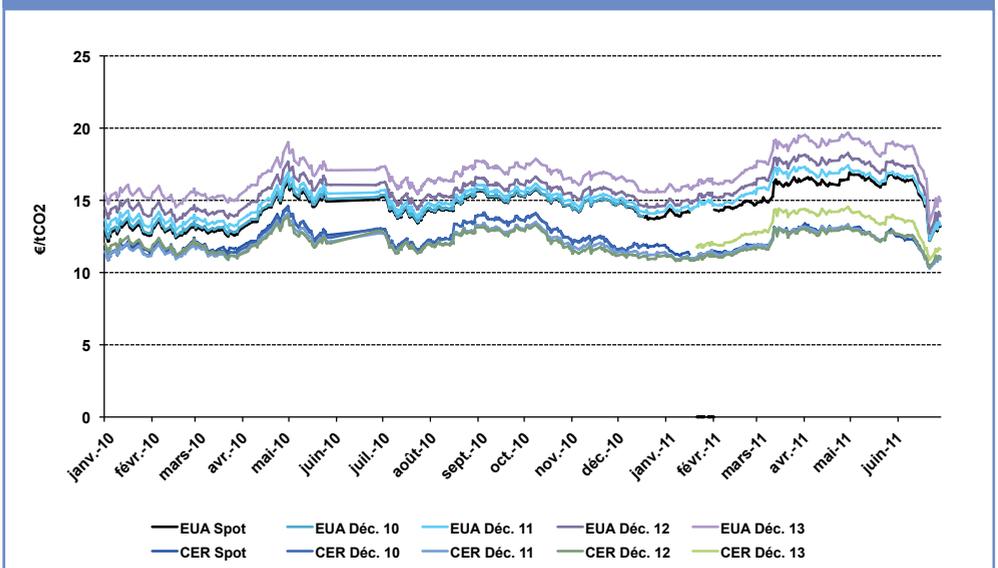
- -19 % entre le 1<sup>er</sup> et le 30 juin sur le mouvement baissier de juin pour le marché des EUA et -13 % sur le marché des CER.

### 3.2. En 2010 les prix à terme ont mieux anticipé les prix spot de décembre

Les seules maturités représentées à des niveaux de liquidité élevés sur le marché des quotas européens correspondent aux produits pour livraison en décembre d'une année donnée à un horizon de temps de quelques années (dans une logique de formation des prix sur les anticipations d'équilibre offre-demande sur une période de conformité). Les produits pour livraison en décembre 2020 sont déjà disponibles, mais ils représentent très peu de transactions : en 2010 la part principale des volumes échangés correspond à des produits pour livraison en décembre 2010, décembre 2011, décembre 2012, et décembre 2013.

Les produits EUA de type futures à livraison en décembre sont formellement identiques à ceux

GRAPHIQUE 53 - Évolution des prix depuis 2010



Source : Bluenext, ECX

échangés en décembre sur le marché spot. Cette observation peut être confirmée au niveau du prix des contrats à livraison en décembre, pour lesquels on observe une convergence sur les derniers mois de l'année, comme montré dans le graphique 54.

De 2008 à 2010, on voit que l'écart moyen converge de plus en plus rapidement, avec pour conséquence un écart moyen entre prix spot et prix à terme largement plus faible pour l'année 2010 (0,12 €/t) qu'en 2009 (0,20 €/t) et 2008 (0,24 €/t), ce qui correspond vraisemblablement à des coûts de portage moins élevés en 2010.

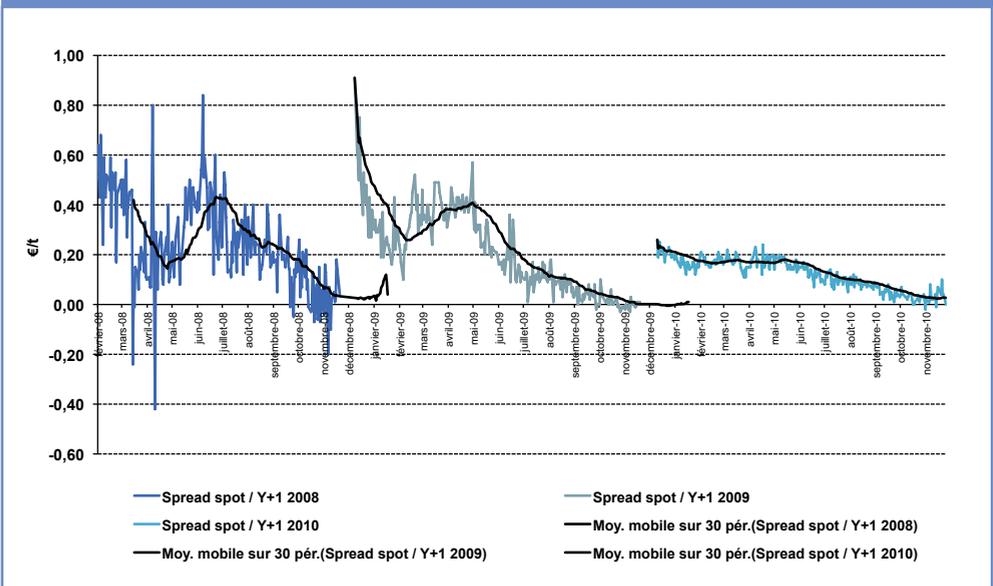
### 3.3. Les différences de prix entre différentes échéances rendent compte du caractère stockable du quota de CO<sub>2</sub>

Entre 2008 et 2010, l'écart de prix entre produits annuels Y et Y+1 est en général inférieur à 1 €/t pour les produits d'une même période,

ce qui est cohérent avec la nature proche des produits concernés, notamment à travers la possibilité d'emprunter des quotas d'une année sur l'autre. En revanche, l'écart de prix entre produits annuels 2012 et 2013 est supérieur à 1 €/t (graphique 55) : cette différence met en avant le fait qu'il s'agit dans ce cas de deux produits différents, puisque les règles du système d'échange de quotas interdisent tout emprunt d'une période sur l'autre (encadré 4).

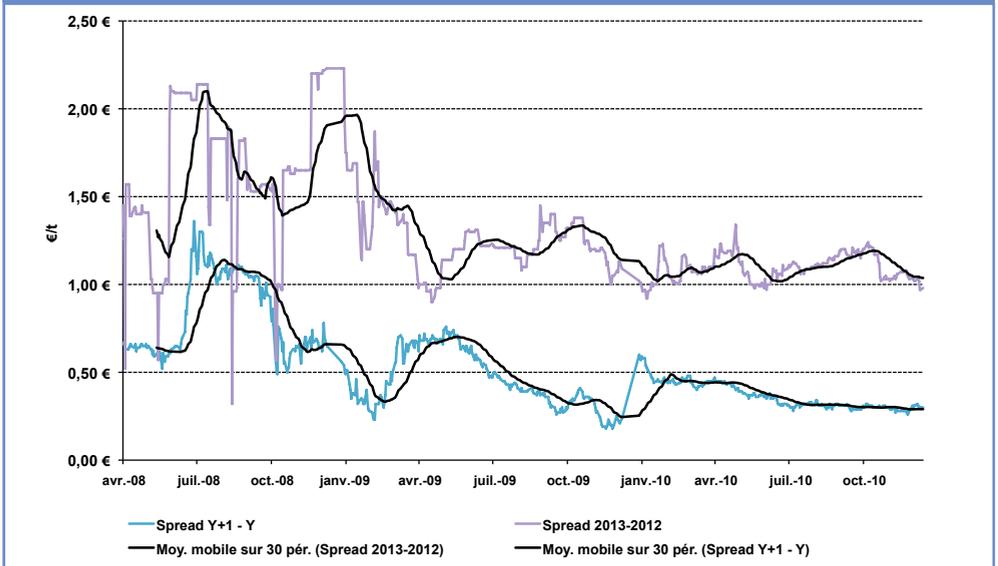
Pour la période représentée, l'écart Y+1 - Y est de 0,54 €/t en moyenne, soit 0,74 €/t en dessous de l'écart 2013 - 2012 moyen à 1,28 €/t. Sur le choc de prix de juin 2011, on voit que le mouvement de prix a été tel que l'écart 2013 - 2012 a diminué de façon plus importante que l'écart Y+1 - Y (-20 % pour l'écart 2013 - 2012, contre -11 % pour l'écart Y+1 - Y). Cette comparaison suggère que le marché a perçu une modification de l'équilibre offre/demande dans le sens d'une surallocation à long terme, c'est-à-dire au-delà de la deuxième période.

GRAPHIQUE 54 - EUA - Écart entre prix spot et prix pour livraison en décembre



Sources : Bluenext, ECX

**GRAPHIQUE 55 - EUA - Écart de prix entre produits annuels Y+1 - Y et 2013 - 2012 depuis 2008**



Source : ECX

#### ENCADRÉ 4 - Règles de bancabilité (« banking ») et d'emprunt (« borrowing »)

Les quotas de CO<sub>2</sub> sont livrés (c'est-à-dire virés par le teneur du registre compétent du compte de l'État concerné vers le compte de dépôt de l'exploitant du site concerné par le dispositif) annuellement suivant le plan national d'allocation des quotas de la période considérée, avant le 28 février de chaque année (graphique 46).

Avant le 30 avril, un exploitant de site concerné doit restituer une quantité de quotas égale à ses émissions vérifiées de l'année précédente. Au cours d'une phase, les quotas restitués peuvent être tout quota précédemment livré au cours de la même phase. Il est donc possible, au sein d'une phase, « d'emprunter » un quota livré au titre de l'année suivant la période de conformité concernée.

Ainsi, il a été possible d'utiliser en avril 2009, au titre de la conformité 2008, un quota livré en février 2009. Il n'a en revanche pas été possible d'utiliser en avril 2009, donc au titre de la conformité 2008, un quota livré en février 2010.

Les emprunts ne sont pas possibles entre phases. Ceci permet de plafonner les émissions au cours d'une phase tout en laissant une souplesse entre les différentes périodes de conformité au cours d'une même phase.

Les quotas restitués sont ensuite annulés. Tout quota non annulé peut être utilisé par la suite à des fins de conformité. On parle de bancabilité (« banking »). Cette règle s'applique au sein d'une même phase (par exemple, utilisation en avril 2010, au titre de la conformité 2009, d'un quota livré en février 2008).

Les quotas de la phase I n'étaient pas bancables jusqu'en phase II (ce qui, du fait de l'excès d'offre sur la demande en phase I, a conduit le prix à chuter à 0 à la fin de celle-ci – voir paragraphe 3.1), mais ceux de la phase II le sont jusqu'en phase III.

## 4. LES FONDAMENTAUX DU MARCHÉ EUROPÉEN DU CO<sub>2</sub>

Les prix du CO<sub>2</sub> se forment sur la base de l'équilibre offre/demande du marché des quotas, tel que perçu par les acteurs de marché :

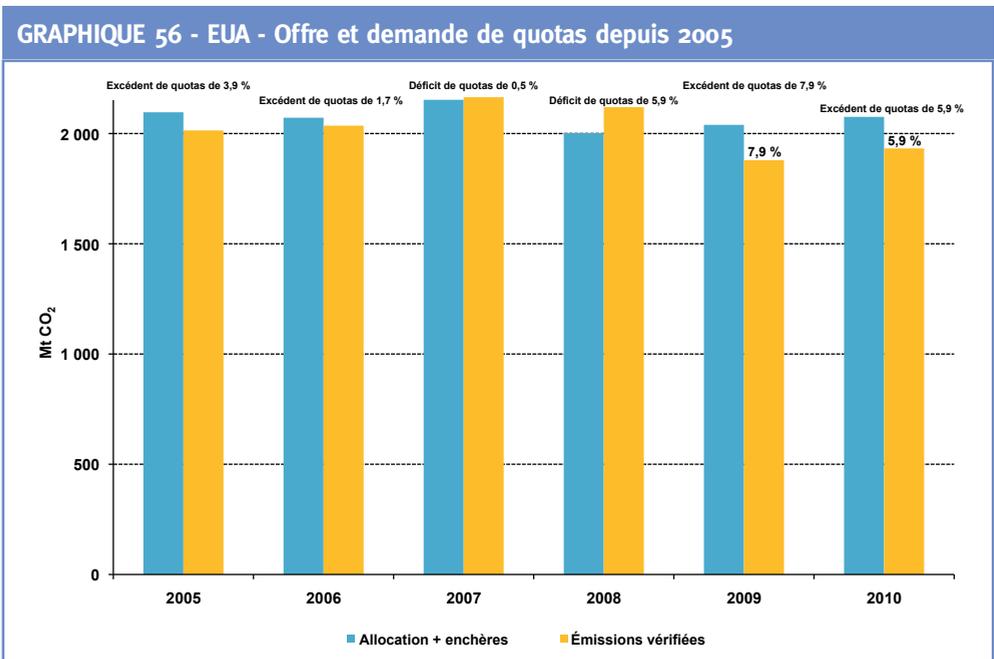
- l'offre correspond, dans le cas des EUA, à la quantité de quotas mise en circulation sur le marché primaire dans le cadre de l'allocation gratuite et de la mise aux enchères de quotas. Dans le cas des unités CER et ERU, l'offre est fonction de la réalisation des projets de réduction ainsi que de la validation de nouveaux projets. Si l'ensemble des EUA mis sur le marché par les États membres ont vocation à être utilisés par les sites localisés dans le périmètre européen dans le cadre de leur conformité par rapport à la Directive quotas, les CER sont mis en circulation à une échelle mondiale : ils peuvent donc être achetés (par exemple dans le cadre de la compensation volontaire) en dehors du périmètre européen ;
- la demande dépend des émissions réelles vérifiées sur les sites industriels soumis à

conformité. Celles-ci dépendent donc du niveau d'activité, et en particulier de la production d'électricité. À cet égard, les fondamentaux des prix du CO<sub>2</sub> partagent des caractéristiques communes avec ceux des prix de l'électricité, avec notamment une influence au moins indirecte des prix des matières premières fossiles.

### 4.1. Une offre excédant la demande tous secteurs confondus, seules les entreprises du secteur de l'énergie étant acheteuses nettes de quotas

- L'offre de quotas excède la demande depuis 2009

La publication des émissions réelles des installations soumises à quotas est réalisée une fois par



Source : CITL

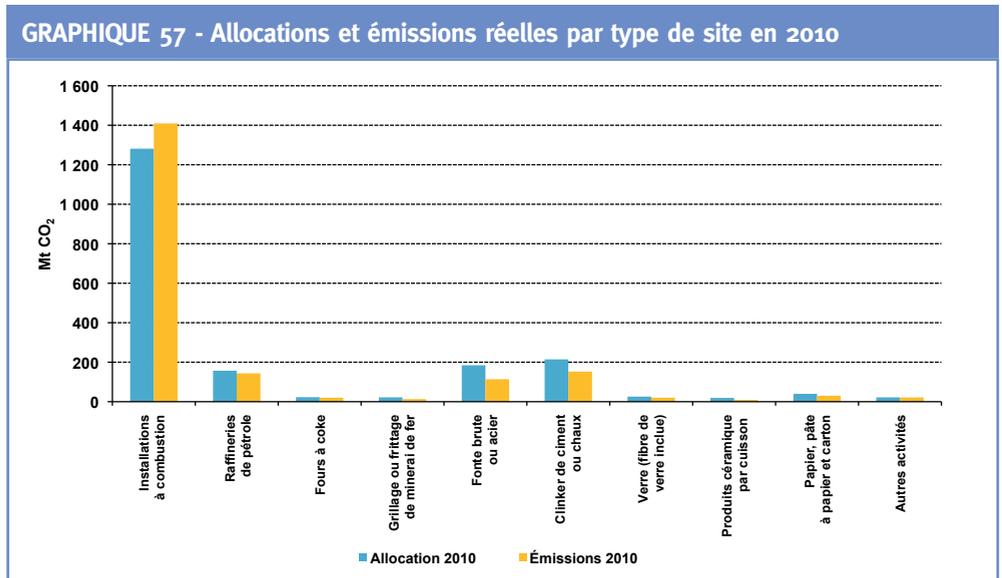
an au mois d'avril. Les émissions réelles peuvent être rapprochées des émissions allouées de manière à visualiser le solde net des installations participant au dispositif sur le périmètre européen (graphique 56).

Depuis 2 ans, l'offre de quotas excède la demande, tous secteurs confondus. En moyenne, l'offre totale de quotas sur la phase I a été de 2 107 Mt par an, contre 2 035 Mt par an pour la phase II jusqu'en 2010, soit une réduction de 3,4 %. Cette baisse est toutefois moindre

que la baisse du niveau des émissions vérifiées (2 071 en phase I en moyenne contre 1 977 Mt en phase II soit -4,6 %).

- *Un seul secteur présente un déficit de quotas*

Pour l'année 2010, une analyse par secteur montre que seuls les sites d'installations de combustion, composés principalement d'installations de production d'électricité, sont déficitaires en quotas (graphique 57).



Source : CITL

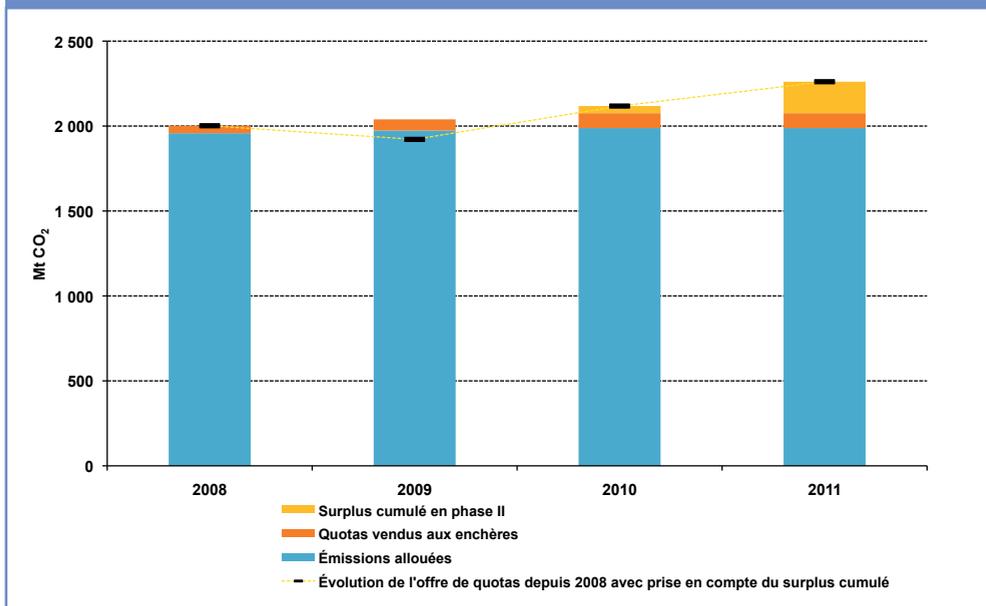
- *Le prix du quota est essentiellement soutenu par la possibilité de bancabilité pour la phase III*

Dans cette configuration où l'offre est supérieure à la demande, il se crée un surplus de quotas : à travers le principe de bancabilité (encadré 4), ce surplus s'accumule en l'absence de réajustement du plafond. Comme on le voit sur le graphique 58, cette accumulation de quotas peut être assimilée à une hausse de l'offre réelle de quotas lorsque l'on prend en compte le report

des surplus successifs (hypothèse d'un niveau d'offre 2011 équivalent à celui de 2010).

Fin 2010, 185 Mt ont ainsi été cumulés : de plus ce chiffre reflète uniquement la différence cumulée entre quotas distribués et émissions réelles, sans prendre en compte le fait qu'une partie des droits d'émissions ont été restitués sous la forme d'unités de Kyoto, ce qui signifie que le surplus de quotas EUA à la fin 2010 est encore supérieur à ce chiffre.

GRAPHIQUE 58 - Accumulation d'un surplus de quotas en phase II



Sources : CITL, Commission européenne (hypothèse d'un niveau d'offre 2011 équivalent à celui de 2010)

Dans ces conditions, la possibilité de reporter les quotas de la phase II pour les utiliser durant la phase III (encadré 4) constitue le principal facteur permettant d'éviter un effondrement des prix d'ici la fin de 2012. Pour mémoire, cette absence de possibilité de bancabilité de la phase I vers la phase II explique la convergence du prix du quota vers 0 en phase I.

#### 4.2. Corrélation entre les prix du CO<sub>2</sub> et de l'électricité

Les marchés de l'énergie et du carbone sont fortement interconnectés :

- au premier rang des acteurs industriels assujettis se trouvent les producteurs d'électricité dont l'activité est fortement émettrice de CO<sub>2</sub>. Dans l'UE, ceux-ci représentent près du tiers des émissions de CO<sub>2</sub> et près de 50 % du total de quotas d'émissions alloués (graphique 57 : en 2010, les sites de type « combustion », catégorie principalement composée par des installations de production d'électricité, représentent 64 % de l'allocation de quotas et 73 % des émissions vérifiées). Il en découle une intrication forte entre les déterminants du CO<sub>2</sub> et ceux des marchés de l'énergie. Des tendances communes évidentes existent entre le prix du CO<sub>2</sub> et le prix des autres combustibles fossiles

ainsi que de l'électricité (graphique 59 : sur la période 2008 - 2010, la corrélation entre prix des quotas et prix de l'électricité allemande était supérieure à 90 %) ;

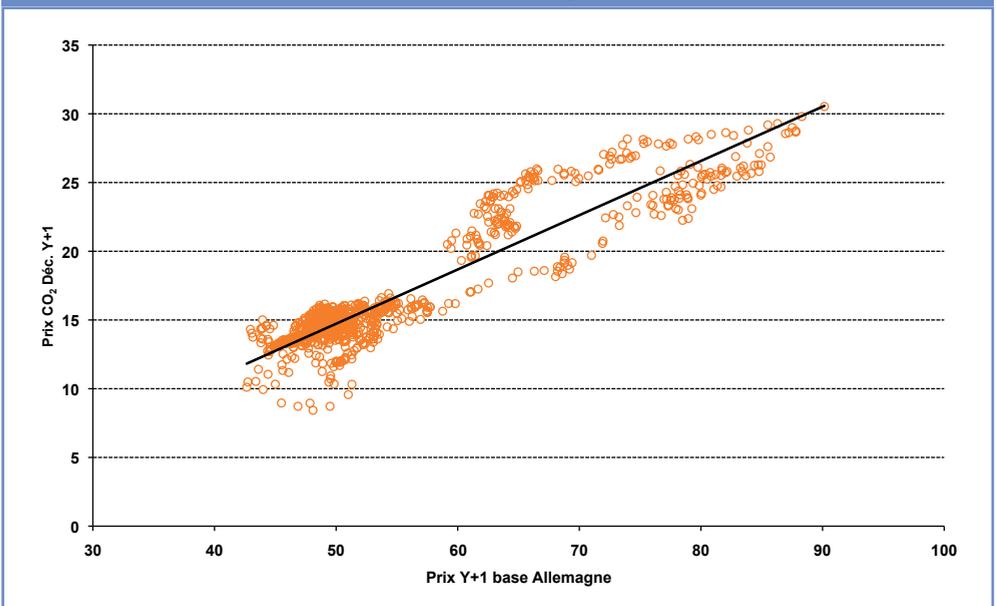
- le prix des quotas d'émission se forme notamment sur la base des prix des autres matières premières énergétiques. Ainsi les principaux moteurs du marché qui déterminent les fluctuations du prix des quotas sont liés, d'une part à la demande de quotas (températures et précipitations, prix de l'énergie, niveau de production, progrès techniques), et d'autre part à l'offre de quotas déterminée par la réglementation. L'équilibre relatif des prix du charbon et du gaz influe sur le prix des

quotas : la production d'électricité par des centrales à charbon étant plus émettrice de CO<sub>2</sub>, une hausse des prix du gaz encourage la production d'électricité par des centrales fonctionnant au charbon, induisant une augmentation de la demande de quota.

