



Marchés

Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO₂ et du gaz naturel

Rapport 2011-2012

Sommaire

Introduction	2
Synthèse	4
SECTION I - Les marchés de gros de l'électricité	12
1. Le développement des principaux segments du marché de gros	13
2. Les prix de l'électricité.....	31
3. Analyse de la production d'électricité et de la transparence des données de production.....	49
4. Analyse des offres sur le marché spot et des nominations aux interconnexions	65
SECTION II - Les marchés du CO ₂	70
1. Marché du CO ₂ : évolution du cadre institutionnel et perspectives futures	71
2. Volumes échangés sur le marché du CO ₂	78
3. Les prix du CO ₂ en Europe	87
4. Les fondamentaux du marché européen du CO ₂	90
SECTION III - Les marchés de gros du gaz	98
1. Le développement du négoce du gaz.....	99
2. Les prix du gaz.....	115
3. Les infrastructures gazières.....	133
4. L'approvisionnement et les débouchés des acteurs / nouveaux entrants.....	144
SECTION IV – Annexes.....	150
1. Glossaire	151
2. Table des graphiques	155
3. Table des encadrés	158
4. Table des tableaux.....	159
5. Table des matières	160

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.

Cette mission s'inscrit désormais aussi dans le cadre du règlement pour l'intégrité et la transparence des marchés de l'énergie dit REMIT. REMIT, entré en vigueur le 28 décembre 2011, met en place un cadre réglementaire adapté aux marchés de l'énergie : il interdit les abus de marché, notamment en lien avec les fondamentaux physiques, et organise la supervision de ces marchés au niveau européen en la confiant à l'Agence de coopération des régulateurs européens (ACER), en coopération avec les régulateurs nationaux. Les enquêtes et sanctions sont du ressort des régulateurs nationaux, qui doivent avoir reçu les compétences nécessaires pour garantir les interdictions d'abus de marché et l'obligation de publication des informations privilégiées le 29 juin 2013 au plus tard.

La supervision des marchés de l'énergie repose sur l'enregistrement de tous les acteurs des marchés de gros de l'énergie et sur une collecte centralisée des données transactionnelles et fondamentales par l'ACER. Le contenu et le champ exact de ces

données seront définis par des mesures d'exécution de la Commission européenne qui devraient être adoptées courant 2013 et qui marqueront le début de la mise en œuvre opérationnelle du dispositif prévu par REMIT. Les acteurs devront s'enregistrer dans les trois mois suivant l'adoption de ces actes, la collecte des données débutera quant à elle six mois après cette date. La CRE contribue activement à la mise en œuvre de REMIT en participant aux groupes de travail de l'ACER et du CEER sur l'intégrité et la transparence des marchés. Elle a notamment participé à la rédaction des deux premières éditions des orientations publiées par l'ACER sur l'application des définitions de REMIT ainsi que des recommandations de l'ACER sur la collecte des données.

Le règlement REMIT s'articule avec la réglementation financière, qui est elle-même en cours de révision. En effet, les produits énergétiques de gros qui répondent à la définition d'instruments financiers sont soumis aux interdictions prévues dans la directive sur les abus de marché (MAD). Par ailleurs, s'il est proposé que les quotas de CO₂ soient inclus dans la révision de la directive sur les marchés d'instruments financiers, REMIT prévoit que la surveillance des marchés de gros de l'énergie par l'ACER tienne compte des interactions avec le marché du carbone. La supervision harmonisée des marchés européens de l'énergie nécessitera par conséquent une coopération efficace entre les régulateurs sectoriels et financiers, l'ACER et l'Autorité européenne des marchés financiers.

En France, la loi de régulation bancaire et financière d'octobre 2010 a élargi le périmètre de surveillance de la CRE aux transactions sur le marché du CO₂ effectuées par les acteurs entrant dans son périmètre et a instauré un principe de coopération élargie avec l'AMF, formalisée par un protocole d'accord en décembre 2010. Ce cadre réglementaire permet ainsi une mise en œuvre efficace au plan national de l'architecture de surveillance visée au niveau européen.

Ce cinquième rapport de surveillance de la CRE présente et analyse les évolutions des marchés de gros en France en 2011 et au premier semestre 2012 pour l'électricité, le gaz et le CO₂. Il rend également compte des investigations menées sur des comportements d'acteurs ou à l'occasion d'événements de marché.

Sur le marché de l'électricité, le prix spot a légèrement augmenté en moyenne et s'établit à 49 €/MWh en base, soit une augmentation de 3 % par rapport à 2010 ; le prix du produit à un an a augmenté à la suite du moratoire allemand sur l'énergie nucléaire avant de diminuer progressivement pour la deuxième moitié de l'année. L'annonce du moratoire a par ailleurs entraîné une inversion du différentiel de prix avec l'Allemagne jusqu'en février 2012, les prix allemands devenant plus chers. Les volumes négociés sont par ailleurs restés stables malgré une baisse du négoce sur les marchés à terme.

Sur le marché du gaz, l'offre de GNL en Europe et en France a nettement diminué en raison des arbitrages avec le marché asiatique où la demande a fortement augmenté à la suite de l'accident de Fukushima, le gaz se substituant au nucléaire dans la production d'électricité. Les prix du gaz ont augmenté en moyenne mais sont restés plus stables par rapport à 2010 sur les marchés spot comme sur les marchés à terme. Leur progression est cependant restée inférieure à celle des produits pétroliers sur lesquels les contrats d'approvisionnement de long terme sont

indexés. La déconnexion entre les prix sur le marché de gros du gaz d'une part et les prix du pétrole et de ses dérivés d'autre part s'est ainsi à nouveau creusée à partir du deuxième semestre 2011. Dans ce contexte, les volumes négociés ont continué de croître pour atteindre 400 TWh en 2011.

Au premier semestre 2012, le développement des marchés de gros de l'électricité et du gaz marque le pas, avec un fort recul des volumes négociés sur les marchés à terme notamment. La vague de froid de février 2012 a par ailleurs entraîné des pics de prix sur les marchés spot de l'électricité et du gaz. La CRE a enquêté sur ces épisodes de marché et publié ses conclusions dans les délibérations du 10 mai et 26 juin 2012.

Sur le marché du CO₂ enfin, le prix du quota EUA a baissé de 10 % en 2011 par rapport à 2010, à 13 €/t. Au premier semestre 2012 le prix continue de baisser pour atteindre 7 €/t fin juin 2012, dans un contexte d'excès d'offre de quotas. La possibilité de report des quotas de la phase II à la phase III qui commencera au 1^{er} janvier 2013 constitue le principal facteur devant permettre d'éviter l'effondrement des prix d'ici la fin 2012. Etant donné les niveaux de prix relatifs du charbon et du gaz, la faiblesse du prix du quota incite les industriels européens à produire de l'électricité à partir du charbon malgré l'avantage comparatif de la filière gaz en termes d'émissions de CO₂.

Le rapport rend également compte de la collecte des données de transactions menée par la CRE auprès des acteurs entrant dans son périmètre sur l'année 2011.

Synthèse

MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

- **Les prix et le négoce d'électricité**

En 2011, dans un contexte marqué par des températures plus douces qu'en 2010 et une consommation intérieure d'électricité en baisse, les volumes échangés sur les marchés de gros français intermédiés sont restés stables à 696 TWh. Cette stagnation masque une évolution contrastée entre une baisse du négoce sur les marchés à terme et une augmentation des volumes échangés sur les produits spot. Le recul du volume des transactions à terme s'est nettement accentué au premier semestre 2012.

Le solde des volumes échangés aux interconnexions a doublé en 2011, en raison principalement d'un fort recul des importations. Cette évolution est à relier à la disponibilité nucléaire qui a été particulièrement élevée au printemps et en été en comparaison des années précédentes. Les données de flux aux interconnexions présentent une certaine continuité pour les six premiers mois de 2012, hormis sur la frontière avec l'Allemagne où le solde redevient négatif, conséquence de la vague de froid de février 2012 qui a entraîné une hausse des importations et d'une moindre disponibilité du nucléaire.

Le prix spot moyen a légèrement augmenté en 2011 à 48,9 €/MWh en base et 60,7 €/MWh en pointe, soit une augmentation de 2,9 % pour ces deux produits par rapport à 2010. Au premier semestre 2012, marqué par des pics de prix liés à la vague de froid de février, le prix base est resté à un niveau similaire alors que le prix pointe a atteint en moyenne 62,4 €/MWh, représentant une hausse de 4 % par rapport à 2011 à la même période. Sur l'ensemble de la période, les évolutions des prix spots français ont été cohérentes avec les fondamentaux et notamment avec les

indicateurs de marge du système électrique. Les pics de prix de février ont fait l'objet d'une analyse spécifique.

Sur le marché à terme, si les prix ont augmenté en moyenne en 2011 par rapport à 2010, ils ont suivi une tendance à la baisse à partir de mi-2011 qui s'est poursuivie au premier semestre 2012, dans le sillage des prix du charbon.

L'évolution comparée des prix en France et en Allemagne s'inscrit dans le cadre de l'extension du couplage trilatéral à l'Allemagne fin 2010 puis du moratoire allemand sur la production d'électricité d'origine nucléaire annoncé en mars 2011 après l'accident de Fukushima. Le couplage a nettement amélioré le taux de convergence des prix horaires, qui s'est établi à 64 % en 2011. Ce taux de convergence s'est toutefois réduit à l'annonce du moratoire. Sur le marché à terme, l'écart des prix à un an entre la France et l'Allemagne s'est fortement réduit en 2011 et les prix français sont devenus inférieurs aux prix allemands à partir de juin 2011. Les pics de prix de février 2012 ont cependant mis fin à cette inversion du spread des prix à un an.

- **L'analyse et la transparence de la production**

En 2011, en raison d'une disponibilité du parc particulièrement élevée, le taux de production nucléaire a atteint 78 %, soit le plus haut niveau depuis 2007. Si cette tendance s'est poursuivie sur les trois premiers mois de 2012, les taux de disponibilité et de production des installations nucléaires reculent nettement au second trimestre. Ce recul est lié en particulier aux décalages de retour des centrales nucléaires en arrêt (cf. Section I, 3.1).

L'année 2011 a été particulièrement sèche et les stocks hydrauliques sont restés à des niveaux très inférieurs à ceux des années précédentes. Les stocks se sont reconstitués au deuxième trimestre 2012 à la faveur d'un printemps très humide (cf. Section I, 3.2).

La marginalité des différentes filières a profondément changé en 2011 par rapport à 2010 : la durée de marginalité de la filière hydraulique a fortement diminué en raison de la faible hydraulicité, alors que les frontières et la filière thermique classique ont été plus souvent marginales en 2011. La marginalité du nucléaire reste limitée à 12 % (cf. Section I, 3.3).

Concernant la transparence des données de production, le dispositif mis en place par l'UFE et RTE a été enrichi par la publication des prévisions de production éolienne pour le lendemain, la publication des prévisions de production du parc UFE pour le lendemain et par la publication sous une heure des données de production pour les groupes de plus de 100 MW. En 2012, la plateforme transparence du gestionnaire de réseau s'est dotée d'une page permettant aux producteurs de déclarer toute information complémentaire aux données déjà publiées, en particulier données de prévisions et arrêts fortuits. Cette évolution apporte une réponse aux obligations du règlement relatif à la transparence et à l'intégrité des marchés de l'énergie (REMIT) (cf. Section I, 3.3).

Si le dispositif transparence s'améliore, le taux de transmission des données s'est dégradé en 2011 : pour les prévisions de disponibilité, 84 % des informations nécessaires ont été transmises en 2011 contre 90 % en 2010. La CRE a par ailleurs continué à suivre l'écart entre la disponibilité constatée et la prévision la veille pour le nucléaire. En 2011, cet écart s'est réduit par rapport à celui observé en 2010 (cf. Section I, 3.3).

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. En moyenne en

2011, l'écart prix-coûts a augmenté de près de 2 points à 5,0 % contre 3,2 % sur l'année 2010 mais reste inférieur à l'écart constaté en 2009 (6 %). EDF a expliqué cette augmentation par un écart de coûts plus important dans la zone de discontinuité de sa courbe d'offres au niveau du changement de filières de production nucléaire-charbon. Les prix se sont par ailleurs formés à proximité de cette zone de discontinuité plus fréquemment qu'en 2010. La CRE considère que l'écart constaté au cours de l'année 2011 est à des niveaux qui ne constituent pas un abus de position dominante (cf. Section I, 3.4).

La CRE a reproduit une analyse similaire sur les écarts entre les offres soumises sur le mécanisme de l'ajustement et les coûts marginaux du parc thermique EDF et a constaté des écarts plus importants que sur le marché spot. EDF a apporté un certain nombre d'éléments explicatifs, et notamment l'application d'un talon sur toutes leurs offres sur l'ajustement visant à couvrir des coûts et risques propres au mécanisme d'ajustement. La mise à jour des dernières données a conduit EDF à revoir ce talon à la baisse. La CRE poursuit par ailleurs ses travaux sur l'amplitude des écarts constatés (cf. Section I, 3.4).

• **L'analyse des transactions**

L'analyse des offres soumises sur la plateforme EPEX SPOT Auction montre, comme en 2010, que le niveau d'offre reflète l'état de tension du système électrique et que l'offre entre 100 et 300 €/MWh reste limitée. Par ailleurs, la demande en dessous de 100 €/MWh diminue alors que la demande à tout prix augmente (cf. Section I, 4.1).

Concernant les échanges aux frontières, la CRE examine les transactions individuelles des acteurs par rapport aux différentiels de prix. La CRE a par ailleurs enquêté sur l'utilisation des capacités d'interconnexion en infra-journalier sur les frontières France-Allemagne et France-Suisse (voir ci-dessous partie Enquêtes et analyses).

MARCHÉ DU CO₂

- **Evolution du cadre institutionnel**

Depuis la fin 2010, en application de la loi de régulation bancaire et financière, la CRE surveille le marché du CO₂ pour les acteurs entrant dans son périmètre de surveillance. Le cadre réglementaire envisagé au plan européen pour l'intégrité du marché du CO₂ prévoit l'inclusion du CO₂ dans le champ de la réglementation financière avec la qualification du quota de CO₂ en tant qu'instrument financier (cf. Section II, 1.1).

Dans le cadre du protocole d'accord de 2010, la CRE et l'AMF ont développé une coopération efficace avec des périmètres de surveillance du marché du CO₂ complémentaires, des travaux d'analyse communs et une collecte régulière de données transactionnelles de la CRE auprès de l'AMF (cf. Section II, 1.2.1).

La Phase III du Système Communautaire d'Echange de Quotas d'Emission (SCEQE) qui entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2013 et durera huit ans entraînera des changements significatifs dans la distribution des quotas. Environ la moitié des quotas seront vendus aux enchères, dont 100 % des quotas pour les électriciens. Les enchères de la Phase III se tiendront d'abord sur la plateforme commune transitionnelle EEX ainsi que sur les plateformes individuelles EEX en Allemagne et ECX en Grande-Bretagne¹ (cf. Section II, 1.3.1).

¹ L'Allemagne, la Grande-Bretagne et la Pologne ont décidé d'opter pour des plateformes individuelles tandis que les 24 autres Etats membres européens utiliseront la plateforme d'enchères commune pour la Phase III.

- **La collecte bilatérale des données de transactions 2011 menée par la CRE**

Faute d'une généralisation de la collecte centralisée du carbone, la CRE a lancé une collecte bilatérale de données en mars 2012 concernant les transactions CO₂ effectuées en 2011 par les acteurs entrant dans son périmètre de surveillance. Ceux-ci comprennent l'ensemble des entreprises actives sur le marché de l'électricité et du gaz en France et enregistrées comme responsable d'équilibre ou expéditeur. La collecte bilatérale s'est étalée dans le temps et a nécessité de nombreux échanges avec les acteurs. Une approche centralisée de collecte de données reste donc privilégiée à travers la mise en œuvre d'une collecte systématique auprès des bourses européennes et les plateformes de brokers, en attendant la mise en place d'une collecte généralisée au niveau européen. Une nouvelle collecte bilatérale pourra être menée par la CRE si les brokers ne se sont toujours par ralliés à la démarche de collecte souhaitée, ou en cas d'événement exceptionnel sur le marché (cf. Section II, 1.2.2).

Sur l'ensemble des données collectées, les transactions bilatérales non intermédiées représentent un volume limité (10 %). Sur le marché intermédié (bourses et brokers), la part des données de transactions entrant dans le champ de la CRE représente près de la moitié du volume total des transactions européennes, tous produits confondus (cf. Section II, 2.4).

- **Le marché européen du CO₂ et ses fondamentaux**

Les volumes échangés sur les marchés du CO₂ ont augmenté de 15 % en 2011 avec plus de 9,6 milliards de tonnes CO₂ en 2011 contre 8,3 milliards en 2010. Ces transactions concernent essentiellement des produits à terme (cf. Section II, 2).

Le prix du quota EUA a baissé de 10 % en 2011 pour atteindre en moyenne 13 €/t. Au premier semestre 2012, le cours a de nouveau baissé et s'est stabilisé autour d'un prix moyen

de 7 €/t. Le prix du quota de CO₂ a notamment varié en fonction des annonces sur les politiques énergétiques européennes. Ainsi, l'annonce du moratoire allemand sur le nucléaire a provoqué l'augmentation du prix en mars 2011 tandis que le projet de directive sur l'efficacité énergétique a contribué à faire chuter le prix à partir de juin 2011. Le niveau bas du prix du CO₂ est cependant essentiellement dû au surplus de quotas qui caractérise le marché européen du carbone à la fin de la Phase II. Dans ces conditions, la possibilité de bancabilité ou report des quotas de la phase II à la phase III constitue le principal facteur qui permettrait d'éviter un effondrement des prix d'ici la fin 2012 (cf. Section II, 3).

En 2011, l'offre de quotas a de nouveau excédé la demande, dans le prolongement de la tendance observée depuis 2009. L'excès de

quotas était ainsi de 11% en 2011 pour 7 % en 2010. Le surplus cumulé de quotas a incité les institutions européennes à envisager la mise en réserve (~~de~~ ^{de}) d'une partie des quotas en vue de la Phase III. Ainsi, la Commission européenne propose trois options de réduction des quotas de carbone ou le retardement des enchères pour la Phase III, tandis que le Parlement européen est en faveur d'une réduction de 1 400 Mt de quotas du marché (cf. Section II, 4.1).

Enfin, les niveaux des prix du CO₂ et du charbon contribuent au creusement de l'écart entre clean spark spread et clean dark spread (qui mesurent le profit théorique respectivement d'une centrale à gaz et d'une centrale à charbon) en faveur de ce dernier, et incitent les industriels à produire de l'électricité à partir du charbon (cf. Section II, 4.2).

MARCHÉ DU GAZ

- **Les prix et le négoce de gaz**

L'année 2011 a été caractérisée par une demande de gaz en baisse en raison du ralentissement économique, du manque de compétitivité du gaz par rapport au charbon et surtout du fait de la douceur des températures par rapport à 2010. L'offre de gaz est restée abondante sur les marchés mondiaux, grâce notamment à la production importante de gaz non conventionnel aux Etats-Unis. L'offre de GNL en Europe a cependant nettement diminué en raison des arbitrages avec le marché asiatique, où les prix du gaz sont plus élevés (cf. Section III, 1 et 2.4).

Dans ce contexte, les acteurs ont continué à recourir de plus en plus aux marchés de gros. Près de 400 TWh ont été échangés sur les marchés français intermédiés, soit une progression de plus de 60 % par rapport à 2010. Les volumes livrés aux PEG présentent la même évolution avec 467 TWh livrés, soit un niveau proche de la consommation finale

française. Le premier semestre 2012 présente une rupture de tendance par rapport aux années précédentes, avec un recul des volumes négociés, notamment sur les marchés à terme (cf. Section III, 1.1 et 1.2).

Les prix de gros du gaz en France sur le marché spot ont été en moyenne plus élevés qu'en 2010 (+30 % à 22,9 €/MWh) mais sont restés relativement stables au cours de 2011 avec une moindre volatilité. Les prix ont atteint des niveaux record au premier semestre 2012 lors de la vague de froid de février, épisode qui a fait l'objet d'une analyse spécifique par la CRE (cf. Section III, 2.1). Par ailleurs, l'écart entre les prix spot du PEG Nord et ceux du PEG Sud a atteint des niveaux particulièrement élevés au cours du premier semestre 2012 dans un contexte de tension de l'offre au sud de la France du fait de la baisse des approvisionnements en GNL, de la saturation de la liaison Nord/Sud de GRTgaz et de la hausse des flux vers la zone TIGF (cf.

Section III, 2.2). Cet épisode fait l'objet d'une enquête de la CRE.

Sur les marchés à terme, les prix du gaz ont suivi une évolution similaire et se sont stabilisés en 2011 à un niveau plus élevé qu'en 2010. Leur progression est restée nettement inférieure à celle des produits pétroliers sur lesquels les contrats d'approvisionnement à long terme sont indexés. La déconnexion entre les prix sur le marché de gros du gaz et les prix du pétrole et de ses dérivés s'est ainsi à nouveau creusée dans la deuxième partie de 2011 (cf. Section III, 2.3 et 2.5).

Par ailleurs, l'écart de prix entre les marchés européen et américain a plus que doublé en 2011, s'établissant à 13 €/MWh, le prix au Henry Hub ayant continué de décroître tout au long de l'année. Cet écart s'est accentué au premier semestre 2012 (+ 41 % par rapport au premier semestre 2011), atteignant en moyenne 17 €/MWh. Associée à un durcissement des lois environnementales, la faiblesse des prix du gaz outre-Atlantique encourage la production électrique à partir d'unités opérant au gaz plutôt qu'au charbon. En Europe, les prix du charbon restent donc contenus par la baisse de la demande américaine, alors même que les prix du gaz ont augmenté en 2011 par rapport à 2010 (cf. Section III, 2.4).

- **L'utilisation des infrastructures**

Au premier semestre 2012, les capacités d'importation de la France s'élèvent à 2 900 GWh/jour, dont 2 375 GWh/jour sur la zone Nord, en hausse de 10 % depuis 2010. Depuis octobre 2010, les engagements de GDF SUEZ vis-à-vis de la Commission européenne de libérer de la capacité d'entrée, ont amélioré l'accès des nouveaux entrants à Obergailbach, Taisnières, Montoir et Fos Cavaou. En outre, le nombre d'expéditeurs actifs sur les réseaux de transport est en augmentation significative en 2011 et au premier semestre 2012 (cf. Section III, 3.1.1).

Si le nombre d'utilisateurs des terminaux méthaniers est resté stable, le nombre de déchargements a fortement diminué au

premier semestre 2012 en raison des détournements de cargos vers l'Asie où les prix du gaz sont plus élevés qu'en Europe. La diminution des déchargements a par ailleurs été plus importante au terminal de Montoir que sur les terminaux de la zone Sud. Cette différence s'explique par les difficultés structurelles d'approvisionnement de la zone Sud qui garantissent une utilisation minimale des terminaux de Fos (cf. Section III, 3.1.2).

Concernant l'utilisation des stockages, le nombre d'utilisateurs des stockages de Storengy est en repli en 2011, certains acteurs privilégiant le recours aux PEG. Depuis 2008, on observe une baisse globale du taux de remplissage en début d'hiver, tendance qui s'explique notamment par le faible niveau de spread entre les produits hiver et été sur les marchés. La vague de froid de février 2012 ainsi que des températures rigoureuses en mars ont impliqué un soutirage massif au cours de cette période, conduisant à un niveau particulièrement faible de gaz en stock au 1^{er} avril 2012 à 31,5 TWh (cf. Section III, 3.1.3).

Sur la liaison Nord/Sud, la capacité disponible est restée stable en 2011/12, de 70 % à 75 % de la capacité technique maximale. La situation de tension dans la zone Sud au premier semestre 2012 s'est traduite par une utilisation accrue de la liaison, atteignant 92 % de la capacité technique disponible au deuxième trimestre 2012. Par ailleurs, le taux de réduction de la capacité interruptible a baissé au premier semestre 2012 par rapport 2011 (cf. Section III, 3.1.4).

Des décisions d'investissement importantes ont été prises en 2011, avec notamment le doublement de l'artère du Rhône, le doublement des hauts de France et la création de l'Arc de Dierrey, le raccordement du terminal de Dunkerque LNG et la création d'une nouvelle interconnexion avec la Belgique à Veurne. S'agissant de l'évolution des PEG, la CRE s'est prononcée dans le sens de la création d'un PEG unique à l'horizon 2018, passant d'abord par un seul PEG Nord au 1^{er} avril 2013 puis par un PEG commun GRTgaz Sud - TIGF en 2015 (cf. Section III, 3.2.2).

Enfin, des travaux européens structurants pour l'accès aux capacités de transport sont en cours avec notamment la rédaction de codes de réseau qui définiront les règles communes pour le fonctionnement des marchés du gaz en Europe (cf. Section III, 3.2.3).

- **L'approvisionnement des nouveaux entrants**

Le recours aux PEG pour les nouveaux entrants a encore augmenté en 2011 et représente 63 % de leurs approvisionnements, le reste étant couvert par les importations (cf. Section III, 4).

ENQUÊTES ET ANALYSES

Conformément aux dispositions de l'article L.131-2 du code de l'énergie, « 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 ». Cette mission de surveillance s'inscrit désormais dans le cadre du règlement européen (dit « REMIT ») relatif à la transparence et l'intégrité des marchés de l'énergie. Entré en vigueur le 28 décembre 2011, REMIT interdit les manipulations de marché et les opérations d'initiés sur les marchés de gros de l'énergie.

En 2011 et au premier semestre 2012, la CRE a mené un certain nombre d'analyses approfondies à l'occasion d'événements de marché ou de comportements d'acteurs particuliers. Certaines de ces analyses sont encore en cours.

Sur le marché de l'électricité, des analyses ont été menées pour des acteurs dont les comportements déclenchaient des alertes internes ou dont les volumes d'échange avaient brusquement augmenté : tous les

Si la structure d'approvisionnement de la zone Nord est dans la continuité du modèle national, les importations de GNL marquent un changement de mode d'approvisionnement au Sud. Elles ont représenté 11 % des approvisionnements en 2011 contre 1 % en 2010 alors que la contribution de la liaison Nord/Sud a fortement diminué. Concernant la zone Sud-Ouest, les importations depuis la zone Sud ont plus que doublé et les nouveaux entrants, d'importateurs, sont devenus exportateurs à la frontière France-Espagne.

acteurs interrogés ont apporté des éléments technico-économiques pouvant justifier leurs comportements.

Le premier trimestre 2012 a été marqué par des pics de prix concomitants sur les marchés de l'électricité et du gaz, au début du mois de février 2012, alors qu'une sévère vague de froid s'abattait sur l'ensemble de l'Europe. Les prix horaires lors de l'enchère quotidienne sur EPEX SPOT France pour le 9 février ont été proches de 1000 €/MWh pendant plusieurs heures le matin, atteignant même 1938,5 €/MWh à 10h. Le prix base s'est établi à 367,6 €/MWh le jeudi 9 février et 147,3 €/MWh le lendemain: une procédure de seconde enchère, ou *second fixing*, a été déclenchée pour ces deux jours. Les investigations relatives aux pics de prix de l'électricité en février 2012 ont fait l'objet d'une délibération le 10 mai 2012².

La CRE a conclu que la tension entre l'offre et la demande expliquait la formation de prix

²

<http://www.cre.fr/documents/deliberations/communication/pics-de-prix-de-l-electricite-des-9-et-10-fevrier-2012>

élevés et que l'équilibre de l'offre et de la demande avait été assuré par une utilisation maximale de la plupart des interconnexions, à l'exception de celles avec l'Italie et la Suisse. Sur ces deux frontières, l'utilisation des interconnexions pourrait être améliorée par la mise en place d'un couplage de marchés.

La CRE a aussi relevé que pour l'enchère qui s'est déroulée le 8 février, le prix base à l'issue de la seconde enchère a été supérieur au prix initialement obtenu, avec des écarts significatifs pendant les heures où les prix ont été très élevés. La CRE a considéré que les modifications apportées par trois acteurs en particulier devaient faire l'objet d'un examen spécifique, notamment par la bourse. La CRE a donc formulé un certain nombre de recommandations à EPEX SPOT pour apporter à l'ensemble de ses membres le niveau de transparence adéquat sur ces constats et améliorer, si nécessaire, la procédure de second fixing. Enfin, la CRE finalise des travaux spécifiques dans le cas d'un des trois acteurs mentionnés plus haut.

La CRE a également analysé le comportement de certains acteurs lors de l'allocation de capacité infra-journalière sur les frontières France-Allemagne (premier semestre 2011) et France-Suisse (premier semestre 2012) qui réservaient de la capacité à l'ouverture du guichet, puis l'annulaient peu de temps avant l'heure de livraison, entraînant ainsi un blocage de la capacité. Les analyses menées par la CRE n'ont pas permis de considérer qu'il s'agissait de manipulations de marché au sens de REMIT. Elles ont en revanche montré que ces comportements pouvaient conduire à une utilisation sous-optimale de l'interconnexion. Dans sa délibération du 19 juillet 2012³, la CRE a donc approuvé les évolutions des règles proposées par RTE permettant d'éviter ces comportements et a également formulé des recommandations pour assurer une

3

<http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbati on/regles-d-allocation-de-la-capacite-d-interconnexion-france-allemande-et-france-suisse>

utilisation efficace de l'interconnexion France-Suisse.

Sur le marché du gaz, la CRE a interrogé un acteur dont les volumes avaient brusquement augmenté fin 2010 et début 2011, l'amenant à avoir une part de marché très importante sur une place de marché en particulier. La CRE a rendu compte de ses investigations dans le précédent rapport de surveillance : si aucune manipulation de marché n'a été détectée, la CRE a cependant relevé des points d'amélioration en termes de gestion de risque et de conservation de données selon le standard prévu par le 3^{ème} paquet. L'acteur concerné a informé la CRE qu'il avait pris des mesures sur ces deux points. Cet épisode de marché a par ailleurs fait l'objet d'échanges avec la place de marché concernée. La CRE rappelle à ce titre l'importance d'une activité de surveillance menée de façon indépendante par les places de marchés, qui s'inscrit dans le contexte d'application de REMIT⁴.

Lors de la vague de froid de février 2012, le prix du gaz sur le marché spot français a atteint 40,5 €/MWh et 45,7 €/MWh au PEG Nord pour livraison le 7 février et le 8 février respectivement, soit les plus hauts niveaux atteints depuis 2006. Bien que les prix aient augmenté sur l'ensemble des *hubs* européens, la France a connu des différentiels de prix importants avec certains marchés voisins. Dans sa délibération du 26 juin 2012, la CRE a

⁴ L'article 15 du règlement REMIT prévoit que « toute personne organisant des transactions sur des produits énergétiques de gros à titre professionnel avertit sans délai l'autorité de régulation nationale si elle a des raisons de suspecter qu'une transaction pourrait enfreindre les articles 3 [interdiction des opérations d'initiés] ou 5 [interdiction des manipulations de marché] ». Cet article 15 précise également que « les personnes organisant des transactions sur des produits énergétiques de gros à titre professionnel établissent et conservent des dispositions et des procédures efficaces pour déceler les infractions à l'article 3 ou 5 ».

rendu compte des analyses menées à l'occasion de cet événement de marché⁵.

La CRE considère que la tension entre offre et demande explique la formation des prix élevés sur les différents marchés spot européens, mais note également qu'une meilleure utilisation des capacités d'interconnexion aurait pu contribuer à réduire les écarts de prix constaté entre le marché français et les pays frontaliers. L'analyse du comportement individuel des acteurs n'a pas permis d'identifier un comportement qui n'ait pas trouvé de justification au regard des contraintes économiques et techniques.

Enfin, la CRE a ouvert une enquête sur la formation des prix en zone Sud⁶. Le deuxième trimestre 2012 a en effet été marqué par une divergence importante entre les prix au PEG Nord et au PEG Sud. L'écart de prix *day-ahead* entre le PEG Nord et le PEG Sud a en effet fortement augmenté au deuxième trimestre 2012, dépassant à plusieurs reprises le seuil de 6,0 €/MWh. Dans le cadre de cette enquête, la CRE analysera l'ensemble des transactions individuelles sur le marché de gros, ainsi que la disponibilité et l'usage des infrastructures gazières.

Sur le marché du CO₂ enfin, la CRE a procédé à une analyse approfondie, en coopération avec l'AMF, sur la chute du prix du CO₂ au moment de la déclaration de la Commission européenne sur le projet de directive sur l'efficacité énergétique en juin 2011.

5

<http://www.cre.fr/documents/deliberations/communication/vague-de-froid-fevrier-2012>

⁶ Communiqué de presse du 27 juillet 2012 : <http://www.cre.fr/documents/presse/communiques-de-presse/la-cre-ouvre-une-enquete-sur-les-prix-de-marche-du-gaz-au-sud-de-la-france/consulter-le-communique-de-presse>

SECTION I - Les marchés de gros de l'électricité

1. Le développement des principaux segments du marché de gros	13
2. Les prix de l'électricité.....	31
3. Analyse de la production d'électricité et de la transparence des données de production.....	49
4. Analyse des offres sur le marché spot et des nominations aux interconnexions	65

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 2011, le net recul de la production hydraulique (-25,6 %, soit -17,3 TWh) en raison des conditions de sécheresse au printemps et à l'automne a été compensé par l'accroissement de la production nucléaire (+13,2 TWh) et le développement croissant de la production d'origine renouvelable (+27,0 %, soit +4,1 TWh). Au total, les volumes produits se sont élevés à 542 TWh, en légère baisse (-1,5 %) par rapport aux volumes observés en 2010 (550 TWh).

Les températures particulièrement douces et le ralentissement économique ont contribué à la diminution de la consommation intérieure d'électricité. Celle-ci s'est élevée à 444 TWh (consommation des clients finals hors consommation de pompage et pertes des gestionnaires de réseau), soit une diminution de 33 TWh par rapport au volume consommé en 2010. Les échanges d'électricité ont reflété la baisse de la consommation et l'amélioration de la disponibilité nucléaire, mais aussi la décision de sortie du nucléaire prise par le gouvernement allemand. Ceci s'est traduit par une forte augmentation du solde net (+26,7 TWh), du fait d'un moindre recours aux importations, en diminution de 18,1 TWh. Dans ce contexte, les échanges sur les marchés de gros intermédiaires ont atteint 696 TWh, à un niveau similaire à 2010. La baisse du négoce des produits à terme a été compensée par une hausse des volumes échangés sur les produits spot.

Les tendances au premier semestre 2012 ont toutefois été marquées par une moindre

disponibilité du nucléaire et un recul des volumes échangés.

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 367 TWh au cours de la même année, soit une progression de 8 TWh (+2 %) par rapport à 2010. Le Graphique 1 présente une vision simplifiée de ces différents flux pour l'année 2011 et 2010 (chiffres entre crochets).

Les graphiques 2a et 2b présentent par ailleurs les bilans électriques d'EDF publiés par le groupe lors de la présentation des résultats semestriels⁷. Ces graphiques montrent qu'EDF a eu une position nette acheteuse sur les marchés de gros en 2011 et au premier semestre 2012.

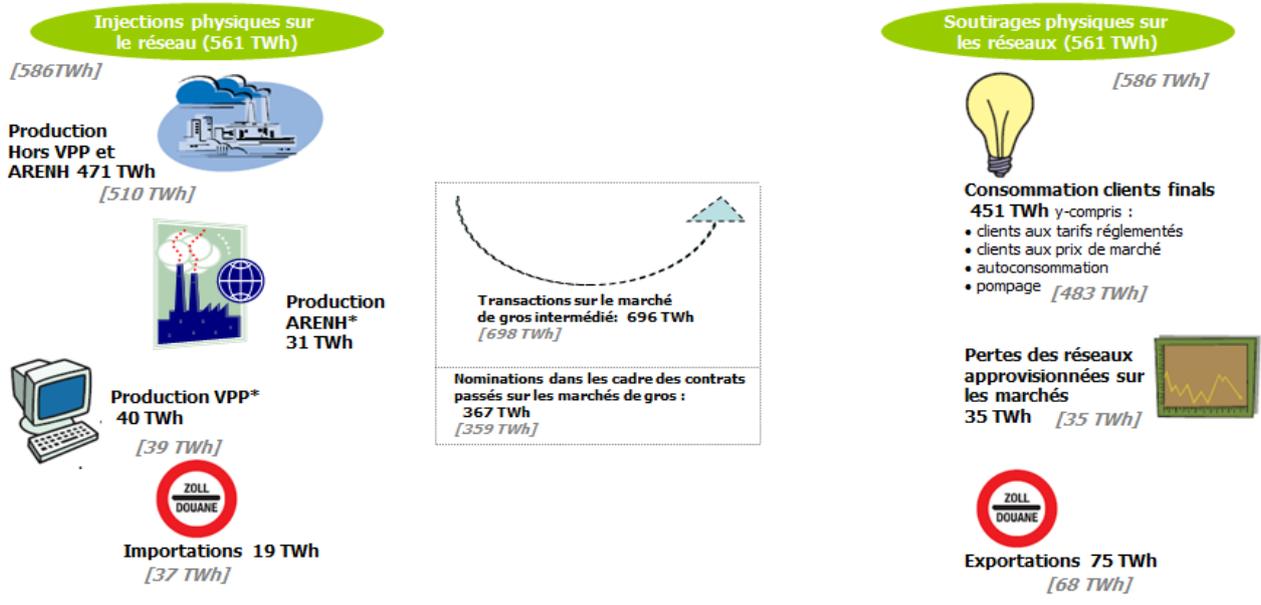
Les volumes et la valorisation des transactions sur le marché de gros français de l'électricité sont traités dans un premier temps. Les évolutions respectives des volumes échangés aux frontières et des volumes achetés pour pertes par les gestionnaires de réseau sont ensuite abordées dans les deuxième et troisième sous-parties. L'analyse du mécanisme des enchères VPP et de la concentration des acteurs participants est abordée en dernière partie, le sujet de l'ARENH étant volontairement exclu.

7

http://finance.edf.com/fichiers/fckeditor/Commun/Finance/Publications/Annee/2012/2011EDFGroupResultats_final_vf.pdf

http://finance.edf.com/fichiers/fckeditor/Commun/Finance/Publications/Annee/2012/H12012/H12012EDFGroupResultats_5_vf.pdf

Graphique 1 : Flux d'énergie entre les segments amont et aval du marché de gros français en 2011



* cf. Glossaire

Données : RTE – Analyse : CRE

Graphique 2 : Bilan électrique de l'opérateur historique

a. Bilan électrique en 2011

En TWh



b. Bilan électrique au premier semestre 2012

En TWh



Source : EDF

1.1 Décélération du marché de gros intermédié en 2011 qui se poursuit de manière plus accentuée au premier semestre 2012

L'activité sur le marché de gros français intermédié regroupe les transactions conclues sur les marchés organisés et sur l'OTC intermédié (plateformes de courtage). Ce périmètre couvre l'essentiel de l'activité sur le marché de gros français de l'électricité, la part restante étant matérialisée par les transactions bilatérales directes entre acteurs de marché.

Par rapport à 2010, les volumes échangés sur le marché de gros ont stagné et se sont élevés en 2011 à 696 TWh, pour 197 846 transactions

(cf. Tableau 1). Rapporté aux données macro-économiques, le négoce d'électricité a représenté en 2011 environ 154 % de la consommation française, soit une augmentation de près de 10 points par rapport à 2010.

En 2011, si les volumes négociés sur les produits spot (infra-journalier, *day-ahead* continu et *day-ahead auction*) ont progressé (+15,6 %), ils ont baissé sur le marché à terme (-2,3 %) malgré la légère progression du nombre de transactions sur ce segment de marché (cf. Graphique 3). Cette tendance à la baisse de l'activité sur les marchés à terme s'est accentuée en 2012 : les volumes négociés au premier semestre (232 TWh) reculent de 28,4 % par rapport au premier semestre 2011.

Tableau 1 : Transactions négociées

a. Volumes des transactions

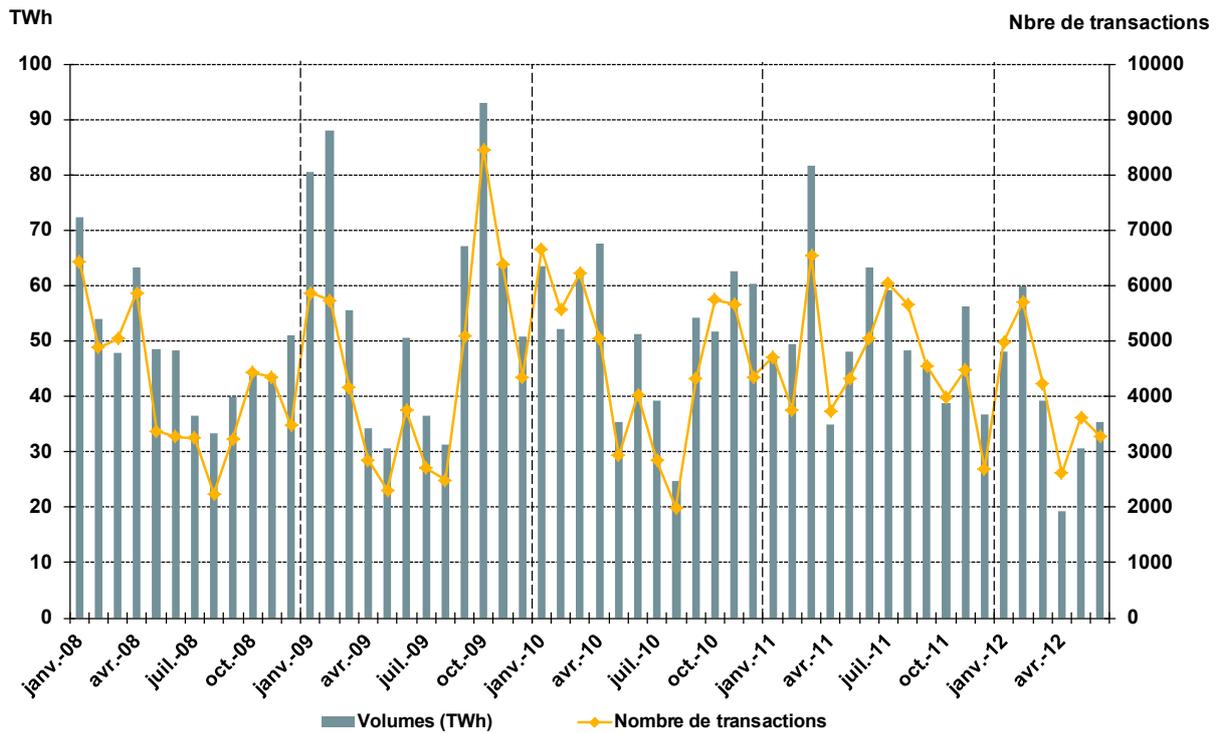
Volumes (TWh)	2010	2011	S1 2011	S1 2012
Infra-journalier	1,1	2,9	1,4	1,6
Day-ahead Continu	20,2	22,8	11,1	11,4
Day-ahead Auction	52,6	59,7	30,2	29,8
Marché à terme	624,4	610,1	324,6	232,4
Total	698,3	695,5	367,3	275,2

b. Nombre de transactions

Nombre de transactions	2010	2011	S1 2011	S1 2012
Infrajournalier	31 816	92 486	41 591	57 601
Day-ahead Continu	43 045	49 830	23 191	26 531
Day-ahead Auction	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Marché à terme	55 320	55 530	28 115	24 448
Total	130 181	197 846	92 897	108 580

Sources : Courtiers, EPEX SPOT France, EPD France – Analyse : CRE

Graphique 3 : Évolution mensuelle des volumes et du nombre de transactions sur le marché à terme intermédiaire



Sources : brokers, EPD France ; Analyse : CRE

Le Tableau 2 détaille l'évolution trimestrielle du négoce par type de produit (mensuel, trimestriel, annuel) en comparant le premier semestre 2012 au premier semestre 2011. Le recul constaté au premier semestre 2012 s'explique par une forte baisse des volumes

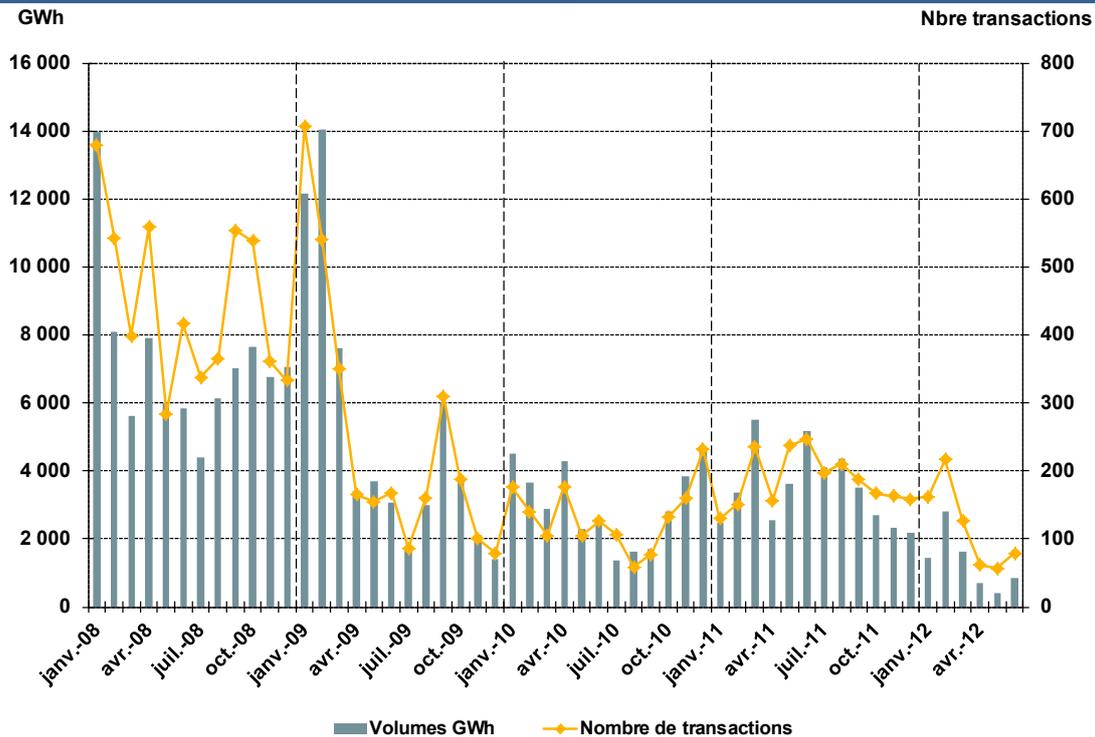
négociés sur les produits trimestriels et annuels au deuxième trimestre. Le recul des transactions à terme a par ailleurs été particulièrement marqué dans le cas des échanges sur le marché organisé (cf. Graphique 4).

Tableau 2 : Répartition trimestrielle des volumes négociés par produits aux premiers semestres 2011 et 2012 (en TWh)

Maturité	T1 2011	T1 2012	T2 2011	T2 2012	S1 2011	S1 2012
M+1	16,9	20,4	17,8	14,5	34,7	34,9
M+2	6,5	6,2	5,6	5,5	12,2	11,8
M+3	2,4	2,1	4,1	2,4	6,6	4,5
Q+1	21,1	18,8	18,1	12,9	39,1	31,7
Q+2	14,2	12,9	23,7	7,7	37,9	20,6
Q+3	21,9	14,9	7,1	2,0	29,0	16,9
Q+4	4,1	4,0	2,6	0,7	6,7	4,7
Y+1	48,0	30,4	36,4	12,0	84,5	42,4
Y+2	15,7	11,2	7,4	6,1	23,1	17,3
Autres	27,5	26,5	23,4	21,2	50,9	47,7
Total	178,3	147,2	146,3	85,2	324,6	232,4

Sources : brokers, EPD France ; Analyse : CRE

Graphique 4 : Évolution mensuelle des volumes et du nombre de transactions sur le marché à terme organisé



Source : EEX Power French Derivatives

Ce recul peut être relié au ralentissement économique, qui a amené les acteurs à raccourcir leur horizon d'intervention sur les marchés à terme. Au-delà du contexte macroéconomique, plusieurs facteurs spécifiques peuvent être avancés pour expliquer ce recul et sont notamment évoqués par des acteurs de marché :

- le moindre recours au marché depuis la mise en place de l'ARENH (par exemple pour le sourcing des pertes). Dans sa communication financière à l'occasion de la publication de ses comptes du 1^{er} semestre 2012, EDF a indiqué que « les volumes nets vendus sur les marchés de gros sont en recul de 30,1 TWh par rapport au premier semestre 2011 principalement du fait des ventes à l'ARENH sur le premier

semestre 2012 (à hauteur de 30,2 TWh) »⁸.

- la fin du dispositif des enchères VPP (Virtual Power Plants cf. Section I, 1.4) ;
- **Le nombre de responsables d'équilibre actifs sur le marché français a augmenté en 2011**

Le nombre de responsables d'équilibre actifs

⁸ Selon le rapport financier du groupe EDF, « Les volumes nets vendus sur les marchés de gros sont en recul de 30,1 TWh par rapport au premier semestre 2011 principalement du fait des ventes à l'ARENH sur le premier semestre 2012 (à hauteur de 30,2 TWh), sans équivalent sur le premier semestre 2011 ».

http://finance.edf.com/fichiers/fckeditor/Commun/Finance/Publications/Annee/2012/H12012/H12012EDFGroupRapportGestion_vf.pdf

sur le marché français a augmenté en 2011. Cette progression est notamment expliquée par la hausse du nombre de nouveaux entrants français et européens (cf. Tableau 3).

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

Classification	Nombre de responsables d'équilibre actifs					
	2007	2008	2009	2010	2011	S1 2012
Producteurs européens intégrés	34	34	37	35	34	35
Traders acteurs financiers	24	31	23	25	29	30
Nouveaux entrants européens	13	16	18	23	29	29
Producteurs français	8	9	8	6	5	5
Nouveaux entrants français	5	6	6	5	10	11
Industriels	5	6	4	5	6	7
ELD ⁹	5	4	4	4	4	4
Autres	3	4	4	7	6	7
Total	97	110	104	110	123	128

Données : RTE – Analyse : CRE

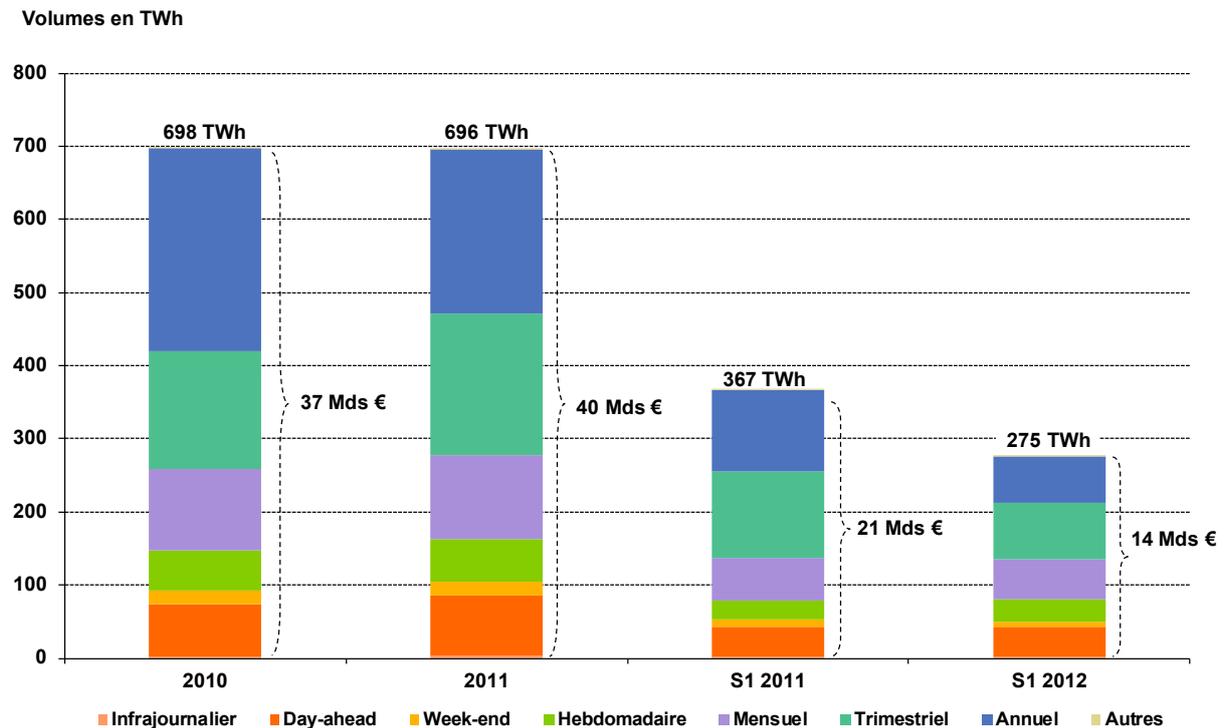
⁹ Entreprises Locales de Distribution

- **La taille du marché de gros de l'électricité en France a atteint 40 Mds d'euros en 2011**

La valorisation du négoce sur le marché français de l'électricité a augmenté d'une année sur l'autre, passant de 37 milliards d'euros en 2010 à 40 milliards d'euros l'année suivante (cf. Graphique 5). Cette hausse en valeur intervient alors que le volume global

échangé a diminué d'environ 2 TWh. Néanmoins, parallèlement à cette diminution, les prix des produits à terme ont augmenté. Le même constat peut-être fait sur les produits de plus courte durée et les produits day-ahead. L'augmentation en valeur du marché provient ainsi de la combinaison entre un effet prix positif et un effet volume négatif, l'effet prix ayant été dominant.

Graphique 5: Volume et valorisation du négoce par produit (en Mds €)

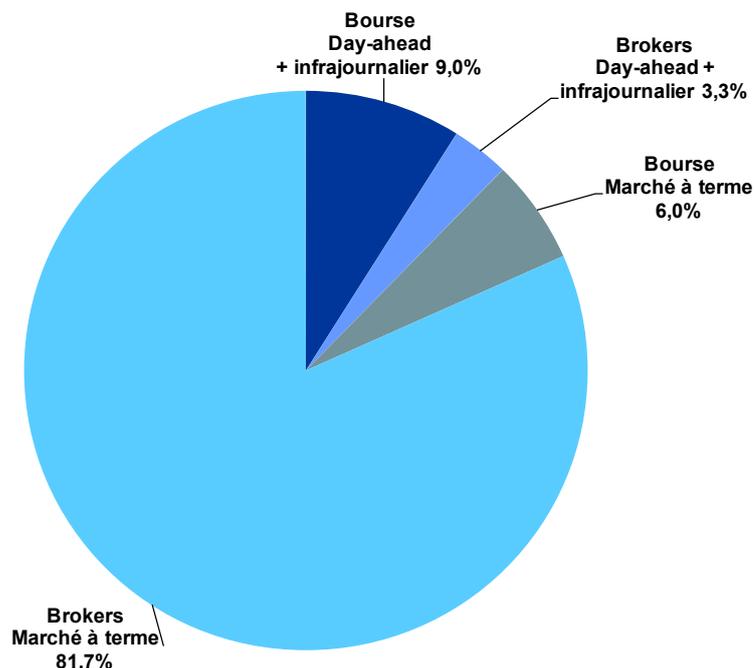


Données : Courtiers, EPEX SPOT France, EPD France – Analyse : CRE

Les transactions de produits à terme représentent 88 % de la valeur négociée sur les marchés. Par ailleurs, la majorité des échanges s'effectuant de gré à gré, les

plateformes de négoce OTC rassemblent environ 85 % de la valeur négociée sur le marché, les 15 % restants étant négociés sur les marchés organisés (cf. Graphique 6).

Graphique 6 : Répartition en % du négoce par plateforme et par échéance en 2011



Données : Courtiers, EPEX SPOT France, EPD France – Analyse : CRE

1.2 Le solde des volumes échangés aux interconnexions a doublé en 2011, dans un contexte d'amélioration de la disponibilité du nucléaire

- Une très forte hausse du solde exportateur net liée essentiellement au recul des volumes importés en 2011

Le Tableau 4 donne les valeurs maximales constatées de capacité d'interconnexion (NTC) sur les différentes frontières en 2011. 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 11% 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 2011, les volumes d'électricité échangés aux frontières ont représenté 74,4 TWh à l'export et 18,6 TWh à l'import (cf. Tableau 5). Le solde exportateur net, à 55,8 TWh, s'inscrit en très forte progression par rapport à l'année 2010 (exportations nettes de 29,1 TWh). Cette augmentation est liée pour majeure partie à une division par deux des volumes importés, de 36,6 TWh en 2010 à près de 18,6 TWh en 2011, associée à hausse importante des volumes exportés (+8 TWh).

Tableau 4 : Maximum des capacités d'import et d'export entre la France et les pays voisins en 2011 (en MW)

	Allemagne	Belgique	Espagne	Italie	Royaume-Uni	Suisse	Total ¹⁰
Import	4 500	1 950	1 500	995	2 000	2 600	13 545
En % du parc installé français	3,6 %	1,5 %	1,2 %	0,8 %	1,6 %	2,1 %	10,7 %
Export	3 000	3 800	1 550	2 460	2 000	3 200	16 010
En % du parc installé français	2,4 %	3,0 %	1,2 %	2,0 %	1,6 %	2,5 %	12,7 %

Source : RTE - Analyse CRE

Tableau 5 : Flux d'échanges aux frontières

en TWh	Allemagne			Belgique			Espagne			Italie		
	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
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
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
2011	7,8	10,3	2,5	1,9	7,6	5,7	3,0	4,5	1,5	0,8	16,8	16,0
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
S1 2012	7,1	2,4	-4,7	1,5	5,6	4,1	1,9	3,4	1,5	0,3	8,7	8,4

en TWh	Royaume-Uni			Suisse			Total		
	Imp.	Exp.	Net	Imp.	Exp.	Net	Imp.	Exp.	Net
2008	1,4	12,7	11,3	7,7	26,1	18,4	34,7	81,4	46,7
2009	4,2	7,4	3,2	9,2	25,7	16,5	43,4	67,9	24,6
2010	5,4	8,3	2,9	5,8	25,1	19,3	36,7	65,8	29,1
2011	2,9	7,7	4,8	2,1	27,4	25,3	18,6	74,4	55,8
S1 2011	1,6	4,0	2,4	1,3	13,9	12,6	10,2	38,3	28,2
S1 2012	1,4	3,8	2,4	3,0	12,5	9,4	15,2	36,4	21,2

Source : RTE - Analyse CRE

¹⁰ Il convient de préciser que les capacités par pays à l'import/export ne peuvent être utilisées simultanément à leur maximum à un moment donné

Le fort recul des importations observé en 2011 est surtout lié aux flux en provenance d'Allemagne, en recul de 8,1 TWh par rapport à 2010. La réduction des imports se constate également aux autres frontières, dans une moindre mesure cependant : les imports depuis la Suisse sont en baisse de 3,7 TWh, la Belgique et le Royaume-Uni réduisent respectivement leurs exports vers la France de 2,8 TWh et 2,5 TWh, tandis que les flux depuis l'Italie et l'Espagne ont diminué d'un peu moins de 0,5 TWh. La baisse des imports est à mettre en lien avec l'importante baisse de la consommation, ainsi que la bonne disponibilité nucléaire constatée en 2011.

La France redevient en 2011 exportatrice nette vis-à-vis de tous les pays voisins, alors que l'Allemagne, la Belgique et dans une moindre mesure l'Espagne étaient exportateurs nets vers la France en 2010. Ce constat est cohérent avec les écarts de prix constatés en 2011 entre la France et ces trois pays. Le solde exportateur français vers l'Allemagne passe de -6,7 TWh à 2,5 TWh, il augmente de -0,88 TWh à 5,7 TWh avec la Belgique, et de 19,3 TWh à 25,3 TWh avec la Suisse. Il atteint respectivement 25,3 TWh (+3,1 TWh) et 4,8 TWh (+1,9 TWh) vers l'Espagne et le Royaume-Uni. Enfin, le solde exportateur s'est très faiblement amoindri à la frontière italienne (-0,04 TWh), les exports s'étant réduits légèrement plus que les imports.

