

Marchés

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

Rapport 2012-2013

Octobre 2013

Sommaire

Introduction	6
Synthèse	8
SECTION I : La mise en œuvre de REMIT	17
1 Contexte général de régulation	17
1.1 REMIT met en place un cadre de supervision adapté au secteur de l'énergie	17
1.2 Rôle de l'ACER et des régulateurs nationaux	17
2 Mise en œuvre de REMIT	18
2.1 Planning de mise en œuvre de REMIT	18
2.2 Focus sur l'enregistrement des acteurs au niveau national	19
2.3 Focus sur la collecte des données	20
2.4 Compétences d'enquête et de sanction au niveau national	20
3 Accompagnement dans la mise en œuvre	21
3.1 Les travaux de l'ACER et du CEER	21
3.2 Les travaux de la CRE	21
SECTION II : Les marchés de gros de l'électricité	23
1 Le développement des principaux segments du marché de gros	23
1.1 Décélération soutenue du marché de gros intermédié en 2012, mais en progression au premier semestre 2013	25
1.2 Un solde des volumes échangés aux frontières en recul en 2012, dans un contexte de dégradation de la disponibilité du nucléaire et d'une importante vague de froid sur l'hiver	31
1.3 Le volume des pertes achetées par les gestionnaires de réseau a stagné en 2012 et au premier semestre 2013	37
1.4 Les volumes semestriels livrés d'ARENH ont stagné en 2012. La concentration des capacités achetées aux enchères de capacité VPP (« virtual power plant ») est restée modérée en 2012	38
2 Les prix de l'électricité	41
2.1 Le marché spot français a été marqué en 2012 par les pics de prix importants de février. Le premier semestre 2013 est caractérisé par une hausse de la consommation liée au froid et par des prix négatifs de forte amplitude survenus au mois de juin	41
2.2 Après une hausse liée aux effets du moratoire allemand sur le nucléaire, les prix à terme ont suivi une tendance à la baisse, fortement influencée par les prix du charbon	53

3	Analyse de la production d'électricité et de la transparence des données de production	62
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 diminution en 2012, est en progression au deuxième trimestre de 2013.....	66
3.2	En 2012, les frontières ont été très souvent marginales contrairement aux filières nucléaire et hydraulique	70
3.3	Le dispositif transparence poursuit son amélioration et apporte une réponse aux obligations du règlement REMIT en 2012 et 2013. La qualité des prévisions se dégrade légèrement avec toutefois une réduction de l'écart statistique global entre la disponibilité prévisionnelle en J-1 et réalisée.....	72
4	Analyse des offres sur le marché spot et sur le mécanisme d'ajustement	77
4.1	Sur le marché spot, la cohérence des offres avec l'état physique du système électrique se vérifie	77
4.2	Sur le mécanisme d'ajustement, la concurrence sur les volumes d'ajustement à la baisse reste très limitée. Le parc hydraulique demeure un contributeur essentiel à l'ajustement de l'offre à la demande.	82
	SECTION III : Les marchés du CO₂	88
1	L'activité de surveillance du marché du CO₂ de la CRE	88
1.1	L'évolution du cadre institutionnel et du contexte opérationnel de l'activité de la CRE	88
1.2	La collecte et l'analyse des données	88
2	Marché du CO₂ : évolution du cadre institutionnel et perspectives futures	89
2.1	Plusieurs annonces sur les orientations réglementaires ont eu une influence sur le marché SCEQE	89
2.2	Le démarrage de la Phase III du SCEQE.....	90
3	Volumes échangés sur le marché du CO₂	93
3.1	Acteurs présents sur les marchés du CO ₂	93
3.2	Les volumes échangés ont augmenté en 2012 par rapport à 2011	93
3.3	Une analyse des données relatives aux transactions effectuées sur les bourses en 2012 montre que le marché se compose presque exclusivement de produits à terme et que les acteurs financiers ont une place prédominante dans les échanges	96
3.4	Analyse en volume de la collecte bilatérale des données de la CRE auprès des acteurs de son périmètre pour l'année 2011	98
4	Les prix et les fondamentaux du CO₂ en Europe	100
4.1	Avec une offre globale de quotas excédant de nouveau la demande en 2012 et 2013, le surplus de quotas s'est accentué.....	100
4.1.1	L'excédent global de quotas s'est accentué en 2012 par rapport à 2011. Le surplus cumulé représente désormais plus d'un tiers des émissions distribuées par an	100
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 2012	101
4.1.3	Le surplus de quotas s'est accentué à la fin de la Phase II.....	102

4.2 Les années 2012 et 2013 sont marquées par des événements liés à la politique du SCEQE, qui ne parviennent cependant pas à soutenir un prix du carbone historiquement bas	103
4.3 La faiblesse des prix du CO₂ et l'équilibre relatif des prix du gaz et du charbon maintiennent une forte incitation à la production d'électricité à partir du charbon.....	108
SECTION IV : Les marchés de gros du gaz	111
1 Le développement du négoce du gaz	112
1.1 Les livraisons aux PEG sont en hausse en 2012 et au premier semestre 2013	113
1.2 Le négoce sur le marché intermédié est en baisse en 2012 mais sa croissance reprend au premier semestre 2013.....	115
1.3 Développement de la concurrence aux PEG et au niveau des infrastructures gazières	121
2 Les prix du gaz	125
2.1 Les prix sous influence des marchés internationaux	125
2.1.1 Le différentiel de prix entre les marchés européen et américain s'est davantage creusé en 2012.....	125
2.1.2 Les marchés européens sont influencés par la hausse du prix du GNL en Asie et en Amérique du sud	127
2.1.3 La déconnexion entre les prix du marché de gros et les prix des produits pétroliers est toujours d'actualité en 2012.....	129
2.2 Les prix de gros en France ont progressé en 2012 et début 2013 sur le marché spot avec plusieurs pics de prix et une tension persistante sur le différentiel Nord/Sud	131
2.2.1 Les prix de gros sont en hausse sur les marchés spot européens en 2012 et sur la première partie de 2013 avec plusieurs occurrences de pics de prix	131
2.2.2 L'écart entre les prix du PEG Nord et ceux du PEG Sud a fortement progressé en 2012	135
2.2.3 Les différentiels vis-à-vis des hubs voisins se creusent	142
2.3 Les prix de gros à terme sont en légère hausse sur les marchés européens en 2012 et pendant la première partie de 2013	144
2.3.1 Evolution des prix à terme	144
2.3.2 Les prix à terme au PEG Nord sont corrélés à ceux des principales places de marché nord-ouest européennes	147
2.3.3 Un faible différentiel de prix entre l'hiver et l'été qui affecte la souscription des capacités de stockage.....	148
3 Les perspectives d'évolution du marché de gros du gaz en France	151
3.1 Les investissements importants en 2012	151
3.2 Les orientations sur l'évolution des places de marché (PEG)	151
3.3 Des travaux européens structurants pour l'accès aux capacités de transport	152

ANNEXES	154
1 Glossaire	154
1.1 REMIT	154
1.2 Electricité	154
1.3 CO₂	156
1.4 Gaz	157
2 Liste de graphiques	159
3 Liste de tableaux	162
4 Liste d'encadrés	163
CHIFFRES CLES	164

Introduction

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) surveille depuis fin 2006 les transactions effectuées par les acteurs actifs sur les marchés de gros français de l'électricité et du gaz et, depuis fin 2010 en coopération avec l'AMF, les transactions sur les quotas de CO₂ effectuées par ces acteurs. Ce pouvoir est octroyé par les articles L. 131-2 et L. 131-3 du code de l'énergie, qui disposent que :

- « *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) et,
- « *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. 131-3).

La mission de surveillance des marchés de gros de la CRE a ainsi 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 de manipulation de marché ou 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 européen du 25 octobre 2011 pour l'intégrité et la transparence des marchés de l'énergie dit REMIT (« *Regulation on Wholesale Energy Markets Integrity and Transparency* »). REMIT organise la surveillance des marchés de gros de l'énergie, interdit les abus de marché (opérations d'initié et manipulations de marché) et oblige les acteurs de marché à publier les informations privilégiées qu'ils détiennent. Il confie la supervision des marchés au niveau européen à l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Énergie (ACER), en coopération avec les régulateurs nationaux qui sont en charge au plan national des enquêtes et des sanctions. La loi Brottes du 15 avril 2013 est venue expressément confier à la CRE la mission de garantir l'application de REMIT et au CoRDis la compétence de sanctionner les manquements à ce règlement.

Les marchés de l'énergie traversent une période de grands changements. L'émergence des hydrocarbures non-conventionnels en Amérique du Nord a profondément modifié l'équilibre mondial de la production de gaz et de pétrole. Les prix de marché du gaz aux Etats-Unis ont chuté du fait d'une offre abondante, entraînant une baisse significative des importations de gaz naturel liquéfié (GNL) outre-Atlantique et une incitation forte à y produire de l'électricité par des centrales à gaz au détriment des centrales à charbon. Cette baisse importante de la demande de charbon aux Etats-Unis a fortement déprécié les prix mondiaux du charbon.

La demande mondiale en énergie est soutenue principalement par les marchés émergents, en particulier la Chine et l'Inde. Plus spécifiquement, la catastrophe de Fukushima en mars 2011 a eu pour effet de fortement augmenter la demande du Japon en GNL et de susciter de nouvelles interrogations sur la place du nucléaire dans son mix énergétique. De son côté, l'Europe peine à sortir d'une crise économique qui la touche particulièrement depuis 2008. La baisse de l'activité a entraîné une baisse significative des émissions, un excédent de quotas, et une chute des cours du CO₂. Le faible prix du CO₂ et la baisse significative des cours du charbon ne permettent plus une incitation économique à produire de l'électricité à partir d'énergies fossiles moins carbonées telles que le gaz. Par ailleurs, la fermeture des centrales nucléaires en Allemagne a été compensée par le développement de nouvelles capacités d'origine renouvelables, qui se poursuit à un rythme soutenu, et qui transforme le paysage électrique.

Les marchés français de l'électricité et du gaz ont été influencés en 2012 et au premier semestre 2013 par ces mutations profondes qui ont affecté les prix, mais aussi les schémas d'approvisionnement et la production d'électricité. Sur le marché de l'électricité, le fort développement des énergies renouvelables en Allemagne, conjugué à la baisse du prix du charbon et du CO₂, a conduit à une baisse importante des prix. L'influence de l'Allemagne s'est également traduite par un renversement des flux à l'interconnexion entre les deux pays en 2012 par rapport à 2011, la France redevenant importatrice nette. Sur le marché du gaz, l'approvisionnement en GNL a fortement diminué, du fait notamment d'une demande asiatique très élevée, ce qui a conduit à des tensions dans l'approvisionnement du sud de la France. Les prix du gaz ont également été soutenus par les cours élevés des produits pétroliers, même si la part d'indexation sur les marchés du gaz des contrats d'importation à long terme est désormais significative. La modification des conditions de marché a affecté la rentabilité de certaines infrastructures. Les centrales à cycle combiné gaz (CCCG) ne sont plus rentables du fait de la baisse des prix de l'électricité et de la hausse des prix du gaz, notamment en zone Sud. Les stockages de gaz se retrouvent en concurrence avec d'autres sources de flexibilité disponibles et connaissent une désaffection de la part des acteurs de marché. Certaines de ces infrastructures ont été « mises sous cocon » par leurs opérateurs du fait de difficultés financières persistantes.

Ce sixième rapport de surveillance de la CRE comporte une nouvelle section consacrée au règlement REMIT et à sa mise en œuvre. Les évolutions des marchés de gros en France en 2012 et au premier semestre 2013 pour l'électricité, le gaz et le CO₂ y sont également présentées. Le rapport rend enfin compte des investigations closes ou en cours sur les comportements de certains acteurs ou à l'occasion d'événements de marché.

Synthèse

REMIT

- **Contexte général de régulation**

Le règlement européen du 25 octobre 2011 relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie (règlement (UE) N°1227/2011), dit REMIT, vise à organiser la surveillance des marchés de gros de l'énergie, à interdire les opérations d'initié et les manipulations de marché, et oblige les acteurs de marché à publier les informations privilégiées qu'ils détiennent (voir section I, 1.1).

Dans ce cadre, l'ACER a une mission de surveillance des marchés de gros pour détecter et empêcher les transactions fondées sur des informations privilégiées et des abus de marché. Les régulateurs nationaux surveillent les marchés au niveau national en coopération avec l'ACER et sont en charge de la conduite d'enquête en cas de détection d'abus de marché (voir section I, 1.2).

- **Mise en œuvre opérationnelle de REMIT**

L'adoption des actes d'exécution par la Commission européenne marquera le début de la mise en œuvre opérationnelle du dispositif prévu par REMIT : la collecte des données transactionnelles et fondamentales débutera six mois après l'adoption des actes ; les acteurs de marché devront alors s'être inscrits dans le registre national que les régulateurs doivent mettre en place dans les trois mois suivant l'adoption des actes (voir section I, 2.1).

L'enregistrement s'effectuera auprès des régulateurs nationaux qui transmettront ensuite les informations à l'ACER pour alimenter un registre européen des acteurs de marché. L'enregistrement ne remplacera en aucun cas une autorisation d'effectuer des transactions ou une autorisation de fourniture délivrée par les autorités compétentes (voir section I, 2.2).

La collecte des données transactionnelles et fondamentales sera effectuée par l'ACER auprès des acteurs de marché ou à l'aide de référentiels centraux. Pour éviter un double *reporting*, ces données pourront ensuite être partagées avec les régulateurs nationaux, les régulateurs financiers et les autorités de concurrence, dans le respect de strictes clauses de confidentialité et de protection des données (voir section I, 2.3).

REMIT confie les pouvoirs d'enquête et de sanction aux régulateurs nationaux. Dans le cas où l'ACER considère qu'un manquement a un impact transfrontalier, elle peut établir et coordonner un groupe d'enquête constitué de représentants des régulateurs nationaux concernés, ainsi que, si elle le juge pertinent, des représentants des régulateurs financiers ou de toute autre autorité pertinente.

Au plan national, la loi Brottes du 15 avril 2013 confère à la CRE la mission de veiller au respect de REMIT et au CoRDiS la compétence de sanctionner les manquements à REMIT (voir section I, 2.4).

- **Accompagnement dans la mise en œuvre**

L'ACER a publié le 20 décembre 2011, le 28 septembre 2012 et le 29 octobre 2013 des orientations sur l'application de REMIT, qui apportent des éclairages sur la définition des « produits énergétiques de gros » et des « acteurs de marché », ainsi que sur les notions d'« information privilégiée » et d'« abus de marché ». Des cas d'exemptions font également l'objet de précisions.

Quant au registre recensant les acteurs de marché, son format a été publié le 26 juin 2012 et le CEER a communiqué auprès des principales associations européennes pour leur rappeler quels sont les acteurs qui doivent s'enregistrer ainsi que le processus d'enregistrement (voir section I, 3.1).

La CRE participe activement aux travaux européens sur la mise en œuvre de REMIT. Elle occupe notamment la vice-présidence des groupes de travail de l'ACER et du CEER sur l'intégrité et la transparence des marchés et participe aux différents sous-groupes de travail. Par ailleurs, la CRE a contribué à la rédaction et à l'évaluation de consultations publiques lancées par l'ACER, ainsi qu'aux orientations publiées par l'ACER.

Enfin, la CRE envisage la mise en place d'une page internet dédiée récapitulant l'ensemble des informations relatives au contenu, à la mise en œuvre et aux modalités pratiques de REMIT (voir section I, 3.2).

MARCHE DE L'ELECTRICITE

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

Au cours de l'année 2012, les volumes échangés sur les marchés de gros intermédiaires de l'électricité ont reculé de 17 % par rapport à 2011, pour s'élever à 578 TWh. Ce recul est pour l'essentiel constaté sur les marchés à terme. Cohérent avec le niveau de l'activité économique en 2012, il peut également être relié à un moindre recours au marché depuis la mise en place de l'ARENH ainsi qu'à la fin du dispositif des enchères VPP. Cette tendance à la baisse de l'activité sur les marchés de gros intermédiaires s'est toutefois renversée en 2013 : les volumes négociés au premier semestre (308 TWh) progressent de 12 % par rapport au premier semestre 2012 (voir section II, 1.1).

Le solde exportateur net des volumes échangés aux interconnexions s'est réduit en 2012. Cette évolution est à relier à la disponibilité nucléaire, qui s'est dégradée par rapport à l'année précédente, ainsi qu'à d'importants volumes importés lors de la vague de froid en février 2012. Pour les six premiers mois de 2013, le solde exportateur net s'améliore légèrement en raison d'une hausse des volumes exportés vers la Belgique et le Royaume-Uni (voir section II, 1.2).

En 2012, le prix spot moyen s'est établi à 46,9 €/MWh en base et 59,5 €/MWh en pointe, soit une baisse respectivement de 4 % et 2 % par rapport à 2011, malgré des pics de prix importants en février 2012. Au premier semestre 2013, marqué par des prix négatifs importants pour le 16 juin 2013, les prix moyens base et pointe se sont établis à 43,8 €/MWh et 55,3 €/MWh, en baisse de 10 % et 11 % respectivement par rapport à la même période l'année précédente. 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 (voir section II, 0).

Sur la période de 2011 et du premier semestre 2012, le taux de convergence des prix français et allemands sur le marché spot, en net progrès, atteignait 64 %. Sur l'année 2012 et le premier semestre 2013, ce dernier est en baisse à 56 %. Le taux de convergence horaire a eu tendance à se dégrader fortement au cours des hivers 2012 et 2013 (voir section II, 0).

Sur le marché à terme, les prix ont continuellement évolué à la baisse en 2012 et au premier semestre 2013, dans le sillage des prix du charbon et du CO₂. L'écart des prix à un an entre la France et l'Allemagne s'était fortement réduit en 2011 et les prix français étaient 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. Le différentiel de prix a par la suite eu tendance à s'accroître (voir section II, 2.2). Au cours de la période récente, les transactions sur le produit Y+1 français ont eu tendance à se polariser autour de 42 €/MWh, soit le niveau de l'ARENH. Cette polarisation reflète les arbitrages faits par les acteurs de marché en raison de l'optionnalité liée à l'ARENH. Les écarts de prix qui en résultent avec le prix Y+1 allemand restent cohérents avec les écarts de prix France-Allemagne sur le marché spot. Les transactions effectuées sur le produit Y+1 français font l'objet d'une analyse approfondie par la CRE dans le cadre de sa mission de surveillance.

- **L'analyse de la production d'électricité et de la transparence des données de production**

L'année 2012 a été marquée par un repli de la disponibilité nucléaire, notamment durant l'été 2012, et donc de la production nucléaire. La filière nucléaire a ainsi enregistré en 2012 un taux de production de 73 %, en retrait par rapport à 2011 (76 %). Au premier semestre 2013 la production nucléaire est restée stable et s'est établie à

207,7 TWh. On constate une nette amélioration de la disponibilité du parc nucléaire au second trimestre 2013 en raison d'une diminution des arrêts fortuits (voir section II, 3.1).

La forte pluviométrie a permis une plus grande utilisation des centrales hydrauliques en 2012. Au total, la production d'électricité d'origine hydraulique s'est élevée à 63,8 TWh, soit une hausse de près de 26 % par rapport à 2011 (voir section II, 3.2). La production issue des centrales thermiques à combustible fossile a pour sa part diminué de 7 % par rapport à 2011 en raison d'une baisse de production des filières gaz et fioul (-22 %), la production de la filière charbon ayant quant à elle augmenté de 35 % (voir section II, 3.1).

La marginalité des différentes filières a profondément changé en 2012 par rapport à 2011 : la durée de marginalité de la filière nucléaire a fortement diminué en raison de sa faible disponibilité, alors que la durée de marginalité des frontières a connu une forte augmentation (voir section II, 3.2).

Le dispositif mis en place par l'UFE et RTE pour assurer la transparence des données de production a été complété à plusieurs reprises en 2010 et 2011. Depuis le 1^{er} janvier 2012, la plateforme transparence du gestionnaire de réseau a été dotée d'une page permettant aux producteurs de déclarer toute information en complément des données déjà publiées concernant la disponibilité prévisionnelle et les arrêts fortuits. Cette évolution facilite le respect des obligations de transparence imposées par le règlement 714/2009 du 13 juillet 2009 ainsi que l'obligation de publication des informations privilégiées découlant de REMIT. En 2013, une nouvelle amélioration a également été apportée avec l'augmentation de la fréquence d'actualisation des informations sur la disponibilité prévisionnelle du parc de production. Le taux de transmission des données s'est en revanche dégradé en 2012 : pour les prévisions de disponibilité, 81 % des informations nécessaires ont été transmises en 2012 contre 84 % en 2011. La CRE a par ailleurs continué à suivre l'écart entre la disponibilité constatée et la prévision de la veille pour le nucléaire. En 2012, cet écart s'est réduit par rapport à celui observé en 2011 (voir section II, 3.3).

- **Analyse des offres sur le marché *day-ahead* et sur le mécanisme d'ajustement**

L'analyse des offres soumises sur la plateforme EPEX SPOT Auction montre, comme en 2011, que le volume offert sur le marché spot est corrélé à la marge du système électrique (différentiel entre capacité de production disponible et consommation prévisionnelle) (voir section II, 4.1).

Le prix de l'électricité sur le marché EPEX SPOT est plus sensible en France qu'en Allemagne aux variations des volumes d'offres à l'achat ou à la vente, ce qui reflète un risque plus important de tensions sur l'équilibre entre offre et demande (voir section II, 4.1).

La CRE conduit un suivi spécifique des écarts existants entre les prix sur le marché spot et les coûts marginaux du parc EDF. Cette étude porte sur les heures pour lesquelles les offres d'EDF sont supposées déterminer le prix de l'enchère. En moyenne, l'écart prix-coûts a été de 2,2 % sur l'année 2012 contre 5,0 % en 2011 (voir section II, 4.1).

Au cours de l'année 2012, si les volumes ont diminué de 10 % pour les ajustements¹ à la hausse, ils ont progressé de 15 % sur les ajustements à la baisse. RTE a activé au total 7,7 TWh d'ajustements, soit 1,7 % de la consommation (hors pertes des gestionnaires du réseau), contre 7,4 TWh en 2011. L'importance des volumes d'ajustement à la baisse reflète une certaine tendance des acteurs à s'approvisionner en excès lors des périodes de forte consommation, en particulier durant la vague de froid en 2012 (voir section II, 4.2).

¹ Voir définition « Mécanisme d'ajustement » dans le glossaire

MARCHE DU CO₂

- **Activité de surveillance du marché du CO₂**

La Commission européenne, le Parlement européen et le Conseil privilégient, dans le cadre de la révision des directives MIF (Marchés d'Instruments Financiers) et MAD (directive relative aux Abus de Marché), l'inclusion des quotas dans la liste des produits qualifiés d'instruments financiers, et par conséquent dans le champ de la réglementation financière (voir section III, 1.1).

Sur le plan national, le marché du carbone a été marqué par la fermeture de la bourse Bluenext, le 5 décembre 2012. Ces évolutions modifient le périmètre de supervision de la CRE et de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF), sans pour autant remettre en cause le principe d'une coopération commune par les deux autorités de marché. La CRE et l'AMF continuent en effet d'analyser de façon étroite les évolutions réglementaires et d'échanger sur les méthodes de surveillance. Sur le plan opérationnel, la CRE collecte régulièrement par l'intermédiaire de l'AMF et de son homologue britannique les données transactionnelles de la plateforme d'échange ICE ECX, qui détaillent les prix et les transactions de CO₂ sur le marché au comptant et à terme (voir section III, 1.1).

La CRE collecte de manière régulière les données de transactions effectuées sur les bourses du carbone pour les acteurs entrant dans son périmètre de surveillance. Cependant les transactions effectuées sur les plateformes des courtiers ne sont toujours pas communiquées. Dans ce contexte, la CRE a procédé en mars 2012 à une collecte bilatérale auprès des acteurs actifs sur les marchés français de l'électricité et du gaz sur les transactions effectuées en 2011. Dans l'attente d'une collecte générale au niveau européen, la CRE pourra procéder de nouveau à des demandes ponctuelles de données auprès des acteurs, en cas d'événements de marché (voir section III, 1.2).

- **Evolution du cadre institutionnel et perspectives futures**

La Commission européenne a proposé le 12 novembre 2012 de retarder la mise aux enchères de 900 millions de quotas carbone. Cette proposition de « *backloading* » a généré une période d'incertitudes sur le marché du CO₂ dans l'attente de son éventuelle mise en application. Des discussions entre les institutions européennes sont actuellement en cours concernant une version finale du texte de « *backloading* ». Par ailleurs, la Commission européenne a publié en novembre 2012 un rapport dans lequel elle identifie six options de mesures structurelles pour réformer le Système communautaire d'échanges de quotas d'émission (SCEQE) et réduire le surplus de quotas en circulation. Une consultation publique a été lancée sur le sujet et plusieurs réunions entre les parties prenantes se sont déroulées début 2013 (voir section III, 2.1).

La Phase III du SCEQE a commencé au 1^{er} janvier 2013 et se terminera le 31 décembre 2020. Cette période est caractérisée par la mise aux enchères d'environ 50 % des quotas d'émission, contre moins de 4 % lors de la Phase II. Concernant le secteur électrique, 100 % de quotas seront vendus aux enchères, sauf pour certains Etats membres ayant été exemptés par la Commission européenne pour l'année 2013 (voir section III, 2.2).

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

Les volumes totaux EUA² et CER³ échangés sur les marchés du CO₂ ont augmenté de 24 % en 2012 pour atteindre environ 12 milliards de tonnes de CO₂. Au premier semestre 2013, tandis que les volumes EUA échangés ont continué à augmenter, les volumes CER échangés ont nettement baissé, notamment parce que certains produits CER ont été exclus du marché SCEQE à partir de mai 2013, en raison de nouvelles exigences de conformité avec les règles applicables à la Phase III (voir section III, 3.2).

Une analyse des données relatives aux transactions effectuées sur les bourses en 2012 montre que le marché se compose presque exclusivement de produits à terme et que les acteurs financiers ont une place

² Voir définition « EUA » dans le glossaire

³ Voir définition « CER » dans le glossaire

prédominante dans les échanges (voir section III, 3.3). Par ailleurs, la poursuite des analyses à la suite de la collecte effectuée par la CRE pour l'année 2011 montre l'importance du rôle des intermédiaires de marché dans le volume total des échanges entrant dans le périmètre de surveillance de la CRE, en particulier des courtiers (environ 25 % du marché) (voir section III, 3.4).

En 2012, l'offre de quotas a de nouveau excédé la demande, dans le prolongement de la tendance observée depuis 2009. L'excès de quotas, calculé comme la différence entre les quotas distribués (allocation gratuite plus enchères) et les émissions réelles, est ainsi passé de 410 Mt en 2011 à 814 Mt en 2012. Le prix du quota EUA a dans ce contexte chuté de 43 % en 2012 pour atteindre en moyenne 7,34 €/t. Au premier semestre 2013, le cours a de nouveau baissé pour atteindre une moyenne de 4,24 €/t. Le prix du quota de CO₂ a connu de fortes variations journalières, pouvant être expliquées par l'incertitude quant à l'adoption et à la date d'entrée en vigueur de la proposition de « *backloading* » (voir section III, 4.2).

Les faibles niveaux des prix du CO₂ et du charbon contribuent au creusement de l'écart entre *clean spark spread* et *clean dark spread* (qui mesurent la marge variable 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. Les producteurs d'électricité à partir de gaz connaissent actuellement des difficultés importantes (voir section III, 4.3).

MARCHE DU GAZ

- Développement du négoce

Les volumes négociés sur le marché de gros intermédié ont reculé de 19 % en 2012. Alors que le marché spot connaît une hausse d'activité, liée en partie aux différents épisodes de tension du système français durant la période, les volumes échangés sur le marché à terme reculent d'environ 26 %. L'activité sur le marché à terme a été affectée notamment par la crise économique européenne et par la baisse d'activité des centrales électriques fonctionnant au gaz. Par ailleurs, le marché à terme français subit la concurrence d'autres marchés à terme européens plus liquides, notamment ceux du TTF (Pays-Bas) et du NCG (Allemagne) (voir section IV, 1.2).