#### 4.3. Une évolution des prix de marché favorable à la production d'électricité à partir de charbon

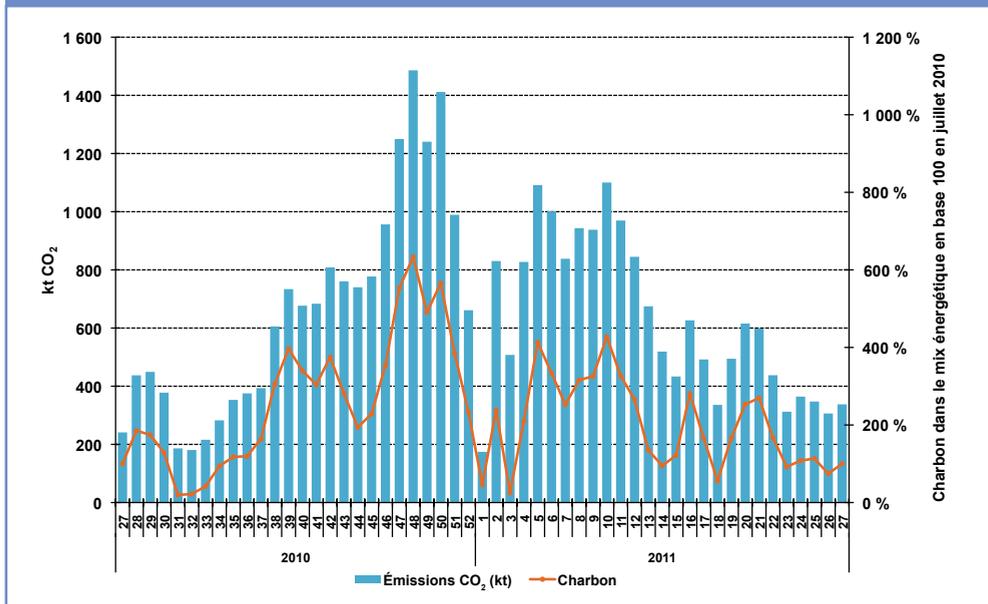
Les émissions du parc de production d'électricité sont notamment liées à la présence de charbon dans le bouquet énergétique. Ainsi une mise à

GRAPHIQUE 59 - Prix de l'électricité et prix du CO<sub>2</sub>



Sources : EEX, ECX

GRAPHIQUE 60 - Émissions du parc de production français



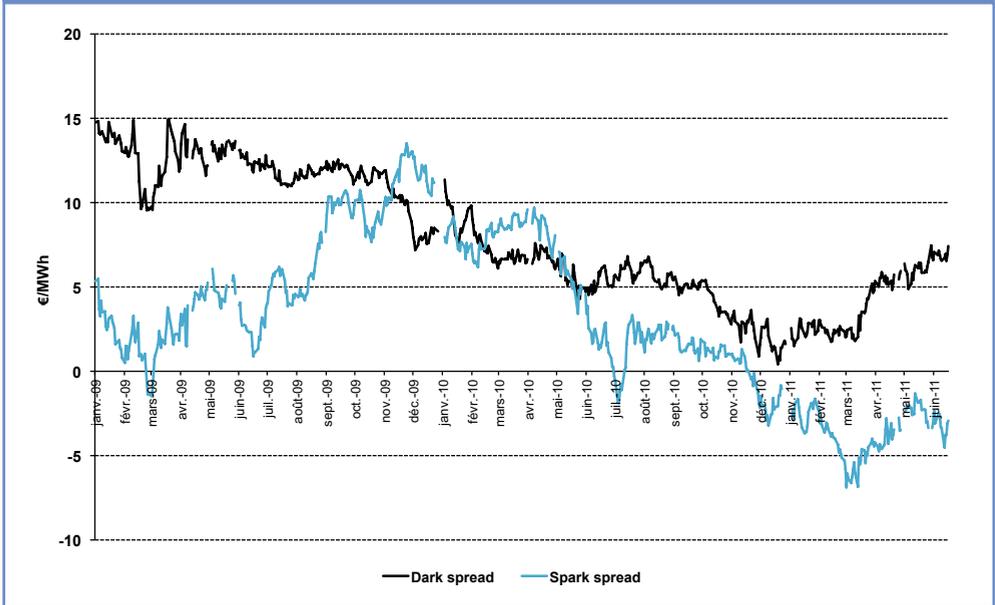
Source : RTE

contribution plus importante des centrales thermiques se traduit par des niveaux d'émissions plus importants (graphique 60).

À ce titre, on comprend que le moratoire sur le nucléaire allemand ait pu entraîner une hausse des prix du CO<sub>2</sub> dans la mesure où le marché anticipait un report au moins partiel du nucléaire vers la filière charbon.

Les clean dark spreads et clean spark spreads représentent le profit de court terme théorique réalisé par les détenteurs respectifs d'une centrale à charbon et au gaz (graphique 61). Un décrochage durable d'une de ces valeurs par rapport à l'autre témoigne de la perte de compétitivité d'une des filières de production : ainsi à partir de mai 2010 la filière gaz est moins compétitive que la filière charbon malgré l'avantage comparatif de la filière gaz en termes d'émissions.

GRAPHIQUE 61 - Clean dark &amp; spark spreads



Sources : EEX, EEX, Argus (prix Y+1)

TABLEAU 11 - Formule de calcul des clean dark &amp; spark spreads

$$\text{Clean Dark Spread (€/MWh)} = p_E - (p_C + p_{CO_2})$$

- $p_E$  prix Y+1 base Allemagne (€/MWh)
- $p_C$  prix Y+1 charbon (€/MWh) <sup>(27)</sup>
- $p_{CO_2}$  prix Y+1 CO<sub>2</sub> (€/MWh) <sup>(28)</sup>

$$\text{Clean Spark Spread (€/MWh)} = p_E - (p_G + p_{CO_2})$$

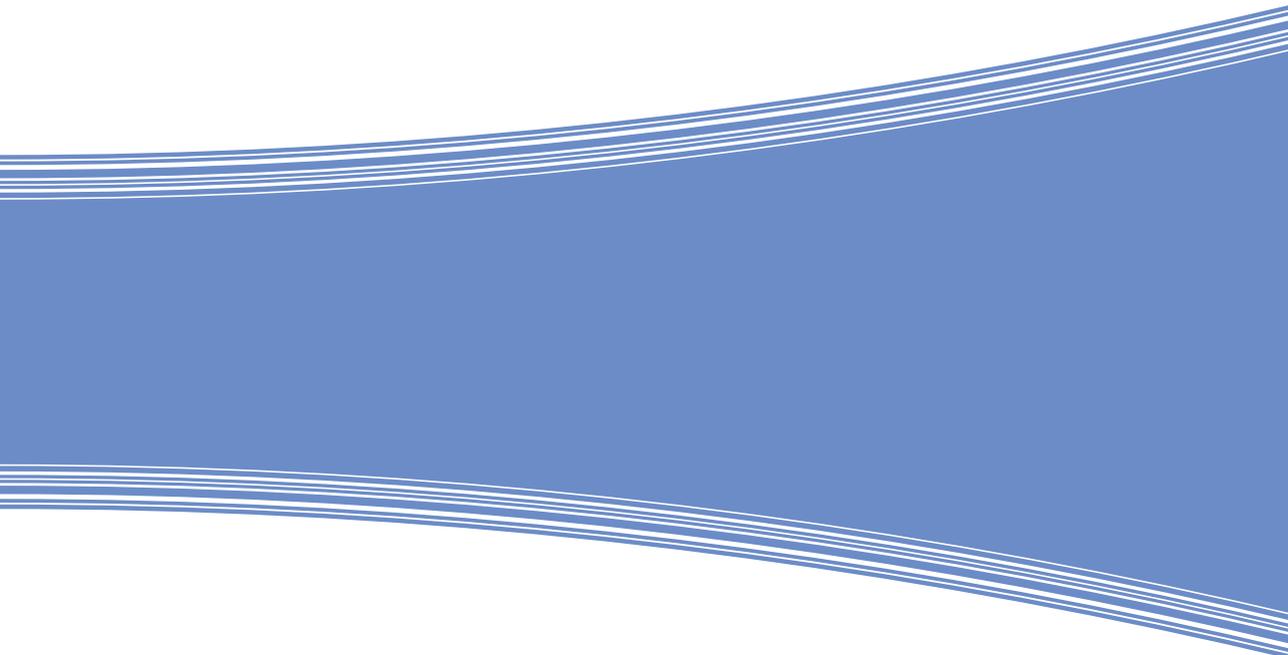
- $p_E$  prix Y+1 base Allemagne (€/MWh)
- $p_G$  prix Y+1 gaz (€/MWh) <sup>(27)</sup>
- $p_{CO_2}$  prix Y+1 CO<sub>2</sub> (€/MWh) <sup>(28)</sup>

(27) Sur la base d'une hypothèse d'un pouvoir calorifique de 8,14 MWh/t pour le charbon, et d'un rendement de 35 % pour les centrales à charbon et 49 % pour les centrales à gaz. Il convient de noter d'une part que ces rendements correspondent à des installations nouvelles de référence et donc peuvent être éloignés des rendements d'installations existantes, et d'autre part que d'autres coûts, notamment de transport, ne sont ici pas pris en compte.

(28) Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,96 t CO<sub>2</sub> / MWh pour les centrales à charbon et 0,41 t CO<sub>2</sub> / MWh pour les centrales à gaz.

# Section III

## Les marchés de gros du gaz

- 
- 1.** Le développement du négoce de gaz p. 84
  
  - 2.** Les prix du gaz p. 99
  
  - 3.** Les infrastructures gazières p. 108
  
  - 4.** L’approvisionnement et les débouchés  
des acteurs/nouveaux entrants p. 116

## 1. LE DÉVELOPPEMENT DU NÉGOCE DE GAZ

Au cours de l'année 2010 les échanges sur les marchés de gros du gaz ont continué à se développer. L'offre de gaz reste importante sur les marchés mondiaux, du fait notamment de la production de gaz non conventionnel aux États-Unis et de l'arrivée de volumes conséquents de gaz naturel liquéfié (GNL).

Le contexte récessif de l'année 2009 avait eu pour effet de tirer la demande de gaz à la baisse. La conséquence d'une offre abondante et d'une demande faible était alors un niveau de prix historiquement bas sur les marchés de gros européens. En particulier, ces prix s'étaient avérés nettement inférieurs à ceux des contrats d'approvisionnement à long terme indexés sur les produits pétroliers<sup>(29)</sup>. De nombreux fournisseurs européens étaient alors entrés en phase de renégociation de ces contrats avec des industriels des pays producteurs de gaz, afin d'obtenir des conditions plus proches de celles des marchés de court terme, par exemple en introduisant des indexations marché.

Du fait d'une demande en hausse, tirée par la reprise économique progressive observée en 2010, les prix de gros sur les principales places de marché européennes sont repartis à la hausse par rapport aux points bas atteints en 2009 mais sont restés en retrait par rapport au prix des contrats d'approvisionnement à long terme indexés sur les produits pétroliers.

Les marchés de gros du gaz ont donc continué à être une source d'approvisionnement attractive pour les importateurs, les fournisseurs et les consommateurs et à représenter côté producteurs un débouché pour les volumes de gaz non achetés dans le cadre des clauses de flexibilité des contrats à long terme.

Il est malaisé de prévoir l'ampleur et la durée de la déconnexion entre le prix du pétrole et le prix de marché du gaz. Les observateurs de marché considèrent que cet écart pourrait perdurer au moins à court terme.

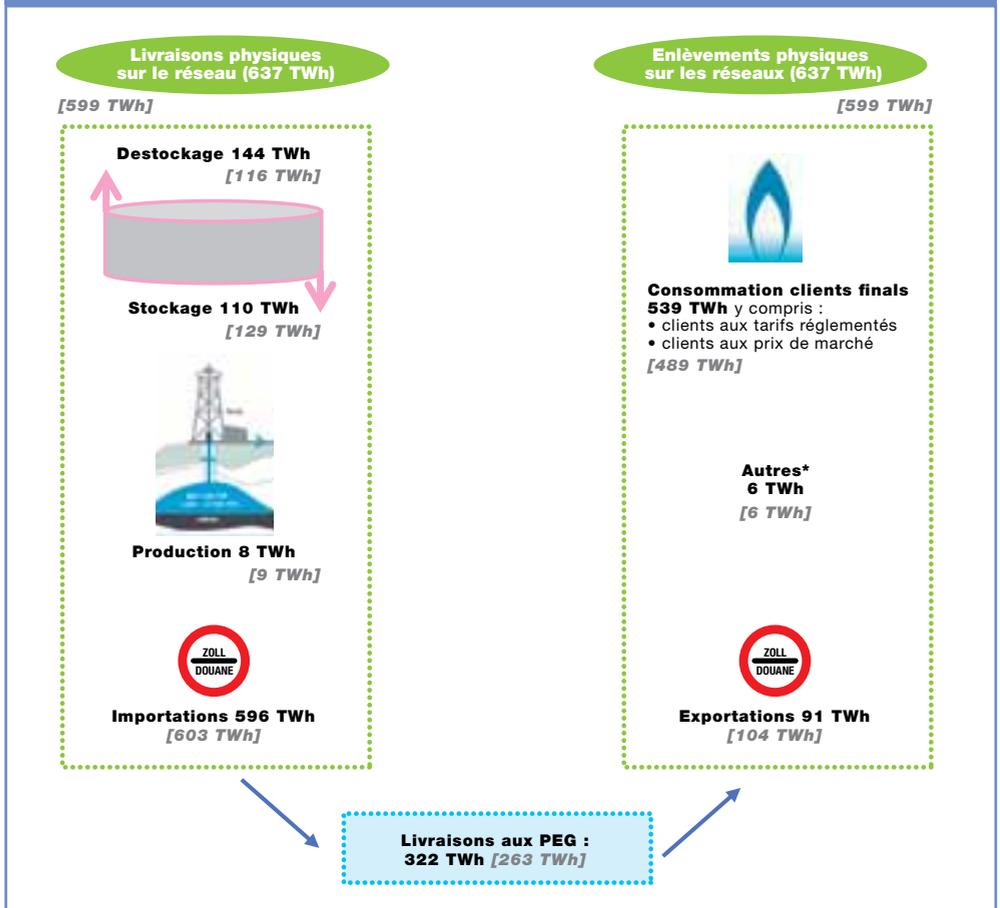
Les flux gaziers globaux en France (graphique 62) reflètent ces éléments de contexte. En 2010, 637 TWh de gaz ont ainsi été physiquement livrés sur l'ensemble des réseaux français de gaz, soit une hausse de 38 TWh (+6 %) par rapport aux volumes livrés en 2009. Cette augmentation est liée au net rebond de la consommation des clients finals (539 TWh, soit une hausse de 50 TWh ou 10 %, par rapport à 2009), mitigé par une baisse des exportations (91 TWh, soit une baisse de 13 TWh ou 12 %, par rapport à 2009). La consommation a d'ailleurs dépassé en 2010 les niveaux constatés en 2008 (509 TWh).

Malgré leur légère diminution, les importations restent supérieures à la consommation. Elles ont en effet représenté 596 TWh en 2010 contre 603 TWh en 2009. La baisse amorcée en 2009 se poursuit et les importations ont retrouvé leur niveau de 2007. Les mouvements physiques liés au stockage et déstockage ont permis d'équilibrer les flux réguliers d'importations avec les besoins saisonniers de la consommation, concentrée sur l'hiver. Les opérations de déstockage ont été plus importantes en 2010 qu'en 2009, contrairement aux opérations de stockage, ce qui est cohérent avec une hausse de la demande et une baisse des importations. Les volumes nets stockés ont donc été négatifs en 2010 (-34 TWh), contrairement à 2009 (13 TWh), et 2008 (6 TWh).

Les livraisons et enlèvements physiques de quantités de gaz au niveau des points d'échange de gaz (PEG) matérialisent les échanges réalisés sur les marchés de gros. Les livraisons aux PEG ont augmenté de plus de 22 % par rapport à 2009 atteignant les 322 TWh en 2010. Cette

(29) Voir le rapport de la CRE sur les coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ : <http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/rapport-sur-les-couts-d-approvisionnement-de-gdf-suez/rapport-sur-les-couts-d-approvisionnement-de-gdf-suez-mission-d-expertise-de-la-cre>.

**GRAPHIQUE 62 - Approvisionnements et débouchés des acteurs du marché français du gaz en 2010 [2009]**



progression, plus rapide que celle de la consommation, est le net reflet de la progression des échanges sur les marchés de gros.

Les marchés de gros de l'énergie ont évolué au cours du 1<sup>er</sup> semestre 2011 dans un contexte marqué par :

- des tensions géopolitiques ;
- les événements naturels au Japon, et leurs conséquences sur la production nucléaire japonaise et les anticipations d'évolution de la demande de GNL ;

- les décisions du gouvernement allemand en matière de production électronucléaire en mars et mai 2011, qui ont pu alimenter des anticipations d'accroissement des importations de gaz en Allemagne.

### 1.1. Une croissance forte des livraisons au cours de l'année 2010, surtout au PEG Nord

Les livraisons aux points d'échange de gaz (PEG) représentent la somme des nominations nettes des

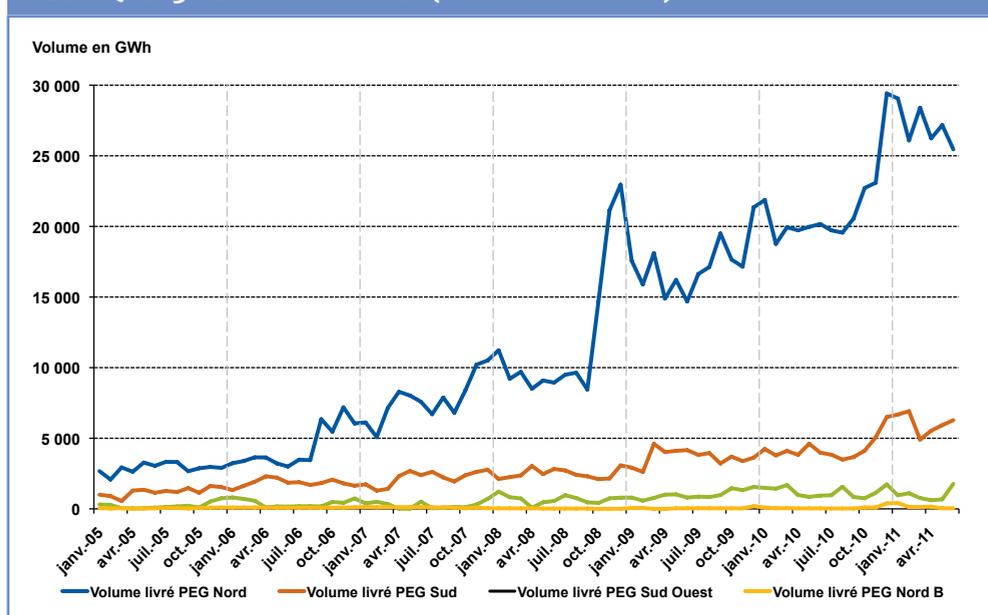
expéditeurs aux différents PEG français (PEG Nord, Nord-B, Sud et Sud Ouest). Ces livraisons sont issues des échanges entre les différents acteurs des marchés de gros et permettent d'apprécier le recours au marché de gros, qu'il soit purement bilatéral ou intermédiaire (bourse Powernext Gas depuis novembre 2008 ou plateformes de brokers). Ces livraisons comprennent également les achats ou ventes des gestionnaires de réseaux effectuées pour couvrir leurs besoins d'équilibrage.

Les livraisons à une période donnée reflètent l'ensemble des transactions conclues sur les marchés au comptant ou à terme et livrées au cours de cette période. Ce volume ne représente pas le volume de transactions conclues entre les acteurs à cette date, car un volume de gaz pour une période déterminée peut être négocié entre deux ou plusieurs acteurs, mais une seule livraison nette résultera de ces échanges.

L'année 2010 a été caractérisée par des niveaux de livraisons aux PEG supérieurs à ceux de 2009 (+ 59 TWh, graphique 63). Après des niveaux élevés en décembre 2009 et janvier 2010, les volumes livrés aux PEG ont évolué sur des niveaux constants (environ 20 TWh par mois au PEG Nord et environ 4 TWh par mois au PEG Sud) avant une forte hausse en fin d'année (près de 30 TWh par mois au PEG Nord et 7 TWh par mois au PEG Sud). Cette hausse se révèle être une tendance de fond du marché. Le volume des livraisons au cours du 1<sup>er</sup> semestre 2011 se situe à 34,2 TWh en moyenne mensuelle contre 25,4 TWh au 1<sup>er</sup> semestre 2010.

La croissance des volumes livrés est observée sur les trois zones françaises (Nord, Sud et Sud-Ouest) mais continue à être plus modeste en zones Sud et Sud-Ouest. Il ne semble donc pas que l'entrée en service du terminal méthanier de

**GRAPHIQUE 63 - Livraisons aux PEG (données mensuelles)**



Sources : GRTgaz, TIGF - Analyse : CRE

Fos-Cavaou en avril 2010 ait eu un impact particulier sur le volume des livraisons au PEG Sud, l'utilisation de la liaison Nord-Sud se trouvant elle impactée (graphique 74).

- *Une stabilisation du nombre d'expéditeurs au 1<sup>er</sup> semestre 2011 après une forte hausse en 2010*

Au cours de l'année 2010, 70 expéditeurs ont été actifs sur au moins un PEG en France. Ce nombre est en forte augmentation par rapport à l'année précédente (+20). Parmi ces nouveaux entrants, on dénombre 3 fournisseurs de clients finals et 14 expéditeurs agissant pour leur propres besoins (gestionnaires d'infrastructures et industriels). Par ailleurs, parmi les expéditeurs actifs aux PEG, on dénombre un total de 9 acteurs adossés à des acteurs connus du secteur financier.

Après cette forte progression, le nombre d'expéditeur se stabilise au 1<sup>er</sup> semestre 2011 par rapport à l'année 2010 (tableau 12).

### **1.2. Le négoce de gaz sur le marché intermédié poursuit son développement en 2010**

L'activité sur le marché de gros français intermédié regroupe les transactions conclues sur le

marché organisé (Powernext) et sur le marché de gré à gré intermédié (courtiers).

Les volumes échangés sur ces marchés ont marqué, au cours de l'année 2010, une progression de 65 % par rapport à leur niveau de 2009, soit un total de 246 TWh contre 149 TWh (tableau 13). Ce volume représente 36 921 transactions conclues en 2010, en forte progression par rapport au niveau de 2009 (22 429) (tableau 13).

Cette tendance haussière est observée sur l'ensemble des échéances négociées. Les volumes négociés sur les produits day-ahead sont en croissance de 88 % par rapport à leur niveau de 2009. Concernant les produits à terme, la progression est plus faible (+49 % en 2010 par rapport à 2009).

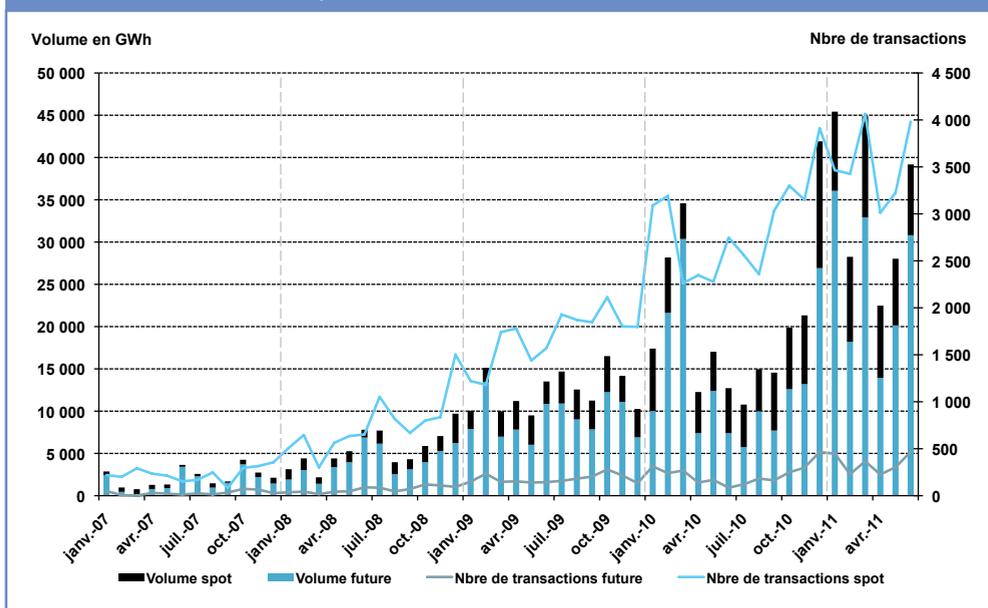
Les données des premiers mois de 2011, en comparaison avec 2010, confirment la progression des échanges. Ainsi, au cours du premier semestre 2011, la tendance croissante des volumes négociés se poursuit, totalisant un volume de 208 TWh au cours de cette période (tableau 13 et graphique 64). Le négoce des produits saisonniers a représenté près de 75 TWh au premier semestre 2011 (graphique 65), soit un niveau légèrement supérieur au volume échangé sur ces produits sur la totalité de l'année 2010 (68 TWh), en hausse (44 %) par rapport au 1<sup>er</sup> semestre 2010. Sur cette même période, le négoce des produits mensuels a doublé, s'accompagnant d'une hausse de la

**TABLEAU 12 - Nombre d'expéditeurs actifs en enlèvement et/ou livraison sur les PEG**

	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>S1 2011</b>
<b>Nombre total d'expéditeurs actifs</b>	<b>50</b>	<b>70</b>	<b>70</b>
Dont traders acteurs financiers	8	9	9

Sources : GRTgaz, TIGF - Analyse : CRE

**GRAPHIQUE 64 - Évolution des volumes négociés et nombre de transactions (marché spot et à terme)**



Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

taille moyenne des produits mensuels négociés (33,4 GWh contre 24,2 GWh). De manière générale, le volume moyen échangé par transaction est en constante augmentation depuis 2008 et atteint 9 GWh par transaction au 1<sup>er</sup> semestre 2011.

Les facteurs structurels déjà cités continuent à être un élément moteur de cette liquidité accrue des marchés de gros (arbitrages entre approvisionnement via des contrats indexés sur les produits pétroliers et des achats marché moins chers, report de quantités non enlevées sur ces contrats pour revente sur les marchés de gros), même si l'activité d'un acteur sur Powernext Gas Futures est à noter (encadré 5).