A l'exception de l'Allemagne, les données des six premiers mois de 2012 font apparaître une stabilité des flux aux interconnexions, en

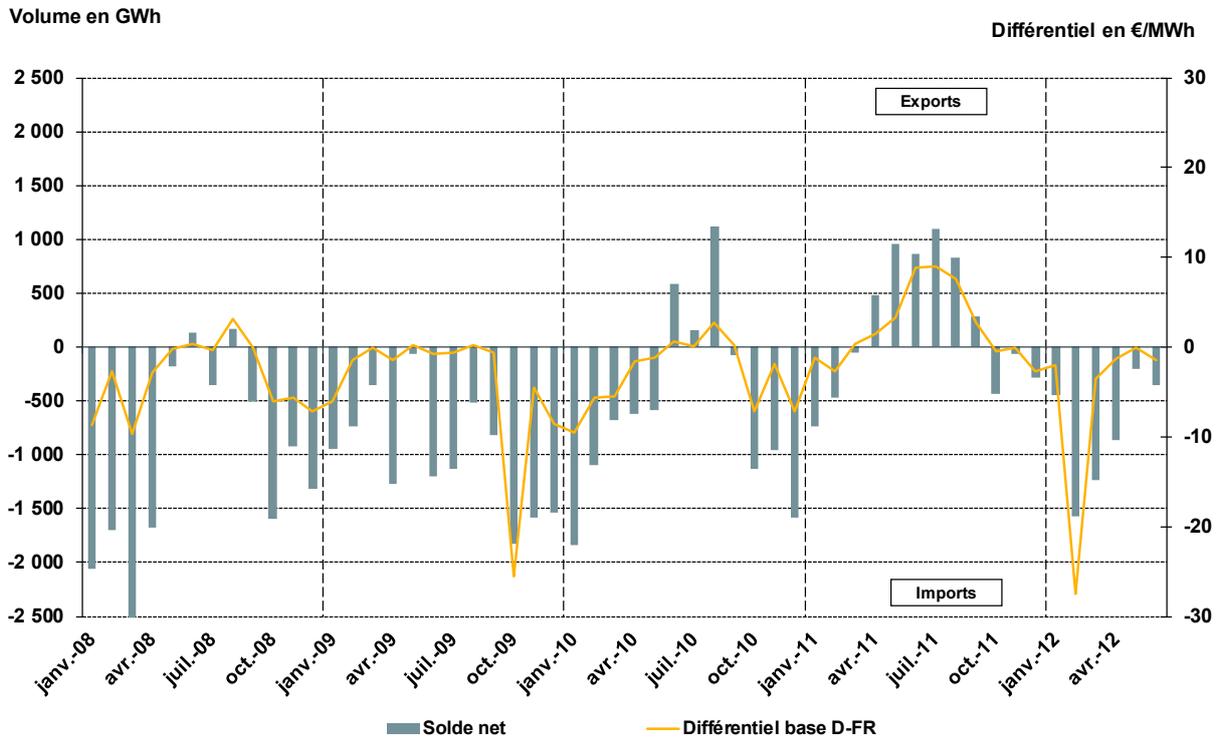
comparaison avec la même période en 2011. La France repasse en position importatrice avec l'Allemagne, les exports s'étant réduits de plus de moitié et les imports ayant presque doublé par rapport au 1^{er} semestre 2011. Alors que le moratoire sur le nucléaire décidé par le gouvernement allemand au printemps 2011 avait entraîné une hausse du solde exportateur sur cette frontière, la revalorisation du prix de l'électricité en France par rapport à l'Allemagne après la vague de froid ainsi que la très forte progression de la production renouvelable outre-Rhin ont inversé la situation au premier semestre 2012.

- **Les flux transfrontaliers restent en cohérence avec les différentiels de prix**

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 (cf. Graphique 7). La cohérence globale des flux transfrontaliers avec les différentiels de prix n'implique pas nécessairement la cohérence de toutes les transactions individuelles. A l'échelle des entreprises, l'analyse du comportement des acteurs lors de leurs nominations aux interconnexions en J-1 figure dans la Section I, 4.2 du rapport.

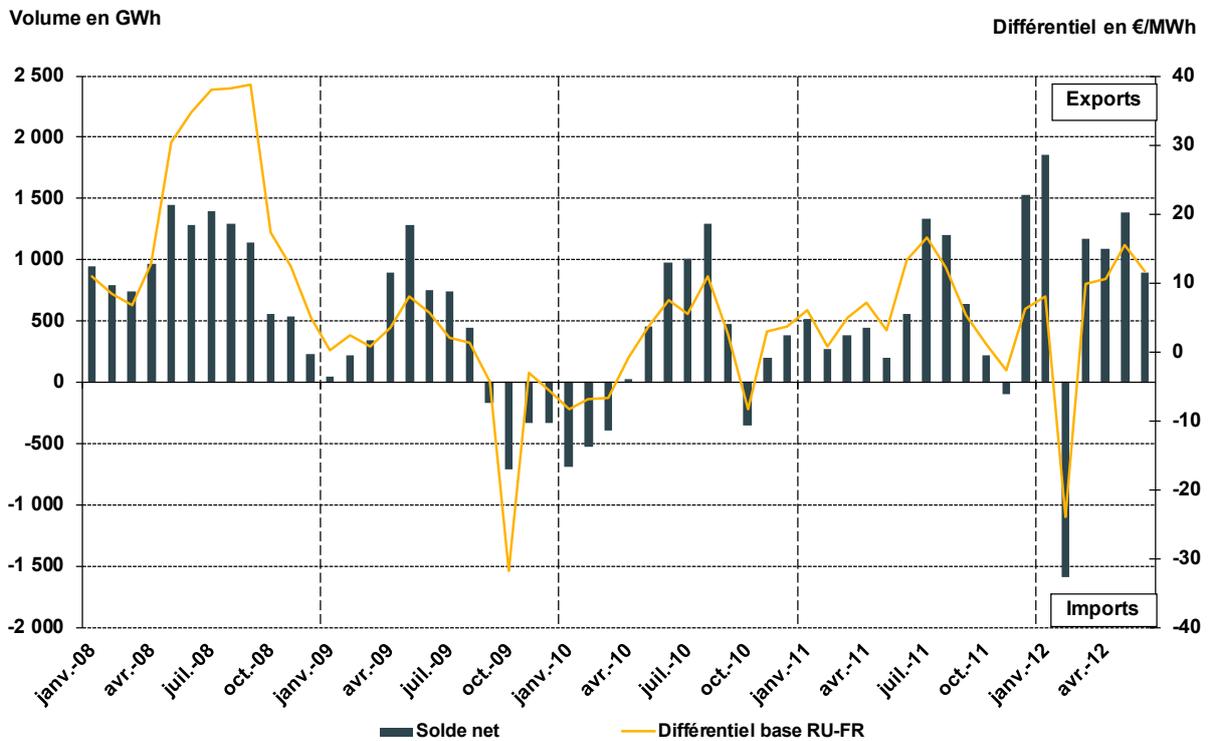
Graphique 7 : Solde net d'exportations et différentiel de prix avec les pays voisins

a. France – Allemagne



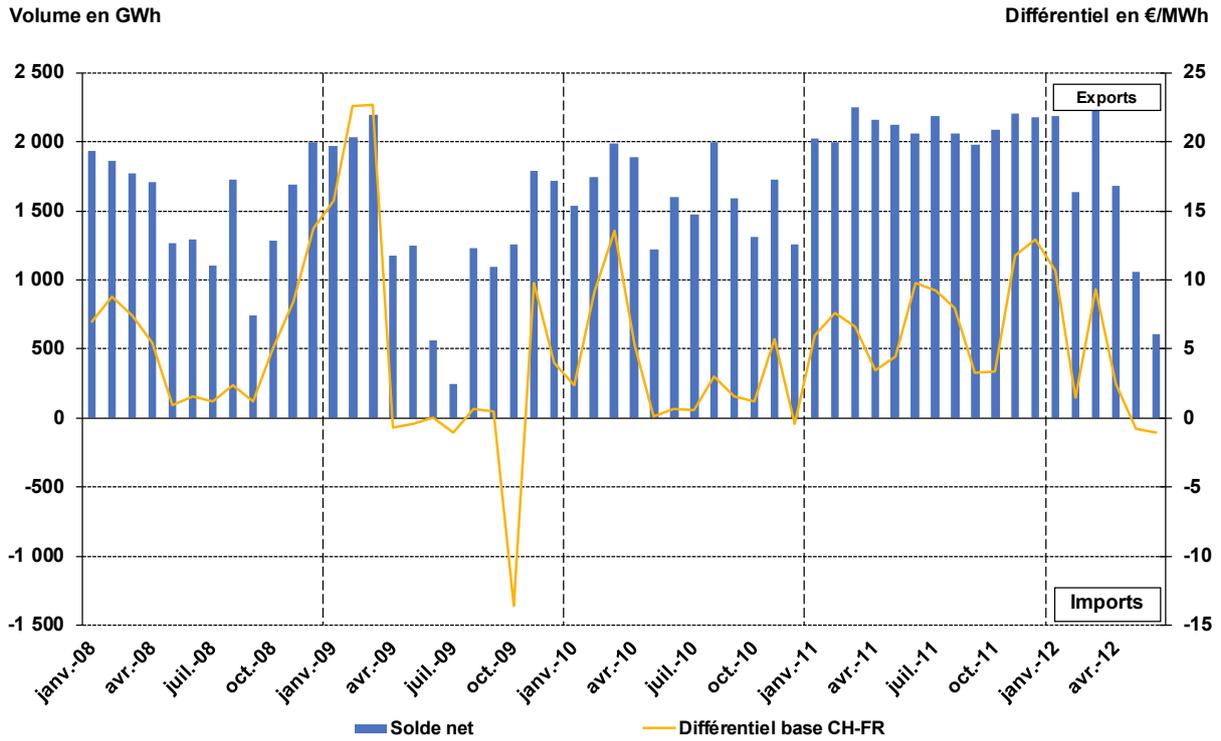
Sources : RTE, EPEX SPOT ; Analyse : CRE

b. France – Royaume-Uni



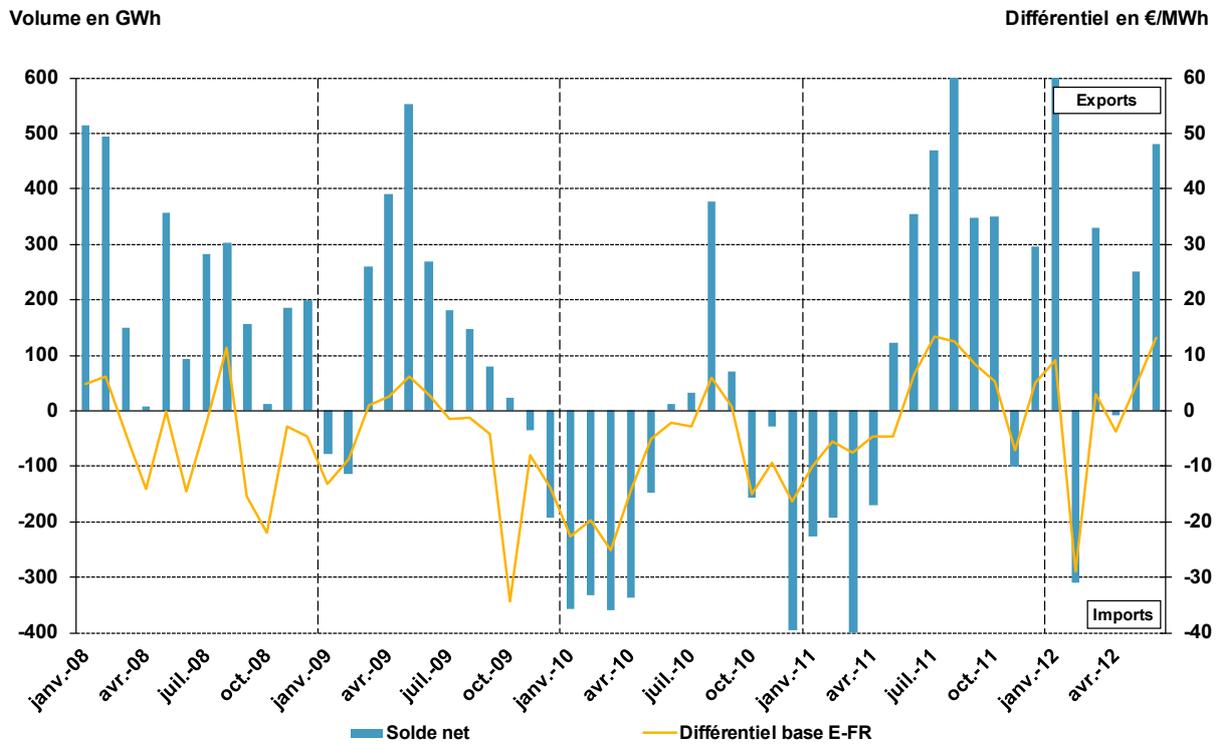
Sources : RTE, EPEX SPOT ; Analyse : CRE

c. France – Suisse



Sources : RTE, EPEX SPOT ; Analyse : CRE

d. France – Espagne



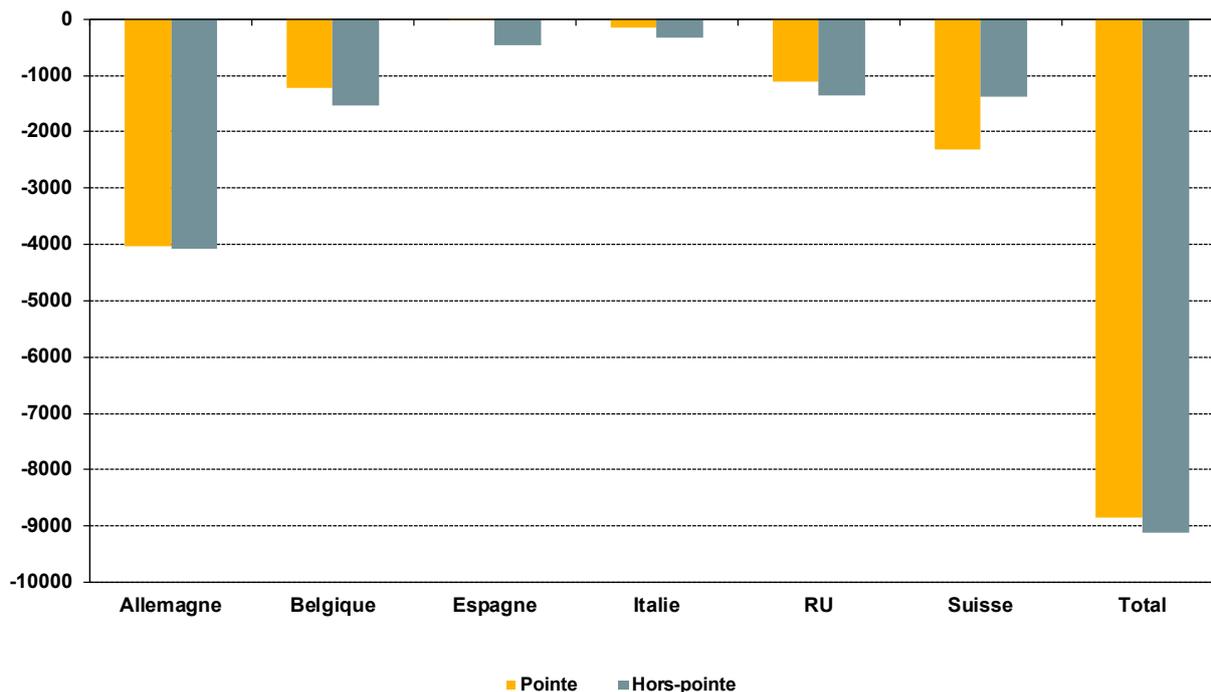
Sources : RTE, EPEX SPOT ; Analyse : CRE

- Une baisse générale des importations, tant aux heures de pointe qu'aux heures creuses, dans un contexte de moindre demande

uniformément entre les heures de pointe et les heures hors-pointe : près de 51% de la baisse des importations peut être associée à des importations en heures creuses (cf. Graphique 8).

Le recul des importations s'est réparti

Graphique 8 : Variation des importations transfrontalières entre 2011 et 2010 (répartition entre heures pleines et heures creuses)



Source : RTE ; Analyse : CRE

1.3 Le volume des pertes achetées par les gestionnaires de réseaux a diminué en 2011 et au premier semestre 2012

Le transport et la distribution d'électricité entraînent 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 35 TWh en 2011. Ce chiffre est en baisse par rapport au niveau

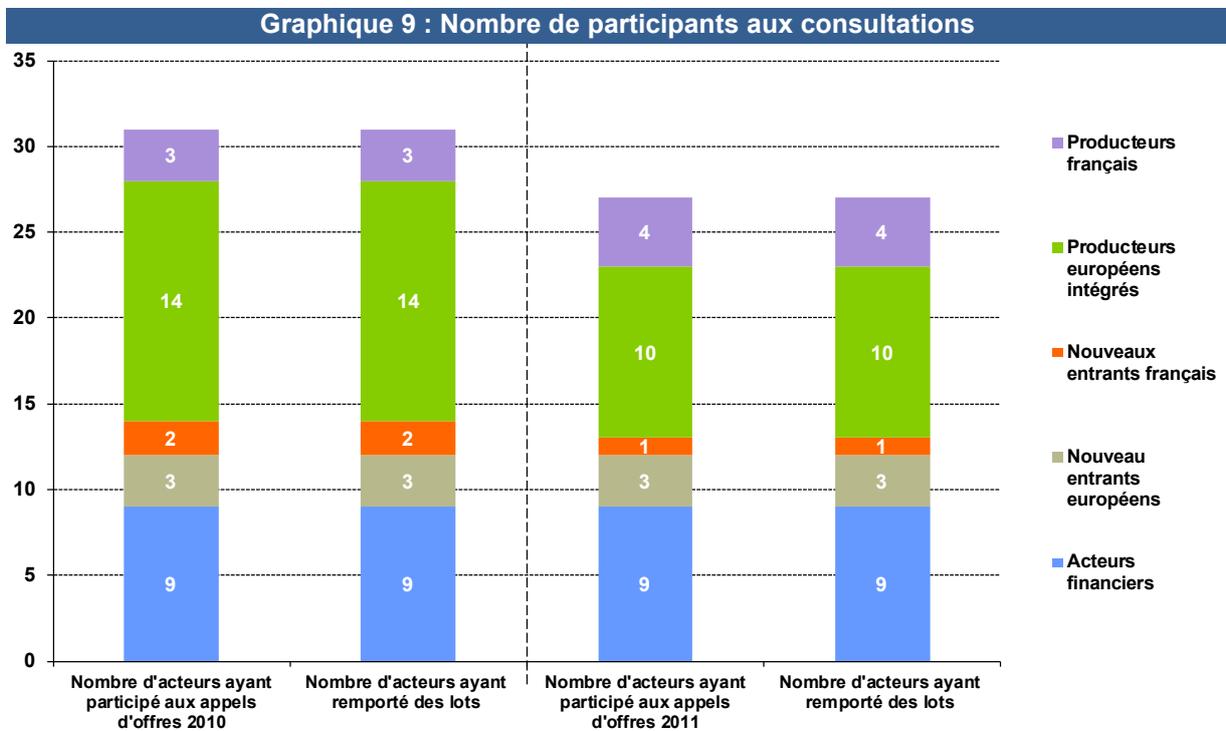
de 2010 (37 TWh, soit -5,7 %). Au premier semestre 2012, ces achats ont également reculé de 1 TWh par rapport à la même période en 2011.

Les achats de pertes sont opérés au cours de consultations organisées plusieurs fois par mois par les gestionnaires de réseau. En 2011, 106 appels d'offres ont été organisés par les deux gestionnaires de réseaux (pour 121 en 2010); 36 ont été organisés au premier semestre 2012. Le Graphique 9 présente le nombre de participants à ces consultations.

Au cours de ces appels d'offres, les gestionnaires de réseau ont acheté des produits recouvrant différents horizons de

livraison : des livraisons mensuelles (de M+1 à M+22), trimestrielles (de T+1 à T+5), et annuelles (de Y+1 à Y+4).

Il convient de noter que les gestionnaires de réseau pourront, à compter du 1^{er} juillet 2013, recourir à l'ARENH pour le sourcing de leurs pertes.



Données : RTE, ERDF ; Analyse : CRE

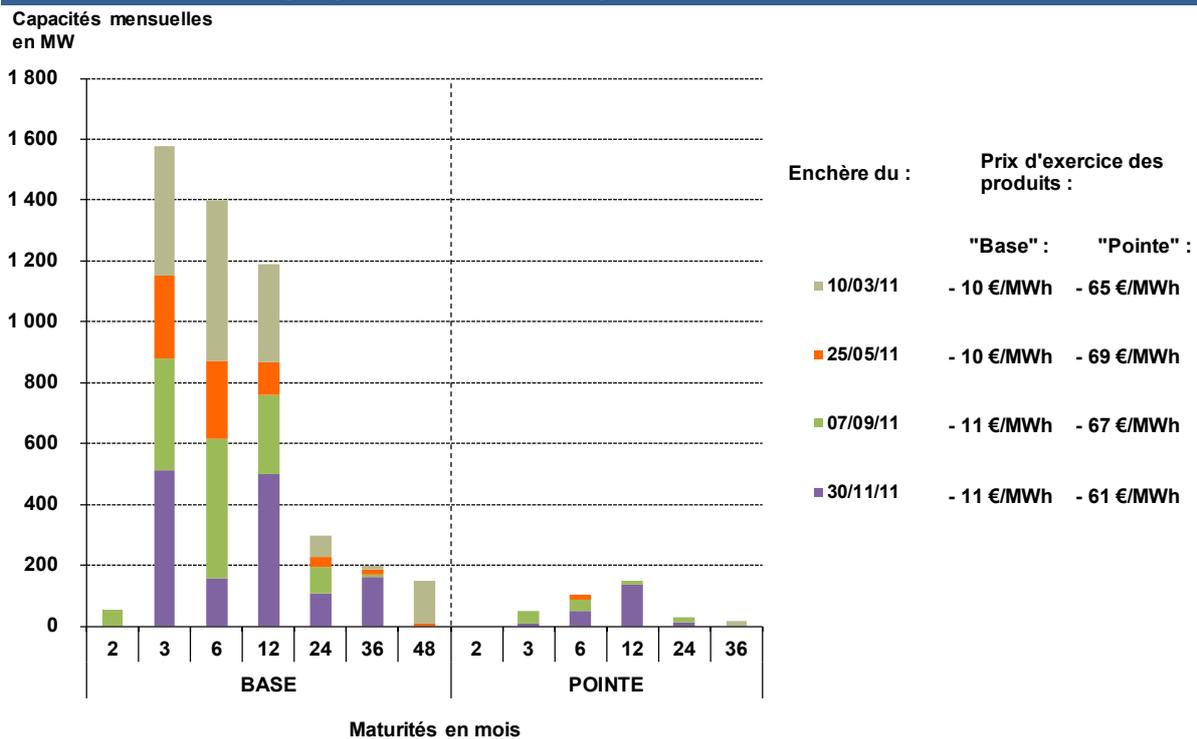
1.4 Pour leur dernière année, la concentration sur les enchères de capacité VPP (« virtual power plant ») reste modérée en 2011

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 des enchères 2011, les produits les plus achetés sont dans l'ordre les produits base de maturité 3, 6, 12, et 24 mois. Le Graphique 10 résume les maturités des produits vendus et les prix d'exercices des produits optionnels achetés.

Graphique 10 : Maturité des produits vendus aux enchères



Données : EDF-Analyse CRE

La Commission européenne, par décision du 30 novembre 2011¹¹, a mis fin au programme des enchères VPP. En conséquence on observe une disparition progressive des capacités de VPP disponibles pour livraison après le 1^{er} janvier 2012 (Graphique 11).

L'analyse des capacités VPP détenues par chacun des acteurs, pour un mois de livraison donné, permet de conclure à une concentration modérée de ce marché (Graphique 11). Ainsi, de janvier 2011 à juillet 2012 la part de marché la plus importante n'a jamais excédé 17 % 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 1 695 pour le produit de pointe et de 1 231 pour le produit de

base, ce qui témoigne d'un niveau satisfaisant de l'ouverture de ce segment de marché. Ces valeurs sont toutefois en hausse par rapport à 2010.

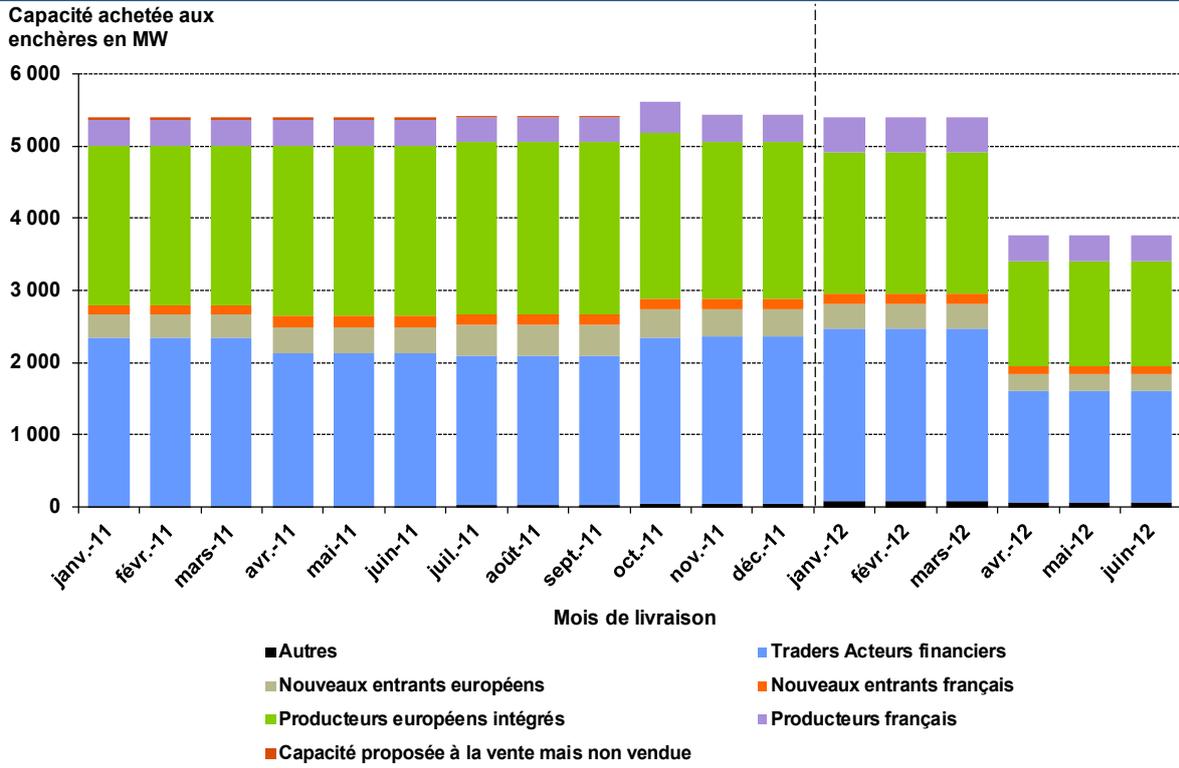
Les produits « Base » ont un prix d'exercice faible : 10 €/MWh aux enchères tenues au premier semestre 2011 et 11 €/MWh à celles tenues au second semestre 2011. Les prix *day-ahead* en France ont été supérieurs à 10 €/MWh pendant 99,4 % des heures au premier semestre 2011 et supérieurs à 11 €/MWh pendant 96,8 % des heures au second semestre 2011. De ce fait, la valeur d'option 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.

Les produits « Pointe » ont eu un prix d'exercice élevé : entre 61 et 69 €/MWh aux enchères de 2011. La valeur de ces produits était fortement liée au niveau et à la volatilité anticipée sur les prix *day-ahead*.

11

http://encherescapacites.edf.com/fichiers/fckeditor/File/Encheres/DecisionCE_Fin_VPP_301111.pdf

Graphique 11 : Capacités mensuelles achetées aux enchères pour livraison en 2011 et au premier semestre 2012



Données : EDF ; Analyse : CRE

2. LES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

L'évolution des prix de l'électricité sur le marché spot de janvier 2011 à juin 2012 est à analyser dans un contexte de ralentissement de l'activité économique, après le rebond observé en 2010. La baisse conséquente de la demande en énergie et la stagnation des cours des matières premières sont des facteurs déterminants de cette évolution.

Le marché de l'électricité en 2011 a principalement été affecté par les conséquences de l'accident nucléaire de Fukushima, puis du moratoire allemand. 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 à terme. Le prix moyen 2011 en base sur le marché spot s'établit ainsi à la hausse à 48,9 €/MWh (+1,4 €/MWh par rapport à 2010), tandis que le prix moyen contrat à terme Y+1 en base atteint 56,0 €/MWh contre 52,4 €/MWh en 2010.

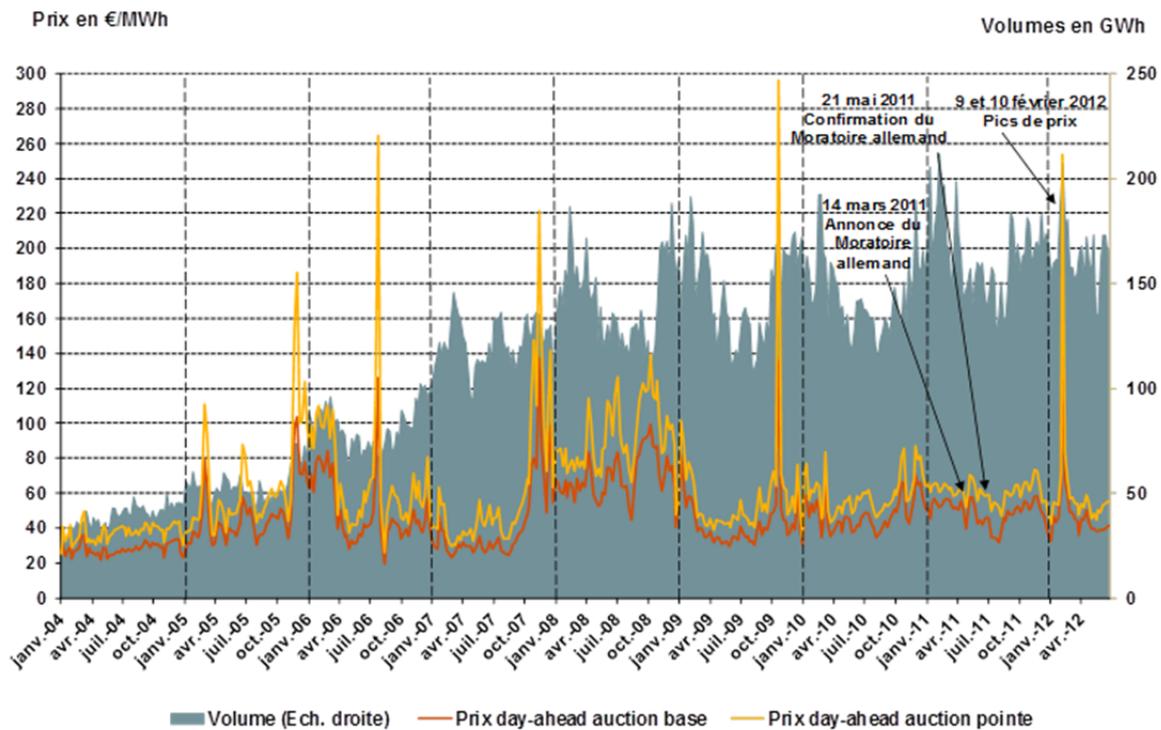
Le premier semestre 2012 a quant à lui été principalement marqué par les pics de prix horaires survenus sur le marché spot pour livraison les 9 et 10 février 2012, dans le contexte de vague de froid exceptionnelle donnant lieu à des records de consommation. Bien que fortement pondéré à la hausse par l'épisode des pics de prix, le prix moyen spot en base au premier semestre 2012 s'établit à

48,6 €/MWh, en baisse de 2,4 €/MWh par rapport au premier semestre 2011. Quant au cours du produit Y+1 en base, il est en forte baisse, à 51,2 €/MWh en moyenne sur les six premiers mois de 2012, contre 57,3 €/MWh lors de la même période en 2011.

2.1 Le marché spot français a été marqué en 2011 par les conséquences du moratoire allemand. L'hiver 2012 a connu des pics de prix importants sur lesquels la CRE a enquêté

Le prix moyen de l'électricité en base s'établit en 2011 à 48,9 €/MWh, soit une hausse de 1,4 €/MWh par rapport à 2010 (47,5 €/MWh). En pointe, la hausse est moins importante, le prix moyen du mégawatheure s'élevant à 60,7 € contre 59,5 € en 2010.

Au premier semestre 2012, les prix moyens base et pointe se situent respectivement à 48,6 €/MWh et 62,4 €/MWh, respectivement en baisse de 2,4 €/MWh et en hausse de 2,4 €/MWh par rapport au même semestre en 2011. En retirant les prix observés au cours de la vague de froid lors de la semaine du 6 au 12 février 2012 (cf. Encadré 1), les prix moyens base et en pointe sont respectivement de 44,8 €/MWh et 54,8 €/MWh.

Graphique 12 : Evolution des prix spot en France (moyennes hebdomadaires prix et volumes)

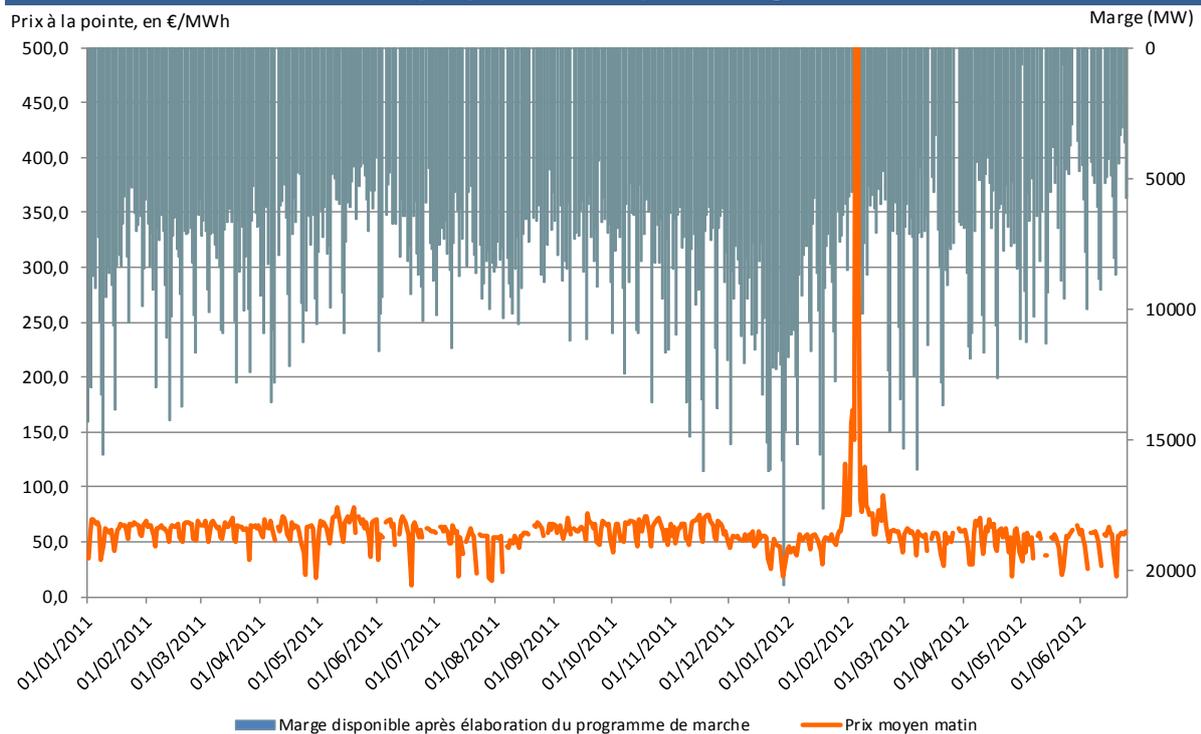
Source : EPEX SPOT

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 70 % des prix sont alors supérieurs ou égaux à 70 €/MWh (en 2011 et au premier semestre 2012). 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, faibles. A 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. Au cours de l'année 2011, la disponibilité du parc nucléaire a été très bonne, permettant ainsi d'augmenter les marges horaires disponibles par rapport à l'année précédente (plus de 28 GW en

moyenne contre près de 22,7 GW sur 2010). Les périodes de tension sur le réseau ont donc été beaucoup moins fréquentes. Le premier semestre 2012 ayant été marqué par une vague de froid importante et une disponibilité nucléaire moins bonne, les marges se sont sensiblement réduites, retrouvant un niveau moyen similaire à celui de 2010. Des prix horaires supérieurs à 100 €/MWh observés en situation de marge inférieure à 10 000 MW ont été observés au cours de cette période, ce qui n'avait pas été le cas en 2011.

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 (cf. Graphique 13).

Graphique 13 : Prix spot et marge RTE

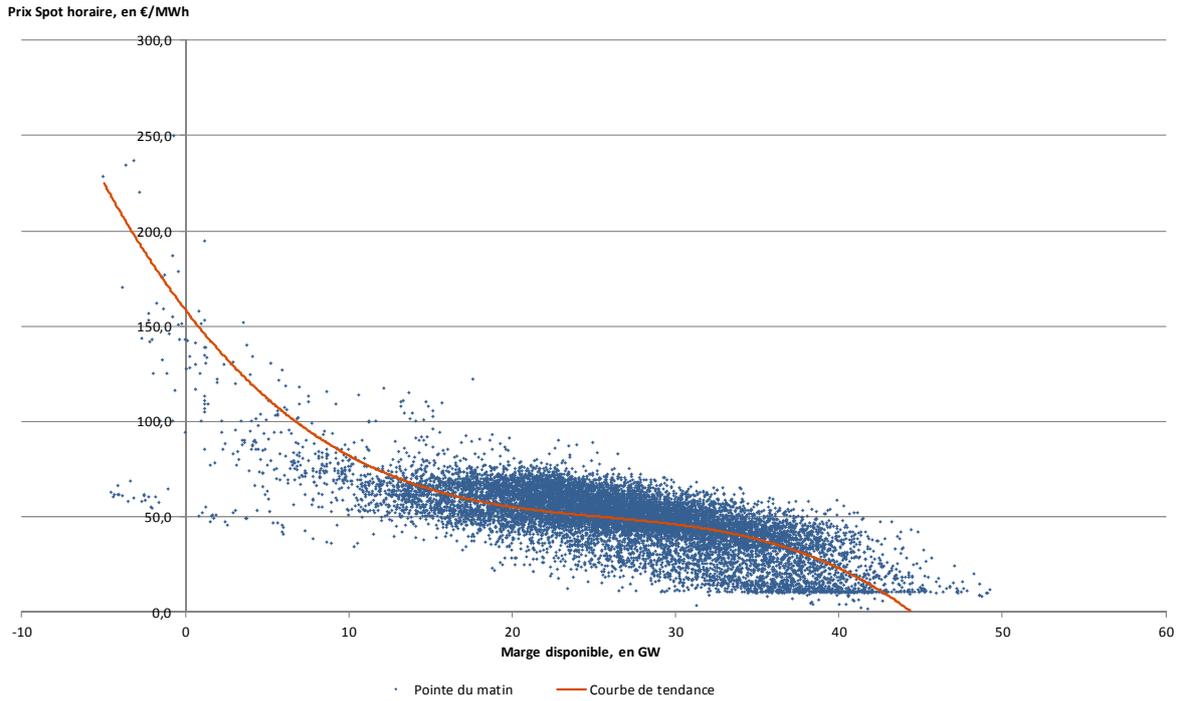


Sources : RTE – EPEX SPOT

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

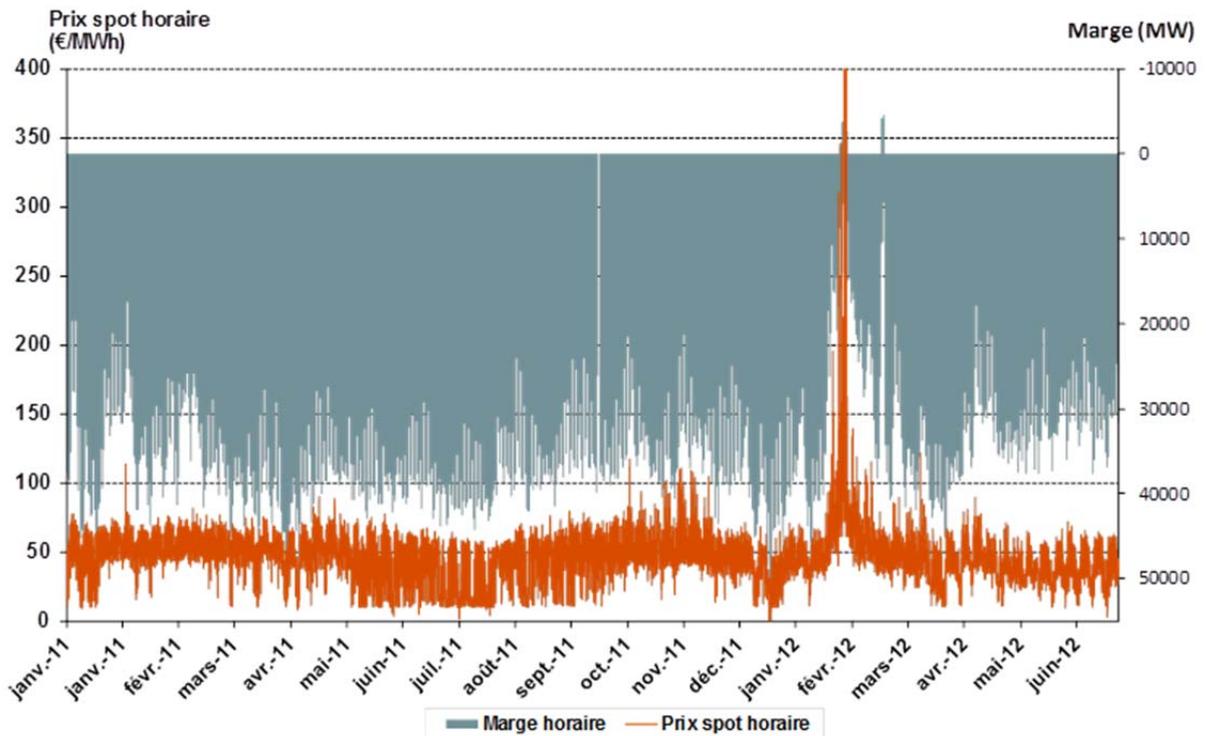
sont donc significatives. On s'attend à une corrélation négative avec le prix spot. Celle-ci est mise en évidence par le Graphique 14 dont chacun des points représente un couple marge du système / prix spot. Enfin, comme à la maille journalière, les fluctuations des prix spot horaires suivent également dans l'ensemble celles des indicateurs de marge (cf. Graphique 14). Ainsi, on constate que lorsque l'indicateur de marge horaire augmente (respectivement diminue), le prix spot correspondant diminue (respectivement augmente) dans 83 % des cas en 2011 et 78 % des cas au premier semestre 2012 (cf. Graphique 15). Sur 2010, ce taux était de 75 %.

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

Encadré 1**Pics de prix de l'électricité de février 2012**

Le prix de l'électricité sur le marché spot français (EPEX SPOT Auction) a atteint le jeudi 9 février 2012 un niveau de 367,6 €/MWh sur le produit base et 627,6 €/MWh sur le produit pointe. Le lendemain, ces prix se sont établis respectivement à 147,3 €/MWh et 192,2 €/MWh. Les prix horaires ont dépassé à plusieurs reprises le seuil de 500 €/MWh, déclenchant pour ces deux jours une procédure de seconde enchère, ou second fixing. Pour livraison le 9 février en particulier, les prix ont été proches de 1000 €/MWh pendant plusieurs heures le matin, atteignant même 1938,5 €/MWh à 10h. Ces niveaux de prix très élevés ont été atteints dans un contexte climatique particulier : du 1^{er} au 13 février, la France et l'Europe de façon plus générale ont été touchées par une vague de froid, avec des températures très inférieures aux moyennes saisonnières.

Toutefois, seule la France a connu des niveaux de prix aussi élevés sur le marché spot de l'électricité. Dans le cadre de ses analyses systématiques en cas d'événement de marché de cette ampleur, la CRE a engagé une enquête sur les facteurs explicatifs de ces niveaux de prix. Elle a notamment analysé les fondamentaux du système électrique français qui ont été déterminants pour les interventions des acteurs de marché, ainsi que la séquence opératoire de la bourse EPEX SPOT qui a abouti à la fixation de ces prix, et rendu compte de son investigation dans sa délibération du 10 mai 2012¹².

La CRE a constaté que la tension entre l'offre et la demande explique la formation de prix élevés, notamment pour la journée du 9 février. L'examen des données réelles et prévisionnelles de disponibilité et de consommation conforte ce constat.

L'équilibre de l'offre et de la demande a été assuré par une utilisation maximale de la plupart des interconnexions, à l'exception de celles avec l'Italie et la Suisse. Pour ces deux dernières frontières notamment, les mécanismes journaliers pourraient être améliorés en mettant en place un couplage de marchés. Dans le cas de l'Italie, la mise en place d'un mécanisme infra-journalier, amorcée en juin 2012, devrait permettre également d'améliorer l'utilisation de cette interconnexion.

Dans son analyse de la séquence opératoire de la bourse EPEX SPOT la CRE a constaté que, pour l'enchère qui s'est déroulée le 8 février, le prix définitif à l'issue de la seconde enchère a été de 367,6 €/MWh, soit légèrement supérieur à celui initialement obtenu lors de la première enchère (350,2 €/MWh). La CRE a toutefois relevé des écarts plus importants entre les résultats initiaux et les résultats définitifs de la seconde enchère, notamment sur les heures où les prix ont été très élevés. La façon dont différents membres d'EPEX SPOT ont modifié leurs offres pendant le déroulement de la seconde enchère a été à l'origine de ces résultats. La CRE a considéré que les modifications apportées par trois acteurs en particulier devaient faire l'objet d'un examen spécifique, notamment par la bourse à la lumière des règles de marché applicables à l'ensemble des membres d'EPEX SPOT. Les règles de marché prévoient en effet que « dans le cas d'un second fixing, seules les modifications d'ordres ayant pour effet de réduire le déséquilibre entre achat et offres sont autorisées »¹³.

¹² <http://www.cre.fr/documents/deliberations/communication/pics-de-prix-de-l-electricite-des-9-et-10-fevrier-2012>

¹³ Article 1.7 des règles opérationnelles d'EPEX SPOT

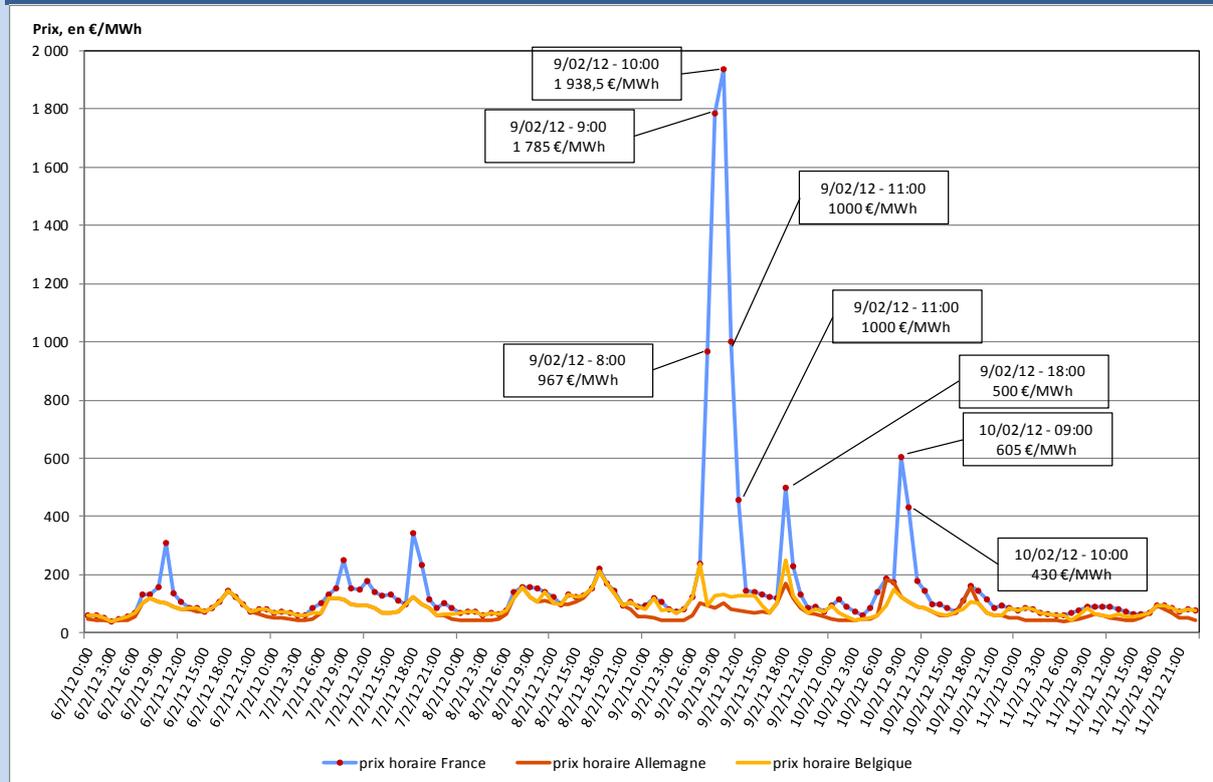
Dans sa délibération, la CRE a donc recommandé à EPEX SPOT d'examiner, en concertation avec ses membres, les mesures nécessaires pour :

- apporter à l'ensemble de ses membres le niveau de transparence adéquat sur ces constats ;
- améliorer la compréhension des modalités de déclenchement et de déroulement du second fixing par l'ensemble de ses membres ;
- améliorer, si nécessaire, la procédure de second fixing ;
- la mise en place éventuelle de garde-fous opérationnels.

EPEX SPOT a depuis répondu aux recommandations de la CRE dans une communication envoyée à l'ensemble de ses membres le 5 juillet 2012. Cette communication rappelle les principes d'une seconde enchère et détaille les résultats des analyses menées par la bourse sur cinq épisodes de seconde enchère, en particulier sur l'épisode du 9 février pour le marché français. EPEX SPOT a clarifié ses règles de marché le 16 octobre 2012 et travaille sur la mise en place de limites opérationnelles. Enfin EPEX SPOT devrait envoyer des courriers aux membres considérés comme ayant enfreint les règles et devrait également continuer à surveiller étroitement les comportements des acteurs lors des secondes enchères.

Enfin, la CRE finalise des travaux spécifiques dans le cas d'un des trois acteurs mentionnés plus haut.

Graphique 16 : Prix spot horaires du 6 au 11 février 2012



Sources : EPEX SPOT France / Allemagne, Belpex – Analyse : CRE

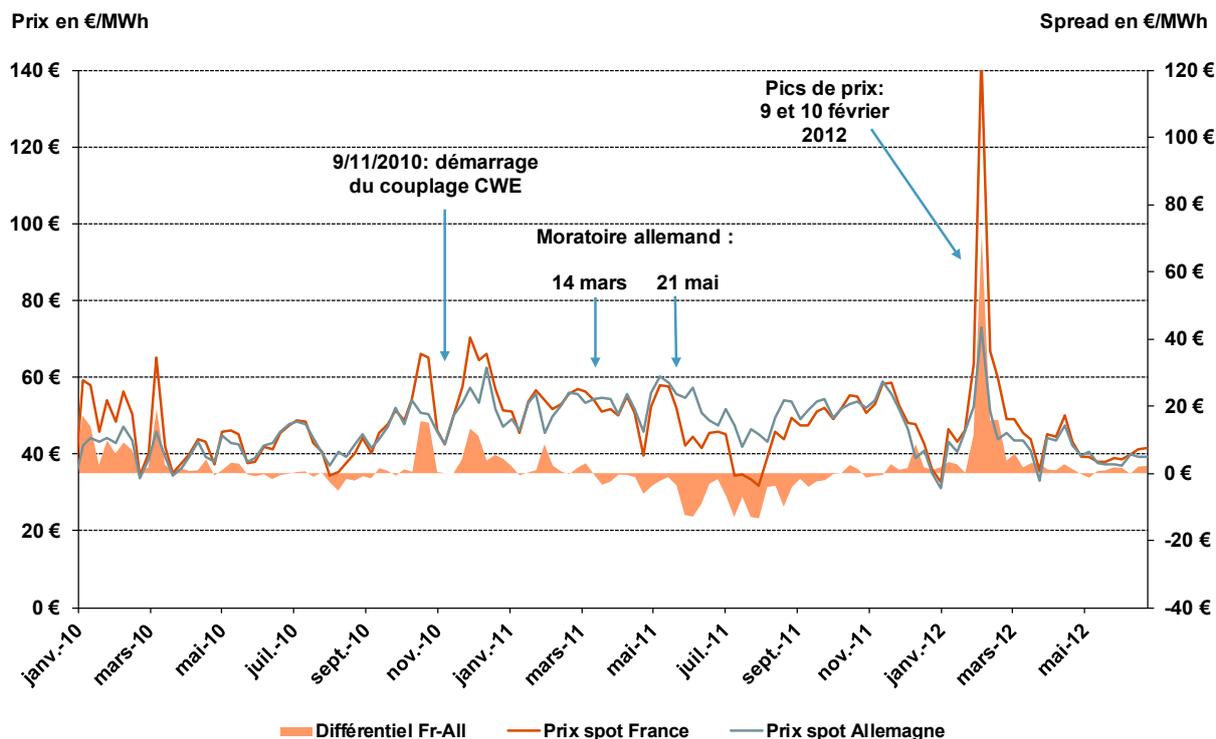
- **Dans le cadre du couplage de marché, l'évolution des prix français et allemands en 2011 a été affectée par le moratoire sur le nucléaire allemand alors que le premier semestre 2012 a été marqué par la vague de froid de février.**

Le taux de convergence des prix horaires entre la France et l'Allemagne¹⁴ s'établit à près de 64 % sur 2011 et le premier semestre 2012, alors qu'il ne dépassait pas 1 % avant le 9 novembre 2010. Cela s'explique par l'extension à cette date du couplage trilatéral TLC (France – Belgique – Pays-Bas), en place depuis le 21 novembre 2006, à l'Allemagne, ainsi devenu le couplage de marché CWE. Le taux de convergence avec la Belgique dépasse 97 % en 2011 et atteint 91 % au premier semestre 2012. Avec les autres pays frontaliers de la France et non couplés avec elle (Suisse, Italie, Espagne), la convergence horaire n'intervient que rarement (entre 0 et 1 % du temps).

Le prix spot français a été inférieur au prix spot allemand de 2,3 €/MWh en moyenne en 2011, un écart qui a pu dépasser les 10 €/MWh certaines semaines. En 2010, le prix spot français était en moyenne 3 €/MWh plus cher que le prix spot allemand. A partir du moratoire, le spread de prix spot France-Allemagne change de signe, le cours *day-ahead* de l'électricité en Allemagne devenant plus élevé qu'en France (cf. Graphique 17). Cette inversion de l'écart de prix s'accroît à partir de la confirmation du moratoire le 21 mai 2011 et se poursuit jusqu'en octobre 2011. Les prix français redeviennent plus élevés à l'approche de la période de livraison hivernale en raison de la thermo-sensibilité de la consommation électrique en France.

¹⁴ Défini comme le pourcentage des heures pour lesquelles le différentiel absolu des prix est inférieur à 0,01€/MWh

Graphique 17 : prix spot et différentiel France – Allemagne (moyennes hebdomadaires)



Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

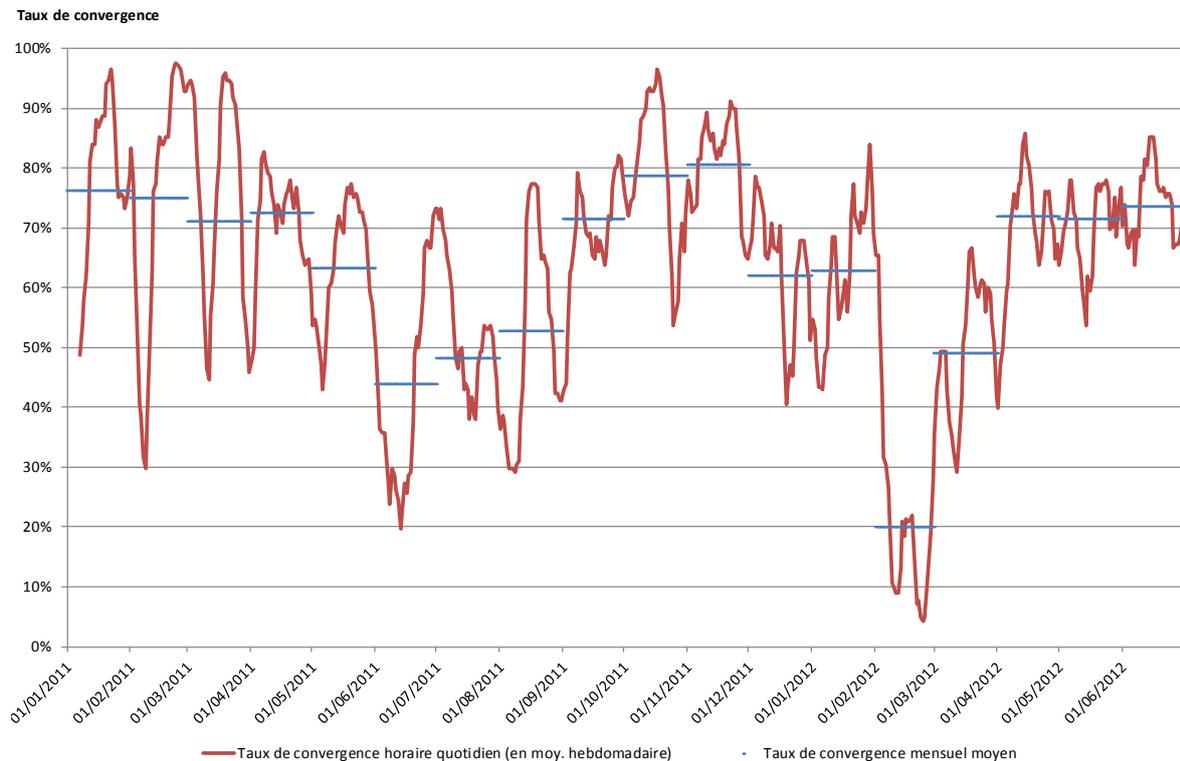
Le Graphique 18 montre les effets du moratoire allemand, avec deux dégradations successives du taux de convergence horaire après les dates du 14 mars 2011 et du 21 mai 2011. Cette diminution peut aussi être attribuée aux conditions climatiques très douces en France : elles ont conduit à des prix spot 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.

L'année 2011 a également été marquée par le découplage des marchés CWE le 27 mars 2011 en raison d'un incident technique lié au passage à l'heure d'été (cf. Encadré 1 du Rapport de surveillance 2010/2011).

Au premier semestre 2012, le prix spot français a été supérieur de 5,8 €/MWh en moyenne au prix spot allemand, notamment en raison des pics de prix survenus en France. Si l'on retire la semaine du 6 au 12 février 2012, correspondant à l'importante vague de froid, l'écart moyen entre les prix spot en France et Allemagne se réduit à 3,2 €/MWh contre -1,7 €/MWh au premier semestre 2011. La disponibilité nucléaire française a été plus faible qu'à la même période en 2011 tandis qu'en Allemagne la production photovoltaïque a fortement augmenté par rapport à l'année précédente.

La convergence des prix a été fortement dégradée au cours des mois de février (20 %) et mars (50 %), notamment en conséquence de la vague de froid survenue à cette période et des pics de prix observés en France en février.