L'essentiel du négoce intermédié s'effectue au PEG Nord, qui reste la place de marché française la moins concentrée. Le PEG Sud, bien qu'en développement en termes de volumes échangés, connaît une concentration plus élevée du fait notamment des besoins accrus de certains acteurs suite aux tensions au sud de la France. Le PEG TIGF reste la place de marché française la moins développée et affiche des niveaux de concentration toujours très élevés (voir section IV, 1.3).

Le nombre d'acteurs actifs sur les terminaux méthaniers et sur les stockages français est en forte diminution en 2012. Alors que les tensions sur l'offre mondiale de GNL sont à l'origine d'une moindre utilisation des terminaux français, les conditions de marché européennes, et plus particulièrement les faibles écarts de prix entre l'été et l'hiver, ont pour conséquence une moindre souscription de capacités de stockage (voir section IV, 1.3).

- Prix de gros

L'évolution des prix de gros en France et en Europe durant l'année 2012 et au premier semestre 2013 a été particulièrement influencée par les marchés internationaux. La déconnexion entre les marchés européen, asiatique et nord-américain continue à se creuser du fait des tensions en provenance d'Asie sur le marché du GNL et de l'essor des gaz non-conventionnels aux Etats-Unis (voir section IV, 2.1.1 et 2.1.2).

L'évolution des prix des produits pétroliers continue à influencer le marché du gaz au travers des contrats de long terme, même si la part d'indexation sur des prix de marché du gaz est désormais significative. Le prix du Brent a connu de fortes variations expliquées par un contexte géopolitique tendu et des incertitudes sur la stabilité macroéconomique de la zone Euro. Le prix des produits pétroliers reste à des niveaux historiquement élevés, ce qui favorise le maintien d'une déconnexion entre les prix issus d'une formule indexée pétrole et les

prix du gaz. Cette déconnexion diminue légèrement à la suite des renégociations des contrats de long terme (voir section IV, 2.1.3).

Le marché français a suivi la tendance constatée sur les principales places de marché européennes (NBP et TTF). Le marché spot européen a été marqué en février 2012 par un pic de prix occasionné par une vague de froid couvrant la plupart de l'Europe. Le premier semestre 2013 a connu aussi des pics de prix au mois de mars dans un contexte de tension sur l'approvisionnement européen. Par ailleurs, dans la continuité des tensions observées en mars 2013, un pic de prix est apparu en France le 9 avril 2013 (voir section IV, 2.2.1).

Le marché spot français a été marqué par une tension particulière en zone Sud. En effet, un différentiel important entre les PEG Nord et Sud est apparu depuis avril 2012 dans un contexte de congestion de la liaison Nord-Sud de GRTgaz, provoquée notamment par la baisse importante des importations de GNL au Sud de la France et par des exportations élevées vers l'Espagne. Cette situation de tension persiste au premier semestre 2013 (voir section IV, 2.2.2).

Concernant le marché à terme, les faibles niveaux du différentiel été/hiver affectent la souscription des stockages européens, qui peinent à concurrencer d'autres sources de flexibilité. En France, cette situation a amené Storengy à mettre « sous cocon » deux de ses sites et suscite des préoccupations en ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement du système français pour l'hiver 2013/2014 (voir section IV, 2.3).

- **Perspectives d'évolution du marché**

Des projets de renforcement du réseau français, tels que Hauts-de-France et l'Arc de Dierrey, se poursuivent en 2012. Ces projets permettront notamment de décongestionner le cœur du réseau français, de raccorder le nouveau terminal méthanier à Dunkerque et de créer une nouvelle interconnexion avec la Belgique. Par ailleurs, les renforcements à Larrau (frontière espagnole) ont permis, au 1^{er} avril 2013, de commercialiser 165 GWh/j de capacité dans les deux sens, contribuant à l'intégration des marchés français et espagnol (voir section IV, 3.1).

Un PEG Nord unique a été créé au 1^{er} avril 2013 en fusionnant les zones Nord H et Nord B. Par ailleurs, la CRE a demandé à GRTgaz et à TIGF de travailler à la création d'un PEG commun GRTgaz Sud – TIGF à horizon 2015. La CRE a également lancé une analyse coûts-bénéfices des investissements nécessaires à la mise en œuvre d'un PEG France unique à horizon 2018 (voir section IV, 3.2).

Le 3^e paquet législatif européen sur l'énergie continue d'être décliné et mis en œuvre sur les réseaux de transport de gaz. La CRE, au sein de l'ACER, continue à travailler sur l'élaboration de plusieurs codes de réseaux, notamment ceux qui concernent les procédures de gestion des congestions, les mécanismes d'allocation des capacités et l'équilibrage des réseaux de transport. La plupart des mécanismes prévus dans ces codes de réseaux seront mis en œuvre en France entre 2013 et 2015. Par ailleurs, l'ENTSOG a rédigé un code de réseau sur l'interopérabilité des réseaux de transport et devrait rédiger en 2014 celui sur l'harmonisation des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz. Ces travaux ont pour objectif de rapprocher les marchés européens du gaz vers le modèle cible dit de « hub à hub » (voir section IV, 3.3).

ANALYSES APPROFONDIES

En 2012 et au premier semestre 2013, 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.

Marché de l'électricité

- **Pic de prix de février 2012**

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 livraison 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 a été déclenchée lors de ces deux journées. Les investigations relatives aux pics de prix de l'électricité en février 2012 ont fait l'objet d'une délibération le 10 mai 2012⁴.

La CRE a conclu que la tension entre l'offre et la demande expliquait la formation de prix 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 2012, 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 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 seconde enchère.

La CRE a par ailleurs finalisé des travaux spécifiques dans le cas d'un des acteurs dont les modifications de carnet d'ordre durant la seconde enchère n'amélioreraient pas l'équilibre offre-demande. Ces travaux ont porté sur la conformité de ses opérations de *trading* au regard des obligations prévues par le règlement REMIT. Les opérations conclues le 8 février ont fait suite à l'arrêt imprévu d'une de ses centrales de production. Dans ce contexte, et parce que les volumes achetés étaient inférieurs aux volumes correspondants à la perte provoquée par l'indisponibilité de la centrale, la CRE a conclu que ces interventions entraînent dans le champ de l'exemption définie par l'article 3.4.b)⁵ de REMIT. Cependant, la CRE a rappelé à cet acteur de marché ses obligations en matière de publication des informations privilégiées (celle-ci doit être rapide et suffisamment détaillée) et de communication à l'ACER et au régulateur concerné des informations pertinentes relatives à ses transactions. La CRE a par ailleurs rappelé à l'acteur concerné que l'ACER a mis en place sur son site internet un formulaire de déclaration permettant aux acteurs de marché de remplir leurs obligations.

- **Prix négatifs de juin 2013**

Les prix de l'électricité pour livraison le 16 juin 2013 ont été négatifs avec une moyenne de -40,99 €/MWh et un minimum à -200 €/MWh de 5h à 8h. Ces niveaux de prix constituent des records pour le marché français. Cette journée fut caractérisée par une consommation faible, une bonne disponibilité des moyens de production sur la plaque franco-belge, mais également une part importante de production non flexible telle que l'hydraulique au fil de l'eau en France et en Suisse le matin ou le solaire et l'éolien en Allemagne l'après-midi. Les interconnexions avec les marchés adjacents ont été rationnellement utilisées, hormis sur la frontière suisse,

⁴ [Consulter la délibération du 10 mai 2012 sur le site de la CRE](#)

⁵ Cet article exclut du champ de l'interdiction des opérations d'initiés des transactions effectuées « dans le seul but de couvrir des pertes physiques immédiates résultant d'indisponibilités imprévues ».

mettant de nouveau en lumière les bénéfices qu'apporterait l'intégration de ce marché au mécanisme de couplage.

Les services de la CRE poursuivent leurs analyses concernant cette journée et interrogent quelques acteurs en particulier sur leurs opérations.

- **Niveau des prix à terme sur le produit Y+1**

L'année 2012 et le premier semestre 2013 ont également été marqués par une baisse importante des prix à terme, notamment pour le contrat calendaire 2014 sur la base. Après avoir débuté l'année 2012 à un niveau proche de 55 €/MWh, les prix de l'électricité pour livraison en 2014 ont baissé de manière continue pour se stabiliser à un niveau de 42 €/MWh entre mai 2013 et fin juin 2013, alors que le prix allemand a continué à diminuer. Le niveau de 42 €/MWh correspond au prix défini depuis le 1^{er} janvier 2012 par le dispositif ARENH, dans le cadre duquel les fournisseurs alternatifs bénéficient d'un accès à un approvisionnement en électricité à prix fixe auprès du fournisseur historique. Dans ce contexte, la CRE analyse le comportement des acteurs sur le marché de gros de l'électricité et s'assure que les interventions de ces derniers n'aient pas été biaisées par le dispositif ARENH. Des analyses sont en particulier menées sur les transactions et les ordres des différents acteurs.

Marché du gaz

- **Pic de prix de février 2012**

Lors de la vague de froid de février 2012, le prix 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 rendu compte des analyses menées à l'occasion de cet événement de marché⁶.

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 constatés entre le marché français et les pays frontaliers. La CRE considère que cette tension a été exacerbée par des restrictions en sortie du réseau allemand vers la France et par la décision des autorités italiennes d'obliger les expéditeurs à utiliser au maximum leurs capacités d'importation de gaz vers l'Italie. L'analyse du comportement individuel des acteurs n'a pas permis d'identifier un comportement qui n'ait pas trouvé de justification au regard de leurs contraintes économiques et techniques.

- **Prix en zone Sud et écart avec le PEG Nord**

A la suite de l'apparition de fortes tensions en zone Sud lors du deuxième trimestre 2012, la CRE a analysé la formation des prix en zone Sud⁷. Alors que les prix au sud évoluaient à un niveau très proche de ceux du nord en 2010 et en 2011, le différentiel entre le PEG Nord et le PEG Sud a fortement augmenté pour atteindre une moyenne de 1,65 €/MWh en 2012 et de 2,26 €/MWh sur le premier semestre 2013. Cette augmentation a été accompagnée d'une forte volatilité avec un pic à 7,62 €/MWh le 24 juillet 2012. Dans le cadre de son analyse, la CRE a collecté, pour la période de mars à août 2012, l'intégralité des transactions conclues par les principaux acteurs du marché aux PEG Sud et TIGF ainsi que les données relatives à l'utilisation des infrastructures gazières auprès des différents opérateurs.

Le CRE a adopté le 29 mai 2013 une délibération portant communication sur les conditions de formation des prix du gaz au sud de la France⁸. Dans cette délibération, la CRE indique que les tensions dans

⁶ [Consulter la délibération du 26 juin 2012 sur le site de la CRE](#)

⁷ [Consulter le communiqué de presse du 27 juillet 2012](#)

⁸ [Consulter la délibération du 29 mai 2013 sur le site de la CRE](#)

l'approvisionnement de la zone Sud sont liées notamment aux faibles arrivées de GNL en France et à des exportations vers l'Espagne en hausse. D'autres facteurs ont été susceptibles d'aggraver le niveau et la volatilité du *spread*, en particulier l'insuffisance de transparence sur l'utilisation et la disponibilité de certaines infrastructures, les problèmes de liquidité du marché au sud de la France et les comportements atypiques du mécanisme de couplage de marché. La CRE a encouragé des mesures à court terme, telles que la commercialisation de capacité ferme quotidienne supplémentaire sur la liaison Nord-Sud de GRTgaz, l'amélioration du fonctionnement du couplage de marché ou l'amélioration de la transparence sur l'utilisation des terminaux méthaniers⁹, qui sont de nature à améliorer le processus de formation des prix et réduire leur volatilité. Des investissements visant à décongestionner le réseau, actuellement à l'étude, apporteront une solution de long terme.

Les services de la CRE terminent les analyses détaillées sur le comportement des acteurs de mars à août 2012. Compte tenu de la persistance du différentiel de prix et de sa volatilité en 2013, la CRE continue à mener un suivi particulier de la formation des prix en zone Sud.

- **Prix au PEG Nord sur la journée du 9 avril 2013**

Le PEG Nord a connu un pic de prix le 9 avril 2013 avec des transactions au-delà de 42 €/MWh, soit un différentiel de plus de 10 €/MWh avec les marchés adjacents. Ce pic de prix est intervenu plus particulièrement en fin de journée, générant un écart important entre l'indice *Powernext Gas Spot End of Day* (41,48 €/MWh) et l'indice *Powernext Gas Spot Daily Average Price* (34,52 €/MWh). Cette journée a été marquée par des maintenances sur les points d'entrée de Dunkerque et de Taisnières. Les services de la CRE mènent cependant des analyses spécifiques sur cette journée.

Marché du CO₂

La fin de l'année 2012 et le premier semestre 2013 ont été marqués par plusieurs annonces sur les orientations politiques et réglementaires du SCEQE, concernant notamment la mesure de mise en réserve de 900M de quotas (« *backloading* ») pendant la Phase III. Les prix ont connu de fortes variations à l'occasion des différents votes des comités ITRE et ENVI du Parlement européen concernant la mesure de « *backloading* », ainsi que lors des votes en séance plénière du Parlement européen. Des variations de prix importantes ont été constatées lors des annonces institutionnelles survenues en 2013 le 23 janvier, le 19 février, le 16 avril et le 3 juillet. Les services de la CRE analysent les mouvements de prix et le comportement des acteurs de marché pour l'ensemble de ces dates.

⁹ [Consulter la délibération du 20 juin 2013 sur le site de la CRE](#)

SECTION I

La mise en œuvre de REMIT

1 CONTEXTE GENERAL DE REGULATION

1.1 REMIT met en place un cadre de supervision adapté au secteur de l'énergie

Depuis le 28 décembre 2011, la mission de surveillance des marchés de gros de l'énergie assurée par la CRE s'inscrit dans le cadre du règlement européen relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie (règlement (UE) N°1227/2011 du 25 octobre 2011)¹⁰, dit REMIT. Il s'agit d'un règlement européen directement applicable à l'ensemble des Etats-membres.

REMIT organise la surveillance des marchés de gros de l'énergie, interdit les abus de marché (opérations d'initié et manipulations de marché) et oblige les acteurs de marché à publier les informations privilégiées qu'ils détiennent¹¹. Le règlement met en place un cadre de supervision adapté au secteur de l'électricité et du gaz, en lien avec les caractéristiques physiques de l'offre et la demande. Il s'articule avec la réglementation financière, en cours de révision, et prévoit que la surveillance des marchés de gros de l'énergie tienne compte des interactions avec le marché du carbone¹², même si les quotas d'émission ne sont pas qualifiés de produits énergétiques de gros.

REMIT s'applique aux acteurs de marché, c'est-à-dire à toute personne physique ou morale effectuant des transactions sur les marchés de gros de l'énergie. Les produits énergétiques de gros concernés sont les contrats de fourniture d'électricité ou de gaz naturel avec livraison dans l'Union européenne et les contrats relatifs au transport d'électricité ou de gaz naturel dans l'Union, qu'ils soient conclus sur le marché spot ou dérivé.

REMIT ne s'applique pas aux contrats de fourniture et distribution destinés aux clients finals, à l'exception des consommateurs finals dont la consommation est supérieure à 600 GWh par an. Enfin, les interdictions de manipulation de marché et d'opération d'initié ne s'appliquent pas aux produits énergétiques de gros qui sont également des instruments financiers soumis au règlement concernant les abus de marchés (MAR). Ces produits restent néanmoins concernés par l'obligation de publication des informations privilégiées en application de REMIT.

1.2 Rôle de l'ACER et des régulateurs nationaux

REMIT confie la surveillance des marchés de gros de l'énergie à l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), en collaboration avec les autorités de régulation nationales (ARN).

L'ACER effectue une surveillance des marchés de gros pour détecter les abus de marché éventuels. Les ARN sont responsables de la mise en œuvre des interdictions d'abus prévues par REMIT et conduisent les enquêtes éventuelles en cas de détection d'abus de marché. Les enquêtes impliquant plusieurs marchés et plusieurs régulateurs sont coordonnées par l'ACER. Les ARN peuvent également surveiller les marchés au niveau national en coopération avec l'ACER. Elles collaborent entre elles ainsi qu'avec l'ACER pour mener à bien leurs missions¹³.

¹⁰ [Consulter le règlement \(UE\) N°1227/2011 du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie](#)

¹¹ Voir articles 3, 4 et 5 de REMIT

¹² Voir article 1 et 10.3 de REMIT

¹³ Voir l'article 16 de REMIT

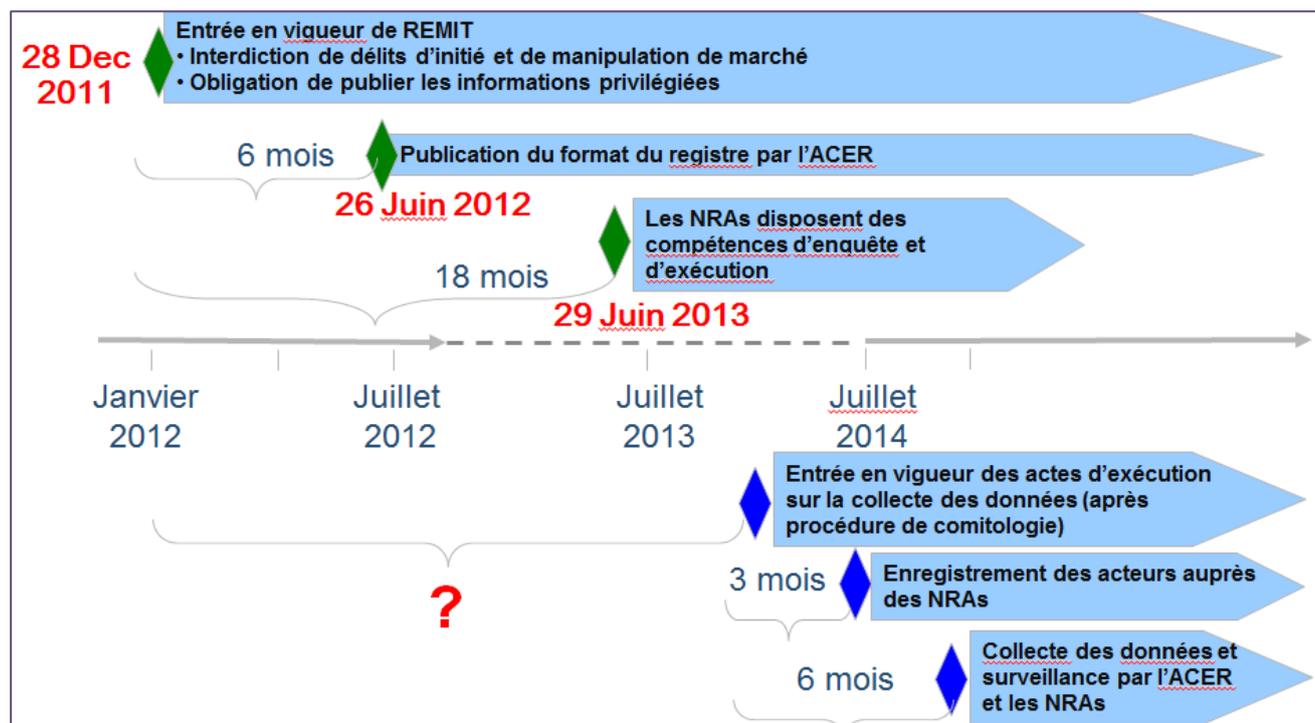
Dans ce cadre, un protocole d'accord a été mis en place entre l'ACER et chacune des ARN¹⁴. Il détaille les modalités pratiques de la coopération entre les régulateurs de l'énergie, les notifications des ARN à l'ACER en cas d'infraction à REMIT, les requêtes de l'ACER vers les ARN en cas de demande d'information ou d'ouverture d'une enquête, ainsi que la coordination des enquêtes lors de cas transfrontaliers.

Les personnes organisant des transactions à titre professionnel sont également impliquées dans la détection des abus de marché en application de REMIT et doivent avertir les ARN en cas de suspicion d'une infraction sur le marché¹⁵.

2 MISE EN ŒUVRE DE REMIT

2.1 Planning de mise en œuvre de REMIT

Graphique 1 : Planning d'entrée en vigueur et de mise en œuvre de REMIT



Source : ACER

Les interdictions de délit d'initié et de manipulation de marché, ainsi que l'obligation de publier les informations privilégiées¹⁶ sont applicables depuis l'entrée en vigueur de REMIT (voir section I, 1.1).

Fin décembre 2011, une plateforme de notification à l'ACER a été mise à disposition des acteurs de marché¹⁷, afin que ceux-ci déclarent leurs cas d'exemption aux interdictions et à l'obligation de REMIT¹⁸, et qu'ils signalent les cas de suspicion d'infraction sur le marché.

Le 26 juin 2012, l'ACER a publié une décision sur le format du registre¹⁹ concernant l'enregistrement des acteurs de marché auprès des ARN qui comporte cinq sections (voir section I, 2.2).

¹⁴ Ce protocole n'a pas encore été rendu public

¹⁵ Voir article 15 de REMIT

¹⁶ Voir articles 3, 4 et 5 de REMIT

¹⁷ <http://www.acer.europa.eu/remit/Pages/Important-information-for-market-participants.aspx>

¹⁸ Voir articles 3.4 et 4.2 de REMIT

Chaque ARN devait être dotée avant le 29 juin 2013 des compétences d'enquête, d'exécution et de sanction au niveau national²⁰. La CRE dispose de l'ensemble de ces compétences depuis le mois d'avril 2013 (voir section I, 2.4).

L'adoption des actes d'exécution par la Commission européenne, marquera le début de la mise en œuvre opérationnelle du dispositif prévu par REMIT. Les ARN auront alors trois mois pour mettre en place leur registre. Les acteurs de marché devront s'enregistrer avant que la collecte des données ne démarre, six mois après la publication des actes d'exécution²¹.

2.2 Focus sur l'enregistrement des acteurs au niveau national

Pour pouvoir effectuer des transactions sur les marchés de gros de l'énergie, les acteurs de marché devront d'abord s'enregistrer auprès des ARN. L'enregistrement des acteurs de marché s'effectue dans un registre national mis en place par chacune des ARN. Les ARN peuvent choisir d'utiliser le système d'enregistrement développé par l'ACER ou leur propre système d'enregistrement. Elles doivent transmettre les informations de leur registre à l'ACER, qui établit un registre européen des acteurs de marché²². L'ACER rendra publique une partie du registre européen²³.

La décision du 26 juin 2012 de l'ACER concernant le format du registre²⁴ précise le contenu des informations pour chacun des acteurs de marché :

1. les informations générales et un identifiant unique appelé code ACER ;
2. les informations individuelles concernant des personnes physiques (responsable trading, responsable décisions opérationnelles, contact communication) ;
3. les informations relatives au contrôleur ou au bénéficiaire final ;
4. les informations relatives à la structure d'entreprise ;
5. les informations relatives aux parties déléguées pour le reporting des données de l'acteur.

L'enregistrement initial se fera en deux temps. Les acteurs rempliront d'abord les sections 1, 2, 3 et 5 ; ils transmettront ensuite les informations de la section 4 (structure de l'entreprise et entreprises liées) une fois que l'ACER aura publié une partie du registre, dont le code ACER.

Il est important de noter que l'enregistrement des acteurs auprès du registre européen de l'ACER ne constitue en aucun cas une autorisation ou une licence pour effectuer des transactions sur les marchés de gros de l'énergie.

¹⁹ http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Directors%20decision/ACER%20Decision%2001-2012.pdf

²⁰ Voir article 13 de REMIT

²¹ Voir article 22 de REMIT

²² Voir article 9.3 de REMIT

²³ Voir article 9.3 de REMIT

²⁴ http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Directors%20decision/ACER%20Decision%2001-2012.pdf

2.3 Focus sur la collecte des données

La collecte des données relatives aux acteurs de marchés²⁵ relève de la responsabilité de l'ACER. L'ACER peut collecter ces données à l'aide des référentiels centraux. Afin d'éviter un double reporting, les données peuvent ensuite être partagées avec les régulateurs nationaux, les régulateurs financiers et les autorités de concurrence. Dans ce cadre, de strictes clauses de confidentialité et de protection des données s'imposent.

Les obligations des acteurs de marché relatives à la collecte des données entreront en vigueur six mois après l'adoption des actes d'exécution.

La collecte des données des acteurs de marché concerne les données transactionnelles ainsi que les données fondamentales (capacité et utilisation des infrastructures de production, consommation, transport, stockage, GNL et les indisponibilités). Les détails du périmètre, du contenu et du format du reporting seront définis par les actes d'exécution de la Commission européenne.

2.4 Compétences d'enquête et de sanction au niveau national

Dans le cas d'une suspicion d'abus de marché ou de non publication d'une information privilégiée, l'ACER peut demander à un régulateur national de lancer une enquête. L'ARN est alors tenue de mener l'enquête et, le cas échéant, de sanctionner le ou les acteurs concernés de façon efficace, proportionnée et dissuasive²⁶. Dans le cas où l'ACER considère qu'un potentiel manquement à REMIT a un impact transfrontalier, elle peut établir et coordonner un groupe d'enquête constitué des ARN concernées, ainsi que des représentants des régulateurs financiers ou de toute autre autorité pertinente.

Les Etats membres avaient jusqu'au 29 juin 2013 pour s'assurer que leurs ARN disposaient des compétences suffisantes pour garantir l'application des interdictions et des obligations prévues par REMIT²⁷. En France, la loi Brottes du 15 avril 2013²⁸ a modifié le code de l'énergie pour conférer à la CRE la mission de garantir le respect de REMIT, et au CoRDIS la compétence de sanctionner les manquements à REMIT. L'article L. 131-2 du code de l'énergie dispose en effet que : « *La Commission de régulation de l'énergie garantit le respect, par toute personne qui effectue des transactions sur un ou plusieurs marchés de gros de l'énergie, des interdictions prévues aux articles 3 et 5 du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, ainsi que de l'obligation prévue à l'article 4 de ce même règlement.* ». Par ailleurs, l'article L. 134-25 du code de l'énergie dispose que : « *Le comité de règlement des différends et des sanctions peut [...] sanctionner les manquements aux règles définies aux articles 3,4 et 5 du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'électricité ou tout autre manquement de nature à porter gravement atteinte au fonctionnement du marché de l'énergie* ».

²⁵ Voir articles 8 et 10 de REMIT

²⁶ Voir articles 13 et 18 de REMIT

²⁷ Voir les articles 3,4 et 5

²⁸ [Loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes](#)

3 ACCOMPAGNEMENT DANS LA MISE EN ŒUVRE

3.1 Les travaux de l'ACER et du CEER

L'ACER encadre de nombreux groupes de travail et sous-groupes de travail dans le cadre de la mise en œuvre de REMIT, auxquels les régulateurs nationaux contribuent activement. En parallèle, le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) a également mis en place un groupe de travail consacré à la transparence et l'intégrité des marchés de l'énergie.

L'ACER a publié des orientations sur l'application de REMIT destinées aux régulateurs nationaux. Une première version a été publiée le 20 décembre 2011²⁹ et une deuxième version le 28 septembre 2012³⁰, qui précise entre autres les définitions des « produits énergétiques de gros » et des « acteurs de marché », ainsi que les notions d'« information privilégiée » et d'« abus de marché ». Une troisième version a été publiée le 29 octobre 2013³¹, consacrant une nouvelle partie à l'enregistrement des acteurs de marché.

Au premier semestre 2012, l'ACER a lancé une consultation sur le format du registre avant de rendre une décision le 26 juin 2012³². Au deuxième semestre, l'ACER a lancé une consultation concernant les données qu'elle devrait collecter en application de REMIT (transactions conclues, informations privilégiées et données fondamentales). L'ACER a fait des recommandations à la Commission européenne concernant la collecte des données, en vue de l'élaboration des actes d'exécution. Fin 2012, la Commission européenne a par ailleurs lancé une consultation publique sur les données à collecter. Au premier semestre 2013, l'ACER a lancé des consultations publiques sur le système d'enregistrement des mécanismes de collecte et les services d'information régulés (« RIS » et « RRM ») ainsi que sur les normes techniques de collecte des données³³.

L'ACER doit par ailleurs publier un rapport à la Commission européenne au moins une fois par an concernant ses activités dans le cadre de REMIT. Le premier rapport de l'ACER devrait être publié au quatrième trimestre 2013.