Un facteur saisonnier lié à l'allocation des capacités de stockage a contribué également à la croissance observée sur les produits à terme, au cours des premiers mois de l'année 2011. Ces allocations réalisées fin février pour la période avril 2011 à mars 2012 donnent aux acteurs la

visibilité nécessaire aux opérations à terme aux horizons plus éloignés.

- *La taille du marché de gros du gaz en France s'élève à 4,4 milliards d'euros en 2010*

La valorisation des échanges opérés sur les marchés a atteint 4,4 milliards d'euros en 2010, soit un doublement par rapport à la valorisation de 2009. La progression des valeurs négociées dépasse la croissance des volumes négociés, en raison de la hausse des prix du gaz sur la période considérée. Cet effet valeur s'est prolongé sur les premiers mois de 2011. Le marché de gros du gaz dépasse les 5 milliards d'euros en valeur au 1<sup>er</sup> semestre 2011 (graphique 66).

83 % des volumes négociés en 2010 l'ont été sur les plateformes de brokers, les 17 % restant se négociant sur les marchés organisés (graphique 67), ces derniers continuant à gagner des parts de marché.

**TABLEAU 13 - Transactions sur le marché intermédiaire spot et à terme****a - Volume négocié sur le marché intermédiaire spot et à terme**

<b>Volume (TWh)</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>S1 2010</b>	<b>S1 2011</b>
Marché spot	38	80	33	56
<i>dont produits day-ahead</i>	21	39	18	27
Marché à terme	111	165	89	152
<i>dont produits mensuels</i>	44	57	21	45
<i>dont produits saisonniers</i>	47	68	52	75
<b>Total marché intermédiaire</b>	<b>149</b>	<b>246</b>	<b>122</b>	<b>208</b>

**b - Nombre de transactions**

<b>Nombre de transactions</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>S1 2010</b>	<b>S1 2011</b>
Marché spot	20 291	34 230	15 915	21 173
<i>dont produits day-ahead</i>	14 692	23 264	11 225	13 845
Marché à terme	2 138	2 691	1 213	2 039
<i>dont produits mensuels</i>	1 608	2 067	859	1 353
<i>dont produits saisonniers</i>	298	340	251	435
<b>Total marché intermédiaire</b>	<b>22 429</b>	<b>36 921</b>	<b>17 128</b>	<b>23 212</b>

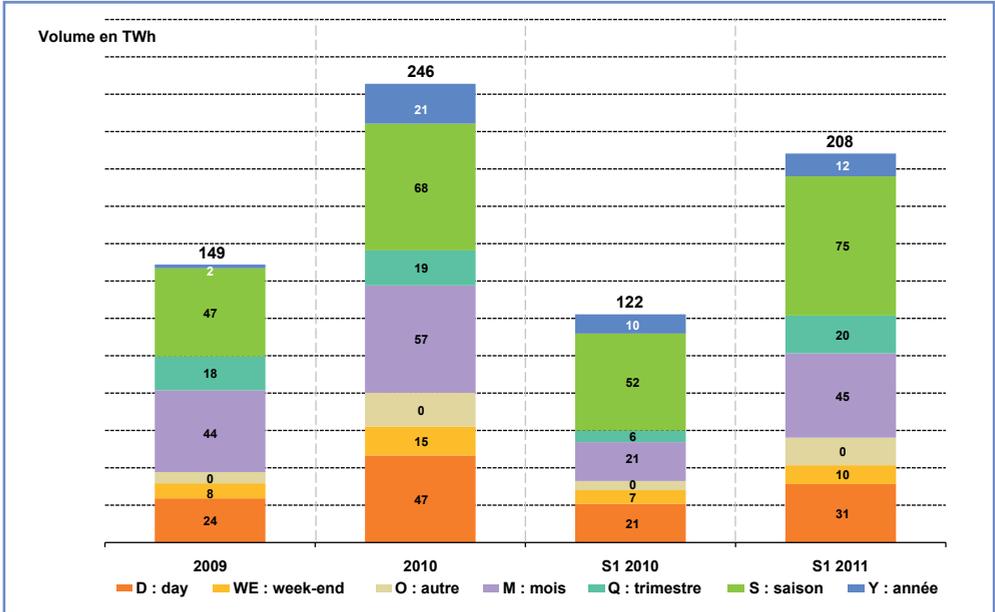
**c - Taille moyenne des transactions**

<b>Volume (GWh) moyen par transaction</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>S1 2010</b>	<b>S1 2011</b>
Marché spot	1,9	2,3	2,1	2,7
<i>dont produits day-ahead</i>	1,4	1,7	1,6	1,9
Marché à terme	51,9	61,5	73,5	74,6
<i>dont produits mensuels</i>	27,3	27,8	24,2	33,4
<i>dont produits saisonniers</i>	158,4	199,5	206,9	171,3
<b>Total marché intermédiaire</b>	<b>6,6</b>	<b>6,7</b>	<b>7,1</b>	<b>9,0</b>

Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

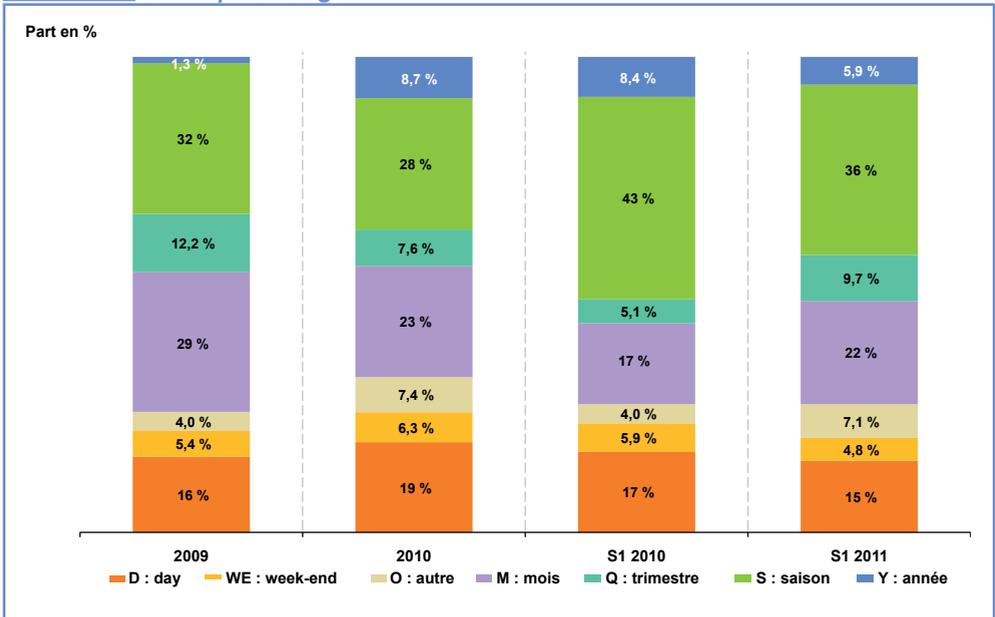
## GRAPHIQUE 65 - Répartition des volumes négociés par produits

### a - En TWh



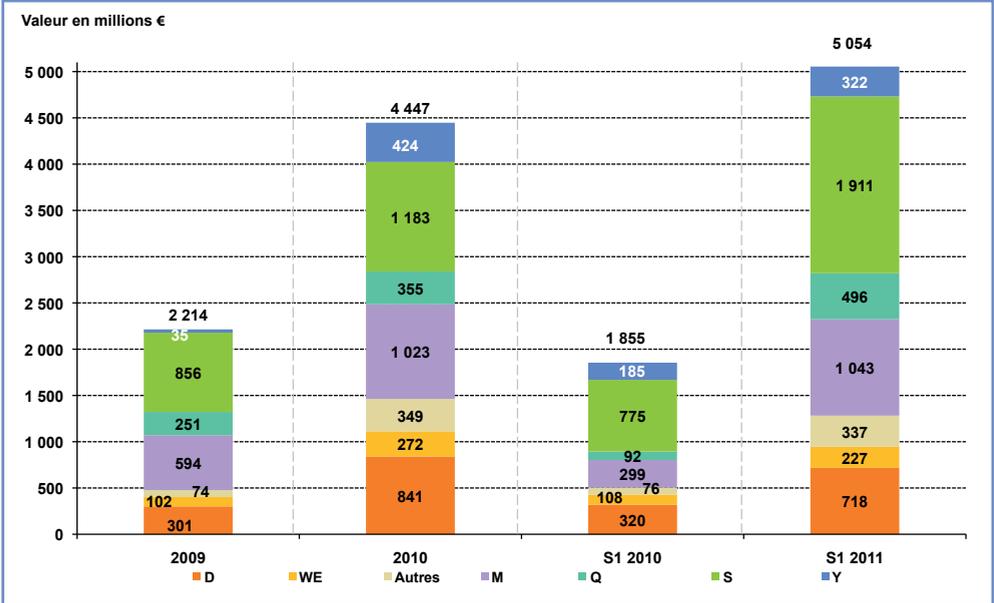
Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

### b - En pourcentage



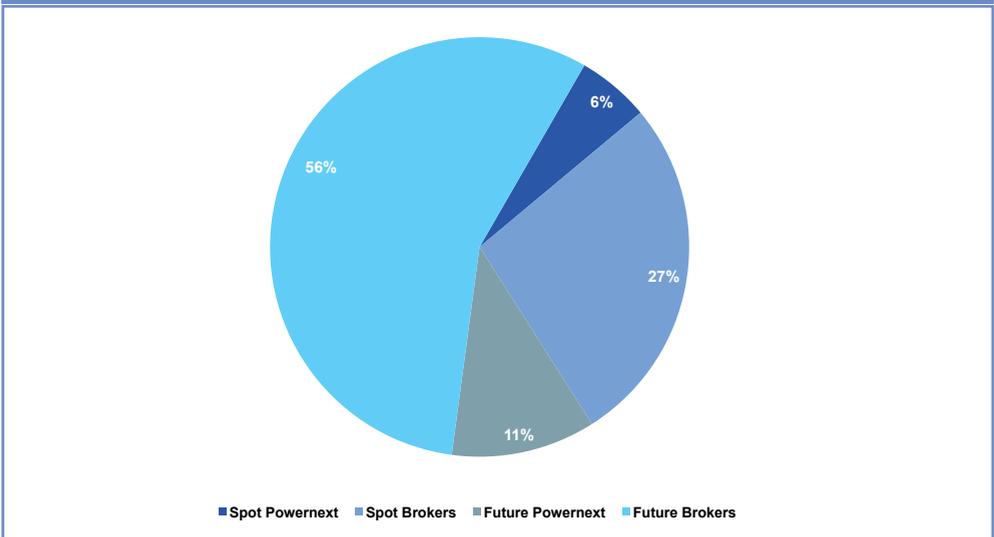
Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

**GRAPHIQUE 66 - Valorisation des volumes négociés (en M €)**



Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

**GRAPHIQUE 67 - Répartition des volumes négociés spot et à terme aux PEG et type d'intermédiation (année 2010)**



Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

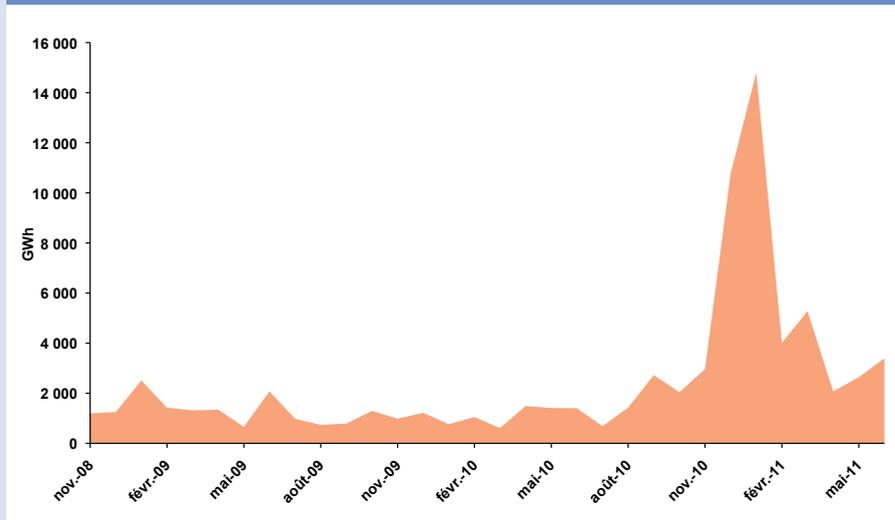
## ENCADRÉ 5 - Activité sur Powernext Gas Futures fin 2010 et début 2011

L'activité sur Powernext Gas Futures a été particulièrement intense fin 2010 et début 2011. Les volumes échangés sont fortement liés aux opérations d'un acteur, qui n'est pas un acteur historique du marché français. Celui-ci a fait part à la CRE d'un important développement de ses activités de négoce sur les marchés de gros, tant dans une logique d'optimisation de son portefeuille que dans un but d'arbitrage. Cet acteur a également saisi l'opportunité de conditions économiques jugées favorables début 2011 pour intervenir sur des volumes importants sur la bourse du gaz.

Au cours des investigations menées par la CRE auprès de cet acteur, aucune manipulation de marché ni tentative de manipulation de marché n'a pu être détectée. La CRE a cependant relevé des points d'amélioration en termes de gestion de risque de marché et de conservation de données selon le standard prévu par le 3<sup>e</sup> paquet. L'acteur concerné a informé la CRE qu'il avait renforcé ses procédures de gestion des risques et de conservation de données depuis la période concernée.

Par ailleurs, cet épisode a fait l'objet d'échanges avec la place de marché. La CRE rappelle à ce titre l'importance d'une activité de surveillance menée de façon indépendante par les places de marchés.

**GRAPHIQUE 68 - Évolution des volumes mensuels échangés sur Powernext Gas Futures**



Source : Powernext - Analyse : CRE

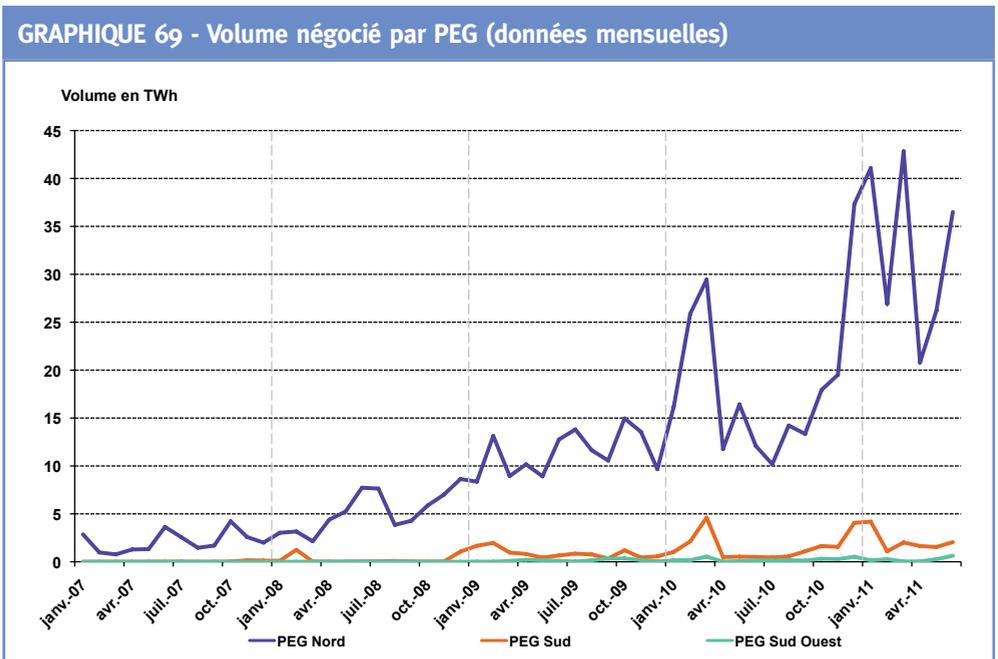
- *La zone Nord reste la zone sur laquelle le négoce est le plus développé*

À l'instar des livraisons aux PEG, la répartition des volumes négociés selon les trois zones montre la prépondérance du négoce au PEG Nord. Celui-ci concentre environ 91 % des volumes négociés en 2010 (graphiques 69 et 70).

Les volumes échangés en zone Sud, qui concentre 26 % de la consommation nationale, ont éga-

lement progressé au cours de l'année 2010 (18,6 TWh en 2010, contre 10,6 TWh en 2009). Il conviendra de suivre sur la durée les effets sur les échanges en zone Sud de l'introduction des produits de spread au 1<sup>er</sup> juillet 2011 (voir encadré 7, page 114) sur Powernext Gas Spot.

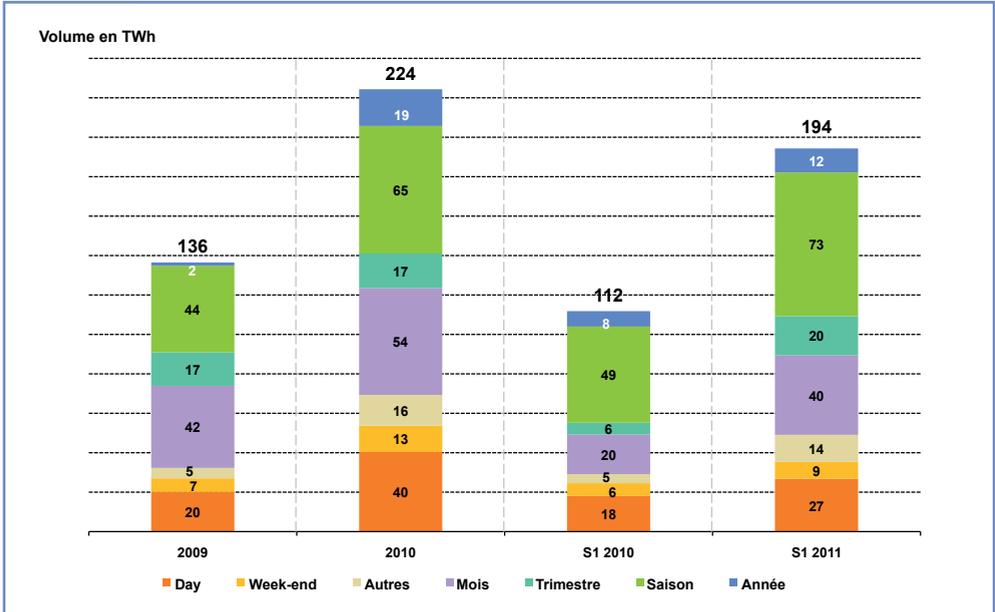
La liquidité en zone Sud Ouest (TIGF) reste faible, avec un volume échangé de à 2,6 TWh, alors qu'elle concentre environ 6 % de la consommation nationale.



Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

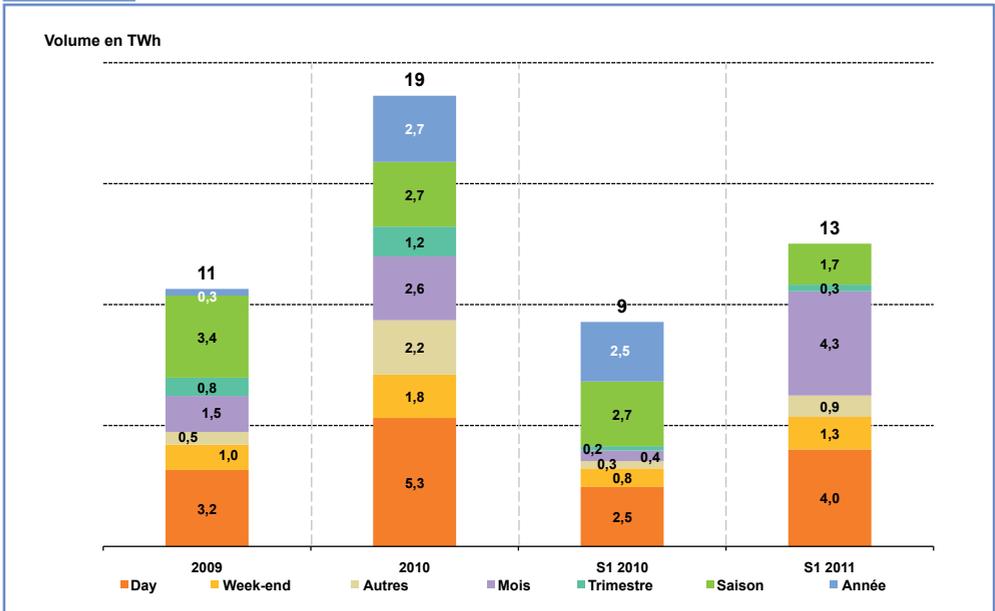
## GRAPHIQUE 70 - Répartition des volumes négociés par produit et par PEG

### a - PEG Nord



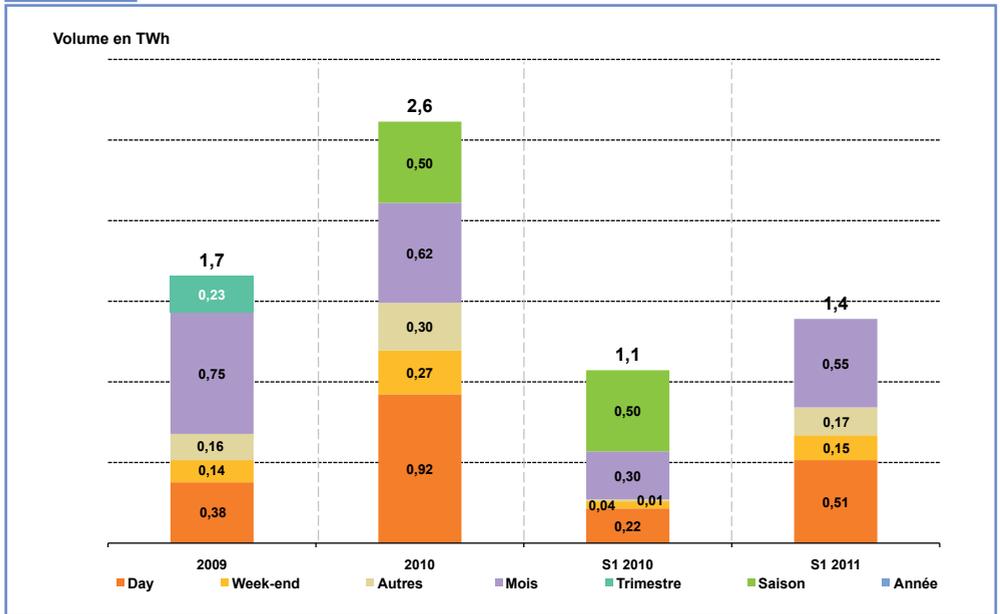
Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

### b - PEG Sud



Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

## c - PEG Sud Ouest



Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

- *Un PEG Nord de plus en plus liquide du fait d'un nombre important d'acheteurs actifs, les deux autres zones restant concentrées*

Le graphique 71 illustre le degré de concentration des zones Nord, Sud et Sud Ouest. La zone Nord, tant à l'achat qu'à la vente sur tout produit, correspond à des indices HHI représentatifs d'un marché peu concentré. Ce constat se retrouve également à travers l'évolution des parts de marché. La part de marché cumulée des trois plus gros acteurs au PEG Nord a baissé continuellement depuis 2009 et semble s'être stabilisée, tant en termes d'enlèvements livraisons qu'en termes de transactions (graphique 72). Au premier semestre 2011, les trois plus gros acteurs représentaient environ 30 % de part de marché pour les enlèvements - livraisons et 40 % pour les achats - ventes.

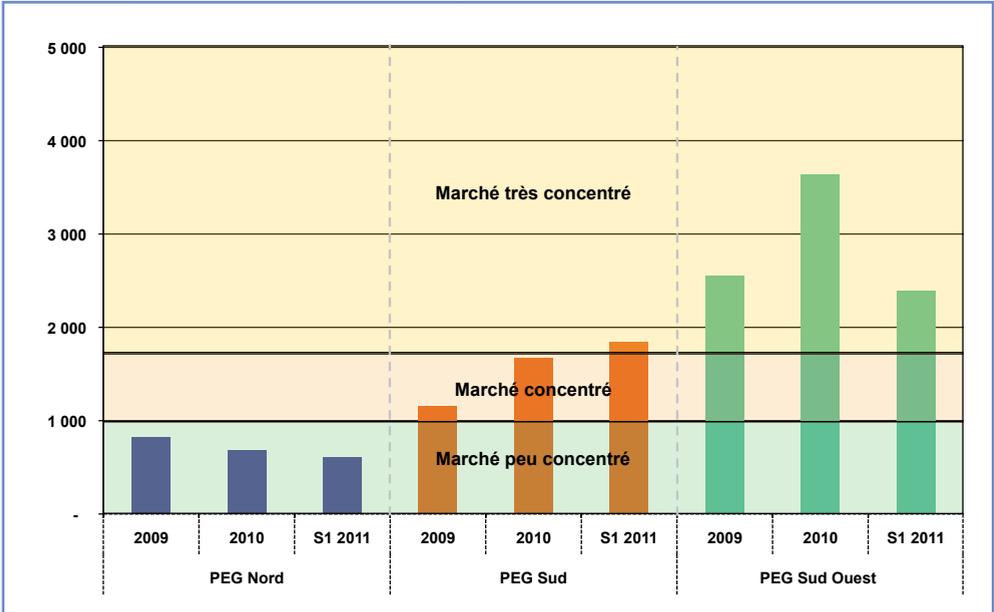
À l'opposé, la zone Sud Ouest reste très concentrée. On observe même sur 2010 et le 1<sup>er</sup> semestre

2011 une augmentation de certains indices HHI sur cette zone. Ces mouvements sont liés à des interventions de quelques acteurs qui du fait de la faible liquidité du marché sur cette zone, peuvent prendre des parts de marchés significatives avec des volumes modestes en valeur absolue. L'analyse des variations des indices HHI dans la zone Sud Ouest conduit donc avant tout à constater, une fois de plus, sa faible liquidité.