Graphique 18 : Taux de convergence journalier des prix horaires France-Allemagne



Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

L'analyse fine des prix français et allemands permet d'observer que la convergence en 2011 était meilleure lors des heures de pointe (de 8h à 20h), tandis que les heures hors-pointe sur les mois d'avril à septembre faisaient apparaître des taux de convergence inférieurs à 50 %. Cela s'explique par la saturation de la capacité d'interconnexion de la France vers l'Allemagne au cours de la période printemps-été 2011 en heures creuses, lorsque le coût de production marginal français était inférieur au prix de marché allemand. A l'inverse au premier semestre 2012, on

constate une dégradation du taux de convergence horaire en période de pointe, témoignant d'une saturation de la capacité d'interconnexion de l'Allemagne vers la France pendant les heures de la journée, lorsque le coût de production marginal est supérieur au prix de marché allemand.

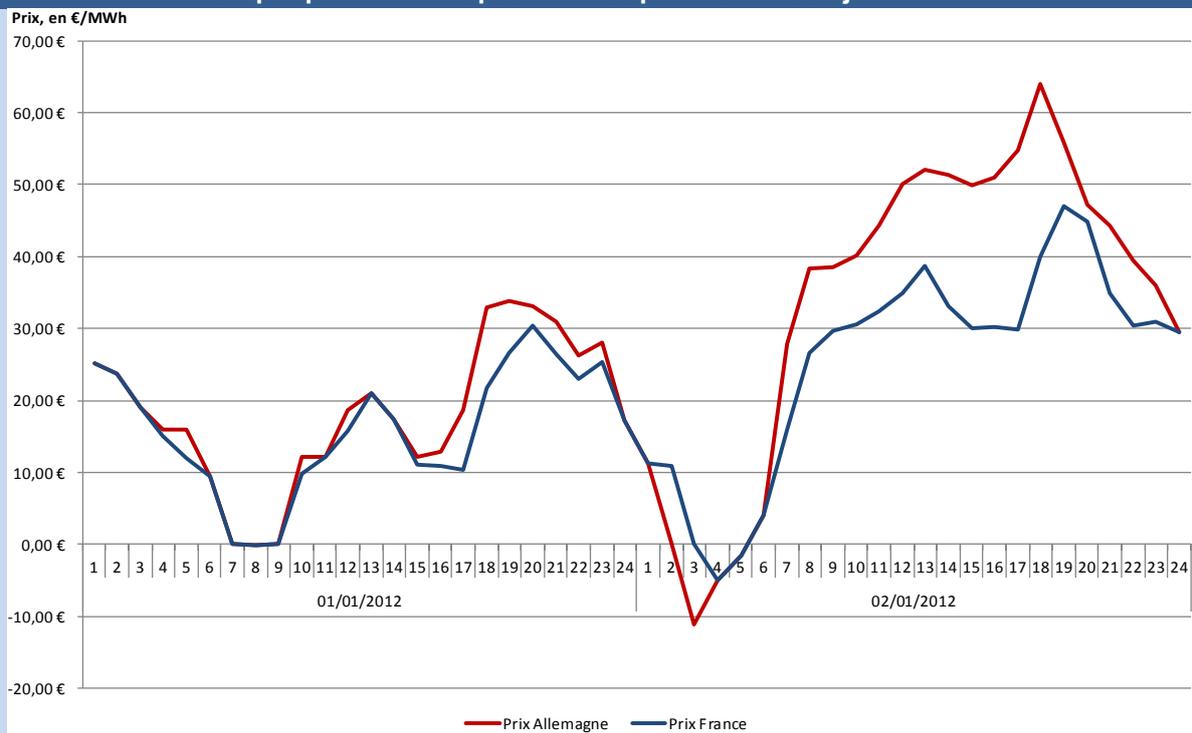
Le 1^{er} et le 2 janvier 2012 ont vu pour la première fois se former des prix horaires négatifs sur le marché spot français, résultat du couplage de marché avec l'Allemagne où les occurrences de prix négatifs sont plus fréquentes (cf. Encadré 2).

Encadré 2**Occurrences de prix négatifs les 1^{er} et 2 janvier 2012**

La France a connu ses premières occurrences de prix *day-ahead* strictement négatifs début 2012 : les prix horaires se sont établis entre -0,01 €/MWh et -0,08 €/MWh pour le 1^{er} janvier entre 6h et 9h, et entre -1,48 €/MWh et -5,03 €/MWh pour le 2 janvier entre 3h et 5h. De tels prix sont permis par les règles de marché d'EPEX SPOT depuis l'extension du couplage de marché à l'Allemagne en novembre 2010.

Les occurrences de prix négatifs des 1^{er} et 2 janvier 2012 ont pour origine les fondamentaux de marché en Allemagne – forte production fatale et faible niveau de consommation – et la faible consommation française à un moment d'activité économique réduite et de contexte climatique très doux. Dans ces circonstances, le manque de flexibilité des moyens de production en cours de fonctionnement de part et d'autre de la frontière a conduit à la formation de ces prix négatifs. Lorsque la demande est très faible (ou plus faible qu'anticipée), et puisque l'électricité ne peut être stockée à grande échelle, il peut être avantageux pour un producteur thermique de proposer son électricité sur le marché à des prix négatifs plutôt que de supporter les coûts d'arrêt puis de redémarrage de sa centrale à quelques heures d'intervalle.

Cet épisode de marché a eu lieu à peine plus d'un mois avant les pics de prix de début février 2012.

Graphique 19 : Prix spot horaires pour les 1^{er} et 2 janvier 2012

Sources : EPEX SPOT France / Allemagne – Analyse : CRE

2.2 Post-Fukushima : après une période de hausse des prix à terme liée aux effets du moratoire allemand, les prix ont suivi une tendance à la baisse dans le sillage des prix du charbon

En 2011, le niveau de prix des produits à terme sur le marché EEX Power Derivatives a augmenté par rapport à 2010, en moyenne. Les produits calendaires Y+1 ont été à la hausse, avec une moyenne de 56,0 €/MWh contre 52,4 €/MWh en 2010. On observe notamment une appréciation du produit Y+1

suite à l'annonce du moratoire sur le nucléaire allemand, le 14 mars 2011. Les produits à

terme mensuels et trimestriels (qui présentent une saisonnalité) ont encore plus fortement augmenté à la hausse par rapport à 2010 : les produits mensuels M+1 et trimestriels Q+1 se sont établis respectivement à 54,3 €/MWh (+6,0 €/MWh) et 57,6 €/MWh (+7,6 €/MWh). Le Graphique 20 représente l'évolution des cours de ces trois produits. Au cours des douze derniers mois, on remarque une réduction progressive du cours du produit Y+1, ce dernier étant valorisé en moyenne à 51,2 €/MWh au premier semestre 2012 (contre 57,3 €/MWh à la même période en 2011). De même pour les produits Q+1 et M+1, on observe des cours très inférieurs au premier semestre 2012 par rapport à l'année 2011, s'établissant respectivement à 41,28 €/MWh et 44,0 €/MWh en moyenne.

Graphique 20 : Prix des produits à terme – France

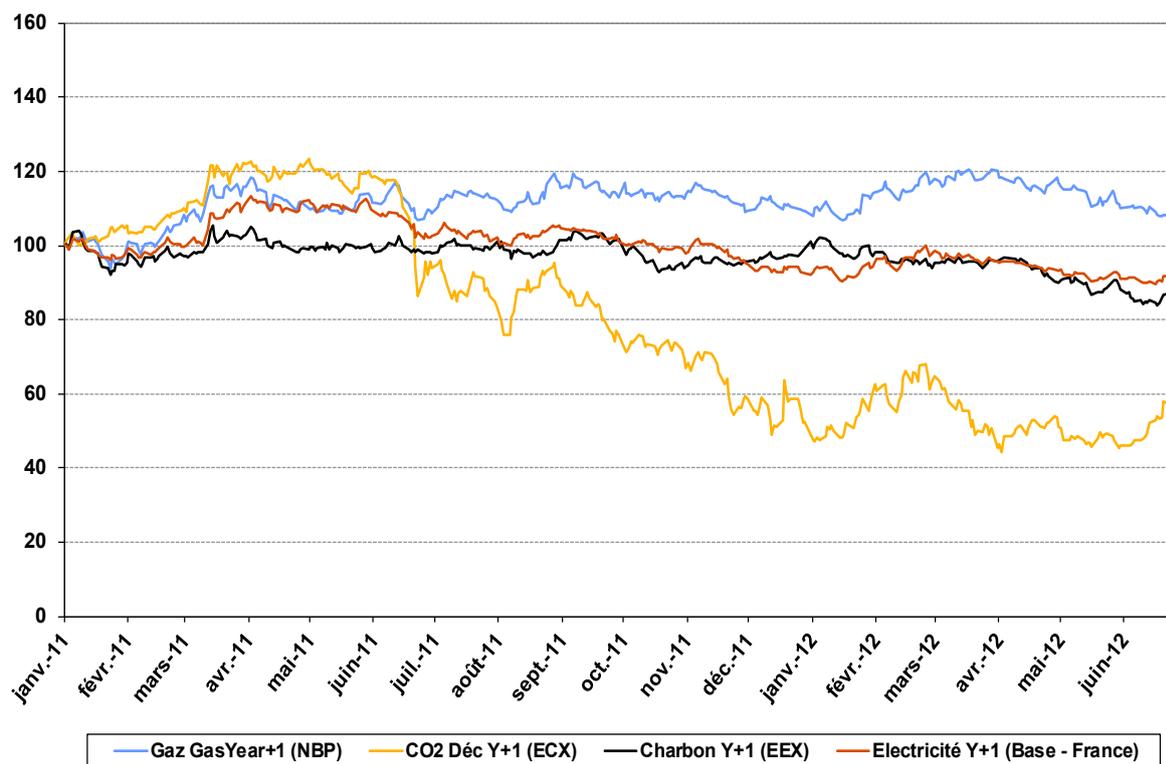


Source : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

La mise en regard de l'évolution du prix du produit Y+1 de l'électricité et des cours des combustibles fossiles (cf. : Prix des combustibles et de l'électricité - Base 100 janvier 2011 Graphique 21) montre que le prix de l'électricité est fortement corrélé au prix du charbon. Au cours de l'année 2011 et du premier semestre 2012, le taux de corrélation

atteint en effet 72 % contre 67 % sur 2010. On observe également un décrochage du prix de l'électricité par rapport à celui du gaz à la fin du premier semestre 2011 : le taux de corrélation qui était de 43 % sur 2010 se réduit à moins de 11 % sur l'ensemble de 2011 et du premier semestre 2012.

Graphique 21 : Prix des combustibles et de l'électricité - Base 100 janvier 2011



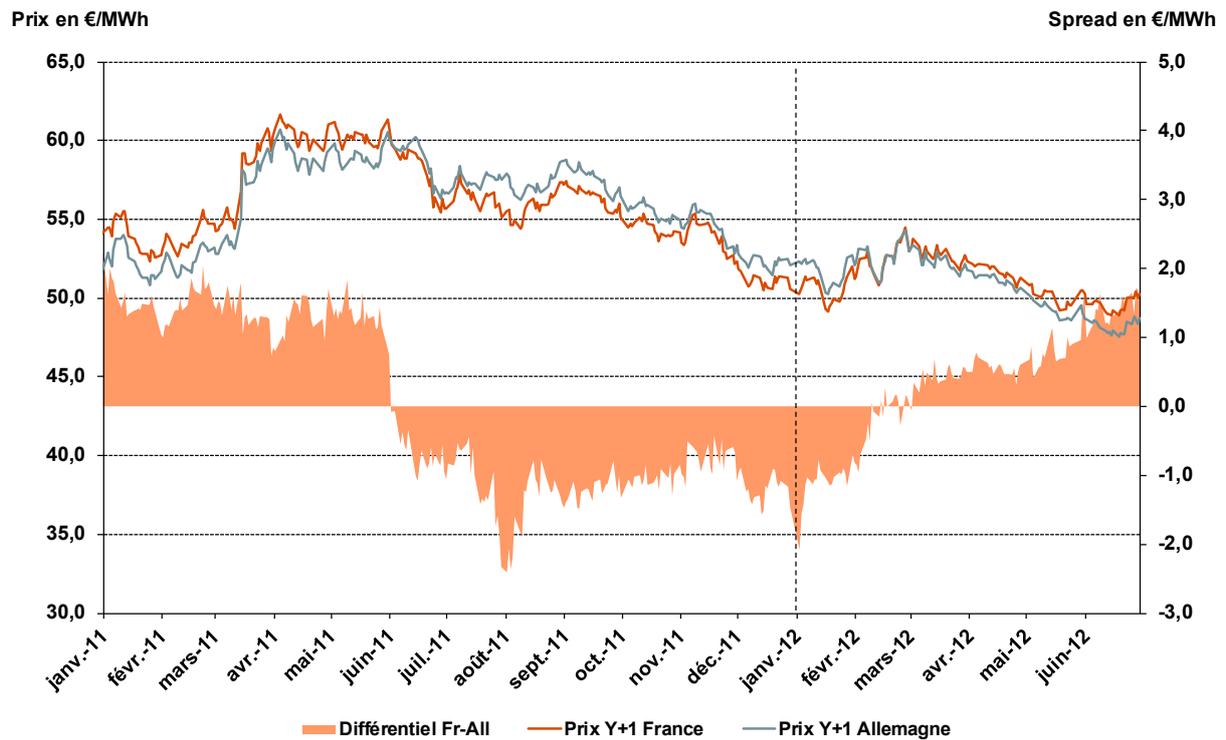
Sources : EPD, ECX, Heren – Analyse : CRE

- **Les pics de prix de février 2012 mettent fin à l'inversion du *spread* de prix à 1 an entre la France et l'Allemagne, observé depuis la confirmation du moratoire sur le nucléaire**

Une réduction de l'écart de prix à 1 an (France plus chère) a été observée après à la mise en place du couplage de marché en novembre 2010 entre la France et l'Allemagne. Son changement de signe début juin, (France moins chère) marque une modification structurelle, qui peut être attribuée au moratoire allemand sur le nucléaire (cf. Graphique 22). Les prix des produits à termes base Y+1 ont fortement augmenté à la mi-mars en France et en Allemagne avec une

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. Cependant, ce retournement de l'écart des prix à terme entre la France et l'Allemagne prend fin au cours du 1^{er} trimestre 2012. Parmi les facteurs explicatifs de cette ré-inversion de prix, on peut citer : les pics de prix de février sur le marché spot français (pouvant être considérés comme facteur de revalorisation de la thermo-sensibilité de la consommation en France), la très forte hausse de production photovoltaïque en Allemagne, ainsi que la moindre disponibilité nucléaire en France au premier semestre 2012.

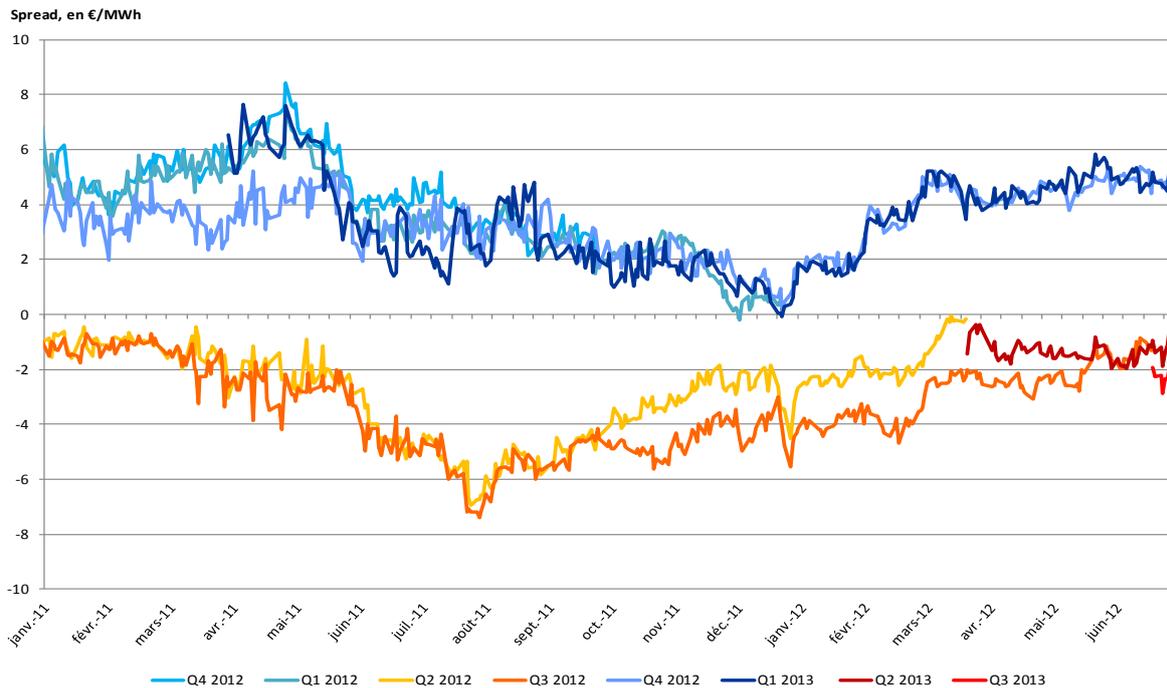
Graphique 22 : Prix Y+1 et spread France - Allemagne



Source : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

L'évolution des *spreads* des produits à terme trimestriels entre la France et l'Allemagne est illustrée par le Graphique 23.

Graphique 23 : Spread France – Allemagne des produits à terme trimestriels



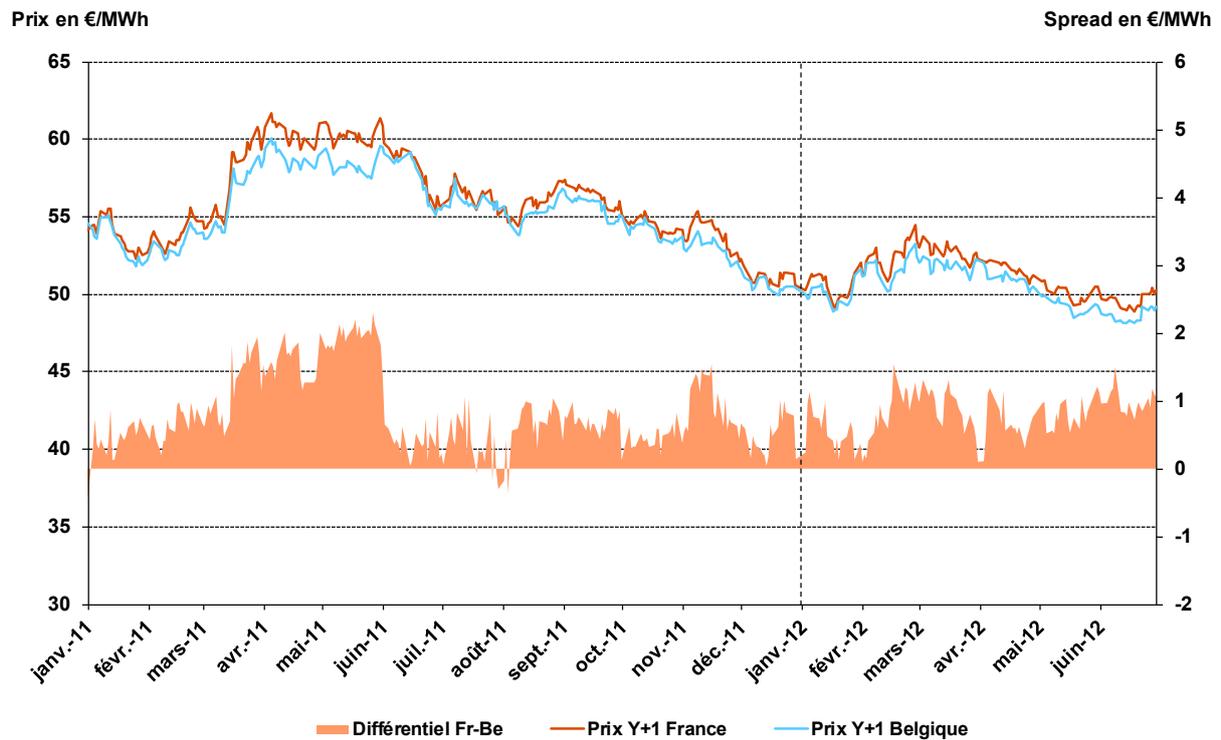
Source : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

- **Les écarts de prix à terme se resserrent avec la Belgique et s'inversent avec les Pays-Bas**

Le *spread* entre les produits calendaires Y+1 base en France et en Belgique (cf. Graphique 24) a baissé entre 2010 et 2011, passant de 2,3 €/MWh à 0,82 €/MWh en moyenne. Une hausse temporaire en 2011 peut cependant

être observée entre l'annonce du moratoire allemand le 14 mars 2011 et sa confirmation le 21 mai 2011, le prix français étant de 1,66 €/MWh plus cher en moyenne au cours de la période. On note enfin sur le premier semestre 2012 que le spread a pris des valeurs légèrement plus élevées que lors du second semestre 2011 (0,8 €/MWh contre 0,6 €/MWh).

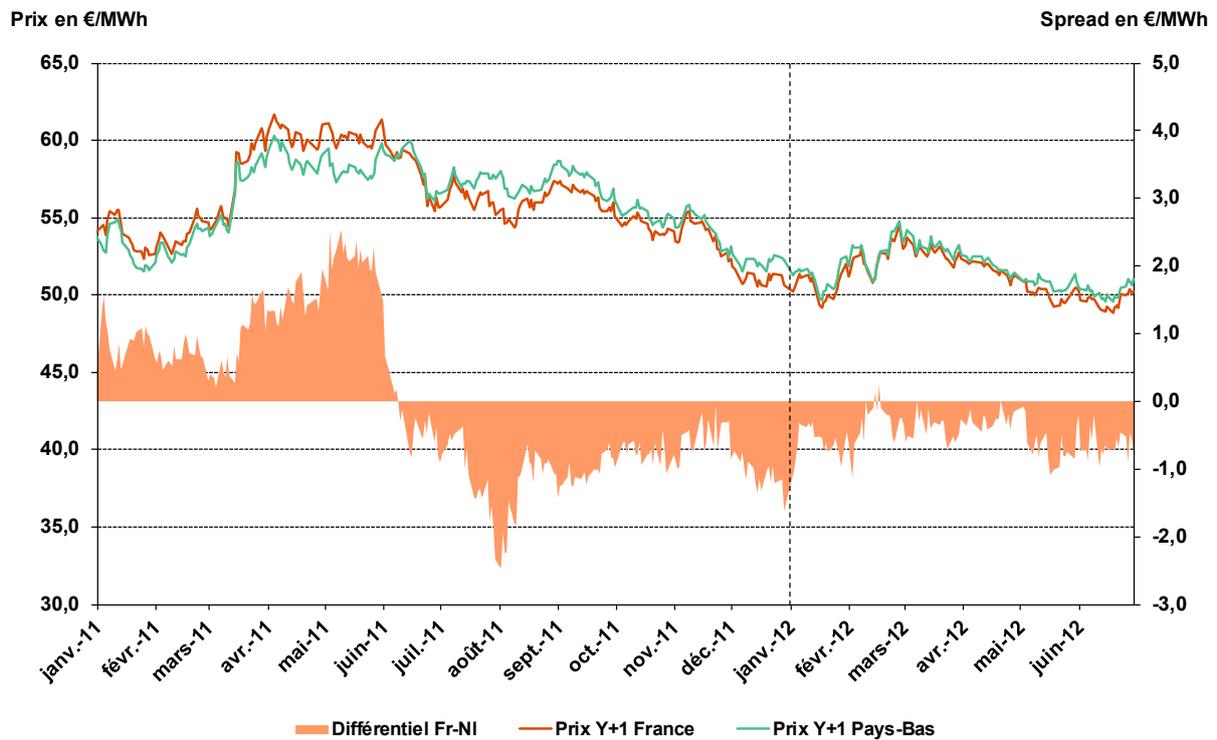
Graphique 24 : Prix Y+1 et spread France - Belgique



Source : EEX Power Derivatives, APX-ENDEX – Analyse : CRE

Entre la France et les Pays-Bas, on observe une inversion du spread début juin 2011, le cours du produit Y+1 devenant plus cher au Pays-Bas (cf. Graphique 25).

Graphique 25 : Prix Y+1 et spread France – Pays-Bas



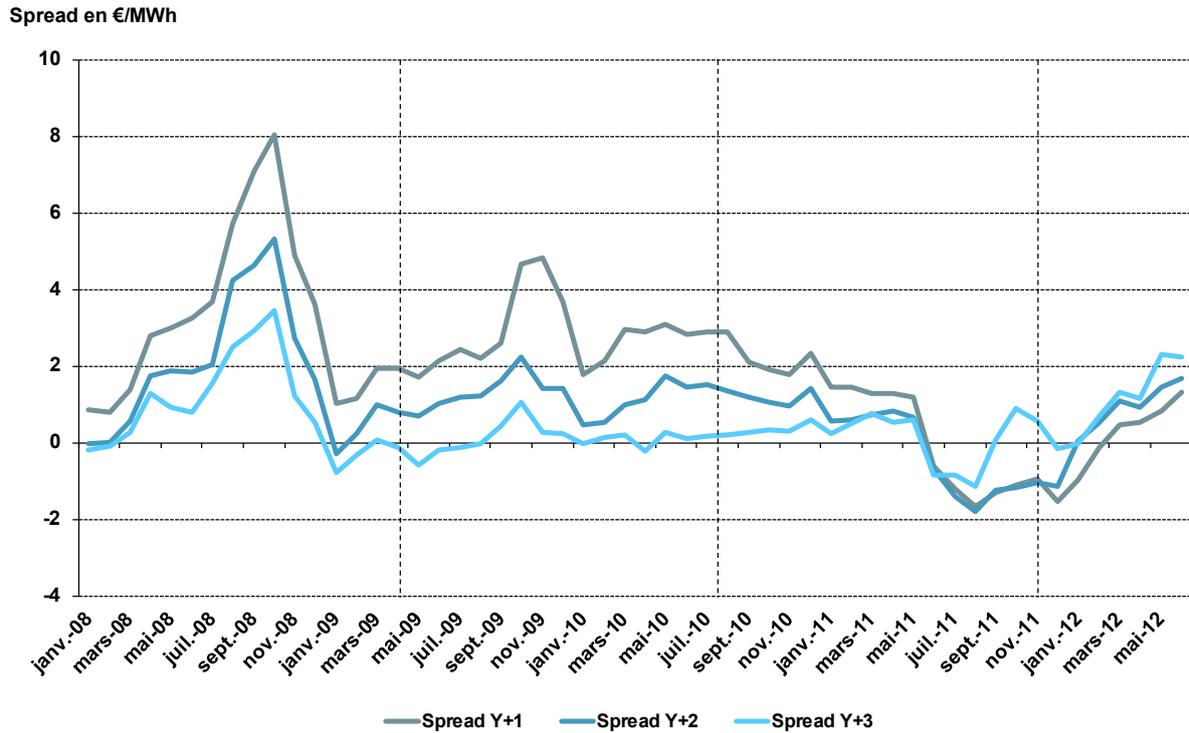
Source : EEX Power Derivatives, APX-ENDEX – Analyse : CRE

- Une baisse suivie d'une remontée des différentiels de prix des produits calendaires (Y+1 à Y+3) entre la France et les pays du couplage de marché CWE

Jusqu'en mai 2011, on remarque que les différentiels de prix entre pays sur les produits calendaires sont plus élevés lorsque la

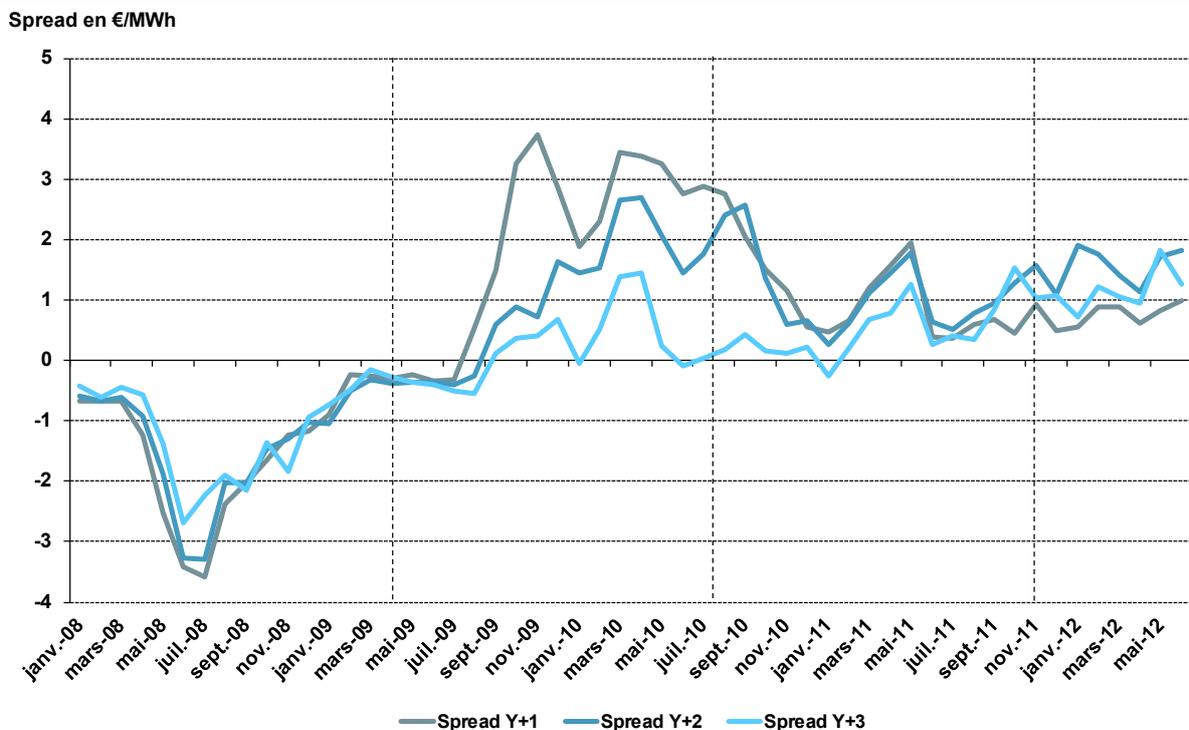
maturité est proche. À partir de mi-2011 cependant, avec l'inversion des spreads (avec l'Allemagne et les Pays-Bas) ou leur resserrement (avec la Belgique), les différentiels de prix sont plus faibles sur les produits Y+1 que sur les produits Y+2 et Y+3. Ce constat s'observe pour les trois pays (cf. Graphique 26 à Graphique 28).

Graphique 26 : Différentiels de prix sur les produits calendaires France – Allemagne (moyennes mensuelles)



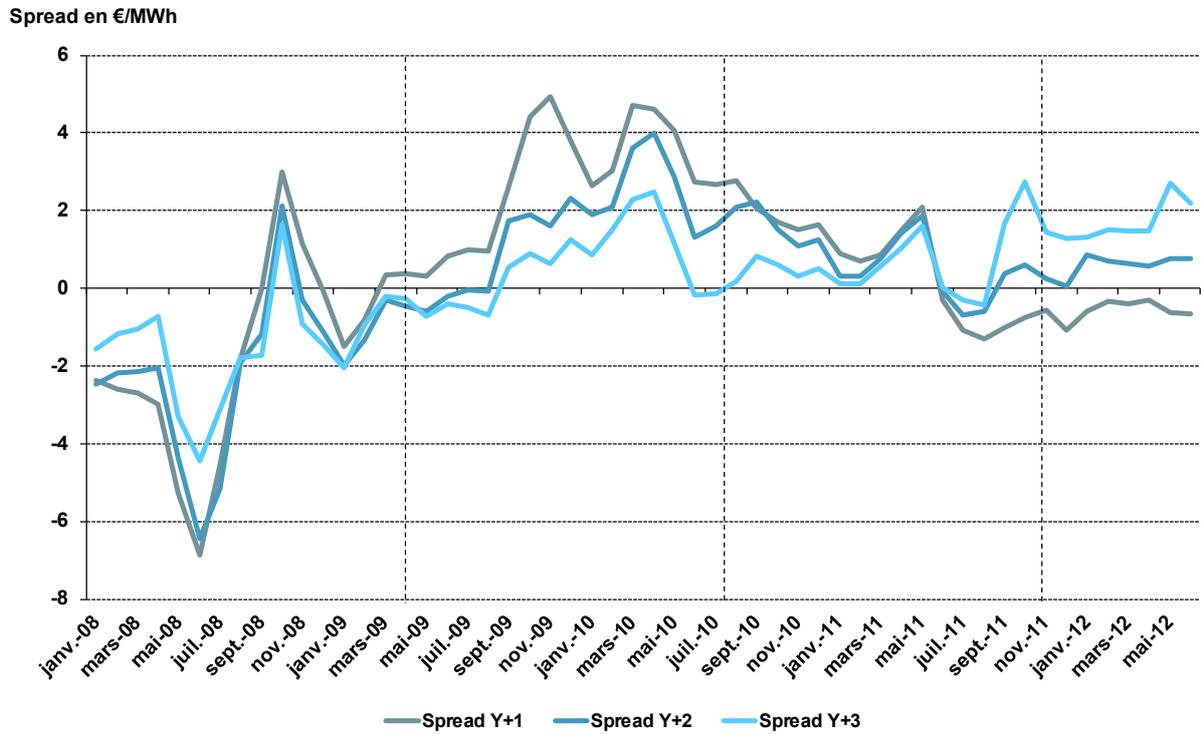
Source : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

Graphique 27 : Différentiels de prix sur les produits calendaires France – Belgique (moyennes mensuelles)



Source : EEX Power Derivatives, APX-ENDEX – Analyse : CRE

Graphique 28 : Différentiels de prix sur les produits calendaires France – Pays-Bas (moyennes mensuelles)



Source : EEX Power Derivatives, APX-ENDEX – Analyse : CRE

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

Au 1^{er} janvier 2012, la puissance électrique installée en France s'élève selon RTE à 126,5 GW¹⁵, soit une hausse de 3 GW au cours de l'année écoulée. Le Graphique 29 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 est due principalement au raccordement de 2 centrales à cycle combiné gaz et de 2 centrales à turbine à combustion d'une puissance totale de 850 MW. Le réseau de distribution connaît lui une croissance soutenue des capacités de production renouvelables raccordées, avec plus de 1300 MW supplémentaires de photovoltaïque et 875 MW d'éolien.

Si l'on considère uniquement le parc de référence raccordé au réseau de transport, la capacité installée totalise 106 GW, dont près de 63,1 GW pour la seule filière nucléaire qui représente ainsi 59,7 % de ce parc. L'hydraulique en constitue pour sa part 22,9 % 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 6,6 % et 6,5 %), même si la filière gaz (4,3 %) connaît un fort développement.

La puissance installée exploitée par le groupe EDF représente plus de 96 GW soit environ

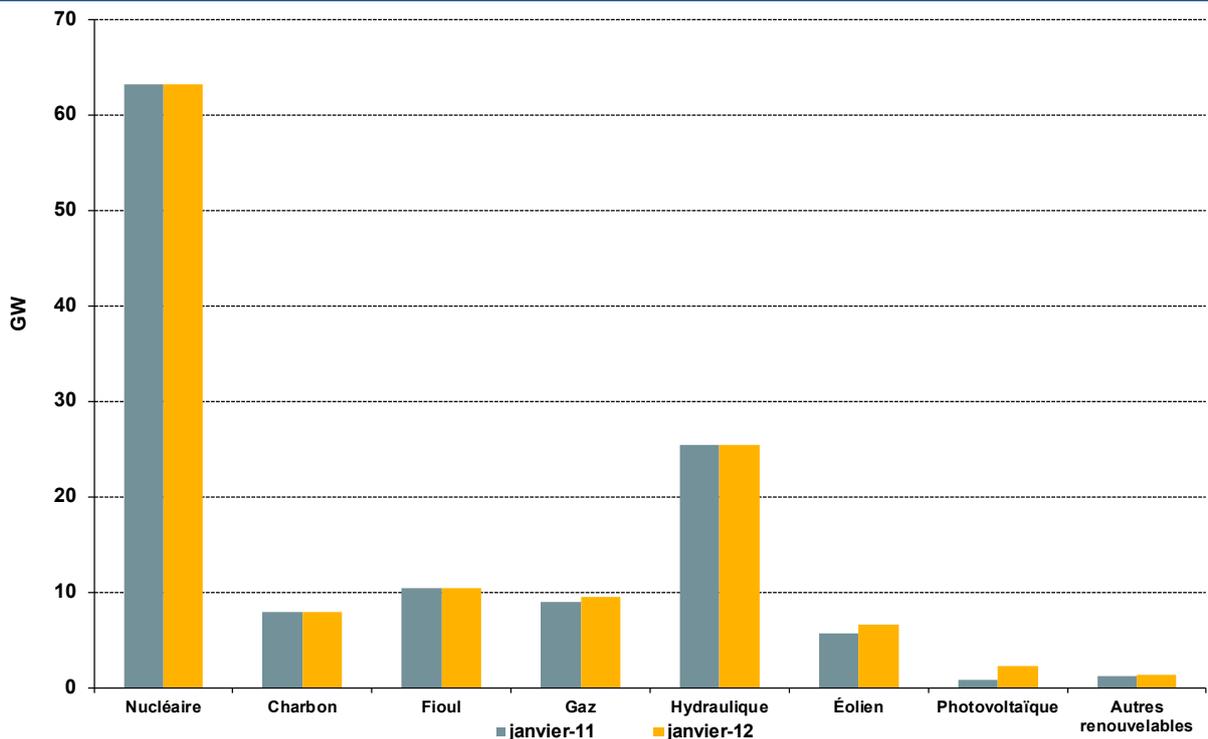
91 % du parc de référence. Les principaux concurrents du producteur historique français sur le marché de la production d'électricité sont :

- 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.

¹⁵ http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/Bilan_electrique/RTE_bilan_electrique_2011.pdf

Graphique 29 : Parc de production électrique français (niveaux des différents parcs)



Source : RTE

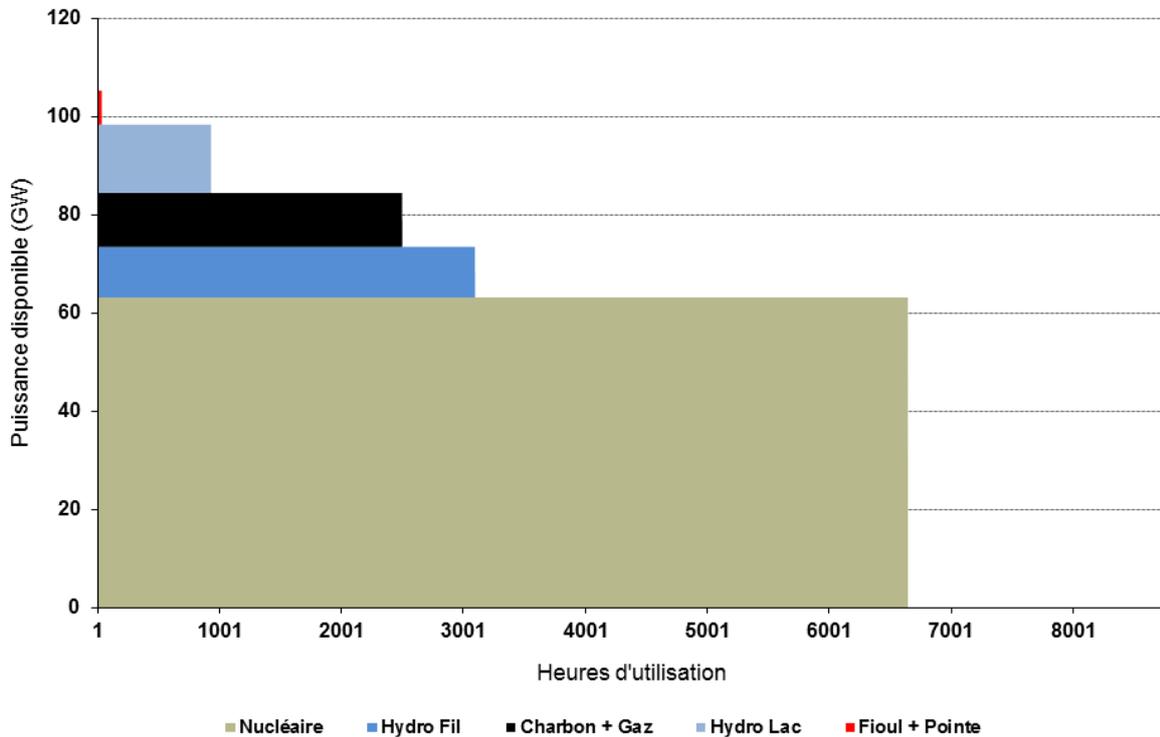
3.1 Les taux d'utilisation des différentes filières reflètent les niveaux relatifs de coût marginal de production. La disponibilité du parc nucléaire, en nette progression en 2011, est en retrait au deuxième trimestre de 2012

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 dans le Graphique 30. Ces

durées équivalentes reflètent 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 2011 le parc nucléaire, avec 76 % du temps contre 73 % en 2010, en raison d'une disponibilité accrue. A l'opposé, la filière fioul qui constitue la production de pointe n'est utilisée que 0,4 % du temps.

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

Graphique 30 : Durée d'utilisation des différentes filières du parc de production en 2011



Source : RTE - Analyse : CRE

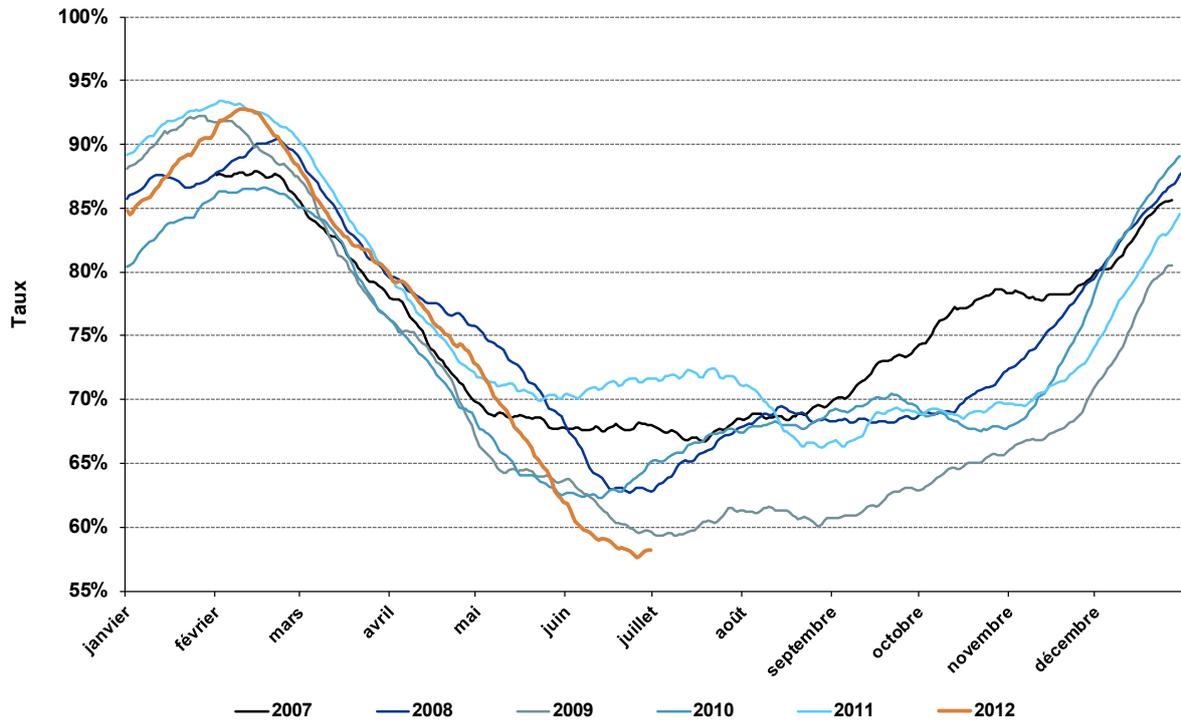
- **Un taux de production et une disponibilité du parc nucléaire en nette progression en 2011, mais qui présentent des forts signes de repli en 2012**

Caractérisée par une saisonnalité importante liée à celle de la demande d'électricité, la production nucléaire a enregistré en 2011 un taux de production de 77,7 %, en progrès par rapport aux 74,1 % de 2010. Ce niveau correspond au taux le plus important enregistré depuis 2007. La production totale des centrales nucléaires s'est élevée à 421 TWh, en hausse de 3,2 % relativement à l'année précédente.

L'amélioration de la disponibilité du parc nucléaire en 2011 a eu pour conséquence une forte amélioration du solde exportateur, qui s'est redressé à partir du mois de mai 2011

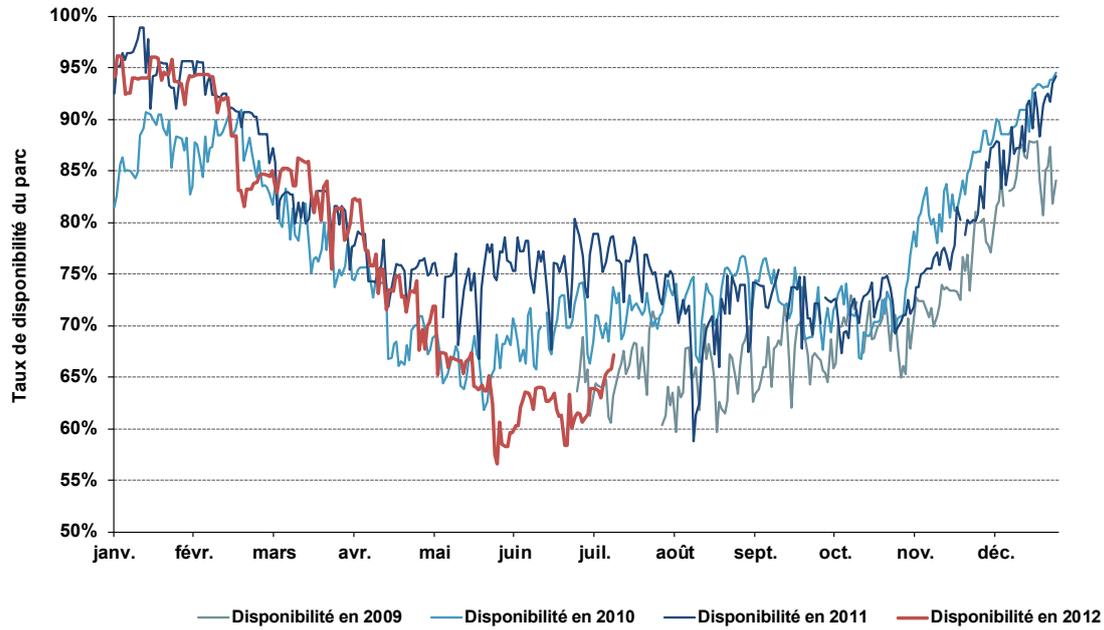
jusqu'à retrouver des valeurs estivales proches de celles observés en 2007 (cf. Graphique 31 à Graphique 33).

Le début de l'année 2012 a été caractérisé par un taux de production et une disponibilité des centrales de production nucléaire comparables à ceux de l'année précédente. Le second trimestre de l'année 2012 marque toutefois un repli significatif du taux de production nucléaire par rapport à celui observé les années précédentes. Cette baisse peut être attribuée en partie à la forte baisse de la disponibilité nucléaire au mois de mai et juin au cours desquels de nombreux retours des centrales nucléaires en arrêt planifiés ont été décalés (cf. Graphique 32). La disponibilité du parc nucléaire en mai et juin a atteint des points bas et s'est inscrite en retrait de plus de 10 points par rapport à la celle constatée au cours des mêmes mois des deux années précédentes.

Graphique 31 : Taux de production nucléaire 2007-2012 (Production nucléaire réalisée / Capacité nucléaire installée - Moyenne mobile sur 30 jours)

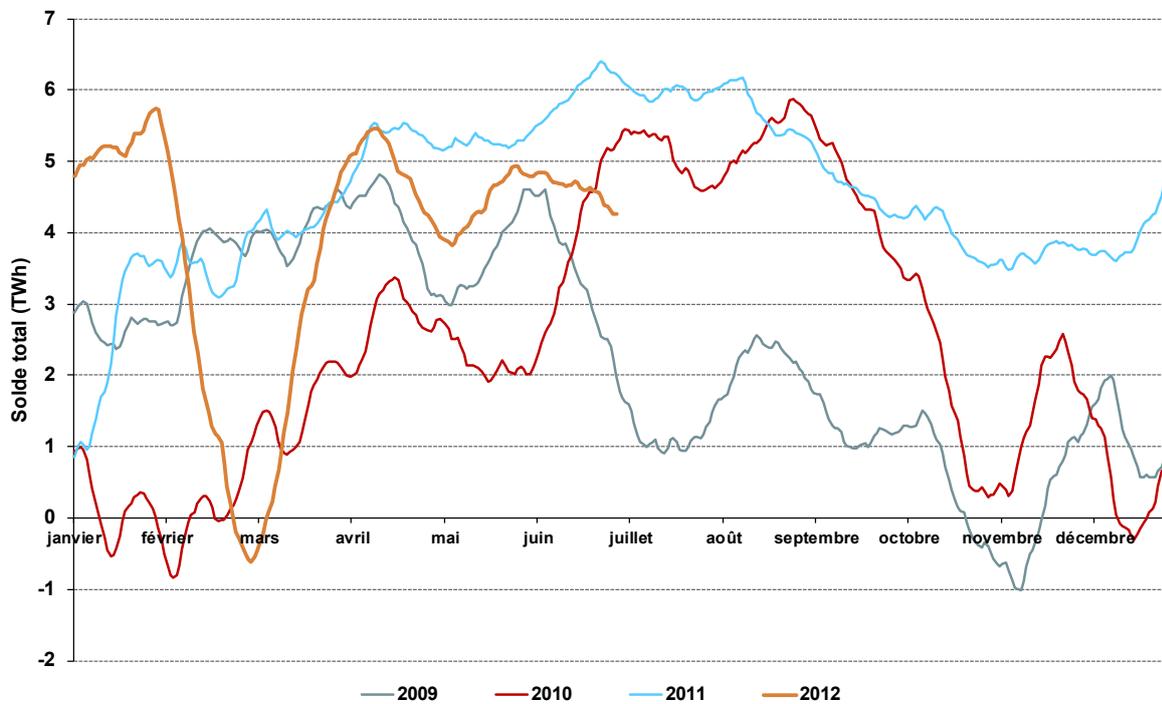
Sources : RTE - Analyse : CRE

Graphique 32 : Taux de disponibilité nucléaire 2009-2012 (Puissance nucléaire disponible / Puissance nucléaire installée)



Source : RTE - Analyse : CRE

Graphique 33 : Solde exportateur mensuel 2009-2012 (moyenne mobile sur 30 jours)



Sources : RTE - Analyse : CRE

- **Des niveaux de stocks hydrauliques en 2011 en baisse en raison d'une faible pluviométrie, qui connaissent un rétablissement significatif en 2012**

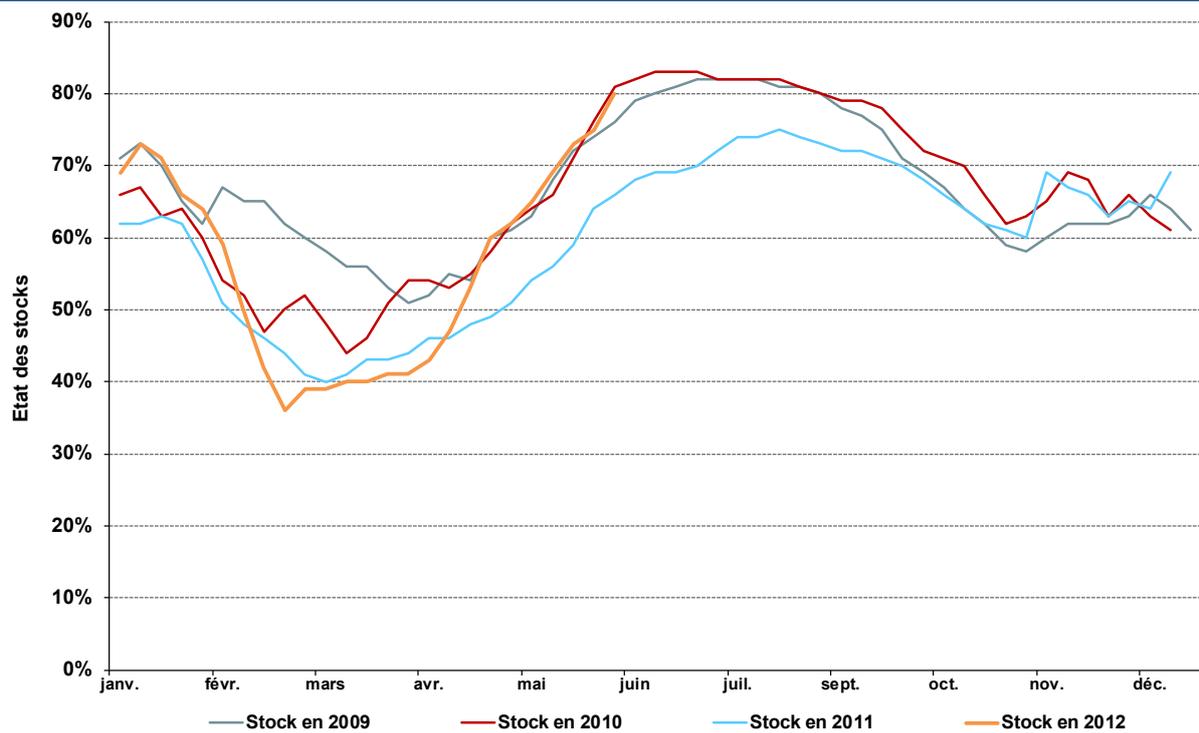
En 2011, on constate une forte décreue des stocks hydrauliques enregistrés dans les lacs de barrage atteignant un minimum de 40 % en mars. Ainsi comme le montre le Graphique 34 cette valeur est particulièrement basse au regard des niveaux constatés les années antérieures témoignant d'une faible hydraulicité au cours de l'année 2011. Selon Météo France, à la faveur d'un printemps exceptionnellement sec (le plus sec depuis au moins 1959), mais aussi d'un automne peu humide, 2011 compte parmi les années les plus sèches que la France ait connues au cours des cinquante dernières années.

Au cours des premiers mois de l'année 2012, les niveaux de stocks atteignent un niveau particulièrement bas relativement aux années précédentes avec un minimum de 36 % au cours du mois de février. En effet, partant d'un niveau historique élevé début janvier, les

stocks hydrauliques ont fortement baissé au cours de la vague de froid qui a touché l'ensemble de l'Europe début février. Sur le second trimestre 2012, l'augmentation importante de la pluviométrie a favorisé la reconstitution des stocks hydrauliques permettant ainsi de ramener leur niveau à des valeurs semblables à celles connues en 2009 et 2010 à la même période.

En 2011, la production d'électricité totale d'origine hydraulique s'est élevée à 50,3 TWh, soit une baisse de près de 26 % relativement à 2010. La production issue des centrales thermiques à combustible fossile a également baissé de près de 14 % (cf. Tableau 6 : Production d'électricité pour les différentes filières). La baisse au sein de ce groupe est principalement portée par la filière charbon avec seulement 13 TWh produits en 2011, en baisse de 29,9 % relativement à l'année précédente. S'agissant des productions éolienne et photovoltaïque on constate une forte augmentation qui s'explique par le développement des parcs.

Graphique 34 : Stocks hydrauliques



Sources : RTE - Analyse : CRE

Tableau 6 : Production d'électricité pour les différentes filières

Filière	Énergie totale produite (TWh)	Variation 2011/2010	Taux de production (% de la puissance installée)
Nucléaire	421,1	+3,2 %	76,1 %
Charbon	13,4	-29,9 %	19,3 %
Fioul	8,1	+0,7 %	8,9 %
Gaz	29,7	-0,5 %	35,7 %
Hydraulique	50,3	-25,6 %	22,6 %
Éolien	11,9	+22,8 %	20,5 %
Photovoltaïque	1,8	+208,7 %	9,2 %
Autres sources d'énergie renouvelables	5,6	+12,3 %	50,3 %

Sources : RTE

3.2 En 2011, la filière hydraulique n'a quasiment jamais été marginale. Les frontières et la filière thermique classique sont désormais plus souvent marginales, les résultats obtenus aux frontières étant par ailleurs cohérents avec l'élargissement du couplage CWE

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.

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.

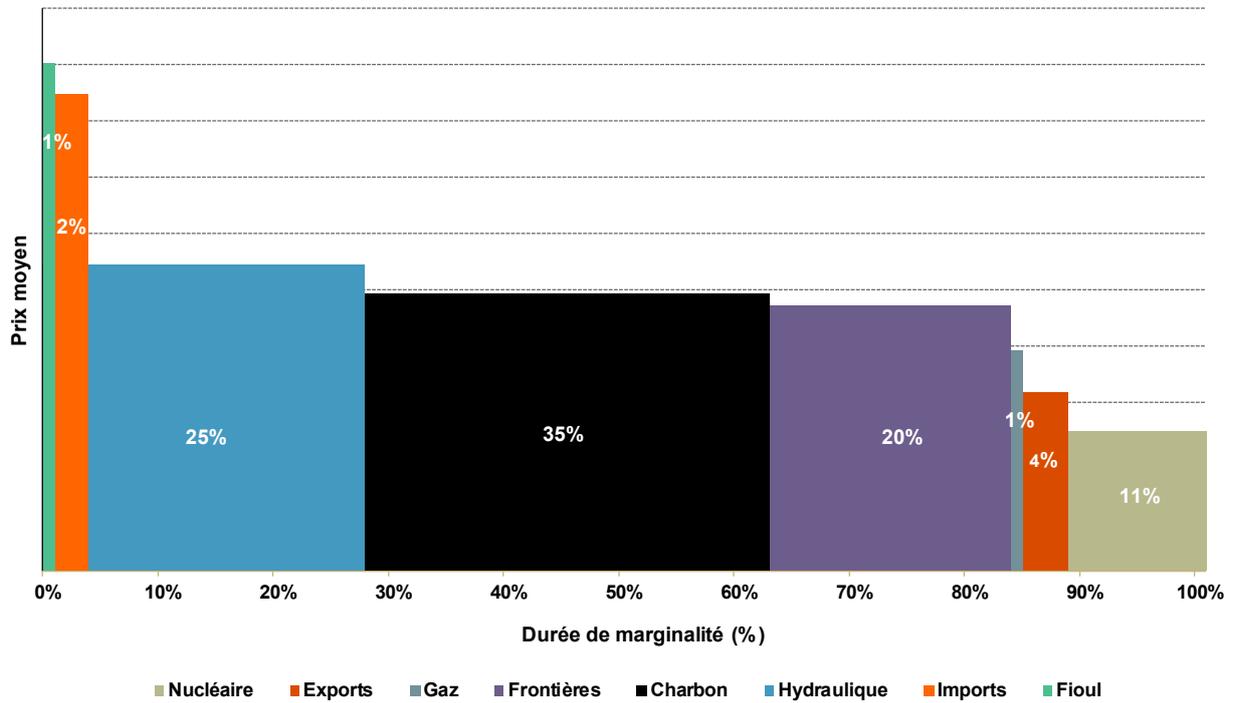
L'analyse présentée ici retient à la fois un critère de prix et un critère de puissance afin de déterminer l'unité et donc la filière marginale à un instant donné :

- 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.