Enfin, le CEER a envoyé le 17 juin 2013 une lettre de communication sur la phase d'enregistrement des acteurs de marché aux associations européennes pour diffusion à l'ensemble de leurs membres respectifs³⁴. Cette lettre précise les catégories d'acteurs de marché qui doivent s'enregistrer ainsi que les modalités et les dates d'enregistrement.

3.2 Les travaux de la CRE

La CRE contribue de façon significative à la mise en œuvre de REMIT: elle occupe notamment la vice-présidence des groupes de travail de l'ACER et du CEER sur l'intégrité et la transparence des marchés. Elle participe activement aux différents sous-groupes de travail qui s'intéressent aux principes de surveillance, à la gouvernance des marchés ou encore aux aspects informatiques. Elle est également présente aux réunions d'experts rattachés à chacun de ces groupes de travail, qui rassemblent les représentants de l'ACER, les participants du marché de l'énergie (producteurs, négociants, bourses etc.), ainsi que les régulateurs nationaux. Des rencontres ponctuelles sont aussi organisées avec différents services de la Commission européenne (direction des marchés et direction de l'énergie) afin de discuter de l'évolution de la réglementation applicable aux marchés de l'énergie.

²⁹ Voir le lien http://www.acer.europa.eu/remit/Documents/1st_edition_ACER_guidance.pdf

³⁰ Voir le lien <http://www.acer.europa.eu/remit/Documents/2nd%20edition%20of%20ACER%20Guidance%20on%20the%20application%20of%20REMIT.pdf>

³¹ Voir le lien

http://www.acer.europa.eu/Media/Events/Public_workshop2_on_REMIT%20implementation/Document%20Library/1/REMIT%20ACER%20Guidance%203rd%20Edition_FINAL.pdf

³² Voir le lien http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Directors%20decision/ACER%20Decision%2001-2012.pdf

³³ Voir le lien http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Pages/PC_2013_R_01-on-technical-requirements-for-data-reporting-under-REMIT--.aspx

³⁴ La lettre a été envoyée par le CEER à ENTSO-E, ENTSO-G, LEBA, EFET, EUROPEX, EURELECTRIC, EUROGAS and EACH

La CRE a contribué à diverses consultations publiques de l'ACER, sur le format du registre et les données fondamentales et transactionnelles à collecter³⁵. Sur ce dernier point, la CRE a dépouillé et évalué une partie des réponses aux consultations³⁶ et a participé à la rédaction des recommandations sur la collecte des données transmises par l'ACER à la Commission européenne le 23 octobre 2012³⁷.

La CRE a participé à la rédaction des deux premières éditions des orientations publiées par l'ACER en décembre 2011 et septembre 2012³⁸ (voir section 3.1). Elle a également participé à la rédaction des troisièmes orientations de l'ACER publiées en octobre 2013³⁹, en particulier sur l'enregistrement des acteurs auprès des régulateurs nationaux et les cas d'exemptions à REMIT.

Au niveau national, la CRE envisage la création d'une page internet dédiée à REMIT pour mettre à disposition l'ensemble des informations utiles aux acteurs de marché sur le contenu, la mise en œuvre et les modalités pratiques. Elle prévoit également une communication à l'échelle nationale destinée aux acteurs de marché concernés par REMIT.

³⁵ Voir le lien <http://www.acer.europa.eu/remit/Documents/Evaluation%20of%20responses%20-%20ACER%20Recommendations.pdf>

³⁶ Voir le lien http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Directors%20decision/ACER%20Decision%2001-2012.pdf

³⁷ Voir le lien <http://www.acer.europa.eu/remit/Documents/Recommendations%20on%20REMIT%20Records%20of%20transactions.pdf>

³⁸ Voir les liens dans la section 3.1

³⁹ Voir le lien dans la section 3.1

SECTION II

Les marchés de gros de l'électricité

1 LE DEVELOPPEMENT 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 2012, le recul de la production nucléaire (-4 %, soit -16,2 TWh) en raison d'une faible disponibilité du parc nucléaire durant l'été et de la baisse de production des filières gaz et fioul (-7 %, soit -8,3 TWh), a été compensé par l'accroissement de la production hydraulique (+13,2 TWh), de la production de la filière charbon (+4,7 TWh) et par le développement croissant de la production d'origine renouvelable (+23,4 %, soit +4,7 TWh). Au total, les volumes produits se sont élevés à 542 TWh, en stagnation par rapport aux volumes observés en 2011.

Les températures relativement froides (février en particulier, avril et novembre), et le nombre de jours ouvrés en 2012, année bissextile (impact de +1,5 TWh), ont contribué à l'augmentation de la consommation intérieure d'électricité. Celle-ci s'est élevée à 453 TWh (consommation des clients finals hors consommation de pompage et pertes des gestionnaires de réseau), soit une augmentation de 9 TWh par rapport au volume consommé en 2011. Les échanges d'électricité ont été marqués par la détérioration de la disponibilité nucléaire, ainsi que la hausse de la consommation nationale liée à l'importante vague de froid de février 2012. Cela s'est traduit un recours aux importations en hausse de 10,5 TWh et, de fait, une forte réduction du solde exportateur net (-11,6 TWh par rapport à 2011).

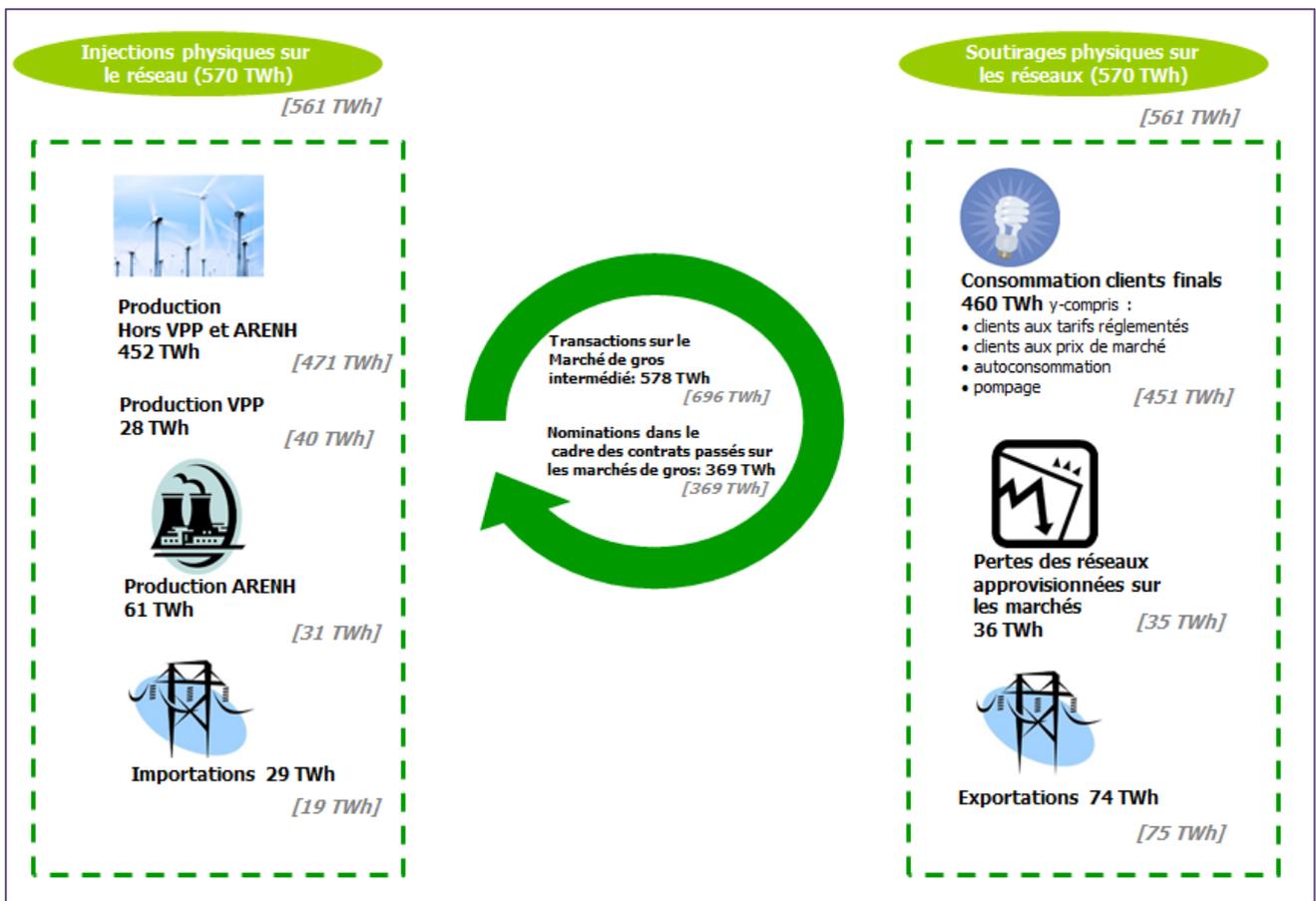
Les échanges sur les marchés de gros intermédiés ont, quant à eux, atteint 578 TWh, en diminution de 17 % par rapport à 2011. Cette baisse a surtout concerné le négoce des produits à terme.

Les livraisons physiques entre acteurs, à la suite des contrats passés de gré à gré sur les marchés de gros (intermédiaire et bilatéral), ont représenté 369 TWh au cours de la même année, soit en stagnation par rapport à 2011. Le [graphique 2](#) présente une vision simplifiée de ces différents flux pour l'année 2012 et 2011 (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 semestriels⁴⁰. Ces graphiques montrent que, comme en 2011, EDF a eu une position nette acheteuse sur les marchés de gros en 2012 et au premier semestre 2013.

⁴⁰ [Consulter la présentation des résultats annuels 2012 d'EDF sur son site internet](#)

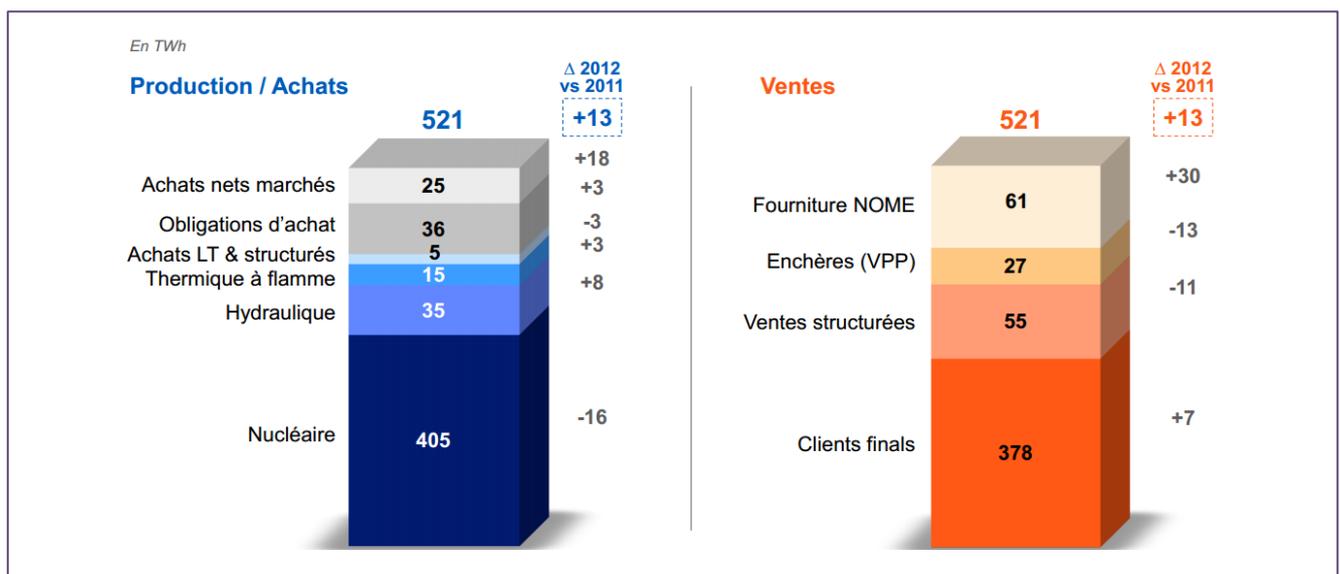
Graphique 2 : Flux d'énergie entre les segments amont et aval du marché de gros français en 2012 [Année 2011]



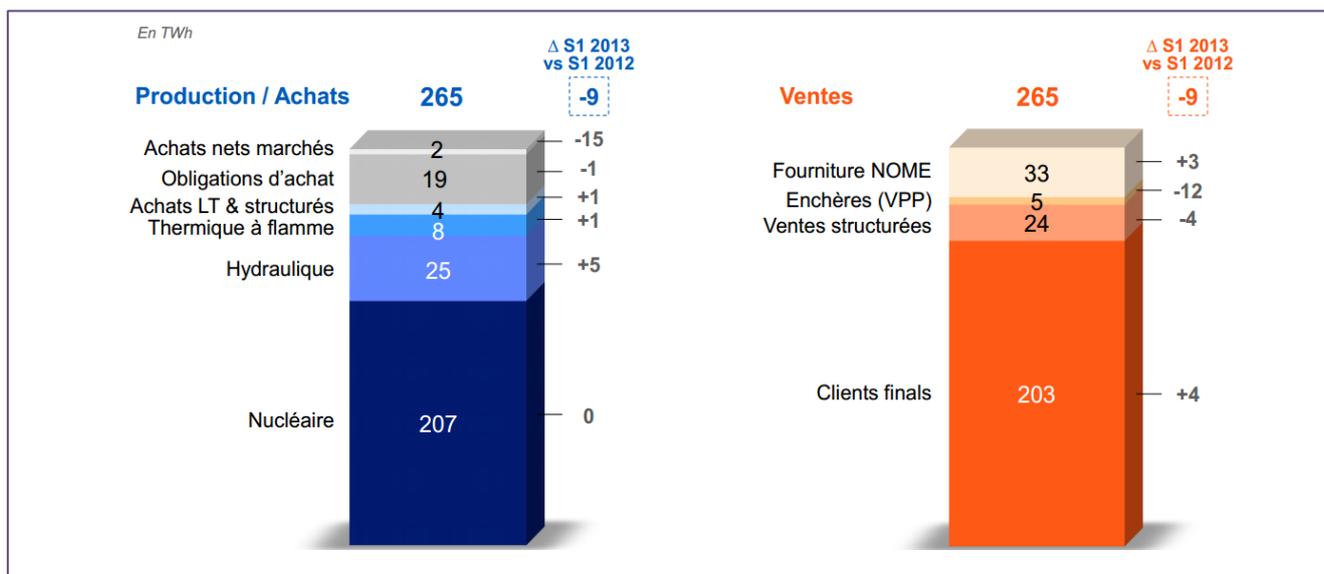
Données : RTE – Analyse : CRE

Graphique 3 : Bilan électrique de l'opérateur historique

a. Bilan électrique en 2012



b. Bilan électrique au premier semestre 2013



Source : EDF

1.1 Décélération soutenue du marché de gros intermédié en 2012, mais en progression au premier semestre 2013

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.

En recul de 17 % par rapport à 2011, les volumes échangés sur le marché de gros se sont élevés en 2012 à 578 TWh, pour 229 003 transactions (Tableau 1). Rapporté aux données macro-économiques, le négoce d'électricité a représenté en 2012 environ 126 % de la consommation française, soit une diminution de près de 19 points par rapport à 2011.

En 2012, si les volumes négociés sur le produit infra-journalier ont progressé (+14 %) et sur le produit Day-Ahead (*Day-Ahead* continu et *Day-Ahead auction*) ont stagné (-1 %), ils ont fortement baissé sur le marché à terme (-19 %) (Tableau 1). Cette tendance à la baisse de l'activité sur les marchés à terme s'est toutefois renversée en 2013 : les volumes négociés au premier semestre (265 TWh) progressent de 14 % par rapport au premier semestre 2012.

Tableau 1 : Transactions négociées

a. Volumes des transactions

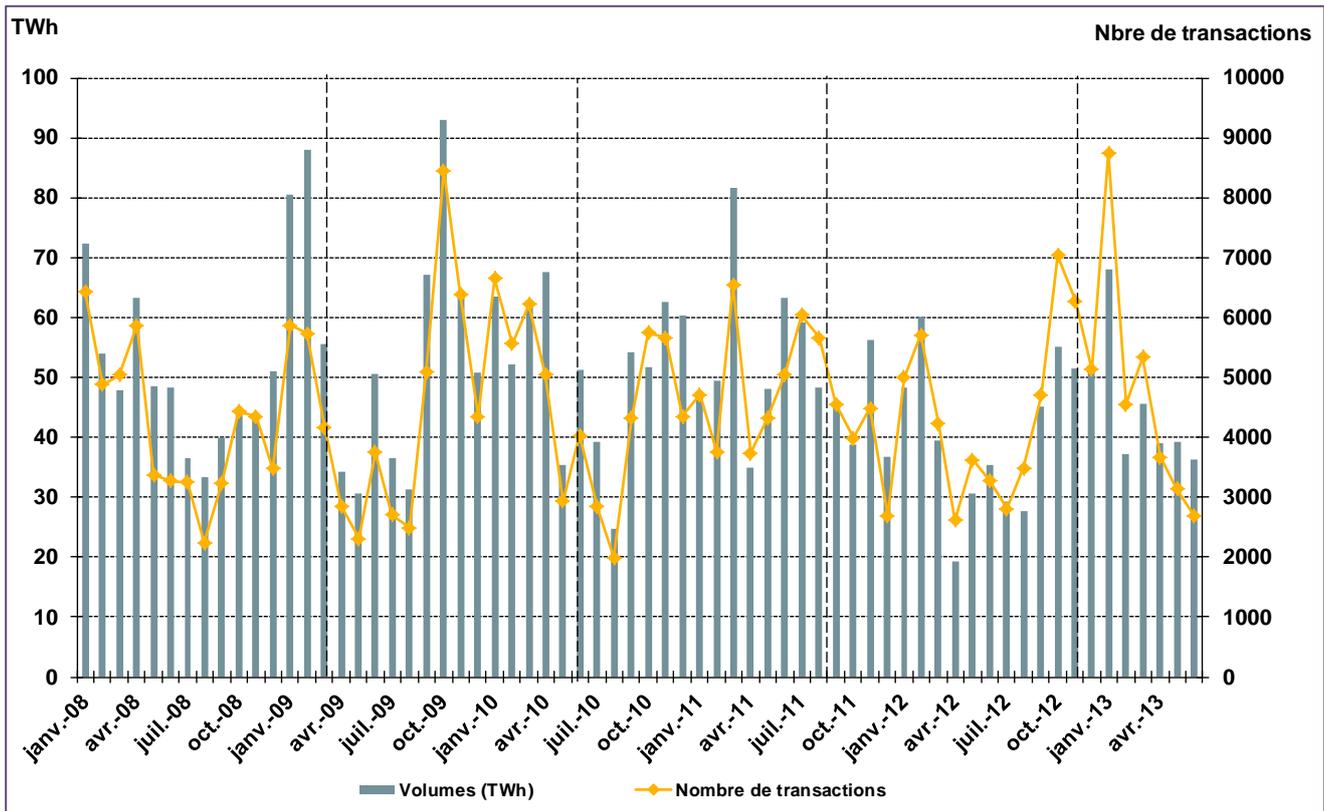
Volumes (TWh)	2011	2012	S1 2012	S1 2013
Infra-journalier	2,9	3,4	1,6	1,9
Day-Ahead Continu	22,8	22,1	11,4	11,6
Day-Ahead Auction	59,7	59,3	29,8	29,3
Marché à terme	610,1	493,6	232,4	265,3
Total	695,5	578,3	275,2	308,2

b. Nombre de transactions

Nombre de transactions	2011	2012	S1 2012	S1 2013
Infra-journalier	92 486	124 055	57 601	75 901
Day-Ahead Continu	49 830	51 038	26 531	25 460
Day-Ahead Auction	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Marché à terme	55 530	53 910	24 448	28 120
Total	197 846	229 003	108 580	129 481

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

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



Source : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

Le tableau 2 détaille l'évolution trimestrielle du négoce par type de produit (mensuel, trimestriel, annuel) en comparant 2012 à 2011. Au cours des trois premiers trimestres 2012 la baisse du négoce est portée par les produits concernant l'ensemble des maturités (hebdomadaires à annuelles), tout en étant plus prononcée pour les produits trimestriels et annuels, et les produits « Autres » regroupant les produits de courte échéance tels que les produits hebdomadaires. Ce recul des volumes négociés 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) »⁴¹ ;
- la fin du dispositif des enchères VPP (Virtual Power Plants, voir section II, 1.4).

Au dernier trimestre 2012, la tendance baissière observée au cours des trois premiers trimestres s'est renversée. L'augmentation des volumes est essentiellement due à une forte hausse de l'activité sur les plateformes de courtage qui concentrent l'essentiel des échanges pour les produits à terme, avec une hausse moins prononcée sur la bourse.

⁴¹ [Consulter le rapport financier semestriel du 30 juin 2012 d'EDF sur son site internet](#)

Tableau 2 : Répartition trimestrielle des volumes négociés par produits 2012 et 2013 (en TWh)

Maturité	T1 2012	T1 2011	T2 2012	T2 2011	T3 2012	T3 2011	T4 2012	T4 2011
M+1	20,4	16,9	14,5	17,8	23,0	25,5	33,1	12,2
M+2	6,2	6,5	5,5	5,6	5,4	8,7	6,8	3,8
M+3	2,1	2,4	2,4	4,1	1,9	3,6	2,7	1,9
Q+1	19,0	21,1	12,9	18,1	21,1	25,9	18,3	8,9
Q+2	12,9	14,2	7,7	23,7	5,3	9,2	6,4	8,4
Q+3	14,9	21,9	2,0	7,1	0,5	6,4	4,7	5,4
Q+4	4,0	4,1	0,7	2,6	0,6	3,7	3,5	4,1
Y+1	30,9	48,0	12,0	36,4	18,6	28,2	34,9	49,7
Y+2	11,2	15,7	6,1	7,4	6,6	9,2	11,4	15,4
Autres	26,5	27,5	21,2	23,4	18,8	33,3	36,6	22,2
Total	148,0	178,3	85,2	146,3	101,9	153,6	158,5	132,0

Source : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

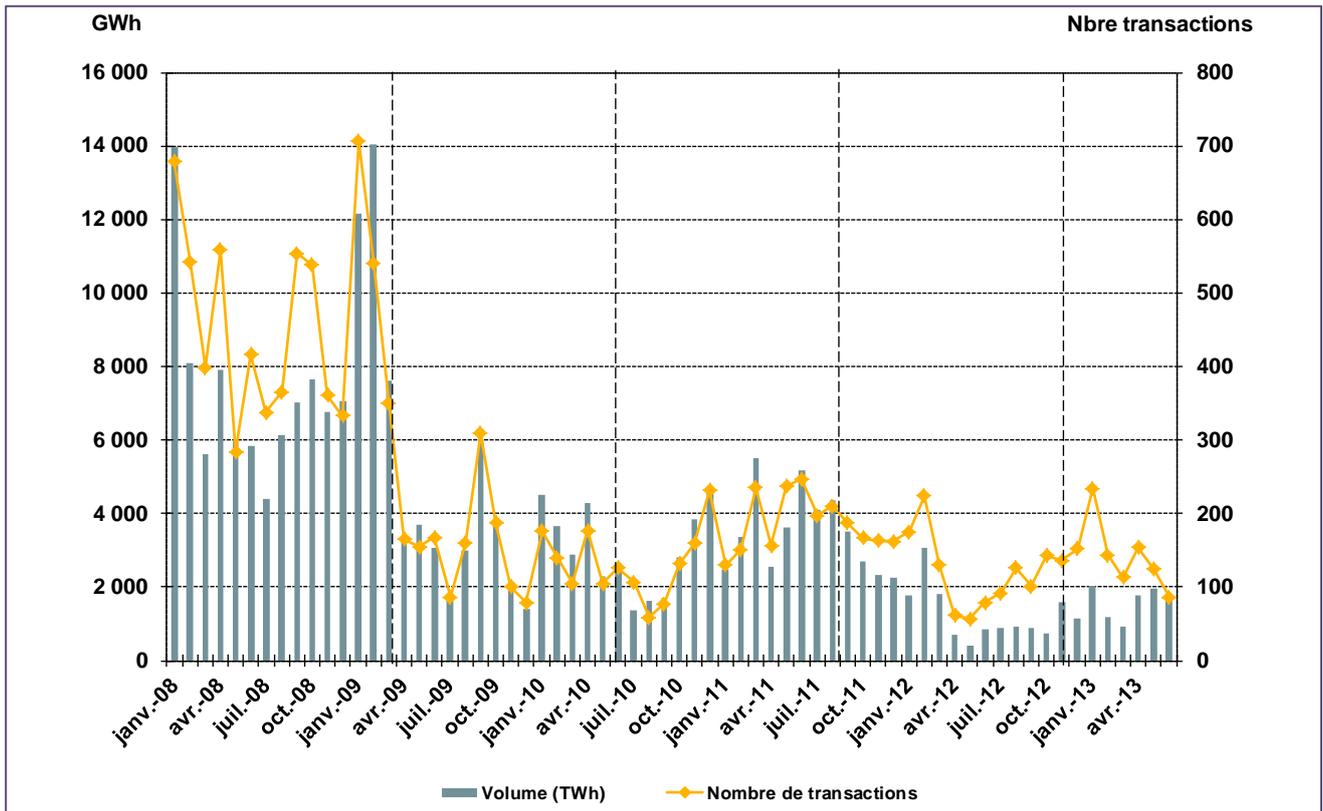
Le tableau 3 détaille l'évolution trimestrielle du négoce par type de produit (mensuel, trimestriel, annuel) en comparant le premier semestre 2013 au premier semestre 2012. La progression constatée au premier semestre 2013 est principalement portée par les volumes négociés sur les produits mensuels au premier trimestre et sur les produits annuels au second trimestre. Cette croissance s'opère dans un contexte de baisse des prix à terme de l'électricité, du charbon et du CO₂ (voir section II, 2.2).

Tableau 3 : Répartition trimestrielle des volumes négociés par produits aux premiers semestres 2012 et 2013 (en TWh)

Maturité	T1 2013	T1 2012	T2 2013	T2 2012	S1 2013	S1 2012
M+1	33,9	20,4	16,0	14,5	49,8	34,9
M+2	7,6	6,2	4,7	5,5	12,4	11,8
M+3	2,3	2,1	2,1	2,4	4,3	4,5
Q+1	10,4	19,0	9,8	12,9	20,2	31,9
Q+2	9,1	12,9	11,9	7,7	21,1	20,6
Q+3	8,8	14,9	2,5	2,0	11,3	17,0
Q+4	3,4	4,0	1,0	0,7	4,5	4,7
Y+1	29,5	30,9	28,2	12,0	57,8	42,9
Y+2	7,7	11,2	18,0	6,1	25,7	17,3
Autres	37,9	26,5	20,4	21,2	58,3	47,7
Total	150,7	148,0	114,6	85,2	265,3	233,2

Source : Courtiers, EPD France - Analyse : CRE

Graphique 5 : Évolution mensuelle des volumes et du nombre de transactions sur le marché à terme organisé



Source : EEX Power French Derivatives

- **Le nombre de responsables d'équilibre actifs sur le marché français a diminué en 2012**

Le nombre de responsables d'équilibre actifs sur le marché français a diminué en 2012. Ce recul est notamment expliqué par la baisse du nombre d'acteurs financiers et de nouveaux entrants français et européens (Tableau 4). Ces mêmes catégories progressent de nouveau au premier semestre 2013.