La zone Sud, quant à elle, présente une configuration où les indices HHI augmentent à la vente, mais diminuent à l'achat. La concentration à la vente se confirme en observant la part de marché des trois plus gros acteurs à la vente (graphique 72). De manière cohérente la part de marché des trois plus gros acteurs à la livraison au PEG augmente. La diminution des indices HHI à l'achat procède d'un phénomène de même nature (voir graphique 72). Ces évolutions sont à relier à l'entrée en service du terminal méthannier de Fos-Cavaou.

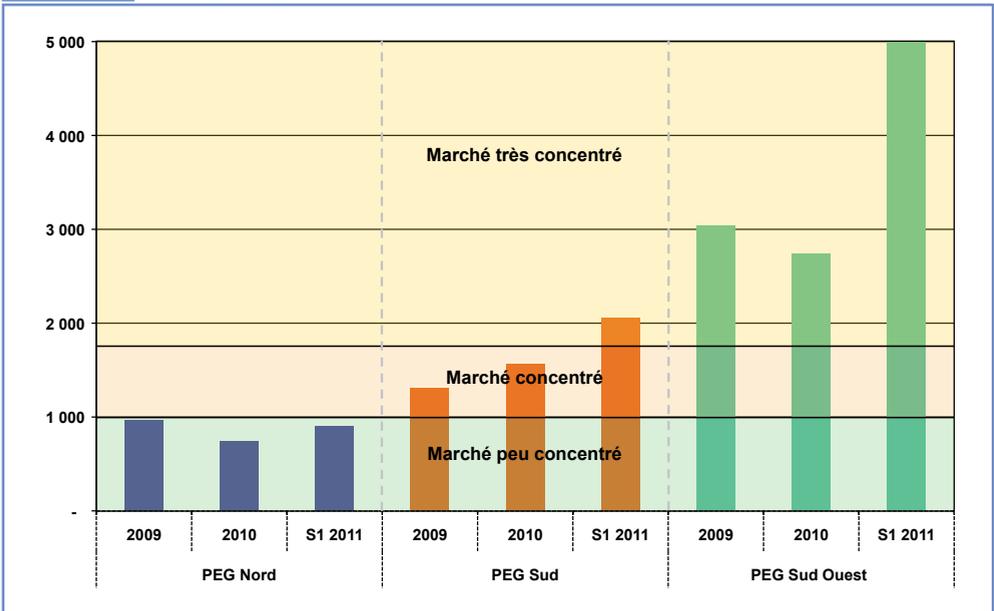
**GRAPHIQUE 71 - Indice HHI sur les différents marchés, 2010 et S1 2011, par PEG**

**a - À la vente sur le marché spot**



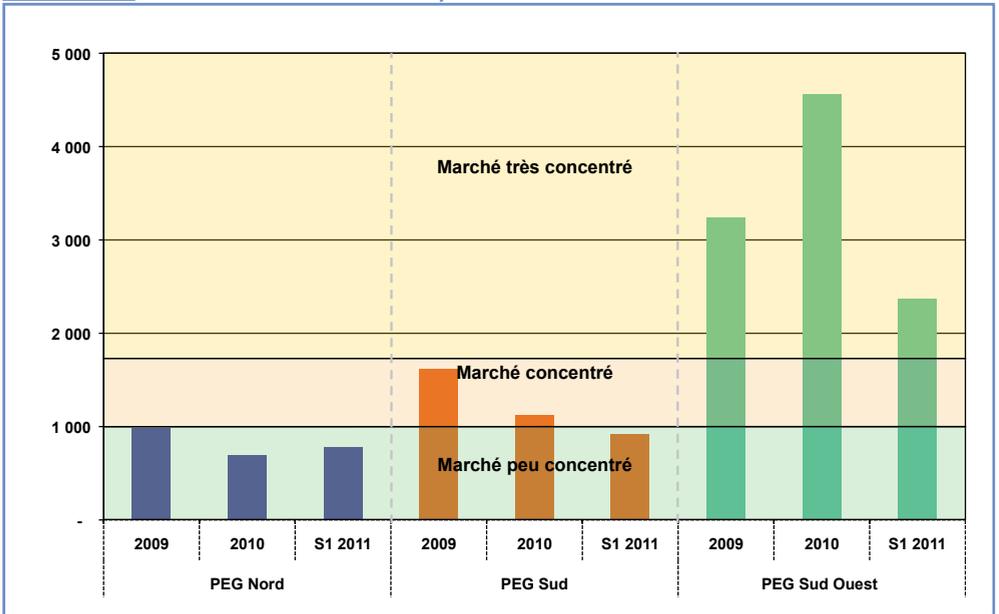
Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

**b - À la vente sur le marché future**



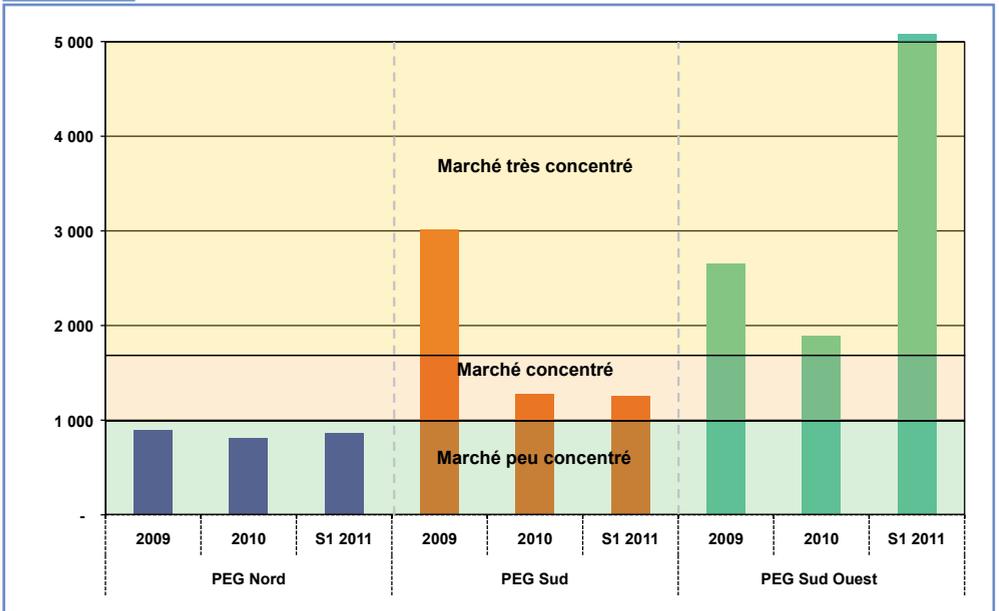
Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

c - À l'achat sur le marché spot



Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

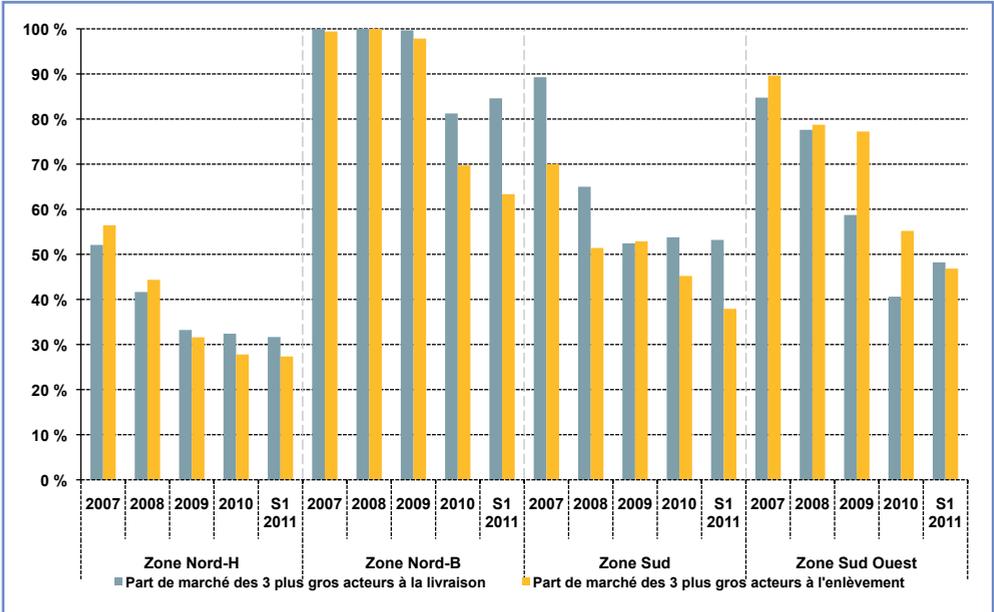
d - À l'achat sur le marché future



Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

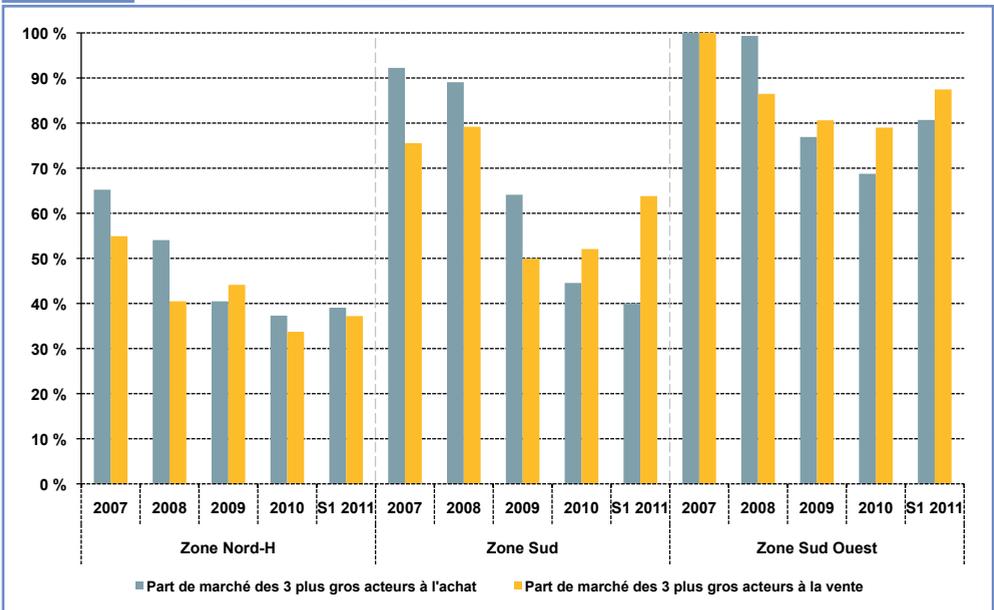
## GRAPHIQUE 72 - Part de marché cumulée des 3 plus gros acteurs par PEG

### a - Enlèvements et livraisons aux PEG



Sources : GRTgaz, TIGF - Analyse : CRE

### b - À l'achat et à la vente



Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

## 2. LES PRIX DU GAZ

La tendance d'évolution des prix en Europe s'est inscrite globalement à la hausse au cours de l'année 2010 et au premier semestre 2011 après avoir connu une forte décline courant 2009. La déconnexion entre les prix du marché de gros et ceux des contrats à long terme indexés sur le pétrole et ses dérivés (amorcée en 2009) s'est maintenue en 2010 et s'est prolongée en 2011. L'ampleur de cette déconnexion a été variable : après un maximum atteint au 1<sup>er</sup> trimestre 2010, l'écart s'est dans un premier temps résorbé en fin d'année 2010. Il se creuse à nouveau au 1<sup>er</sup> semestre 2011, sans retrouver les niveaux maximums atteints par le passé.

Les évolutions constatées sur les prix du gaz depuis début 2010 peuvent être reliées à différents facteurs qui ont impacté la demande gazière, dans un contexte qui reste orienté vers un excès structurel de capacités lié à l'arrivée des gaz non conventionnels américains et de capacités de liquéfaction supplémentaires :

- reprise de l'activité économique par rapport aux niveaux de 2009 ;
- facteur conjoncturel associé au climat ;
- sur le 1<sup>er</sup> semestre 2011, l'anticipation par le marché d'un regain de demande post-Fukushima et la volatilité associée aux événements géopolitiques.

### 2.1. Un raffermissement des prix de gros du gaz en France durant l'année 2010 et une stabilisation au cours du premier semestre 2011

Les prix day-ahead sur le PEG Nord ont augmenté au cours de l'année 2010 affichant en moyenne 17,6 €/MWh contre 12,6 €/MWh en 2009 (graphique 73), pour les raisons évoquées ci-dessus.

La tendance constatée au cours de l'année 2010 a été dans l'ensemble haussière, avec des pics de volatilité attribuables notamment aux épisodes climatiques de 2010. Au premier semestre de 2011, les prix day-ahead sur le PEG Nord ont enregistré une hausse de près de 51 % par rapport au premier semestre 2010 et se sont établis en moyenne à 22,9 €/MWh contre 15,16 €/MWh à période identique l'année précédente, c'est-à-dire à des niveaux comparables à ceux atteints fin 2010. La volatilité des prix spot est à relier sur cette période aux épisodes climatiques et au contexte international.

Les prix du marché à terme ont été soutenus par les mêmes causes que les prix du marché spot ainsi que par la hausse des prix des produits pétroliers (graphique 73). Le produit M+1 a progressé de 39 % en 2010, affichant un prix moyen de 17,3 €/MWh contre 12,4 €/MWh en 2009. Sur le segment des produits saisonniers, les prix ont coté en moyenne 18,4 €/MWh en 2010 contre 16,7 €/MWh l'année précédente, soit une hausse de 10 %. La croissance de ces prix est davantage marquée en début d'année gazière du fait de la forte demande sur le S+1 inhérente aux arbitrages des acteurs.

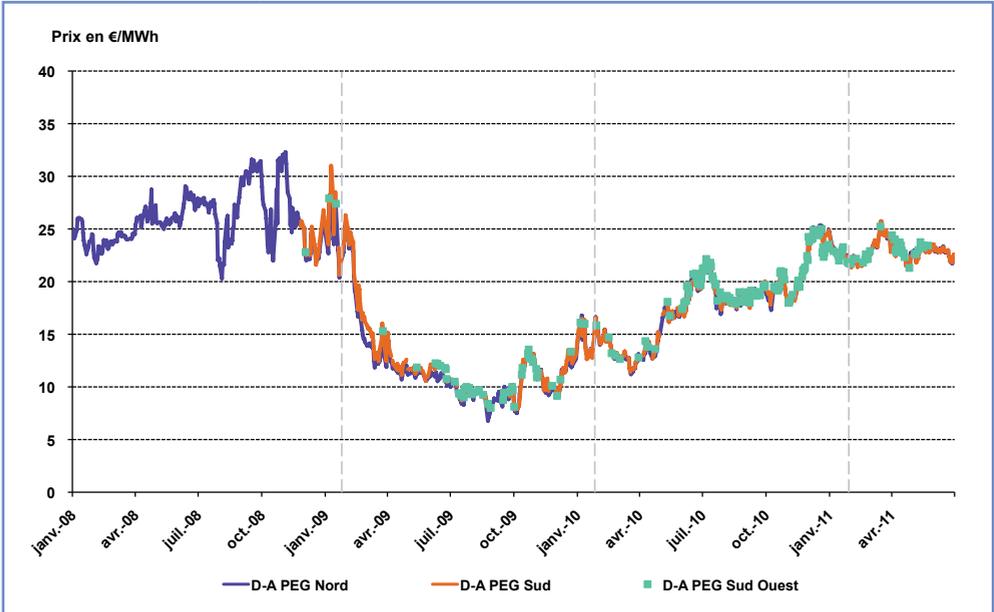
Au premier semestre 2011, les produits M+1 et S+1 ont atteint, respectivement, 23,0 €/MWh contre 15,1 €/MWh et 25,2 €/MWh contre 16,2 €/MWh à période équivalente en 2010.

### 2.2. Une meilleure convergence des prix spot entre PEG Nord et PEG Sud depuis la mise en service du terminal méthanier de Fos-Cavaou

La convergence des prix spot entre PEG Nord et PEG Sud a connu une nouvelle étape au cours de l'année 2010. En effet, à la suite de la

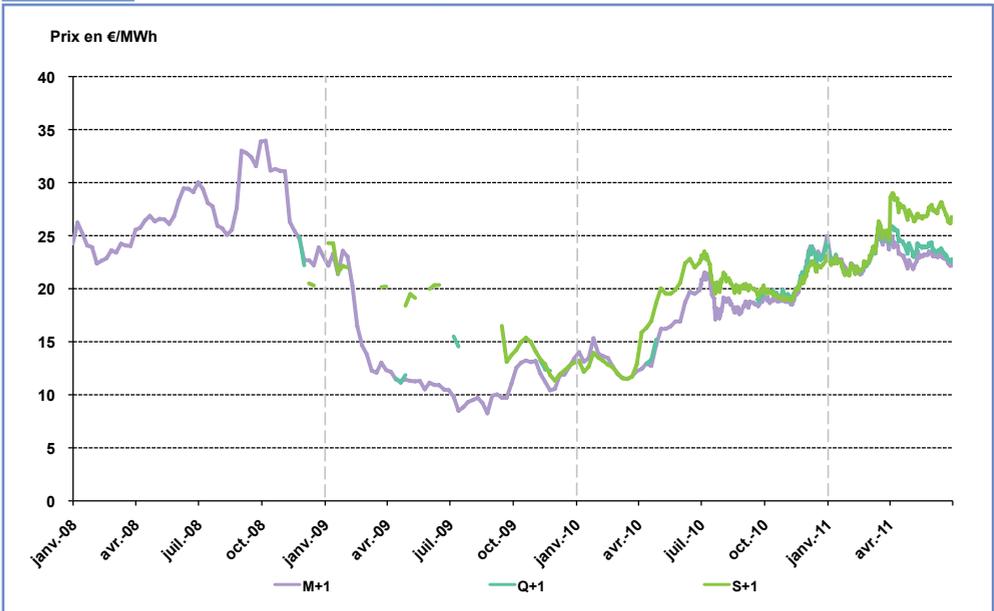
## GRAPHIQUE 73 - Évolution des prix sur le marché français (données quotidiennes)

### a - Prix day-ahead



Sources : Argus, Heren, Powernext - Analyse : CRE

### b - Prix à terme au PEG Nord



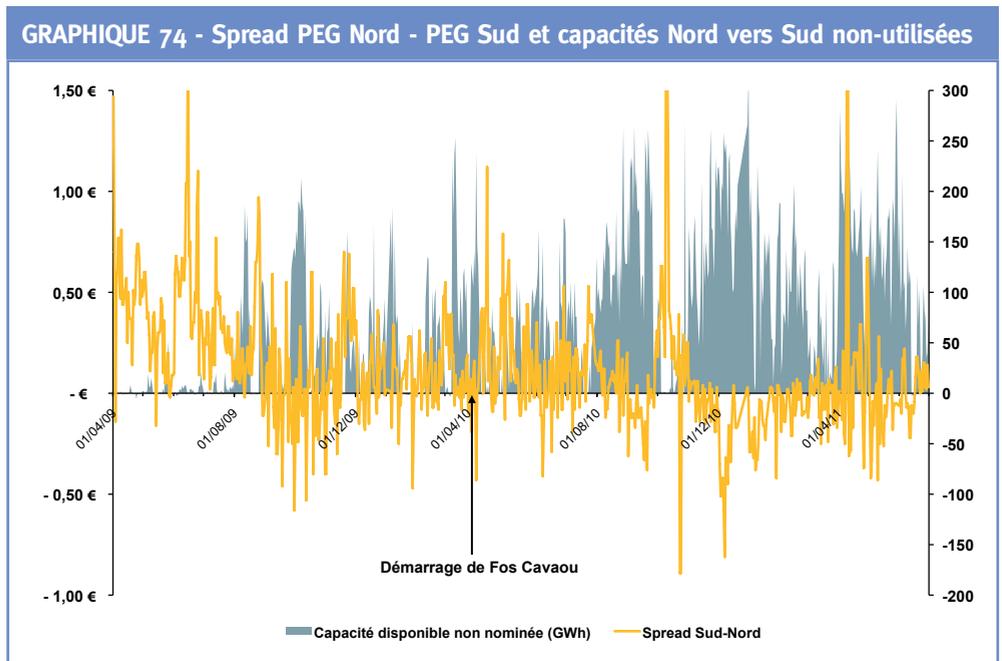
Sources : Argus, Heren, Powernext - Analyse : CRE

mise en service du terminal méthanier de Fos-Cavaou, une moindre utilisation de la liaison Nord vers Sud ainsi qu'une meilleure convergence des prix Nord-Sud ont pu être constatées (spread Sud-Nord de 0,04 €/MWh en moyenne sur la bourse entre le 1<sup>er</sup> avril 2010 et le 30 juin 2011 contre 0,2 €/MWh sur la bourse entre le 1<sup>er</sup> avril 2009 et le 31 mars 2010 – voir graphique 74, analyse confirmée par celle des indices de prix OTC). Toutefois, les prix aux PEG Nord et Sud n'ont pas été systématiquement les mêmes quand la capacité entre les zones n'était pas totalement utilisée. De telles situations devraient être résorbées par la mise en place d'un mécanisme de couplage de marché (encadré 7).

### 2.3. Une nette progression des prix sur les marchés spot et à terme européens avec une forte convergence des prix entre le PEG Nord français, le NCG allemand et le TTF néerlandais

L'évolution des prix a été similaire sur l'ensemble des places de marchés européennes (cf. graphique 75). Les facteurs d'offre et de demande rappelés précédemment se retrouvent dans l'ensemble de ces évolutions.

Sur le NBP, les prix ont fortement baissé durant le 3<sup>e</sup> trimestre en raison de la fermeture de l'Interconnector pour maintenance. L'arrêt



Sources : GRTgaz, Powernext - Analyse : CRE

## GRAPHIQUE 75 - Prix day-ahead France - Europe (moyennes hebdomadaires)



Sources : Argus, Heren, Powernext - Analyse : CRE

momentané des exportations vers le continent (via la Belgique) a ainsi créé une surabondance de l'offre au Royaume-Uni sur une période où la demande sur le marché était relativement stable.

Dans la continuité du spot, les prix sur les marchés à terme ont observé une tendance haussière durant l'année 2010 de même qu'au premier semestre 2011.

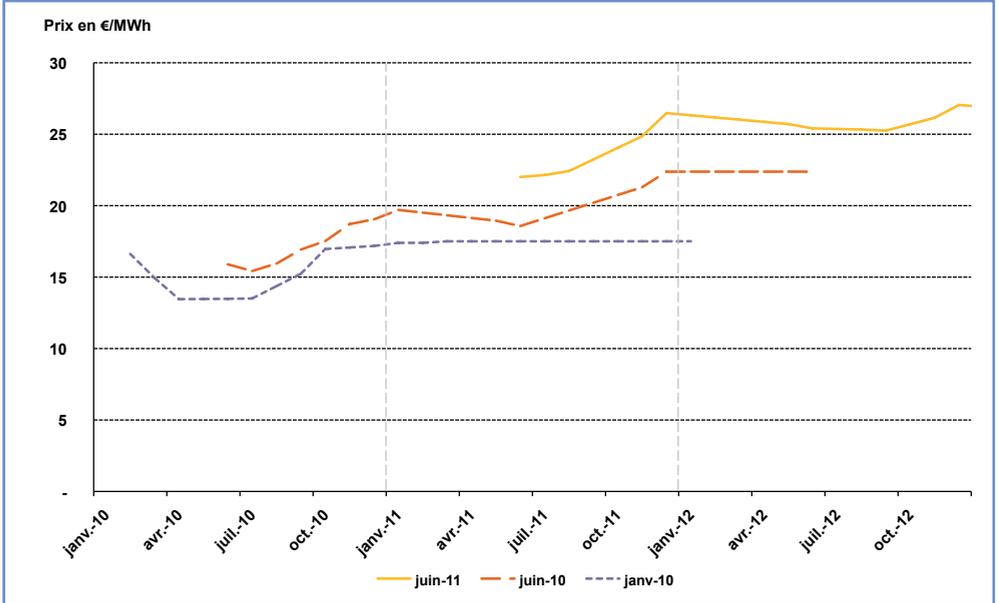
La courbe des prix à terme (graphique 76), illustre des niveaux de prix élevés à venir sur l'ensemble des produits à terme, et ce pour les échéances les plus éloignées.

Les différentiels de prix day-ahead se sont davantage resserrés en 2010 par rapport à l'année précédente (graphique 77 et tableau 14). L'écart entre les prix du PEG Nord et ceux du NBP est le plus important (0,63 €/MWh) alors que le spread

est quasi nul entre les prix du PEG Nord et ceux du NCG (-0,04 €/MWh). En 2010, les prix day-ahead du PEG Nord ont également affiché une proximité importante avec les prix du TTF. Cette tendance a persisté au premier semestre 2011.