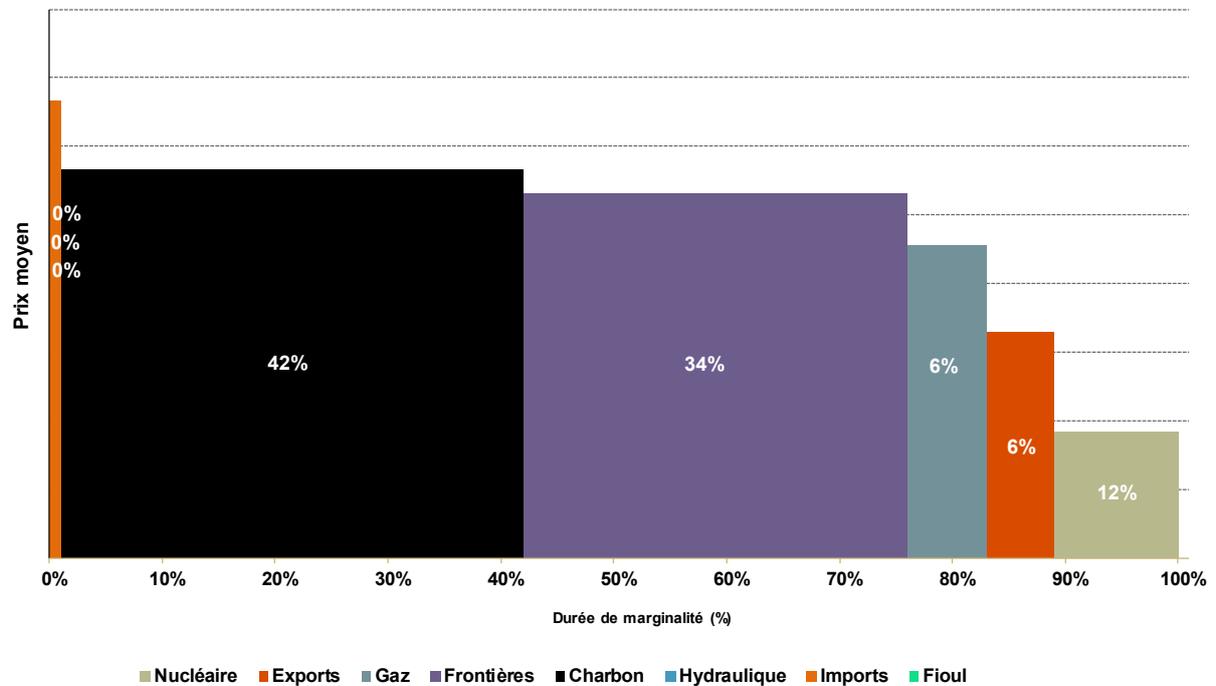
Parmi toutes les unités respectant ces deux critères, est ensuite considérée comme marginale celle dont le coût de production est le plus proche du prix de marché. Si toutefois aucune unité ne les respecte, on considère alors que les niveaux de prix sont expliqués par l'offre et la demande émanant de l'étranger, et les frontières sont alors considérées comme marginales.

Les résultats de ces estimations sont résumés, pour 2010 et 2011, dans les graphiques ci-dessous. 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.

Graphique 35 : Durée de marginalité des différentes filières de production en 2010



Graphique 36 : Durée de marginalité des différentes filières de production en 2011



L'évolution des résultats obtenus en 2010 et 2011 met en évidence :

- une stabilité de la durée de marginalité de la filière nucléaire qui ne détermine toutefois le prix que dans 12 % des cas (pour une production représentant 78 % de la production en 2011) ;
- une très forte diminution de la durée de marginalité de la filière hydraulique : celle-ci était marginale 25 % du temps en 2010, elle ne l'est quasiment plus en 2011 ;
- et en contrepartie, une augmentation de la durée de marginalité des frontières (de 27 % en 2010 à un total de près de 40 % en 2011) et des filières charbon et gaz.

Les prix observés au cours des heures de marginalité des filières thermiques à combustible fossile ont significativement augmenté. Ces constats sont cohérents avec la hausse des cours de combustibles au cours de l'année 2011. En contrepartie, une baisse est constatée dans le cas de la filière nucléaire.

Au total en 2011, les prix de marché ne pouvaient être expliqués par le coût marginal d'aucune unité de production (au seuil de 5 €/MWh) dans 40 % des cas. Par rapport au niveau observé en 2010, cette durée de marginalité aux frontières a sensiblement augmenté en 2011 (+48 %). On considère dans ces cas-là, comme précisé précédemment, que ce sont les échanges aux frontières qui ont déterminé le prix sur le marché français.

Les résultats obtenus s'agissant des frontières et également de la marginalité de la filière charbon sont cohérents avec l'élargissement du couplage CWE. Depuis novembre 2010, le marché allemand a en effet rejoint le couplage trilatéral (TLC) entre la France, la Belgique et les Pays-Bas.

3.3 Le dispositif transparence s'est enrichi en 2011 et 2012 et apporte une réponse aux obligations du règlement REMIT. La qualité des prévisions s'améliore avec toutefois un taux de transmission en retrait

- **Le dispositif transparence s'est enrichi en 2011 et facilite depuis le 1^{er} janvier 2012 le respect des obligations de transparence imposées par le règlement REMIT**

L'Union Française de l'Électricité (UFE) 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 production¹⁶. 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.

Depuis le 1^{er} 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 renforcé en décembre 2010 par la publication pour ces unités des arrêts fortuits, sous un délai de 30 minutes, complétée au plus tard le lendemain matin de l'arrêt par les causes et la date estimée de remise en service.

¹⁶ Voir notamment la délibération de la CRE du 20 novembre 2009

L'UFE poursuit le développement de son dispositif de transparence avec des améliorations adoptées en 2011 et au premier semestre 2012. Les informations complémentaires désormais publiées depuis le 1^{er} janvier 2012 constituent un vecteur permettant aux acteurs de marché de respecter les obligations de transparence de marché imposées par le règlement REMIT :

- au cours de l'année 2011, l'UFE a enrichi son dispositif en mettant en œuvre plusieurs mesures visant à augmenter le degré de transparence sur le marché français :
 - depuis le 25 janvier 2011, la publication d'estimations faites par RTE de production éolienne pour la journée du lendemain est mise quotidiennement à disposition des acteurs du marché ;
 - depuis le 13 décembre 2011, la publication, sous une heure, des données de la production réalisée des groupes de plus de 100 MW, ainsi que les prévisions de production du parc UFE pour le lendemain.
- une nouvelle amélioration a également été apportée à partir du 1^{er} janvier 2012 avec la création d'une page sur la plateforme de transparence du gestionnaire du réseau dédiée aux informations complémentaires à celles déjà délivrées notamment sur la disponibilité prévisionnelle et sur les arrêts fortuits du parc de production électrique. Ces nouvelles informations, sous forme de déclaration par les producteurs, peuvent ainsi concerner, par exemple, des indisponibilités fortuites partielles ou des décalages dans les redémarrages de groupes de production.

Cette publication permet à l'ensemble des acteurs du marché d'évaluer, plus finement encore, la situation de l'offre émanant des producteurs rassemblés au sein de l'UFE. Cette démarche contribue activement à la transparence du marché électrique français et facilite l'application des dispositions réglementaires actuelles et prochaines en matière de transparence.

On peut rappeler qu'EDF a fait évoluer en juillet 2011 le mode de calcul des dates de retour sur le réseau des groupes nucléaires. Alors que 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.

A l'exception notable du taux de transmission, plusieurs indicateurs statistiques témoignent de l'amélioration de la qualité des prévisions

- **Un taux de transmission en retrait**

Le taux de transmission constaté dans le cas des prévisions de disponibilité s'est dégradé en 2011 par rapport à 2010. 84,3 % des informations nécessaires à l'établissement des prévisions de disponibilité par filière de production ont été transmises en moyenne, contre 89,6 % en 2010. 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 baisse à 89 % en 2011 contre 94 % l'année précédente.

Tableau 7 : Disponibilités prévisionnelles des différentes filières

Filière Données	Charbon	Hydraulique fil de l'eau	Fioul	Gaz	Nucléaire	Hydraulique lac	Total
Taux de prévisions exhaustives	93,6 %	82,1 %	95,6 %	54,8 %	93,6 %	85,9 %	84,3 %
Ecart statistique moyen à 7 jours	478 MW	86 MW	242 MW	98 MW	1404 MW	124 MW	2433 MW
Ecart statistique moyen (J-7) en % du parc	6,1 %	0,8 %	2,3 %	1,0 %	2,2 %	0,9 %	2,1 %
Ecart statistique moyen (J-7) (2010)	6,4 %	0,0 %	2,8 %	2,9 %	3,1 %	0,6 %	2,4 %

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

*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.

- **La disponibilité prévisionnelle s'améliore globalement**

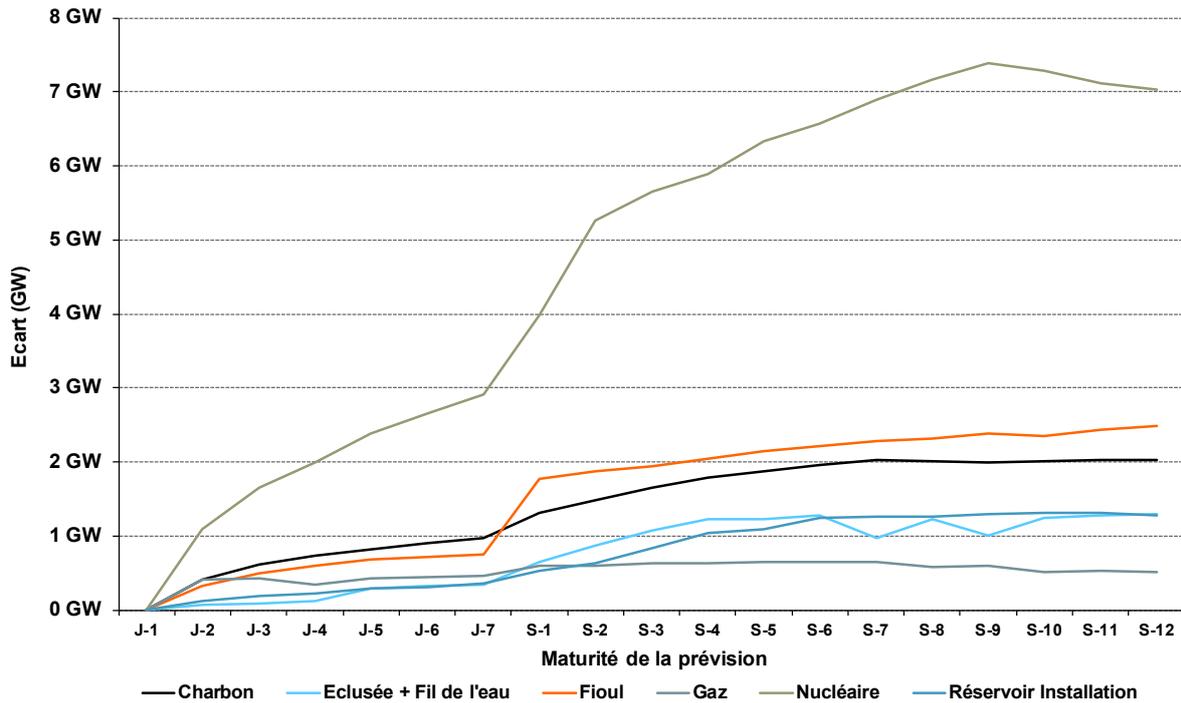
Afin de mesurer la qualité des précisions publiées pour les différentes filières, l'écart entre les disponibilités prévisionnelles annoncées aux diverses échéances et la valeur réalisée est mesuré.

Comme l'année précédente, on constate un écart statistique positif¹⁷ pour toutes les filières thermiques de production. Cet écart baisse par rapport à 2010. Dans le cas du nucléaire, l'écart entre prévisions à 7 jours et réalisation de la disponibilité s'élève en moyenne à 1,4 GW contre 1,9 GW en 2010. Cette baisse peut être reliée à l'amélioration rappelée

précédemment quant aux modalités de calcul des dates de retour de tranches à l'arrêt d'EDF.

Le Graphique 37 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.

¹⁷ On peut rappeler que cet écart s'explique par 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.

Graphique 37 : Écart moyen entre les prévisions de disponibilité et la dernière prévision (J-1)¹⁸

Source : RTE ; Analyse CRE

¹⁸ 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.

- La disponibilité réalisée reste statistiquement inférieure aux prévisions publiées en J-1 pour la filière nucléaire mais l'écart se réduit

La comparaison des disponibilités prévisionnelles annoncées en J-1 et à celles effectivement réalisées révèle une

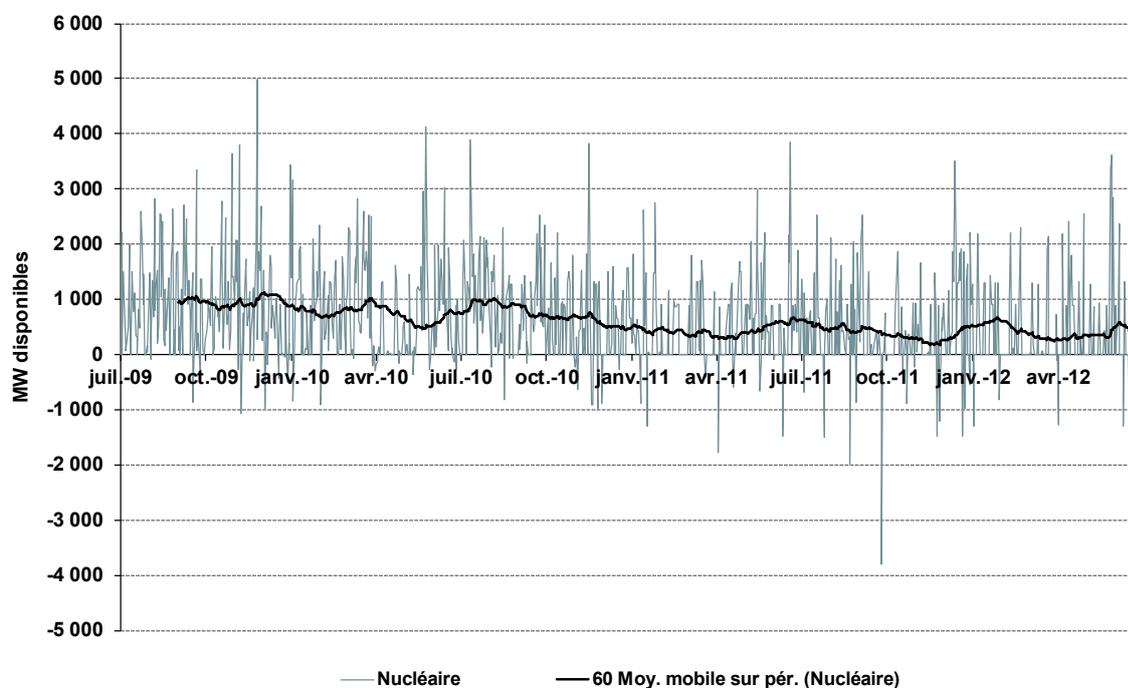
surévaluation statistique des disponibilités prévisionnelles annoncées dans le cadre du dispositif de transparence. Sur l'ensemble des filières, celle-ci est évaluée à près de 686 MW sur l'année 2011 contre 1048 MW en 2010. Cette réduction s'explique en grande partie par la baisse de l'écart constaté pour la filière nucléaire qui passe de 716 MW à 435 MW en 2011 (cf. Graphique 38).

Tableau 8 : Écarts moyen entre disponibilités prévisionnelles en J-1 et réalisées

Charbon	Hydraulique fil de l'eau	Fioul	Gaz	Nucléaire	Hydraulique lac	Total
135 MW	15 MW	100 MW	-43 MW	435 MW	44 MW	686 MW

Source : RTE ; Analyse CRE

Graphique 38 : Écart moyen entre la prévision (J-1) et la disponibilité nucléaire réalisée



Source : RTE - Analyse CRE

3.4 Une légère hausse de l'écart entre les prix et les coûts marginaux du système d'EDF en 2011 pour lesquels EDF a apporté des justifications technico-économiques. La valorisation des offres d'EDF sur le mécanisme d'ajustement fait l'objet d'un examen particulier

- Les offres sur les marchés globalement cohérentes avec les coûts marginaux

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 sur 2011 a été de 5,0 % contre 3,2 % en 2010. Pour mémoire, cet écart était de 6 % en 2009 (cf. Rapport de Surveillance 2009-2010 publié en octobre 2010). La CRE a interrogé EDF sur les causes d'une telle hausse. EDF a été en mesure de justifier cette augmentation de l'écart prix-coûts principalement par les raisons suivantes :

- l'amplitude des variations de coûts dans les zones de discontinuité de la courbe d'offre d'EDF a augmenté, notamment au niveau de changement des filières de production nucléaire-charbon, en raison de la hausse du prix de charbon et à la faible production hydraulique ;
- la demande plus faible et la meilleure disponibilité du parc nucléaire ont conduit à une formation des prix à proximité de la zone de discontinuité des filières nucléaire-charbon de façon sensiblement plus fréquente en 2011 qu'en 2010. Dans cette zone de discontinuité de la courbe d'offre des faibles aléas sur le volume adressé à EDF peuvent avoir un impact très important sur les indicateurs de coût marginal et ainsi générer des écarts importants.

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.

- La politique de valorisation d'EDF sur le mécanisme d'ajustement fait l'objet d'un examen particulier

La CRE a étendu les analyses précédentes (écarts entre prix spot et coût marginal du système EDF) aux offres d'EDF activées par RTE sur le mécanisme d'ajustement et les coûts marginaux du parc thermique d'EDF.

Sur l'année 2011, la CRE a constaté des écarts moyens pour les offres à la hausse et à la baisse plus importants que ceux observés entre les prix sur le marché spot et les coûts marginaux du parc EDF.

La CRE a interrogé EDF quant aux raisons de tels écarts. EDF a apporté les explications suivantes :

La construction des offres d'EDF sur le mécanisme d'ajustement est fondée sur les coûts de production intégrant, outre le coût variable direct de la production, des coûts et des risques propres au mécanisme d'ajustement :

- surcoûts liés à la baisse de la fiabilité des centrales résultant des modulations imposées par l'ajustement ;
- risque d'écarts de traçabilité entre RTE et EDF ;
- coûts liés à la gestion des offres sur le mécanisme d'ajustement.

La couverture de ces différents éléments se traduit au total par l'application d'un talon à toutes les offres proposées par EDF sur le mécanisme d'ajustement, sans différenciation par filière de production.

EDF a fourni des éléments technico-économiques à l'appui de ces explications, en particulier une évaluation de l'impact en termes de disponibilité du fonctionnement en modulation de ses moyens de production.

Par ailleurs, EDF a souligné que l'amplitude des plages horaires du mécanisme d'ajustement (6 plages de prix d'amplitude variant de 3 à 6 heures) impliquait des risques qui devaient être couverts. Sur ce point, EDF a indiqué à la CRE qu'il finalisait une phase de test de ses systèmes d'information afin de retenir désormais, dans l'attente de la réduction de ces plages, une prudence plus réduite. Cette évolution a été prévue pour novembre 2012.

S'agissant de l'amplitude du talon, la mise à jour des dernières données dont dispose EDF l'a amené à revoir ce talon à la baisse.

Enfin, ce talon reste appliqué de façon uniforme indépendamment de la filière de production sous-jacente à l'offre valorisée sur le mécanisme d'ajustement. EDF examine la possibilité de différenciation de ce talon par filière. La CRE considère qu'une telle évolution serait de nature à clarifier la contribution des coûts de production de chaque filière au coût de l'ajustement du système global et améliorerait les modalités d'intervention d'EDF sur le mécanisme d'ajustement.

Des travaux approfondis sur l'amplitude des écarts se poursuivent.

4. ANALYSE DES OFFRES SUR LE MARCHÉ SPOT ET DES NOMINATIONS AUX INTERCONNEXIONS

4.1 Sur le marché spot, la cohérence des offres avec l'état physique du système électrique se vérifie

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

- **Comme en 2010, 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 39 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 2011, les offres horaires à tout prix (pour 0 €/MWh) étaient en moyenne de 3 838 MWh, en diminution de 8 MWh par rapport à 2010.

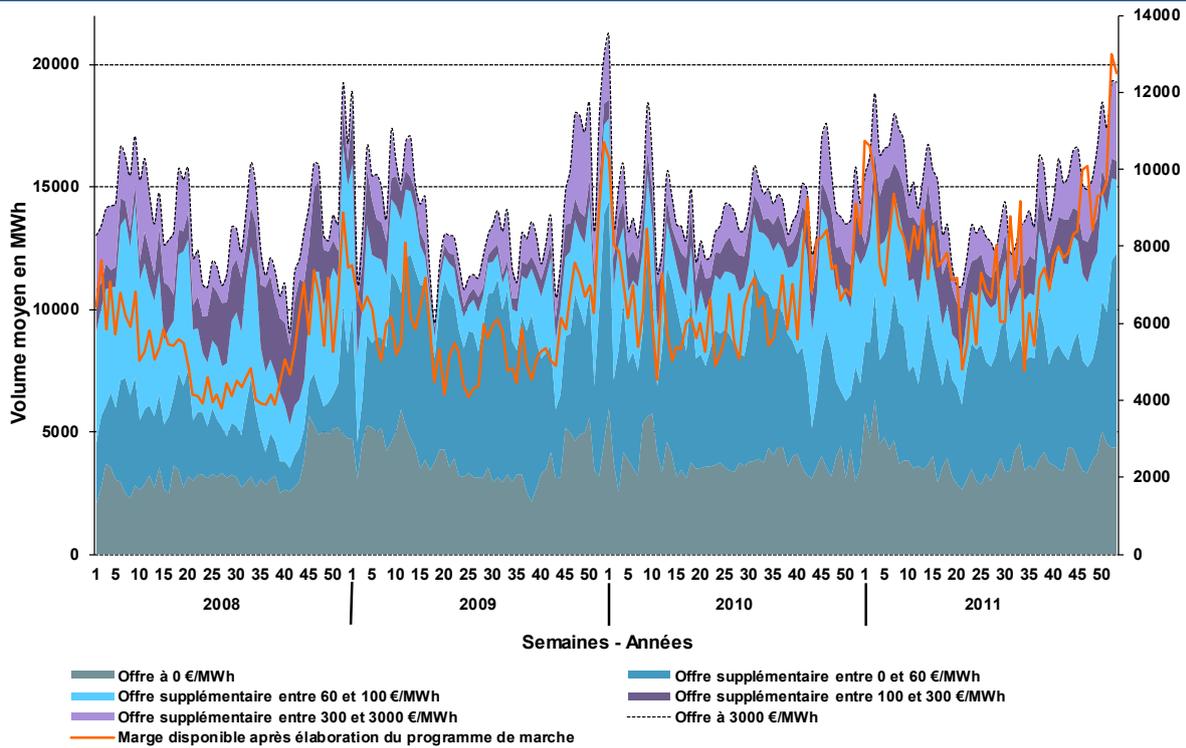
Au cours de l'année 2011, on observe que les offres entre 0 et 60 €/MWh représentent 32 % des volumes offerts avec un volume moyen d'environ 4 721 MWh. On note que cette proportion augmente au cours de l'année, suivant ainsi la tendance inverse des prix des combustibles.

Le volume moyen de l'offre horaire entre 60 €/MWh et 100 €/MWh s'est élevé à 3 134 MWh, en hausse de 4 % par rapport à 2010.

Au-delà de 100 €/MWh, le volume moyen de l'offre horaire augmente de 870 MWh à 3270 MWh, dont 1539 MWh pour la tranche 100-300 €/MWh. Ces offres 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.

Graphique 39 : Offre agrégée et indicateur de marge - 2011



Source : EPEX - Analyse CRE

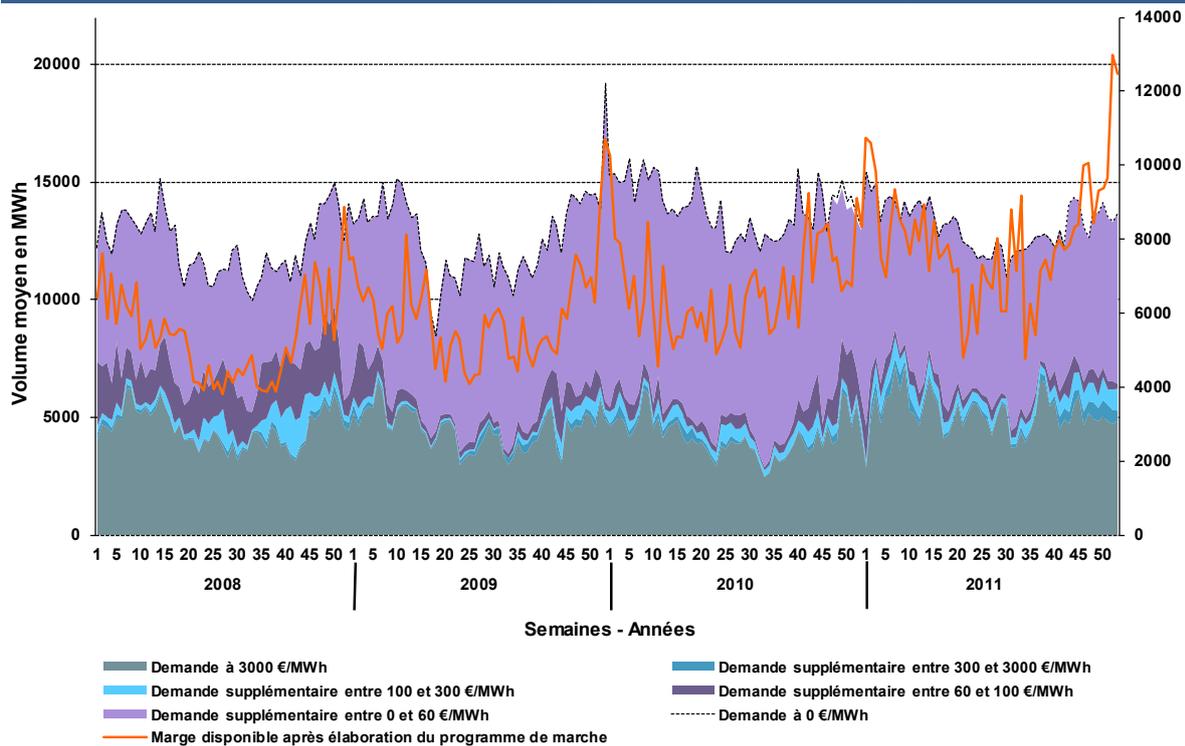
- **La demande en dessous de 100 €/MWh diminue alors que la demande à tout prix augmente.**

En 2011, 54 % de la demande agrégée est caractérisée par une disposition à payer comprise entre 0 et 100 €/MWh (cf. Graphique 40) contre 66 % en 2010. Le volume horaire

moyen demandé pour une disposition à payer entre 100 €/MWh et 300 €/MWh est relativement faible (environ 530 MWh).

Le volume moyen des offres horaires de la demande à tout prix représente en moyenne horaire 5 154 MWh en 2011 soit en progression de 992 MWh par rapport à 2010.

Graphique 40 : Demande agrégée et indicateur de marge - 2011



Source : EPEX - Analyse CRE

4.2 Comportement des acteurs aux frontières : une enquête spécifique a été menée sur les échanges infra-journaliers sur les interconnexions avec l'Allemagne et la Suisse

- Les nominations d'énergie à contresens des prix horaires de capacités journalières ont eu tendance à stagner en 2011

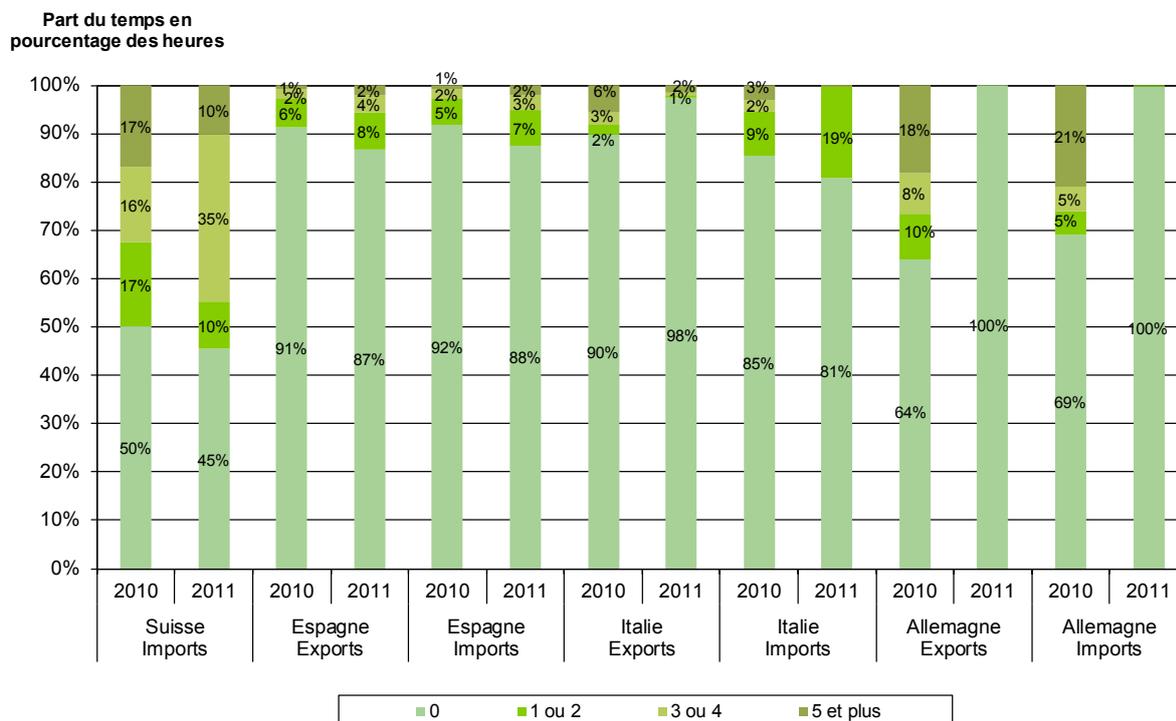
Une nomination d'énergie à contre-sens se produit quand un acteur importe ou exporte de l'énergie à l'opposé du différentiel de prix entre les deux pays, en nommant une capacité d'interconnexion journalière, c'est-à-dire après avoir eu connaissance de prix spot de référence. Par exemple l'acteur importe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

Entre 2010 et 2011, le Graphique 41 montre que la proportion d'heures enregistrant des nominations à contre-sens a augmenté de 4 points sur la frontière avec l'Espagne à l'import (12 %) et à l'export (13 %), de 5 points sur la frontière suisse à l'import (55 %) et de 4 points sur la frontière avec l'Italie à l'import (19 %). A l'inverse, la part d'heures avec occurrence de flux à contre-sens a baissé de 8 points sur la frontière italienne à l'export, tombant à 2 % en 2011. Sur la frontière allemande, la mise en place du couplage de marché depuis novembre 2010 permet d'optimiser l'utilisation de la capacité d'interconnexion journalière, annulant ainsi la possibilité de nominations à contre-sens.

Cependant, il faut prendre en considération que certains acteurs peuvent 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 nominées. Ainsi, des nominations sur plusieurs heures jugées à contre-sens vis-à-vis de certains prix horaires pourraient être justifiées si comparées aux prix blocs.

Graphique 41 : 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 2010 et en 2011



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

- **Utilisation des capacités d'interconnexion en infra-journalier sur les frontières France-Allemagne et France-Suisse**

Sur le premier semestre 2011 pour l'interconnexion France-Allemagne et sur les premiers mois de 2012 pour l'interconnexion France-Suisse, le comportement suivant a été constaté lors du processus d'allocation explicite de la capacité infra-journalière :

- certains acteurs réservent toute ou partie de la capacité restante pour une heure de livraison donnée, dès sa mise à disposition ;
- peu de temps avant la clôture du processus d'allocation, ces mêmes acteurs réservent un volume similaire pour la même heure de livraison dans l'autre sens, ce qui annule la réservation initiale.

Ce comportement est possible compte tenu du mécanisme d'allocation actuellement en vigueur sur ces frontières. Le mécanisme mis en place au 1^{er} janvier 2012 sur la frontière France-Suisse est en effet continu et entièrement explicite. L'allocation sur la frontière France-Allemagne est continue et à la fois implicite et explicite depuis décembre 2010. Dans le cas d'une allocation explicite, les processus d'allocation de la capacité et d'achat/vente d'énergie ne sont pas couplés. Par ailleurs, la capacité d'interconnexion disponible en infra-journalier pour chaque heure de la journée est proposée la veille à partir de 21h05 : elle est gratuite et allouée aux acteurs sur le principe du premier arrivé-premier servi.

Dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros et des échanges aux frontières, la CRE a donc mené une analyse sur les comportements des acteurs lors de l'allocation infra-journalière des capacités sur les interconnexions France-Allemagne et

France-Suisse, analyse dont elle a rendu compte dans sa délibération du 19 juillet 2012¹⁹.

La CRE a interrogé deux acteurs actifs sur l'interconnexion France-Allemagne et cinq acteurs actifs sur l'interconnexion France-Suisse quant aux raisons techniques et économiques pouvant justifier un tel comportement.

Dans le cas de la frontière avec l'Allemagne, et dans le contexte de couplage des marchés spots français et allemand, la CRE a également demandé aux acteurs concernés de lui fournir leurs données de transactions réalisées sur les marchés infra-journaliers français et allemand, dans la mesure où les transactions effectuées sur le marché allemand sont susceptibles d'avoir un impact sur le niveau de prix infra-journaliers ou spot français.

Les explications apportées par l'ensemble des acteurs se rapportent au fait qu'ils cherchent à utiliser la capacité d'interconnexion afin de pouvoir profiter de situations d'arbitrage (différentiels de prix, ré-optimisation des actifs de production) ou de se couvrir en cas de déséquilibre. Les acteurs interrogés ont souligné que la déconnexion temporelle entre la réservation de capacité, les transactions et l'heure de livraison pouvait expliquer l'annulation des capacités réservées. Ainsi, les conditions de prix et de production peuvent évoluer de façon très importante et différemment des anticipations entre le moment où la capacité est mise à disposition, soit la veille au soir, et l'heure de livraison. Par ailleurs, la faible liquidité des marchés infra-journaliers suisse et français ne permet pas toujours de réaliser les transactions d'achat/vente de part et d'autre des frontières pour utiliser la capacité réservée.

La CRE a par ailleurs relevé que, sur la frontière France-Allemagne, les deux acteurs interrogés ont indiqué avoir pris des mesures opérationnelles pour que les capacités réservées correspondent autant que possible à des besoins définitifs et soient utilisées pour faire transiter de l'énergie. Cependant, un seul autre acteur a pris un engagement similaire sur la frontière France-Suisse.

La CRE a enfin constaté que l'ensemble des acteurs ont été en mesure de fournir des explications de nature technico-économique permettant, selon eux, de justifier les comportements identifiés, dans le cadre des règles actuelles de fonctionnement des mécanismes d'allocation de capacités infra-journalières. Les analyses menées par la CRE sur les cas identifiés n'ont par ailleurs pas permis de les considérer comme des manipulations de marché au sens de REMIT.

Dans la mesure où un tel comportement est susceptible d'entraîner une utilisation sous-optimale de la capacité d'interconnexion, la CRE s'est déclarée favorable à une adaptation des règles régissant l'allocation explicite de la capacité d'interconnexion infra-journalière permettant de l'éviter.

Dans sa délibération du 19 juillet 2012, la CRE a donc approuvé les évolutions des règles proposées par RTE et a également formulé des recommandations pour assurer une utilisation efficace de l'interconnexion France-Suisse, notamment en prônant la mise en place d'une allocation implicite également entre la France et la Suisse.

19

<http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbati on/regles-d-allocation-de-la-capacite-d-interconnexion-france-allemande-et-france-suisse>



SECTION II - Les marchés du CO₂

1. Marché du CO ₂ : évolution du cadre institutionnel et perspectives futures	71
2. Volumes échangés sur le marché du CO ₂	78
3. Les prix du CO ₂ en Europe	87
4. Les fondamentaux du marché européen du CO ₂	90

1. MARCHÉ DU CO₂ : ÉVOLUTION DU CADRE INSTITUTIONNEL ET PERSPECTIVES FUTURES

1.1 Le cadre de régulation envisagé au plan européen pour l'intégrité du marché du CO₂ prévoit l'inclusion du CO₂ dans le champ de la directive MIF

En décembre 2010, la Commission européenne a publié une communication en faveur d'une surveillance améliorée du marché du CO₂ au niveau européen. A cette époque, trois options se présentaient :

- 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 européen du carbone dans le cadre de la régulation relative aux marchés de l'énergie (REMIT, règlement (UE) N°1227/2011).

Depuis, la piste de l'inclusion dans REMIT a été écartée et la version finale du texte du règlement REMIT de décembre 2011 ne qualifie pas les quotas de CO₂ de « produits énergétiques de gros ». REMIT prévoit néanmoins « la surveillance des marchés de gros de l'énergie par l'ACER, en étroite collaboration avec les autorités de régulation nationales, et en tenant compte des interactions entre le système européen d'échange de quotas d'émission et les marchés de gros de l'énergie »²⁰. REMIT donne à l'ACER un accès aux données transactionnelles collectées par l'autorité en charge de la surveillance des marchés de CO₂²¹.

²⁰ Voir REMIT, règlement (UE) N°1227/2011, Article 1

²¹ REMIT, Article 10.3

La Commission européenne privilégie désormais - dans les propositions de révision des directives MIF (marchés d'instruments financiers) et MAD (directive des abus de marché) d'octobre 2011²² - l'inclusion des quotas dans la liste des produits qualifiés d'instruments financiers, et par conséquent dans le champ de la réglementation financière.

On peut enfin rappeler que le marché du CO₂ a subi différents chocs liés aux vols et fraudes de quotas. La Commission européenne a ainsi suspendu les transactions sur le marché spot du CO₂ le 19 janvier 2011 pendant plus d'une semaine à la suite des vols de quotas dans plusieurs pays, afin de renforcer la sécurité du registre.

1.2 En 2011, la CRE a mis en œuvre sa nouvelle compétence de surveillance du marché du CO₂ en coopération avec l'AMF

1.2.1 Une coopération efficace avec l'AMF

La loi de régulation bancaire et financière (LRBF) le 22 octobre 2010 a doté les deux autorités de compétences complémentaires. L'AMF supervise l'infrastructure de marché et détecte les manipulations de marché sur les échanges au comptant et à terme sur BlueNext. La CRE analyse la cohérence entre les transactions réalisées sur les marchés du CO₂ et les fondamentaux des marchés de l'énergie. Le périmètre surveillé par la CRE porte sur 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

²² Les propositions MIF et MAD sont encore en discussion et devraient entrer en vigueur à l'horizon 2014/2015.

transactions (bourse, broker, bilatéral). La partie commune aux périmètres de surveillance de la CRE et de l'AMF correspond donc à l'activité sur BlueNext des membres actifs sur les marchés français de l'électricité et du gaz naturel.

La CRE et l'AMF ont travaillé ensemble sur des événements de marché, comme lors de la chute du prix du CO₂ après la déclaration de la Commission européenne sur le projet de directive sur l'efficacité énergétique en juin 2011.

Sur les questions réglementaires, les réunions régulières entre la CRE et l'AMF ont notamment permis des échanges sur la mise en œuvre du règlement EMIR et de la révision des directives MIF et MAD.

La CRE collecte régulièrement - par l'intermédiaire de l'AMF - les données transactionnelles de BlueNext, qui détaillent les prix et les transactions de CO₂ sur le marché spot ainsi que les données relatives à la compensation des transactions bilatérales (OTC clearing). La transmission des données entre les deux Autorités permet d'éviter aux acteurs concernés d'effectuer un double reporting. Depuis mi-2011, la CRE procède en outre à la collecte des données de la bourse d'échange anglaise ICE ECX par l'intermédiaire de l'AMF et de son homologue britannique la FSA.

Ces données ne couvrent toutefois pas l'intégralité du périmètre rentrant dans le champ de surveillance de la CRE. A ce jour en effet, parmi les places de marché, les principaux brokers (membres de London Energy Brokers Association) n'ont pas encore adhéré à la démarche de la CRE. Ces brokers représenteraient près de la moitié du périmètre surveillé par la CRE (cf. Section II, 2.4).

La CRE a donc été conduite à procéder pour l'année 2011 à une collecte bilatérale.

1.2.2 En l'absence de communication des données de certaines places de marché, la CRE a dû procéder à la collecte bilatérale de données concernant les transactions 2011

des acteurs entrant dans son périmètre de surveillance

En mars 2011, en application des articles L. 131-3, L. 133-6 et L. 134-18 du code de l'énergie (cf. Encadré 3), la CRE a lancé une collecte bilatérale de données CO₂ auprès des acteurs de marché. En effet, dans l'attente de la mise en place d'une collecte généralisée au niveau européen, et faute de pouvoir obtenir les données transactionnelles pertinentes auprès de l'ensemble des places de marché concernées²³, la CRE a procédé à une collecte directe auprès des acteurs de marché entrant dans son périmètre.

Les acteurs de marché entrant dans le périmètre de la CRE comprennent l'ensemble des entreprises actives sur le marché de l'électricité et du gaz en France et enregistrées comme responsable d'équilibre ou expéditeur (environ 200 acteurs). La CRE a demandé à chacun de ces acteurs l'ensemble des transactions EUA, CER et ERU spot et dérivés conclues en 2011, incluant les transactions effectuées en France et à l'étranger, sur les places de marché françaises et étrangères.

La collecte bilatérale des données engagée en mars 2011 s'est étalée dans le temps et a nécessité de nombreux échanges avec les acteurs (voir les questions posées à la CRE dans l'Encadré 3). La quasi-totalité des acteurs a répondu aux demandes de la CRE. Les rares acteurs qui n'ont pas encore répondu font l'objet de relances.

Une approche centralisée de collecte de données reste privilégiée. Toutefois, la collecte bilatérale des données pourra être reconduite en 2012 si les brokers ne se sont pas ralliés à la démarche de collecte souhaitée, ou en cas d'événement exceptionnel sur le marché.

²³ BlueNext, EEX et depuis peu ECX transmettent de façon régulière les données transactionnelles entrant dans le périmètre de surveillance de la CRE.

La CRE a effectué une analyse en volume des données reçues des acteurs dans son périmètre, c'est-à-dire l'ensemble des transactions EUA, CER et ERU spot et dérivés conclus en 2011, incluant les transactions effectuées en France et à l'étranger, sur les bourses françaises et étrangères, en bilatéral

et sur le marché OTC intermédié, comprenant au moins un acteur dans le périmètre de la CRE. Pour une analyse en volume des données transactionnelles CO₂ collectées par la CRE pour l'année 2011, voir la Section II, 2.4.

Encadré 3

Articles du code de l'énergie régissant la collecte de données CO₂ de la CRE et questions fréquemment posées à la CRE durant la collecte

Article L. 131-3 du code de l'énergie: « *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'émission de gaz à effet de serre [...], 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.* »

Article L. 134-18 du code de l'énergie : « *Pour l'accomplissement des missions qui lui sont confiées, la Commission de régulation de l'énergie recueille toutes les informations nécessaires auprès des ministres chargés de l'économie, de l'environnement et de l'énergie, auprès des gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, des opérateurs des ouvrages de transport ou de distribution de gaz naturel et des exploitants des installations de gaz naturel liquéfié, des fournisseurs de consommateurs finals sur le territoire métropolitain continental bénéficiant de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique mentionné à l'article L. 336-1, des exploitants de réseaux de transport et de stockage géologique de dioxyde de carbone ainsi qu'auprès des autres entreprises intervenant sur le marché de l'électricité ou du gaz naturel ou du captage, transport et stockage géologique de dioxyde de carbone. Elle peut également entendre toute personne dont l'audition lui paraît susceptible de contribuer à son information.* »

Questions fréquemment posées à la CRE :

Question : toutes les transactions sont-elles concernées ou seulement celles impliquant une contrepartie française ?

Réponse CRE : la CRE collecte l'ensemble des données sur les transactions CO₂ spot et dérivés, effectuées en France et à l'étranger, sur les bourses, en bilatéral et sur le marché OTC intermédié et comportant au moins une contrepartie, française ou non, active sur les marchés de gros français de l'électricité et du gaz, dans le périmètre de la CRE, c'est-à-dire « *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* » (Article L.131-3 du code de l'énergie). Si nécessaire, les acteurs peuvent transmettre les noms des contreparties qui sont dans la liste du périmètre de la CRE seulement, remplaçant les autres noms par « Hors périmètre ».

Question : les données sur transactions intra-groupe doivent-elles être transmises?

Réponse CRE : d'après l'article L.131-3 du code de l'énergie, les transactions internes à un

groupe font partie du périmètre de la CRE. Pour les besoins de la collecte des données 2011, les transactions internes peuvent ne pas être transmises à la CRE. La CRE examinera si de telles transactions doivent être collectées systématiquement par la suite. Si des événements de marché y conduisent, une collecte ad hoc de telles transactions pourrait être envisagée.

Question : les données sur transactions conclues avant 2011 et livrées en 2011 doivent-elles être transmises?

Réponse CRE : Non. Seules les transactions conclues en 2011 sont incluses dans le périmètre.

Question : qu'en est-il de la confidentialité des données et des moyens utilisés pour les transmettre à la CRE?

Réponse CRE : l'article L.133-6 du code de l'énergie dispose que « Les membres et agents de la Commission de régulation de l'énergie sont tenus au secret professionnel pour les faits, actes et renseignements dont ils ont pu avoir connaissance en raison de leurs fonctions. ». Les processus de collecte de données transmises depuis six ans à la CRE dans le cadre de la surveillance du marché de gros de l'électricité et du gaz qui assurent la confidentialité. En ce qui concerne la transmission des données, la CRE a accès à une plateforme sécurisée où les acteurs peuvent télécharger leurs fichiers de données. Les acteurs peuvent utiliser cette plateforme ou toute autre plateforme de leur choix.

Question : en l'absence d'une collecte centralisée des données CO₂, y aura-t-il d'autres collectes bilatérales de la CRE ?

Réponse CRE : la CRE n'envisage pas la collecte bilatérale de manière fréquente. Une nouvelle collecte pourra être reconduite si certaines places de marché pertinentes ne transmettent pas les données ou en cas d'événement exceptionnel sur le marché.

1.3 A la veille de l'évolution de son cadre institutionnel, le marché a été affecté par certaines annonces de politique énergétique

1.3.1 Des changements significatifs en termes de conduite des enchères apparaissent en vue de la Phase III du SCEQE (2013-2020)

La Phase III du SCEQE (Système Communautaire d'Echange de Quotas d'Emission) entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2013 et durera huit ans, jusqu'au 31 décembre 2020. Les principales différences

entre la Phase II et la Phase III sont présentées dans le Tableau 9).

Environ 50 % des quotas - soit environ un milliard de quotas par an - seront mis aux enchères, contre moins de 4 % lors de la deuxième Phase du SCEQE (2008-2012). En ce qui concerne le secteur électrique, 100 % des quotas seront vendus aux enchères (sauf pour certains Etats membres)²⁴. Des enchères anticipées pour la Phase III auront lieu

²⁴ Certains Etats membres recevront des quotas gratuits pour leurs centrales électriques au début de la Phase III.

d'octobre à décembre 2012, avec la vente d'environ 120 millions d'EUA (European Union Allowance) et de 30 millions d'EUAA (European Union Aviation Allowance, inclusion du secteur de l'aviation depuis le 1^{er} janvier 2012). Un volume équivalent de quotas sera retiré des volumes à mettre aux enchères pour les années 2013 et 2014, afin que le volume total des enchères pour la Phase III n'en soit pas modifié.

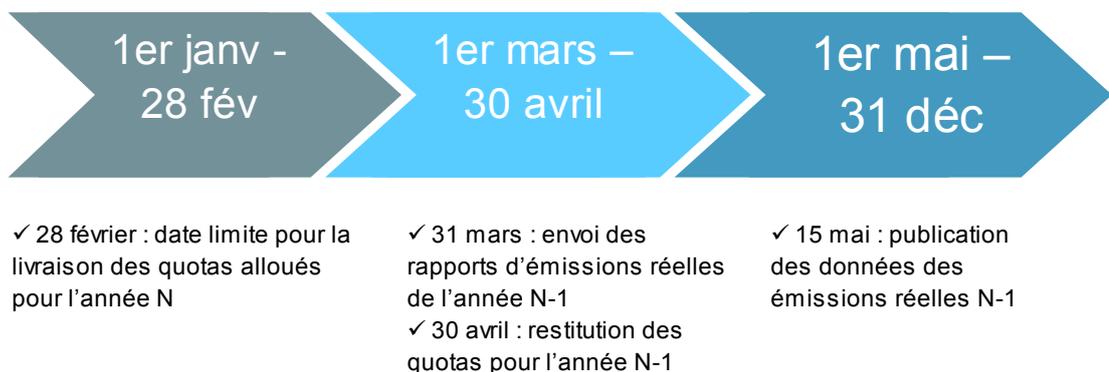
En vue des enchères de la Phase III, une plateforme commune transitionnelle a été choisie pour vingt-quatre Etats membres sur vingt-sept. La plateforme allemande EEX a remporté en septembre 2012 l'appel d'offres lancé à cet effet et mettra aux enchères environ 250 millions de quotas avant la sélection de la plateforme commune définitive. L'Allemagne, la Pologne et la Grande-Bretagne ont quant à elles choisi de ne pas participer à la plateforme d'enchères commune et sont dès lors en situation d'« opt out ». EEX a ainsi également été élue comme plateforme individuelle pour l'Allemagne tandis qu'ICE/ECX a été élue comme plateforme

individuelle pour la Grande-Bretagne. Il n'y a pas encore de plateforme individuelle pour la Pologne. En juin 2012, un registre européen unique du carbone a été mis en place pour tous les Etats membres européens.

La supervision des enchères de la Phase III sera conduite par l'instance de surveillance des enchères (dit « auction monitor ») et l'autorité nationale compétente des marchés financiers qui doivent travailler en coopération. L'instance de surveillance des enchères devrait être choisie conjointement par la Commission et les Etats membres (y compris l'Allemagne, la Pologne et la Grande-Bretagne) afin d'assurer la transparence et l'accès équitable aux enchères. L'autorité nationale compétente des marchés financiers quant à elle supervisera les enchères qui ont lieu sur la plateforme de son pays. Elle veillera à ce qu'il n'y ait pas de manquement ou d'abus sur le marché.

En ce qui concerne l'allocation gratuite et la restitution des enchères, le calendrier de conformité de la Phase III reste identique à celui de la Phase II (cf. Graphique 42).

Graphique 42 : Calendrier de conformité pour les acteurs du Système Communautaire d'Echange de Quotas d'Emission (SCEQE)



Source : Commission européenne

Tableau 9 : Principales différences entre la phase II et la phase III

	Phase II (2008 – 2012)	Phase III (2013 – 2020)
Installations concernées	12 000	Plus de 12 000
Pays concernés	27 pays membres de l'Union européenne, Liechtenstein, Norvège et Islande.	Comme en phase II. La Suisse pourrait participer à partir de 2013.
Secteurs concernés	Alimentation électrique, le fer, l'acier, le ciment et la chaux, les raffineries de pétrole, le verre, la céramique, la pâte à papier et le papier. L'aviation civile est 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 ₂	CO ₂ , N ₂ O, PFC
Méthode d'allocation gratuite	Plans nationaux d'allocation	Allocation à l'échelle de l'Union européenne
Allocation gratuite	96 % du plafond alloués gratuitement, 4 % mis aux enchères.	0 % (sauf exception) pour la production d'électricité. Le principe d'allocation gratuite de quotas est conservé pour certains secteurs industriels exposés à un risque important de concurrence internationale, cette allocation se faisant au niveau communautaire de manière harmonisée sur la base de référentiels correspondant aux 10 % d'installations les moins émettrices dans la communauté. 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 de la phase II à la phase III.	Transfert illimité entre deux phases successives.
Sanctions	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, augmentée de l'inflation (pour les exploitants d'aéronefs, la sanction peut aller jusqu'à une interdiction d'exploitation).

Source : Direction Générale de l'Energie et du Climat

1.3.2 Plusieurs annonces sur les orientations politiques et réglementaires énergétiques influent sur le marché SCEQE

Au cours de l'année 2011 et 2012, certaines déclarations politiques ont eu des effets visibles à court terme et un impact substantiel sur les prix des quotas de CO₂ (cf. Section II, 3.1).

Le 14 mars 2011, à la suite de la crise nucléaire qui a frappé le Japon, **l'Allemagne annonce un moratoire** sur le nucléaire. Le prix du CO₂ EUA spot sur BlueNext augmente de 14,86 €/tCO₂ le 11 mars à 16,59 €/tCO₂ le 28 mars 2011. A la même période, le cours futures Y+1 sur ECX augmente sensiblement de 15,73 €/tCO₂ à 17,29 €/tCO₂.

Dans le cadre des objectifs 20-20-20 de l'Union Européenne²⁵ et d'un effort accru pour réduire la consommation énergétique de 20 %, la Commission européenne propose le 22 juin 2011 une nouvelle **directive sur l'efficacité énergétique** (DEE) pour une entrée en vigueur fin 2012. L'annonce de la proposition de la Commission européenne provoque un risque de surallocation, qui entraîne la chute du cours de l'EUA spot sur BlueNext qui passe de 14,62 €/tCO₂ le 22 juin à 12,21 €/tCO₂ le 24 juin 2011 et entame une évolution à la baisse jusqu'à un point bas de l'ordre de 7 €/tCO₂ à la fin de l'année 2011.

Afin d'enrayer la baisse du cours spot du carbone, qui est passé en dessous de 7€/tCO₂, en raison du surplus de quotas cumulé depuis 2010 et la faiblesse de l'activité industrielle, le comité environnement du Parlement européen a majoritairement voté le 20 décembre 2011 en faveur de la mise en réserve d'un **volume significatif de quotas** de l'EU ETS (ou •^Á

•^Á) avant le début de la Phase III, et un volume de 1,4 milliard d'EUA a été évoqué. Le jour-même, le prix EUA spot a grimpé de 23 % sur BlueNext, atteignant 8,46 €/tCO₂, avant de redescendre les jours suivants.

²⁵ Les objectifs 20-20-20 se composent de la réduction des émissions de gaz à effet de serre de 20 %, de la réduction de la consommation d'énergie de 20 %, et de l'augmentation de la part des énergies renouvelables à 20 % d'ici 2020 par rapport à 2005.

2. VOLUMES ÉCHANGÉS SUR LE MARCHÉ DU CO₂

Dans cette partie, les caractéristiques des transactions effectuées sur le marché européen (bourses et brokers), c'est-à-dire l'ensemble du SCEQE sont analysées. Les données correspondantes sont publiques (sauf la partie 2.4).

2.1 Les volumes échangés ont augmenté en 2011 par rapport à 2010 et présentent un taux de rotation croissant

Les volumes totaux échangés ont augmenté de 15 % en 2011 par rapport à 2010 : ils s'établissent à 9 638 Mt (millions de tonnes CO₂), contre 8 366 Mt en 2010. L'augmentation entre le premier semestre 2011 et le premier semestre 2012 est de 16 % (de 4 311 à 5 005 Mt).

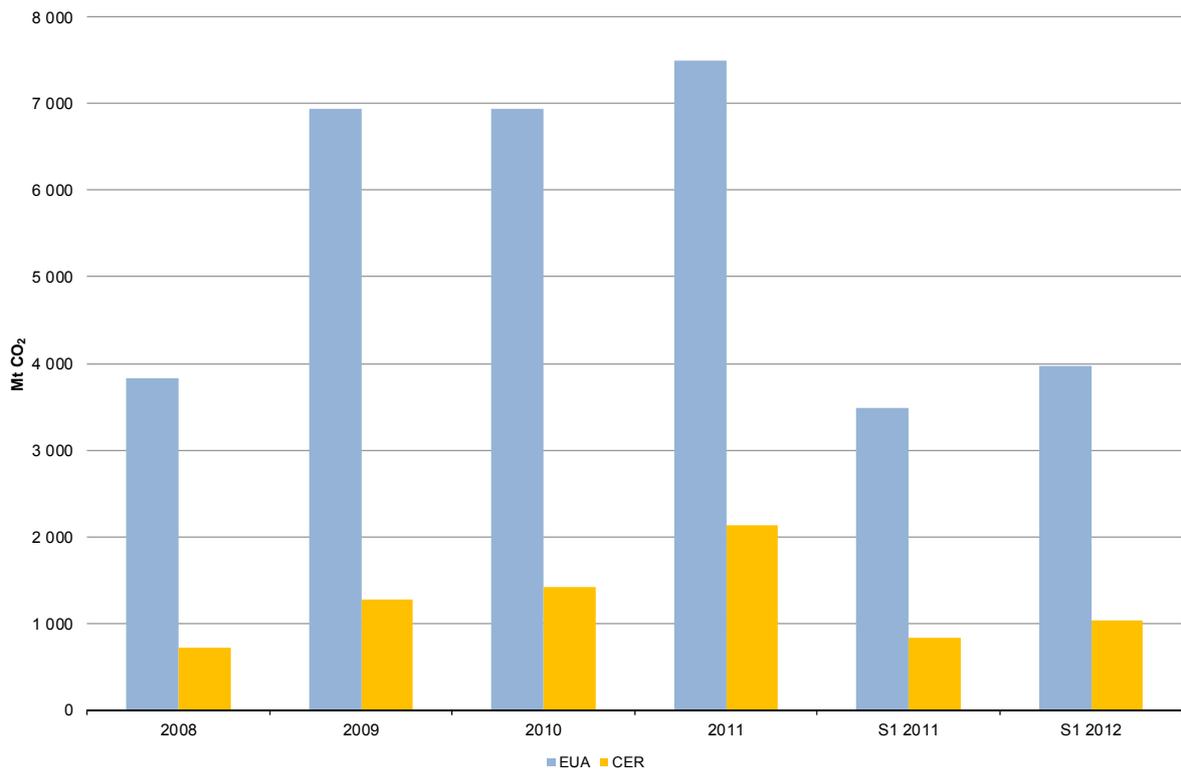
Les volumes d'EUA (European Union Allowance) échangés sur le marché secondaire ont augmenté de 8 % entre 2010 et 2011 (de 6 941 à 7 500 Mt). Les quotas distribués sur le marché primaire (quotas alloués gratuitement et quotas vendus aux enchères) représentent 2 078 Mt en 2011 par rapport à 2 076 Mt en 2010. Le taux de rotation des quotas d'EUA, c'est-à-dire le ratio entre nombre de quotas échangés sur le marché secondaire et nombre de quotas distribués a

augmenté de 334 % en 2010 à 361 % en 2011. La valeur des échanges d'EUA a représenté 100,0 milliards d'euros en 2011, contre 101,7 milliards d'euros en 2010, cette diminution de près de 2 % étant due à une baisse des prix. Au premier semestre 2012, les volumes d'EUA échangés ont augmenté de 14 % par rapport au premier semestre 2011 (de 3 484 à 3 969 Mt).

Sur le marché des CER (Certified Emission Reduction), les volumes échangés ont augmenté de 50 % entre 2010 et 2011 (de 1 425 à 2 139 Mt) et leur valeur de 13 % (de 17,5 à 19,7 milliards d'euros). Au premier semestre 2012, les volumes CER échangés ont augmenté de 25 % par rapport au premier semestre 2011 (de 827 à 1 036 Mt). Cette forte augmentation des volumes de CER depuis 2011 est liée à l'écart de prix qui s'est creusé entre les produits EUA et CER (cf. Section II, 3.1).

Enfin, le marché des ERU (Emission Reduction Unit) a vu s'échanger 52,7 Mt d'unités en 2011 contre 3,3 Mt d'unités en 2010. Le marché des ERU a nettement augmenté en volume, cependant ce chiffre est toujours très faible en comparaison du total des transactions d'EUA et de CER. La valorisation des ERU est estimée à environ 0,6 milliard d'euros en 2011.