Tableau 4 : Responsables d'équilibre actifs sur le marché français

Classification	Nombre de RE actifs						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	S1 2013
Producteurs européens intégrés	34	34	37	35	34	34	32
Traders acteurs financiers	24	31	23	25	29	25	28
Nouveaux entrants européens	13	16	18	23	29	26	29
Producteurs français	8	9	8	6	5	7	7
Nouveaux entrants français	5	6	6	5	10	6	7
Industriels	5	6	4	5	6	7	8

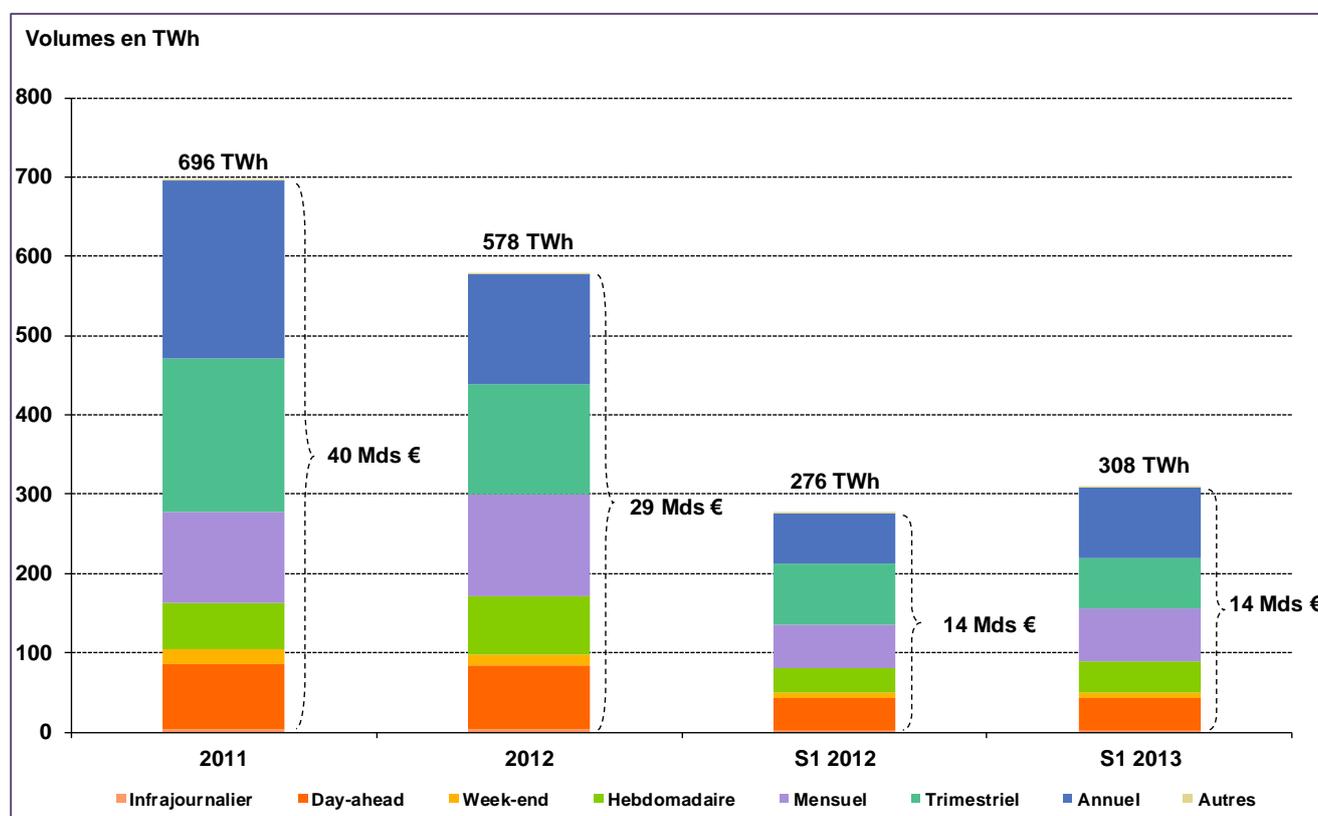
ELD ⁴²	5	4	4	4	4	4	4
Autres	3	4	4	7	6	4	5
Total	97	110	104	110	123	113	120

Données : RTE – Analyse : CRE

- Le volume des échanges sur le marché de gros de l'électricité en France s'est établi à 29 milliards d'euros en 2012

La valorisation du négoce sur le marché français de l'électricité a diminué d'une année sur l'autre, passant de 40 milliards d'euros en 2011 à 29 milliards d'euros l'année suivante (Graphique 6). Cette baisse en valeur s'explique essentiellement par une diminution du volume global en TWh échangés d'environ 117 TWh, et par une baisse de prix des produits spot et à terme (voir section II, 0).

Graphique 6: Volume et valorisation du négoce par produit (en Mds €)

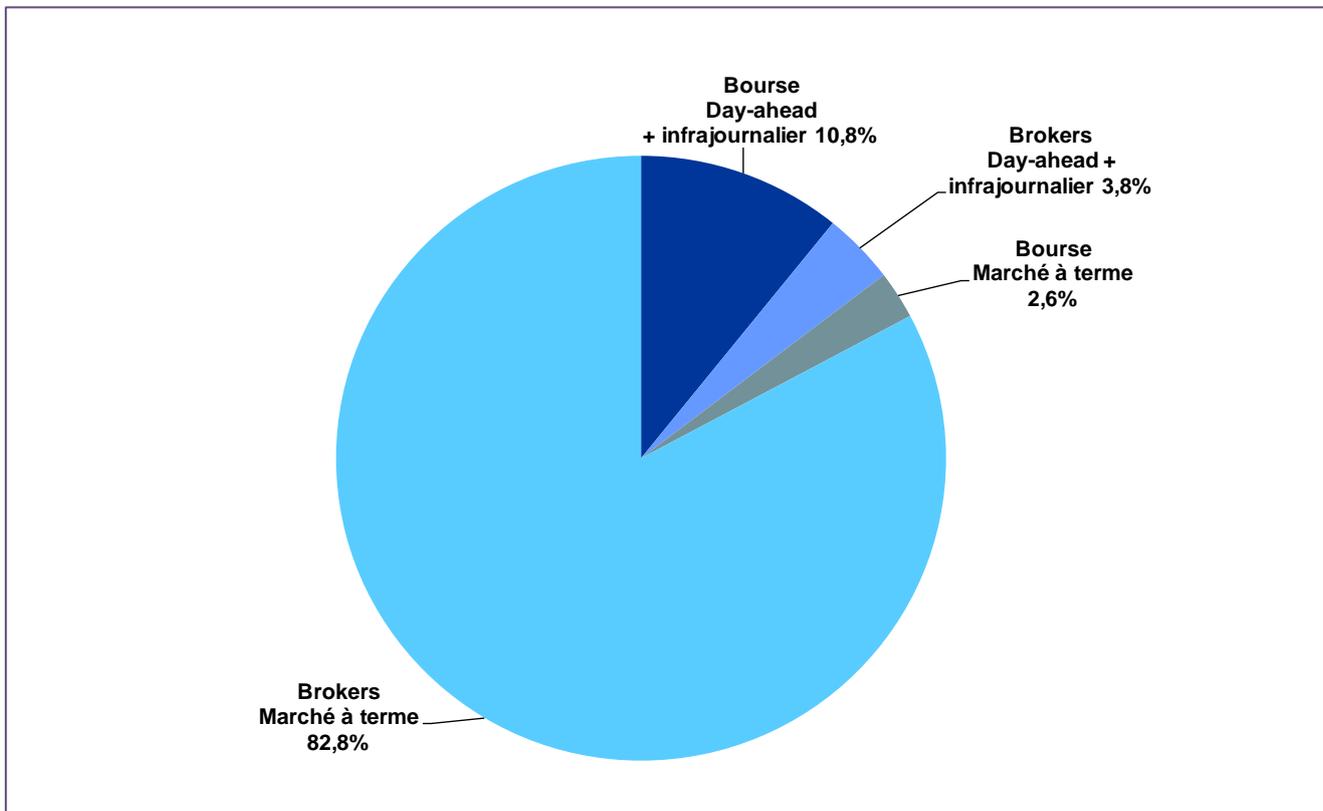


Données : Courtiers, EPEX SPOT France, EPD France – Analyse : CRE

⁴² Entreprises locales de distribution

En raison de leur valeur intrinsèquement plus importante, les transactions de produits à terme représentent 86 % 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 87 % de la valeur négociée sur le marché, les 13 % restants étant négociés sur les marchés organisés (Graphique 7).

Graphique 7 : Répartition en % du négoce par plateforme et par échéance en 2012



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

1.2 Un solde des volumes échangés aux frontières en recul en 2012, dans un contexte de dégradation de la disponibilité du nucléaire et d’une importante vague de froid sur l’hiver

- Une réduction du solde exportateur net liée essentiellement à la hausse des volumes importés en 2012

Le tableau 5 donne les valeurs maximales constatées de capacité d’interconnexion (NTC) sur les différentes frontières en 2012. Les capacités d’interconnexions entre la France et les pays avoisinants représentent à l’export environ 12 % 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 2012, les volumes d’électricité échangés aux frontières ont représenté 73,3 TWh à l’export et 29,1 TWh à l’import (Tableau 6). Le solde exportateur net, à 44,2 TWh, s’inscrit en fort recul par rapport à l’année 2011 (exportations nettes de 55,8 TWh). Cette augmentation est liée pour une majeure partie à une hausse des volumes importés, de 18,6 TWh en 2011 à près de 29,1 TWh en 2012, tandis que les volumes exportés ne se sont réduits que d’1 TWh.

Tableau 5 : Maximum des capacités d'import et d'export entre la France et les pays voisins en 2012 (en MW)

	Allemagne	Belgique	Espagne	Italie	Royaume-Uni	Suisse	Total ⁴³
Import	4 950	1 600	1 550	995	2 000	2 600	13 695
En % du parc installé français	3,9 %	1,3 %	1,2 %	0,8 %	1,6 %	2,1 %	10,8 %
Export	2 800	3 650	1 550	2 495	2 000	3 200	15 695
En % du parc installé français	2,2 %	2,9 %	1,2 %	2,0 %	1,6 %	2,5 %	12,4 %

Source : RTE - Analyse CRE

Tableau 6 : 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
2012	13,9	5,2	-8,7	1,9	13,8	11,9	4,0	5,9	1,9	0,6	15,7	15,1
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
S1 2013	8,3	2,3	-5,9	1,0	8,8	7,8	2,7	2,4	-0,3	1,1	8,7	7,7

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
2012	1,9	8,4	6,5	6,8	24,4	17,6	29,1	73,3	44,2
S1 2012	1,4	3,8	2,4	3,0	12,5	9,4	15,2	36,4	21,2
S1 2013	0,8	5,2	4,3	3,8	12,1	8,3	17,7	39,6	21,9

Source : RTE - Analyse CRE

⁴³ 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.

La hausse des importations observée en 2012 est surtout liée aux flux en provenance d'Allemagne et de Suisse, en progrès respectivement de 6,1 TWh et 4,7 TWh par rapport à 2011. L'augmentation des imports se constate également à la frontière avec l'Espagne, dans une moindre mesure cependant (4 TWh contre 3 TWh en 2011). Les imports se sont réduits vis-à-vis du Royaume-Uni (-1 TWh) et de l'Italie (-0,2 TWh) tandis qu'ils sont restés stables vis-à-vis de la Belgique. La hausse des imports est à mettre en lien avec l'importante vague de froid de février 2012, ainsi qu'à une baisse de la disponibilité nucléaire constatée en 2012.

Les exportations ont varié différemment selon les frontières, la baisse constatée vis-à-vis de l'Allemagne (-5,1 TWh) étant compensée par la hausse des flux vers la Belgique (+6,2 TWh). Les exports vis-à-vis de l'Espagne et du Royaume-Uni ont faiblement augmenté, tandis que ceux vers l'Italie se sont légèrement réduits. Résultats de ces variations diverses, les exports totaux changent peu, en baisse de 1,1 TWh en 2012 par rapport à 2011.

Sur le premier semestre 2013, le solde exportateur est légèrement en hausse (+0,6 TWh) par rapport à la même période en 2012, l'augmentation des exports (vers le Royaume-Uni et la Belgique notamment) étant cependant en partie contrebalancée par une hausse des imports (depuis l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne). On note que sur le mois de mars 2013, les imports depuis l'Allemagne se sont élevés à 1,85 TWh (*Graphique 8*), soit un record depuis mars 2008. Cependant, la France est devenue exportatrice nette vers l'Allemagne (0,19 TWh) en juin 2013, pour la première fois depuis septembre 2011.

Les plus fortes dégradations du solde exportateur sont constatées sur la frontière allemande et la frontière suisse, les écarts de prix ayant évolué en défaveur de la France. A l'inverse, le solde exportateur s'est amélioré vis-à-vis de la Belgique (en raison des arrêts prolongés des deux centrales nucléaires belges Doel 3 et Tihange 2 depuis juin et septembre 2012 respectivement) et du Royaume-Uni (du fait des coûts de production d'électricité à partir du gaz, plus élevés qu'à partir du charbon).

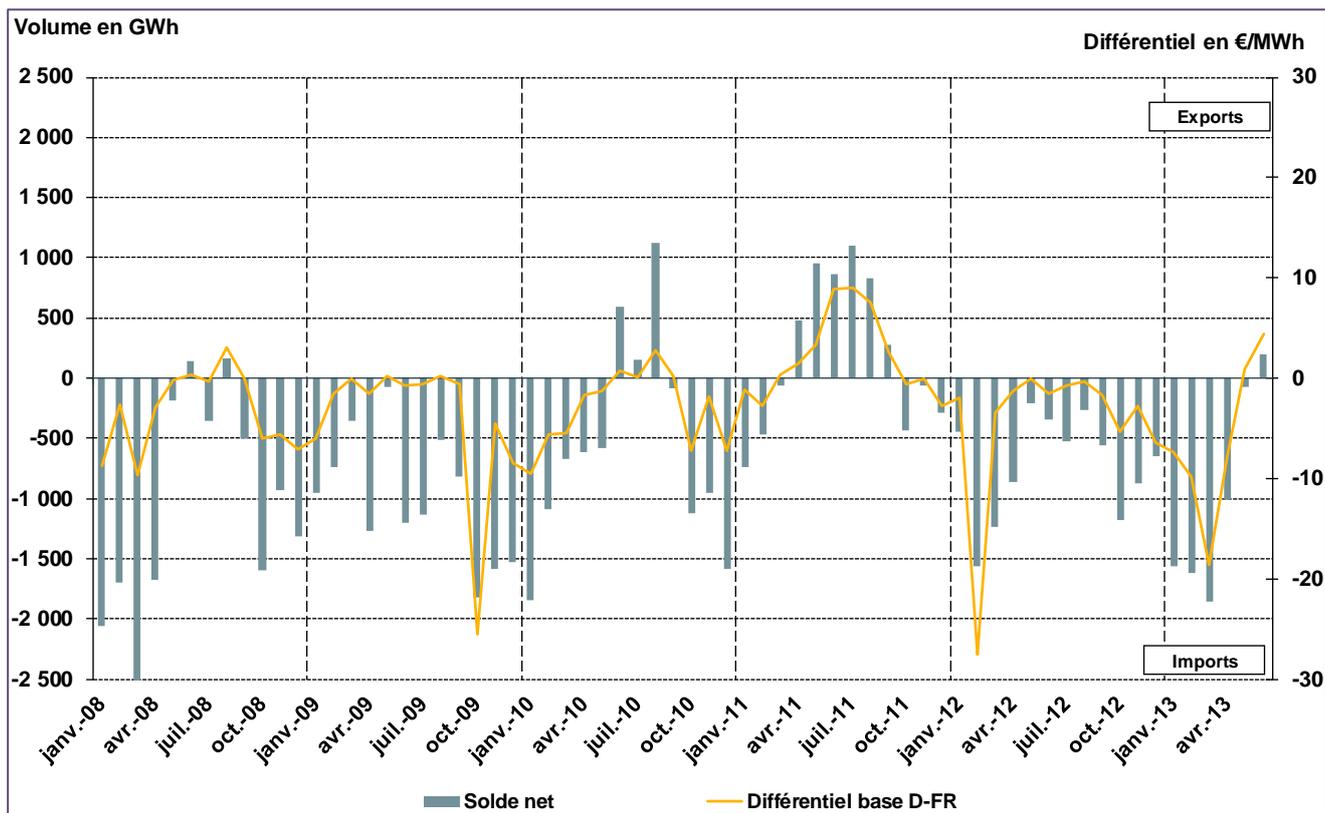
- **Les flux transfrontaliers restent en cohérence avec les différentiels de prix**

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 (*Graphique 8*). Une déconnexion apparaît à la frontière France-Belgique : l'arrêt des deux centrales nucléaires belges a généré une augmentation des flux depuis la France, venant saturer la capacité d'interconnexion malgré le mécanisme de couplage de marché en place, et générant ainsi un écart de prix. Le rapport 2012 « Echanges d'électricité aux frontières » de la CRE rend compte de manière approfondie de l'utilisation et de la gestion des interconnexions⁴⁴.

⁴⁴ [Consulter le rapport de la CRE *Echanges d'électricité aux frontières : utilisation et gestion des interconnexions en 2012* sur son site internet](#)

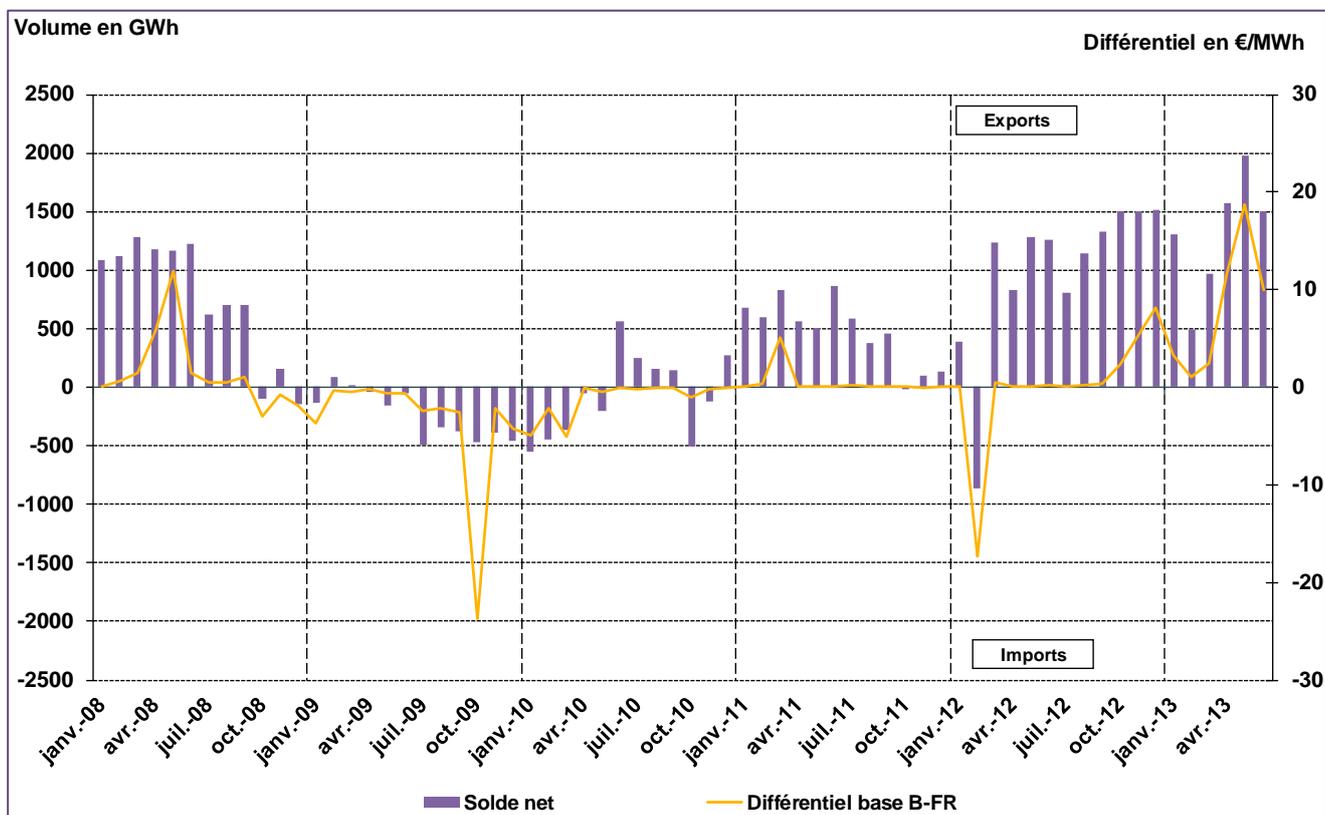
Graphique 8 : Solde net d'exportations et différentiel de prix avec les pays voisins

a. France – Allemagne



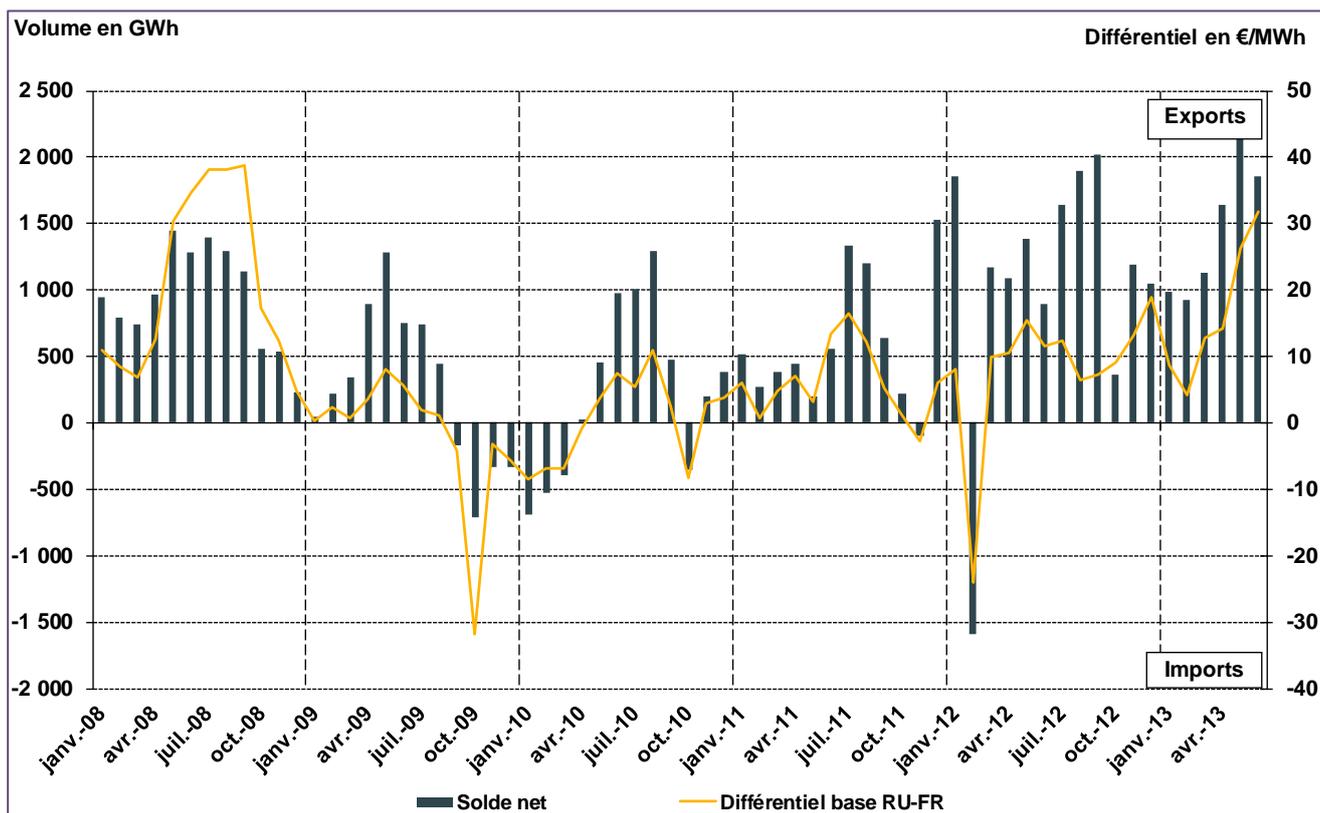
Source : RTE, EPEX SPOT - Analyse : CRE

b. France – Belgique



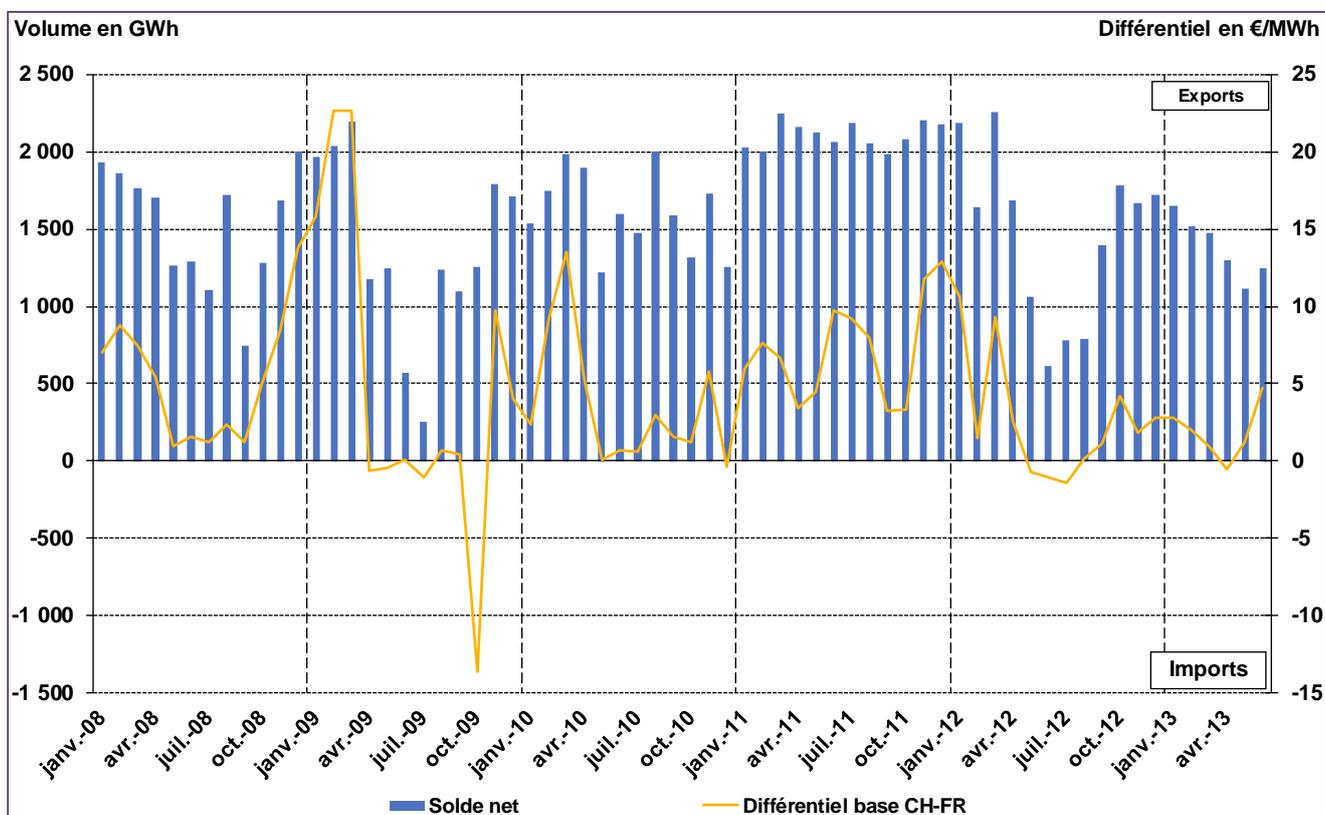
Source : RTE, EPEX SPOT, Belpex - Analyse : CRE