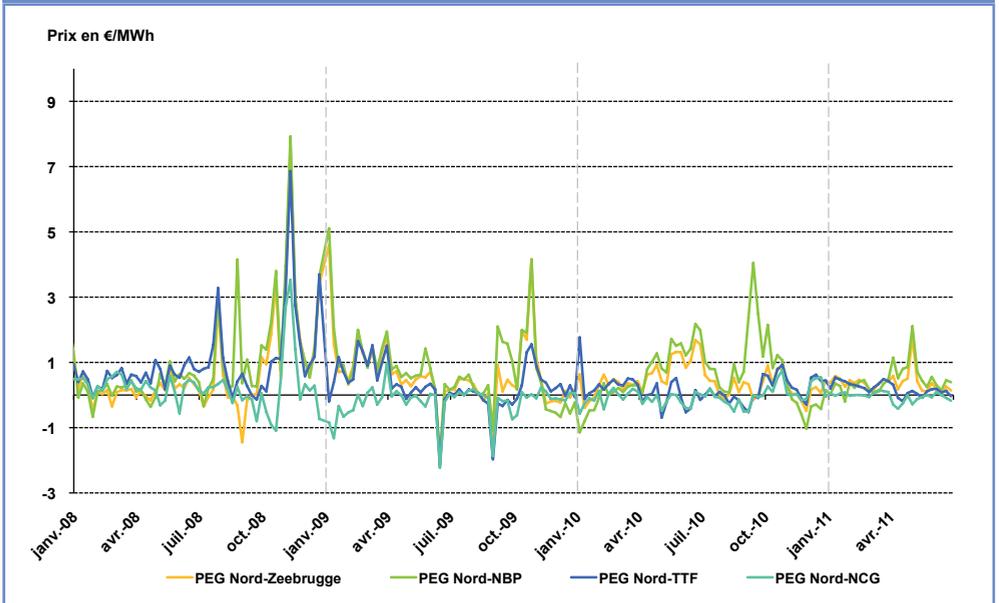
Concernant le marché à terme, le différentiel en 2010 s'est davantage creusé qu'en 2009 entre les prix du PEG Nord et ceux du NBP alors que cet écart tend à se resserrer au premier semestre 2011. Le spread entre les prix du marché français et ceux du marché belge est resté stable entre 2009 et 2010 et s'est réduit sur le premier semestre 2011 (tableau 14). Comme pour les prix du day-ahead en 2010, la convergence des prix à terme entre le PEG Nord et d'autres hubs européens a été plus marquée avec les prix du NCG qu'avec ceux du TTF. Au premier semestre 2011, les différentiels de prix entre les marchés français, allemand et néerlandais se sont resserrés.

**GRAPHIQUE 76 - Courbe des prix à terme à Zeebrugge**



Sources : Argus, Heren, Powernext - Analyse : CRE

**GRAPHIQUE 77 - Différentiels prix day-ahead France - Europe (moyennes hebdomadaires)**



Sources : Argus, Heren, Powernext - Analyse : CRE

**TABLEAU 14 - Différentiels****a. Sur les prix spot (day-ahead)**

<b>Différentiel moyen en €/MWh</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>S1 2011</b>
Zeebrugge (B)	0,69	0,58	0,42	0,38
NBP (GB)	0,95	0,71	0,63	0,43
TTF (PB)	0,93	0,28	0,17	0,21
NCG (All)	0,27	-0,19	-0,04	-0,04

**b. Sur les prix à terme (month-ahead)**

<b>Différentiel moyen en €/MWh</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>S1 2011</b>
Zeebrugge (B)	0,20	0,49	0,48	0,29
NBP (GB)	0,44	0,52	0,70	0,42
TTF (PB)	0,72	0,31	0,14	0,13
NCG (All)	0,20	-0,15	-0,09	-0,02

Note : moyenne de différence journalière (prix PEG Nord - prix étranger).

Sources : Argus, Heren, Powernext - Analyse : CRE

#### **2.4. La déconnexion entre prix de marché du gaz et prix dans les contrats à long terme perdure mais elle a fléchi par rapport à 2009**

Les prix du marché de gros du gaz sont restés inférieurs à ceux des contrats de long terme d'approvisionnement indexés sur les prix des produits pétroliers durant l'année 2010 étant donné l'abondance de gaz (graphique 78). Toutefois l'écart entre les prix de marché du gaz et les prix de long terme indexés sur le pétrole s'est fortement réduit en juillet et décembre 2010 de même qu'en mars 2011 du fait de la hausse des prix du gaz enregistrée sur les marchés à terme.

Le différentiel s'est à nouveau creusé à la fin du premier semestre 2011 en raison de la forte progression des prix du pétrole et d'une baisse des prix à terme sur les marchés du gaz simultanément.

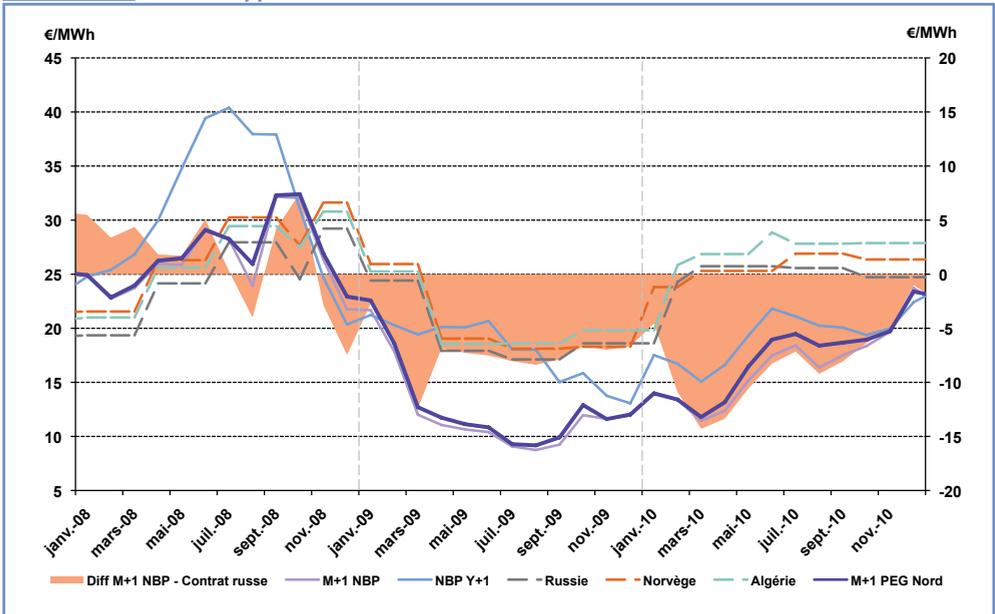
La déconnexion entre prix de marché du gaz et prix du gaz issu des contrats indexés sur le pétrole a été à l'origine d'une incompréhension de la part des consommateurs, qui a nourri le débat concernant une plus grande indexation sur le marché. La CRE a remis un rapport au ministre chargé de l'énergie à ce sujet.

Le développement de la production américaine de gaz non conventionnel a permis de baisser significativement les prix du Henry Hub et de stabiliser leurs fluctuations, alors que les prix du marché régional européen n'ont cessé d'augmenter courant 2010 et sur le premier semestre 2011. Les écarts de prix entre le NBP et le Henry Hub se sont progressivement creusés jusqu'à atteindre 13,55 €/MWh en décembre 2010 et 15 €/MWh en mars 2011 (graphique 79).

Les prix du Brent ont progressé fortement courant 2010. Ces derniers ont augmenté en moyenne de 36 % en 2010 (60,6 €/baril) par rapport à 2009 (44,5 €/baril) sous l'effet de la

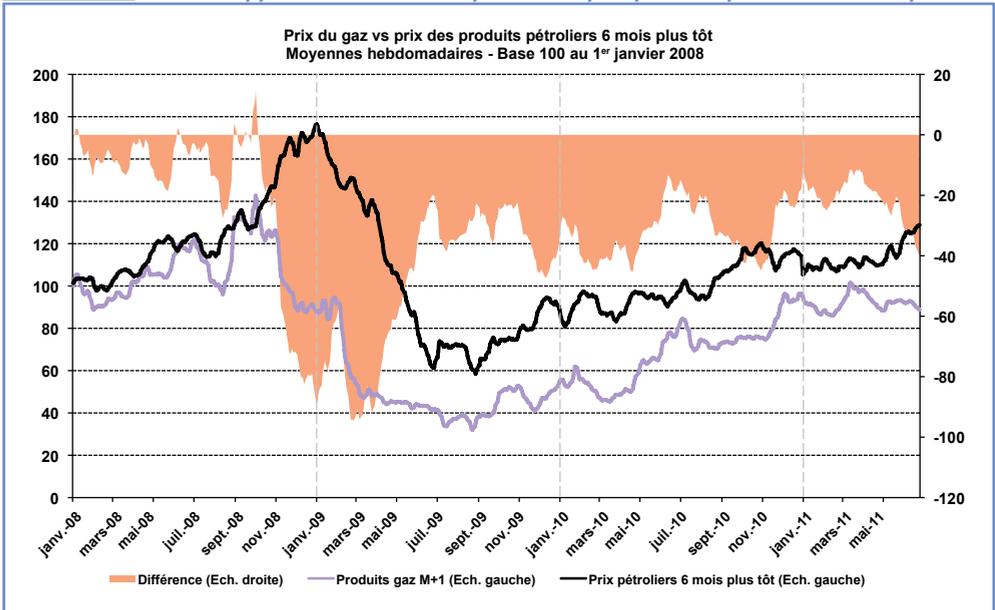
**GRAPHIQUE 78 - Prix du gaz (indices de marché et prix du pétrole et de ses dérivés)**

**a - Par rapport à un indice de référence <sup>(30)</sup>**



Source : Heren - Analyse : CRE

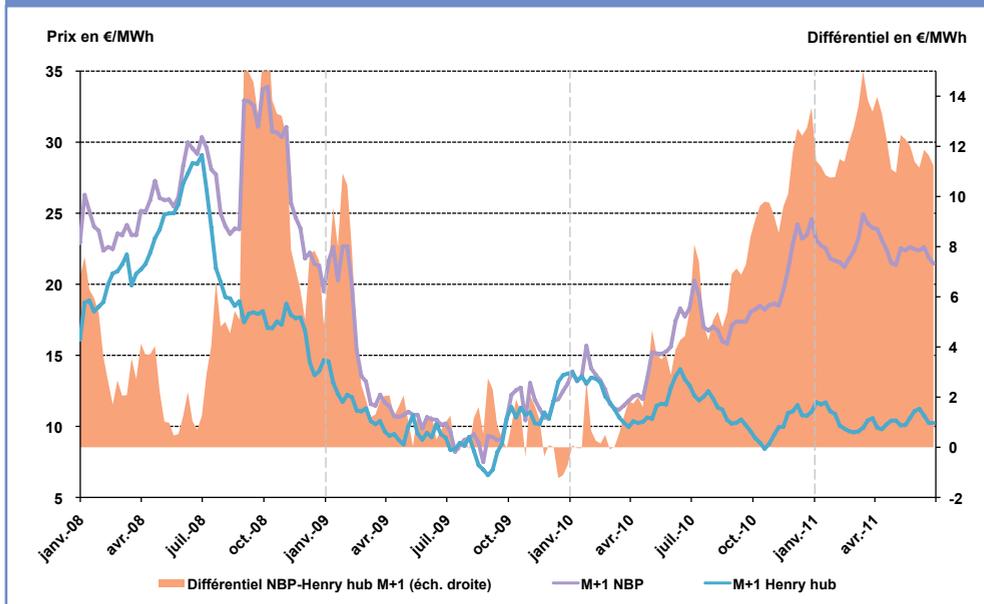
**b - Par rapport à un indice composite des prix produits pétroliers 6 mois plus tôt**



Sources : Heren, Bloomberg - Analyse : CRE

(30) Cet indice n'est plus publié depuis janvier 2011.

## GRAPHIQUE 79 - Prix M+1 au Royaume-Uni et aux États-Unis



Sources : Heren, Bloomberg - Analyse : CRE

progression de la consommation des pays de l'OCDE mais aussi celle des pays émergents (Amérique du Sud et pays d'Asie essentiellement). En fin 2010, la dépréciation du dollar par rapport à l'euro a soutenu la hausse des prix qui se sont accélérés à la suite de l'émergence de tensions géopolitiques en Afrique du Nord et au Moyen-Orient dès janvier 2011. Une grande partie des pays producteurs se trouvant dans cette zone du monde, le spectre d'une baisse de

l'offre a fait progresser fortement les prix jusqu'à atteindre une valeur maximale de 87,82 €/baril en avril 2011 (graphique 80).

La mesure de la volatilité calculée des prix de marché du gaz et des produits pétroliers figure dans le tableau 15 et le graphique 81.

Le lien attendu entre volatilité et maturité est illustré sur le graphique 81.

**TABLEAU 15 - Volatilité annuelle des prix de marché et des produits pétroliers (données quotidiennes)**

	Prix de marché du gaz				Prix des produits pétroliers		
	PEG N	NBP	Zeebrugge	TTF	Brent	FOD	FOL
2008	64 %	105 %	96 %	77 %	52 %	37 %	65 %
2009	81 %	125 %	101 %	95 %	41 %	46 %	52 %
2010	56 %	80 %	76 %	64 %	24 %	26 %	26 %
2011 YTD	34 %	38 %	38 %	34 %	25 %	22 %	23 %
2008-2011	64 %	98 %	86 %	75 %	39 %	35 %	47 %

Note : day-ahead PEG Nord, NBP, Zeebrugge, TTF - Brent, FOD et FOL en euros.

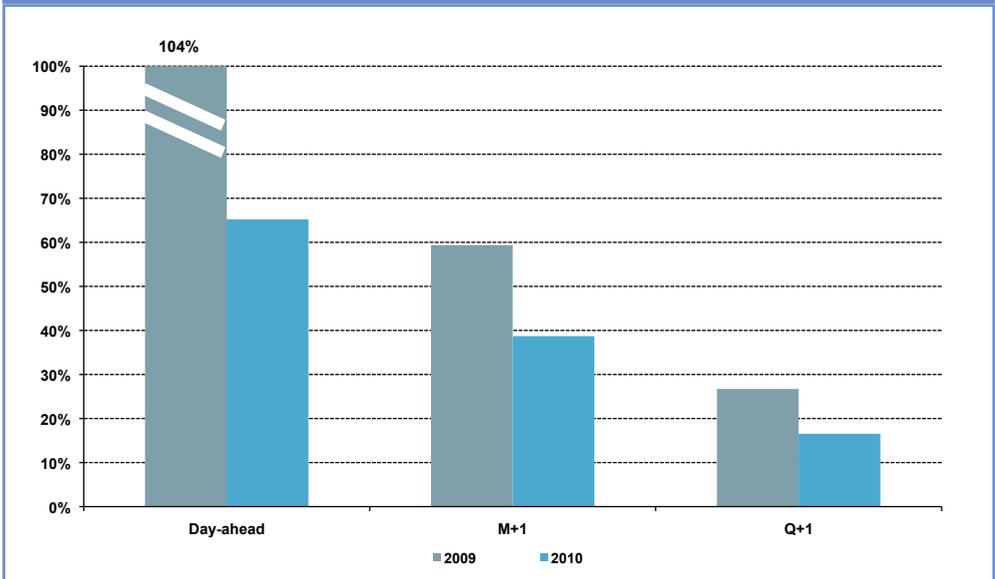
Sources : Argus, Heren, Bloomberg, DGEC - Analyse : CRE

GRAPHIQUE 80 - Évolution des prix du Brent



Source : Bloomberg - Analyse : CRE

GRAPHIQUE 81 - Volatilité historique annualisée entre 2009 et 2010



Source : Heren - Analyse : CRE

### 3. LES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES

Sur la période couvrant l'année 2010 et le 1<sup>er</sup> semestre 2011, on constate une évolution positive de l'accès aux infrastructures gazières. En effet, concernant les réseaux de transport, on observe une augmentation régulière du nombre des utilisateurs (tableau 16). Cette augmentation est notamment due au développement de l'accès aux PEG pour les clients industriels qui depuis 2009 ont la possibilité d'acheter du gaz sur les marchés de gros pour leur propre compte.

En ce qui concerne l'accès aux terminaux méthaniens, le nombre de clients sur les trois terminaux a fortement augmenté sous l'effet de la mise en service progressive du terminal de Fos-Cavaou au cours de l'année 2010. Par ailleurs, il est à noter que le nombre de clients en service continu, déchargeant au moins 10 bateaux par an sur un terminal, est en augmentation. En effet on comptabilise cinq expéditeurs continus en 2011 contre un seul en 2010. Ceci s'explique par la mise en œuvre des engagements de GDF

SUEZ vis-à-vis de la Commission européenne, qui a permis la restitution de capacités sur les terminaux méthaniens de Fos-Cavaou et Montoir de Bretagne.

Pour ce qui est des stockages souterrains, on constate une diminution du nombre des utilisateurs au 1<sup>er</sup> juillet 2011 par rapport à juillet 2010. Ceci s'explique par une baisse du recours au stockage par rapport aux autres sources de flexibilité accessibles aux expéditeurs. La faiblesse des spreads de prix hiver/été sur les marchés de gros explique en grande partie la moindre attractivité des stockages. L'évolution à la baisse des niveaux de gaz en stock au cours des deux dernières années illustre cette tendance (graphique 82).

Plus globalement, l'amélioration de l'accès aux infrastructures de gaz contribue fortement au développement progressif de la concurrence et de la liquidité sur les marchés de gros en France.

**TABLEAU 16 - Nombre d'utilisateurs ayant réservé de la capacité sur les infrastructures**

	<b>1<sup>er</sup> jan. 2009</b>	<b>1<sup>er</sup> jan. 2010</b>	<b>1<sup>er</sup> jan. 2011</b>	<b>1<sup>er</sup> juillet 2011</b>
GRTgaz	50	57	76	83
TIGF (réseau transport)	19	19	23	23

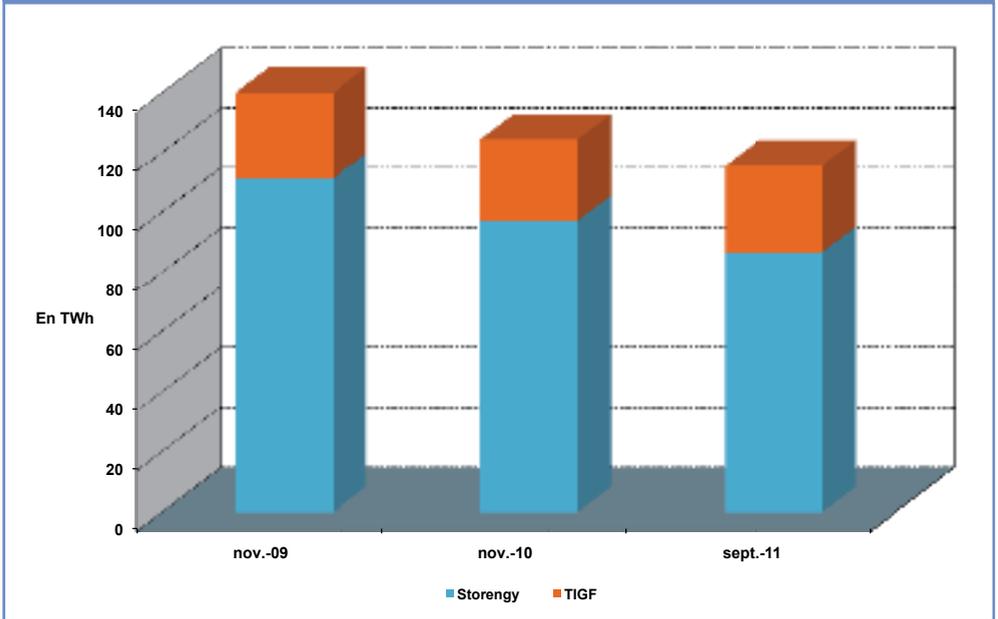
	<b>1<sup>er</sup> avril 2009</b>	<b>1<sup>er</sup> avril 2010</b>	<b>1<sup>er</sup> juillet 2011</b>
Storengy	23	30	24
TIGF (stockage)	8	10	11

	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
Terminal de Montoir	5	6	5
Terminal de Fos-Tonkin	2	2	2
Terminal de Fos-Cavaou	-	2	3

Sources : GRTgaz, TIGF, Storengy, Elengy

GRAPHIQUE 82 - Niveau du gaz en stock en France



Sources : TIGF, Storengy

**Dans les prochaines années, plusieurs facteurs devraient permettre de poursuivre le développement des marchés en France :**

- mise en place de nouveaux mécanismes :** depuis fin 2010, des travaux ont été menés dans le cadre de la Concertation Gaz sur un mécanisme de couplage de marchés visant à améliorer les conditions d'accès et le fonctionnement du marché du gaz dans la zone Sud en attendant la fusion des zones Nord et Sud du réseau de GRTgaz qui pourrait être mise en œuvre à horizon 2015. Ainsi, le 1<sup>er</sup> juillet 2011 une expérimentation de ce mécanisme a été lancée jusqu'au 31 mars 2012. Un premier retour d'expérience sur ce mécanisme est prévu à l'automne 2011 ;
- développement des infrastructures :** des décisions d'investissements essentielles au développement du marché français du gaz ont été prises en 2011. Ainsi, la CRE a approuvé le 19 avril 2011 le projet ERIDAN de GRTgaz de doublement de l'artère du Rhône (484 millions

d'euros) qui permettra d'améliorer à l'horizon 2015-16 les conditions d'accès à la zone sud. Cet investissement est essentiel dans la perspective de la fusion des zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz et de la création d'un corridor nord-sud permettant de relier le sud de la France et la péninsule ibérique au nord-ouest de l'Europe. Par ailleurs, le 27 juin 2011 EDF et ses partenaires (Total et Fluxys) ont décidé la construction d'un nouveau terminal méthanier à Dunkerque d'une capacité de regazéification de 13 Gm<sup>3</sup>/an dont la mise en service est prévue fin 2015. La CRE a autorisé les investissements en canalisations nécessaires pour transporter sur le territoire le gaz importé à Dunkerque et renforcer le cœur de réseau, dont le montant avoisinera 1,2 milliard d'euros<sup>(31)</sup>, soit un montant proche du coût du terminal. Le raccordement de ce terminal au réseau de transport de GRTgaz pourrait également permettre de créer des capacités physiques fermes d'achemine-

(31) L'enveloppe d'investissements relative au raccordement du terminal de Dunkerque fait actuellement l'objet d'un audit détaillé.

ment du gaz de la France vers la Belgique par la création d'une nouvelle interconnexion à Veurne. De leur côté, les porteurs du projet Fos Faster visant à construire un nouveau terminal méthanier sur la commune de Fos-sur-Mer, ont décidé mi-2011 de poursuivre leur projet à la suite du débat public mené fin 2010.

En ce qui concerne les terminaux en activité, Elengy a lancé en 2011 un appel au marché visant à prolonger la durée de vie du terminal de Fos-Tonkin et envisage de lancer un second appel au marché pour développer les capacités de regazéification sur le terminal de Montoir de Bretagne.

Enfin, une nouvelle instance de concertation réunissant les acteurs de marché (expéditeurs et opérateurs de terminaux) a été mise en place à la suite de la délibération de la CRE du 15 mars 2011 afin d'améliorer les conditions d'accès aux terminaux méthaniers régulés (cf. encadré 6) ;

- **harmonisation des règles d'accès aux réseaux de transport:** la troisième directive gaz adoptée en 2009 prévoit une harmonisation à terme des règles d'accès aux réseaux de transport de gaz au niveau européen. La définition de ces nouvelles règles est réalisée au travers d'un

nouveau processus d'élaboration impliquant la nouvelle agence de coopération des régulateurs européens (ACER), les gestionnaires d'infrastructures de gaz et la Commission européenne. Plusieurs domaines seront ainsi progressivement harmonisés comme les règles d'allocation des capacités ou l'équilibrage.

### 3.1 Une utilisation satisfaisante des infrastructures de la zone Nord

- *La détention des capacités d'entrée de la zone Nord demeure concentrée sur un nombre limité d'acteurs mais la mise en œuvre des engagements de GDF SUEZ a permis d'améliorer la situation. Des capacités d'entrée sont disponibles à la réservation pour des tiers, en particulier à Taisnières H (interconnexion avec la Belgique) et Obergailbach (interconnexion avec l'Allemagne)*

La détention des capacités d'entrée de la zone Nord demeure concentrée sur un nombre limité

#### ENCADRÉ 6 - Concertation GNL

##### **Création d'une instance de concertation GNL pour les terminaux méthaniers régulés**

Fort de son retour d'expérience positif concernant le dispositif de Concertation gaz en matière d'accès aux réseaux de transport, créé en septembre 2008, la CRE a demandé, par délibération du 15 mars 2011, à Elengy et à STMFC de mettre en place un dispositif similaire dans le domaine du gaz naturel liquéfié. Dans un contexte d'augmentation du nombre d'expéditeurs sur les trois terminaux régulés français, cette instance de concertation doit permettre d'associer expéditeurs et opérateurs d'infrastructures dans l'objectif d'adapter et de faire évoluer les conditions d'accès à ces infrastructures.