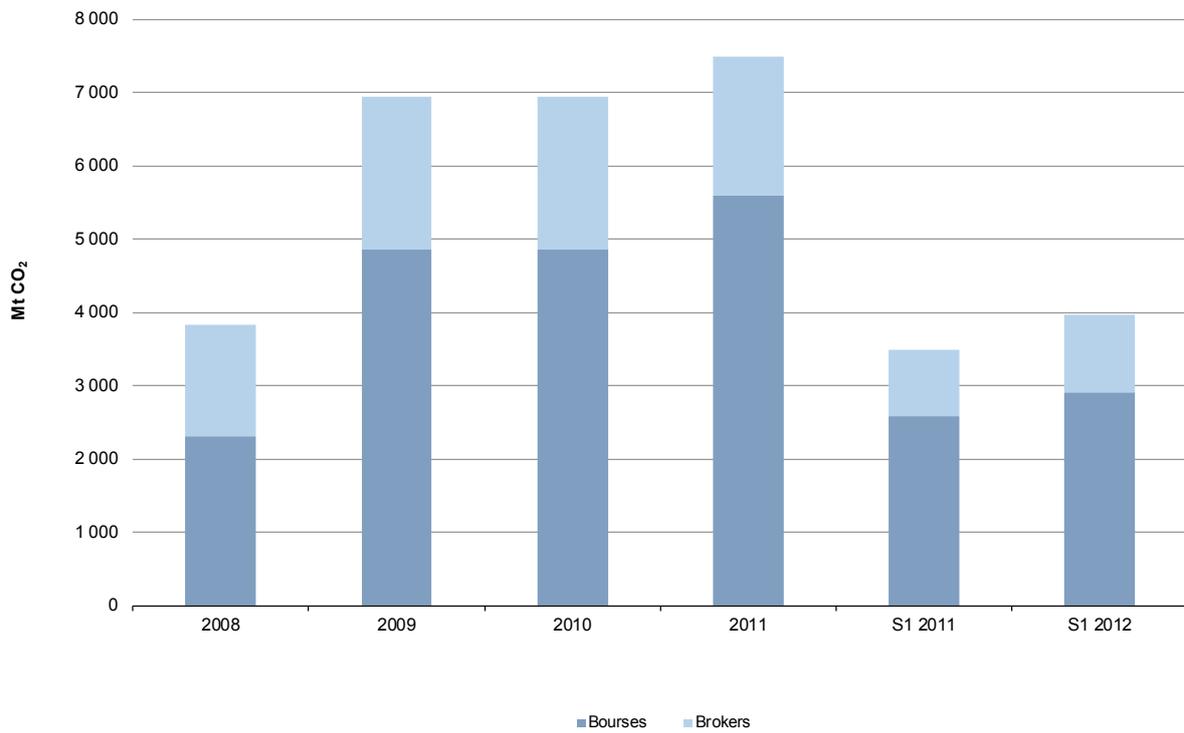
Graphique 43 : Volumes annuels EUA et CER depuis 2008



Sources : BlueNext, ECX, EEX, LEBA

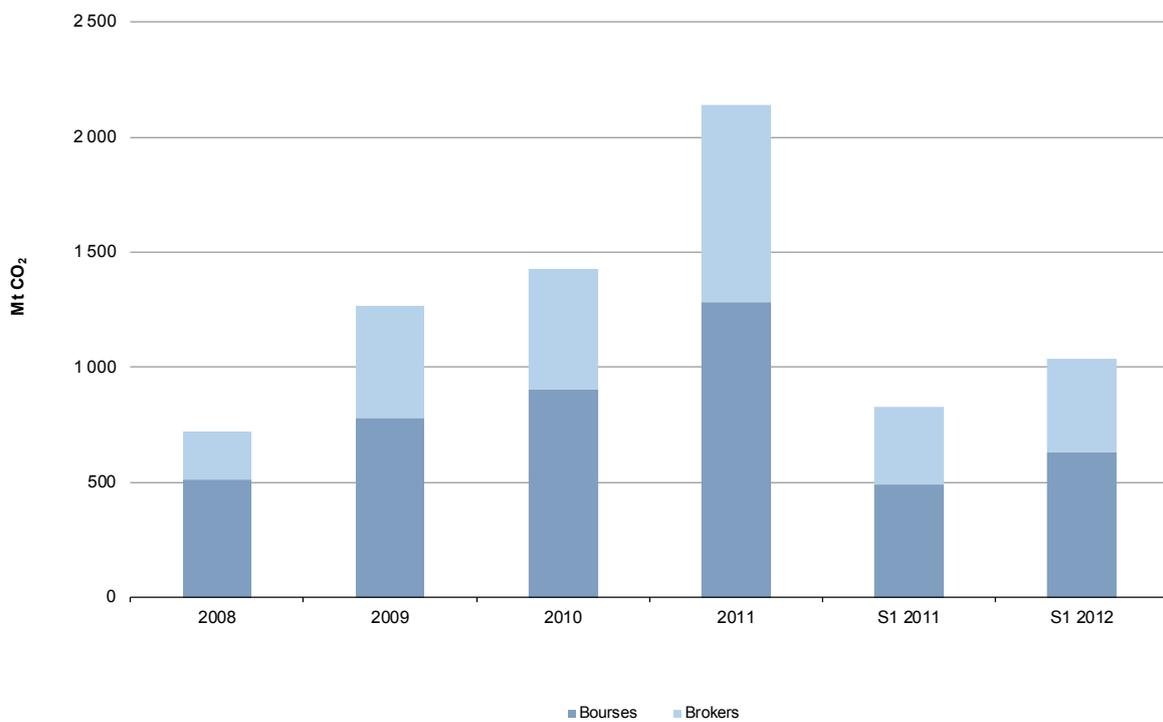
Le Graphique 44 et le Graphique 45 illustrent les parts de marché bourses et brokers pour les produits EUA et CER depuis le début de la Phase II.

Graphique 44 : Volumes annuels EUA



Sources : BlueNext, ECX, EEX, LEBA

Graphique 45 : Volumes annuels CER



Sources : BlueNext, ECX, EEX, LEBA

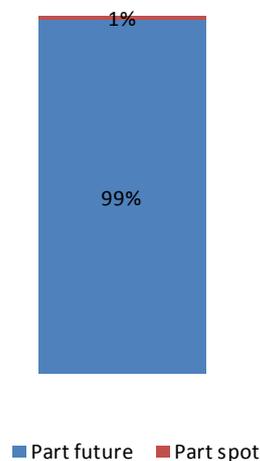
2.2 Le marché du CO₂ sur bourses se compose presque exclusivement de produits à terme depuis 2011

En 2011, la quasi-totalité des transactions réalisées sur les bourses concernent des produits à terme (cf. Graphique 46), dont l'essentiel est traité sur la plateforme ECX.

Pour une année donnée, les contrats échangés portent de nouveau en majorité sur

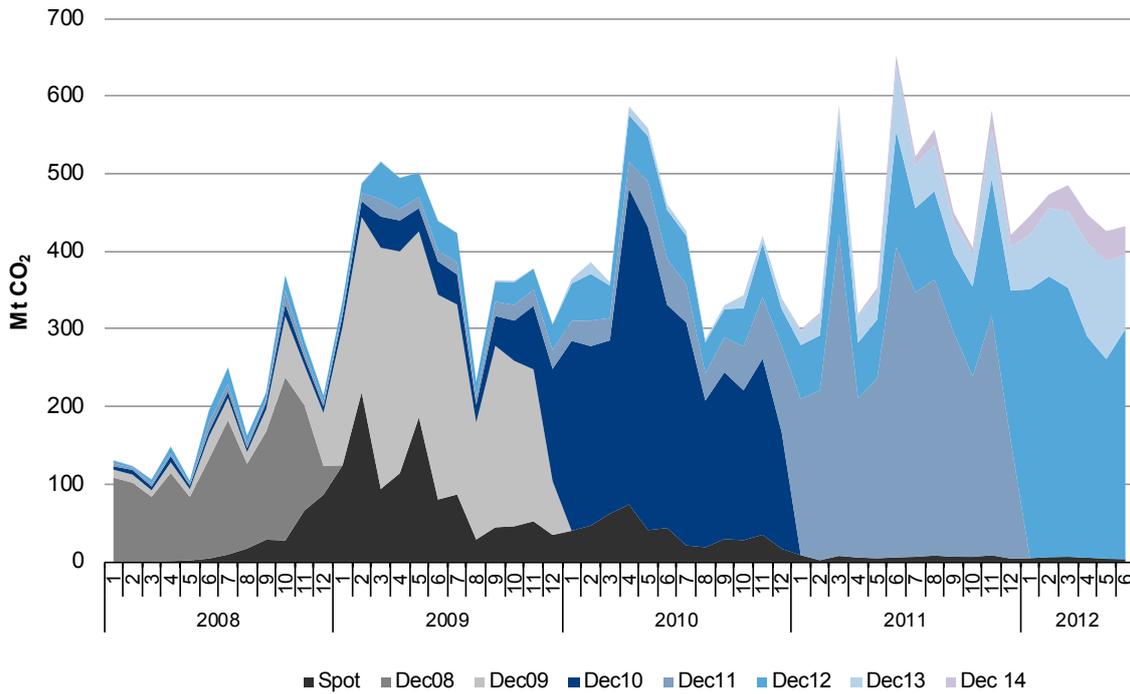
des livraisons pour la fin de l'année en cours : cela signifie que les acteurs se couvrent essentiellement un an à l'avance pour leurs émissions réelles, les surplus de quotas achetés pouvant être banqués pour les exercices de conformité suivants, et les défauts éventuels de quotas pouvant être acquis sur le marché spot avant la restitution de quotas au mois d'avril (cf. Graphique 47 et Graphique 48).

Graphique 46 : Part de marché spot et future sur bourses



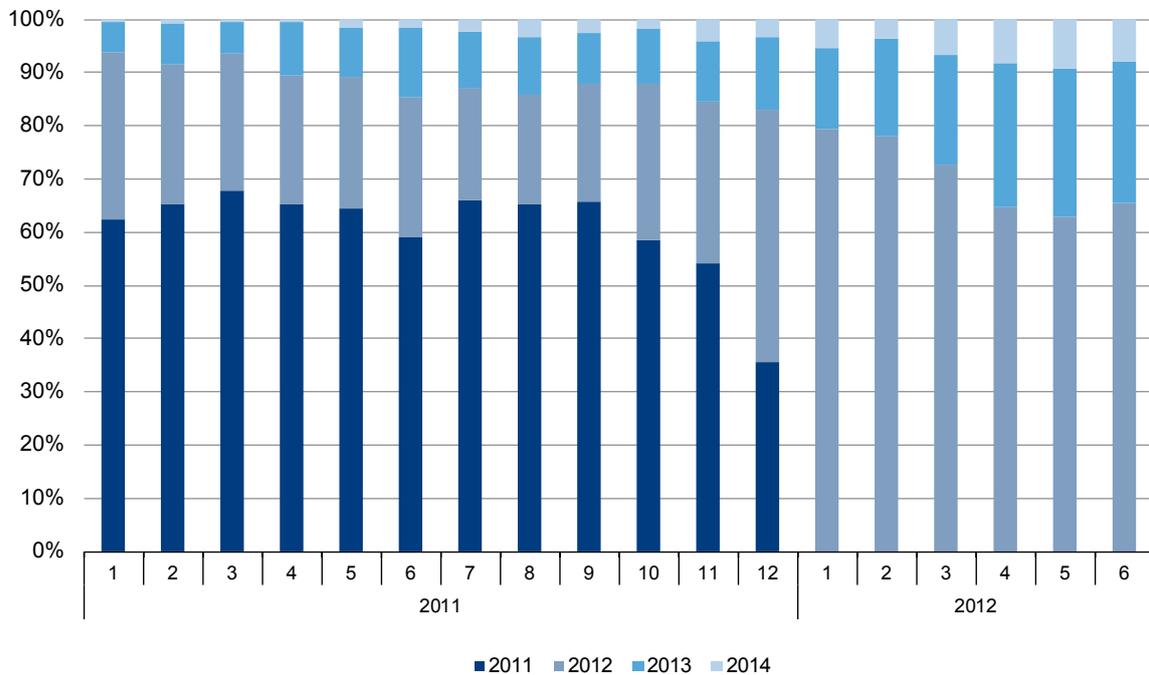
Sources : BlueNext, ECX, EEX

Graphique 47 : Evolution des échanges par maturité sur le marché des EUA



Sources : BlueNext, ECX, EEX

Graphique 48 : Volumes EUA par maturité sur la plateforme ECX



Sources : ECX

2.3 Acteurs présents sur les marchés du CO₂

La typologie des acteurs présents sur le marché SCEQE peut être établie 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 :

- les énergéticiens - c'est-à-dire les expéditeurs, les responsables d'équilibre, les producteurs d'électricité, de gaz et de pétrole - et les acteurs financiers constituent 90 % des acteurs du marché européen du CO₂. Les acteurs financiers, qui comprennent les institutions

financières et les traders purs, interviennent sur le marché du carbone pour des arbitrages pour leur compte propre ou le compte de tiers;

- les industriels assujettis au SCEQE et les autres acteurs sont très peu nombreux à intervenir directement sur les marchés du CO₂ ;
- les énergéticiens et les acteurs financiers constituent 95 % des acteurs dans le périmètre de la CRE. Les acteurs dans le périmètre de la CRE représentent près de la moitié des acteurs du marché européen du CO₂ ;
- Les volumes des transactions de CO₂ réalisées en 2011 par les acteurs entrant dans le périmètre de la CRE sont analysés dans la section qui suit.

Tableau 10 : Typologie des acteurs du marché du CO₂

Type d'acteur de marché	Périmètre CRE	Hors périmètre CRE	Total
Energéticien	86	69	155
Acteur financier	53	94	147
Industriel	7	8	15
Autres	0	16	16
Total	146	187	333

Sources : BlueNext, ECX, EEX, analyse CRE

2.4 Analyse en volume de la collecte bilatérale des données de la CRE auprès des acteurs dans son périmètre pour l'année 2011

L'analyse des données collectées (cf. Graphique 49 à Graphique 53) permet d'établir les constats suivants :

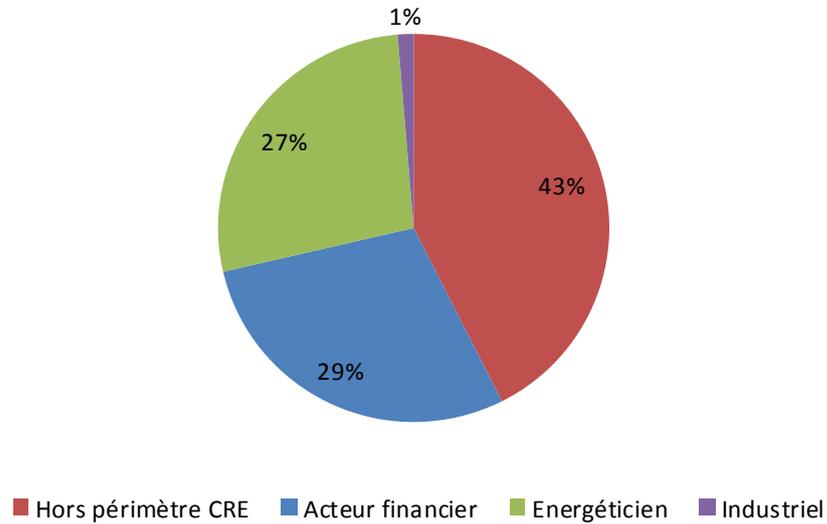
Les énergéticiens et les acteurs financiers représentent chacun près de 50 % des volumes des échanges dans le périmètre de la CRE, tandis que les industriels représentent une part très faible de ces échanges.

Les bourses et les brokers ont une part de marché en volume similaires tous produits carbone confondus, respectivement 43 % et 47 %, tandis que les transactions bilatérales ont un volume limité de 10 %.

A l'image de l'ensemble du marché, les transactions rentrant dans le champ de surveillance de la CRE portent de manière prédominante sur les EUA (75 %) et les CER (23 %). La part des transactions sur les produits ERU est marginale.

La part des données carbone collectées par la CRE échangées via les principaux brokers et bourses représente près de la moitié du volume total des transactions européennes sur brokers et bourses, tous produits confondus.

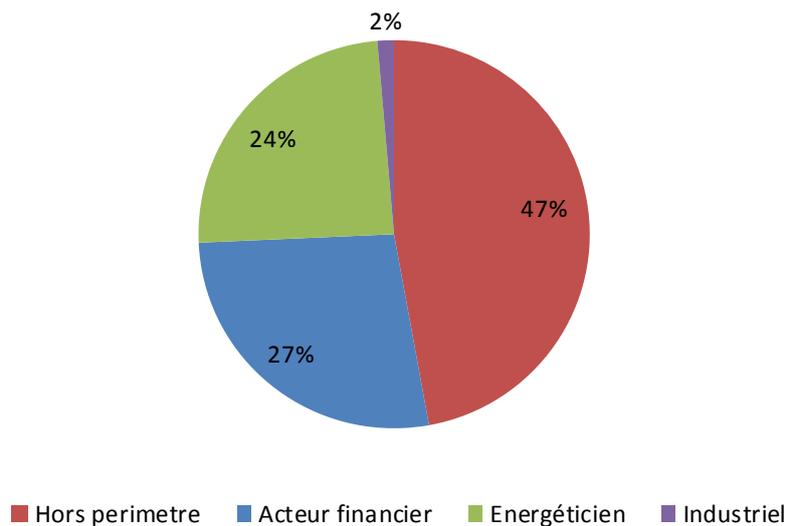
Graphique 49 : Typologie des acteurs sur le marché du carbone en volume à l'achat



Source : Collecte de données CRE

NB : les acteurs hors périmètre sont contreparties de transactions impliquant un acteur dans le périmètre de la CRE

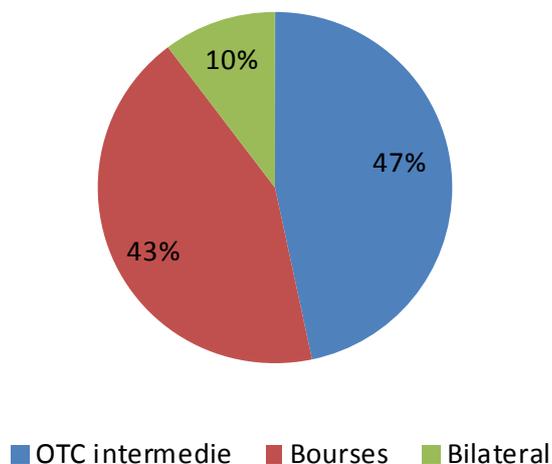
Graphique 50 : Typologie des acteurs sur le marché du carbone en volume à la vente



Source : Collecte de données CRE

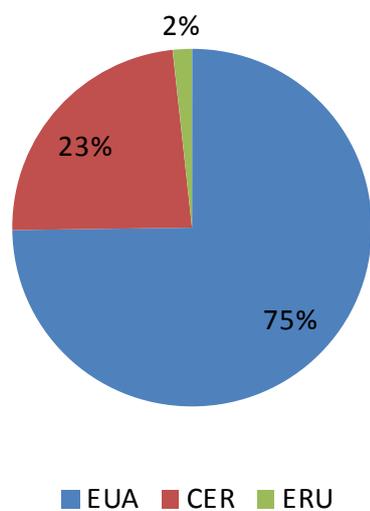
NB : les acteurs hors périmètre sont contreparties de transactions impliquant un acteur dans le périmètre de la CRE

Graphique 51 : Part des différentes places de marché en volume tous produits confondus



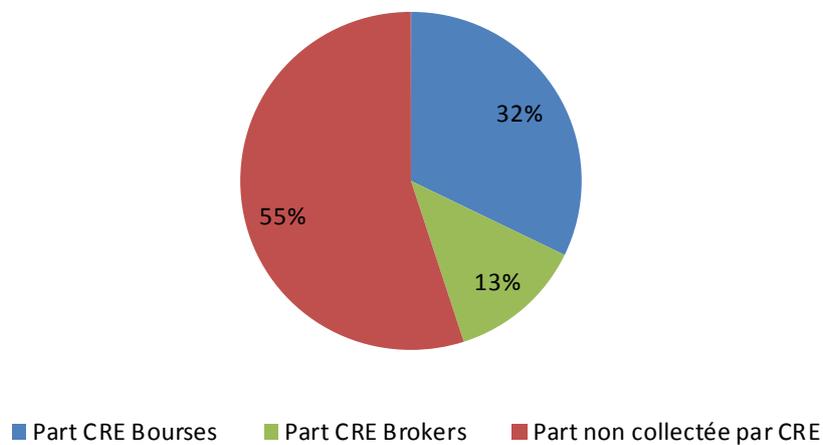
Source : Collecte de données CRE

Graphique 52 : Part des différents produits sur toutes les places de marché en volume



Source : Collecte de données CRE

Graphique 53 : Part des données des principaux brokers et bourses collectées par la CRE en pourcentage du volume total européen



Sources : Collecte de données CRE, Bluenext, EEX, ECX, GreenX, LEBA

3. LES PRIX DU CO₂ EN EUROPE

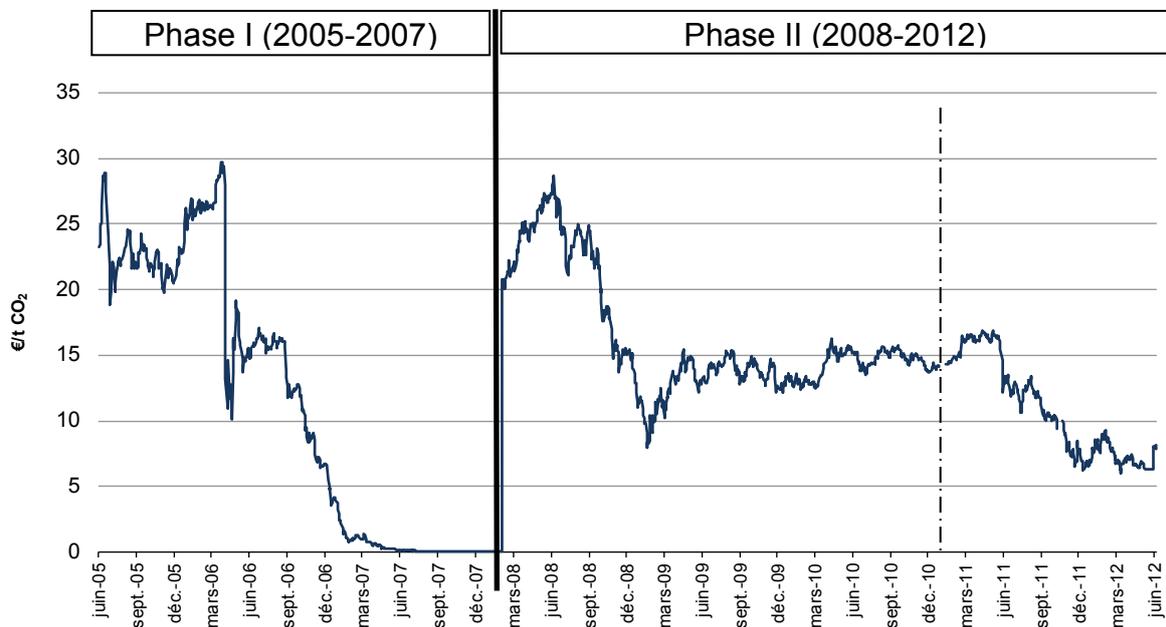
3.1 Une évolution des prix marquée par la chute des cours des quotas à un niveau bas et le creusement du différentiel des prix EUA-CER

Le prix spot du quota européen EUA a baissé de 10 % en 2011 par rapport à 2010, passant de 14,34 €/t à 12,95 €/t, avec des mouvements haussiers lors du moratoire sur le nucléaire allemand en mars 2011 et lors de l'expression du soutien des parlementaires européens à la mise en réserve de quotas en décembre 2011, et avec une chute de prix à partir de juin 2011, en lien avec le projet de directive efficacité énergétique (cf. Section II, 1.3). Au premier semestre 2012, le cours du quota s'est stabilisé à un niveau bas et a varié entre

6,04 €/t et 9,27 €/t, pour un prix moyen de 7,23 €/t (cf. Graphique 54).

Le prix EUA est bas en raison du surplus de quotas en circulation accumulé depuis 2010 (cf. Section II, 1.3) et du prolongement du ralentissement de la production industrielle dans un contexte de crise économique. A ces niveaux de prix, l'incitation en termes de réduction des émissions de carbone est faible. Des niveaux de prix plus bas seraient sans doute atteints s'il n'y avait pas la possibilité de report de quotas (dit « banking ») pour les besoins de conformité de la Phase III du SCEQE (2013-2020). Pour rappel, le cours des EUA avait atteint zéro à la fin de la Phase I en 2007, alors que les quotas n'étaient pas utilisables en vue de l'exercice de conformité de la Phase II.

Graphique 54 : Evolution du prix spot depuis 2005



Sources : BlueNext

Le prix spot du quota européen CER a baissé de 21 % en 2011 par rapport à 2010, passant de 12,52 €/t à 9,88 €/t, avec une chute

marquée à partir de juin 2011. Au premier semestre 2012, le cours des CER atteint un niveau très bas entre 3,4 €/t et 5,18 €/t, pour

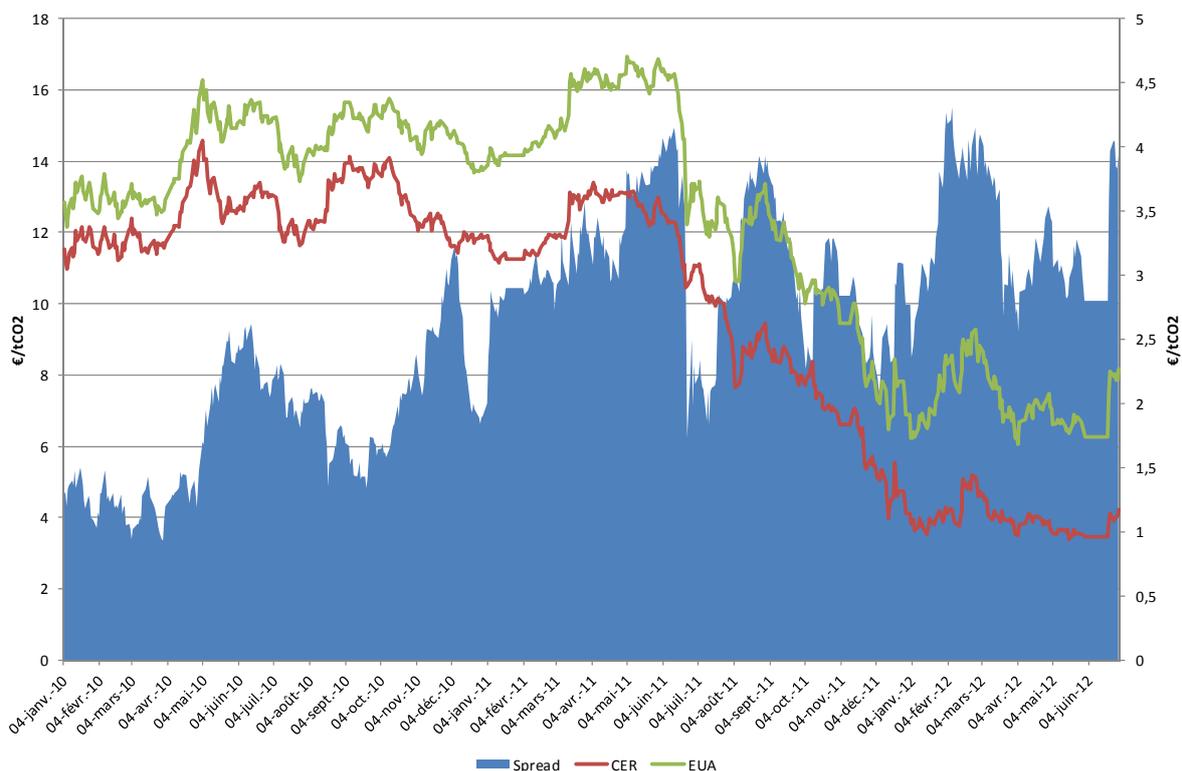
pour un prix moyen de 3,93 €/t (cf. Graphique 55).

Le prix des unités CER est en lien avec les prix des EUA, car 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 les unités CER par le SCEQE. Le prix des CER a donc suivi une tendance comparable à celle des EUA et a également été marqué par les annonces politiques et réglementaires citées ci-dessus.

L'écart de prix spot moyen entre EUA et CER s'est cependant creusé de 68 % entre 2010 et

2011, passant de 1,82 €/t à 3,06 €/t. Au premier semestre 2012, l'écart de prix moyen EUA-CER s'est accentué à 3,32 €/t (cf. Graphique 55) et un quota EUA vaut en moyenne 1,85 fois une unité CER. La baisse plus marquée des cours des CER - par rapport à ceux des EUA - est attribuée par les observateurs du marché au grand volume de CER en circulation sur le marché, ainsi qu'à la suppression en mai 2013 de certains CER issus de projets considérés comme n'étant plus acceptables par la Commission européenne en vue de la conformité du SCEQE, dont résulterait la perception par le marché d'un risque accru de leur utilisation.

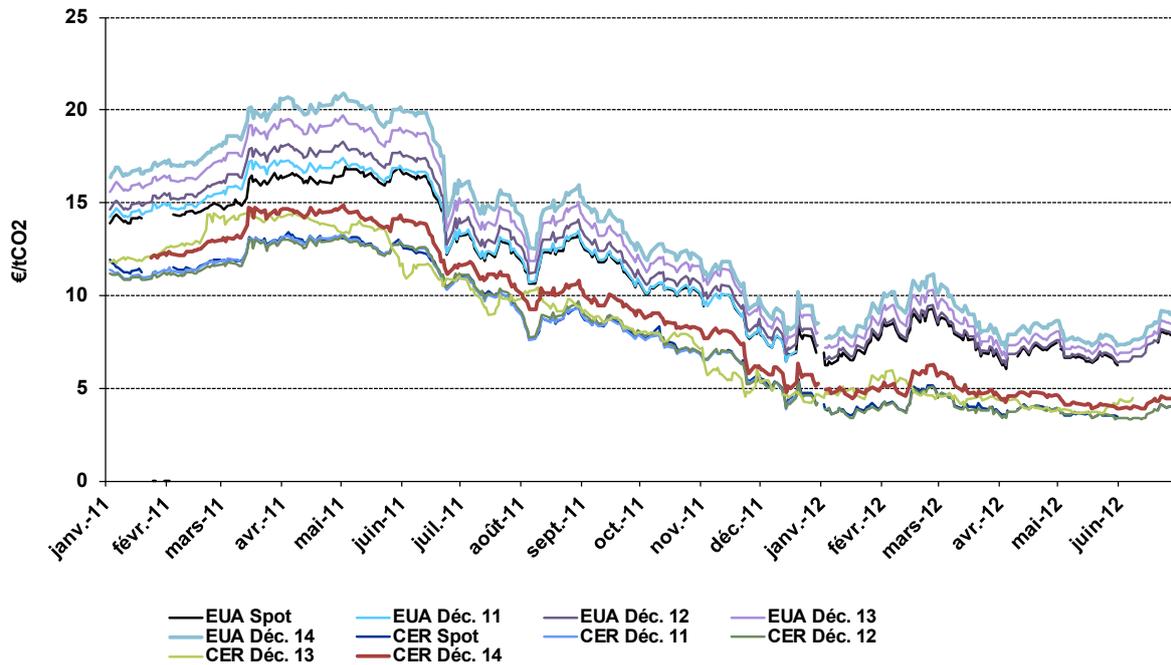
Graphique 55 : Evolution de l'écart de prix spot EUA et CER



Sources : BlueNext

Les prix des produits à terme ont suivi une tendance à la baisse similaire au marché spot (cf. Graphique 56).

Graphique 56 : Evolution des prix depuis 2011



Sources : BlueNext, ECX

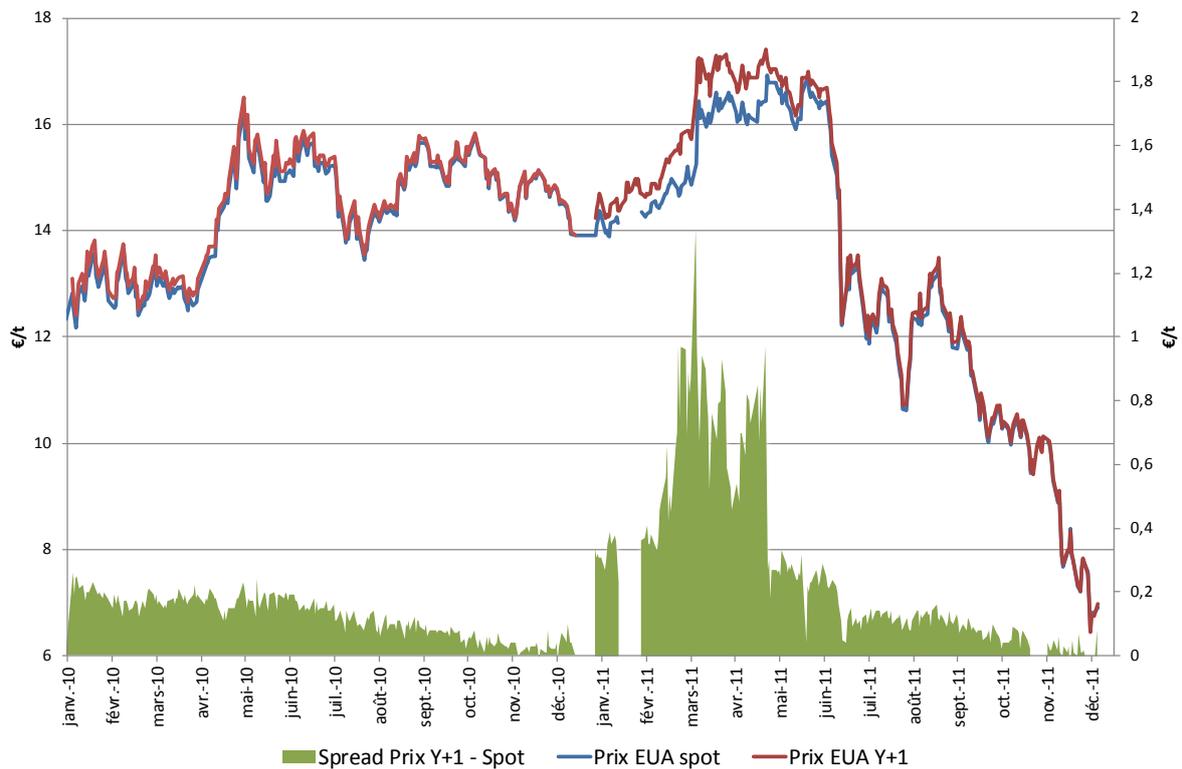
3.2 Une année 2011 marquée par des effets transitoires sur les prix à terme liés aux conséquences du moratoire sur le nucléaire allemand

En 2011, les produits à terme correspondent à la quasi-totalité des échanges sur le marché du CO₂ (cf. Section II, 2.2) et les produits Y+1 (pour livraison en décembre 2011) représentent plus de la moitié des échanges à terme.

Les produits EUA futures à livraison en décembre sont formellement identiques à ceux échangés en décembre sur le marché spot. La courbe représentant le spread entre les prix Y+1 et les prix spot montre en effet une convergence vers zéro à la fin de l'année (cf. Graphique 57).

L'écart moyen entre prix Y+1 et prix spot est de 0,28 €/t en 2011 contre 0,12 €/t en 2010. En particulier, l'écart de prix est très élevé au premier semestre 2011 et atteint 0,45 €/t contre 0,17 €/t au premier semestre 2010. En janvier 2011, la bourse BlueNext ferme temporairement à la suite de la suspension par la Commission européenne des transactions sur le marché spot du CO₂, conséquence des vols de quotas sur certains registres de l'EU ETS (cf. Section II, 1.1). Lors de la réouverture de la bourse en février 2011, la relative perte de confiance dans le marché spot entraîne une augmentation du prix Y+1 par rapport au prix spot, et une hausse de l'écart de prix entre les deux produits. L'écart de prix s'accroît nettement au moment de l'annonce du moratoire sur le nucléaire allemand le 14 mars 2011, en lien avec l'anticipation par le marché d'un report du nucléaire vers la filière charbon à la fin de l'année.

Graphique 57 : EUA - Ecart entre prix pour livraison en décembre et prix spot



Sources : BlueNext, ECX

4. LES FONDAMENTAUX DU MARCHÉ EUROPÉEN DU CO₂

Les prix du CO₂ 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 Etats 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 du SCEQE, les CER sont mis en circulation à une échelle mondiale : ils peuvent donc être achetés en dehors du périmètre européen (par exemple dans le cadre de la compensation volontaire);
- 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 CO₂ 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 Avec une offre de quotas globale excédant de nouveau la demande en 2011, le surplus de quotas s'est accentué, incitant les institutions européennes à envisager la mise en réserve d'une partie des quotas pendant la Phase III

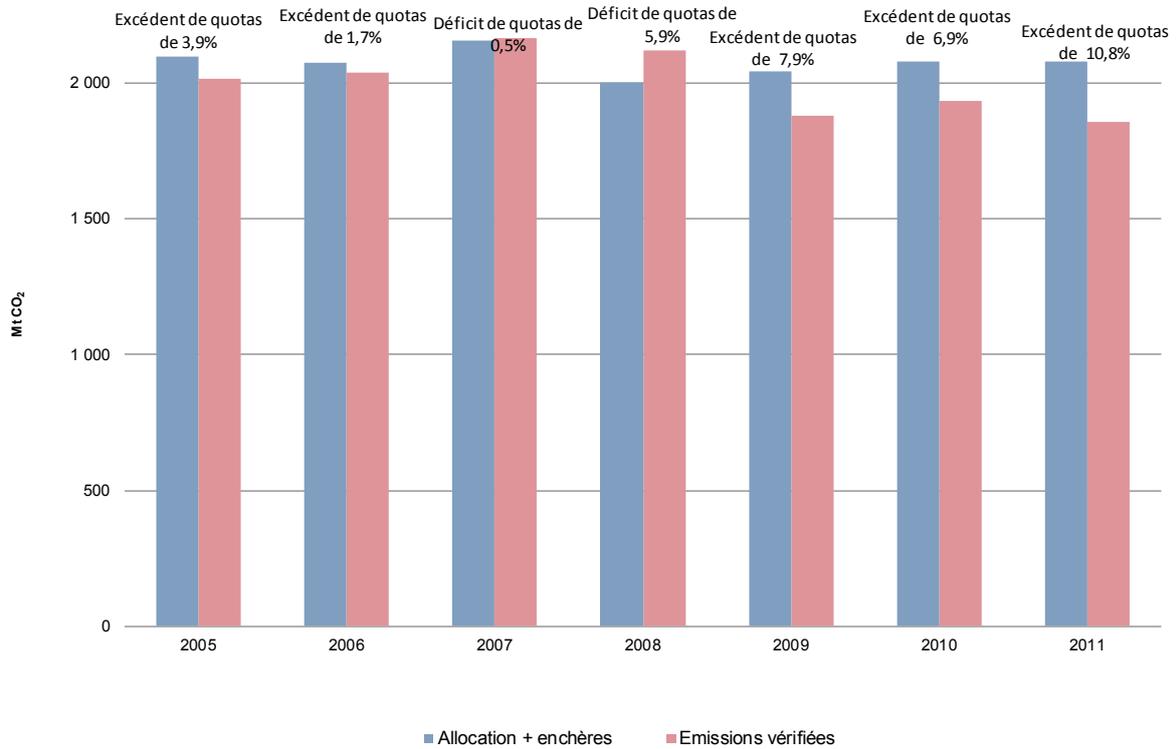
4.1.1 L'excédent global de quotas s'est accentué en 2011 par rapport à 2010. Le surplus cumulé représente désormais environ 20 % des émissions allouées par an

La publication des émissions réelles des installations soumises à quotas est réalisée une fois par an au mois d'avril. Les émissions réelles ou vérifiées peuvent être rapprochées des émissions distribuées de manière à visualiser le solde net des installations participant au dispositif sur le périmètre européen (cf. Graphique 58).

L'offre totale de quotas en 2011 (allocations et enchères EUA) a été semblable à celle de 2010 à hauteur de 2 078 Mt, tandis que les

émissions vérifiées ont baissé de 1 933 Mt en 2010 à 1 854 Mt en 2011, soit une diminution de 4 %. L'offre de quotas a donc de nouveau excédé la demande en 2011, poursuivant la tendance depuis 2009, avec un excès de quotas EUA de 224 Mt en 2011 (soit 10,8 %) par rapport à 143 Mt en 2010 (soit 6,9 %). Le surplus cumulé d'EUA à la fin 2011 est d'environ 400 Mt, soit environ 20 % des quotas alloués en 2012, ce chiffre reflétant uniquement la différence cumulée entre quotas distribués et émissions réelles, sans prendre en compte le fait qu'une partie des droits d'émissions a de plus été restituée sous la forme d'unités de Kyoto (CER ou ERU). Ceci signifie que le surplus de quotas total est encore supérieur à ce chiffre. De fait, certaines analyses de marché le citent à des niveaux correspondant à plusieurs mois d'émissions. En juillet 2012, la Commission européenne propose ainsi trois options de réduction de quotas de carbone en vue de la Phase III : 400 Mt, 900 Mt et 1 200 Mt respectivement. Le Parlement européen quant à lui est en faveur d'une réduction de 1 400 Mt de quotas.

Graphique 58 : Offre et demande de quotas depuis 2005



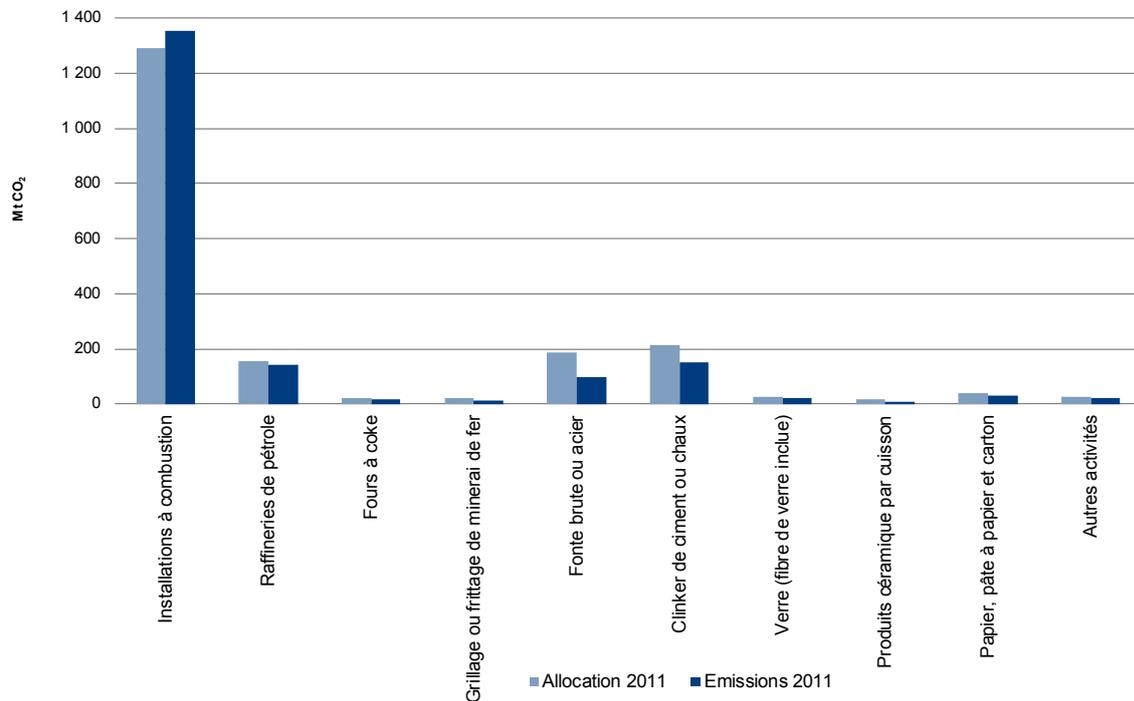
Source : CITL

4.1.2 Dans presque tous les secteurs l'offre excède la demande de quotas, tandis que les installations à combustion sont moins déficitaires de quotas en 2011

Pour l'année 2011, une analyse par secteur montre que les sites d'installations de combustion, composés principalement d'installations de production d'électricité et

couvrant 73 % des émissions industrielles du SCEQE, sont de nouveau les seuls à être déficitaires de quotas (Graphique 59). Toutefois, les émissions du secteur de la combustion ont baissé de 4 % en 2011 en raison d'une diminution de la production d'énergie, et le déficit de quotas a diminué de près de la moitié, passant de 128 Mt en 2010 à 66 Mt en 2011.

Graphique 59 : Allocations et émissions réelles par type de site en 2011



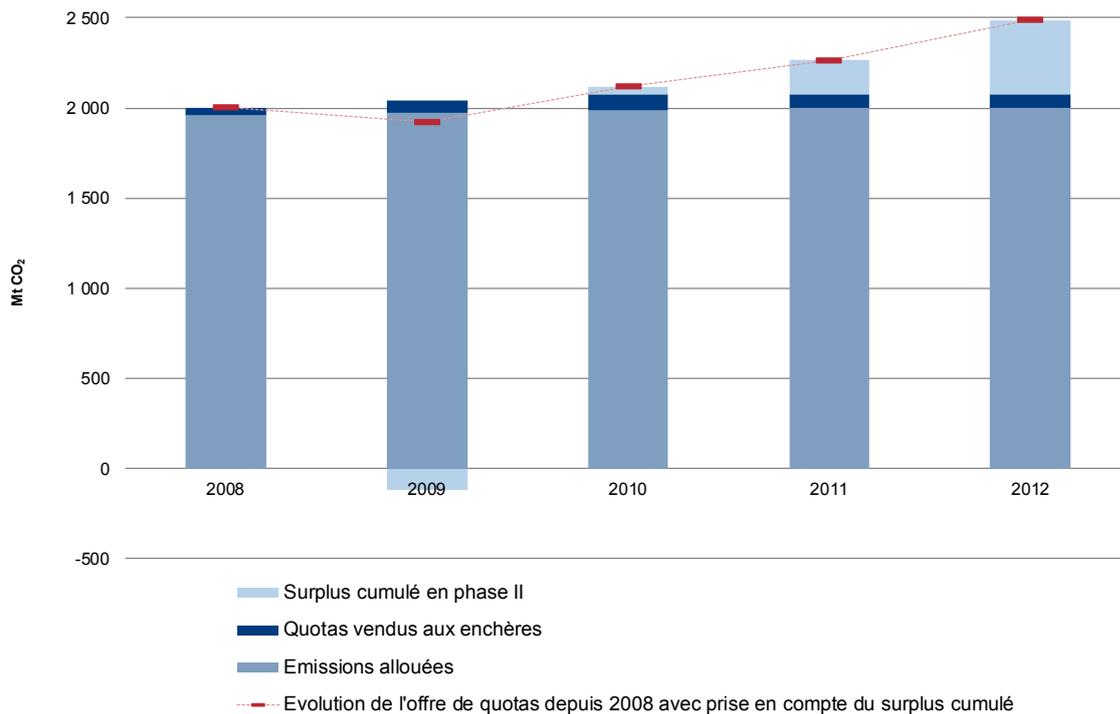
Source : CITL

4.1.3 Le surplus de quotas s'est accentué en 2011 et a donné lieu à des discussions concernant la mise en réserve d'une partie des quotas pendant la Phase III

En décembre 2011, pour enrayer le surplus cumulé de quotas (cf. Graphique 60), le comité environnement du Parlement européen a voté en faveur de la mise de côté (*set aside*) d'un volume conséquent de quotas. D'ici la fin 2012, la Commission européenne doit se prononcer sur le volume de quotas à mettre en réserve, les conséquences possibles d'une telle démarche sur le marché SCEQE ainsi que les textes réglementaires à modifier. La

Commission européenne considère également la possibilité de retarder la mise aux enchères de quotas pendant la Phase III, réduisant temporairement le volume de quotas en circulation. Un accord entre les Etats membres de l'Union européenne et le Parlement européen est nécessaire pour décider de la solution à retenir afin d'améliorer le signal prix pour les investisseurs et pour réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Enfin, l'impact potentiel des mesures résultant de la directive efficacité énergétique pourrait pousser le prix du carbone vers le bas et doit également être pris en compte dans le cadre des modifications potentielles du règlement SCEQE.

Graphique 60 : Accumulation d'un surplus de quotas en phase II

Source : CITL, Commission européenne (hypothèse d'un niveau d'offre 2012 équivalent à celui de 2011)

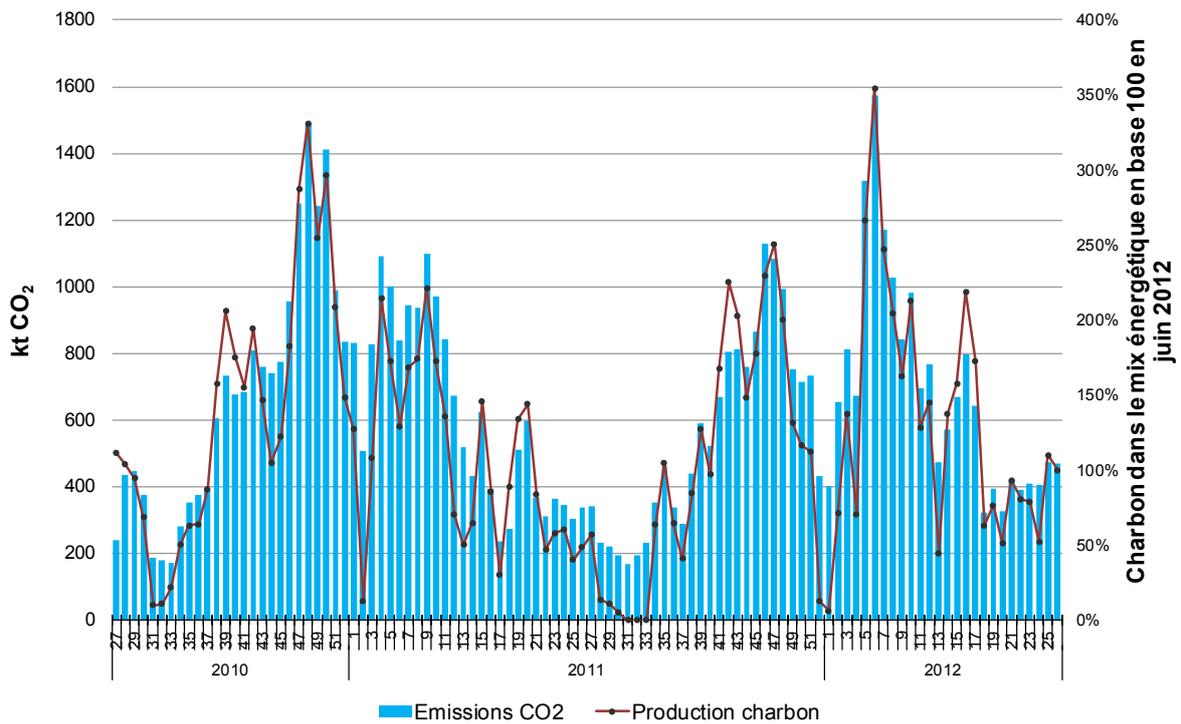
4.2 Les prix bas du CO₂ et l'équilibre relatif des prix du gaz et du charbon incitent à la production d'électricité à partir du charbon

Les émissions du parc de production d'électricité sont notamment liées à la présence de charbon dans le bouquet énergétique. Une mise à contribution plus importante des centrales thermiques se traduit par un niveau d'émissions plus important. Ainsi

les émissions sont plus élevées en période hivernale en début et en fin d'année (cf. Graphique 61). Au premier semestre 2012 lors de la vague de froid de février, le pic de demande d'électricité induit un pic de production de charbon qui va de pair avec un pic des émissions de CO₂.

Depuis 2011 dans un contexte de prix bas pour le charbon par rapport au gaz, il est devenu plus rentable pour les énergéticiens de produire de l'électricité à partir du charbon.

Graphique 61 : Emissions du parc de production charbon français



Source : RTE

Les *clean dark spreads* et *clean spark spreads* représentent le profit à court terme théorique réalisé par les détenteurs respectifs d'une centrale à charbon et au gaz (cf. Graphique

62). 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.

Graphique 62 : Clean dark & spark spreads



Sources : EEX, ECX, Heren (prix Y+1)

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

Clean Dark Spread (€/MWh) = $p_E - (\alpha p_C + \beta p_{CO_2})$	Clean Spark Spread (€/MWh) = $p_E - (\gamma p_G + \delta p_{CO_2})$
<ul style="list-style-type: none"> • p_E prix Y+1 base Allemagne (€/MWh) • p_C prix Y+1 charbon (€/MWh) • p_{CO_2} prix Y+1 CO₂ (€/MWh) • α inclut le pouvoir calorifique et le rendement charbon²⁶ • β le facteur d'émission charbon²⁷ 	<ul style="list-style-type: none"> • p_E prix Y+1 base Allemagne (€/MWh) • p_G prix Y+1 gaz (€/MWh) • p_{CO_2} prix Y+1 CO₂ (€/MWh) • γ le rendement gaz²⁸ • δ le facteur d'émission gaz²⁹

²⁶ 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. 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.

²⁷ Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,96 t CO₂ / MWh pour les centrales à charbon.

²⁸ Sur la base d'une hypothèse d'un rendement de 49 % pour les centrales à gaz.

²⁹ Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,41 t CO₂ / MWh pour les centrales à gaz.

A partir de janvier 2011, l'écart entre clean dark spread et clean spark spread s'accroît en faveur du clean dark spread par rapport à 2010 : la filière gaz est moins compétitive que la filière charbon malgré son avantage

comparatif en termes d'émissions de CO₂, en raison de la baisse du cours du carbone en 2011 (cf. Section II, 3.1) et dans le cadre d'un prix du gaz élevé et d'un cours du charbon bas.

SECTION III - Les marchés de gros du gaz

1. Le développement du négoce du gaz.....	99
2. Les prix du gaz.....	115
3. Les infrastructures gazières.....	133
4. L’approvisionnement et les débouchés des acteurs / nouveaux entrants	144

L'année 2011 s'est caractérisée par une demande en baisse en raison du ralentissement économique, du manque de compétitivité du gaz par rapport au charbon et surtout du fait de la douceur des températures alors que celles-ci avaient été relativement basses en 2010. L'offre de gaz est restée abondante sur les marchés mondiaux, du fait notamment de la production de gaz non conventionnel aux Etats-Unis et du GNL, dont les capacités sont en constante progression.

L'offre de GNL en Europe a toutefois connu quelques bouleversements durant l'année 2011 et au premier semestre 2012, qui se sont traduits par des détournements massifs de cargos provoqués par la forte progression de la demande asiatique, notamment japonaise, à la suite de l'arrêt de plusieurs centrales nucléaires après l'accident de Fukushima. Les révolutions arabes ayant impacté les pays producteurs (Egypte, Libye et Yémen) ont constitué une variable de tension supplémentaire qui a pesé sur la disponibilité de l'offre de GNL. Ces éléments ont exercé une pression haussière sur les prix du GNL en Asie et ont par conséquent favorisé les arbitrages dans cette zone au détriment du bassin atlantique.

En 2011, les prix sur les marchés de gros européens ont été globalement supérieurs à ceux de 2010. Leur progression est cependant restée nettement inférieure à celle des produits pétroliers sur lesquels les contrats d'approvisionnements à long terme sont indexés. De nombreux fournisseurs européens étaient entrés en 2010 en phase de renégociation de ces contrats, avec leurs fournisseurs des pays producteurs, afin d'obtenir des conditions plus proches de celles des marchés de court terme, en introduisant, par exemple, des indexations marché plus importantes, en diminuant la durée des contrats et en remplaçant les clauses « *take or pay* » par des clauses « *take or release* ».

Dans ce contexte, les marchés de gros du gaz ont continué à être une source d'approvisionnement attractive pour les importateurs, les fournisseurs et les consommateurs et à représenter pour les producteurs un débouché pour les volumes de gaz non achetés dans le cadre des clauses de flexibilité des contrats à long terme. Les échanges sur les marchés de gros du gaz ont ainsi continué leur croissance en 2011.

1. LE DÉVELOPPEMENT DU NÉGOCE DU GAZ

Les flux gaziers en France en 2011 (cf. Graphique 63) reflètent les éléments de contexte cités ci-dessus. En 2011, les livraisons physiques sur le réseau ont baissé de 44 TWh par rapport à 2010. Cette baisse est liée à une moindre consommation des clients finals en 2011, en recul de près de 20 % par rapport à l'année précédente. Les exportations ont en revanche progressé de 22 % avec 111 TWh exportés en 2011.

Avec un volume de 608 TWh en 2011, les importations sont à nouveau à la hausse après deux années successives de régression. 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. Le recours aux opérations de stockage / déstockage a été de moindre importance en 2011 et se solde par un volume net stocké de 22 TWh en 2011 contre un volume net soutiré de 34 TWh en 2010.

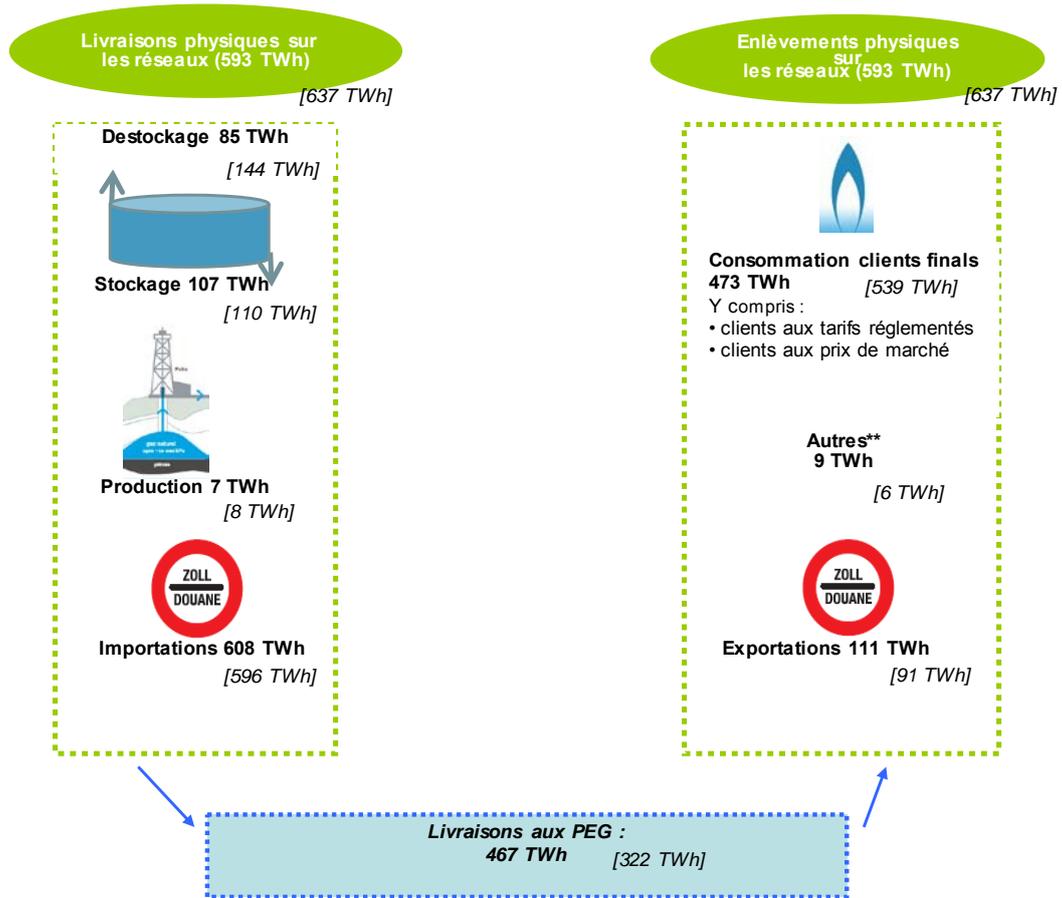
Les livraisons et enlèvements physiques au niveau des Points d'Echange de Gaz (PEG) matérialisent les échanges réalisés sur les marchés de gros. Les livraisons aux PEG ont progressé de plus de 45 % par rapport à 2010, atteignant 467 TWh en 2011. Cette progression, plus rapide que celle de la

consommation, est le net reflet du développement du marché de gros.

Le marché de gros du gaz a évolué de façon très différente au cours du 1^{er} semestre 2012 :

si le premier trimestre a vu progresser fortement les échanges aux PEG sous l'effet notamment de la vague de froid de février 2012, le second trimestre marque un net recul des volumes échangés.