c. France – Royaume-Uni



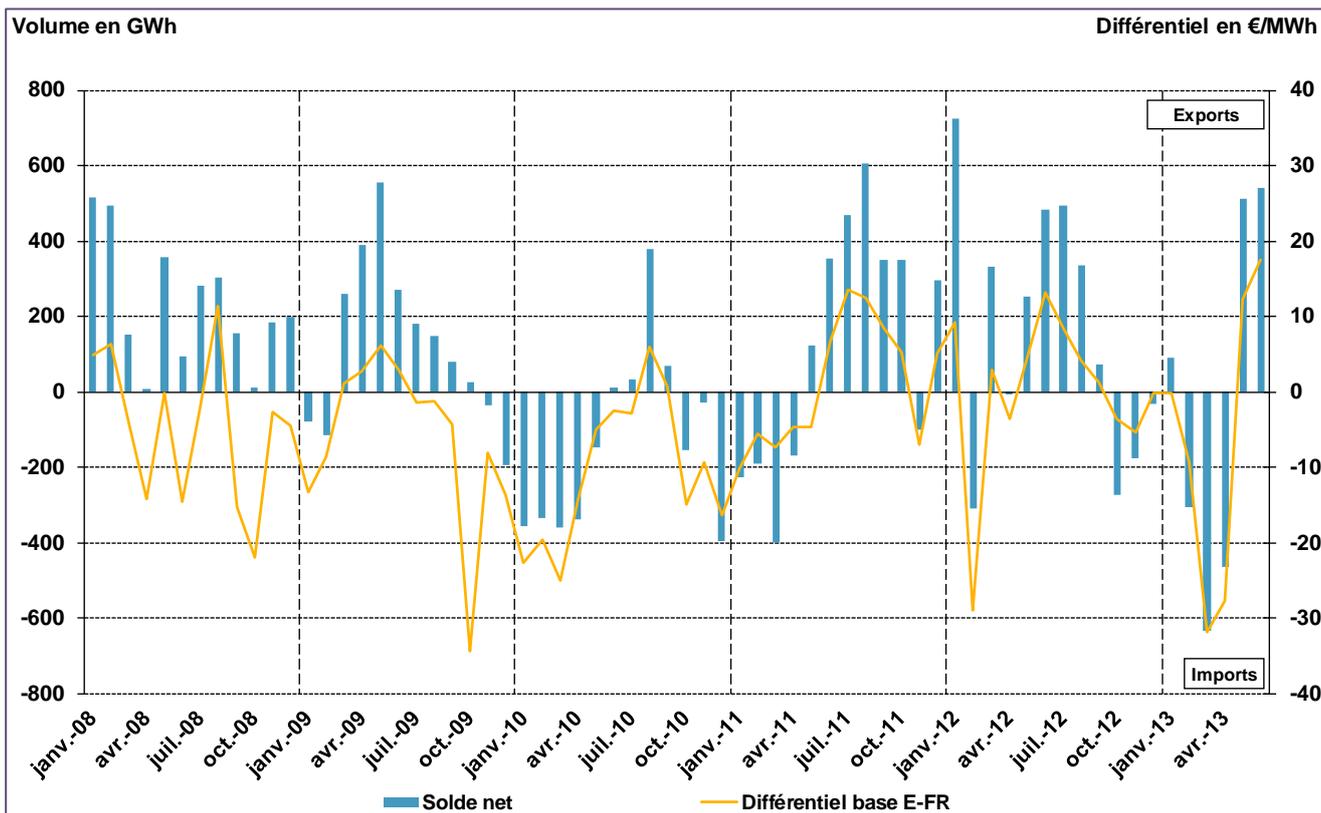
Source : RTE, EPEX SPOT, N2EX - Analyse : CRE

d. France – Suisse



Source : RTE, EPEX SPOT - Analyse : CRE

e. France – Espagne

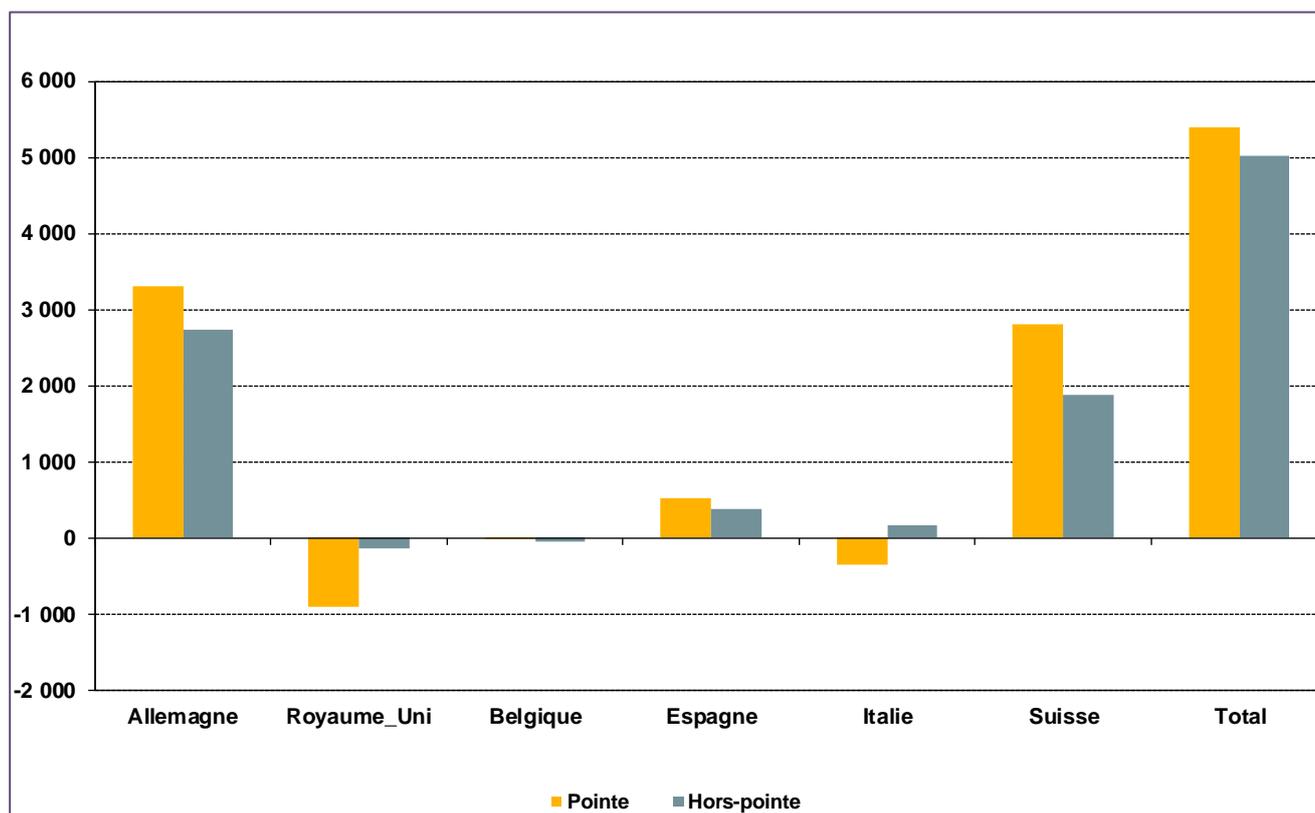


Source : RTE, EPEX SPOT - Analyse : CRE

- Une hausse générale des importations, principalement depuis l'Allemagne et la Suisse, légèrement plus importante sur les heures de pointe que les heures creuses

La hausse des importations provient principalement d'Allemagne et de Suisse, et s'est répartie de manière légèrement plus prononcée sur les heures de pointe que sur les heures hors-pointe : près de 52 % des importations supplémentaires sont en effet comptabilisées en période de pointe (Graphique 9).

Graphique 9 : Variation des importations transfrontalières entre 2012 et 2011 (répartition entre heures pleines et heures creuses)



Source : RTE - Analyse : CRE

1.3 Le volume des pertes achetées par les gestionnaires de réseau a stagné en 2012 et au premier semestre 2013

Le transport et la distribution d'électricité entraînent des pertes d'énergie. En conséquence, pour acheminer la juste quantité d'électricité, les transporteurs et les distributeurs doivent acheter un volume correspondant au montant des pertes.

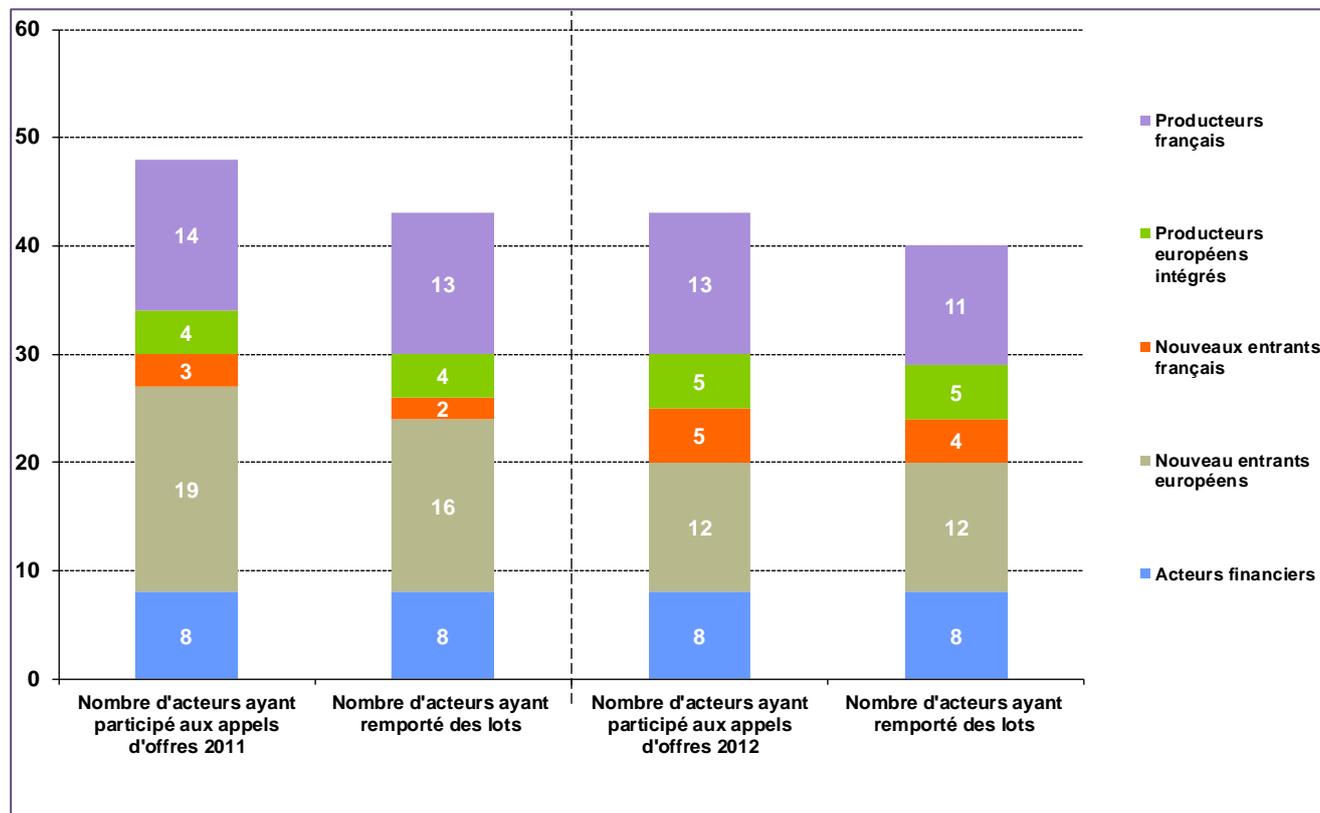
Les achats par les gestionnaires de réseau RTE et ERDF, nécessaires à la compensation de leurs pertes, représentent 35 TWh en 2012. Ce chiffre est en stagnation par rapport au niveau de 2011. Au premier semestre 2013, ces achats ont également été constants par rapport à la même période en 2012 (19 TWh).

Les achats de pertes sont opérés au cours de consultations organisées plusieurs fois par mois par les gestionnaires de réseau. En 2012, 110 appels d'offres ont été organisés par les deux gestionnaires de réseau (pour 166 en 2011) ; 70 ont été organisés au premier semestre 2013. Le [graphique 10](#) 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).

Les gestionnaires de réseaux ont mené au premier semestre 2013 des consultations publiques pour la contractualisation de « contrats spécifiques ouvrant droit à l'ARENH », dont les caractéristiques sont définies dans la délibération de la CRE du 22 décembre 2011. Les contrats conclus dans le cadre de ces consultations portent livraison sur les années postérieures à 2014.

Graphique 10 : Nombre de participants aux consultations



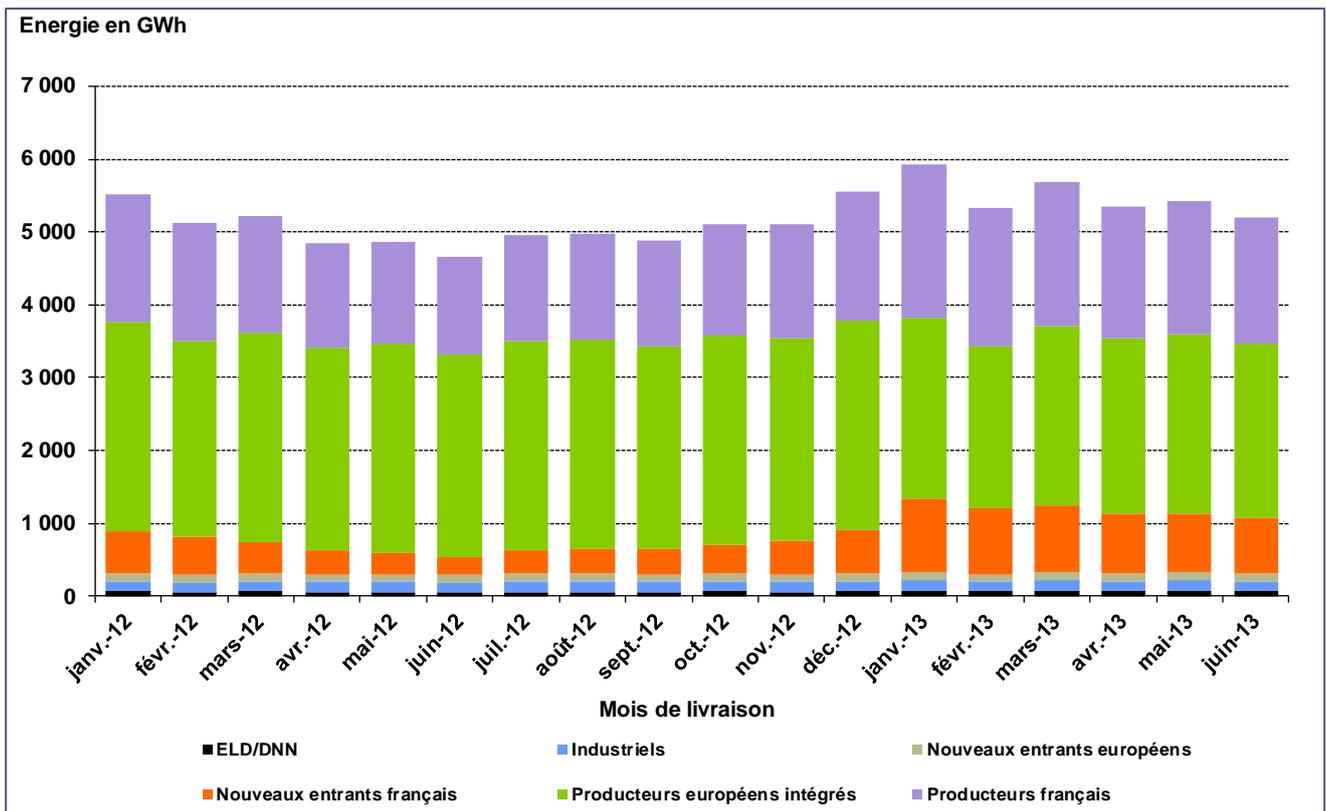
Source : RTE, ERDF - Analyse : CRE

1.4 Les volumes semestriels livrés d'ARENH ont stagné en 2012. La concentration des capacités achetées aux enchères de capacité VPP (« virtual power plant ») est restée modérée en 2012

La loi NOME du 7 décembre 2010 a instauré le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), entré en vigueur le 1^{er} juillet 2011. Ce dispositif consiste, pour les fournisseurs alternatifs d'électricité, à disposer d'un accès à l'électricité produite par le parc nucléaire historique d'EDF. Cet accès est régulé et son prix, fixé par les pouvoirs publics à 42 €/MWh, doit être représentatif des conditions économiques de la production du parc nucléaire existant. Le volume annuel total d'ARENH cédé à l'ensemble des fournisseurs est plafonné à 100 TWh. Cette électricité est exclusivement destinée à la consommation des clients finals situés en France métropolitaine.

Le graphique 11 illustre les volumes mensuels livrés en 2012 et au premier semestre 2013. Environ 30 TWh sont livrés chaque semestre par EDF aux fournisseurs alternatifs au titre de l'ARENH depuis la mise en place du dispositif. L'analyse de volumes d'ARENH livrés du 1^{er} janvier 2012 au 30 juin 2013 conduit à constater des indices de Herfindahl-Hirschman⁴⁵ (HHI) représentatifs d'un segment concentré (1 656 en 2012 et 1 682 au premier semestre 2013). Ce constat se retrouve également à travers l'évolution des parts de volume. La part de volume cumulée des trois plus gros acteurs représentent environ 63 % et 60 % de part de volume de l'énergie totale livrée respectivement en 2012 et au premier semestre 2013.

Graphique 11 : Energie mensuelle achetée dans le cadre de l'ARENH pour livraison en 2012 et au premier semestre 2013



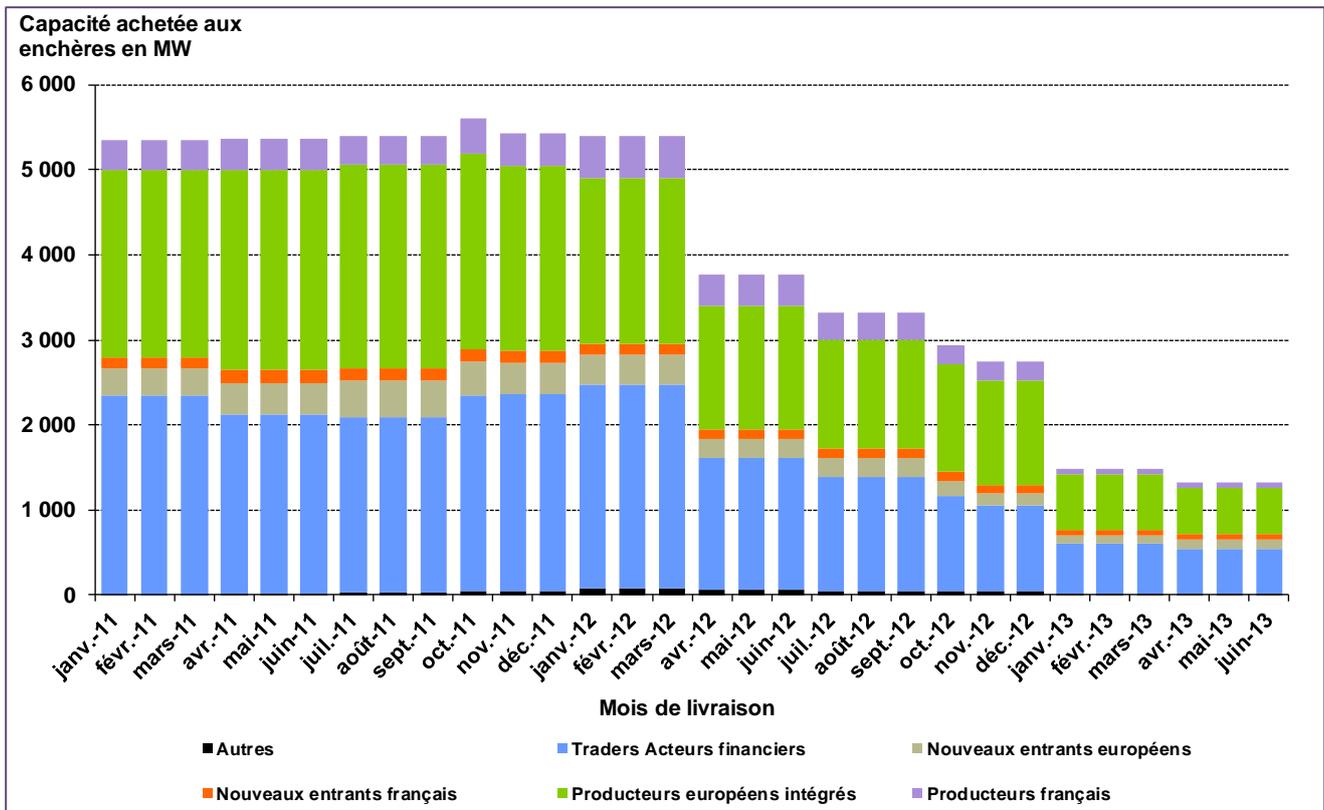
Source : EDF - Analyse : CRE

⁴⁵ Voir définition « Indice de Herfindahl-Hirschmann (HHI) » dans le glossaire

La Commission européenne, par décision du 30 novembre 2011⁴⁶, 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 12).

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 12). Ainsi, de janvier 2012 à juillet 2013 la part de marché la plus importante n'a jamais excédé 17 % pour le produit de base et 33 % pour le produit de pointe. Par ailleurs, les indices HHI mensuels maximum enregistrés au cours de cette période sont de 1 873 pour le produit de pointe et de 787 pour le produit de base, ce qui témoigne d'un niveau satisfaisant d'ouverture de ce segment de marché. Ces valeurs étaient en hausse pour le produit de pointe et en baisse pour le produit de base par rapport à 2011 (respectivement 1 695 et 1231).

Graphique 12 : Capacités mensuelles achetées aux enchères pour livraison en 2011 et au premier semestre 2012



Source : EDF - Analyse : CRE

⁴⁶ http://encherescapacites.edf.com/fichiers/fckeditor/File/Encheres/DecisionCE_Fin_VPP_301111.pdf

2 LES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

L'évolution des prix de l'électricité sur les marchés spot et à terme de janvier 2012 à juin 2013 est à analyser dans un contexte de ralentissement de l'activité économique, après le rebond observé en 2010. La demande stagnante en énergie et les fortes réductions des cours du charbon et du CO₂ sont des facteurs déterminants de cette évolution.

Le marché de l'électricité en 2012 a 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 la vague de froid exceptionnelle ayant donné lieu à des records de consommation. Malgré cet épisode des pics de prix, les prix moyen day-ahead et infra-journaliers en 2012 sont en baisse par rapport à l'année 2011. Le cours du produit Y+1 en base chute fortement, également affecté par les contractions des prix du charbon et du CO₂.

Sur le premier semestre 2013, les prix day-ahead et infra-journalier ont poursuivi leur réduction. Ce semestre a été marqué par des pics de prix négatifs survenus sur plusieurs heures de livraison pour le 16 juin 2013. Le prix du produit calendaire Y+1 en base a également poursuivi sa tendance à la baisse, avant de se stabiliser autour de 42,0 €/MWh.

2.1 Le marché spot français a été marqué en 2012 par les pics de prix importants de février. Le premier semestre 2013 est caractérisé par une hausse de la consommation liée au froid et par des prix négatifs de forte amplitude survenus au mois de juin

Tableau 7 : Prix moyen Day-Ahead et Intraday

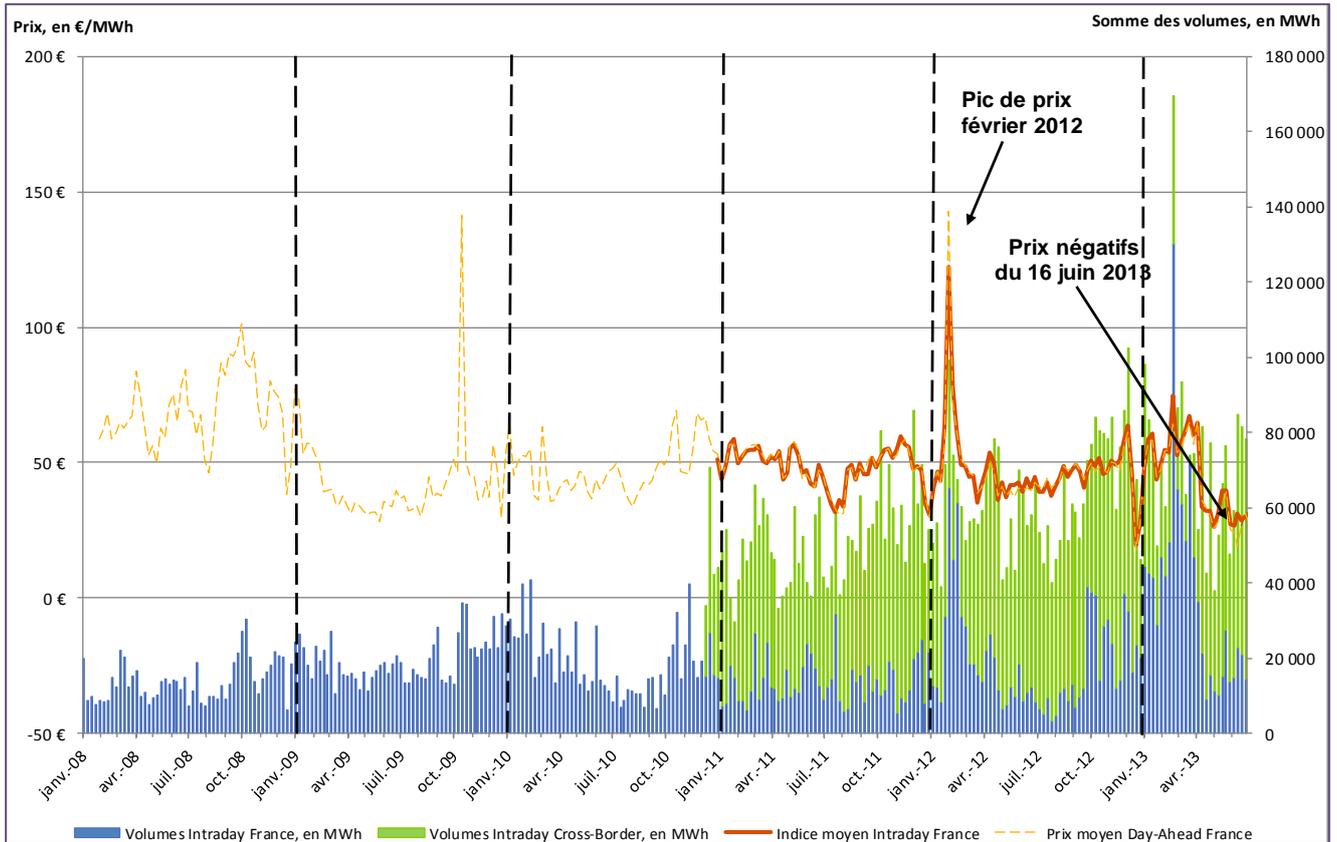
	Prix Day-Ahead moyen	Prix Intraday moyen
2011	48,9 €/MWh	48,8 €/MWh
2012	46,9 €/MWh	46,1 €/MWh
S1 2012	48,6 €/MWh	48,8 €/MWh
S1 2013	43,8 €/MWh	45,7 €/MWh

Source : EPEX SPOT

- **Intraday**

Le prix moyen infra-journalier sur le marché EPEX SPOT sur 2012 s'est établi à 46,1 €/MWh, en baisse par rapport à 2011. Il s'établit 80 centimes d'euros en-dessous du prix day-ahead, un écart en forte hausse par rapport à 2011. Par ailleurs, cet écart s'inverse fortement au premier semestre 2013, à 1,9 €/MWh au-dessus du prix day-ahead, le prix moyen infra-journalier se réduisant à 45,7 €/MWh. Ces écarts constatés avec les prix day-ahead proviennent en partie de la sensibilité des prix de marché day-ahead (voir partie 4), et plus particulièrement lors des périodes de pics de prix (février 2012 et juin 2013) où ils atteignent des niveaux plus extrêmes qu'en infra-journalier.

Graphique 13 : Evolution des prix infra-journaliers en France (moyenne hebdomadaire des prix et somme des volumes)



Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

- **Day-Ahead**

Le prix moyen de l'électricité en base s'établit à 46,9 €/MWh en 2012, soit une baisse de 2,0 €/MWh par rapport à l'année précédente. En pointe, la baisse est moins importante, le prix moyen du mégawattheure s'élevant à 59,5 € contre 60,7 € en 2011. Cette baisse des prix day-ahead de l'électricité est d'autant plus importante que ces derniers ont été fortement pondérés à la hausse par les pics de prix de février 2012 : en retirant les prix observés au cours de la semaine du 6 au 12 février 2012, les prix moyens base et en pointe sont respectivement de 45,1 €/MWh et 55,7 €/MWh.

Encadré 1 : Pic de prix de février 2012

Au cours de la vague de froid de février 2012, le prix moyen de l'électricité sur le marché spot français (EPEX SPOT Auction) a atteint 367,6 €/MWh pour livraison le jeudi 9 février 2012, et 147,3 €/MWh pour le lendemain. Les prix horaires ont dépassé à plusieurs reprises le seuil de 500 €/MWh, déclenchant pour ces deux journées 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.