La première réunion du comité plénier, chargé d'assurer le pilotage et de définir le programme de travail, a eu lieu au mois de mai 2011. Les premiers groupes de travail ont été organisés en juin 2011 et se déroulent à une fréquence mensuelle depuis septembre 2011.

Le programme de travail de la concertation prévoit, à court terme, d'améliorer les règles de partage des émissions pour les expéditeurs bénéficiant d'un service continu. À moyen terme, cette concertation évaluera la pertinence d'une évolution des services offerts par les terminaux régulés (continu, bandeau ou spot) conformément à l'arrêté tarifaire du 20 octobre 2009.

d'acteurs. Pour autant, la restitution par GDF SUEZ de capacités d'entrée en France à partir d'octobre 2010 dans le cadre des Engagements pris par le groupe auprès de la Commission européenne a permis d'améliorer sensiblement la situation. En effet, de nouveaux expéditeurs ont réservé de la capacité d'entrée long terme principalement en zone Nord à Obergaillbach, Taisnières H et sur le terminal méthannier de Montoir de Bretagne. En conséquence, une diminution de l'indice HHI sur la détention de capacités sur les principaux points d'entrée terrestres en zone Nord est observée entre le 1<sup>er</sup> semestre 2010 et le 1<sup>er</sup> semestre 2011 (cf. graphique 83).

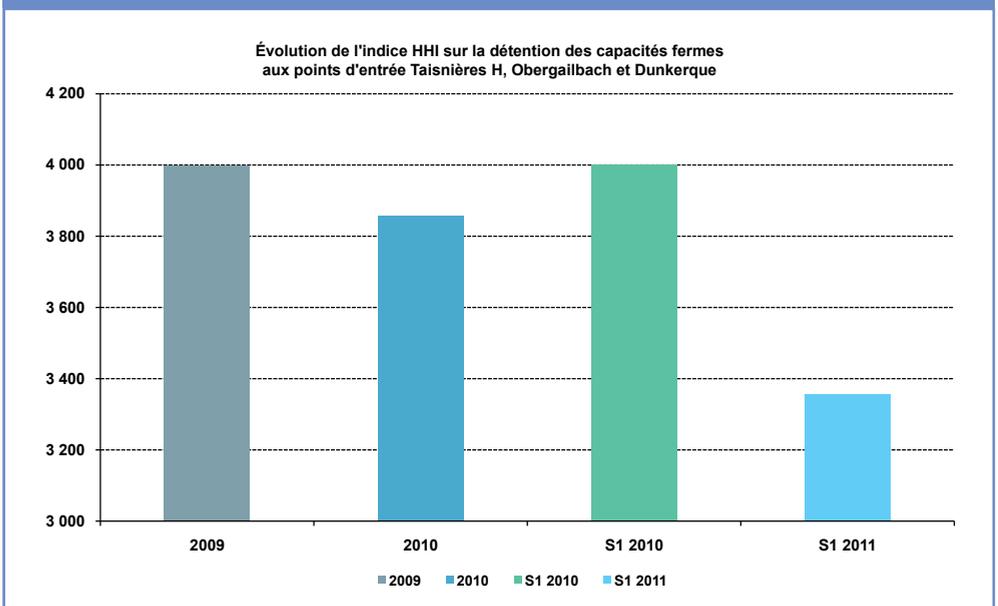
Ainsi en mars 2010, respectivement 80 GWh/j et 10 GWh/j de capacité ferme d'entrée long terme ont été commercialisés sur les points d'entrée Obergaillbach et Taisnières H à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2010. Ces capacités étaient proposées avec des capacités amont permettant d'assurer la liaison vers des places de marché adjacentes (NCG en Allemagne ou le NBP en Angleterre) ou de mettre en œuvre des routes pour un approvisionnement en gaz en provenance de Russie sur des contrats de type long terme.

Si toutes les capacités restituées n'ont pas été souscrites à long terme sur les points d'entrée terrestres, une grande partie d'entre elles a trouvé preneur (cf. *Rapport de surveillance des marchés 2009-2010*, encadré 3 p. 83).

Il est à noter que plus de 100 GWh/j de capacités fermes restent disponibles au point d'entrée Taisnières H jusqu'en décembre 2013, date à partir de laquelle 50 GWh/j de capacités supplémentaires seront mis en œuvre dans le cadre de l'open season Belgique – France achevée en 2008. Concernant le point d'entrée Obergaillbach, l'ensemble de la capacité restituée dans le cadre des engagements n'a pas été réservée. Il reste à ce jour plus de 150 GWh/j de capacités fermes disponibles à court et à long terme.

Pour ce qui est du point d'entrée Dunkerque, l'ensemble des capacités fermes étaient réservées. C'est la raison pour laquelle 15 GWh/j de capacités fermes supplémentaires à préavis court (d'une durée inférieure ou égale à un an) ont été commercialisés à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2011. Une partie de cette capacité supplémentaire

**GRAPHIQUE 83 - Détention des capacités aux points d'entrée de la zone Nord**



Source : GRTgaz

reste disponible. Le mécanisme de « capacité restituable » mis en œuvre pour les capacités à long terme permet aux expéditeurs qui le souhaitent d'accéder à de la capacité.

En ce qui concerne le terminal méthanier de Montoir de Bretagne, deux lots de 1 Gm<sup>3</sup>/an jusqu'à 25 ans étaient proposés respectivement à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2010 et du 1<sup>er</sup> octobre 2011. À l'issue du processus de commercialisation, un lot de 1 Gm<sup>3</sup>/an a été alloué (cf. *Rapport de surveillance des marchés 2009-2010*, encadré 3 p. 83). Les quantités non allouées ont été proposées à nouveau à la réservation en « premier arrivé - premier servi », certaines d'entre elles ont été réservées par de nouveaux expéditeurs.

Par ailleurs, il est à noter un développement du nombre de déchargements de type « bandeau » ou « spot » sur le terminal de Montoir de Bretagne en 2010 comparé à 2009. Quatre déchargements « spot » ont ainsi été enregistrés en 2010 alors qu'aucun n'avait été effectué en 2009. Le nombre de déchargements « bandeau » a été quant à lui de 10, chiffre stable par rapport à 2009. Ceci traduit une attractivité croissante du PEG Nord dans un contexte où les niveaux de prix de GNL étaient inférieurs aux prix des contrats d'approvisionnement long terme.

- *Les développements d'infrastructures envisagés dans la zone Nord*

Un certain nombre de projets contribuent à l'augmentation des capacités d'entrée dans la zone GRTgaz Nord :

- à la suite de l'open season Belgique – France achevée en 2008, la capacité au point d'interconnexion de Taisnières augmentera de 50 GWh/j en décembre 2013 ;
- concernant l'importation de gaz naturel liquéfié, le 27 juin 2011 EDF et ses partenaires (Total et Fluxys) ont décidé la construction d'un nouveau terminal méthanier à Dunkerque d'une capacité de regazéification de 13 Gm<sup>3</sup>/an dont la mise en service est prévue fin 2015.

La CRE a fixé par délibération du 12 juillet 2011 les conditions de raccordement de ce nouveau terminal au réseau de transport de GRTgaz sous réserve de la confirmation par un audit des éléments techniques et financiers fournis par GRTgaz. Les investissements à réaliser passent notamment par l'important projet de renforcement du cœur de réseau appelé « Arc de Dierrey » dans le nord-est de la France ;

- pour sa part, Elengy a annoncé en avril 2011 une future consultation de marché relative à une possibilité d'extension à 12,5 ou 16,5 Gm<sup>3</sup>/an de la capacité de regazéification de son terminal de Montoir de Bretagne.

Par ailleurs, afin de permettre une meilleure intégration entre les marchés belge et français, une open season pour des capacités de la France vers la Belgique a été lancée par GRTgaz et Fluxys (phase non engageante de mai à août 2010). Elle proposait la création d'un nouveau point d'interconnexion qui permettrait des flux physiques de gaz de la France vers la Belgique, alors qu'aujourd'hui seuls des flux rebours virtuels à Taisnières sont possibles. Cette nouvelle interconnexion permettrait également la mise en œuvre de flux physiques provenant de Belgique, notamment en cas de crise d'approvisionnement, et contribuerait ainsi au renforcement de la sécurité d'approvisionnement. La phase engageante de cet appel au marché est attendue pour fin 2011, début 2012.

### **3.2. Un accès aux infrastructures qui s'améliore dans le sud de la France**

- *La mise en service du terminal de Fos-Cavaou facilite l'accès au sud de la France*

L'accès au sud de la France a été marqué en 2010 par la mise en service progressive du terminal de Fos-Cavaou. Une première étape a été réalisée au 1<sup>er</sup> avril 2010 avec la mise en service commerciale du terminal attachée à une autorisation préfectorale d'émission réduite (environ

30 %), puis une seconde étape au 1<sup>er</sup> novembre 2011 permettant l'émission à pleine capacité.

L'arrivée de quantités importantes de gaz au sud de la France par le terminal de Fos-Cavaou a conduit à une diminution importante du taux d'utilisation de la capacité sur la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz qui constituait jusqu'à lors la principale source d'approvisionnement du sud de la France. En effet, le taux d'utilisation est passé de 81 % lors du 1<sup>er</sup> semestre 2010 à 66 % au cours du 1<sup>er</sup> semestre 2011 (graphique 84). Ainsi, pour la première fois depuis la création de la liaison Nord/Sud en 2009, l'ensemble de la capacité ferme n'a pas été réservée par les expéditeurs à compter du 1<sup>er</sup> avril 2011 dans le sens Nord vers Sud.

En outre, deux lots de 1 Gm<sup>3</sup>/an ont été proposés à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011 sur le terminal de Fos-Cavaou dans le cadre des engagements pris par GDF SUEZ. À l'issue de la commercialisation de ces capacités réalisée en 2010, un lot a été réservé augmentant ainsi le nombre d'utilisa-

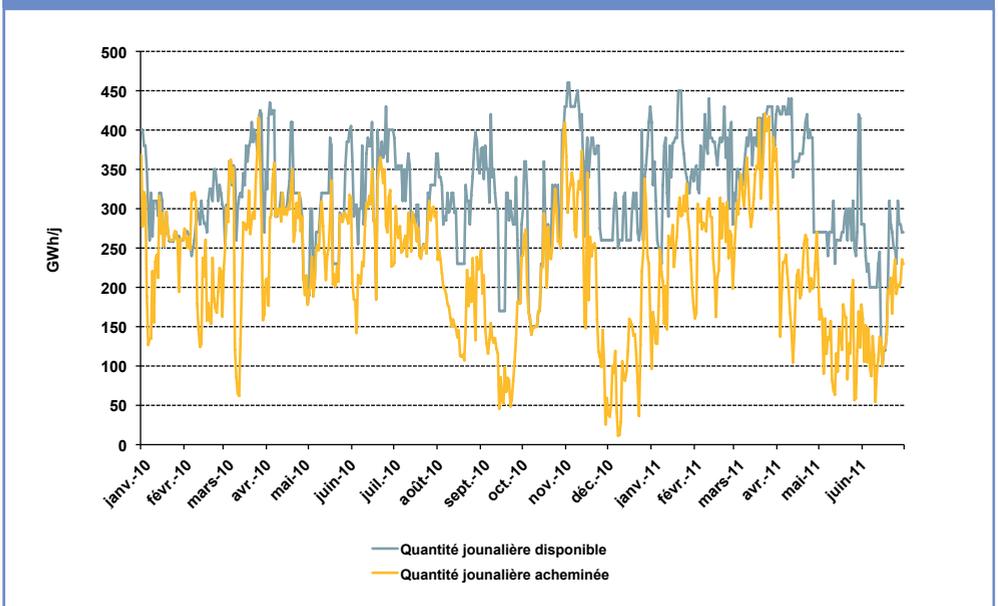
teurs du terminal et d'expéditeurs susceptibles d'approvisionner en gaz le sud de la France.

- *L'expérimentation d'un mécanisme de couplage de marché, une étape intermédiaire vers la fusion des zones Nord et Sud de GRTgaz*

Une partie des capacités fermes restées invendues (10 GWh/j) à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz à compter du 1<sup>er</sup> avril 2011 a servi à la mise en place d'une expérimentation d'un mécanisme de couplage de marché entre le PEG Nord et le PEG Sud de GRTgaz.

Ce mécanisme vise à rapprocher les prix des marchés et à augmenter la liquidité sur Powernext Gas spot au PEG Sud jusqu'alors en retrait comparée à la liquidité constatée sur Powernext Gas spot au PEG Nord (voir paragraphe 2.2). Cette expérimentation favorise le rapprochement progressif des marchés de gros dans la perspective d'une fusion future de ces zones qui pourrait intervenir à l'horizon 2015 (encadré 7).

GRAPHIQUE 84 - Utilisation de la liaison Nord-Sud



Source : GRTgaz

## ENCADRÉ 7 - Le couplage de marché ou « market coupling »

### **Lancement d'une expérimentation d'un mécanisme de couplage de marché entre les zones Nord et Sud de GRTgaz.**

Afin d'améliorer à court terme les conditions d'accès et le fonctionnement du marché du gaz de la zone Sud de GRTgaz, la CRE a approuvé, par délibération du 19 avril 2011, la proposition de GRTgaz d'expérimentation d'un mécanisme de couplage de marchés entre les zones Nord et Sud de son réseau.

Cette expérimentation, prévue initialement pour durer de juillet 2011 à mars 2012 doit permettre d'optimiser l'utilisation des capacités Nord/Sud en fonction des conditions de marché et d'augmenter la liquidité aux points d'échange de gaz (PEG) Nord et Sud en reliant partiellement les carnets d'ordre (i.e. l'ensemble des ordres d'achat et de vente) de ces deux PEG. Elle doit également renforcer la convergence des prix entre les PEG Nord et Sud quand elle est possible, ou, en cas de congestion, faire émerger la valeur de marché de la capacité d'interconnexion.

Concrètement, 10 GWh/j de capacités fermes de transport sur la liaison Nord/Sud, restées invendues à la suite des différentes commercialisations, ont été affectées par GRTgaz au mécanisme de couplage dans chacun des sens Nord vers Sud et Sud vers Nord. Ce mécanisme s'appuie sur un produit de type « spread PEG Sud - PEG Nord » qui correspond à un échange (« swap ») de gaz entre les deux zones (achat de gaz dans une zone et vente du même volume de gaz dans l'autre). GRTgaz intervient sur la bourse Pownext Gas Spot pour répondre aux demandes exprimées sur le produit de spread PEG Sud – PEG Nord, ce qui permet d'allouer de manière implicite des capacités de liaison Nord/Sud (transaction portant simultanément sur le gaz et la capacité). Les premiers résultats de l'expérimentation laissent apparaître une réduction significative du prix du spread entre les zones Nord et Sud de GRTgaz et une augmentation de la liquidité dans la zone Sud. La demande se porte majoritairement sur des capacités dans le sens Nord vers Sud et l'affectation au mécanisme de couplage de 10 GWh/j de capacités semble suffisante.

Cette expérimentation s'inscrit dans le cadre des travaux en cours au niveau européen sur le modèle de marché cible pour le gaz et favorise le rapprochement progressif des marchés de gros des zones Nord et Sud de GRTgaz dans la perspective d'une fusion future de ces zones qui pourrait être réalisée à horizon 2015. Afin de permettre la pérennisation du mécanisme de couplage de marché au-delà du 31 mars 2012, un volume de 10 GWh/j de capacité ferme à démarrage du 1<sup>er</sup> avril 2012 n'a pas été commercialisé afin de pouvoir les affecter à ce mécanisme. Par ailleurs, les capacités invendues à la liaison entre les deux zones de GRTgaz à l'issue du processus de commercialisation classique pourraient en tout ou partie venir augmenter à compter du 1<sup>er</sup> avril 2012 la base des 10 GWh/j de capacités déjà réservées. Un premier retour d'expérience prévu à l'automne ainsi qu'un travail en Concertation Gaz permettra de fixer, in fine, le niveau de capacité dédié au couplage de marché.

• *Les développements d'infrastructures envisagés dans le sud de la France*

Plusieurs projets de développement devraient contribuer à améliorer sensiblement les conditions d'approvisionnement du sud de la France :

- dès 2013 puis en 2015, la mise en service de nouvelles capacités d'interconnexion entre l'Espagne et la France décidées à la suite des deux open season réalisées en 2009 et 2010 devrait permettre la remontée en France de gaz depuis la péninsule ibérique (gaz algérien ou GNL espagnol). Pour rappel, les capacités d'entrée à Larrau augmenteront de 5,5 Gm<sup>3</sup>/an en 2013, celles du point d'entrée Biriadou de 2 Gm<sup>3</sup>/an en 2015 ;
- par ailleurs, Elengy a lancé en 2011 un appel au marché visant à prolonger l'exploitation du terminal de Fos-Tonkin de 20 ans au-delà de 2014. Elengy envisage plusieurs scénarios d'investissement pouvant aller jusqu'à la mise à disposition de 7 Gm<sup>3</sup>/an de capacité de rega-

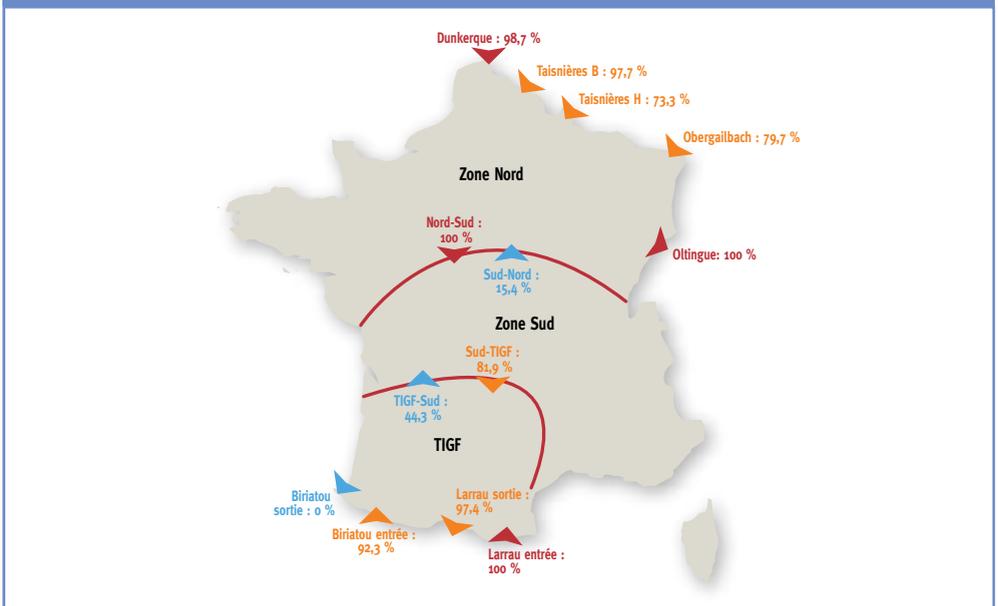
zéification en fonction des besoins qui seront exprimés par les expéditeurs. La phase engageante est prévue à l'automne 2011 ;

- enfin, la CRE a approuvé le 19 avril 2011, l'investissement de GRTgaz visant à doubler l'artère du Rhône (ERIDAN) permettant d'améliorer à l'horizon 2015-16 l'accès à la zone sud par la création de 120 GWh/j de capacités d'entrée.

• *Pas de congestion physique entre les zones Sud et Sud Ouest*

Si l'approvisionnement du sud de la France doit encore s'améliorer, la liaison entre les zones Sud et Sud Ouest n'est, quant à elle, pas contrainte. Il est à noter que les capacités sont groupées sur cette liaison et vendues sous forme de ventes par guichet coordonnées entre les deux opérateurs. Des capacités sont disponibles à la réservation à court et à long terme sur cette liaison, et ce dans les deux sens.

GRAPHIQUE 85 - Réservation des capacités de transport



Sources : GRTgaz, TIGF

## 4. L'APPROVISIONNEMENT ET LES DÉBOUCHÉS DES ACTEURS/ NOUVEAUX ENTRANTS

### 4.1. Un modèle d'approvisionnement stable pour les nouveaux entrants<sup>(32)</sup>, avec un recours accru aux achats aux PEG au 1<sup>er</sup> semestre 2011

En 2010, la structure des approvisionnements est restée relativement stable par rapport à l'année précédente en matière d'achats aux PEG en affichant, toutefois, une légère baisse des importations (-1 %) ainsi qu'un moindre recours aux stockages.

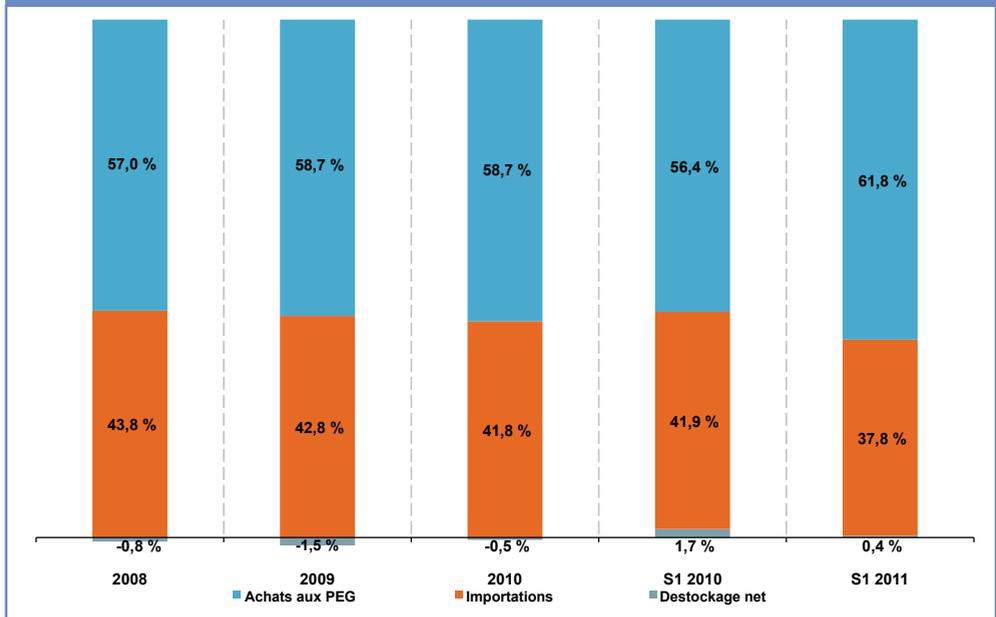
La configuration des approvisionnements a en revanche évolué en faveur des achats aux PEG au cours du premier semestre 2011. En effet, ces derniers se sont accrus de plus de 5 % par rapport au premier semestre 2010 alors que les importations étaient en baisse de près de 4 %.

Il est à noter que depuis la mise en service de Fos-Cavaou en avril 2010, les importations en GNL des nouveaux entrants sur l'ensemble des terminaux ont fortement augmenté au premier semestre 2011, passant de 6 % du total de leurs approvisionnements au premier semestre 2010 à 11 %. Parallèlement, les importations par gazoduc sont donc en léger recul.

Par rapport aux fournisseurs historiques, les nouveaux entrants ont eu recours de façon plus importante aux achats aux PEG pour leurs approvisionnements. Ce constat est vrai en particulier pour les nouveaux entrants fournissant des clients finals (graphique 86).

(32) Les fournisseurs alternatifs ou nouveaux entrants regroupent l'ensemble des expéditeurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques en France.

GRAPHIQUE 86 - Approvisionnements des nouveaux entrants en France par source (en %, 2008 - S1 2011)



Sources : GRTgaz, TIGF - Analyse : CRE

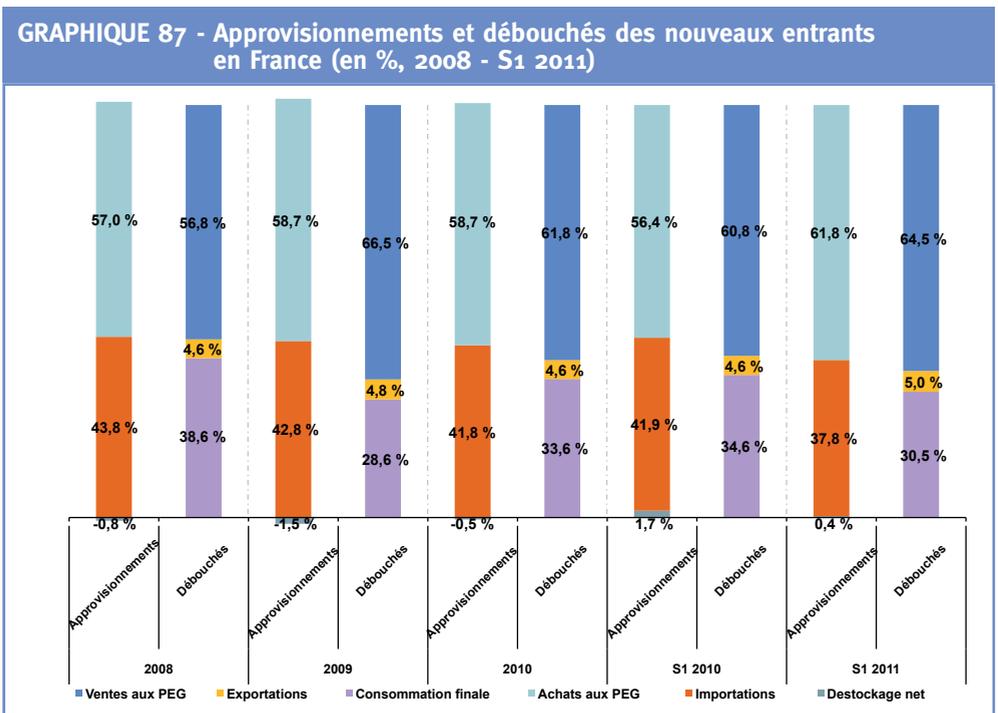
- *Les nouveaux entrants utilisent achats aux PEG et importations pour approvisionner leurs clients et optimiser leur portefeuille*

Bien que la part des importations soit en légère baisse entre 2008 et 2010 (de même qu'entre le premier semestre 2010 et celui de 2011), le volume importé a totalement couvert la consommation finale des clients des fournisseurs alternatifs. Cela témoigne de bonnes conditions d'accès aux infrastructures gazières pour les nouveaux entrants. Par ailleurs, ces derniers recourent en moyenne aux PEG pour effectuer des optimisations de leurs portefeuilles tout en assurant leur approvisionnement en volume en accédant aux infrastructures (graphique 87). Par ailleurs, en 2010, les volumes achetés et vendus par des acteurs financiers purs <sup>(33)</sup> sur les PEG ont été de l'ordre de 30 % des volumes totaux, soit un peu moins de la moitié des achats ou des ventes. Ce type d'acteur apporte donc une contribution sensible à la liquidité aux PEG.