Graphique 63 : Approvisionnements et débouchés des acteurs du marché français du gaz - Année 2011 [Année 2010]



Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

1.1 Des livraisons aux PEG en forte croissance au cours de l'année 2011, avec toutefois un tassement des livraisons au PEG Nord au premier semestre 2012

Les livraisons aux PEG³⁰ représentent la somme des nominations des expéditeurs aux différents PEG français (PEG Nord, Sud et TIGF). Ces livraisons sont issues des échanges entre les différents acteurs du marché français et permettent d'apprécier le recours au marché de gros, qu'il soit purement bilatéral ou intermédié (bourse Powernext Gas depuis novembre 2008 ou plateformes de brokers). Ces livraisons comprennent également les achats ou les ventes des gestionnaires de réseaux effectuées par ces derniers pour couvrir leurs besoins d'équilibrage et leurs consommations propres.

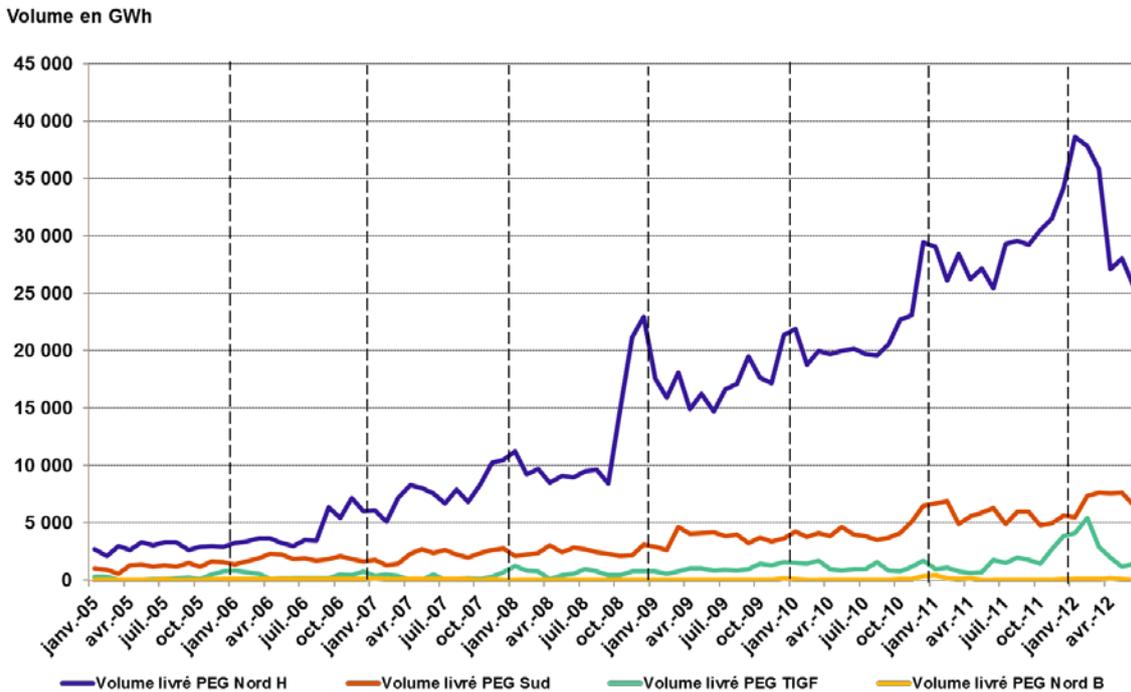
L'année 2011 a été caractérisée par des niveaux de livraison aux PEG supérieurs à ceux de 2010 (+ 145 TWh). Les volumes livrés aux PEG ont été en constante évolution en 2011 avec une croissance d'environ 29 TWh par mois au PEG Nord et 6 TWh par mois au PEG Sud, affichant une hausse plus importante sur le PEG Nord en fin d'année comparativement à la même période l'année précédente (plus de 34 TWh par mois au PEG Nord et 6 TWh par mois au PEG Sud). La croissance des volumes livrés observée en 2011 aux trois PEG français (Nord, Sud et TIGF) est portée essentiellement par l'activité au PEG Nord. Toutefois, les volumes se sont accrus de 33 % au PEG Sud après l'entrée en service totale du terminal méthanier de Fos-Cavaou depuis novembre 2010. Sur le PEG TIGF, les volumes livrés ont progressé dans

les mêmes proportions que celles du PEG Sud sur l'ensemble de l'année 2011, affichant une accélération d'activité en fin d'année.

Les livraisons aux PEG au 1^{er} semestre 2012 sont globalement en augmentation (+23 %) par rapport au premier semestre 2011 et se sont situées à 42,1 TWh en moyenne mensuelle. Toutefois, après avoir atteint 39 TWh en janvier 2012, les livraisons au PEG Nord ont nettement décru au cours du 2^{ème} trimestre 2012 pour retomber à 26 TWh en juin 2012.

³⁰ Les livraisons aux PEG à une période donnée reflètent l'ensemble des transactions conclues sur le marché de gros au comptant ou à terme et livrées au cours 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 renégocié entre deux ou plusieurs acteurs avant d'être livré.

Graphique 64 : Livraisons aux PEG (données mensuelles)



Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

- **Un nombre d'expéditeurs de plus en plus important en 2011, une progression qui se maintient durant le premier semestre 2012**

Au cours de l'année 2011, 82 expéditeurs ont été actifs sur au moins un PEG en France, soit 12 de plus par rapport à l'année précédente, dont 5 fournisseurs de clients finals. Par

ailleurs, on dénombre un total de 16 acteurs adossés à des sociétés connues du secteur financier.

Le nombre d'expéditeurs est resté stable au 1^{er} semestre 2012 par rapport à l'année 2011.

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

	2010	2011	S1 2011	S1 2012
Nombre total d'expéditeurs actifs	70	82	70	80
Dont traders acteurs financiers	10	16	9	15

Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

1.2 Le négoce sur le marché intermédié est toujours en progression en 2011 mais recule au deuxième trimestre 2012

En 2011, les volumes échangés sur ces marchés intermédiés³¹ ont progressé de 71 % par rapport à 2010, pour atteindre 420 TWh (cf. Tableau 13) avec environ 52 000 transactions enregistrées. Cette tendance haussière est observée sur l'ensemble des échéances négociées. Les volumes négociés sur les produits day-ahead sont en hausse de 48 % par rapport à leur niveau de 2010. Les produits à terme ont enregistré une progression plus importante (+82 %).

Les facteurs structurels déjà cités continuent indéniablement à constituer 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).

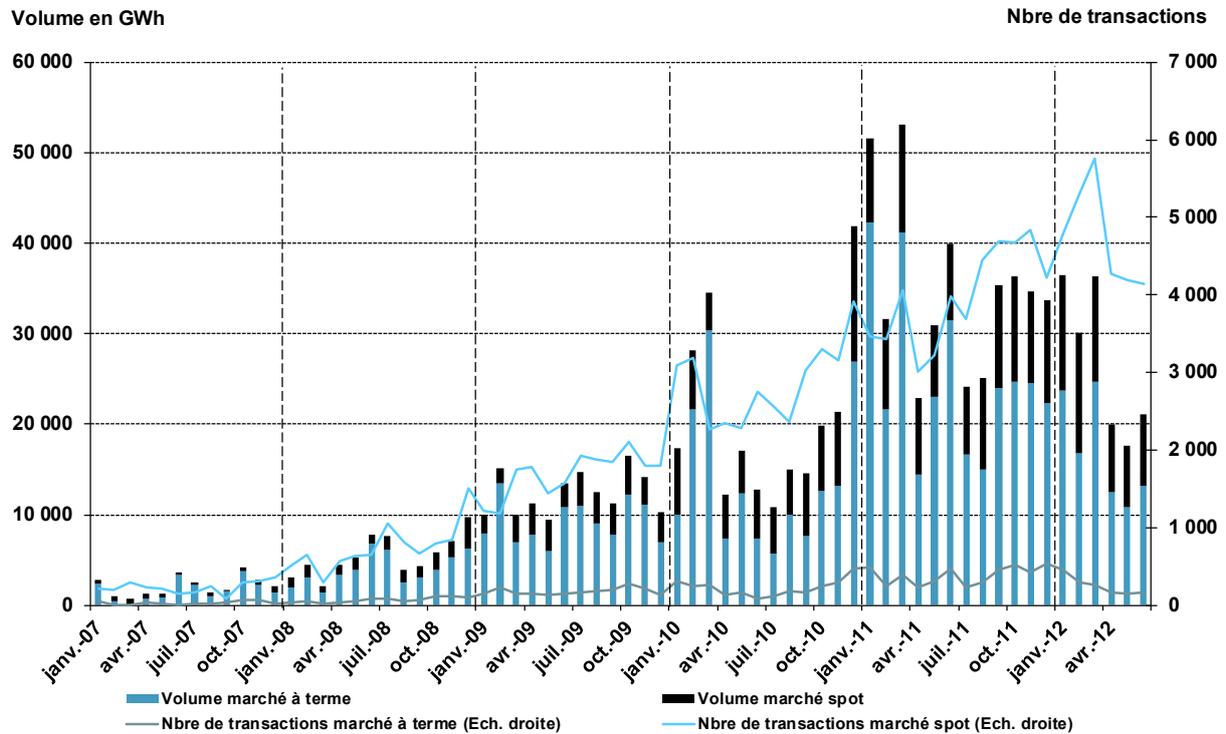
Le premier semestre de l'année 2012 a été, inversement, marqué par une baisse des volumes négociés, qui s'établissent à 162 TWh au cours de cette période contre 230 TWh au premier semestre 2011 (cf. Tableau 13 et

Graphique 65). Cette baisse a été essentiellement portée par le segment des produits à terme qui a régressé de 42 % par rapport au premier semestre 2011, les produits saison étant les plus impactés. La baisse la plus importante est survenue lors du deuxième trimestre 2012, affectant particulièrement les produits saison, explicable en partie par l'affermissement des positions des acteurs pour la saison d'été. Les volumes négociés ont enregistré l'un des niveaux les plus bas depuis l'origine du marché organisé Powernext Gas Futures au PEG Nord, et le volume des produits à terme est resté inférieur à celui des produits spot pendant tout le second trimestre 2012. Cette baisse des volumes échangés sur le marché à terme est aussi liée en partie au pic d'activité d'un acteur au cours des premiers mois de 2011. Cet acteur, qui n'est pas un acteur historique du marché français, avait fait part à la CRE d'un important développement de ses activités de négoce sur le marché de gros. Cet acteur a indiqué à la CRE avoir par la suite diminué son activité dans le contexte d'évolution de la stratégie de l'entreprise dans les activités de trading et de renforcement de ses méthodes de gestion du risque.

Le négoce des produits spot a globalement augmenté de 7 % au cours du premier semestre 2012 et a enregistré 27 % de progression sur le *day-ahead*.

³¹ 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).

Graphique 65 : Evolution des volumes négociés et nombre de transactions (marché spot et à terme)



Source : Brokers, Powernext – Analyse : CRE

Tableau 13 : Transactions sur le marché intermédié spot et à terme

a. Volumes négociés

Volume (TWh)	2010	2011	S1 2011	S1 2012
Marché spot	80	118	56	60
Dont produits day-ahead	39	58	27	34
Marché à terme	165	301	174	102
Dont produits mensuels	57	115	45	36
Dont produits saisonniers	68	130	96	53
Total marché intermédié	246	420	230	162

b. Nombre de transactions

Nombre de transactions	2010	2011	S1 2011	S1 2012
Marché spot	34 230	47 749	21 173	28 458
Dont produits day-ahead	23 264	32 215	13 845	20 196
Marché à terme	2 691	4 587	2 131	1 481
Dont produits mensuels	2 067	3 395	1 353	1 049
Dont produits saisonniers	340	711	527	322
Total marché intermédié	36 921	52 336	23 304	29 939

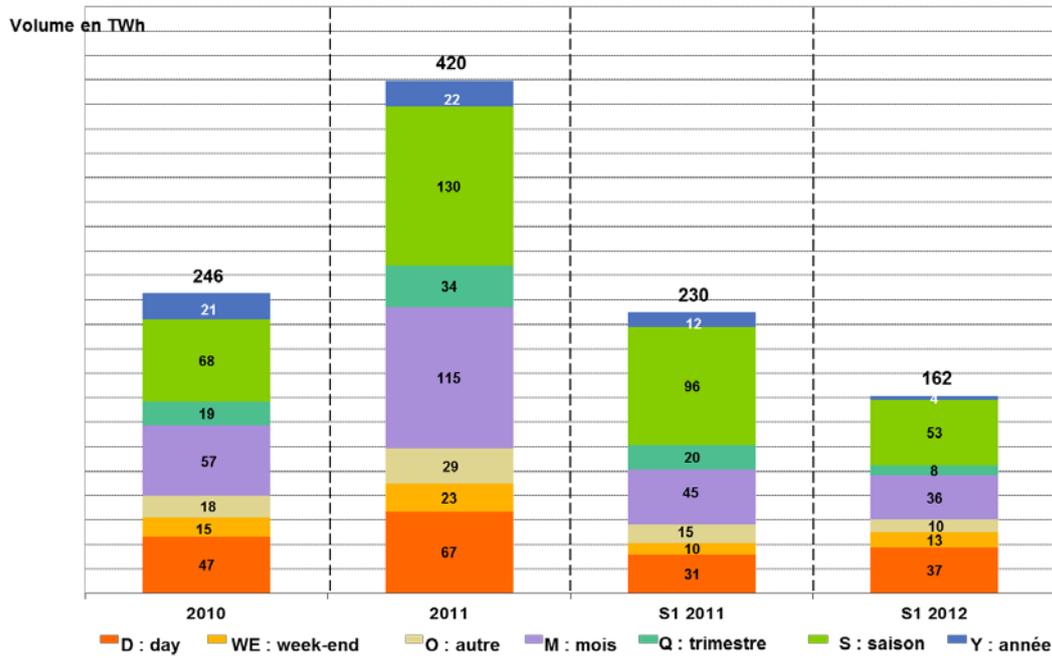
c. Taille moyenne des transactions

Volume (GWh) moyen par transaction	2010	2011	S1 2011	S1 2012
Marché spot	2,3	2,5	2,7	2,1
Dont produits day-ahead	1,7	1,8	1,9	1,7
Marché à terme	61,5	65,6	81,7	68,6
Dont produits mensuels	27,8	34,0	33,4	34,1
Dont produits saisonniers	199,5	182,9	183,0	165,4
Total marché intermédié	6,7	8,0	9,9	5,4

Source : Brokers, Powernext – Analyse : CRE

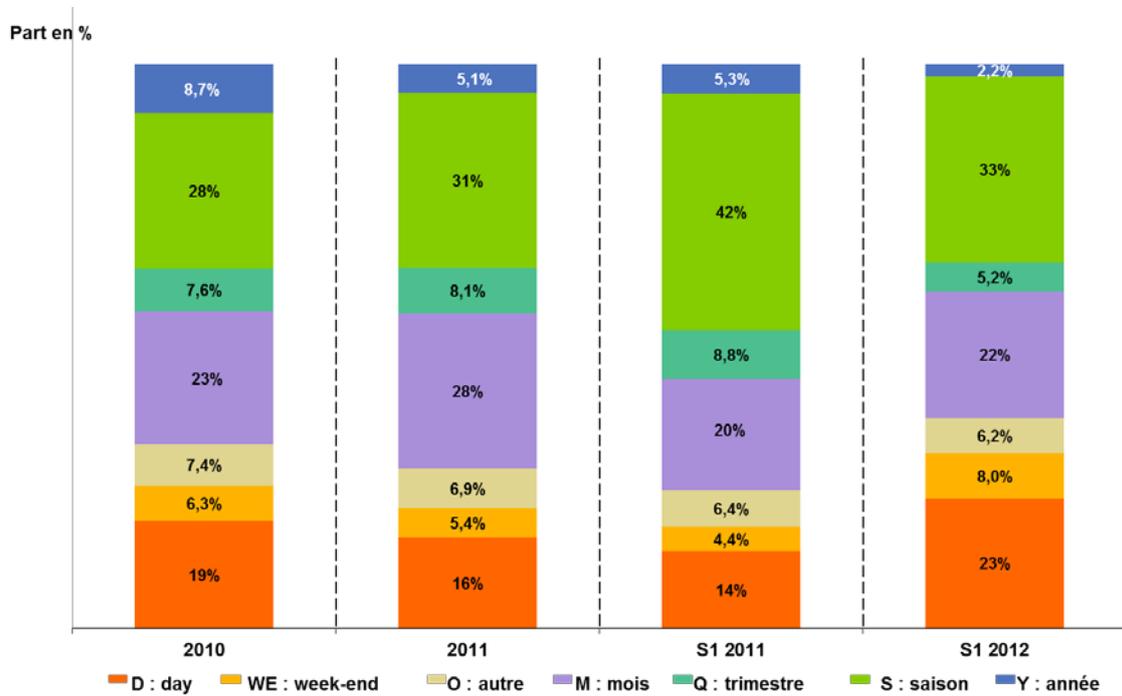
Graphique 66 : Répartition des volumes négociés par produit

a. En TWh



Source : Brokers, Powernext – Analyse : CRE

b. En pourcentage



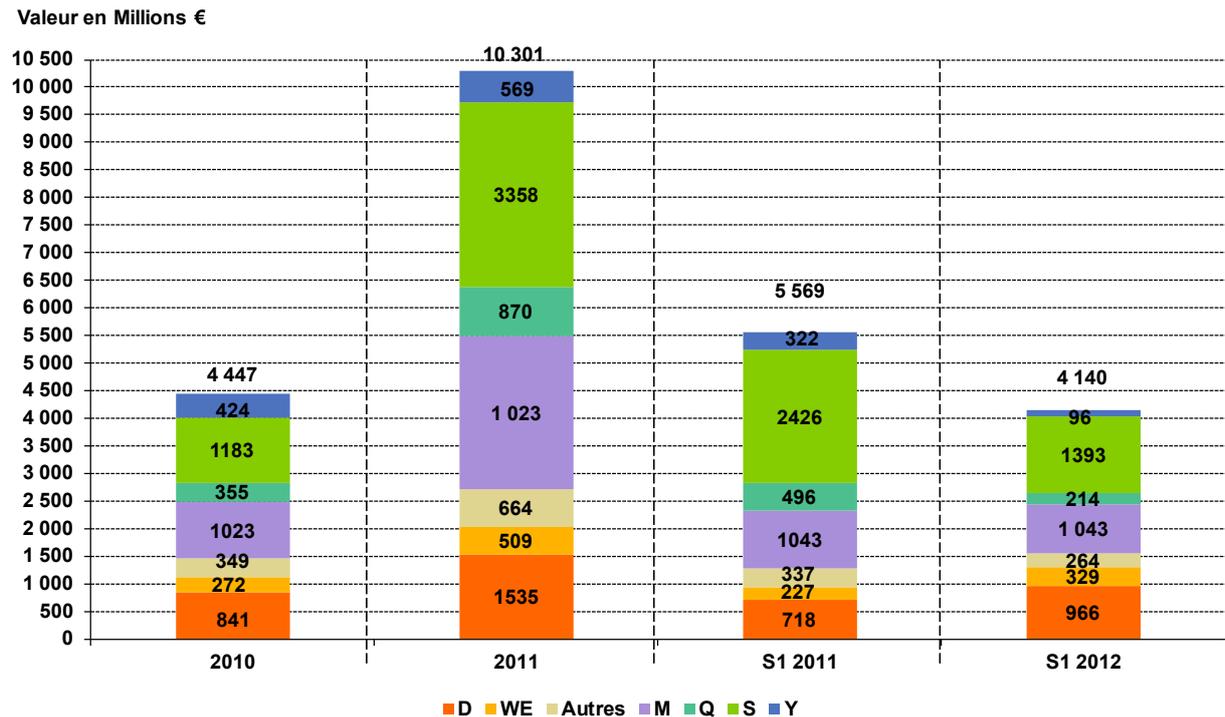
Source : Brokers, Powernext – Analyse : CRE

- **La taille du marché de gros en France a plus que doublé en 2011 représentant 10,3 milliards d'euros.**

La valeur des échanges opérés sur les marchés a plus que doublé en 2011 passant de 4,4 Mds€ en 2010 à 10,3 Mds €. Cette progression est liée à la croissance des

volumes négociés, ainsi qu'à la hausse des prix du gaz sur la période considérée. En revanche, au cours du premier semestre 2012, malgré la poursuite de la hausse des prix, la valeur des échanges est en recul de 26 % par rapport au premier semestre 2011 du fait de la baisse des volumes échangés.

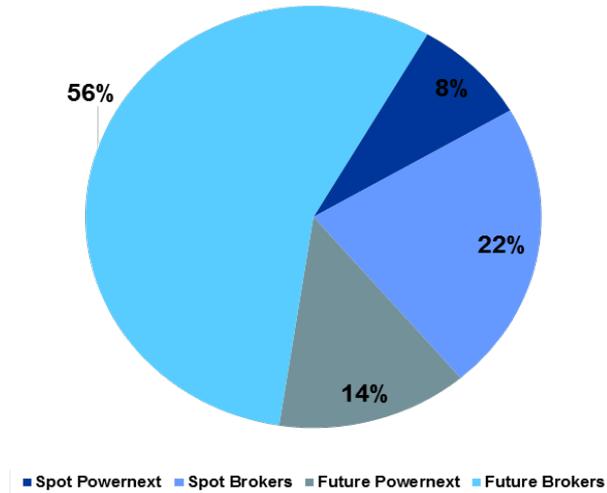
Graphique 67 : Valorisation des volumes négociés (en M€)



Source : Brokers, Powernext – Analyse : CRE

78 % des volumes négociés en 2011 l'ont été échangés sur les plateformes de brokers, les 22 % restant se négociant sur les marchés organisés (Graphique 68), ces derniers continuant à gagner des parts de marché d'année en année.

Graphique 68 : Répartition des volumes négociés spot et à terme aux PEG par type d'intermédiation (année 2011)



Source : Brokers, Powernext – Analyse : CRE

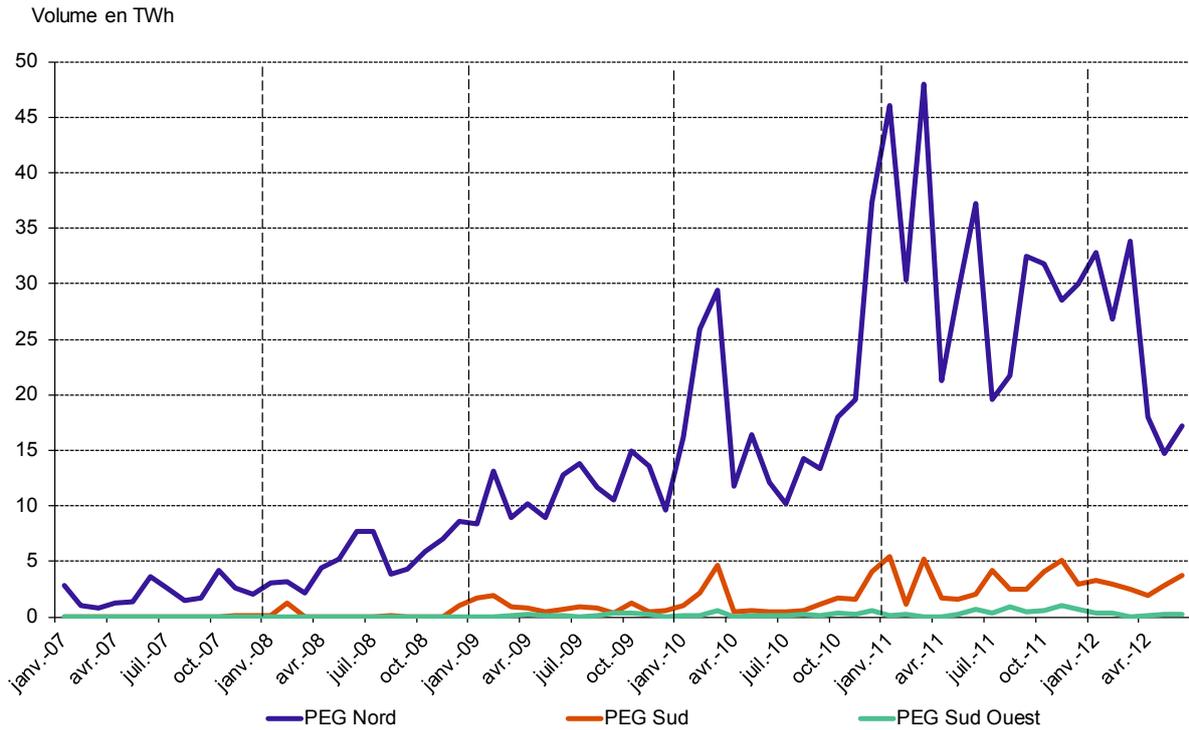
- **Un négoce en constant développement au PEG Nord**

A 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 90 % des volumes négociés en 2011 (cf. Graphique 69). Les volumes échangés au PEG Sud, qui représente 27 % de la consommation nationale, ont également progressé au cours de l'année 2011 (33,9 TWh en 2011 contre

18,6 TWh en 2010). L'introduction du produit *spread PEG Nord / PEG Sud* en mai 2011 a contribué à l'essor des échanges sur le marché spot, particulièrement au PEG Sud où celui-ci a représenté environ 61 % du volume total négocié entre mai 2011 et juin 2012.

Bien qu'en progression, la liquidité au PEG TIGF reste faible avec un volume échangé de 5,2 TWh en 2011, alors que la zone TIGF représente environ 3 % de la consommation nationale.

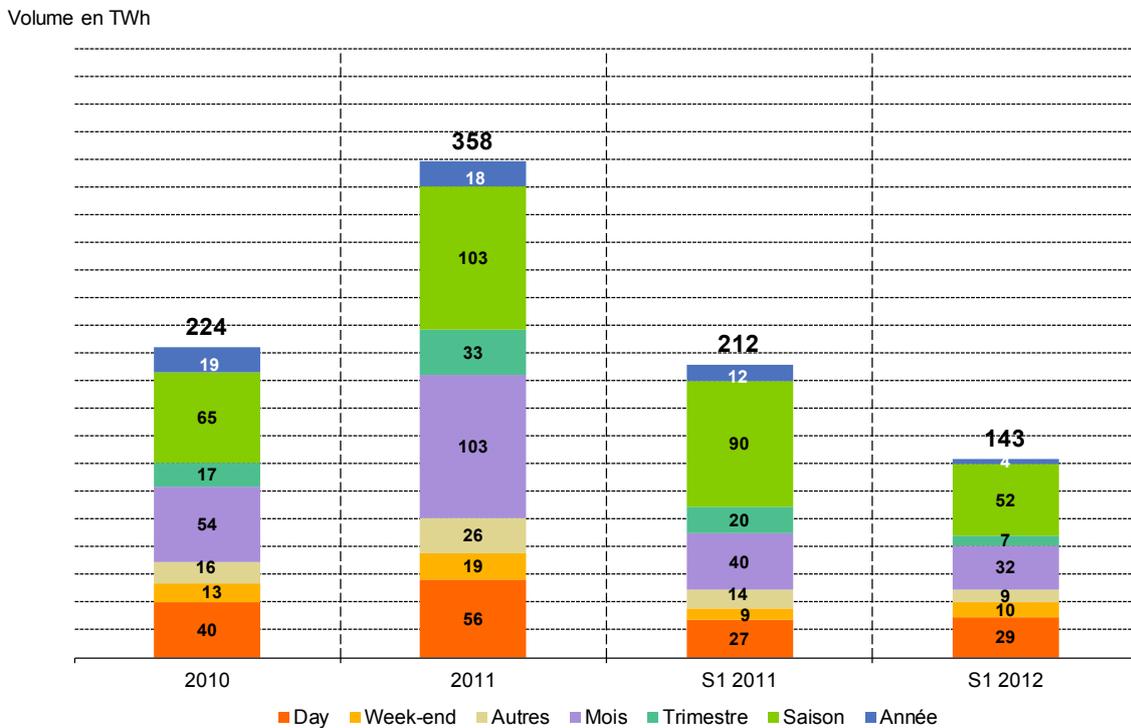
Graphique 69 : Volumes négociés par PEG sur le marché intermédié (données mensuelles)



Source: Brokers, Powernext – Analyse : CRE

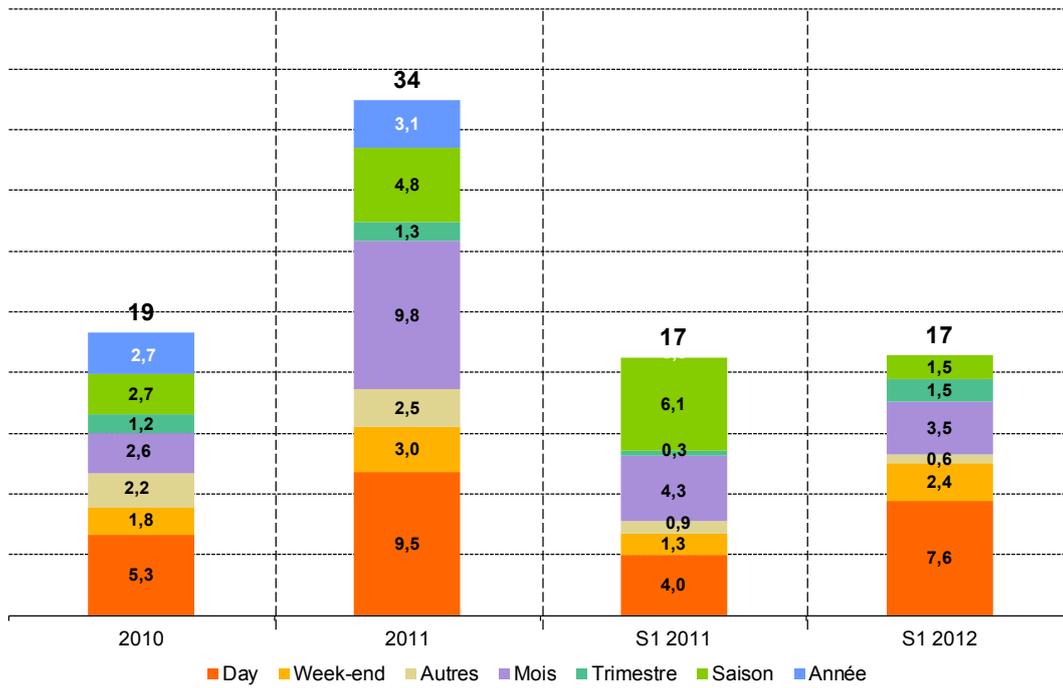
Graphique 70 : Répartition des volumes négociés par produit et par PEG

a. PEG Nord



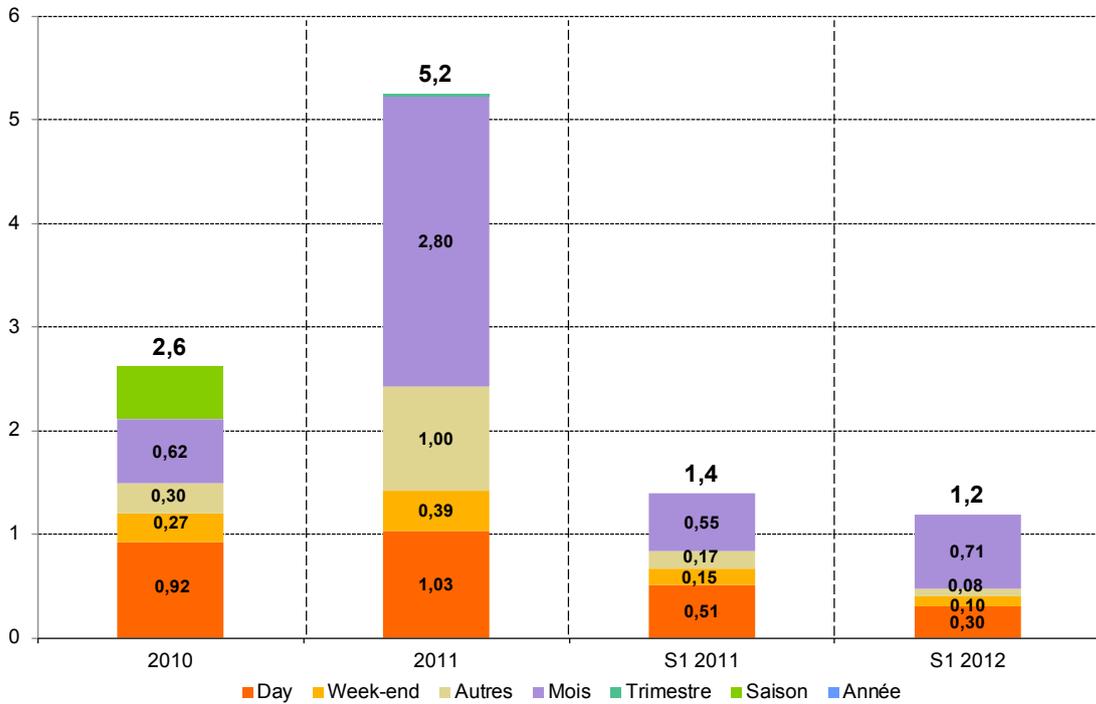
b. PEG Sud

Volume en TWh



c. PEG TIGF

Volume en TWh



Source : Brokers, Powernext – Analyse : CRE

- **Un nombre important d'acteurs actifs interviennent sur le PEG Nord, les deux autres zones restant concentrées.**

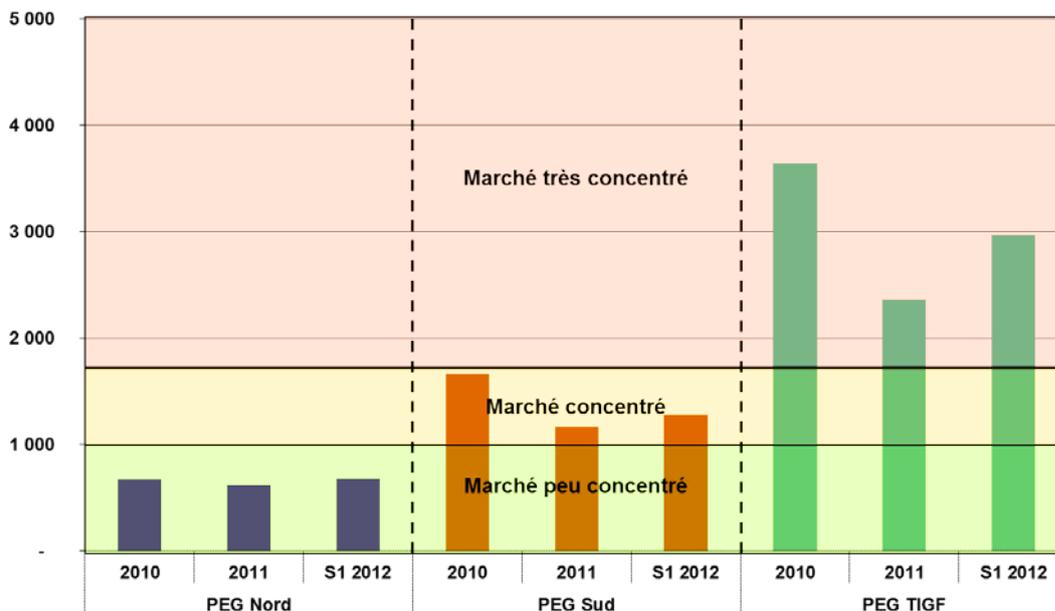
Le Graphique 71 illustre le degré de concentration des PEG Nord, Sud et TIGF. La zone Nord, tant à l'achat qu'à la vente sur tous les produits, correspond à des indices HHI représentatifs d'un marché peu concentré. Ce constat se retrouve également à travers l'évolution des parts de marché. La part de marché cumulée des trois plus gros acteurs au PEG Nord a baissé continuellement depuis 2009 et semble se stabiliser, tant en termes d'enlèvements / livraisons qu'en termes de transactions (cf. Graphique 72). Au premier semestre 2012, les trois plus gros acteurs représentaient environ 33 % de part de marché pour les enlèvements / livraisons et 35 % pour les achats / ventes.

Au PEG Sud, les indices HHI ont diminué aussi bien à l'achat qu'à la vente durant l'année 2011 mais la concentration à la vente est plus marquée que la concentration à l'achat (cf. Graphique 72).

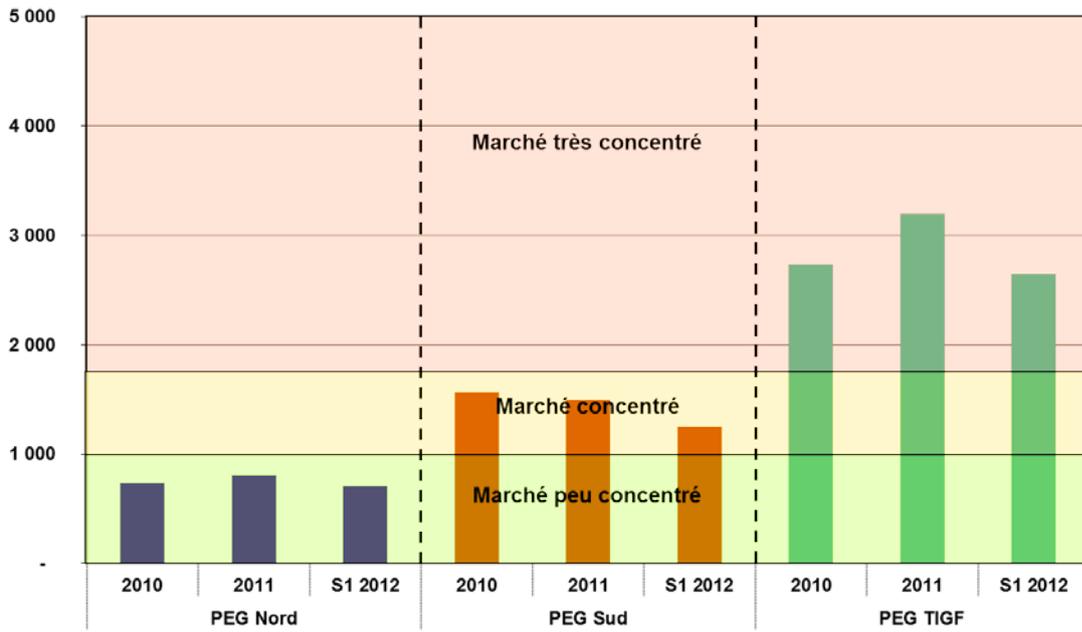
Le PEG TIGF demeure la place de marché la plus concentrée en France. On observe sur 2011 et le 1^{er} semestre 2012 une augmentation des indices HHI dans le négoce des produits à terme. Ces mouvements sont liés aux interventions de quelques acteurs qui du fait de la faible liquidité du marché dans cette zone, peuvent prendre des parts de marchés significatives avec des volumes modestes. L'analyse des variations des indices HHI au PEG TIGF conduit avant tout à constater, une fois de plus, sa faible liquidité malgré une augmentation des volumes négociés dans cette zone.

Graphique 71 : Indice HHI sur les différents marchés, 2011 et S1 2012, par PEG

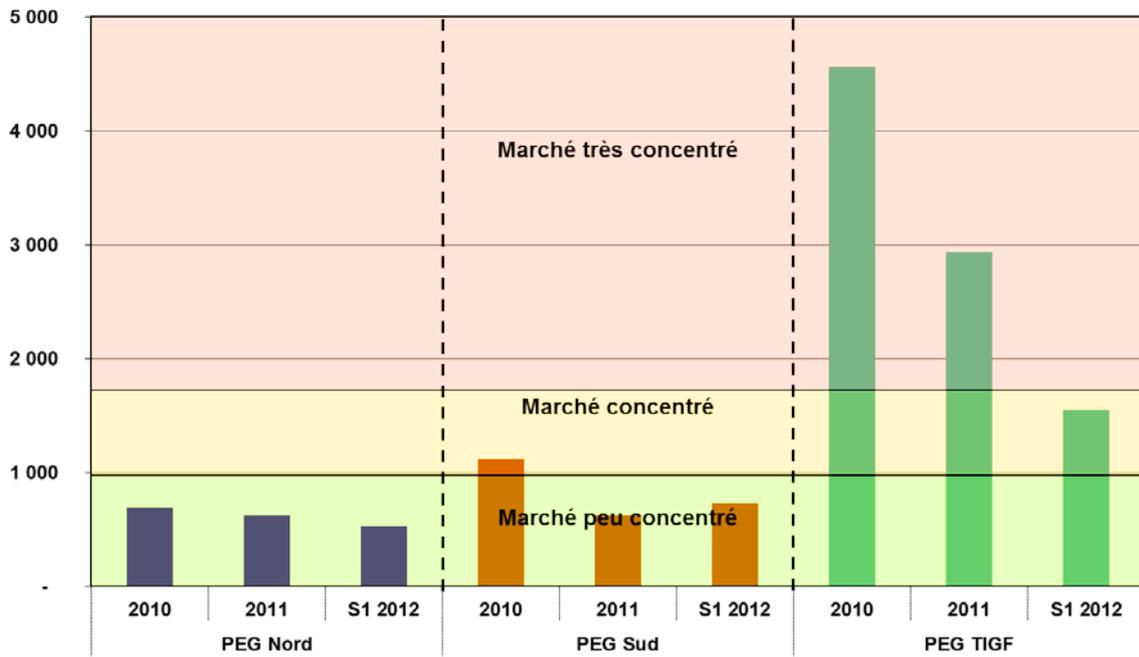
a. A la vente sur le marché spot



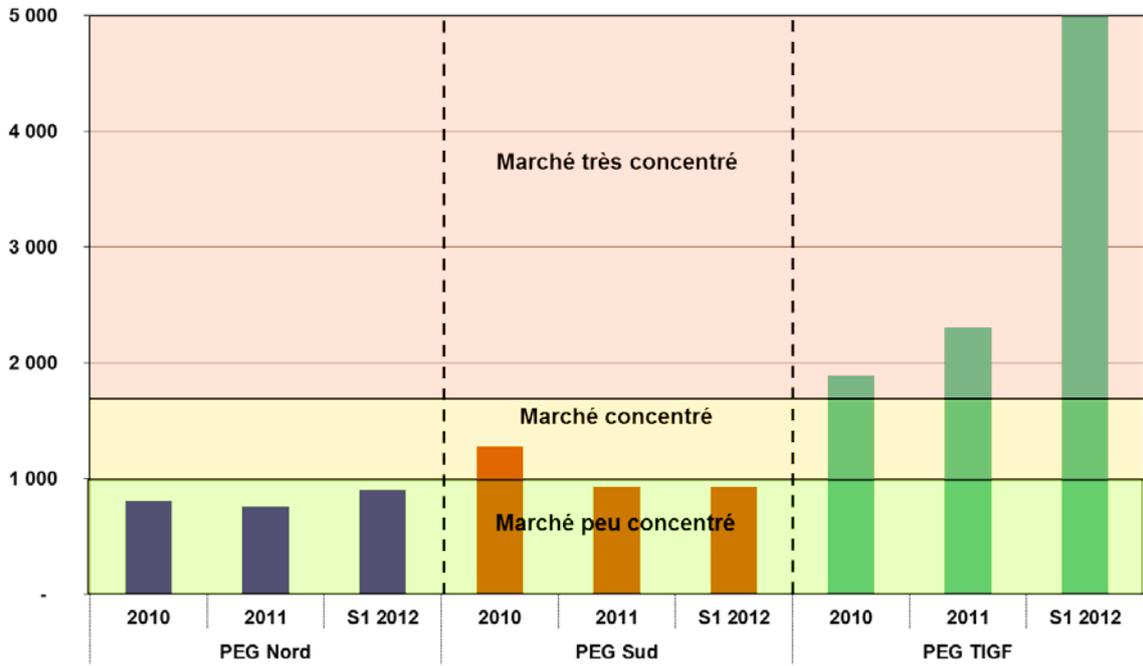
b. A la vente sur le marché future



c. A l'achat sur le marché spot



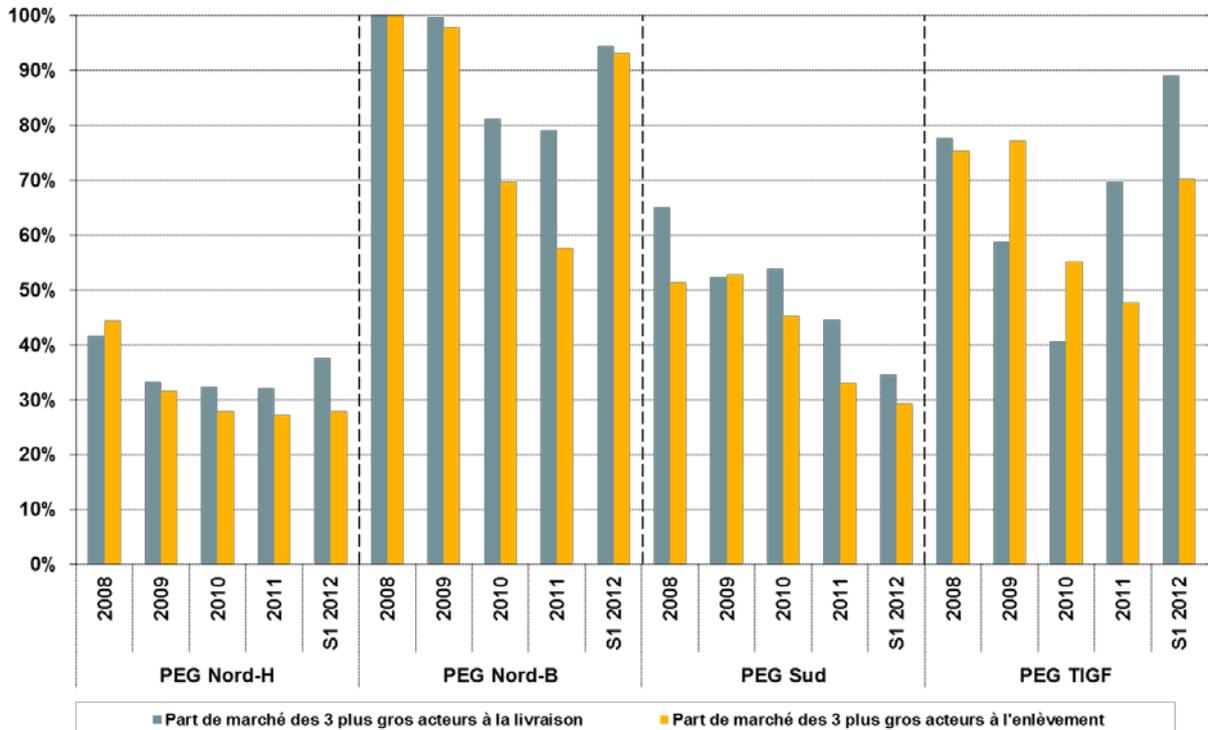
d. A l'achat sur le marché à terme



Source : Brokers, Powernext – Analyse : CRE

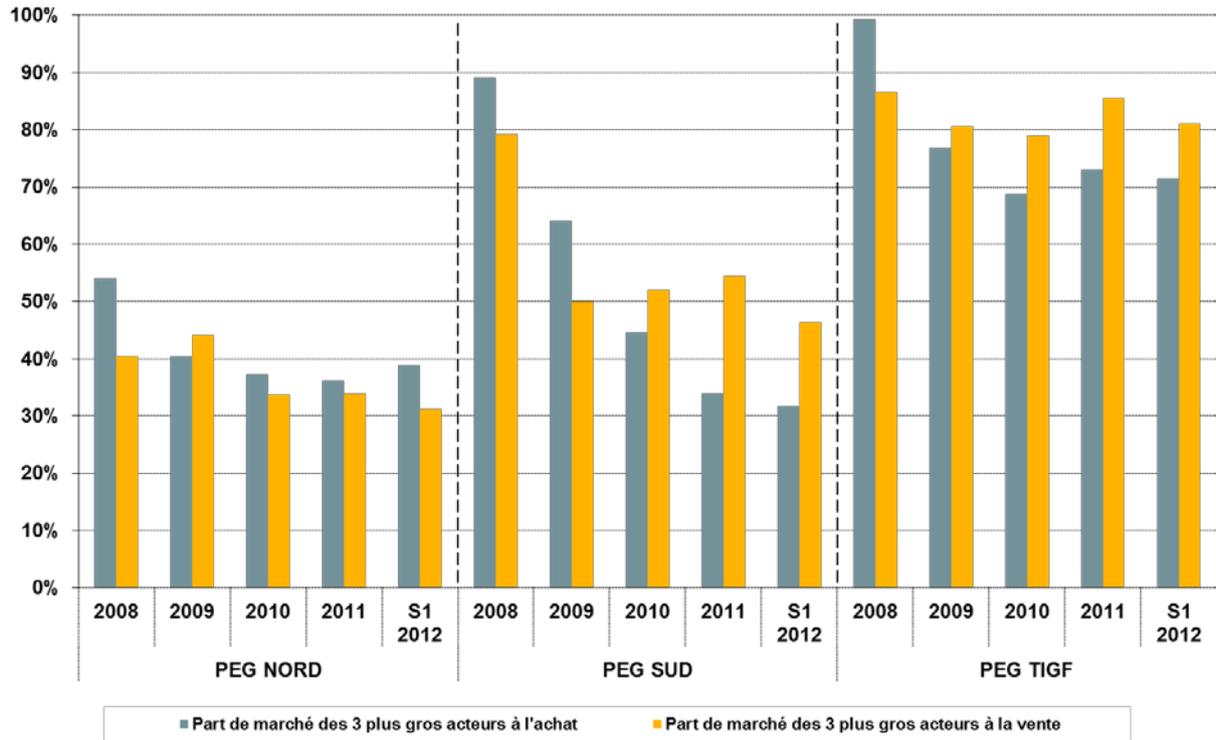
Graphique 72 : Part de marché cumulée des 3 plus gros acteurs par PEG

a. Enlèvements et livraisons aux PEG



Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

b. A l'achat et à la vente sur le marché intermédié



Source: Brokers, Powernext – Analyse: CRE

2. LES PRIX DU GAZ

Après avoir suivi une forte tendance à la hausse depuis mi-2009, les prix du gaz en Europe se sont globalement stabilisés au cours de l'année 2011 et durant le premier semestre 2012. L'écart entre les prix de gros du gaz et ceux des produits pétroliers continue à se creuser, notamment à partir du deuxième semestre 2011. L'essor des gaz non conventionnels aux Etats-Unis et l'absence d'infrastructures permettant de les exporter massivement expliquent l'écart de prix entre les marchés américain et européen (ce dernier étant plus cher). Alors qu'aux Etats-Unis la faiblesse des prix du gaz, associée à un durcissement des lois environnementales, favorise la production électrique à partir du gaz, les prix du charbon restent inférieurs aux prix du gaz en Europe, ce qui favorise le recours aux centrales à charbon.

Le premier semestre 2012 a été marqué par un pic de prix sur les marchés spot européens, conséquence d'une vague de froid couvrant la quasi-totalité du continent et créant une situation de tension sur l'approvisionnement. Cet épisode a fait l'objet d'une enquête de la CRE sur la formation des prix en France (cf. Encadré 4).

Les prix français ont suivi l'évolution des prix aux hubs voisins durant l'année 2011. Cependant, une déconnexion importante est apparue depuis avril 2012 entre le PEG Nord et les PEG Sud et TIGF dans un contexte de tension sur l'approvisionnement au sud de la France. Cet épisode fait actuellement l'objet d'une enquête de la CRE³².

³² Communiqué de presse relatif au lancement de l'enquête sur les prix du marché au sud de la France, du 27 juillet 2012

<http://www.cre.fr/documents/presse/communiques-de-presse/la-cre-ouvre-une-enquete-sur-les-prix-de-marche-du-gaz-au-sud-de-la-france/consulter-le-communique-de-presse>

Les évolutions constatées des prix du gaz constatés depuis 2011 peuvent également être liées à différents facteurs :

- l'incertitude économique au sein de la zone euro ;
- la hausse des prix des produits pétroliers ;
- des évènements géopolitiques, liés notamment aux révolutions arabes ;
- des aléas climatiques.

2.1 Les prix de gros du gaz en France s'inscrivent à la hausse en 2011. Un pic de prix spot a été atteint pendant la vague de froid de février 2012

Les prix *day-ahead* au PEG Nord ont augmenté de 30 % entre 2010 et 2011, atteignant en moyenne 22,9 €/MWh (cf. Graphique 73). Malgré cette augmentation en moyenne annuelle, les prix spot ont affiché une tendance relativement stable au cours de 2011 ainsi qu'une moindre volatilité (cf. Tableau 14). Les variations observées entre septembre et octobre 2011 peuvent être attribuées à l'incertitude autour des maintenances de plusieurs installations de liquéfaction au Qatar, à l'indisponibilité de l'Interconnector (reliant le Royaume-Uni et la Belgique) entre le 7 et le 22 septembre, ainsi qu'aux températures supérieures aux normales de saison en début de l'hiver 2011/2012.

Au cours du premier semestre 2012, les prix *day-ahead* au PEG Nord se sont situés en moyenne à 24,7 €/MWh, soit une augmentation de 8 % par rapport au premier semestre 2011. Cette hausse de prix peut être attribuée en partie à la vague de froid de début février 2012, qui a provoqué l'apparition d'un pic de prix sur les différents marchés spot

européens (cf. Encadré 4) ainsi qu'une hausse importante de la volatilité.

Les prix du marché à terme ont suivi une évolution similaire à celle du spot et ont été

soutenus par la hausse des prix du pétrole. Au PEG Nord, les prix des principaux produits à terme ont progressé, selon les produits, de 25 % à 40 % en 2011 et de 3 % à 5 % au premier semestre 2012.

Encadré 4**Pics de prix du gaz de début février 2012**

Le prix sur le marché spot français au PEG Nord a atteint, respectivement 40,5 €/MWh et 45,7 €/MWh au PEG Nord pour livraison le 7 et le 8 février 2012, soit les plus hauts niveaux depuis 2006³³ (cf. Graphique 73). Ces prix très élevés ont été observés dans un contexte climatique particulier : entre le 1^{er} et le 13 février, la France et l'Europe de façon plus générale ont été touchées par une vague de froid, avec des températures très inférieures aux moyennes saisonnières.

Dans le cadre de ses analyses systématiques en cas d'événement de marché de cette nature, la CRE a engagé une investigation sur les facteurs explicatifs de ces niveaux de prix, analysant notamment les flux dans le système gazier français, ainsi que les interventions des acteurs sur le marché³⁴.

Bien que les prix spot aient augmenté sur l'ensemble des hubs européens pendant cette période, la France a connu des différentiels de prix qui pouvaient atteindre 7,0 €/MWh avec certains marchés voisins. La hausse des prix spot ne s'est que très légèrement propagée aux produits à terme et, notamment, au M+1 (avec des prix inférieurs à 25,5 €/MWh) et les prix français à terme ne se sont pas déconnectés de ceux des hubs adjacents. La CRE relève par conséquent que la référence de prix utilisée dans la formule de calcul des tarifs réglementés de vente de gaz n'a pas été impactée par cet épisode³⁵.

En France, la consommation moyenne entre le 6 et 10 février a été de 3,6 TWh/jour, atteignant un record avec 3,7 TWh consommés le 8 février et dépassant ainsi le précédent record datant de janvier 2010 (3,3 TWh). A titre comparatif, la consommation se situait à 2,2 TWh/jour aux mêmes dates en 2011. Cette pression à la hausse sur la demande s'est accompagnée de restrictions de capacités d'entrée aux interconnexions en amont du réseau français, liées en particulier à la réduction des livraisons de gaz russe en Europe et à des exportations très élevées vers l'Espagne et l'Italie.

Les livraisons de GNL ont par ailleurs été relativement faibles. La hausse de la demande en France a été couverte notamment par les stockages de gaz (47 % des approvisionnements du 6 au 10 février) et des importations terrestres (environ 40 % sur la période).

La période de pic de prix en France s'est accompagnée d'un recours plus important au marché de gros du gaz faisant progresser les livraisons aux PEG et les échanges sur le marché intermédiaire³⁶. Le recours au marché a ainsi pu permettre d'équilibrer les portefeuilles des fournisseurs au cours de cette période, contribuant à sécuriser l'approvisionnement de leurs clients.

³³ Le PEG Nord avait atteint 66,0 €/MWh en mars 2006.

³⁴ Délibération de la CRE du 26 juin 2012 portant communication sur les pics de prix de début février 2012 (<http://www.cre.fr/documents/deliberations/communication/vague-de-froid-fevrier-2012/consulter-la-deliberation>).

³⁵ Le calcul du tarif réglementé de vente utilise la moyenne mensuelle du cours du gaz au TTF (Q+1) comme référence de prix du marché du gaz (<http://www.cre.fr/marches/marche-de-detail/marche-du-gaz>). Cet indice s'est situé à 24,2 €/MWh le 7 février.

³⁶ Le volume livré aux PEG est passé d'une moyenne de 1,7 TWh/jour au cours de janvier 2012 à 2,3 TWh/jour entre le 6 et le 10 février 2012. Les volumes échangés sur le marché intermédiaire français (brokers et bourse), pour les segments *day-ahead* et *intraday* et pour livraison entre le 6 et le 10 février, ont atteint une moyenne de 467 GWh/jour, soit une augmentation de 42 % par rapport à la moyenne de janvier 2012.

Lors de ses investigations, la CRE a constaté que malgré le différentiel des prix entre la France et les hubs adjacents pendant la vague de froid, la capacité d'import disponible aux principaux points d'interconnexion du réseau français (notamment Obergailbach et Taisnières H) n'a pas été pleinement utilisée. Dans la mesure où une meilleure utilisation des capacités à l'entrée aurait pu réduire les écarts de prix entre le marché spot français et celui des pays frontaliers, la CRE a interrogé les trois principaux acteurs n'ayant pas utilisé, pendant cette période, les capacités d'import souscrites sur ces interconnexions.

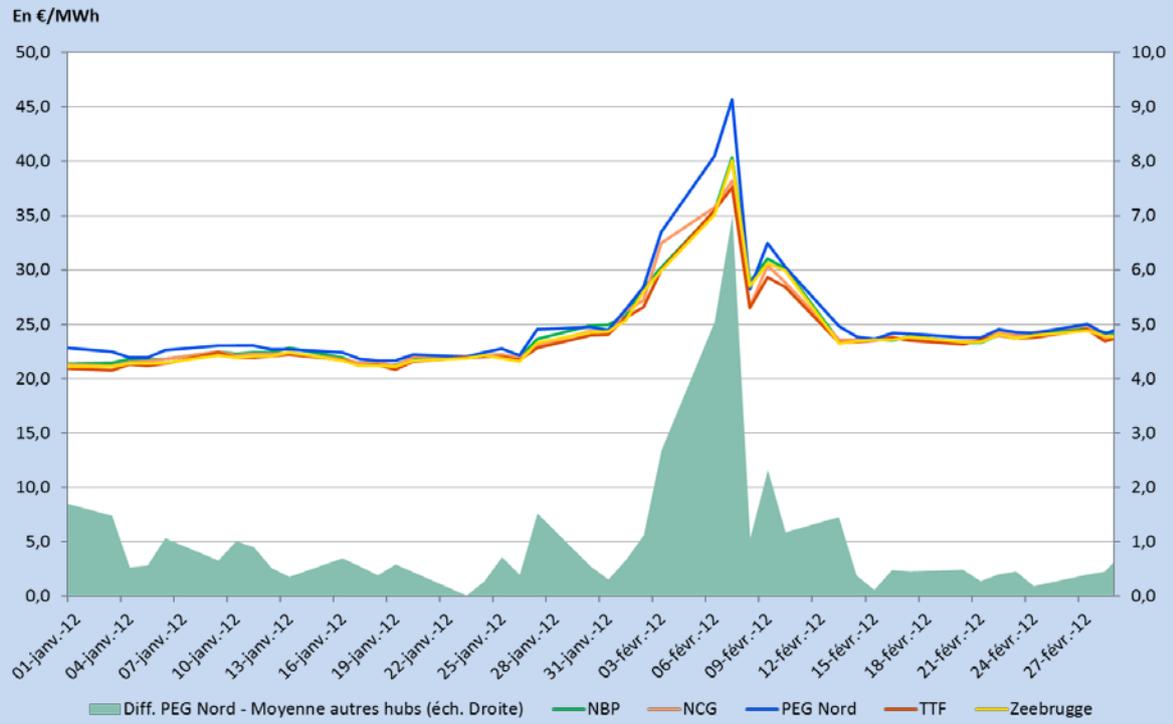
Dans leurs réponses, ces acteurs ont souligné le contexte climatique particulier, la forte demande qui en a découlé et une situation de tension, notamment dans le sud de l'Allemagne, exacerbée par des restrictions de capacités de gaz en provenance de la Russie. Deux acteurs ont mentionné la décision des autorités italiennes d'obliger les expéditeurs à « maximiser » les importations de gaz naturel vers l'Italie³⁷, décision qui s'est traduite par une hausse importante des exportations via Oltingue (frontière Suisse). S'agissant de la frontière allemande (Obergailbach), deux acteurs ont fait état de l'interruption de leurs capacités à la sortie de l'Allemagne. Sur la frontière belge, un acteur a mentionné des contraintes d'équilibrage du réseau belge ne permettant pas de réduire les flux à rebours et rappelé que les règles de GRTgaz imposent de comparer la capacité souscrite uniquement aux flux forward (flux bruts entrant en France) et non aux flux nets (flux forward nets des flux rebours). Sur ce dernier point, la CRE note, toutefois, qu'entre 76 et 100 GWh/jour étaient disponibles sur Taisnières H pour les journées du 6 et 7 février. Enfin, sur la frontière espagnole, un acteur a fait état d'obligations contractuelles de transit et a souligné qu'en l'absence de référence de prix day-ahead sur le marché espagnol, il lui était impossible de juger du différentiel de prix entre la France et l'Espagne.