Les services de la CRE ont analysé les facteurs à l'origine de la formation de ces prix élevés. Les premières conclusions de ces analyses ont été rendues publiques dans la délibération de la CRE du 10 mai 2012 et dans le rapport sur le fonctionnement des marchés de gros de l'énergie en 2011-2012⁴⁷, qui relevaient notamment une forte tension entre l'offre et la demande, et le fait que l'utilisation des frontières pouvait être améliorée. La CRE a également analysé les causes ayant conduit les prix horaires issus de la seconde enchère à être supérieurs aux prix initiaux pour livraison le 9 février. En particulier, les modifications d'ordres de certains acteurs n'étaient pas conformes aux règles d'EPEX SPOT et ne permettaient pas l'amélioration de l'équilibre offre-demande sur le marché.

Dans son précédent rapport de surveillance, la CRE a indiqué qu'elle poursuivait ses travaux sur le comportement d'un acteur de marché. Ces travaux, menés en lien avec l'ACER, portaient sur la conformité des opérations de *trading* menées par cet acteur au règlement n°1227/2011 du 25 octobre 2011 dit REMIT. En effet, pour justifier ses modifications d'ordres entre la première et la seconde enchère et les transactions qu'il avait réalisées ultérieurement sur le marché infra-journalier, cet acteur avait indiqué à la CRE que ces transactions faisaient suite à l'arrêt imprévu d'une de ses centrales de production. Or l'information sur l'arrêt de cette centrale n'a été rendue publique par l'acteur qu'après la fin des opérations de *trading* sur EPEX SPOT. La question de la qualification de l'information relative à l'arrêt de cette centrale et donc des transactions effectuées sur la base de cette information, au regard de l'article 3 de REMIT interdisant les opérations d'initiés, s'est donc posée.

Concernant la qualification d'information privilégiée, les services de la CRE ont conclu que l'arrêt de la centrale, bien que non située en France mais sur un marché frontalier, constituait bien une information privilégiée au sens de REMIT, dans la mesure où elle pouvait avoir une influence sur les prix formés en France puisque les transactions analysées ont eu lieu sur le marché français.

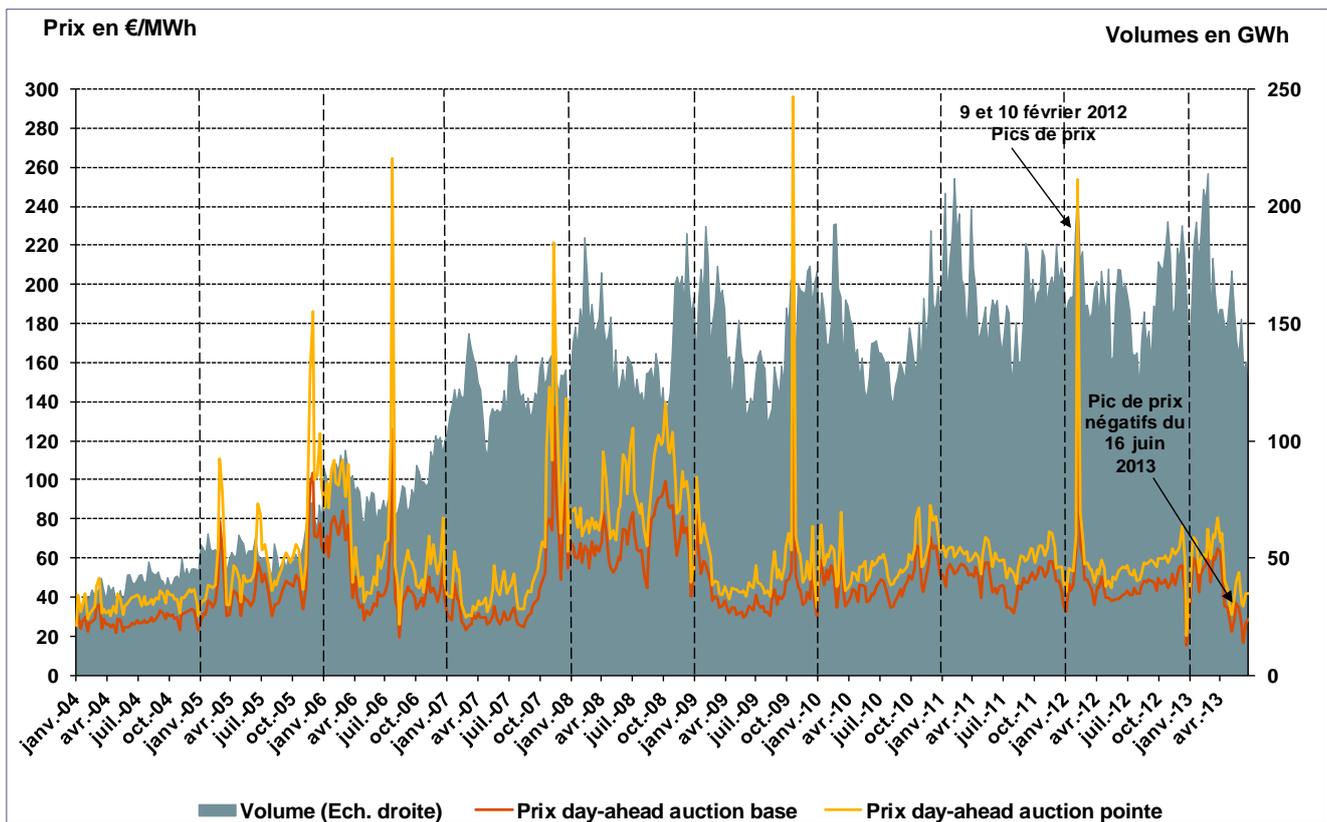
Toutefois, il apparaît que les transactions effectuées ne pouvaient pas être qualifiées d'opération d'initié, car elles entraient dans le champ de l'exemption définie par l'article 3.4.b) de REMIT. Cet article exclut du champ de l'interdiction des opérations d'initiés des transactions effectuées « *dans le seul but de couvrir des pertes physiques immédiates résultant d'indisponibilités imprévues* ». Dans le cas d'espèce, les transactions analysées par la CRE portaient sur des volumes achetés qui étaient inférieurs aux volumes correspondant aux pertes provoquées par l'indisponibilité de la centrale.

Dans ces conditions, la CRE a indiqué à l'acteur de marché concerné que les transactions en cause entraient dans le champ de l'exemption. Elle lui a cependant rappelé son obligation de communiquer à l'ACER et au régulateur concerné les informations pertinentes relatives à ces transactions, l'ACER ayant mis en place sur son site internet un formulaire de déclaration des cas d'exemption, ainsi que son obligation de publication des informations privilégiées. Cette dernière doit être rapide et suffisamment détaillée, en ligne avec les orientations de l'ACER, qui préconisent un délai maximal d'une heure.

⁴⁷ Consulter le [Rapport de Surveillance 2011-2012](#) et la [délibération de la CRE du 10 mai 2012](#) sur le site internet de la CRE

Le 1^{er} et le 2 janvier 2012, la France a vu pour la première fois se former des prix horaires négatifs (faibles) sur le marché spot de l'électricité. Ces prix résultent du couplage de marché avec l'Allemagne, où les occurrences de prix négatifs sont plus fréquentes en raison de l'importante production issue des énergies renouvelables (Encadré 3). La France a cependant connu une occurrence de prix négatif d'une plus grande ampleur pour livraison de 7h à 8h le 25 décembre 2012, tombant à -50 €/MWh. Ce fut également une conséquence du couplage de marché avec l'Allemagne, où les prix horaires ont été beaucoup plus bas, atteignant des valeurs entre -50 €/MWh et -222 €/MWh pour livraison de 00h à 08h.

Graphique 14 : Evolution des prix spots en France (moyenne hebdomadaire des prix et somme des volumes)



Source : EPEX SPOT

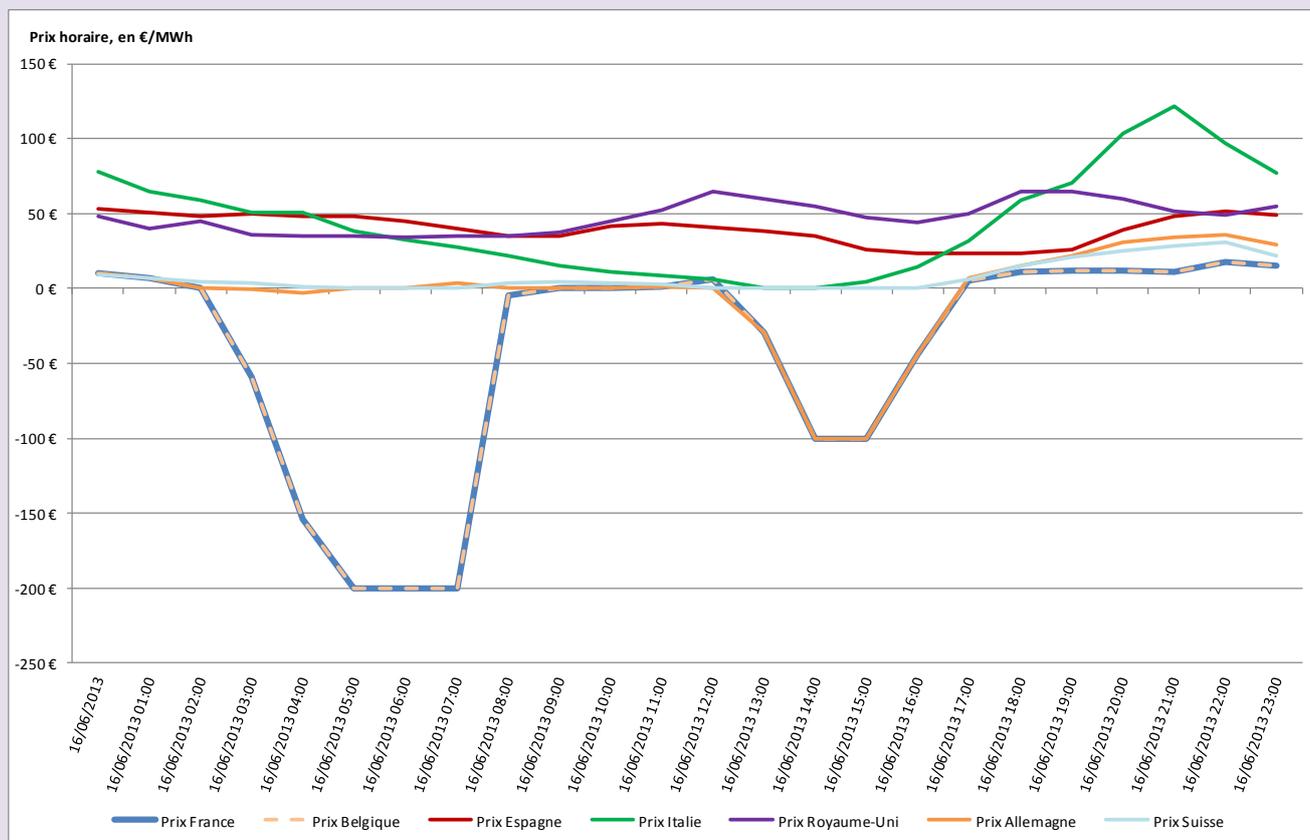
Au premier semestre 2013, les prix moyens base et pointe se situent respectivement à 43,8 €/MWh et 55,3 €/MWh, respectivement en baisse de 4,8 €/MWh et 7,1 €/MWh par rapport au même semestre en 2012. L'impact à la baisse des prix négatifs observés sur la journée du 16 juin 2013 (Encadré 2) sur le prix base est de près de 0,5 €/MWh. On note par ailleurs que, sur 2012 et le premier semestre 2013, les prix négatifs n'ont représenté que 0,2 % des occurrences de prix horaires.

Encadré 2 : Pics de prix négatifs de l'électricité de juin 2013

La France a connu des niveaux de prix négatifs très importants sur certaines heures lors de l'enchère EPEX SPOT pour livraison le dimanche 16 juin 2013, le prix en base s'établissant à -40,99 €/MWh. Les prix horaires ont été très négatifs pour les heures du matin et de l'après-midi, atteignant -200 €/MWh de 5h à 8h et -100 €/MWh de 14 à 16h.

Seuls les prix horaires français et belges ont convergé pour toutes les heures de la journée, les prix allemands ayant été déconnectés et supérieurs pour les heures du matin lorsque les prix français étaient au minimum. La production fatale des énergies renouvelables en Allemagne n'est donc pas à l'origine des prix négatifs de la matinée et plus particulièrement des trois occurrences à -200 €/MWh. Les prix négatifs de l'après-midi semblent à l'inverse être liés au contexte outre-Rhin, où une production éolienne et solaire d'environ 30 GW était prévisible (contre moins de 10 GW sur les heures du matin).

Graphique 15 : Prix spot horaires pour livraison le 16 juin 2013



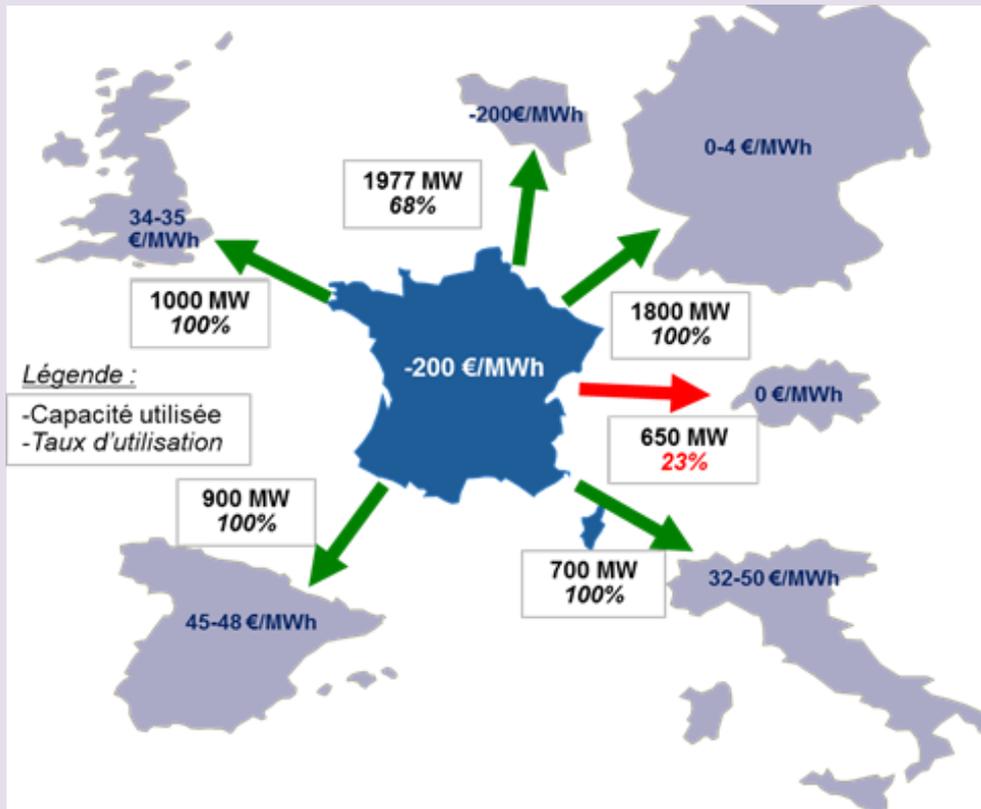
Source : EPEX SPOT France / Allemagne / Suisse, Belpex, OMEL, GME, N2EX – Analyse : CRE

L'analyse des fondamentaux fait ressortir un surplus de l'offre. La consommation au cours des heures du matin a été faible par rapport aux journées précédentes (notamment par rapport à la veille), tandis que la disponibilité du parc de production, révisée à la baisse tout au long de la semaine, a été finalement revue à la hausse en J-1. Ce dernier revirement provient par ailleurs d'une révision de la disponibilité de la filière nucléaire (d'environ 800 MW supplémentaires). Au regard de la production effective, la quasi-totalité de la consommation et des exports a été couverte par les filières nucléaire et hydraulique. Par ailleurs, la production au fil de l'eau a atteint 7 GW au cours des heures où les prix étaient au plus bas, soit 20 % de la production totale. Enfin, le marché belge était également concerné par un surplus d'offre, accentué par la remise en service des centrales nucléaires de Doel 3 le 2 juin et de Tihange 2 le 4 juin. Ces deux centrales étaient indisponibles depuis l'été 2012.

L'utilisation des interconnexions a été globalement rationnelle, les exports étant optimisés sur l'ensemble des frontières à l'exception de la Suisse. En effet, sur cette frontière, du fait de l'existence de contrats à long-terme

et de règles spécifiques liées à leur utilisation, l'allocation journalière ne porte que sur une partie limitée de la capacité d'interconnexion. De plus, il apparaît que les détenteurs des contrats à long-terme d'export de la France vers la Suisse ne les ont pas activés en totalité. Par conséquent, l'interconnexion n'a été utilisée qu'à hauteur de 23 %. Des règles plus adaptées pour l'accès à l'interconnexion des détenteurs de contrats à long-terme, défendues par la CRE et débattues entre l'Union européenne et la Suisse, ainsi qu'une homogénéisation des procédures d'enchères entre la Suisse et la France et un mécanisme de couplage de marché auraient permis une meilleure optimisation des flux. Les échanges d'électricité réalisés en infra-journalier sur cette frontière n'ont qu'en partie permis d'utiliser plus efficacement l'interconnexion.

Graphique 16 : Solde des échanges – dimanche 16 juin 2013 – 5h-8h



Source : RTE - Analyse : CRE

La CRE a également analysé la procédure d'enchère menée par EPEX SPOT. Certains prix horaires issus de l'enchère pour livraison le 16 juin 2013 s'étant établi en-dessous de -150 €/MWh, la bourse a eu recours, conformément à ses règles opérationnelles, à une procédure de RFQ⁴⁸ (seconde enchère) en vue d'améliorer l'équilibre. Les carnets d'ordres ont très peu évolué entre les deux enchères : un seul acteur a augmenté ses volumes demandés (+40 MW) sur deux des heures où les prix étaient fortement négatifs.

A ce stade, la CRE considère que ces prix négatifs sont cohérents avec les fondamentaux d'offre et de demande, avec d'une part une consommation faible et d'autre part une disponibilité de production importante et même revue la veille à la hausse. Le marché belge était dans une situation similaire et a contribué à faire baisser les prix. Le déséquilibre entre production et consommation trouve son origine dans la production d'énergie non flexible : le nucléaire et l'hydraulique au fil de l'eau en France et en Suisse le matin, et le solaire et l'éolien en Allemagne l'après-midi. Les prix les plus faibles de la journée, de 5h à 8h, ne sont ainsi pas liés à la production d'énergie renouvelable allemande. Toutefois, dans le cadre de la surveillance systématique menée lors d'événements de marché inhabituels de cette nature, certains acteurs font l'objet de questions spécifiques sur leurs opérations.

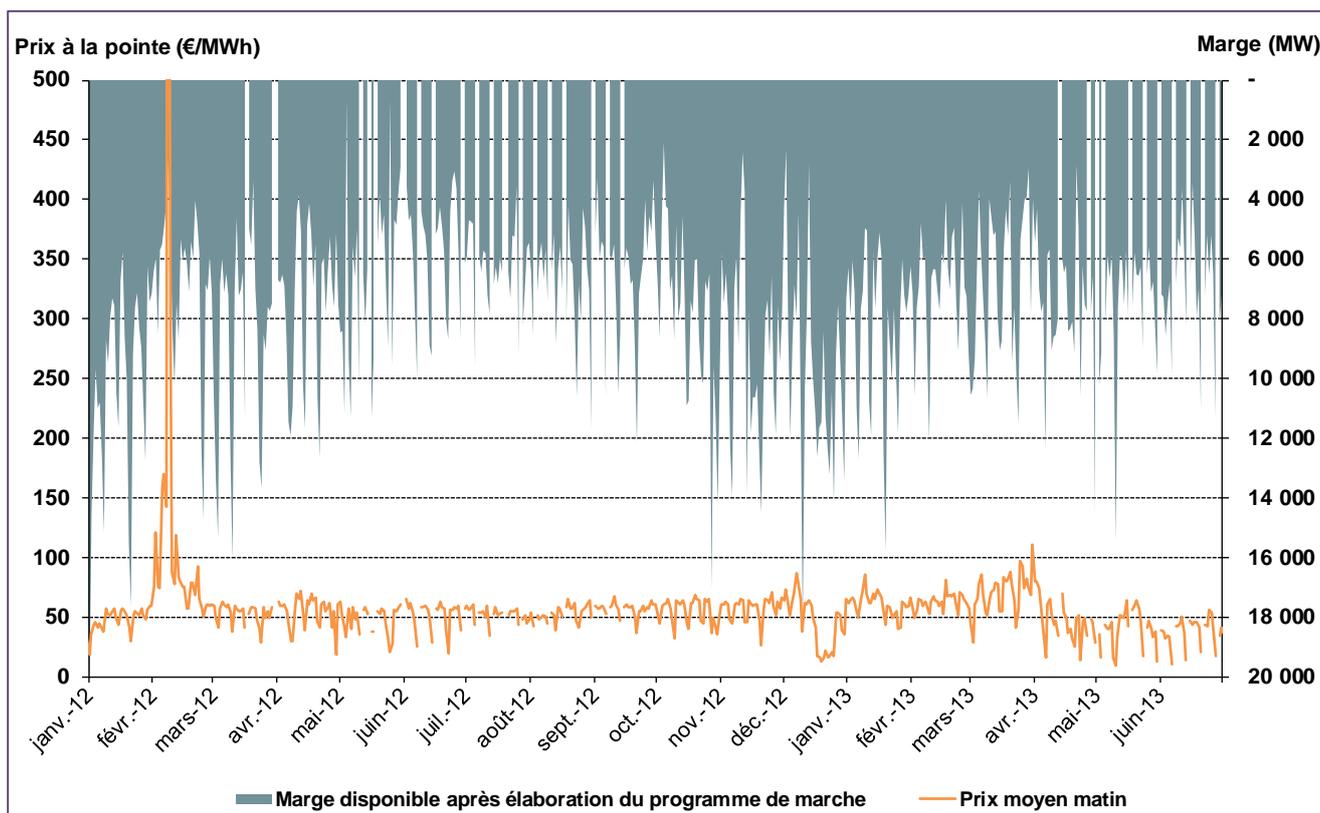
⁴⁸ « Request for Quotes »

La formation des prix spot horaires dépend fortement de la marge prévisionnelle du système, c'est-à-dire du différentiel de prévisions en J-1 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, 70 % des prix sont alors supérieurs ou égaux à 70 €/MWh sur la période de 2012 et du premier semestre 2013. 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 à la hausse sur le prix issu de l'enchère quotidienne.

Au cours de l'année 2012, la disponibilité du parc nucléaire s'est détériorée, venant diminuer les marges horaires disponibles par rapport à l'année précédente (25 GW en moyenne contre plus de 28 GW sur 2011). Les périodes de tension sur le réseau ont donc été plus fréquentes en 2012, le mois de février ayant été marqué par une vague de froid très importante. Les marges se sont sensiblement réduites, retrouvant un niveau légèrement supérieur à celui de 2010. Des prix horaires supérieurs à 100 €/MWh en situation de marge inférieure à 10 000 MW ont été observés au cours de février 2012 et de l'hiver 2013, 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 effectuée la veille (Graphique 17).

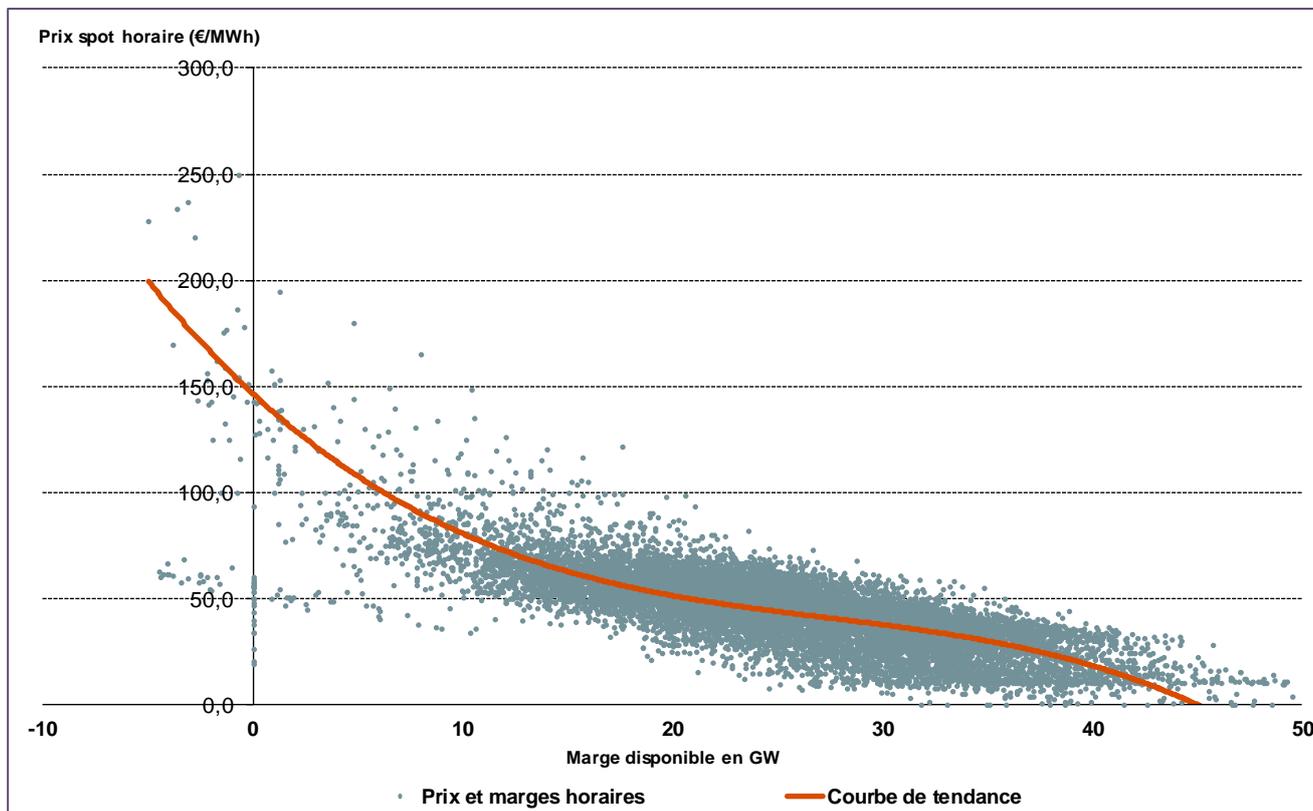
Graphique 17 : Prix spot et marge RTE



Source : RTE, EPEX SPOT – Analyse : CRE

On s'attend à une corrélation négative de la marge avec le prix spot. Celle-ci est également mise en évidence par le [graphique 18](#) dont chacun des points représente un couple horaire -marge prévisionnelle du système / prix spot-. Les fluctuations des prix spot horaires suivent dans l'ensemble celles des indicateurs : on constate que lorsque l'indicateur de marge horaire prévisionnelle en J-1 augmente (respectivement diminue), le prix spot correspondant diminue (respectivement augmente) dans 71 % des cas en 2012 et au premier semestre 2013, contre 70 % du temps au cours de l'année 2011.