Les exportations sont réparties entre la zone Nord et la zone Sud Ouest et représentent sur 2009 et 2010 entre 5 % et 8 % des débouchés des nouveaux entrants. Les exportations sont plus importantes en zone Sud Ouest du fait que cette dernière dispose de deux points de sorties (Larrau et Biratou) contre un en zone Nord (Oltingue).

L'essentiel des débouchés des fournisseurs alternatifs est donc assuré par les ventes aux PEG et la consommation de leurs clients finals, mais dans des proportions inverses de celles des opérateurs historiques, la majorité des volumes livrés par ces derniers l'étant à des clients finals. Ce constat n'est que nuancé si on retire la contribution aux volumes vendus aux PEG des nouveaux entrants qui ne fournissent pas de gaz à des consommateurs finals.

(33) Ont été considérés comme tels les expéditeurs qui n'ont pas livré de gaz à des clients finals.

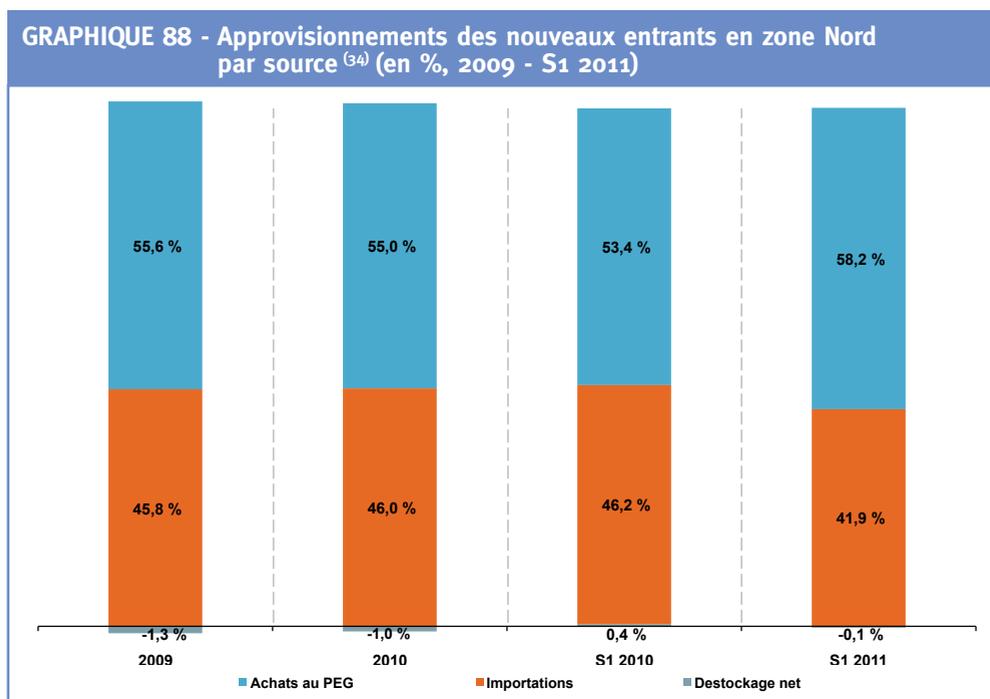


Sources : GRTgaz, TIGF - Analyse : CRE

## 4.2. Une structure d'approvisionnement de la zone Nord dans la continuité du modèle national

La zone Nord, depuis son émergence à la suite de la fusion de trois zones d'équilibrage GRT gaz au 1<sup>er</sup> janvier 2009, a permis d'élargir l'accès des nouveaux entrants (sans barrières tarifaires) à plus de points d'entrée (Montoir, Dunkerque, Taisnières et Obergailbach). En conséquence, la liquidité au PEG Nord s'est appréciée étant donnée l'augmentation du nombre d'acteurs et des volumes négociés (+64 %) entre 2009 et 2010.

La répartition des approvisionnements dans la zone Nord est quasi identique entre 2009 et 2010. Toutefois, au premier semestre 2011, l'évolution à la hausse des achats au PEG et la baisse des importations sont similaires à celles observées à l'échelle nationale à la même période (graphique 88). Ainsi, les achats au PEG ont affiché 55 % en 2010 contre 55,6 % en 2009 et ont augmenté de près de 5 % en valeur relative au premier semestre 2011 (en comparaison avec le premier semestre 2010). Les importations sont restées stables en 2010 et ont enregistré une baisse de 4 % au premier semestre 2011. Les stockages ont été sollicités à hauteur de -0,1 % au premier semestre 2011 contre 0,4 % à période identique en 2010.



Sources : GRTgaz, TIGF - Analyse : CRE

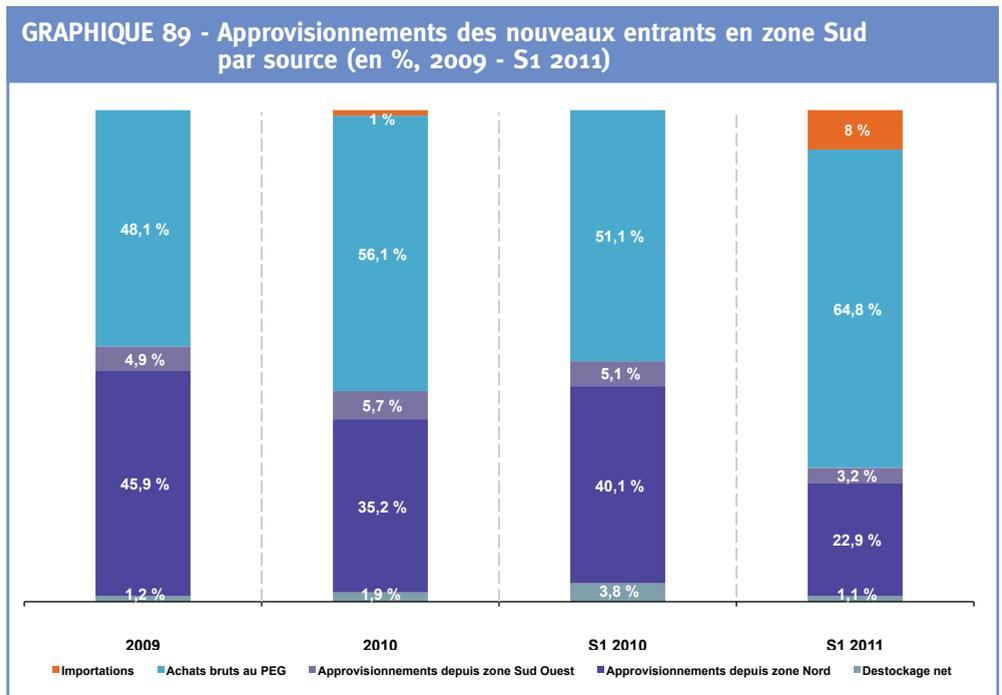
(34) La liaison Sud/Nord n'est pas prise en compte car les importations restent marginales à partir de la zone Sud.

### 4.3. Les importations font leur apparition comme mode d'approvisionnement sur la zone Sud

La structure d'approvisionnement des nouveaux entrants a nettement évolué en 2010 par rapport à l'année précédente. En effet, le recours aux achats au PEG a progressé de 8 % en 2010 et de 14 % au cours du premier semestre 2011. Les importations (exclusivement du GNL) ont représenté une modeste part (1 %) des approvisionnements au cours de l'année 2010. En revanche, au premier semestre 2011, les importations ont totalisé près de 8 % des approvisionnements.

Concernant les approvisionnements à partir de la zone Nord, ces derniers ont progressivement baissé en 2010 et au cours du premier semestre 2011, de - 11 % et de - 17 %, respectivement. Les approvisionnements depuis la zone Sud Ouest de même que le recours au stockage ont légèrement augmenté entre 2009 et 2010. Cependant, ils ont affiché des baisses de - 2 % et - 3 %, respectivement, au cours du premier semestre 2011.

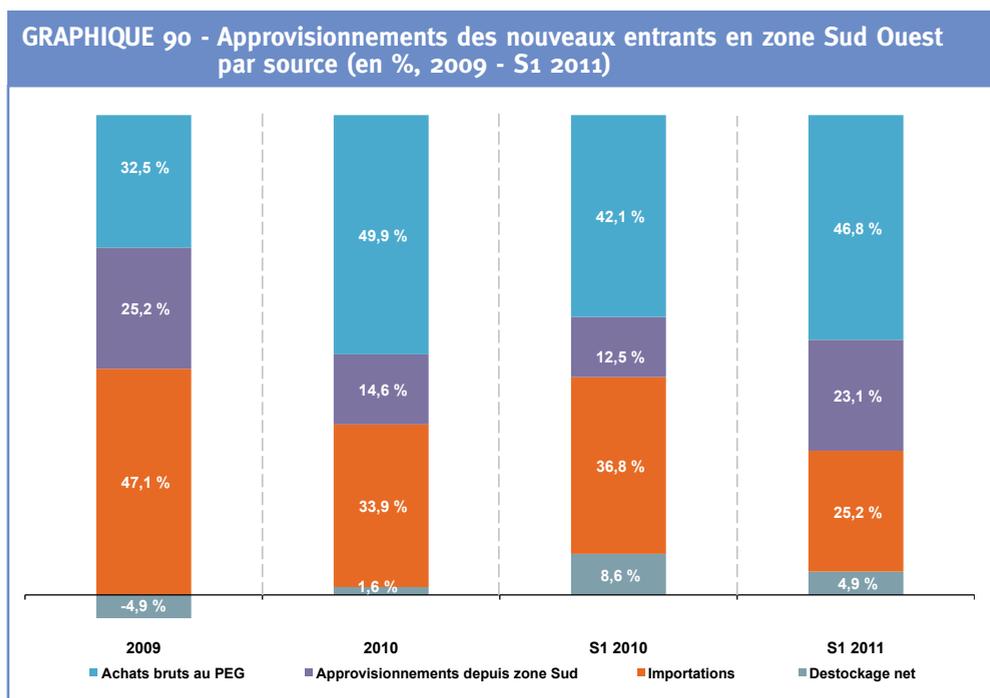
L'approvisionnement en zone Sud, pour les nouveaux entrants, est principalement destiné à la consommation des clients finals et la revente au PEG.



#### 4.4. Les achats au PEG ont globalement représenté la moitié de l’approvisionnement en zone Sud Ouest sur 2010

L’approvisionnement des nouveaux entrants sur la zone Sud Ouest en 2010 s’est principalement axé sur les achats au PEG (à hauteur de 50 %)

alors qu’il était assuré à plus de 70 % par les importations et par des approvisionnements depuis la zone Sud en 2009. Les achats au PEG ont progressé de 17 % en 2010 et de 5 % au cours du premier semestre 2011 compensant ainsi la baisse des approvisionnements à partir de la zone Sud et des importations depuis Larrau et Biriadou. Ces dernières ont enregistré des

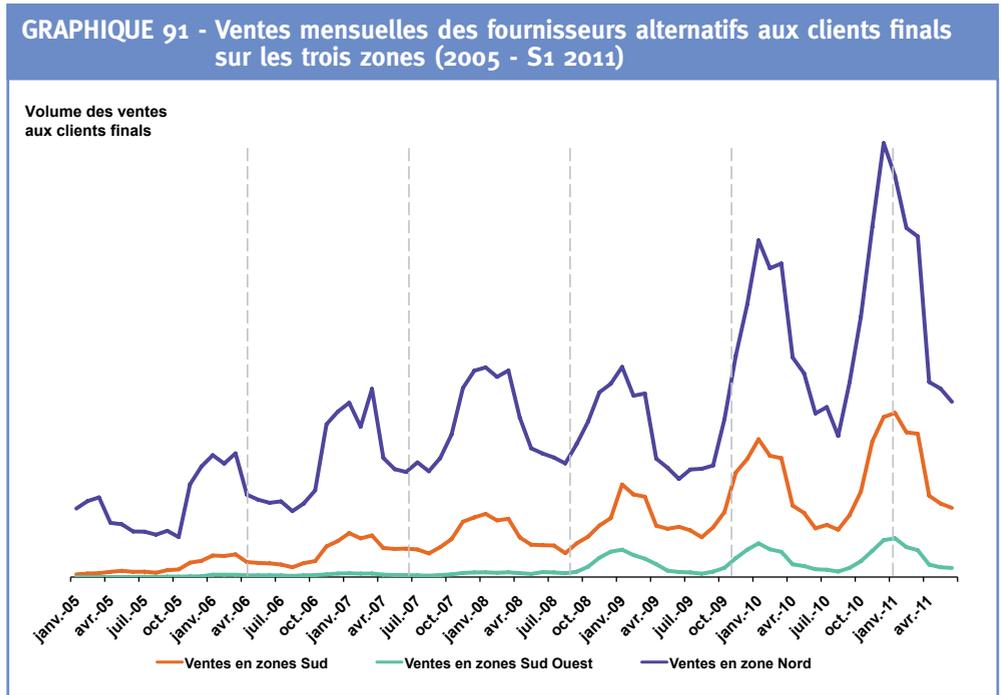


Sources : GRTgaz, TIGF - Analyse : CRE

baisses de 13 % et 12 % en 2010 et au premier semestre 2011, respectivement. Les approvisionnements depuis la zone Sud, après un recul en 2010 (en comparaison avec 2009), ont à nouveau augmenté (+11 %) au cours du premier semestre 2011. Concernant le stockage, le recours à ce dernier a été moins important au premier semestre 2011 par rapport l'année précédente.

#### 4.5. L'évolution de la structure d'approvisionnement a impacté positivement les ventes des fournisseurs alternatifs

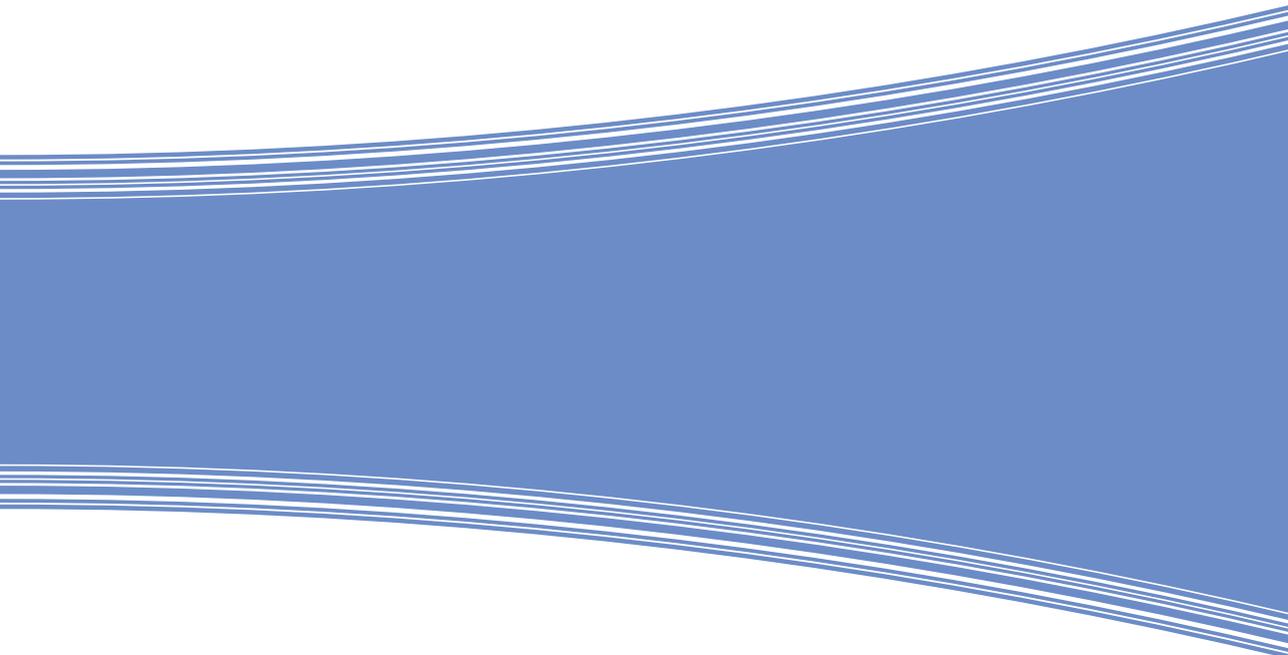
Les activités des nouveaux entrants sont en évolution continue depuis 2009, non sans disparités entre les différentes zones (graphique 91).



Sources : GRTgaz, TIGF

# Section IV

## Annexes



<b>1.</b> Glossaire	p. 124
<b>2.</b> Index des graphiques	p. 129
<b>3.</b> Index des tableaux	p. 131
<b>4.</b> Index des encadrés	p. 132
<b>5.</b> Table des matières	p. 133

# 1. GLOSSAIRE

## 1.1. Électricité

- *Principales bourses électriques en Europe (marchés organisés)*

**APX :** bourse spot néerlandaise Amsterdam Power Exchange, obligatoire pour les importations et les exportations aux Pays-Bas, détenu par le groupe APX-ENDEX ([www.apx.nl](http://www.apx.nl)).

**Belpex :** marché spot belge Belgium Power Exchange, détenu par le groupe APX-ENDEX (<http://www.belpex.be/>).

**ENDEX :** marché à terme néerlandais, détenu par le groupe APX-ENDEX ([www.apxindex.com](http://www.apxindex.com)).

**EPD :** marchés à terme français et allemand EEX Power Derivatives, détenu par EEX et Powernext.

**EPEX Spot France :** bourse spot française non obligatoire, détenu par EEX et Powernext ([www.epexspot.eu](http://www.epexspot.eu)).

**EPEX Spot Allemagne :** bourse spot allemande, non obligatoire, détenu par EEX et Powernext ([www.epexspot.eu](http://www.epexspot.eu)).

**NordPool :** bourse scandinave, non obligatoire ([www.nordpool.no](http://www.nordpool.no)).

**Omel :** pool espagnol, quasi-obligatoire ([www.omel.es](http://www.omel.es)).

- *Produits de gros*

**Base :** 24 heures sur 24, 7 jours sur 7.

**Day-ahead :** contrat passé la veille pour livraison le lendemain.

**Future ou forward :** contrat standard passé pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée, nécessitant le versement d'une prime et d'un dépôt de garantie. Les échéances proposées varient selon les marchés organisés (semaine, mois, trimestre, semestre, année). L'échéance Y+1 correspond à l'année calendaire suivant l'année en cours.

**Pointe (Europe continentale) :** de 8 heures à 20 heures, du lundi au vendredi.

- *Segments du marché de gros*

**Achats et ventes en gros (OTC) :** notifications d'échanges de blocs c'est-à-dire les quantités nominées à RTE la veille pour le lendemain, hors transactions sur Powernext.

**Consommation finale :** ventes à des sites en tant que responsable d'équilibre ou sous forme de blocs.

**Importations et exportations :**

[http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients\\_traders\\_fournisseurs/vie/bilan\\_annu.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_traders_fournisseurs/vie/bilan_annu.jsp)

**Ventes aux gestionnaires de réseaux pour la compensation de leurs pertes :**

[http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients\\_traders\\_fournisseurs/vie/vie\\_perte\\_RPT.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_traders_fournisseurs/vie/vie_perte_RPT.jsp)

<http://www.erdfdistribution.fr/electricite-reseau-distribution-france/fournisseurs-d-electricite/compensation-des-pertes-130105.html>

**VPP :** « virtual power plant » ou enchères de capacités organisées par EDF suite à la décision de la Commission Européenne (cf. Cas DG COMP/M.1853 - EDF/ENBW).

<http://encherescapacites.edf.com/accueil-com-fr/encheres-de-capacite/presentation-114005.html>

**VPP base:** il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en base. Le principe est que les enchérisseurs paient une prime fixe (en euro/MW) chaque mois pour réserver une puissance disponible, et qu'ils envoient régulièrement à EDF un planning d'utilisation de ces capacités. Ils paient alors un prix d'exercice par MWh soutiré, proche du coût marginal des centrales nucléaires d'EDF. On a ainsi une structure de prix de la forme « coût fixe + coût variable ».

**VPP pointe:** il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en pointe. Le principe est le même que pour les VPP base, mais le prix payé pour chaque MWh soutiré est une approximation du coût marginal des centrales de pointe d'EDF. Compte tenu de ce coût variable élevé, la prime fixe payée par les enchérisseurs est plus faible que pour les VPP base.

- *Autres*

**Marge du système électrique:** il s'agit du différentiel entre la capacité de production disponible et consommation prévisionnelle.

## 1.2. CO<sub>2</sub>

**Banking:** possibilité pour les assujettis d'utiliser à des fins de conformité un quota livré au début d'une période de conformité précédente.

**Bluenext:** bourse du carbone implantée à Paris ([www.bluenext.eu](http://www.bluenext.eu)).

**Borrowing:** emprunt d'un quota qui représente la possibilité pour les assujettis d'utiliser à des fins de conformité un quota livré au début de la période de conformité suivante (les quotas pour l'année N sont livrés sur les registres avant le 28 février alors que les quotas doivent être restitués le 30 avril de l'année N, au titre des émissions de l'année N-1).

**CER:** unités de réduction d'émissions certifiées provenant des projets déployés dans le cadre du mécanisme de développement propre (MDP). Un certain nombre de pays et des entreprises font usage de crédits de projets du MDP et les projets d'application conjointe pour être en conformité avec leurs objectifs de Kyoto.

**CITL:** Community Independent Transaction Log, plateforme de comptabilisation gérée par la Commission européenne qui intègre quotidiennement les informations qui lui sont transmises par les registres nationaux.

**Dioxyde de carbone ou gaz carbonique (CO<sub>2</sub>):** principal gaz à effet de serre, issu principalement de la combustion des énergies fossiles.

**ECX:** bourse du carbone implantée à Londres ([www.theice.com](http://www.theice.com)).

**Effet de serre:** à l'origine processus naturel, il permet à la température de basse atmosphère de se maintenir à 15 °C en moyenne. Il est lié à la présence dans l'atmosphère de certains gaz (gaz carbonique, méthane...) qui piègent le rayonnement émis par la Terre et renvoie une partie de ce rayonnement en direction du sol. Du fait de la production trop importante par l'homme de gaz à effet de serre, les températures sont en sensible augmentation.

**ERU:** crédits carbones générés par des projets de Mise en Œuvre Conjointe (MOC), selon les règles définies lors du Protocole de Kyoto. Les entreprises tombant sous le coup du Système Communautaire d'Échange de Quotas Européens (SCEQE) peuvent utiliser ces crédits pour répondre à leurs obligations de réduction d'émissions de gaz à effet de serre.

**EUA:** quota d'émission européen qui autorise le détenteur à émettre en gaz à effet de serre l'équivalent d'une tonne de dioxyde de carbone.

**GES:** gaz à effet de serre. Gaz contribuant à l'effet de serre. Tous les GES n'apportent pas à la même contribution à l'effet de serre. Afin de comparer les émissions des différents gaz à effet de serre, on exprime leurs effets en équivalents tonne de dioxyde de carbone.

**MDP:** mécanisme de développement propre, un des mécanismes de flexibilité du protocole de Kyoto qui permet aux pays développés de financer des projets de réduction d'émissions ou de séquestration de gaz à effet de serre dans les pays en développement et de se voir octroyer des unités de réduction d'émissions certifiées (CER) qu'ils pourront comptabiliser pour remplir leurs propres engagements de réductions d'émissions. Les projets MDP visent à favoriser le transfert de technologies respectueuses de l'environnement et à promouvoir le développement durable des pays en développement.

**Permis d'émission:** voir quotas d'émission.

**Paquet énergie - climat:** ensemble de textes législatifs européens adoptés fin 2008, relatifs à l'énergie et au changement climatique.