Dans sa délibération du 26 juin 2012, la CRE a considéré que chacun des acteurs avait fourni des justifications technico-économiques expliquant la sous-utilisation des interconnexions. L'hypothèse d'un éventuel abus de marché a été écartée sur la base des informations dont disposait la CRE à cette date.

La CRE a par ailleurs observé qu'une réflexion pourrait être engagée sur l'articulation entre décisions des Etats membres relatives à la sécurité d'approvisionnement, mécanismes de marché et gestion harmonisée au niveau européen d'épisodes de tension similaires à ceux survenus lors de cet épisode. Certains aspects du design actuel des marchés du gaz européens seraient perfectibles afin d'améliorer le fonctionnement des marchés de gros. C'est le cas notamment de l'harmonisation au niveau européen de la définition du caractère interruptible ou ferme des capacités de part et d'autre des frontières. Ce sujet sera discuté en vue de la mise en place des produits de capacité groupés, comme prévu par les codes de réseau (CAM), à horizon 2015.

³⁷ Circulaire du 6 février 2012 diffusée par le Ministère de l'Industrie italien et destinée à tous les détenteurs de capacité aux points d'entrée sur le réseau italien

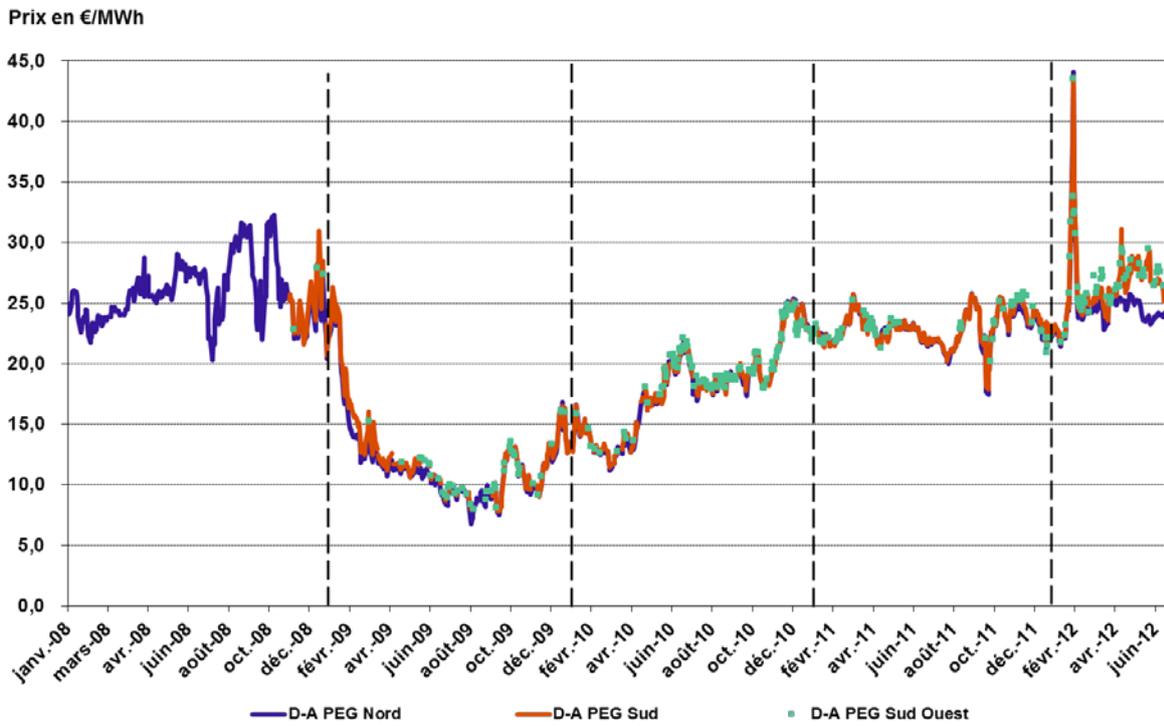
Graphique 73 : Pic des prix spot du gaz en Europe de début février 2012



Sources : Heren ; Analyse : CRE

Graphique 74 : Evolution des prix sur le marché français (données quotidiennes)

a. Prix day-ahead



b. Prix à terme au PEG Nord



Sources: Heren, Powernext – Analyse: CRE

2.2 L'écart entre les prix spot du PEG Nord et ceux du PEG Sud s'élargit en fin d'année 2011 et atteint des niveaux historiques au cours du premier semestre 2012 dans un contexte de saturation de la liaison Nord- Sud

L'écart de prix entre les PEG Nord et Sud a fortement augmenté depuis la fin de 2011 (cf. Graphique 75) . Le différentiel entre les deux PEG est passé d'une moyenne de 0,1 €/MWh en 2011 (le PEG Sud étant plus cher) à 1,65 €/MWh au cours du premier semestre 2012³⁸. Des niveaux historiques dépassant 6,0 €/MWh ont été atteints pour livraison le 19 avril et le 31 mai 2012. Ces écarts très élevés apparaissent dans un contexte de tension sur l'approvisionnement au sud de la France, caractérisé par la saturation de la liaison Nord/Sud (le taux d'utilisation des capacités disponibles³⁹ de la liaison Nord Sud atteint 88 % en moyenne durant le premier semestre 2012 contre 66 % à période identique l'année précédente), une baisse des émissions des deux terminaux de Fos-sur-Mer, et des exportations importantes vers l'Espagne (cf. Section III, 3).

La tension au sud de la France s'est accentuée entre le 16 et 23 avril lors d'un mouvement social affectant fortement les émissions des terminaux de Fos, puis depuis fin avril avec les travaux de maintenance sur la liaison Nord/Sud qui ont eu pour effet de restreindre le transit entre les zones Nord et Sud de GRTgaz.

Cet écart s'est propagé dans une moindre mesure au marché à terme et en particulier aux produits mensuels. Ainsi, l'écart de prix

entre les PEG Nord et Sud sur les produits M+1 est passé de 0,4 €/MWh à 2,0 €/MWh entre le premier et le deuxième trimestre 2012⁴⁰.

Dans ce contexte, la CRE a ouvert une enquête sur les conditions de formation des prix au Sud de la France⁴¹. Dans le cadre de cette enquête, la CRE analysera l'ensemble des transactions individuelles sur le marché de gros, ainsi que la disponibilité et l'usage des infrastructures gazières. Cette enquête est en cours.

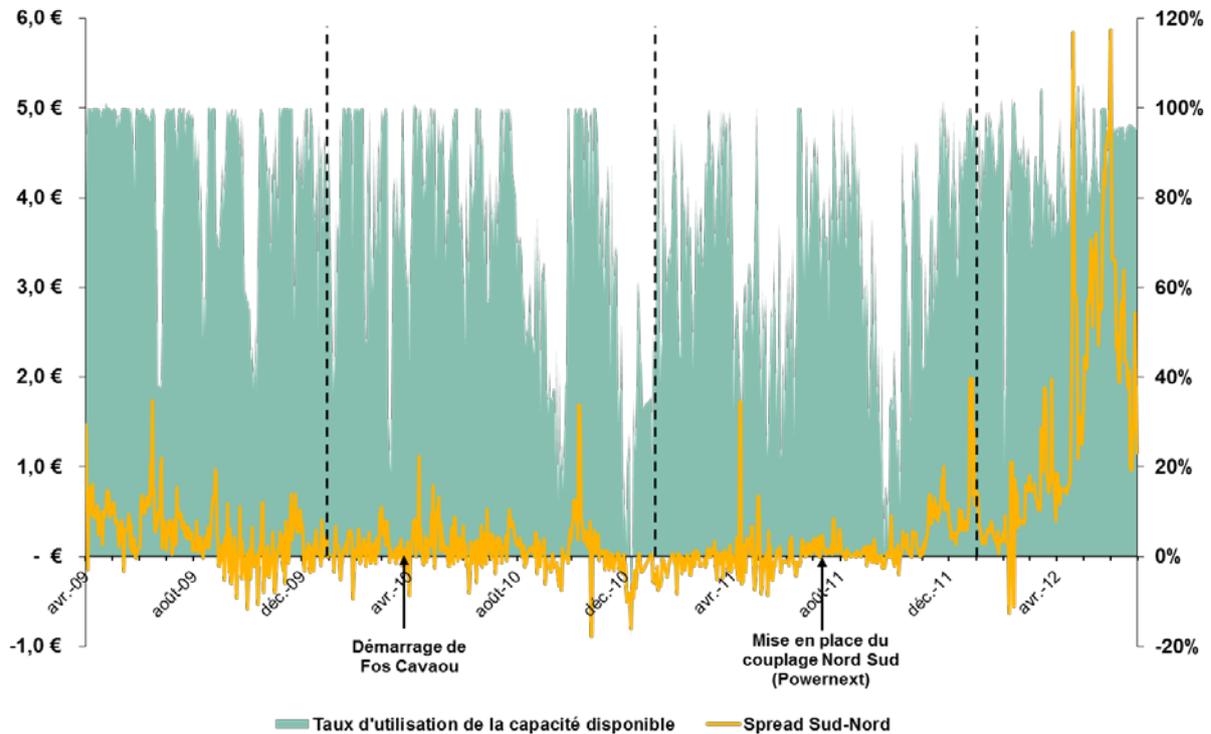
³⁸ Calcul à partir des indices EOD de Powernext

³⁹ Ratio entre les allocations nettes et les capacités réduites dans le sens Nord vers Sud telles qu'elles sont publiées par GRTgaz

⁴⁰ Indices ICIS Heren

⁴¹ Communiqué de presse du 27 juillet 2012 <http://www.cre.fr/documents/presse/communiques-de-presse/la-creouvre-une-enquete-sur-les-prix-de-marche-du-gaz-au-sud-de-la-france/consulter-le-communique-de-presse>

Graphique 75 : Spread PEG Sud – PEG Nord et utilisation de la liaison Nord vers Sud



Source : GRTgaz, Powernext – Analyse : CRE

2.3 Les prix de gros du gaz au PEG Nord français et sur les principaux hubs européens ont évolué de façon étroitement corrélée en 2011 et au cours du premier semestre 2012

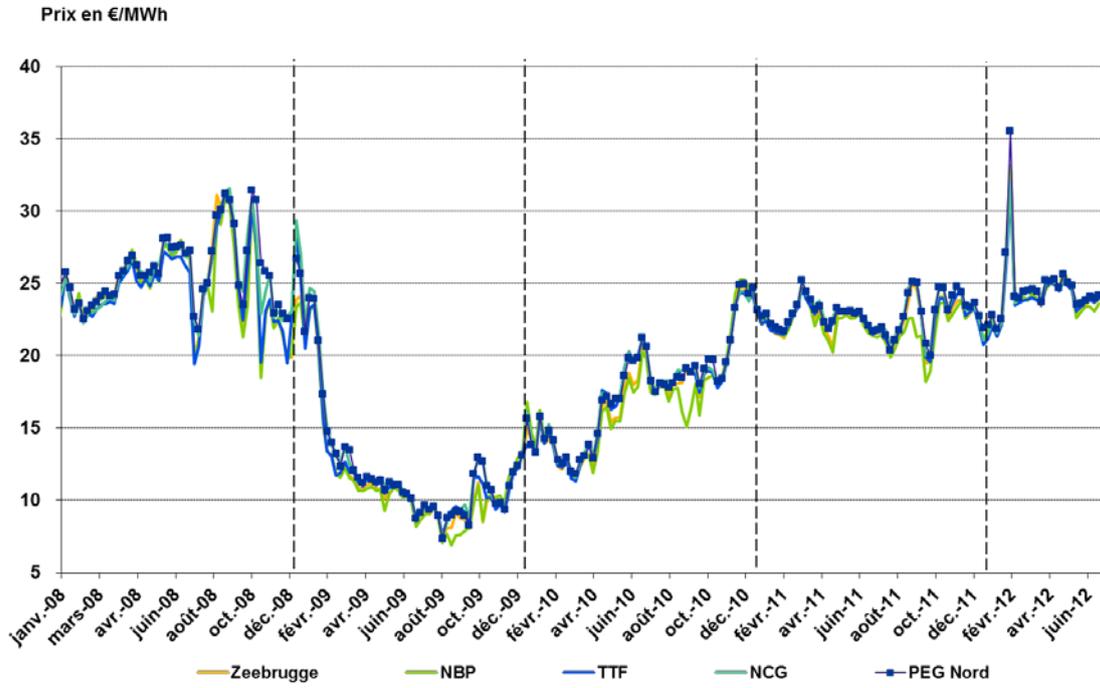
L'évolution des prix du gaz sur les marchés spot a été similaire sur l'ensemble des places de marché européennes (cf. Graphique 76), avec une stabilisation en 2011 après une hausse quasi-continue depuis fin 2009.

La déconnexion des prix spot au cours de septembre 2011 entre le NBP britannique et le reste des hubs européens est une conséquence de l'indisponibilité de l'Interconnector entre le 7 et le 22 septembre, empêchant l'exportation de gaz depuis le

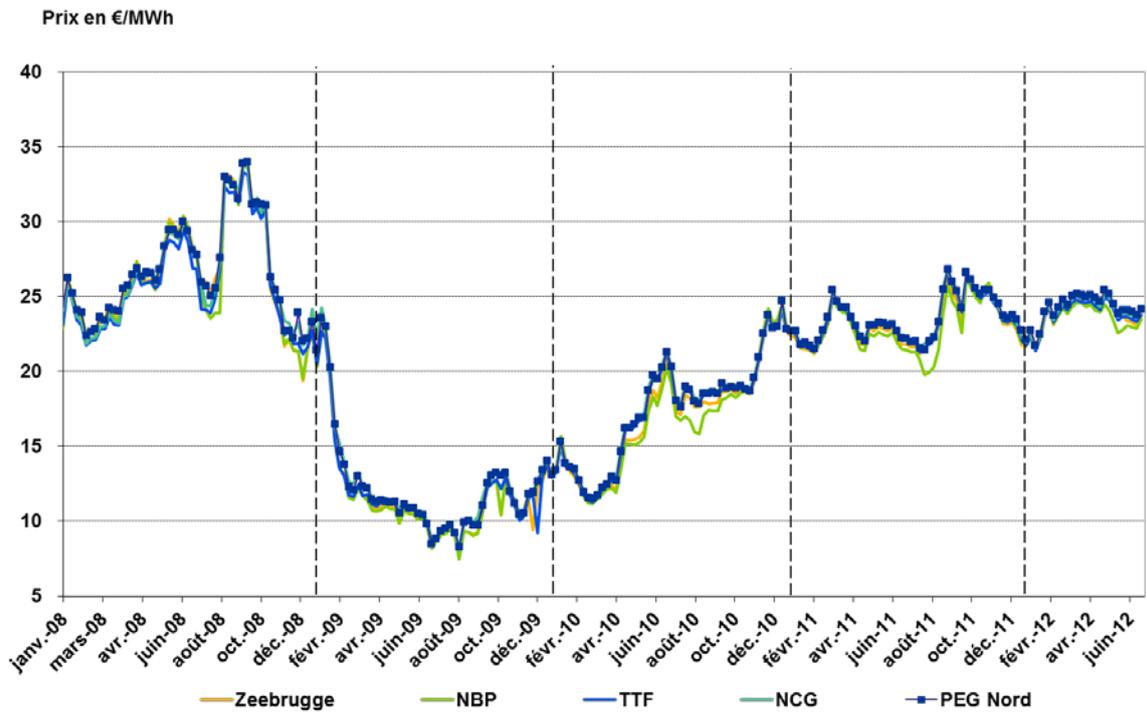
Royaume-Uni vers la Belgique. La remise en service de l'Interconnector a réduit cet écart tirant à la baisse les indices de prix continentaux et faisant augmenter celui du NBP. Fin septembre, les prix spot de l'ensemble des hubs européens ont connu une évolution atypique, atteignant des niveaux particulièrement bas (le plus bas de l'année 2011 pour l'ensemble des hubs avec une moyenne de 17 €/MWh). Les températures plus élevées que les moyennes de saison ont en effet affectée la consommation de gaz à la fin du mois de septembre et début d'octobre. Cette baisse de la consommation européenne a été accompagnée par des approvisionnements confortables en GNL à la fin du mois de septembre. Au cours des premiers jours d'octobre, les prix spot ont retrouvé leurs niveaux précédant cet épisode avec le retour progressif des températures aux normales de saison et des conditions habituelles d'approvisionnement.

Graphique 76 : Prix France – Europe (moyennes hebdomadaires)

a. Prix spot (day-ahead)



b. Prix à terme (M+1)

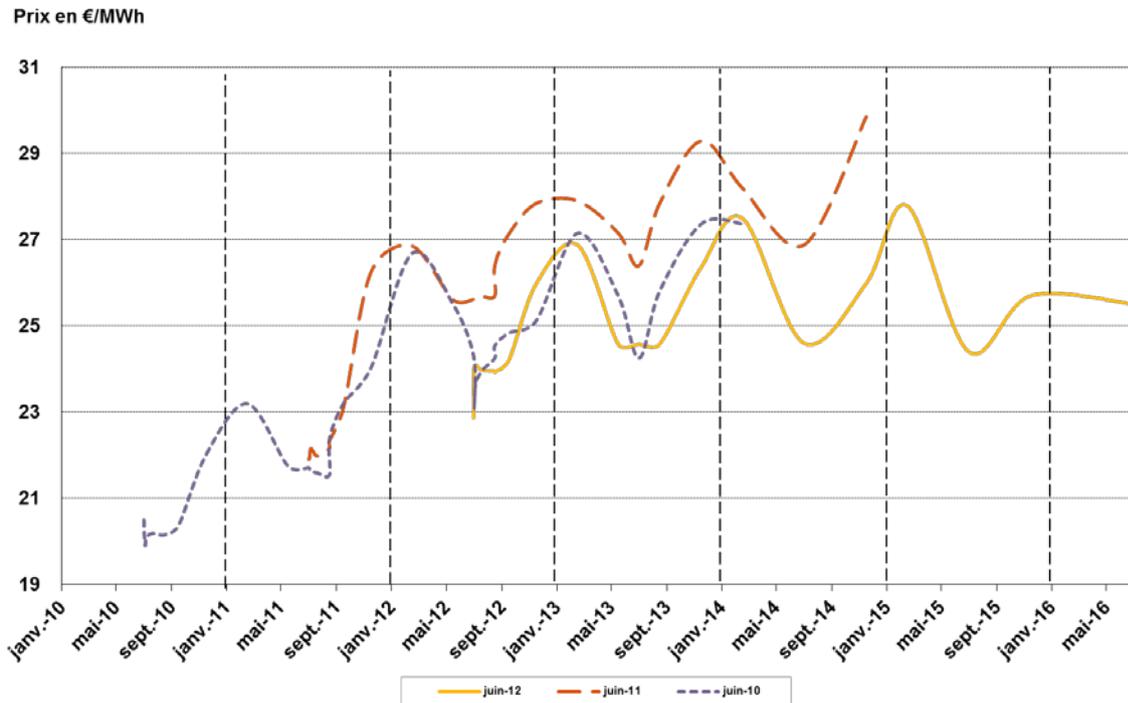


Sources: Argus, Heren, Powernext - Analyse: CRE

Dans la continuité du marché spot, les prix sur les marchés à terme en Europe ont connu une stabilisation au cours de l'année 2011 et du premier semestre 2012, à la suite d'une

tendance haussière depuis fin 2009. La courbe à terme en juin 2012 (cf. Graphique 77) reflète la tendance à la stabilisation des prix en Europe dans le moyen et le long terme.

Graphique 77 : Courbe des prix à terme au TTF



Sources: Heren, Powernext - Analyse: CRE

Les prix *day-ahead* au PEG Nord maintiennent une évolution étroitement corrélée à celle des principaux hubs européens (NBP, TTF, NCG et Zeebrugge). En 2011, le différentiel de prix entre le PEG Nord et les hubs NCG et Zeebrugge a stagné alors que l'écart avec le TTF s'est accru. C'est par ailleurs avec le NBP que l'écart reste le plus important (cf. Tableau 14).

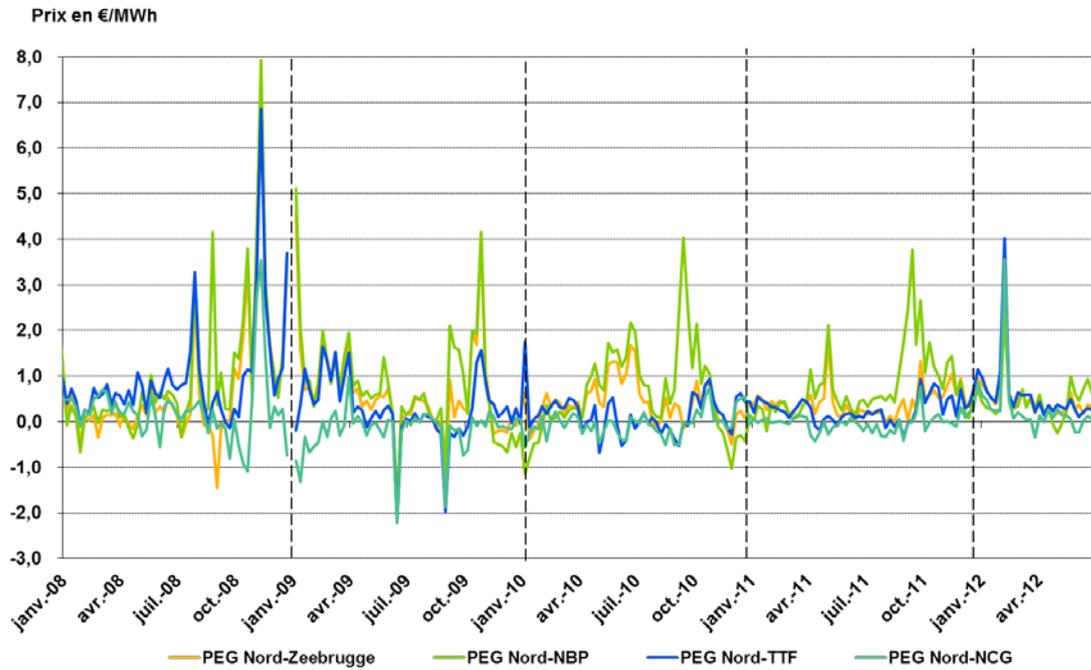
Le différentiel de prix entre le spot français et le prix du reste des hubs européens a fortement augmenté au premier semestre 2012, avec une moyenne de 0,45 €/MWh contre 0,18 €/MWh au premier semestre 2011. Cette évolution s'explique en grande partie par la période de pic de prix (cf. Graphique 78 et

Encadré 4) pendant laquelle l'écart moyen a atteint jusqu'à 7 €/MWh.

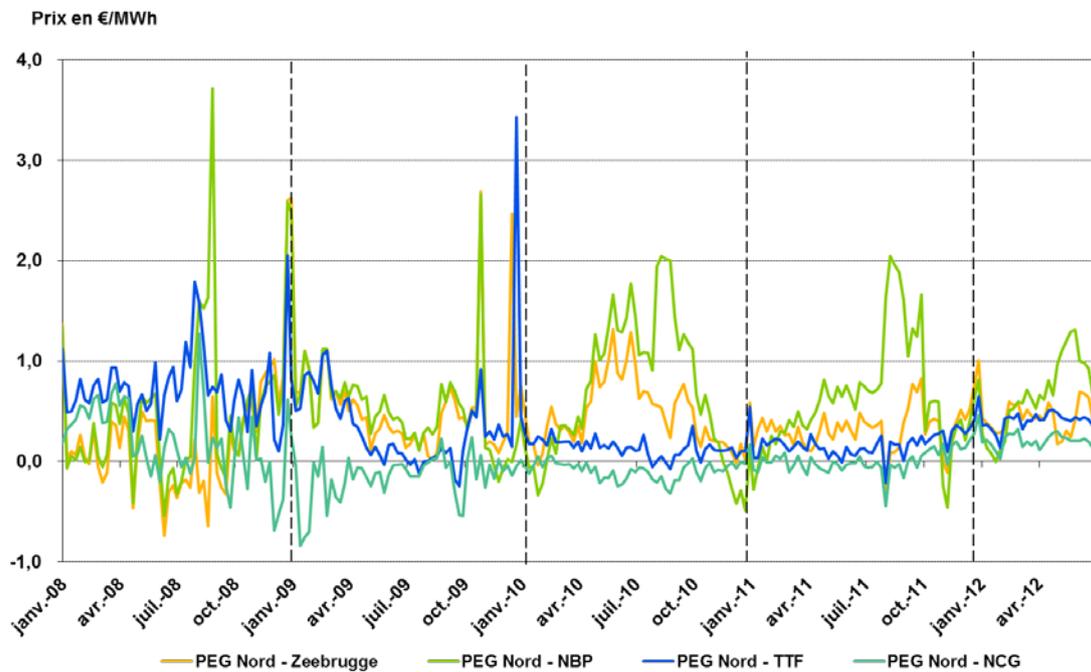
Concernant le marché à terme, l'écart de prix entre le PEG Nord et les hubs adjacents (Zeebrugge, TTF et NCG) s'est stabilisé à environ 0,18 €/MWh en moyenne en 2011 (le PEG Nord étant plus cher). Ce différentiel est cependant en hausse durant le premier semestre 2012, affichant 0,35 €/MWh. Une divergence entre le prix à terme français et celui du TTF et du NCG apparaît de manière progressive depuis fin 2011 et, contrairement au marché spot, elle n'est pas une conséquence directe de l'épisode de vague de froid de début février 2012.

Graphique 78 : Différentiels prix France – Europe (moyennes hebdomadaires)

a. Prix spot (day-ahead)



b. Prix à terme (M+1)



Sources : Argus, Heren, Powernext - Analyse : CRE

Tableau 14 : Différentiels

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

Différentiel moyen en €/MWh	2008	2009	2010	2011	S1 2012
Zeebrugge (B)	0,69	0,65	0,42	0,42	0,51
NBP (GB)	0,95	0,78	0,63	0,76	0,47
TTF (PB)	0,93	0,36	0,17	0,27	0,59
NCG (All)	0,27	-0,11	-0,04	-0,01	0,27

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

Différentiel moyen en €/MWh	2008	2009	2010	2011	S1 2012
Zeebrugge (B)	0,20	0,49	0,48	0,33	0,43
NBP (GB)	0,44	0,52	0,70	0,63	0,65
TTF (PB)	0,72	0,31	0,14	0,18	0,40
NCG (All)	0,20	-0,15	-0,09	0,01	0,20

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

Sources: Argus, Heren, Powernext - Analyse: CRE

2.4 L'écart de prix entre les marchés européen et américain continue à se creuser au moment où les prix du GNL sur le marché asiatique s'envolent

Suivant des tendances opposées, les prix du gaz américain et européen se sont fortement écartés en 2011 et au cours du premier semestre 2012 (cf. Graphique 79). En moyenne, l'écart de prix entre le NBP et le Henry Hub est passé de 5,3 €/MWh en 2010 à 13,0 €/MWh en 2011 et 17,1 €/MWh au premier semestre 2012. Alors que les marchés européens affichaient une hausse au cours de 2011 et de la première partie de 2012, le prix au Henry Hub diminuait progressivement, et ce malgré un taux de change entre l'euro et le

dollar en recul depuis mi-2011. L'essor des gaz non conventionnels aux Etats-Unis et l'absence d'infrastructures de liquéfaction permettant de les exporter massivement expliquent l'écart de prix entre les marchés européen et américain.

L'écart entre le prix du gaz européen et celui du charbon s'est creusé en 2011 et notamment au cours du premier semestre 2012 (cf. Graphique 79). La faiblesse des prix du gaz sur le Henry Hub associée à un durcissement des lois environnementales ont encouragé outre-Atlantique la production électrique à partir du gaz au détriment d'un recours aux centrales à charbon.

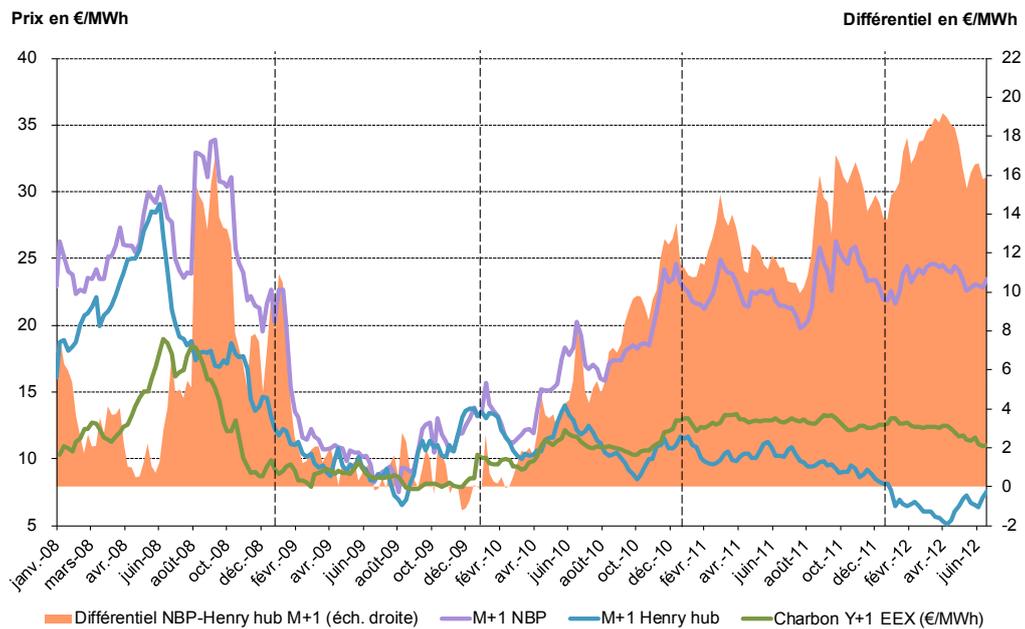
La baisse de la demande américaine sur le charbon a ainsi conduit à une baisse des prix de ce dernier en Europe durant l'année 2011

par rapport à 2010, au moment même où les prix du gaz ont été supérieurs. Contrairement aux Etats-Unis, cette évolution a impacté négativement la compétitivité des centrales électriques fonctionnant au gaz.

L'arrivée du GNL en Europe a été affectée également par une demande croissante et des prix plus attractifs en Asie (cf. Graphique 80),

sous l'effet notamment de l'augmentation de la consommation en Chine et en Inde et de l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima au Japon en mars 2011, conduisant à la substitution d'une partie de la production nucléaire par du gaz naturel.

Graphique 79 : Prix du gaz M+1 (Royaume-Uni et Etats-Unis) et prix du charbon⁴²



Sources : Heren, Bloomberg, EEX – Analyse : CRE

⁴² Sur la base d'une hypothèse de pouvoir calorifique du charbon de 6000 kcal/kg.

Graphique 80 : Prix d'import du GNL en Asie vs prix de gros du gaz en Europe et aux Etats-Unis⁴³



Sources : Heren, Bloomberg – Analyse : CRE

⁴³ Les prix d'import du GNL au Japon sont uniquement disponibles à une échelle mensuelle et comprennent les coûts de transport à destination du Japon

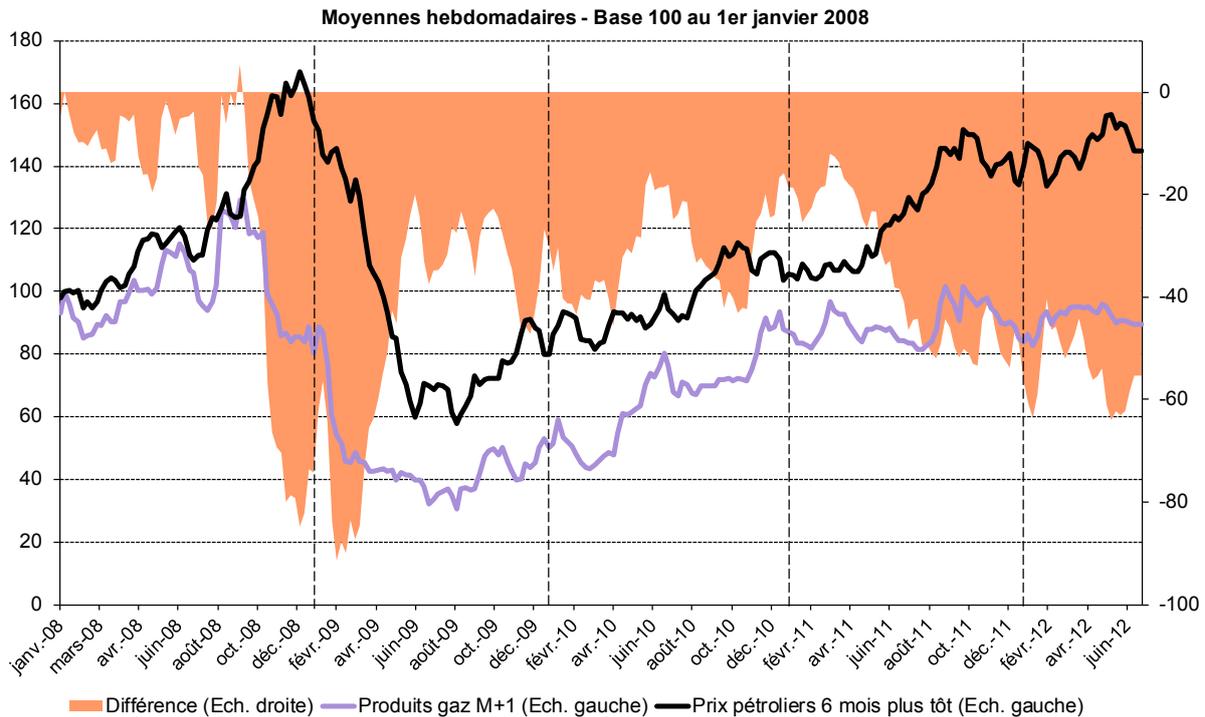
2.5 La déconnexion entre les prix sur le marché de gros du gaz et les prix du pétrole et de ses dérivés se creuse à nouveau durant la deuxième partie de 2011 et au cours du premier semestre 2012

L'écart entre le prix du gaz et des produits pétroliers six mois plus tôt s'est creusé durant l'année 2011 (cf. Graphique 81), notamment dans la seconde partie de l'année, en raison d'une augmentation relativement plus marquée des prix du pétrole. La hausse des prix du pétrole s'est intensifiée début 2011 dans un contexte géopolitique en tension, lié notamment au printemps arabe, qui a affecté l'offre. Les prix du gaz en Europe ont au contraire stagné depuis mi-2011, du fait notamment des températures clémentes durant la grande partie de l'hiver ainsi que du contexte d'incertitude autour de la situation macroéconomique en Europe.

Ce contexte a donné une plus forte attractivité aux prix de gros, amenant plusieurs fournisseurs à renégocier l'indexation marché dans leurs contrats d'approvisionnement avec les pays producteurs⁴⁴.

⁴⁴ Voir à titre illustratif le communiqué de presse de GDF SUEZ du 9 février 2012, relatif aux résultats du groupe <http://www.gdfsuez.com/document/?f=files/fr/cp-gdf-suez-fy-2011-vf.pdf> p. 3 : « Les contrats de gaz à long terme ont, en quasi totalité, été revus afin d'augmenter l'indexation sur les prix de marché au dessus de 25 % », ainsi que la planche 25 de la présentation des résultats annuels 2011 de GDF SUEZ <http://www.gdfsuez.com/wp-content/uploads/2012/05/fy-2011-results-vf-3.pdf> : « Augmentation de la part indexée marché : au-dessus de 25 % (jan. 2012) contre 10 % (jan. 2011) »

Graphique 81 : Prix du gaz (indices de marché) et prix du pétrole et de ses dérivés (indice composite des prix produits pétroliers 6 mois plus tôt)



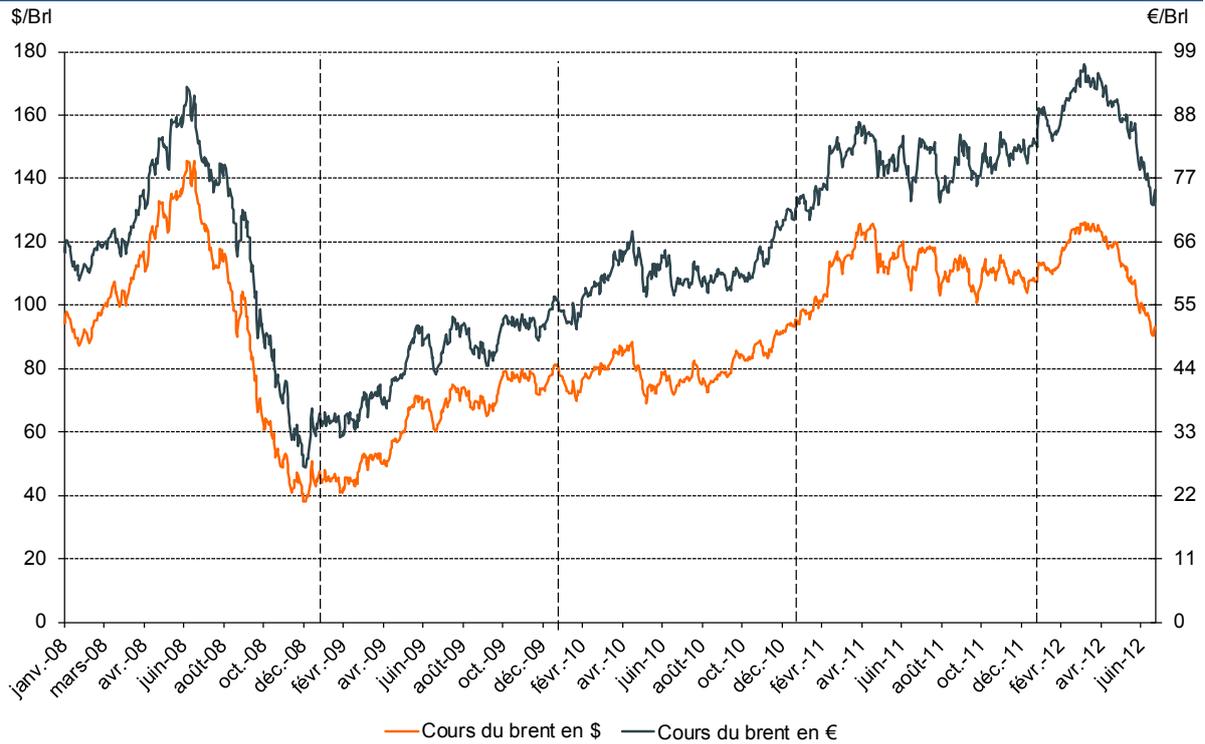
Sources: Heren, Bloomberg - Analyse: CRE

Les prix du Brent ont progressé fortement courant 2011, affichant une moyenne de 79,6 €/brl, en augmentation de 31 % par rapport à 2010 (60,6 €/brl). La hausse du Brent est liée principalement aux tensions géopolitiques associées aux conflits en Afrique du Nord en 2011. Cette tension a ajouté un élément d'incertitude dans le marché et affecté la production pétrolière de plusieurs pays. Par ailleurs, le contexte économique mondial a introduit un effet d'incertitude dans les marchés expliquant en grande partie les fortes variations des prix au cours de l'année. La baisse du taux de change entre l'euro et le dollar a en outre contribué à la hausse du cours du Brent en euros à partir de mi-2011.

Au premier semestre 2012, le prix du Brent a augmenté en moyenne de 10 % par rapport à 2011 et s'est situé à 87,6 €/brl. La tendance

hausnière de fin 2011 s'est accentuée au cours du premier trimestre 2012. Le prix du Brent a atteint des niveaux supérieurs à 90 €/brl en mars, puis a reculé fortement durant le deuxième trimestre 2012 pour finir le premier semestre à des niveaux inférieurs à 75 €/brl. Les tensions sur l'approvisionnement des marchés mentionnées dans le paragraphe précédent se sont accentuées début 2012 en même temps qu'une amélioration des perspectives macroéconomiques, notamment aux Etats-Unis. Le recul des prix au cours du deuxième trimestre peut être attribué à l'apaisement des tensions entre l'Iran et les pays occidentaux, à la hausse de la production de certains pays de l'OPEP, ainsi qu'à la perspective de baisse de la consommation compte tenu notamment du contexte économique en Europe.

Graphique 82 : Evolution des prix du Brent



Source : Bloomberg – Analyse : CRE

La mesure de la volatilité calculée des prix de marché du gaz et des produits pétroliers figure dans le Tableau 15 et le Graphique 83.

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

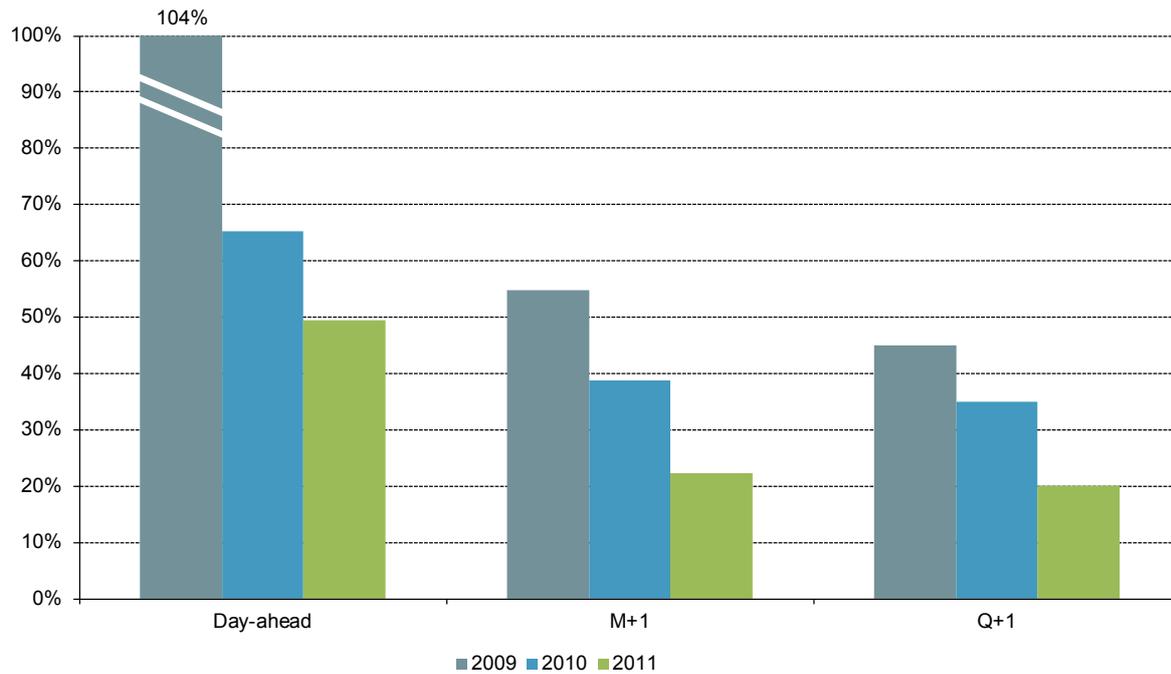
	Prix de marché du gaz				Prix des produits pétroliers		
	PEG Nord	NBP	Zeebrugge	TTF	Brent	FOD	FOL
2008	64 %	105 %	95 %	77 %	52 %	37 %	65 %
2009	81 %	127 %	101 %	95 %	41 %	46 %	52 %
2010	54 %	79 %	76 %	63 %	24 %	26 %	26 %
2011	40 %	46 %	42 %	49 %	25 %	21 %	22 %
S1 2012	69 %	77 %	79 %	78 %	21 %	16 %	20 %
2008-2012	62 %	92 %	82 %	74 %	33 %	33 %	42 %

Note: Day-ahead PEG Nord, NBP, Zeebrugge, TTF - Brent, FOD et FOL en Euros
Sources: Argus, Heren, Bloomberg, DGEC - Analyse: CRE

La tendance de recul de volatilité des prix sur les marchés du gaz européens se maintient en 2011 et au cours du premier semestre 2012.

Le lien attendu entre volatilité et maturité est illustré sur le Graphique 83.

Graphique 83 : Volatilité historique annualisée entre 2009 et 2011



*Note : Le calcul de volatilité pour l'indice Q+1 a été vérifié
Source : Heren – Analyse : CRE*

3. LES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES

3.1 L'utilisation des infrastructures de gaz est fortement dépendante des conditions de marché

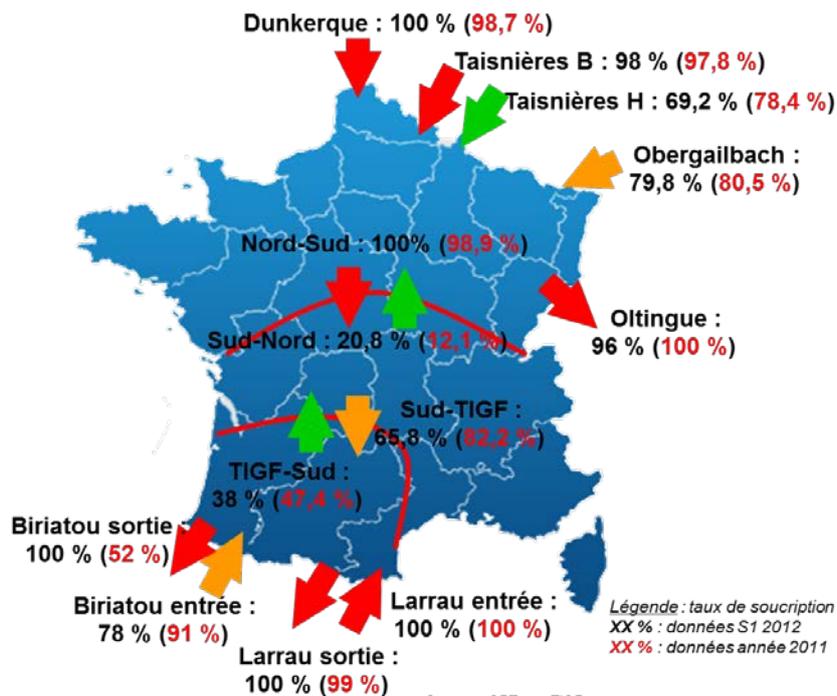
Au premier semestre 2012, les capacités d'importation de la France s'élèvent à 2 850 GWh/jour. Les engagements de GDF SUEZ vis-à-vis de la Commission européenne ont permis d'améliorer l'accès pour les expéditeurs nouveaux entrants aux points d'entrée d'Obergailbach, Taisnières, Montoir et Fos Cavaou, depuis octobre 2010. En outre, le nombre d'expéditeurs actifs sur les réseaux de transport est en augmentation significative sur la période couvrant l'année 2011 et le premier semestre 2012. En revanche, les terminaux méthaniers et les stockages connaissent une stagnation, voire une diminution du nombre de leurs utilisateurs.

3.1.1 Les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz sont satisfaisantes

Le nombre d'expéditeurs enregistrés sur les réseaux de GRTgaz et TIGF a respectivement augmenté de 15 % et de 35 % entre le 1^{er} janvier 2011 et le 1^{er} juillet 2012. Ces augmentations s'expliquent notamment par le développement de l'activité de certains consommateurs industriels aux PEG qui optimisent leurs coûts d'achats en accédant directement aux marchés de gros.

Les capacités aux points d'entrée de la zone Nord demeurent détenues par un nombre limité d'acteurs. Toutefois, on note une diminution de l'indice HHI, notamment au point d'entrée de Taisnières H, où des capacités fermes restent disponibles.

Graphique 84 : Evolution des souscriptions de capacités fermes aux interconnexions des réseaux de transport entre le 1^{er} semestre 2012 et l'année 2011



Source : GRTgaz, TIGF - analyse : CRE

Au point d'entrée depuis la Belgique (Taisnières H), le taux d'utilisation est en baisse régulière depuis janvier 2011. Ainsi, au premier trimestre 2012, il s'élève à 64 %, contre 75 % l'année précédente. On constate le même phénomène au second trimestre, avec un taux d'utilisation de 55 % en 2012, contre 78 % par rapport à la même période en 2011.

Au point d'entrée depuis l'Allemagne (Obergaillbach), le taux d'utilisation de la capacité est resté stable, s'établissant en moyenne à 80 % sur la période allant de janvier 2011 à juin 2012.

Au point de sortie vers la Suisse (Oltingue), un accident survenu en juillet 2010 sur le gazoduc suisse Transitgaz avait conduit à l'interruption durant plus de quatre mois des flux à destination de la Suisse et de l'Italie. Depuis janvier 2011, date de reprise des flux, l'utilisation des capacités fermes est au maximum.

En zone TIGF, les flux de sortie vers l'Espagne à Larrau et à Biriadou ont augmenté. Ainsi, les capacités à Larrau étaient utilisées à hauteur de 64 % au premier trimestre 2011 et à plus de 95 % depuis le quatrième trimestre 2011. Cette forte augmentation traduit un recours accru de l'Espagne aux importations depuis la France afin de compenser la réduction des déchargements de GNL dans ses terminaux méthaniens.

3.1.2 Une diminution des déchargements sur les terminaux méthaniens

Les engagements de GDF SUEZ ont conduit à la commercialisation en 2010 de capacités sur

les terminaux de Montoir et de Fos Cavaou. Certaines capacités ont été souscrites à cette occasion par de nouveaux entrants. Toutefois, l'attractivité limitée du marché européen pour le GNL au regard des prix élevés en Asie a fortement diminué les nouvelles souscriptions depuis 2011. Ainsi, 1 Gm³ de capacités annuelles reste disponibles à la vente sur le terminal de Fos Cavaou à compter du 1^{er} avril 2013.

En outre, l'accident de Fukushima a conduit à l'utilisation moindre des terminaux méthaniens en Europe et notamment en France. En effet, le Japon, qui a substitué sa production d'électricité d'origine nucléaire par des centrales à gaz, achète le GNL à des prix significativement supérieurs aux prix des marchés de gros du gaz européens (cf. Tableau 18). Ainsi, bien que le nombre d'expéditeurs soit resté stable sur les terminaux, les taux d'utilisation des terminaux ont fortement diminué. Toutefois, on observe des disparités entre le terminal de Montoir, situé en zone Nord et les terminaux de Fos Cavaou et de Fos Tonkin, situés en zone Sud. Au premier semestre 2012, les émissions du terminal de Montoir ont baissé de 56 % par rapport à la même période de l'année précédente, alors que cette baisse a été de 20 % pour les terminaux de Fos Cavaou et Fos Tonkin. L'utilisation plus élevée des terminaux de Fos s'explique par les difficultés structurelles d'approvisionnement de la zone Sud en raison de la congestion entre les zones Nord et Sud du réseau de GRTgaz. Les terminaux de Fos-sur-mer restent la seconde source d'approvisionnement de la zone Sud, après la liaison Nord-Sud de GRTgaz.

Tableau 16 : Nombre d'utilisateurs sur les terminaux méthaniens

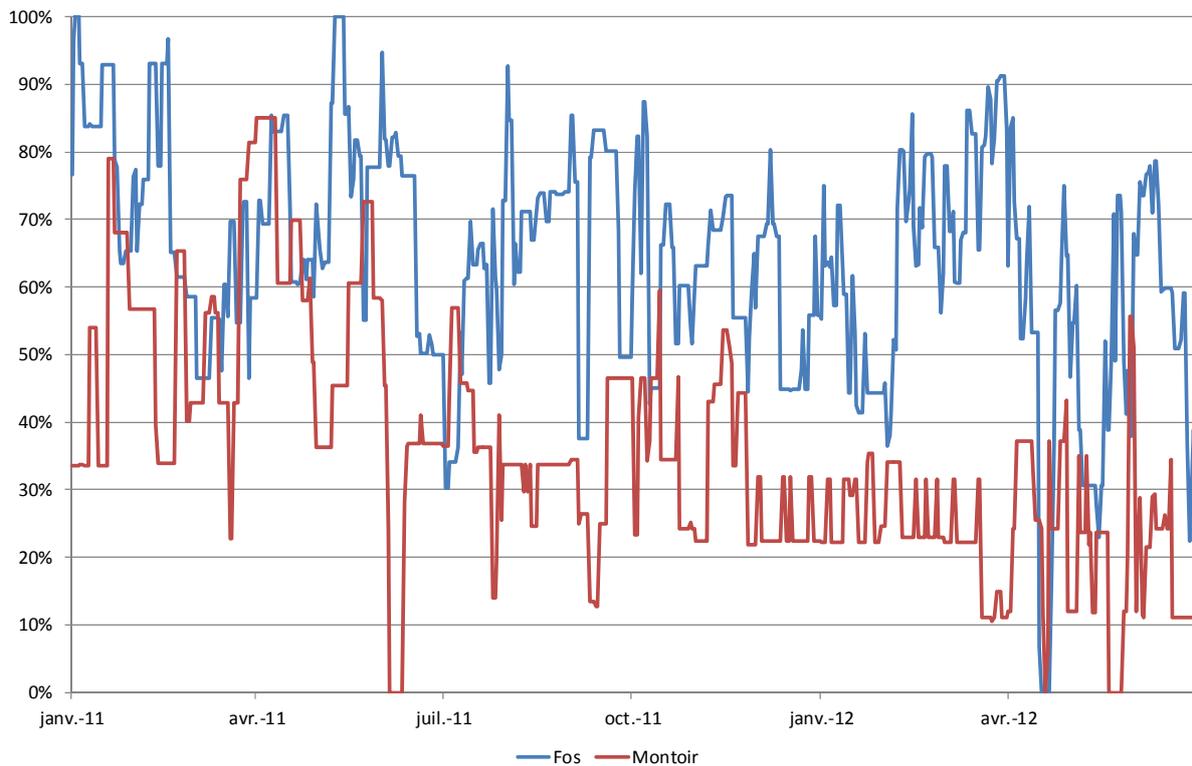
Nombre de clients actifs	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2011	30/06/2012
Montoir	6	6	6	6
Fos Tonkin	1	2	2	1
Fos Cavaou	-	2	3	3

Source : Elengy, Fosmax LNG - analyse : CRE

Cette baisse de l'utilisation des capacités de regazéification s'illustre également par le nombre de méthaniers et les quantités déchargées. Ainsi, au premier semestre 2012, 82 bateaux ont déchargé 58,7 TWh sur l'ensemble des terminaux français, soit l'équivalent de la moitié des quantités

déchargées sur le premier semestre 2011, à 126,9 TWh, avec un total de 125 bateaux (cf. Graphique 85). Par ailleurs, le service spot commercialisé par ces terminaux et souscrit à quatre reprises en 2010, est resté inutilisé depuis janvier 2011.

Graphique 85 : Taux d'utilisation des capacités d'émission de gaz aux PITTMs (points d'entrée sur le réseau de transport à partir des terminaux méthaniers)



Source : GRTgaz – analyse : CRE

Afin de renforcer l'attractivité de leurs terminaux, les opérateurs ont mis en place dès le 1^{er} semestre 2012, à titre expérimental, un service de chargement de bateaux sur les terminaux de Montoir et de Fos Cavaou. Une première opération a été effectuée au mois d'avril 2012 sur le terminal de Montoir de Bretagne.

3.1.3 Un repli confirmé des réservations de capacités de stockage

Tableau 17 : Nombre d'utilisateurs des stockages				
	01/01/2010	01/01/2011	01/01/2012	01/07/2012
Storengy	30	24	24	22
TIGF	10	11	13	13

Sources : Storengy, TIGF - analyse : CRE

Depuis le 1^{er} janvier 2011, on constate une diminution du nombre d'utilisateurs des stockages de Storengy, ainsi qu'une baisse significative des volumes utiles⁴⁵ souscrits et donc des niveaux de gaz en stock en début d'hiver. Cette tendance s'explique notamment par le faible niveau de *spread* entre les produits hiver et été sur les marchés de gros. Au 1^{er} novembre 2011, la France disposait d'un niveau de gaz en stock de 128,3 TWh. Ces niveaux sont en baisse par rapport à ceux des années précédentes, où le niveau de gaz en stock dépassait les 130 TWh. On observe ainsi une baisse du taux de remplissage des stockages à la veille de l'hiver, à 89 % au 1^{er} novembre 2011, contre 96 % en 2009. Au 1^{er} avril 2012, le niveau de gaz en stock était en baisse par rapport aux années précédentes du fait notamment de l'épisode de vague de froid de février 2012.

⁴⁵ Volume disponible à la commercialisation

Tableau 18 : Niveau de gaz en stock en France

TWh	2007	2008	2009	2010	2011	2012
1er janvier	104,6	99,8	103,0	112,1	73,6	96,1
1er avril	49,0	60,5	44,5	51,4	32,4	31,5
1er juillet	82,1	92,2	87,0	85,3	83,0	61,5
1er novembre	127,8	133,0	136,1	123,9	128,3	-
Volume utile	134,0	137,0	142,0	142,0	143,6	145,0
Tx de remplissage au 1er novembre	95%	97%	96%	87%	89%	

Sources : Storengy, TIGF – Analyse CRE

Encadré 5**Utilisation de la flexibilité intra-journalière**

La flexibilité intra-journalière d'un site correspond à son besoin de faire varier sa consommation de gaz en cours de journée au-delà ou en-deçà de sa consommation horaire moyenne dans la journée.

La CRE a introduit, lors de la mise à jour du tarif d'utilisation du réseau de transport de GRTgaz, entrée en vigueur le 1^{er} avril 2011, un service de flexibilité intra-journalière à destination des sites fortement modulés, principalement des centrales électriques fonctionnant au gaz. Ce service facturé à l'usage permet à GRTgaz de répondre aux besoins des utilisateurs de son réseau dans des conditions transparentes et non discriminatoires.

Ce service s'adresse aux sites présentant un volume modulé journalier moyen supérieur à 0,8 GWh. Le nombre de ces sites est passé de 6 à 11 entre avril 2011 et septembre 2012. Il s'agit de 9 centrales à cycle combiné à gaz (CCCG) et de 2 turbines à combustion (TAC), représentant une puissance installée de 5 287 MWe.

Du fait de l'insuffisance de son stock en conduite, GRTgaz a dû recourir, à partir de novembre 2011, à des sources externes de flexibilité. A cet effet, des contrats ont été signés par GRTgaz avec Storengy, Elengy pour le terminal de Fos Tonkin et Fosmax LNG pour le terminal de Fos Cavaou.

Pendant la période considérée, le service de flexibilité intra-journalière n'a jamais été réduit ou interrompu par GRTgaz et a bien fonctionné depuis sa mise en service. Le besoin de modulation constaté pour ces sites a été en revanche deux fois moins élevé que ce qui avait été anticipé dans l'étude technico-économique établie en 2010 par GRTgaz et TIGF et révisée en 2011 par GRTgaz.