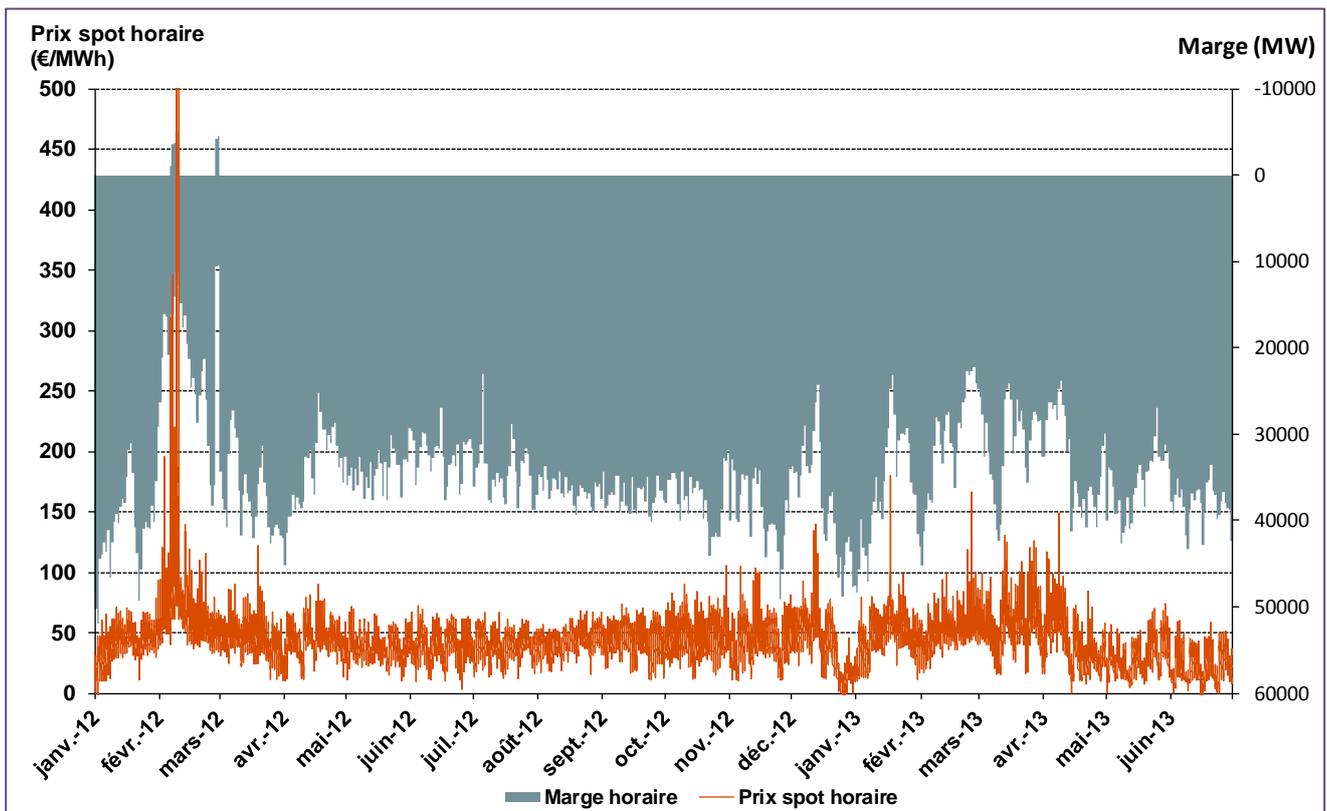
Graphique 18 : Prix spot et marge horaire prévisionnelle du système électrique français



Source : RTE, EPEX SPOT – Analyse : CRE

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 en premier lieu, cet indicateur ne tient pas compte de l'électricité échangée aux frontières, ni d'une partie du parc. Comme pour l'indicateur de marge prévisionnelle (J-1), seules ses variations sont donc significatives. Une corrélation négative avec le prix spot est également attendue, mise en évidence par le [graphique 19](#) : lorsque l'indicateur de marge horaire augmente (respectivement diminue), le prix spot correspondant diminue (respectivement augmente) dans 79 % des cas en 2012 et 77 % des cas au premier semestre 2013. En 2011, ce taux était de 83 %. Ces résultats traduisent des niveaux de prix cohérents avec l'évolution de la marge du système.

Graphique 19 : Prix spot et marge horaire constatée



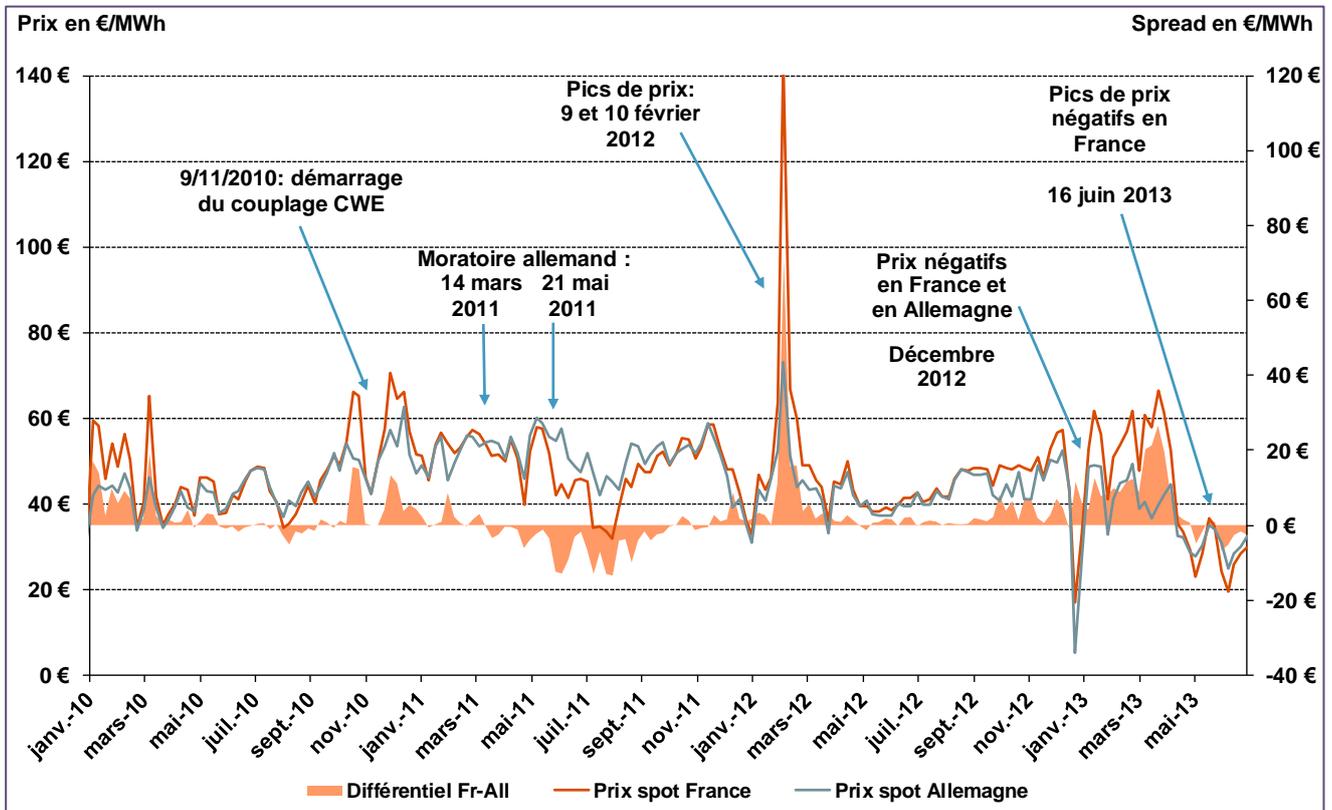
Source : RTE, EPEX SPOT – Analyse : CRE

- Les prix français et allemands en 2012 et au premier semestre 2013 ont été affectés par des épisodes de pics de prix positifs et négatifs. La convergence des prix de marché horaires est en forte baisse.

Le prix spot français a été supérieur au prix spot allemand de 4,3 €/MWh en moyenne en 2012, l'écart de prix s'inversant par rapport à l'année 2011 où les prix français avaient été inférieurs de 2,3 €/MWh. En 2012, les prix français sont redevenus supérieurs aux prix outre-Rhin en raison d'une baisse de la disponibilité nucléaire, mais aussi du fait des pics de prix observés lors de la vague de froid de février 2012. Si l'on retire la semaine du 6 au 12 février 2012, correspondant à cette importante vague de froid, l'écart moyen entre les prix spot en France et Allemagne se réduit à 3,0 €/MWh. La forte croissance de la production renouvelable en Allemagne est également un facteur tirant les prix de marché allemands à la baisse par rapport aux prix français.

L'écart de prix entre la France et l'Allemagne, qui tend donc à augmenter en période hivernale, s'est continuellement apprécié à partir de l'automne 2012 (Graphique 20). Au premier semestre 2013, l'écart de prix moyen est monté à 6,4 €/MWh en défaveur de la France dans un contexte de hausse de la consommation, notamment sur le mois de mars. Il s'est inversé avec l'approche de l'été et les importants prix négatifs survenus le 16 juin 2013 sur le marché français (Encadré 2).

Graphique 20 : Prix spot et différentiel France – Allemagne (moyennes hebdomadaires)



Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

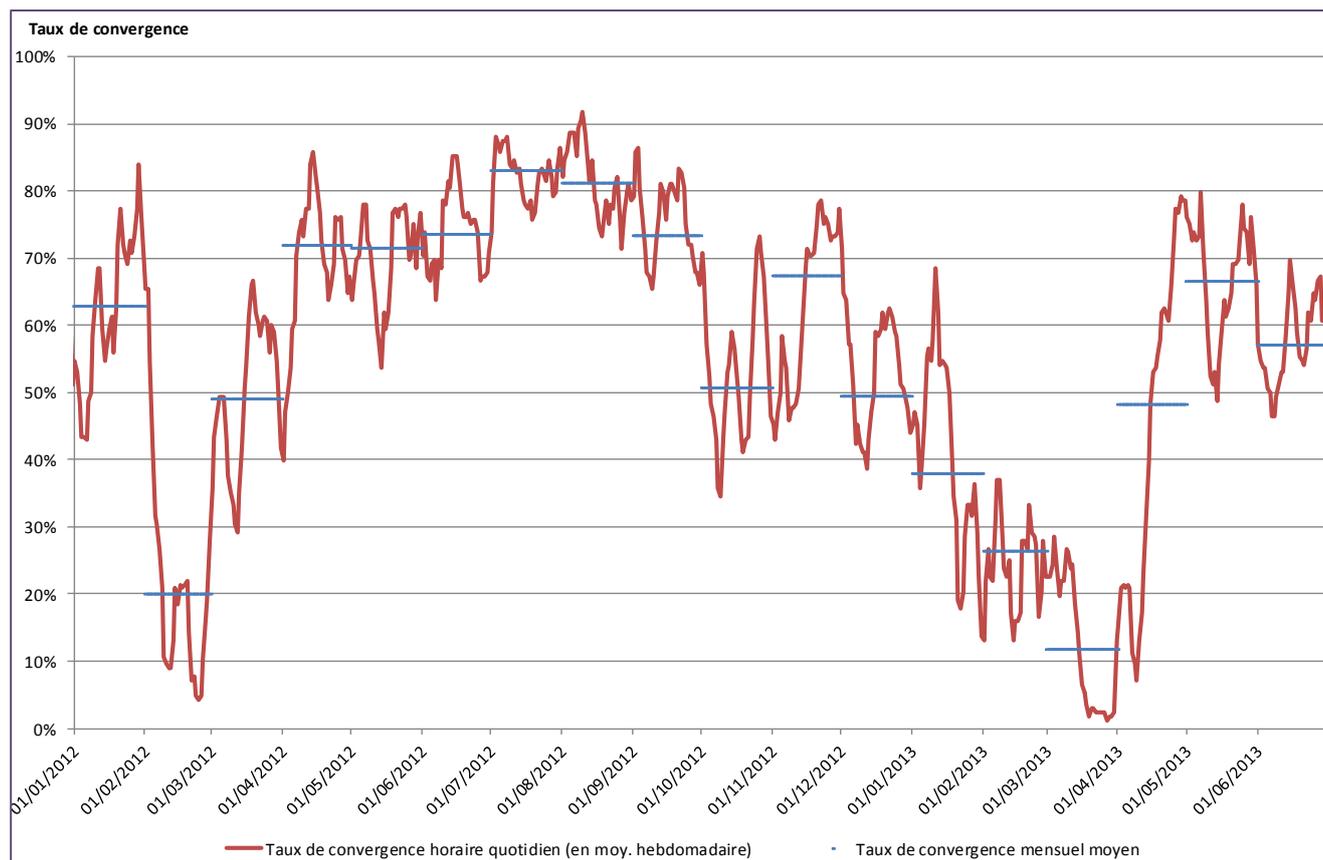
Le taux de convergence des prix horaires entre la France et l'Allemagne⁴⁹ s'établit à près de 56 % sur 2012 et le premier semestre 2013. Ce taux est en baisse par rapport à la période du 1^{er} janvier 2011 au 30 juin 2012 où il était de 64 %.

Le graphique 21 montre les effets de la vague de froid de février 2012, avec une forte dégradation du taux de convergence horaire sur ce mois. La thermo-sensibilité de la consommation française se fait également ressentir sur toute la période de l'hiver 2012-2013, la hausse des imports engendrant une saturation des flux sur l'interconnexion France-Allemagne : la hausse de l'écart de prix France-Allemagne s'accompagne d'une forte réduction de la convergence horaire sur cette période où la France a connu une période de froid prolongée.

Le taux de convergence avec la Belgique atteint 84 % en 2012, mais n'est que de 56 % au premier semestre 2013 : la convergence des prix, qui approchait un taux de 98 % sur 2011, a fortement chuté en raison de la sortie de deux réacteurs nucléaires belges pendant une année environ (Doel 3 et Tihange 2). Pour les autres pays frontaliers auxquels le marché français n'est pas couplé (Suisse, Italie, Espagne), la convergence horaire n'intervient que rarement (entre 0 et 1 % du temps).

⁴⁹ Défini comme le pourcentage des heures pour lesquelles le différentiel absolu des prix est inférieur à 0,01 €/MWh

Graphique 21 : 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 2012 et au premier semestre 2013 était meilleure pendant quelques heures du matin (de 7h à 9h) et de début de soirée (de 16h à 20h). Cela traduit une saturation moins fréquente de la capacité d'interconnexion entre l'Allemagne et la France sur ces heures que pendant le reste de la journée. A l'inverse en 2011, la convergence des prix était meilleure sur toute la période de pointe, témoignant d'une capacité d'interconnexion suffisante entre les deux pays. Il faut cependant préciser que la France a un solde exportateur net vis-à-vis de l'Allemagne en 2011, ce qui n'est plus le cas sur 2012 et 2013 (malgré un retour du solde exportateur en juin 2013). Ainsi, en 2011, la capacité d'interconnexion mise à disposition du couplage de marché était suffisante pour que les exports français permettent de bons taux de convergence, ce qui n'est plus le cas en 2012 et 2013 alors que les flux se sont inversés.

- Le démarrage en 2014 du mécanisme de couplage de marché fondé sur les flux (« Flow-Based ») devrait rapprocher les prix et améliorer la convergence des prix horaires entre les marchés

Le démarrage du mécanisme de couplage de marché en « Flow-Based »⁵⁰, prévu pour le premier semestre 2014, devrait influencer les prix de marché de la zone CWE (France, Allemagne-Autriche, Pays-Bas, Belgique et Luxembourg) vers un resserrement des différentiels de prix et une amélioration des taux de convergence horaire. Des simulations (appelées « parallel runs »⁵¹) sont actuellement effectuées pour les données de 2013, par les bourses et les gestionnaires de réseau de transport, afin d'évaluer les impacts du mécanisme sur les

⁵⁰ Pour plus d'informations, voir le rapport Annuel de la CRE [Echanges d'électricité aux frontières : utilisation et gestion des interconnexions en 2012](#) sur son site internet

⁵¹ Les résultats ne sont pas disponibles sur 43 journées du premier semestre 2013.

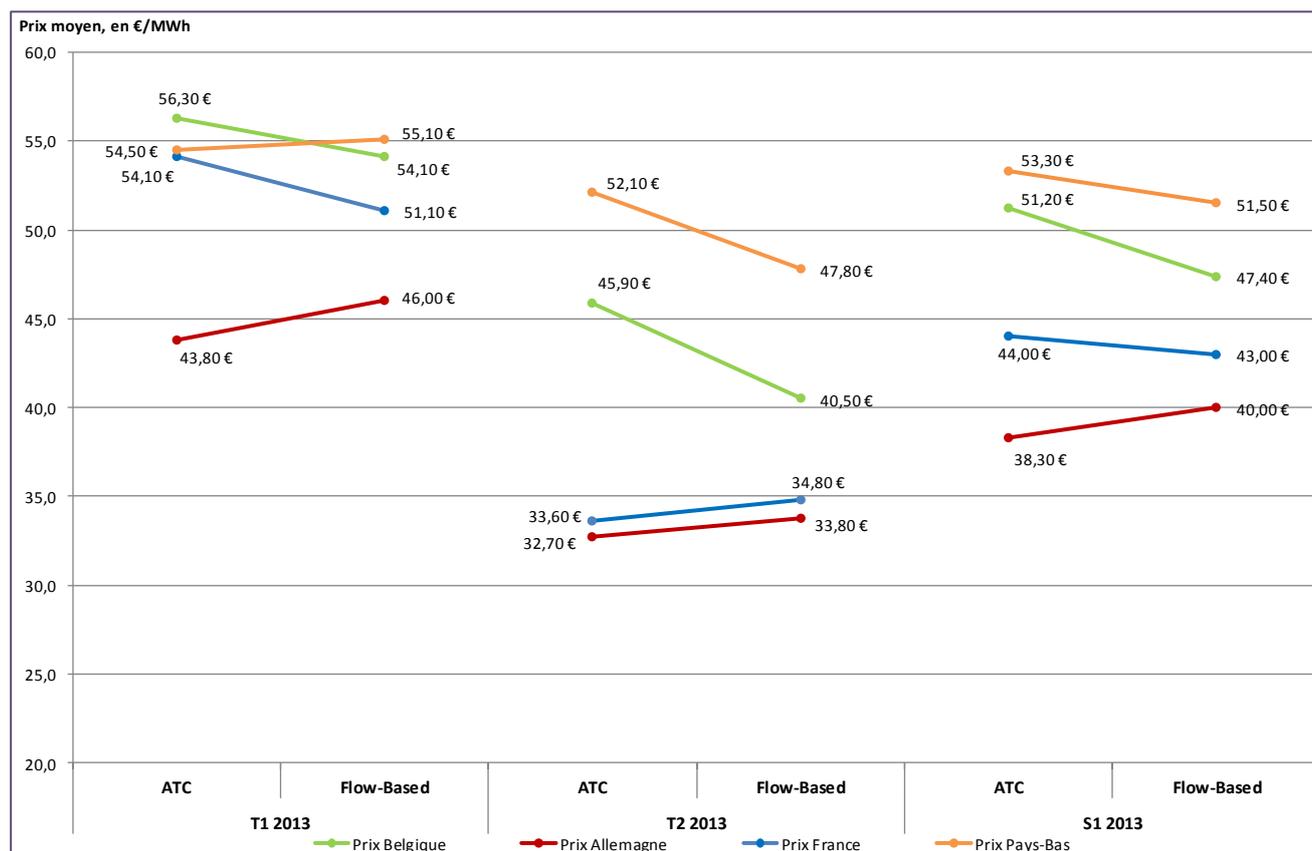
prix de marché. Le tableau 8 et le graphique 22 donnent un aperçu de ce qu'auraient été les prix de marché de 2013 sous le mécanisme Flow-Based par rapport aux résultats effectifs en lien avec la méthode actuelle de calcul de capacités d'interconnexion (dite « ATC »).

Tableau 8 : Prix de marchés issus des résultats de simulation (« parallel runs ») en Flow-Based

		Belgique	Allemagne	France	Pays-Bas
T1 2013	ATC	56,3 €/MWh	43,8 €/MWh	54,1 €/MWh	54,5 €/MWh
	Flow-Based	54,1 €/MWh	46,0 €/MWh	51,1 €/MWh	55,1 €/MWh
T2 2013	ATC	45,9 €/MWh	32,7 €/MWh	33,6 €/MWh	52,1 €/MWh
	Flow-Based	40,5 €/MWh	33,8 €/MWh	34,8 €/MWh	47,8 €/MWh
S1 213	ATC	51,2 €/MWh	38,3 €/MWh	44,0 €/MWh	53,3 €/MWh
	Flow-Based	47,4 €/MWh	40,0 €/MWh	43,0 €/MWh	51,5 €/MWh

Source : CASC – Analyse : CRE

Graphique 22 : Effets du couplage de marché Flow-Based sur les prix de marché

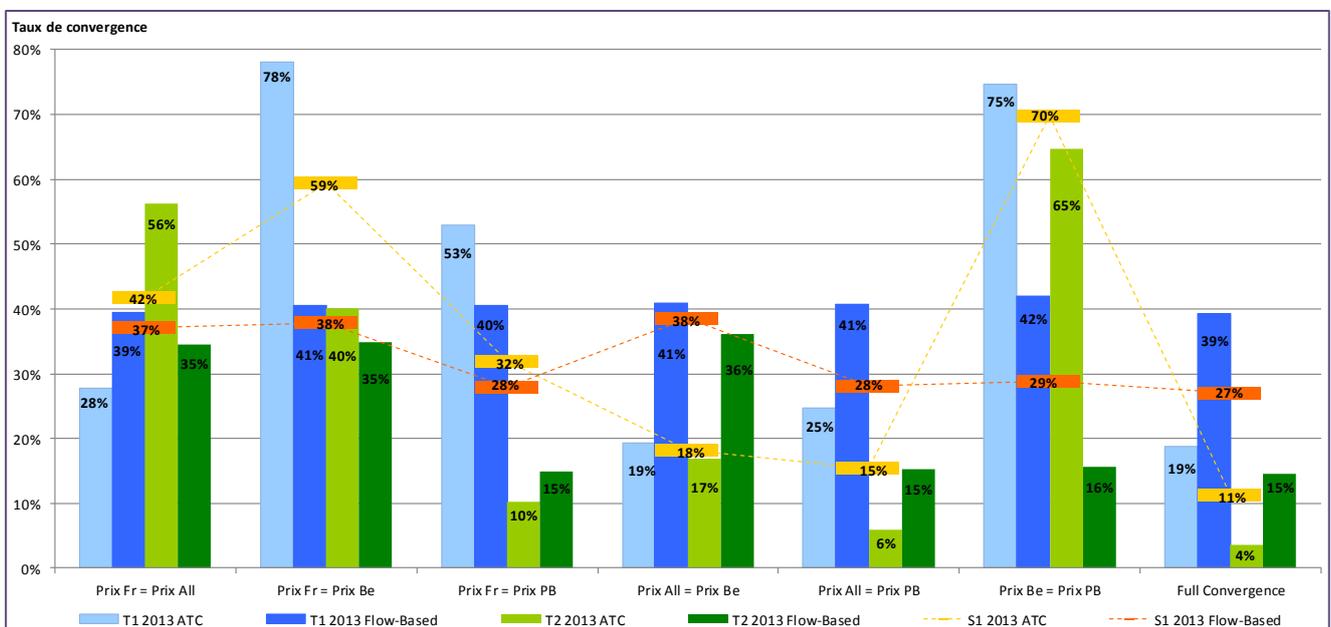


Source : CASC – Analyse : CRE

Le mécanisme de couplage de marché Flow-Based tend ainsi, sur le premier semestre 2013, à réduire les prix de marché en France, en Belgique et aux Pays-Bas, tandis qu'ils s'apprécient en Allemagne. On peut constater que les prix moyens se rapprochent sous l'effet du mécanisme de couplage fondé sur les flux, témoignant d'une meilleure optimisation de l'utilisation des capacités d'interconnexion par rapport à la situation actuelle. On observe cependant que les effets entre le 1^{er} et le 2nd trimestre 2013 peuvent être inverses pour un même pays.

Le graphique 23 permet d'évaluer les futurs effets du mécanisme de couplage Flow-Based sur les taux de convergence horaire des prix de la zone CWE. Comparativement à une situation de couplage de marché en ATC, la convergence sur le premier semestre 2013 s'améliore pour les couples de marchés suivants : Allemagne / Belgique et Allemagne / Pays-Bas. La convergence se détériore sur l'ensemble du semestre entre la France et la Belgique, entre la France et l'Allemagne, entre la France et les Pays-Bas et enfin entre la Belgique et les Pays-Bas. Mais sur l'ensemble de la zone CWE, l'effet du couplage de marché Flow-Based se révèle positif au regard de l'évolution du taux de convergence pour les quatre marchés (« Full convergence » dans le graphique 23, c'est-à-dire lorsque le prix est exactement le même dans les quatre zones) : il passe ainsi de 11 % en couplage ATC à 27 % en couplage Flow-Based.

Graphique 23 : Effets du couplage de marché Flow-Based sur la convergence des prix de marché

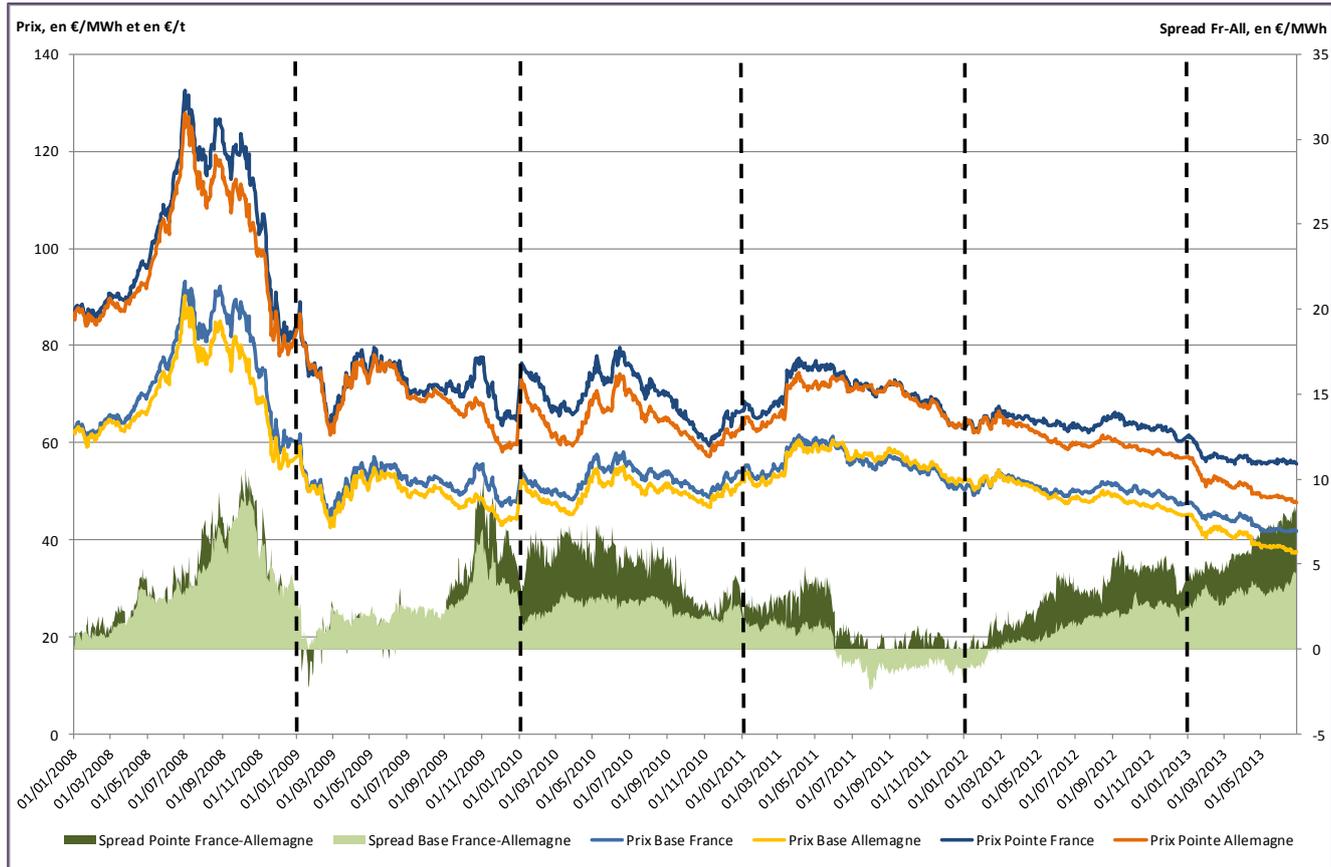


2.2 Après une hausse liée aux effets du moratoire allemand sur le nucléaire, les prix à terme ont suivi une tendance à la baisse, fortement influencée par les prix du charbon

- Les prix à terme en France sont largement influencés par le marché allemand

Après une hausse sensible des prix au printemps 2011, à l'annonce du moratoire sur le nucléaire allemand, on observe une réduction progressive du prix des produits à terme sur le marché EEX Power Derivatives. Le cours du produit Y+1 est passé en moyenne de 56,0 €/MWh en 2011 à 50,6 €/MWh en 2012 et a poursuivi sa baisse, avec un niveau moyen de 43,7 €/MWh au premier semestre 2013 (contre 51,2 €/MWh à la même période en 2012) pour atteindre son plus bas niveau à 41,70 €/MWh le 21 juin 2013.