**Protocole de Kyoto:** traité international visant à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il fixe des engagements chiffrés de réduction ou de limitation des émissions de gaz à effet de serre (GES) pour les pays industrialisés concernés pour la première période dite d'engagement, soit 2008-2012 (- 5,2 % par rapport à 1990). Pour y parvenir, ces pays sont tenus d'élaborer des politiques et des mesures nationales de lutte contre le changement climatique.

**Quotas d'émission:** unité de compte du système d'échange de quotas ou permis d'émissions. Il s'agit d'une quantité d'émissions de GES (exprimée en tonnes équivalent CO<sub>2</sub>) à ne pas dépasser sur une période donnée, qui est délivrée à un pays ou un acteur économique par une autorité administrative (organisation intergouvernementale ou agence gouvernementale).

**SCEQE:** le Système Communautaire d'Échange de Quotas Européens est un mécanisme de l'Union européenne visant à réduire l'émission globale de CO<sub>2</sub> et atteindre les objectifs de l'Union européenne dans le cadre du protocole de Kyoto. C'est le plus grand système d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre dans le monde.

### 1.3. Gaz

**Capacité rebours:** Capacité sur le réseau principal permettant à l'expéditeur d'effectuer des nominations dans le sens opposé au sens dominant des flux lorsque les flux de gaz ne peuvent s'écouler que dans un seul sens. Elle ne peut être utilisée, un jour donné, que si le flux global résultant de l'ensemble des nominations des expéditeurs est dans le sens dominant des flux.

**Clause de flexibilité:** disposition prévue dans les contrats d'importation de long terme laissant à l'acheteur la possibilité de réduire ou augmenter les volumes enlevés dans la limite d'un tunnel préalablement défini.

**Couplage de marchés de gros du gaz:** il s'agit d'un mécanisme permettant de confronter, sur une ou plusieurs places boursières, l'offre et la demande des marchés couplés et d'allouer simultanément et implicitement les capacités d'interconnexion entre les zones d'équilibrage [Nord et Sud en l'occurrence]. Ce mécanisme permettrait de tirer profit d'une partie des avantages qui résulteraient d'une fusion des zones d'équilibrage sans avoir à engager d'importants investissements d'infrastructures. Le couplage de marchés entre les zones Nord et Sud de GRTgaz respecte les spécificités du marché du gaz : les prix de marché du gaz, la veille pour le lendemain (day-ahead), sont déterminés en continu (chaque transaction est effectuée à un prix particulier) et non pas par un fixing comme c'est le cas pour l'électricité [une enchère unique opérée par la bourse pour déterminer le prix

pour chaque heure de la journée du lendemain comme].

**Court terme:** le marché court terme regroupe les produits : day-ahead, week-end, week et autres.

**EREGG (European Regulators Group for Electricity and Gas):** créé par la Commission européenne dans le cadre de la mise en œuvre des directives de 2003, l'EREGG a pour but de conseiller et d'assister la Commission dans la consolidation du marché intérieur de l'énergie, en contribuant à la mise en œuvre complète des directives et des règlements européens et à la préparation d'une future législation dans les domaines de l'électricité et du gaz. L'EREGG comprend la Commission européenne et les régulateurs indépendants des 27 États membres de l'Union européenne. Les États membres de l'Espace économique européen ainsi que les pays candidats à l'adhésion à l'Union y sont invités en tant qu'observateurs. Pour réaliser ses objectifs, qui font également l'objet d'un programme de travail public, l'EREGG dispose d'une structure comparable à celle du CEER. En outre, l'EREGG consulte largement les acteurs du secteur de l'énergie pour les questions sur lesquelles il est amené à rendre des avis. Ces avis engagent également la Commission européenne, qui peut ensuite leur donner un caractère contraignant à travers le processus communautaire de la comitologie.

**FOD:** Fioul Oil Domestique à 0,1 %.

**FOL:** Fioul Oil Lourd basse teneur en soufre.

**Gas release:** obligation faite à un fournisseur de céder, pour une période donnée, une partie de ses ressources en gaz à d'autres fournisseurs. Cette opération a généralement pour finalité de permettre à la concurrence de se développer, en offrant aux fournisseurs alternatifs la possibilité de sécuriser des approvisionnements sans devoir négocier de gré à gré avec le fournisseur historique.

**Indice de Herfindahl-Hirschmann (HHI):** est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché. Il est d'autant plus élevé que le marché est concentré. On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1000, et très concentré s'il est supérieur à 1800.

**Infrajournalier:** marché des contrats conclus le jour J pour livraison le jour même ou pour le lendemain, si la transaction intervient après la période principale d'activité du marché day-ahead.

**NBP (National Balancing Point):** hub gazier du Royaume-Uni. En raison des volumes importants échangés sur ce hub notionnel, les prix qui y sont pratiqués sont une référence importante pour les échanges en gros de gaz en Europe.

**Net-back:** mécanisme de fixation du prix des contrats d'achat de gaz à long terme qui repose sur une logique de valorisation par rapport aux énergies concurrentes du gaz naturel et tenant compte des coûts de transport du gaz du producteur au pays consommateur.

**Nomination:** quantité d'énergie, exprimée en kWh (PCS 25 °C) notifiée par l'expéditeur au GRT chaque jour que l'expéditeur demande au GRT d'enlever, d'acheminer ou de livrer. Par extension, le verbe « Nominer » définit le fait de notifier au GRT une nomination.

**Point d'échange de gaz (PEG):** points virtuels du réseau de transport de gaz français où les expéditeurs peuvent s'échanger des volumes de gaz. Il existe un PEG dans chacune des zones d'équilibrage du réseau français.

**Produit day-ahead:** contrat passé la veille pour livraison le lendemain.

**Produit forward:** contrat passé pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée.

**Produit future :** contrat forward négocié sur une bourse (marché organisé). Les échéances proposées varient selon les marchés organisés (semaine, mois, trimestre, semestre, année). L'échéance Y+1 correspond à l'année calendaire suivant l'année en cours (livraison du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre).

**Service « bandeau » :** la regazéification d'une cargaison de GNL est assurée en émission constante sur 30 jours.

**Spot :** marché de court terme, incluant les opérations pour livraison à courte échéance. Le marché spot recouvre les produits infra-journaliers et day-ahead.

**Take-or-pay :** clause d'un contrat de fourniture de gaz ou d'électricité par laquelle le vendeur garantit la mise à disposition du gaz auprès de l'acheteur, qui garantit en contrepartie le paiement d'une quantité minimale d'énergie, qu'il en prenne livraison ou non.

## 2. INDEX DES GRAPHIQUES

### 2.1. Électricité

<b>Graphique 1 :</b> Flux d'énergie entre les segments amont et aval du marché de gros français en 2010.....	13	<b>Graphique 13 :</b> Prix spot et marge RTE.....	27
<b>Graphique 2 :</b> Évolution mensuelle des volumes et du nombre de transactions sur le marché à terme intermédiaire.....	14	<b>Graphique 14 :</b> Prix spot et marge horaire du système électrique français.....	28
<b>Graphique 3 :</b> Évolution mensuelle des volumes et du nombre de transactions sur le marché à terme organisé.....	15	<b>Graphique 15 :</b> Prix spot et marge horaire.....	29
<b>Graphique 4 :</b> Volume et valorisation du négoce par produit (en Mds €).....	17	<b>Graphique 16 :</b> Prix spot horaires pour le 28 mars 2011.....	31
<b>Graphique 5 :</b> Répartition en % du négoce par plateforme et par échéance en 2010.....	17	<b>Graphique 17 :</b> prix spot et différentiel France - Allemagne (moyennes hebdomadaires).....	32
<b>Graphique 6 :</b> Solde net d'exportations et différentiel de prix avec les pays avoisinants.....	20	<b>Graphique 18 :</b> Taux de convergence journalière des prix horaires France - Allemagne.....	33
<b>Graphique 7 :</b> Variation des importations transfrontalières entre 2010 et 2009 (répartition entre heures pleines et heures creuses).....	22	<b>Graphique 19 :</b> Taux de convergence moyens par heure sur le 1 <sup>er</sup> semestre 2011.....	33
<b>Graphique 8 :</b> Nombre de participants aux consultations.....	23	<b>Graphique 20 :</b> Prix des produits à terme - France.....	34
<b>Graphique 9 :</b> Maturité des produits vendus aux enchères.....	24	<b>Graphique 21 :</b> Prix des combustibles et de l'électricité.....	34
<b>Graphique 10 :</b> Capacités mensuelles achetées aux enchères pour livraison en 2010 et au premier semestre 2011.....	25	<b>Graphique 22 :</b> Prix Y+1 et spread France - Allemagne.....	35
<b>Graphique 11 :</b> Écart entre le prix d'adjudication des VPP base et les prix des produits équivalents cotés sur EPD France.....	25	<b>Graphique 23 :</b> Spread France - Allemagne des produits à terme trimestriels.....	36
<b>Graphique 12 :</b> Évolution des prix spots en France (moyennes hebdomadaires prix et volumes).....	26	<b>Graphique 24 :</b> Prix Y+1 et spread France - Belgique.....	37
		<b>Graphique 25 :</b> Prix Y+1 et spread France - Pays-Bas.....	38
		<b>Graphique 26 :</b> Spreads sur les produits calendaires France - Allemagne (moyennes mensuelles).....	39
		<b>Graphique 27 :</b> Spreads sur les produits calendaires France - Belgique (moyennes mensuelles).....	39

<b>Graphique 28 :</b> Spreads sur les produits calendaires France - Pays-Bas (moyennes mensuelles).....	40
<b>Graphique 29 :</b> Évolution des ratios pointe/ base des produits calendaires Y+1 en France et en Allemagne et spread (moyennes glissantes sur 20 jours).....	40
<b>Graphique 30 :</b> Parc de production électrique français (niveaux des différents parcs).....	41
<b>Graphique 31 :</b> Durée d'utilisation des différentes filières du parc de production en 2010.....	42
<b>Graphique 32 :</b> Taux de production nucléaire 2009-2011 (Production nucléaire réalisée / Capacité nucléaire installée - Moyenne mobile sur 30 jours).....	43
<b>Graphique 33 :</b> Taux de disponibilité nucléaire 2009-2010 (Puissance nucléaire disponible / Puissance nucléaire installée).....	44
<b>Graphique 34 :</b> Solde exportateur mensuel 2007-2010 (Moyenne mobile sur 30 jours).....	44
<b>Graphique 35 :</b> Stocks hydrauliques.....	45
<b>Graphique 36 :</b> Durée de marginalité des différentes filières de production en 2009.....	47
<b>Graphique 37 :</b> Durée de marginalité des différentes filières de production en 2010.....	47
<b>Graphique 38 :</b> Écart moyen entre les prévisions de disponibilité et la dernière prévision (J-1).....	50
<b>Graphique 39 :</b> Écart moyen entre la prévision (J-1) et la disponibilité nucléaire réalisée.....	51
<b>Graphique 40 :</b> Offre agrégée et indicateur de marge - 2010.....	54
<b>Graphique 41 :</b> Demande agrégée et indicateur de marge - 2010.....	54
<b>Graphique 42 :</b> Offre à tout prix.....	55
<b>Graphique 43 :</b> Demande à tout prix.....	55
<b>Graphique 44 :</b> Part des heures pendant lesquelles ont eu lieu des nominations à contre-sens par rapport aux prix horaires et nombre d'acteurs qui nominaient à contre-sens en 2009 et en 2010.....	56
<b>Graphique 45 :</b> Part des heures pendant lesquelles ont eu lieu des nominations à contre-sens par rapport aux prix blocs pointe et hors-pointe et nombre d'acteurs qui nominaient à contre-sens en 2009 et en 2010.....	57
<b>2.2. CO<sub>2</sub></b>	
<b>Graphique 46 :</b> Calendrier de conformité pour les acteurs du Système communautaire d'échange de quotas européens (SCEQE).....	61
<b>Graphique 47 :</b> Volumes annuels EUA et CER depuis 2008.....	67
<b>Graphique 48 :</b> Volumes annuels EUA.....	68
<b>Graphique 49 :</b> Volumes annuels CER.....	69
<b>Graphique 50 :</b> Évolution des échanges par maturité sur le marché des EUA.....	70
<b>Graphique 51 :</b> Volumes EUA par maturité sur la plateforme ECX.....	70
<b>Graphique 52 :</b> Évolution du prix spot depuis 2005.....	72
<b>Graphique 53 :</b> Évolution des prix depuis 2010.....	73
<b>Graphique 54 :</b> EUA - Écart entre prix spot et prix pour livraison en décembre.....	74
<b>Graphique 55 :</b> EUA - Écart de prix entre produits annuels Y+1 - Y et 2013 - 2012 depuis 2008.....	75
<b>Graphique 56 :</b> EUA - Offre et demande de quotas depuis 2005.....	76
<b>Graphique 57 :</b> Allocations et émissions réelles par type de site en 2010.....	77

<b>Graphique 58:</b> Accumulation d'un surplus de quotas en phase II.....	78	<b>Graphique 75:</b> Prix day-ahead France - Europe (moyennes hebdomadaires).....	102
<b>Graphique 59:</b> Prix de l'électricité et prix du CO <sub>2</sub> .....	79	<b>Graphique 76:</b> Courbe des prix à terme à Zeebrugge.....	103
<b>Graphique 60:</b> Émissions du parc de production français.....	80	<b>Graphique 77:</b> Différentiels prix day-ahead France - Europe (moyennes hebdomadaires).....	103
<b>Graphique 61:</b> Clean dark & spark spreads.....	81	<b>Graphique 78:</b> Prix du gaz (indices de marché et prix du pétrole et de ses dérivés).....	105
<b>2.3. Gaz</b>			
<b>Graphique 62:</b> Approvisionnements et débouchés des acteurs du marché français du gaz en 2010.....	85	<b>Graphique 79:</b> Prix M+1 au Royaume-Uni et aux États-Unis.....	106
<b>Graphique 63:</b> Livraisons aux PEG (données mensuelles).....	86	<b>Graphique 80:</b> Évolution des prix du Brent.....	107
<b>Graphique 64:</b> Évolution des volumes négociés et nombre de transactions (marché spot et à terme).....	88	<b>Graphique 81:</b> Volatilité historique annualisée entre 2009 et 2010.....	107
<b>Graphique 65:</b> Répartition des volumes négociés par produits.....	90	<b>Graphique 82:</b> Niveau du gaz en stock en France.....	109
<b>Graphique 66:</b> Valorisation des volumes négociés (en M €).....	91	<b>Graphique 83:</b> Détention des capacités aux points d'entrée de la zone Nord.....	111
<b>Graphique 67:</b> Répartition des volumes négociés spot et à terme aux PEG et type d'intermédiation (année 2010).....	91	<b>Graphique 84:</b> Utilisation de la liaison Nord-Sud.....	113
<b>Graphique 68:</b> Évolution des volumes mensuels échangés sur Powernext Gas Future.....	92	<b>Graphique 85:</b> Réservation des capacités de transport.....	115
<b>Graphique 69:</b> Volume négocié par PEG (données mensuelles).....	93	<b>Graphique 86:</b> Approvisionnements des nouveaux entrants en France par source.....	116
<b>Graphique 70:</b> Répartition des volumes négociés par produit et par PEG.....	94	<b>Graphique 87:</b> Approvisionnements et débouchés des nouveaux entrants en France.....	117
<b>Graphique 71:</b> Indice HHI sur les différents marchés, 2010 et S1 2011, par PEG.....	96	<b>Graphique 88:</b> Approvisionnements des nouveaux entrants en zone Nord par source.....	118
<b>Graphique 72:</b> Part de marché cumulée des 3 plus gros acteurs par PEG.....	98	<b>Graphique 89:</b> Approvisionnements des nouveaux entrants en zone Sud par source.....	119
<b>Graphique 73:</b> Évolution des prix sur le marché français (données quotidiennes).....	100	<b>Graphique 90:</b> Approvisionnements des nouveaux entrants en zone Sud Ouest par source.....	120
<b>Graphique 74:</b> Spread PEG Nord - PEG Sud et capacités Nord vers Sud non-utilisées.....	101	<b>Graphique 91:</b> Ventes mensuelles des fournisseurs alternatifs aux clients finals sur les trois zones (2005 - S1 2011).....	121

### 3. INDEX DES TABLEAUX

#### 3.1. Électricité

**Tableau 1:** Transactions négociées ..... 13

**Tableau 2:** Répartition trimestrielle des volumes négociés par produits (en TWh années 2010 et 2009)..... 15

**Tableau 3:** Responsables d'équilibre actifs sur le marché français ..... 16

**Tableau 4:** Maximum des capacités d'import et d'export entre la France et les pays voisins en 2010 (en MW)..... 18

**Tableau 5:** Flux d'échanges aux frontières..... 18

**Tableau 6:** Production d'électricité pour les différentes filières..... 46

**Tableau 7:** Disponibilités prévisionnelles des différentes filières ..... 49

**Tableau 8:** Écarts moyens entre disponibilités prévisionnelles en J-1 et réalisées ..... 50

#### 3.2. CO<sub>2</sub>

**Tableau 9:** Principales différences entre la phase II et la phase III..... 65

**Tableau 10:** Typologie des acteurs du marché du CO<sub>2</sub>..... 71

**Tableau 11:** Formule de calcul des clean dark & spark spreads..... 81

#### 3.3. Gaz

**Tableau 12:** Nombre d'expéditeurs actifs en enlèvement et/ou livraison sur les PEG..... 87

**Tableau 13:** Transactions sur le marché intermédiaire spot et à terme..... 89

**Tableau 14:** Différentiels ..... 104

**Tableau 15:** Volatilité annuelle des prix de marché et des produits pétroliers (données quotidiennes)..... 106

**Tableau 16:** Nombre d'utilisateurs ayant réservé de la capacité sur les infrastructures..... 108

### 4. INDEX DES ENCADRÉS

#### 4.1. Électricité

**Encadré 1:** Découplage des marchés du 27 mars pour la journée du 28 mars 2011..... 31

#### 4.2. CO<sub>2</sub>

**Encadré 2:** Janvier 2011 - Arrêt des transactions au comptant sur le marché du CO<sub>2</sub>..... 64

**Encadré 3:** Le livre blanc du gouvernement du Royaume-Uni « pour une électricité sûre, abordable, et à faible contenu en carbone »..... 66

**Encadré 4:** Règles de bancabilité (« banking ») et d'emprunt (« borrowing »)..... 75

#### 4.3. Gaz

**Encadré 5:** Activité sur Powernext Gas Futures fin 2010 et début 2011..... 92

**Encadré 6:** Concertation GNL..... 110

**Encadré 7:** Le couplage de marché ou « market coupling »..... 114

## 5. TABLE DES MATIÈRES

<b>INTRODUCTION</b> .....	1
<b>SYNTHÈSE DU RAPPORT</b> .....	4
<b>SECTION I : LES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ</b> .....	10
<b>1. Le développement des principaux segments du marché de gros</b> .....	12
1.1. Baisse des volumes négociés sur les marchés de gros intermédiés en 2010, essentiellement sur le marché à terme.....	12
1.2. Le solde des volumes échangés aux interconnexions progresse, en lien notamment avec une amélioration de la disponibilité du nucléaire.....	18
1.3. Le volume des pertes achetées par les gestionnaires de réseau est resté stable d'une année sur l'autre.....	22
1.4. La concentration sur les enchères de capacité VPP (« virtual power plant ») reste modérée, mais est en augmentation.....	23
<b>2. Les prix de l'électricité</b> .....	26
2.1. Des prix spots français cohérents avec les fondamentaux et des pics de prix plus modérés que par le passé.....	26
2.2. Les prix à terme de l'électricité ont augmenté moins vite que les combustibles fossiles en 2010.....	32
<b>3. Analyse de la production d'électricité et de la transparence des données de production</b> .....	41
3.1. Les taux d'utilisation des différentes filières reflète les niveaux relatifs de coût marginal de production.....	42
3.2. En 2010, les filières marginales sont globalement les mêmes qu'en 2009.....	45
3.3. La transparence des données de production poursuit son amélioration en 2010.....	48
3.4. L'audit des méthodes de valorisation d'EDF montre qu'en 2010 les offres de marché sont globalement cohérentes avec les coûts marginaux d'EDF.....	52
<b>4. Analyse des transactions</b> .....	53
4.1. L'offre soumise sur le marché spot reflète l'état du système électrique.....	53
4.2. Les nominations à contre-sens des prix horaires de capacités journalières ont eu tendance à diminuer entre 2009 et 2010.....	56
<b>SECTION II : LES MARCHÉS DU CO<sub>2</sub></b> .....	58
<b>1. Marché du CO<sub>2</sub> : évolution du cadre institutionnel et perspectives futures</b> .....	60
1.1. Depuis la fin de l'année 2010, la CRE surveille les transactions des acteurs français de l'électricité et du gaz sur le marché du CO <sub>2</sub> .....	60
1.2. La CRE privilégie une approche centralisée de collecte de données transactionnelles, mais les places de marché n'ont pas toutes encore adhéré à cette démarche.....	62
1.3. La surveillance du marché du CO <sub>2</sub> prendra tout son sens une fois généralisée au niveau européen.....	62
1.4. La phase III (2013-2020) entraînera des évolutions d'ampleur pour le marché du CO <sub>2</sub> .....	63

<b>2. Volumes échangés sur le marché du CO<sub>2</sub></b> .....	67
2.1. Les volumes échangés se sont stabilisés en 2010 par rapport à 2009.....	67
2.2. Montée en puissance des échanges sur les marchés organisés depuis 2009.....	68
2.3. Augmentation des échanges à terme à partir de 2009.....	69
2.4. Acteurs présents sur les marchés du CO <sub>2</sub> .....	71
<b>3. Les prix du CO<sub>2</sub> en Europe</b> .....	72
3.1. Une évolution des prix marquée par les effets successifs de chocs sur l'équilibre offre/demande depuis 2005.....	72
3.2. En 2010 les prix à terme ont mieux anticipé les prix spot de décembre.....	73
3.3. Les différences de prix entre différentes échéances rendent compte du caractère stockable du quota de CO <sub>2</sub> .....	74
<b>4. Les fondamentaux du marché européen du CO<sub>2</sub></b> .....	76
4.1. Une offre excédant la demande tous secteurs confondus, seules les entreprises du secteur de l'énergie étant acheteuses nettes de quotas.....	76
4.2. Corrélation entre les prix du CO <sub>2</sub> et de l'électricité.....	78
4.3. Une évolution des prix de marché favorable à la production d'électricité à partir de charbon.....	79

## SECTION III : LES MARCHÉS DE GROS DU GAZ.....

<b>1. Le développement du négoce de gaz</b> .....	84
1.1. Une croissance forte des livraisons au cours de l'année 2010, surtout au PEG Nord.....	85
1.2. Le négoce de gaz sur le marché intermédiaire poursuit son développement en 2010.....	87
<b>2. Les prix du gaz</b> .....	99
2.1. Un raffermissement des prix de gros du gaz en France durant l'année 2010 et une stabilisation au cours du premier semestre 2011.....	99
2.2. Une meilleure convergence des prix spot entre PEG Nord et PEG Sud depuis la mise en service du terminal méthanier de Fos-Cavaou.....	99
2.3. Une nette progression des prix sur les marchés spot et à terme européens avec une forte convergence des prix entre le PEG Nord français, le NCG allemand et le TTF néerlandais.....	101
2.4. La déconnexion entre prix de marché du gaz et prix dans les contrats à long terme perdure mais elle a fléchi par rapport à 2009.....	104
<b>3. Les infrastructures gazières</b> .....	108
3.1. Une utilisation satisfaisante des infrastructures de la zone Nord.....	110
3.2. Un accès aux infrastructures qui s'améliore dans le sud de la France.....	112

<b>4. L'approvisionnement et les débouchés des acteurs/nouveaux entrants</b>	116
4.1. Un modèle d'approvisionnement stable pour les nouveaux entrants, avec un recours accru aux achats aux PEG au 1 <sup>er</sup> semestre 2011	116
4.2. Une structure d'approvisionnement de la zone Nord dans la continuité du modèle national	118
4.3. Les importations font leur apparition comme mode d'approvisionnement sur la zone Sud	119
4.4. Les achats au PEG ont globalement représenté la moitié de l'approvisionnement en zone Sud Ouest sur 2010	120
4.5. L'évolution de la structure d'approvisionnement a impacté positivement les ventes des fournisseurs alternatifs	121
<b>SECTION IV : ANNEXES</b>	122
<b>1. Glossaire</b>	124
1.1. Électricité	124
1.2. CO <sub>2</sub>	125
1.3. Gaz	126
<b>2. Index des graphiques</b>	129
2.1. Électricité	129
2.2. CO <sub>2</sub>	130
2.3. Gaz	131
<b>3. Index des tableaux</b>	132
3.1. Électricité	132
3.2. CO <sub>2</sub>	132
3.3. Gaz	132
<b>4. Index des encadrés</b>	132
<b>5. Table des matières</b>	133



15, rue Pasquier - 75379 Paris cedex 08 - France  
Tél. : 33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : 33 (0)1 44 50 41 11  
[www.cre.fr](http://www.cre.fr)

ISSN 2104-9149

Réalisé par **créapix** - Agence conseil en communication éditoriale - Paris





COMMISSION  
DE RÉGULATION  
DE L'ÉNERGIE

15, rue Pasquier - 75379 Paris cedex 08 - France  
Tél. : 33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : 33 (0)1 44 50 41 11  
[www.cre.fr](http://www.cre.fr)