3.1.4 Les capacités à la liaison entre les zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz sont utilisées de façon satisfaisante

Entre 2011 et 2012, la capacité ferme à cette liaison a été souscrite totalement et la capacité

interruptible à un niveau moyen proche de 60 %.

En 2011, les conditions de marché ont conduit à une utilisation partielle de la liaison entre les zones Nord et Sud (environ 62 % d'utilisation de la capacité disponible en été et 75 % en hiver).

Au cours du premier semestre 2012, la situation de tension dans la zone Sud s'est traduite par une utilisation accrue de la capacité sur la liaison Nord-Sud (proche de 86 % au premier trimestre et 92 % au deuxième).

A partir de mois de mai, GRTgaz a introduit un processus d'allocation d'un nouveau produit de capacité interruptible mensuelle qui a permis d'augmenter l'utilisation de la capacité technique disponible quotidiennement sur la liaison. Le taux de souscription était ainsi de 100 % en juin. Le taux de réduction de la capacité interruptible a été en moyenne de 45 % sur l'année 2011⁴⁶ avec des niveaux élevés pendant l'été en raison des maintenances (environ 61 % en moyenne). En 2012, ces taux ont été plus faibles, respectivement à des niveaux proches de 9 % et de 24 % aux premier et deuxième trimestres.

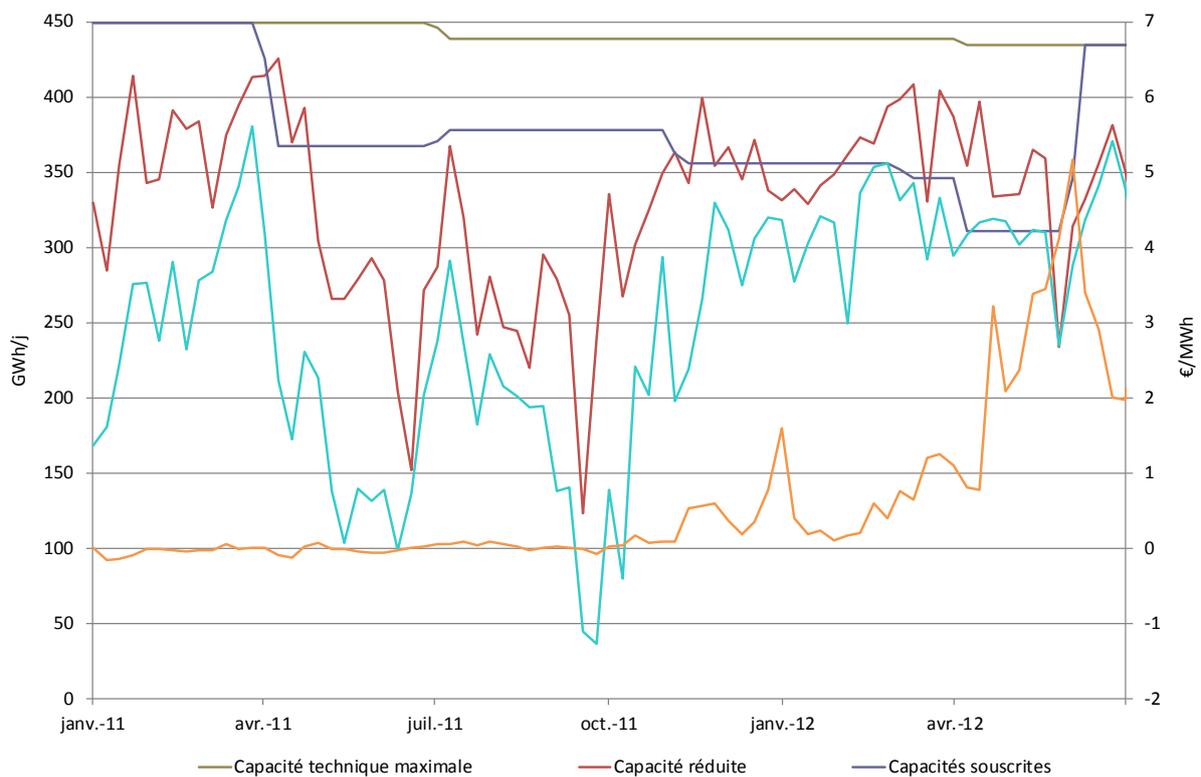
Le Tableau 19 montre qu'en moyenne le niveau de capacité disponible a été le même entre les débuts d'année 2011 et 2012.

⁴⁶ Ce chiffre correspond à la part de la capacité ayant fait l'objet de demandes de nomination par des expéditeurs ayant souscrit de la capacité interruptible et qui n'ont pas pu être satisfaites par GRTgaz.

Tableau 19 : Disponibilité, utilisation et souscription de la capacité à la liaison entre les zones Nord et Sud

	S1 2011	S2 2011	S1 2012
Disponibilité moyenne de la capacité technique maximale	74 %	69 %	73 %
Utilisation moyenne de la capacité disponible	67 %	70 %	89 %
Taux de souscription moyen de la capacité technique maximale	91 %	85 %	83 %

Source : GRTgaz – analyse : CRE

Graphique 86 : Evolution parallèle de l'utilisation de la capacité de la liaison entre les zones Nord et Sud et du différentiel de prix (moyennes hebdomadaires)

Source : GRTgaz, Powernext – analyse : CRE

3.2 Perspectives d'évolution à moyen terme

3.2.1 Des décisions d'investissement importantes en 2011

- **Le doublement de l'artère du Rhône, première étape vers une fusion des zones**

Le projet du doublement de l'artère du Rhône, appelé ERIDAN, a été lancé le 2 février 2011 par GRTgaz. La CRE a approuvé la décision d'investissements de l'opérateur (pour 484 M€) dans sa délibération du 19 avril. Le projet ERIDAN est destiné à renforcer le cœur du réseau de GRTgaz dans le Sud du territoire, en créant 120 GWh/jour de capacités d'entrée dans la zone Sud. Il favorise ainsi le développement de nouvelles infrastructures de gaz dans la zone Sud (terminaux méthaniers, stockage, interconnexions).

Les bénéfices attendus de ce projet concernent, d'une part, le marché français en développant la fluidité de la zone Sud et en facilitant, à terme, la fusion des zones Nord et Sud et d'autre part, sur le marché européen en contribuant à la réalisation du corridor Nord-Sud en Europe de l'Ouest. Ce projet a été identifié comme prioritaire et nécessaire à l'intégration du Sud de la France et de la péninsule ibérique au cœur du marché européen. Il bénéficiera à ce titre d'une subvention européenne d'un montant maximum de 74 M€.

- **Le doublement des hauts de France et la création de l'Arc de Dierrey contribueront à la fluidification du réseau**

Ces investissements permettent de décongestionner le cœur de réseau dans la zone Nord de GRTgaz, et de lever de la contrainte de flux minimum à Obergailbach. En outre, ils augmenteront la capacité de GRTgaz à fournir de la flexibilité intra-journalière grâce à un stock en conduite supérieur (apport équivalent au besoin d'environ 23 tranches de 400 MW).

- **Le raccordement du terminal de Dunkerque LNG**

Les actionnaires de la société Dunkerque LNG (65,01 % EDF, 25 % Fluxys et 9,99 % Total) ont pris leur décision finale d'investissement le 27 juin 2011. Le terminal, dont la mise en service est prévue fin 2015, aura une capacité de regazéification du gaz de 13 Gm³/an.

Le terminal de Dunkerque bénéficie d'une exemption totale à l'accès régulé des tiers et à la régulation tarifaire, pour l'ensemble de sa capacité et pour une durée de vingt ans. Cette exemption a été accordée à la société Dunkerque LNG par arrêté du 18 février 2010, à la suite de l'avis favorable de la CRE du 16 juillet 2009 et conformément à l'avis de la Commission européenne du 20 janvier 2010.

Dans ses délibérations du 12 juillet et du 22 décembre 2011, la CRE a approuvé les investissements de GRTgaz nécessaires au raccordement du terminal au réseau de transport. Afin de permettre au terminal de Dunkerque LNG d'avoir la possibilité d'émettre à pleine capacité (519 GWh/jour) vers le marché français, il est nécessaire de renforcer l'artère des Hauts de France.

- **La création d'une nouvelle interconnexion avec la Belgique à Veurne**

La construction d'un terminal méthanier à Dunkerque offre la possibilité d'exporter physiquement du gaz non odorisé vers la Belgique par la création d'un nouveau point d'interconnexion avec la Belgique à Veurne. A la suite de la délibération de la CRE du 29 avril 2010, GRTgaz a lancé le 11 décembre 2011, en coordination avec Fluxys, la phase de l'*open-season* pour la création de capacités fermes de transport de gaz de la France vers la Belgique. Cette opération a été clôturée le 6 mars 2012 avec les résultats suivants : 270 GWh/jour de capacités fermes seront développés à l'horizon 2015. En outre, conformément au 3^{ème} paquet énergie, des capacités seront disponibles à partir de la troisième année après la mise en service. Elles seront commercialisées suivant les règles qui

seront fixées par les codes de réseau européens

3.2.2 Les orientations sur l'évolution des places de marché (PEG)

Au mi-2012, la CRE a fixé les orientations concernant l'évolution de la structure contractuelle des zones d'équilibrage en France. Dans ses délibérations du 29 mai et du 19 juillet 2012, la CRE a tracé les perspectives d'évolution future de la structure des PEG en France :

- au 1^{er} avril 2013, création d'un PEG Nord unique avec la fusion des zones d'équilibrage Nord H et Nord B ;
- en 2015, création d'un PEG commun GRTgaz Sud – TIGF, les zones d'équilibrage des deux transporteurs pouvant rester distinctes ;
- en 2018 au plus tard, création d'un PEG unique France.

Le modèle cible européen prévoit la mise en œuvre de places de marché efficaces. Les orientations prises par la CRE doivent permettre d'atteindre cet objectif.

- **La création d'un PEG Nord unique au 1^{er} avril 2013**

Le réseau de gaz à bas pouvoir calorifique (gaz B) de GRTgaz permet d'alimenter une zone de consommation d'environ 50 TWh par an située dans le Nord de la France. Ce réseau est distinct du réseau de gaz à haut pouvoir calorifique (gaz H). Dans sa délibération du 29 mai 2012, la CRE a fixé ses orientations concernant la création d'une place de marché unique Nord pour les gaz H et B sur

le réseau de GRTgaz. Les réseaux de gaz H et B restant physiquement distincts, cette fusion s'accompagnera de mesures permettant de s'assurer que les infrastructures de gaz B continuent à être utilisées pour équilibrer physiquement le réseau de gaz B.

Les bénéfices escomptés par le schéma de fusion retenu sont largement reconnus par le marché, notamment pour ce qui concerne le développement de la concurrence sur le marché de détail du gaz B et l'accroissement de la liquidité du marché de gros dans le Nord de la France.

- **La création d'un PEG France à l'horizon 2018**

Le marché français du gaz H comprend actuellement trois places de marché : les PEG Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz et le PEG TIGF. Les PEG sont des outils indispensables aux fournisseurs actifs sur le marché du gaz en France pour optimiser et sécuriser leurs approvisionnements. La CRE considère que l'existence à terme d'une place de marché unique et donc d'un prix unique du gaz sur l'ensemble du territoire est indispensable à l'achèvement d'un marché de gros efficace, au bénéfice des consommateurs de gaz.

En premier lieu, un PEG commun GRTgaz Sud - TIGF sera créé au plus tard en 2015. Cela pourra se faire en maintenant deux zones d'équilibrage indépendantes, suivant le modèle de « trading region ». Un bilan du fonctionnement de ce PEG commun sera réalisé au moment de la création du PEG unique Nord - Sud, soit au plus tard en 2018.

Encadré 6**Étude KEMA sur la fusion des zones Nord et Sud de GRTgaz**

A la suite de l'approbation du projet ERIDAN, la CRE a demandé à GRTgaz de réaliser une étude sur les possibilités de fusion des zones GRTgaz Nord et Sud. En se fondant sur les évolutions physiques des réseaux de transport français à l'horizon 2015-2016 ainsi que sur des hypothèses de flux au sein de ces réseaux (reposant elles-mêmes sur des hypothèses de prix des différentes sources d'approvisionnement en gaz), KEMA a identifié plusieurs risques de congestion, dont un risque de congestion structurelle élevée dans le sens NordSud. La gestion de ces congestions, nécessaire pour créer un PEG GRTgaz unique, peut se faire soit au travers d'investissements dans le réseau de GRTgaz, soit en ayant recours à des outils contractuels. Le recours exclusif aux outils contractuels pourrait coûter plus de 300 M€ par an. La suppression contractuelle de ces congestions via des investissements est estimée à 1 800 M€. En raison de leurs coûts, les acteurs de marché ne considèrent pas ces deux approches comme satisfaisantes. L'étude KEMA a également permis d'identifier une troisième approche consistant à traiter le principal risque de congestion par un investissement estimé à moins de 600 M€ et à gérer les autres risques de congestions par des outils contractuels pour un montant inférieur à 25 M€ par an.

Cette approche a été accueillie favorablement par les acteurs de marché et la CRE s'est prononcée en faveur de cette approche dans sa délibération du 19 juillet 2012.

3.2.3 Des travaux européens structurants pour l'accès aux capacités de transport

Le 3^{ème} paquet européen a pour objectif la réalisation des marchés intérieurs du gaz et de l'électricité. Pour cela, l'article 6 du Règlement 715/2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel prévoit la rédaction par l'ENTSO (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour le gaz) de codes de réseau qui définiront les règles communes pour le fonctionnement des marchés du gaz en Europe.

- **Le code de réseau relatif à l'allocation des capacités (CAM)**

Le 17 septembre 2012, ENTSOG a remis à l'ACER (Agence de coopération des régulateurs de l'énergie) une version révisée du code de réseau sur l'allocation des capacités de transport de gaz. L'objectif de ce code de réseau est de simplifier l'accès aux interconnexions, en particulier pour les nouveaux entrants, d'améliorer la coordination transfrontalière, d'harmoniser et de rendre plus efficace la procédure d'allocation. Le code

prévoit notamment que, à chaque point frontière, les capacités de sortie d'une zone et d'entrée sur la zone adjacente devront être commercialisées sous forme groupée (« bundling »). Ces produits de capacités de durée annuelle, trimestrielle, mensuelle, journalière et infra-journalière seront vendus aux enchères, sur des plateformes communes de commercialisation et suivant un calendrier standardisé. Les GRT adjacents devront coopérer entre eux pour maximiser la capacité offerte et synchroniser les processus d'allocation. Le code prévoit une période de mise en œuvre de 18 mois à compter de son entrée en vigueur. Dans cette perspective, seize gestionnaires de réseaux de transport européens, dont GRTgaz, ont annoncé en avril 2012 le développement d'une plateforme commune de commercialisation des capacités. Lors de la réunion du 27 septembre 2012 de l'initiative régionale gaz sud a encouragé les transporteurs de gaz espagnol et français à rejoindre cette plateforme, et notamment TIGF.

- **Les lignes directrices relatives à la gestion des congestions (CMP)**

Les lignes directrices sur la gestion des congestions contractuelles ont été proposées

directement par la Commission européenne, et adoptées par les Etats membres de l'Union européenne le 20 avril 2012. Elles prévoient quatre mesures destinées à lutter contre la rétention de capacité et à mettre davantage de capacité à disposition du marché :

- un système de surréservation et de rachat de capacité,
- une restitution de capacités contractuelles,
- un mécanisme use-it-or-lose-it (UIOLI) d'offre de capacités fermes à un jour,
- un mécanisme UIOLI d'offre de capacités à long-terme.

Concernant le mécanisme incitatif de survente de capacité, son volume sera fixé au-delà de la capacité technique, sur la base de scénarios statistiques d'utilisation de la capacité contractée. En complément, le GRT doit prévoir un mécanisme de rachat de capacité (« buyback ») afin de gérer une situation dans laquelle la capacité nominée serait supérieure à la capacité technique. Ce dispositif pose des questions en termes de coûts pour les GRT et de compensation financière pour les expéditeurs.

Le texte introduit également un mécanisme de rétrocession volontaire de capacité par les utilisateurs du réseau, en l'absence de capacité disponible et lorsqu'il y a une demande correspondante de capacité par un nouvel acheteur.

Ces mécanismes devront être mis en œuvre à compter du 1^{er} octobre 2013 et feront l'objet de travaux en Concertation Gaz et d'une consultation publique de la CRE courant 2013.

- **Le code de réseau relatif à l'équilibrage des réseaux de transport**

Le 13 avril 2012, ENTSOG a publié pour consultation une première version du code de réseau sur l'allocation des capacités de transport de gaz. Une version finale devrait être soumise à l'ACER en novembre 2012, ce qui devrait permettre de conduire le processus de comitologie en 2013 et d'adopter le code de réseau en fin d'année. Le code de réseau pourrait alors entrer en application à la fin de l'année 2014 ou début 2015.

Le code de réseau spécifiera notamment que l'équilibrage des réseaux de transport doit se faire au pas de temps journalier, même si certaines contraintes intra-journalières peuvent être appliquées. De plus, les GRT devront équilibrer leur réseau en ayant prioritairement recours au marché et non en utilisant des prestations de flexibilité souscrites sur le long terme (avec un opérateur de stockage par exemple). Les déséquilibres des expéditeurs seront soldés à un prix représentatif du prix de marché et des transactions réalisées par le GRT pour équilibrer son réseau. Le code de réseau harmonise également les procédures de nominations et le niveau d'information devant être fourni par le GRT aux expéditeurs pour qu'ils puissent s'équilibrer.

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

4.1 Un modèle d'approvisionnement globalement stable pour les nouveaux entrants⁴⁷, avec un recours accru aux Points d'Echange de Gaz (PEG)

Le recours des nouveaux entrants au marché de gros se fait de manière générale pour des besoins d'optimisation de leurs portefeuilles et pour sécuriser l'approvisionnement de leurs clients. Contrairement aux fournisseurs historiques, qui privilégient les importations, notamment par gazoduc, le marché de gros reste la source d'approvisionnement la plus importante pour les nouveaux entrants et sa part continue à augmenter en 2011 et au premier semestre 2012⁴⁸.

Bien que leur part dans l'approvisionnement des nouveaux entrants continue à baisser au cours de 2011 et au premier semestre 2012, les importations permettent de couvrir globalement la consommation de leurs clients. Ceci reflète les bonnes conditions d'accès aux infrastructures gazières pour les nouveaux entrants. L'approvisionnement en GNL de ces acteurs, qui ont représenté 10 % de leurs importations en 2011, ont reculé de 69 % au premier semestre 2012 alors qu'elles étaient en hausse de 79 % entre 2010 et 2011.

Les exportations des nouveaux entrants ont totalisé 7 % de leurs débouchés en 2011 contre 4 % en 2010. Au premier semestre 2012, les exportations ont représenté 5 % des

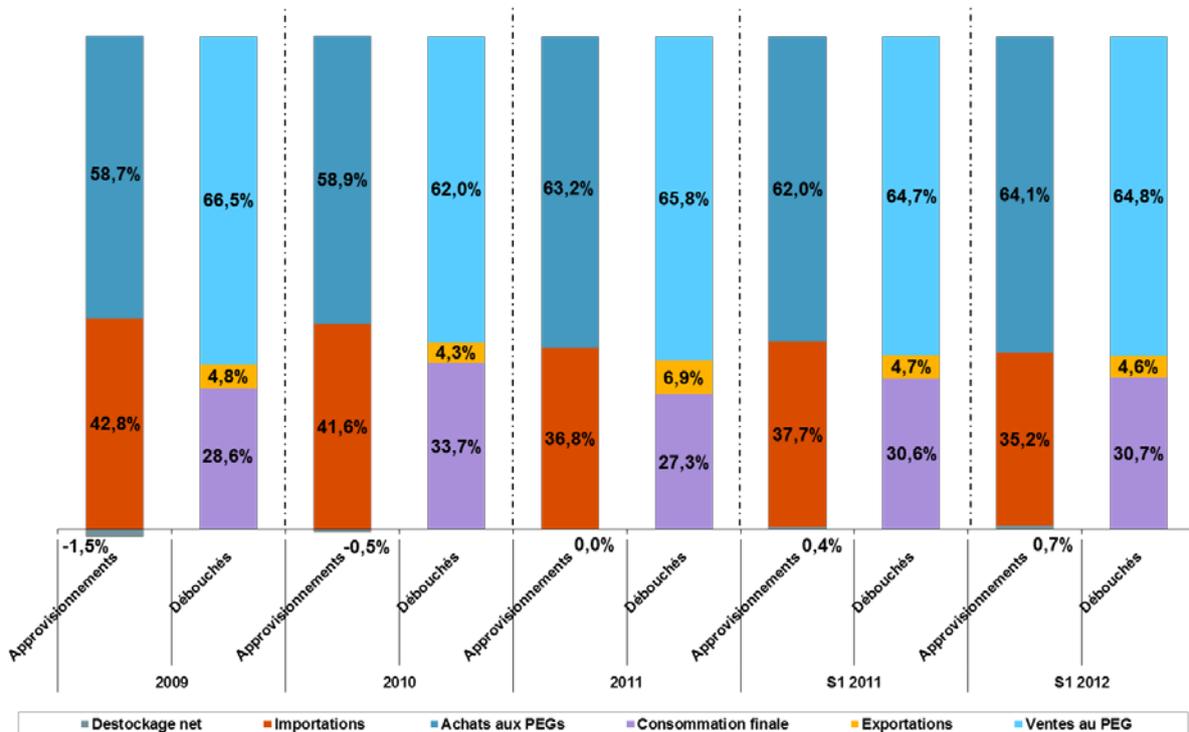
débouchés, soit un niveau similaire à celui du premier semestre 2011. Environ 41 % des exportations des nouveaux entrants en 2011 ont été réalisées à l'interconnexion avec l'Allemagne (Obergaibach)⁴⁹.

L'essentiel des débouchés des nouveaux entrants résulte des ventes aux PEG et des livraisons aux clients finals. Les ventes aux PEG représentent près de 65 % des débouchés des nouveaux entrants, contrairement aux fournisseurs historiques pour lesquels une proportion similaire est attribuée à la livraison des clients finals.

⁴⁷ Les nouveaux entrants regroupent l'ensemble des expéditeurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques en France.

⁴⁸ Bien que les importations aient augmenté de 17 % entre 2010 et 2011, la hausse des achats des nouveaux entrants aux PEG a été plus importante (+41 %).

Graphique 87 : Approvisionnements et débouchés des nouveaux entrants en France
- en %, 2009 – S1 2012 -



Sources : GRTgaz, TIGF - Analyse : CRE

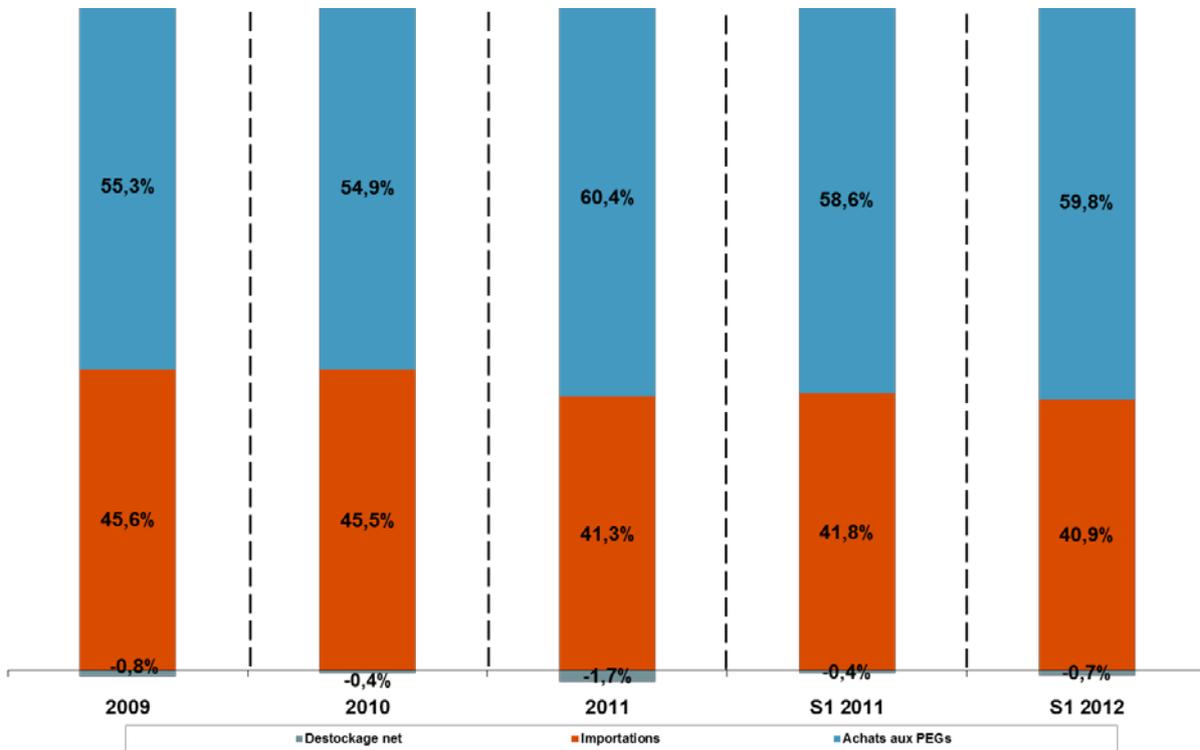
4.2 Une structure d’approvisionnement de la zone Nord dans la continuité du modèle national

Depuis son émergence à la suite de la fusion de trois zones d’équilibrage en janvier 2009, la zone Nord de GRTgaz a permis d’élargir l’accès des nouveaux entrants aux

infrastructures et d’augmenter la liquidité du marché. Les volumes échangés et le nombre d’acteurs intervenant sur le PEG Nord a progressivement augmenté depuis 2009.

Le recours au marché pour l’approvisionnement des nouveaux entrants en Zone Nord a augmenté, représentant une part de 60 % en 2011 contre 55 % en 2010. Cette proportion reste stable au premier semestre 2012.

Graphique 88 : Approvisionnements des nouveaux entrants en zone Nord par source⁵⁰
- en %, 2009 – S1 2012 –



Sources : GRTgaz, TIGF - Analyse : CRE

⁵⁰ La liaison Sud vers Nord n'est pas prise en compte car les importations restent marginales à partir de la zone Sud.

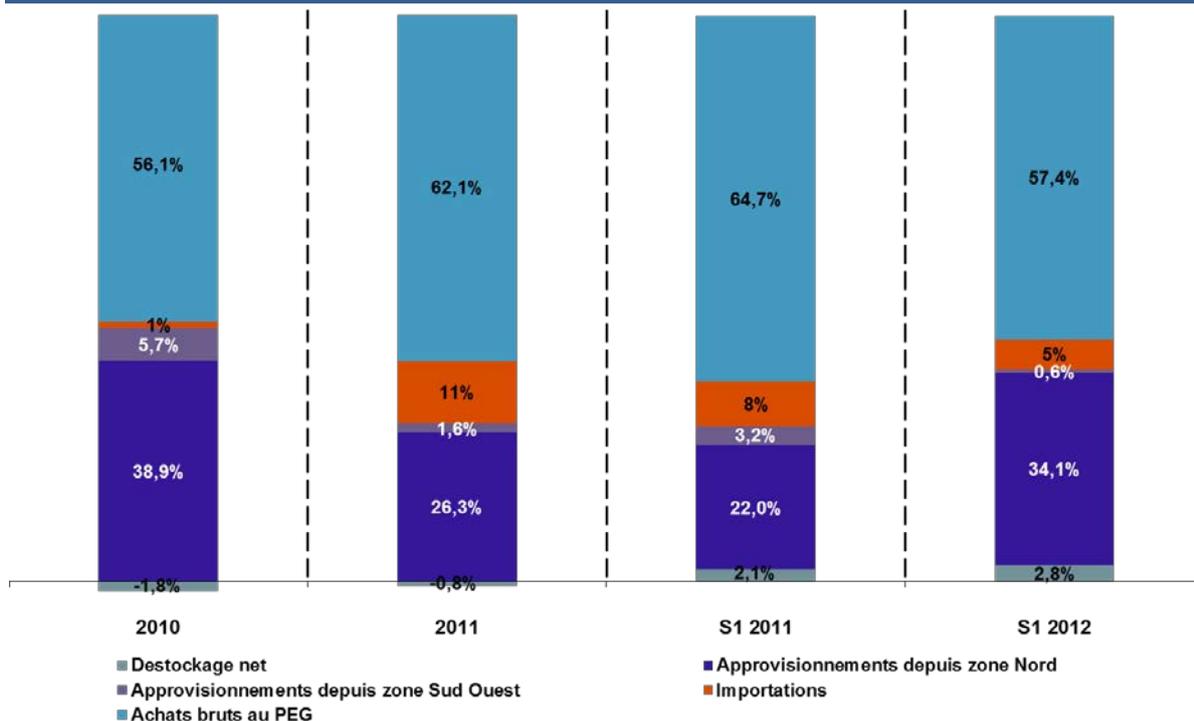
4.3 Les importations de GNL marquent un changement de mode d’approvisionnement au Sud

La structure d’approvisionnement des nouveaux entrants a considérablement évolué entre 2010 et 2011 (cf. Graphique 89). Les importations (exclusivement du GNL) ont représenté 11 % des approvisionnements en 2011 contre 1 % en 2010 alors que la contribution de la liaison Nord/Sud a fortement diminué (39 % à 26 %) de même que la part des importations depuis la zone Sud-Ouest (6 % à 2 %). Suivant la tendance du modèle national, la part du marché de gros dans

l’approvisionnement des nouveaux entrants a augmenté de 56 % à 62 %.

Cette évolution s’est à inversée au premier semestre 2012. Par rapport au premier semestre 2011, les importations depuis la zone Nord via la liaison Nord/Sud ont fortement progressé alors que le recours au PEG Sud et les importations de GNL sont restées relativement stables. Les nouveaux approvisionnements en provenance de zone Nord ont été globalement destinés à couvrir la hausse des ventes au PEG Sud, lesquelles sont passées de 46 % à 52 % du total des débouchés des nouveaux entrants entre le premier semestre 2011 et le premier semestre 2012.

Graphique 89 : Approvisionnements des nouveaux entrants en zone Sud par source
- en %, 2010 – S1 2012 -



Sources : GRTgaz, TIGF - Analyse : CRE

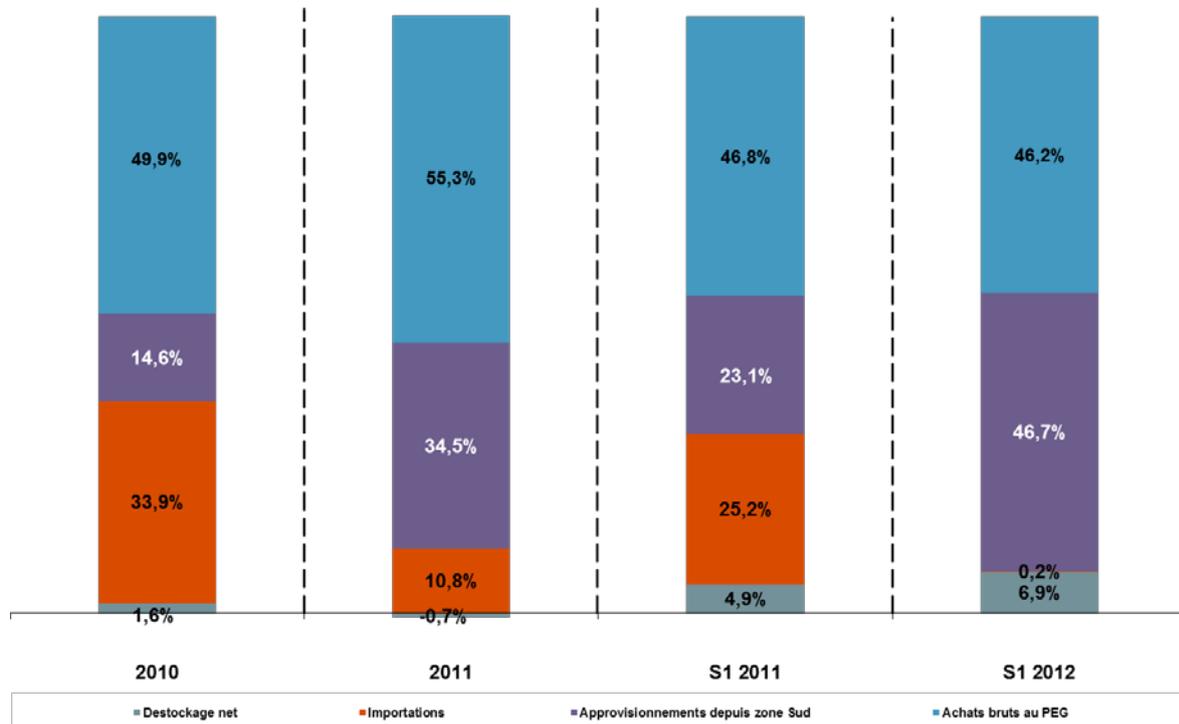
4.4 Les approvisionnements du Sud-Ouest depuis la zone Sud sont en forte augmentation en 2011 et au premier semestre 2012.

La structure d’approvisionnement des nouveaux entrants en zone Sud-Ouest a

nettement changé entre 2010 et 2011. Les importations depuis la zone Sud ont plus que doublé et les nouveaux entrants sont passés d’importateurs à exportateurs nets sur la frontière espagnole, réduisant les importations via les interconnexions Larrau et Bariatou d’environ 63 %. Les achats aux PEG ont progressé de 29 % entre 2010 et 2011,

contribuant à hauteur de 55 % aux approvisionnements des nouveaux entrants (cf. Graphique 90).

**Graphique 90 : Approvisionnements des nouveaux entrants en zone Sud-Ouest par source
- en %, 2010 – S1 2012 -**

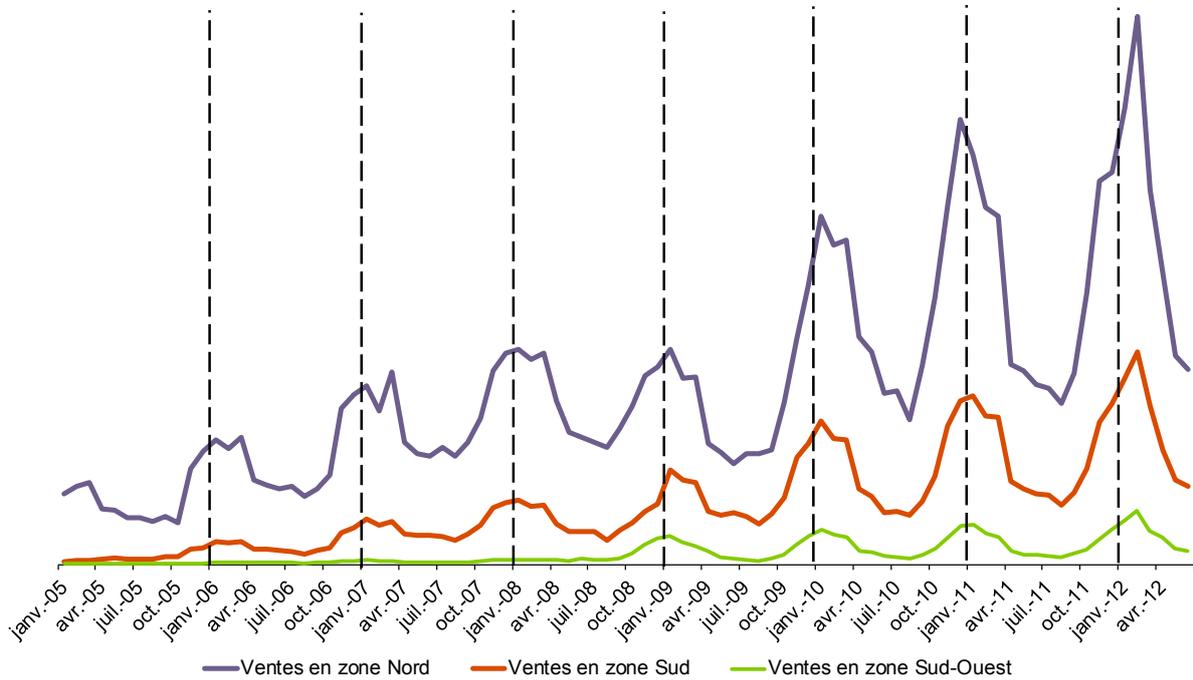


Sources : GRTgaz, TIGF - Analyse : CRE

4.5 Les ventes des fournisseurs alternatifs poursuivent leur tendance à la hausse en 2011

Depuis 2009, les ventes des fournisseurs alternatifs sont en croissance continue dans l'ensemble des zones (cf. Graphique 91). Au total, elles ont augmenté de 5 % entre 2010 et 2011 et de 22 % entre le premier semestre 2011 et le premier semestre 2012. La part des fournisseurs alternatifs dans l'approvisionnement des clients finals est passée de 22 % à 28 % entre 2010 et 2011 et de 26 % à 30 % entre le premier semestre 2011 et le premier semestre 2012.

Graphique 91 : Ventes mensuelles des fournisseurs alternatifs aux clients finals sur les trois zones (2005 – S1 2012)



NB : Les ventes aux clients finals regroupent les livraisons aux clients raccordés au réseau de transport et de distribution

Sources : GRTgaz, TIGF



SECTION IV - Annexes

1. Glossaire	151
2. Table des graphiques	155
3. Table des encadrés	158
4. Table des tableaux.....	159
5. Table des matières	160

1. GLOSSAIRE

ACER : Agence de coopération des régulateurs de l'énergie, instaurée par le règlement (CE) n° 713/2009 (3e paquet énergie).

EMIR : règlement (UE) n° 648/2012 concernant les produits dérivés de gré à gré, les contreparties centrales et les référentiels centraux publié au journal officiel de l'UE le 27 juillet 2012.

MAD : directive 2003/6/EC concernant les opérations d'initiés et les manipulations de marché, publiée au journal officiel de l'Union européenne le 12 avril 2003. La directive et le règlement sont actuellement en cours de révision.

MIF : directive (UE) concernant les marchés d'instruments financiers publiée au journal officiel de l'UE le 30 avril 2004. La directive et le règlement sont actuellement en cours de révision.

REMIT : règlement (UE) n° 1227/2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie publié au journal officiel de l'UE le 8 décembre 2011. REMIT interdit les abus de marchés sur les marchés européens de l'électricité et du gaz et confie la surveillance de ces marchés à l'ACER, en coopération avec les régulateurs nationaux.

1.1 Electricité

1.1.1 Principales bourses de l'électricité 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).

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

ENDEX : marché à terme néerlandais, détenu par le groupe APX-ENDEX (www.apxendex.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).

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

NordPool : bourse scandinave, non obligatoire (www.nordpool.no).

Omel : pool espagnol, quasi-obligatoire (www.omel.es).

1.1.2 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.

1.1.3 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.

ARENH – Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique : dans le cadre de la loi NOME, le dispositif de l'ARENH permet aux fournisseurs, pour la fourniture d'électricité à destination des consommateurs finaux résidant sur le territoire métropolitain continental et/ou des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes, de s'approvisionner en électricité nucléaire historique auprès d'EDF, pour des volumes et à des conditions tarifaires définies.

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

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://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.

1.1.4 Autres

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

1.2 CO₂

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).

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 : *Certified Emission Reduction*, 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 (CO₂) : principal gaz à effet de serre, issu principalement de la combustion des énergies fossiles.

ECX : *European Climate Exchange*, bourse du carbone implantée à Londres (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 : *Emission Reduction Unit*, crédits carbonés 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'Echange de Quotas Européens (SCEQE) peuvent utiliser ces crédits pour répondre à leurs obligations de réduction d'émissions de gaz à effet de serre.

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

EU ETS : voir SCEQE

GES : gaz à effet de serre. Gaz contribuant à l'effet de serre (voir 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.

Mise en réserve : voir [^]^

Permis d'émission : voir Quotas d'émission

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

Phase III : troisième phase du SCEQE couvrant la période 2013-2020 au cours de laquelle des changements significatifs en termes de conduite des enchères auront lieu.

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 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 CO₂) 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'Echange de Quotas d'Emission, aussi appelé EU ETS (*European Union Emission Trading System*), est un mécanisme de l'Union européenne visant à réduire l'émission globale de CO₂ 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.

GYH UGJXY: option de mise en réserve d'une partie des quotas en vue de la Phase III, envisagée par les institutions européennes pour pallier le surplus de quotas du marché européen du carbone.

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].

Court terme : le marché court terme regroupe les produits *Intraday*, *Day-ahead*, *Week-end*, *Week* et Autres maturités inférieures aux produits mensuels.

EREG (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'EREG 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'EREG comprend la Commission européenne et les régulateurs indépendants des 27 Etats membres de l'Union européenne. Les Etats 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'EREG dispose d'une structure comparable à celle du CEER. En outre, l'EREG 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 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800.

Infra-journalier : 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 du

gaz sur un point de son réseau. Par extension, le verbe « Nominer » définit le fait de notifier au GRT une nomination.

Point d'échange de gaz (PEG) : point virtuel 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^{er} 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.

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. TABLE DES GRAPHIQUES

Graphique 1 : Flux d'énergie entre les segments amont et aval du marché de gros français.....	14
Graphique 2 : Bilan électrique de l'opérateur historique.....	14
Graphique 3 : Évolution mensuelle des volumes et du nombre de transactions sur le marché à terme intermédiaire	17

Graphique 4 : Évolution mensuelle des volumes et du nombre de transactions sur le marché à terme organisé.....	19
--	----

Graphique 5: Volume et valorisation du négoce par produit (en Mds €)	21
--	----

Graphique 6 : Répartition en % du négoce par plateforme et par échéance en 2011.....	22
--	----

Graphique 7 : Solde net d'exportations et différentiel de prix avec les pays voisins	25	Graphique 25 : Prix Y+1 et <i>spread</i> France – Pays-Bas	46
Graphique 8 : Variation des importations transfrontalières entre 2011 et 2010 (répartition entre heures pleines et heures creuses)	27	Graphique 26 : Différentiels de prix sur les produits calendaires France – Allemagne (moyennes mensuelles)	47
Graphique 9 : Nombre de participants aux consultations	28	Graphique 27 : Différentiels de prix sur les produits calendaires France – Belgique (moyennes)	47
Graphique 10 : Maturité des produits vendus aux enchères	29	Graphique 28 : Différentiels de prix sur les produits calendaires France – Pays-Bas (moyennes mensuelles)	48
Graphique 11 : Capacités mensuelles achetées aux enchères pour livraison en 2011 et au premier semestre 2012	30	Graphique 29 : Parc de production électrique français (niveaux des différents parcs)	50
Graphique 12 : Evolution des prix spot en France (moyennes hebdomadaires prix et volumes)	32	Graphique 30 : Durée d'utilisation des différentes filières du parc de production en 2011	51
Graphique 13 : Prix spot et marge RTE	33	Graphique 31 : Taux de production nucléaire 2007-2012 (Production nucléaire réalisée / Capacité nucléaire installée - Moyenne mobile sur 30 jours)	52
Graphique 14 : Prix spot et marge horaire du système électrique français	34	Graphique 32 : Taux de disponibilité nucléaire 2009-2012 (Puissance nucléaire disponible / Puissance nucléaire installée)	53
Graphique 15 : Prix spot et marge horaire	34	Graphique 33 : Solde exportateur mensuel 2009-2012 (moyenne mobile sur 30 jours)	53
Graphique 16 : Prix spot horaires du 6 au 11 février 2012	36	Graphique 34 : Stocks hydrauliques	55
Graphique 17 : prix spot et différentiel France – Allemagne (moyennes hebdomadaires)	38	Graphique 35 : Durée de marginalité des différentes filières de production en 2010	57
Graphique 18 : Taux de convergence journalier des prix horaires France-Allemagne	39	Graphique 36 : Durée de marginalité des différentes filières de production en 2011	57
Graphique 19 : Prix spot horaires pour les 1 ^{er} et 2 janvier 2012	40	Graphique 37 : Écart moyen entre les prévisions de disponibilité et la dernière prévision (J-1)	61
Graphique 20 : Prix des produits à terme – France	41	Graphique 38 : Écart moyen entre la prévision (J-1) et la disponibilité nucléaire réalisée	62
Graphique 21 : Prix des combustibles et de l'électricité - Base 100 janvier 2011	42		
Graphique 22 : Prix Y+1 et <i>spread</i> France - Allemagne	43		
Graphique 23 : <i>Spread</i> France – Allemagne des produits à terme trimestriels	44		
Graphique 24 : Prix Y+1 et <i>spread</i> France - Belgique	45		

Graphique 39 : Offre agrégée et indicateur de marge - 2011	66	Graphique 55 : Evolution de l'écart de prix spot EUA et CER.....	88
Graphique 40 : Demande agrégée et indicateur de marge - 2011	67	Graphique 56 : Evolution des prix depuis 2011	89
Graphique 41 : 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 2010 et en 2011	68	Graphique 57 : EUA - Ecart entre prix pour livraison en décembre et prix spot.....	90
Graphique 42 : Calendrier de conformité pour les acteurs du Système Communautaire d'Echange de Quotas d'Emission (SCEQE).....	75	Graphique 58 : Offre et demande de quotas depuis 2005	92
Graphique 43 : Volumes annuels EUA et CER depuis 2008.....	79	Graphique 59 : Allocations et émissions réelles par type de site en 2011	93
Graphique 44 : Volumes annuels EUA.....	80	Graphique 60 : Accumulation d'un surplus de quotas en phase II	94
Graphique 45 : Volumes annuels CER	80	Graphique 61 : Emissions du parc de production charbon français	95
Graphique 46 : Part de marché spot et future sur bourses.....	81	Graphique 62 : <i>Clean dark & spark spreads</i> . 96	
Graphique 47 : Evolution des échanges par maturité sur le marché des EUA	82	Graphique 63 : Approvisionnements et débouchés des acteurs du marché français du gaz - Année 2011 [Année 2010].....	100
Graphique 48 : Volumes EUA par maturité sur la plateforme ECX	82	Graphique 64 : Livraisons aux PEG (données mensuelles)	102
Graphique 49 : Typologie des acteurs sur le marché du carbone en volume à l'achat 84		Graphique 65 : Evolution des volumes négociés et nombre de transactions (marché spot et à terme)	104
Graphique 50 : Typologie des acteurs sur le marché du carbone en volume à la vente	84	Graphique 66 : Répartition des volumes négociés par produit	106
Graphique 51 : Part des différentes places de marché en volume tous produits confondus.....	85	Graphique 67 : Valorisation des volumes négociés (en M€).....	107
Graphique 52 : Part des différents produits sur toutes les places de marché en volume. 85		Graphique 68 : Répartition des volumes négociés spot et à terme aux PEG par type d'intermédiation (année 2011).....	108
Graphique 53 : Part des données des principaux brokers et bourses collectées par la CRE en pourcentage du volume total européen	86	Graphique 69 : Volumes négociés par PEG sur le marché intermédié (données mensuelles)	109
Graphique 54 : Evolution du prix spot depuis 2005.....	87	Graphique 70 : Répartition des volumes négociés par produit et par PEG	109
		Graphique 71 : Indice HHI sur les différents marchés, 2011 et S1 2012, par PEG... 111	

Graphique 72 : Part de marché cumulée des 3 plus gros acteurs par PEG	113	Graphique 84 : Evolution des souscriptions de capacités fermes aux interconnexions des réseaux de transport entre le 1 ^{er} semestre 2012 et l'année 2011	133
Graphique 73 : Pic des prix spot du gaz en Europe de début février 2012.....	119	Graphique 85 : Taux d'utilisation des capacités d'émission de gaz aux PITTM (points d'entrée sur le réseau de transport à partir des terminaux méthaniers)	135
Graphique 74 : Evolution des prix sur le marché français (données quotidiennes)	120	Graphique 86 : Evolution parallèle de l'utilisation de la capacité de la liaison entre les zones Nord et Sud et du différentiel de prix (moyennes hebdomadaires).....	139
Graphique 75 : Spread PEG Sud – PEG Nord et utilisation de la liaison Nord vers Sud	122	Graphique 87 : Approvisionnements et débouchés des nouveaux entrants en France.....	145
Graphique 76 : Prix France – Europe (moyennes hebdomadaires)	123	Graphique 88 : Approvisionnements des nouveaux entrants en zone Nord par source	146
Graphique 77 : Courbe des prix à terme au TTF	124	Graphique 89 : Approvisionnements des nouveaux entrants en zone Sud par source	147
Graphique 78 : Différentiels prix France – Europe (moyennes hebdomadaires)....	125	Graphique 90 : Approvisionnements des nouveaux entrants en zone Sud-Ouest par source	148
Graphique 79 : Prix du gaz M+1 (Royaume-Uni et Etats-Unis) et prix du charbon.....	127	Graphique 91 : Ventes mensuelles des fournisseurs alternatifs aux clients finals sur les trois zones (2005 – S1 2012)...	149
Graphique 80 : Prix d'import du GNL en Asie vs prix de gros du gaz en Europe et aux Etats-Unis	128		
Graphique 81 : Prix du gaz (indices de marché) et prix du pétrole et de ses dérivés (indice composite des prix produits pétroliers 6 mois plus tôt)	130		
Graphique 82 : Evolution des prix du Brent.	131		
Graphique 83 : Volatilité historique annualisée entre 2009 et 2011	132		

3. TABLE DES ENCADRÉS

Encadré 1 : Pics de prix de l'électricité de février 2012	35	Encadré 4 : Pics de prix du gaz de début février 2012.....	117
Encadré 2 : Occurrences de prix négatifs les 1 ^{er} et 2 janvier 2012.....	40	Encadré 5 : Utilisation de la flexibilité intrajournalière	137
Encadré 3 : Articles du code de l'énergie régissant la collecte de données CO ₂ de la CRE et questions fréquemment posées à la CRE durant la collecte.....	73	Encadré 6 : Étude KEMA sur la fusion des zones Nord et Sud de GRTgaz	142

4. TABLE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Transactions négociées	16	Tableau 12 : Nombre d'expéditeurs actifs en enlèvement et/ou livraison sur les PEG103	
Tableau 2 : Répartition trimestrielle des volumes négociés par produits aux premiers semestres 2011 et 2012 (en TWh).....	18	Tableau 13 : Transactions sur le marché intermédiaire spot et à terme	104
Tableau 3 : Responsables d'équilibre actifs sur le marché français	20	Tableau 14 : Différentiels	126
Tableau 4 : Maximum des capacités d'import et d'export entre la France et les pays voisins en 2011 (en MW).....	23	Tableau 15 : Volatilité annuelle des prix de marché et des produits pétroliers (données quotidiennes).....	131
Tableau 5 : Flux d'échanges aux frontières ..	23	Tableau 16 : Nombre d'utilisateurs sur les terminaux méthaniers	134
Tableau 6 : Production d'électricité pour les différentes filières	55	Tableau 17 : Nombre d'utilisateurs des stockages.....	136
Tableau 7 : Disponibilités prévisionnelles des différentes filières	60	Tableau 18 : Niveau de gaz en stock en France.....	137
Tableau 8 : Écarts moyen entre disponibilités prévisionnelles en J-1 et réalisées	62	Tableau 19 : Disponibilité, utilisation et souscription de la capacité à la liaison entre les zones Nord et Sud	139
Tableau 9 : Principales différences entre la phase II et la phase III	76		
Tableau 10 : Typologie des acteurs du marché du CO ₂	83		
Tableau 11 : Formule de calcul des <i>clean dark</i> & <i>spark spreads</i>	96		

5. TABLE DES MATIÈRES

Sommaire	1		
Introduction	2		
Synthèse	4		
SECTION I - Les marchés de gros de l'électricité	12		
1. Le développement des principaux segments du marché de gros	13		
1.1 Décélération du marché de gros intermédié en 2011 qui se poursuit de manière plus accentuée au premier semestre 2012	15		
1.2 Le solde des volumes échangés aux interconnexions a doublé en 2011, dans un contexte d'amélioration de la disponibilité du nucléaire	22		
1.3 Le volume des pertes achetées par les gestionnaires de réseaux a diminué en 2011 et au premier semestre 2012	27		
1.4 Pour leur dernière année, la concentration sur les enchères de capacité VPP (« virtual power plant ») reste modérée en 2011	28		
2. Les prix de l'électricité	31		
2.1 Le marché spot français a été marqué en 2011 par les conséquences du moratoire allemand. L'hiver 2012 a connu des pics de prix importants sur lesquels la CRE a enquêté	31		
2.2 Post-Fukushima : après une période de hausse des prix à terme liée aux effets du moratoire allemand, les prix ont suivi une tendance à la baisse dans le sillage des prix du charbon	41		
3. Analyse de la production d'électricité et de la transparence des données de production	49		
3.1 Les taux d'utilisation des différentes filières reflètent les niveaux relatifs de coût marginal de production. La disponibilité du parc nucléaire, en nette progression en 2011, est en retrait au deuxième trimestre de 2012	50		
3.2 En 2011, la filière hydraulique n'a quasiment jamais été marginale. Les frontières et la filière thermique classique sont désormais plus souvent marginales, les résultats obtenus aux frontières étant par ailleurs cohérents avec l'élargissement du couplage CWE	56		
3.3 Le dispositif transparence s'est enrichi en 2011 et 2012 et apporte une réponse aux obligations du règlement REMIT. La qualité des prévisions s'améliore avec toutefois un taux de transmission en retrait	58		
3.4 Une légère hausse de l'écart entre les prix et les coûts marginaux du système d'EDF en 2011 pour lesquels EDF a apporté des justifications technico-économiques. La valorisation des offres d'EDF sur le mécanisme d'ajustement fait l'objet d'un examen particulier	63		
4. Analyse des offres sur le marché spot et des nominations aux interconnexions	65		
4.1 Sur le marché spot, la cohérence des offres avec l'état physique du système électrique se vérifie	65		
4.2 Comportement des acteurs aux frontières : une enquête spécifique a été menée sur les échanges infra-journaliers sur les interconnexions avec l'Allemagne et la Suisse	67		
SECTION II - Les marchés du CO ₂	70		
1. Marché du CO ₂ : évolution du cadre institutionnel et perspectives futures	71		
1.1 Le cadre de régulation envisagé au plan européen pour l'intégrité du marché du CO ₂ prévoit l'inclusion du CO ₂ dans le champ de la directive MIF	71		
1.2 En 2011, la CRE a mis en œuvre sa nouvelle compétence de surveillance du marché du CO ₂ en coopération avec l'AMF	71		
1.2.1 Une coopération efficace avec l'AMF	71		
1.2.2 En l'absence de communication des données de			

certains places de marché, la CRE a dû procéder à la collecte bilatérale de données concernant les transactions 2011 des acteurs entrant dans son périmètre de surveillance.....	72	envisager la mise en réserve d'une partie des quotas pendant la Phase III.	91
1.3 A la veille de l'évolution de son cadre institutionnel, le marché a été affecté par certaines annonces de politique énergétique	74	4.1.1 L'excédent global de quotas s'est accentué en 2011 par rapport à 2010. Le surplus cumulé représente désormais environ 20 % des émissions allouées par an.....	91
1.3.1 Des changements significatifs en termes de conduite des enchères apparaissent en vue de la Phase III du SCEQE (2013-2020).....	74	4.1.2 Dans presque tous les secteurs l'offre excède la demande de quotas, tandis que les installations à combustion sont moins déficitaires de quotas en 2011	92
1.3.2 Plusieurs annonces sur les orientations politiques et réglementaires énergétiques influent sur le marché SCEQE	77	4.1.3 Le surplus de quotas s'est accentué en 2011 et a donné lieu à des discussions concernant la mise en réserve d'une partie des quotas pendant la Phase III.	93
 		4.2 Les prix bas du CO ₂ et l'équilibre relatif des prix du gaz et du charbon incitent à la production d'électricité à partir du charbon.....	94
2. <i>Volumes échangés sur le marché du CO₂</i>	78		
2.1 Les volumes échangés ont augmenté en 2011 par rapport à 2010 et présentent un taux de rotation croissant	78		
2.2 Le marché du CO ₂ sur bourses se compose presque exclusivement de produits à terme depuis 2011.....	81		
2.3 Acteurs présents sur les marchés du CO ₂	83		
2.4 Analyse en volume de la collecte bilatérale des données de la CRE auprès des acteurs dans son périmètre pour l'année 2011.....	83		
3. <i>Les prix du CO₂ en Europe</i>	87		
3.1 Une évolution des prix marquée par la chute des cours des quotas à un niveau bas et le creusement du différentiel des prix EUA-CER	87		
3.2 Une année 2011 marquée par des effets transitoires sur les prix à terme liés aux conséquences du moratoire sur le nucléaire allemand	89		
4. <i>Les fondamentaux du marché européen du CO₂</i>	90		
4.1 Avec une offre de quotas globale excédant de nouveau la demande en 2011, le surplus de quotas s'est accentué, incitant les institutions européennes à			

SECTION III - Les marchés de gros

du gaz 98

1. <i>Le développement du négoce du gaz</i>	99
1.1 Des livraisons aux PEG en forte croissance au cours de l'année 2011, avec toutefois un tassement des livraisons au PEG Nord au premier semestre 2012 ..	101
1.2 Le négoce sur le marché intermédié est toujours en progression en 2011 mais recule au deuxième trimestre 2012	103
2. <i>Les prix du gaz</i>	115
2.1 Les prix de gros du gaz en France s'inscrivent à la hausse en 2011. Un pic de prix spot a été atteint pendant la vague de froid de février 2012.....	115
2.2 L'écart entre les prix spot du PEG Nord et ceux du PEG Sud s'élargit en fin d'année 2011 et atteint des niveaux historiques au cours du premier semestre 2012 dans un contexte de saturation de la liaison Nord- Sud	121
2.3 Les prix de gros du gaz au PEG Nord français et sur les principaux hubs européens ont évolué de façon	

étroitement corrélée en 2011 et au cours du premier semestre 2012	122	4.3 Les importations de GNL marquent un changement de mode d'approvisionnement au Sud	147
2.4 L'écart de prix entre les marchés européen et américain continue à se creuser au moment où les prix du GNL sur le marché asiatique s'envolent.	126	4.4 Les approvisionnements du Sud-Ouest depuis la zone Sud sont en forte augmentation en 2011 et au premier semestre 2012.	147
2.5 La déconnexion entre les prix sur le marché de gros du gaz et les prix du pétrole et de ses dérivés se creuse à nouveau durant la deuxième partie de 2011 et au cours du premier semestre 2012	129	4.5 Les ventes des fournisseurs alternatifs poursuivent leur tendance à la hausse en 2011.	148
3. <i>Les infrastructures gazières</i>	133	SECTION IV - Annexes	150
3.1 L'utilisation des infrastructures de gaz est fortement dépendante des conditions de marché.	133	1. <i>Glossaire</i>	151
3.1.1 Les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz sont satisfaisantes.	133	1.1 Electricité	151
3.1.2 Une diminution des déchargements sur les terminaux méthaniers	134	1.1.1 Principales bourses de l'électricité en Europe (marchés organisés)	151
3.1.3 Un repli confirmé des réservations de capacités de stockage ..	136	1.1.2 Produits de gros.....	151
3.1.4 Les capacités à la liaison entre les zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz sont utilisées de façon satisfaisante.	137	1.1.3 Segments du marché de gros .	152
3.2 Perspectives d'évolution à moyen terme	140	1.1.4 Autres	152
3.2.1 Des décisions d'investissement importantes en 2011	140	1.2 CO ₂	152
3.2.2 Les orientations sur l'évolution des places de marché (PEG)	141	1.3 Gaz	154
3.2.3 Des travaux européens structurants pour l'accès aux capacités de transport.....	142	 	
 		2. <i>Table des graphiques</i>	155
4. <i>L'approvisionnement et les débouchés des acteurs / nouveaux entrants.</i>	144	3. <i>Table des encadrés</i>	158
4.1 Un modèle d'approvisionnement globalement stable pour les nouveaux entrants, avec un recours accru aux Points d'Echange de Gaz (PEG).....	144	4. <i>Table des tableaux</i>	159
4.2 Une structure d'approvisionnement de la zone Nord dans la continuité du modèle national	145	5. <i>Table des matières</i>	160