Graphique 24 : Prix des produits calendaires Y+1 France et Allemagne



Source : EEX Power Derivatives – Analyse CRE

Les produits à terme mensuels et trimestriels (qui présentent une saisonnalité) se sont encore plus fortement réduits par rapport à 2011 :

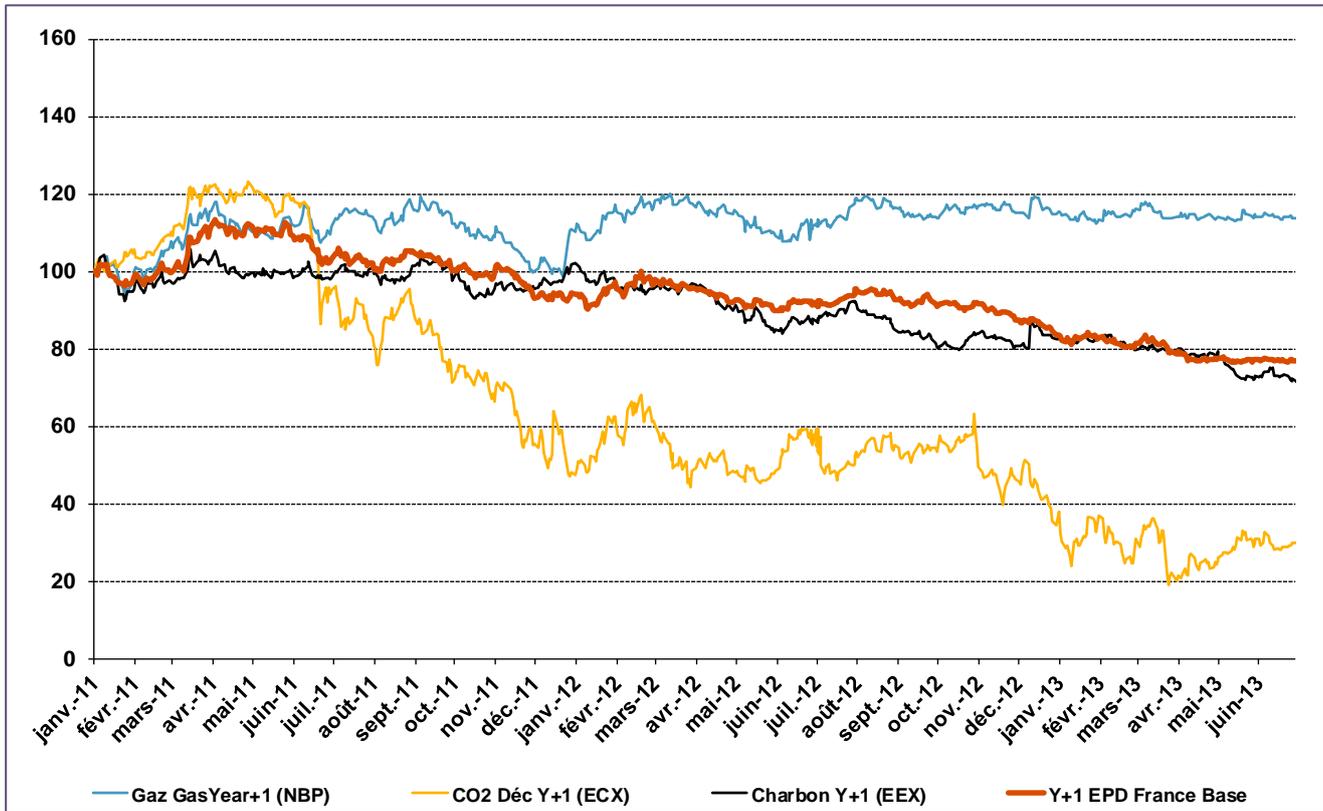
Tableau 9 : Moyennes des cotations Y+1, Q+1 et M+1

€/MWh	Maturité Y+1	Maturité Q+1	Maturité M+1
2011	56,0	57,6	54,3
2012	50,6	48,8	47,1
S1 2012	51,2	41,3	44,0
S1 2013	43,9	36,3	39,9

Source : EEX Power Derivatives – Analyse CRE

La baisse des prix à terme est fortement liée à l'évolution des cours des différents combustibles et du carbone. Les années 2011 et 2012 ont été marquées par une baisse significative des cours du charbon et du CO₂, entraînant une diminution des coûts de production des centrales à charbon et une compétitivité accrue de cette filière, notamment par rapport aux centrales à gaz.

Graphique 25 : Prix des combustibles et de l'électricité - Base 100 janvier 2011



Source : EEX Power Derivatives, ECX, Heren – Analyse : CRE

Par ailleurs, le développement de nombreuses capacités d'origine renouvelable se poursuit en Allemagne et s'accompagne de nouvelles capacités de production au charbon⁵². Cette évolution de l'offre intervient dans un contexte de stagnation des consommations, notamment en France où les prévisions à court et moyen terme ont tendance à être revues à la baisse⁵³. Dans ce contexte, les prix de l'électricité diminuent en conséquence.

- **Les pics de prix de février 2012 ont mis fin à l'inversion du spread de prix à 1 an entre la France et l'Allemagne, qui tend désormais à s'accroître**

Sur les marchés à terme de l'électricité, le prix allemand est historiquement moins élevé que le prix français. Ces prix ont cependant eu tendance à fortement se rapprocher à la suite du couplage des marchés en novembre 2010. L'annonce du moratoire sur le nucléaire allemand, qui est intervenue à la mi-mars 2011, a entraîné une forte augmentation du prix des produits à terme base Y+1 en France et en Allemagne. On a alors pu observer une inversion du *spread* entre les produits calendaires Y+1, le prix allemand dépassant le prix français après la confirmation du moratoire le 21 mai 2011. Cependant, cet inversion de l'écart des prix à terme entre la France et l'Allemagne a pris fin au cours du mois de février 2012, suite à l'important pic de prix survenu

⁵² Environ 6 GW de nouvelles capacités de production au charbon sont prévues en Allemagne en 2013 (source Bundesnetzagentur)

⁵³ Consulter le [Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France \(édition 2013\)](#) de RTE sur son site internet

en France. Le différentiel a depuis lors augmenté, positionnant le prix français 4 €/MWh au-dessus du prix allemand en juin 2013.

- **Une prime de risque liée à la thermo-sensibilité de la consommation**

On observe au cours de l'année 2012 une prime de risque sur le marché français par rapport au marché allemand, du fait d'une thermo-sensibilité plus importante de la consommation française (Graphique 26). Des situations de tension sur la marge du système français sont apparues à plusieurs reprises, entraînant des prix de marché plus élevés et parfois des pics de prix. Les capacités de production en provenance d'Allemagne permettent de soulager le système français, mais seulement à hauteur de la capacité d'interconnexion disponible entre les deux pays. Lorsque celle-ci est saturée, les deux marchés se retrouvent alors déconnectés et de forts différentiels de prix peuvent alors apparaître entre ces pays.

Graphique 26 : Consommations mensuelles d'électricité en France et en Allemagne

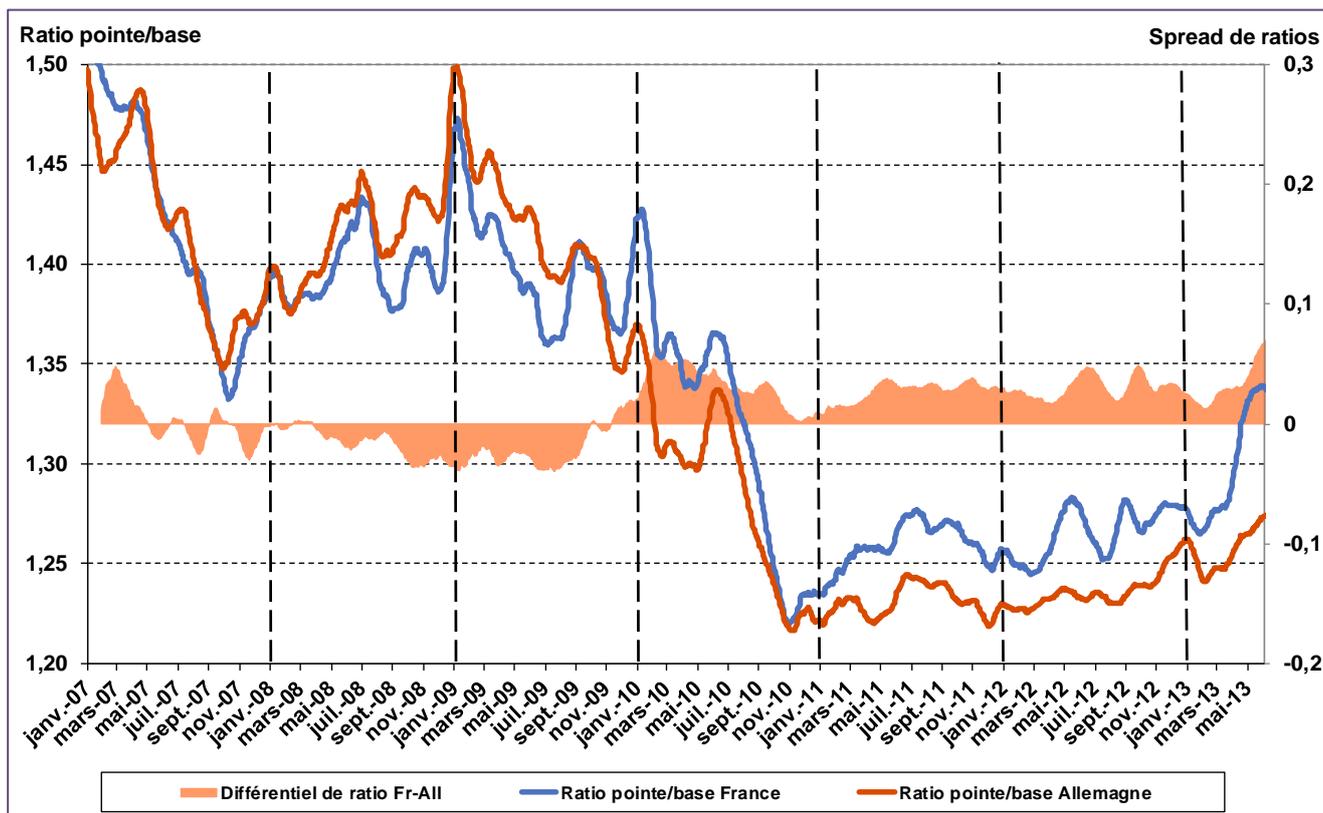


Source : ENTSOE – Analyse : CRE

Au cours des premiers trimestres 2012 et 2013, caractérisés respectivement par des périodes de froid intense (février 2012) et durable (les températures sur le mois de mars 2013 ont été en moyenne 1,5°C en-dessous des normales de saison⁵⁴), les prix day-ahead français ont ainsi été supérieurs de plus de 10 €/MWh (T1 2012) et 12 €/MWh (T1 2013) par rapport aux prix allemands.

Cette prime de risque se retrouve dans le ratio entre le produit calendaire pointe Y+1 et le produit base Y+1 (Graphique 27) qui est plus important en France qu'en Allemagne et a fortement augmenté depuis début 2013. L'évolution de ce ratio traduit une tension croissante à la pointe en France, qui est confirmée par l'annonce d'une marge du système inférieure à 1 GW à partir de 2016⁵⁵, traduisant un risque de défaillance plus important.

Graphique 27 : Ratio pointe/base des produits calendaires Y+1 français et allemand (données en moyennes glissantes sur 20 jours)



Source : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

⁵⁴ http://climat.meteofrance.com/chgt_climat2/bilans_climatiques/bilanlim?document_id=27795&portlet_id=95999

⁵⁵ Consulter le [Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France \(édition 2013\)](#) de RTE sur son site internet

Les *spreads* des produits à terme trimestriels entre la France et l'Allemagne augmentent et illustrent également la prime de risque valorisée sur le marché français par rapport au marché allemand sur la période d'hiver (produits Q4 et Q1).

Tableau 10 : Prix des produits trimestriels au 28 juin 2013 en France et en Allemagne

	Prix France	Prix Allemagne	Spread France-Allemagne
Q4 2013 Base	49,1 €/MWh	39,2 €/MWh	10,0 €/MWh
Q1 2014 Base	52,5 €/MWh	41,4 €/MWh	11,1 €/MWh
Q2 2014 Base	34,0 €/MWh	33,4 €/MWh	0,6 €/MWh
Q3 2014 Base	34,0 €/MWh	34,2 €/MWh	-0,2 €/MWh

Source : EEX Power Derivatives – Analyse CRE

- **Prix à terme et dispositif ARENH**

Le prix du produit calendaire 2014 *baseload*⁵⁶ pour livraison en France se maintient autour d'un seuil de 42 €/MWh sur les mois de mai et de juin, tandis que le prix allemand a tendance à poursuivre sa baisse (Graphique 28). Ainsi, le différentiel de prix entre la France et l'Allemagne est passé de 3,4 €/MWh au 2 mai 2013 à 4,4 €/MWh à la fin du mois de juin 2013.

Le dispositif d'accès régulé à l'électricité d'origine nucléaire historique (« ARENH ») est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2011 et permet aux fournisseurs alternatifs de bénéficier d'un accès à un approvisionnement en électricité à prix fixe auprès du fournisseur historique. Le prix a été défini dans un premier temps à 40 €/MWh entre juillet 2011 et janvier 2012 puis à 42 €/MWh à partir de janvier 2012.

Lorsque le prix de marché du produit calendaire *baseload* est supérieur à 42 €/MWh, l'approvisionnement ARENH se substitue, pour les fournisseurs alternatifs, à des achats sur le marché de gros. En revanche, dès lors que le prix de gros évolue au niveau de 42 €/MWh ou en-dessous, l'intérêt de souscrire à l'ARENH est remis en question par des conditions de marché plus favorables. Ainsi, pour l'approvisionnement sur l'année 2014, ce dispositif offre à ces fournisseurs des opportunités d'arbitrage jusqu'au 15 novembre 2013, date à laquelle les fournisseurs alternatifs devront définir les quantités fermes qu'ils souhaitent souscrire au titre de l'ARENH. En parallèle, l'opérateur historique (EDF) doit anticiper et intervenir sur les marchés pour assurer la couverture des volumes ARENH qui seront commandés.

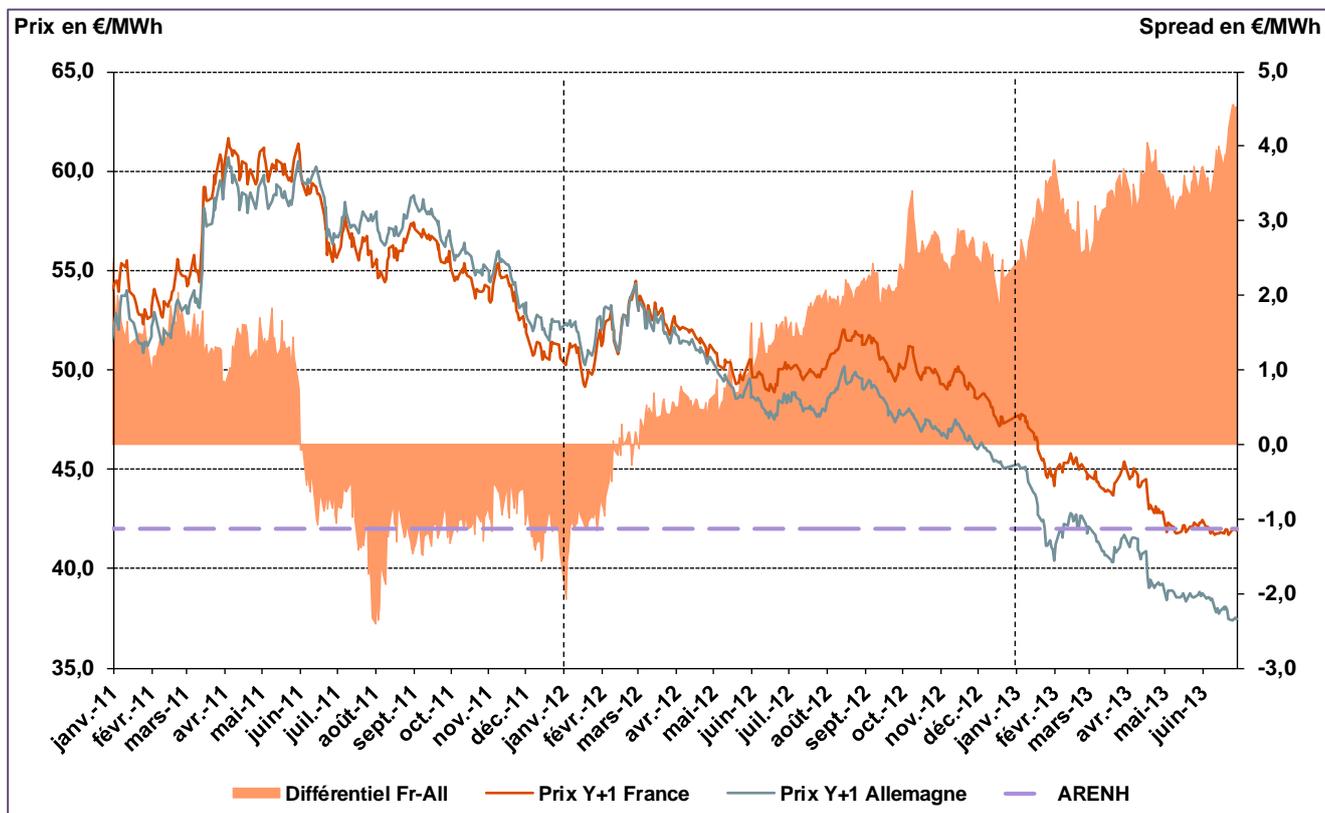
La stabilisation des prix français à 42 €/MWh en mai et juin 2013 traduit la rencontre sur le marché des différents acteurs qui interviennent en relation avec le dispositif ARENH. Ce mécanisme explique ainsi la polarisation des transactions autour de 42 €/MWh.

Par ailleurs, à ce niveau de prix, le différentiel de prix avec l'Allemagne sur le produit calendaire 2014 reste cohérent avec le différentiel de prix constaté sur les prix spots en 2012 (4,3 €/MWh) et sur le premier trimestre 2013 (6,4 €/MWh).

⁵⁶ Voir définition « Base » dans le glossaire

Il se pose toutefois la question de savoir si le comportement des acteurs ayant des intérêts acheteurs et vendeurs a été biaisé par le dispositif ARENH. La CRE a engagé des analyses approfondies sur le comportement des acteurs et mène en particulier des analyses fines sur les transactions et les ordres postés. Ces analyses s'inscrivent dans le cadre du règlement REMIT et visent notamment à s'assurer de l'absence de manipulation du prix de marché.

Graphique 28 : Prix Y+1 et spread France - Allemagne

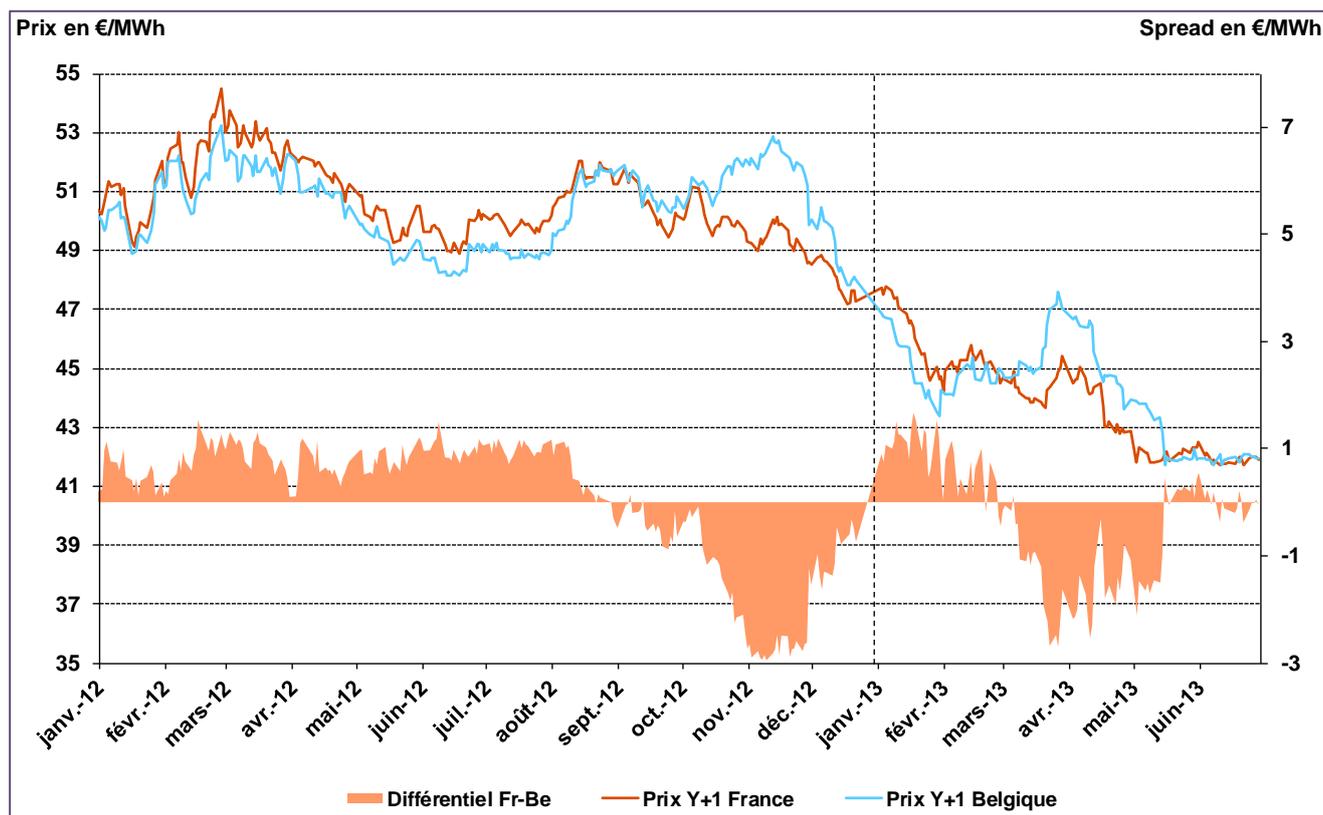


Source : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

- Les écarts de prix à terme avec la Belgique et les Pays-Bas évoluent en faveur de la France

Le *spread* entre les produits calendaires Y+1 base en France et en Belgique (Graphique 29) s'est réduit entre 2011 et 2012, passant de 0,82 €/MWh à 0,1 €/MWh en moyenne (France plus chère). Au premier semestre 2013, cet écart s'est inversé, s'établissant à -0,3 €/MWh. Le cours du produit calendaire Y+1 en Belgique a par ailleurs été fortement perturbé par les évolutions liées à l'arrêt des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 de l'été 2012 à l'été 2013. On observe enfin une stabilisation des prix français et belge autour de 42 €/MWh depuis mai 2013 : cela traduit les prévisions, de la part des acteurs de marché, d'une convergence des prix pour 2014 (en lien avec le mécanisme de couplage des marchés).

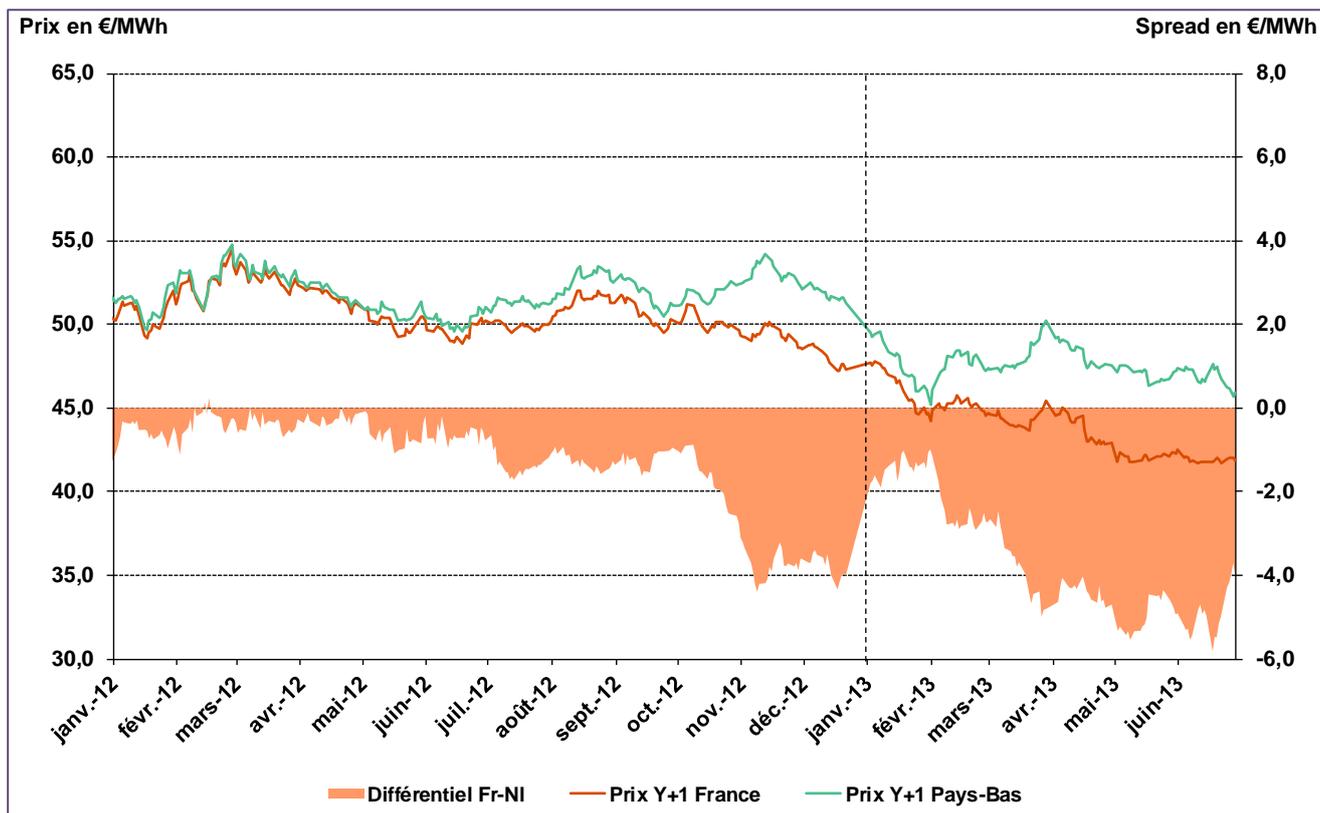
Graphique 29 : Prix Y+1 et *spread* France - Belgique



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

Entre la France et les Pays-Bas, une inversion du *spread* s'est produite en juin 2011, le cours du produit Y+1 devenant plus élevé aux Pays-Bas. Sur 2012 et le premier semestre 2013 (Graphique 30), le produit Y+1 s'apprécie fortement en raison de la composition différente des parcs de production français et néerlandais. En effet, alors qu'en France, le prix Y+1 a été tiré très fortement à la baisse suite à la chute du cours du charbon, le prix de l'électricité aux Pays-Bas est resté beaucoup plus dépendant du gaz dont le prix est resté élevé. Dans ce contexte, le prix du produit calendaire *baseload* Y+1 aux Pays-Bas s'est peu déprécié contrairement aux prix français, ce qui a généré une forte hausse du différentiel du prix.

Graphique 30 : Prix Y+1 et *spread* France – Pays-Bas



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

3 ANALYSE DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE ET DE LA TRANSPARENCE DES DONNEES DE PRODUCTION

Au 1^{er} janvier 2013, la puissance électrique installée en France s'élève selon RTE à 128,7 GW⁵⁷, soit une hausse de 1,5 % au cours de l'année écoulée. Le [graphique 31](#) donne une répartition de cette puissance totale en fonction des différentes filières de production et permet de visualiser son évolution depuis 2010. L'augmentation de puissance est portée principalement par le réseau de distribution du fait du développement de l'éolien et du photovoltaïque, respectivement de 0,8 GW et de 1 GW. Sur le réseau de transport, bien que la puissance du parc de production soit restée globalement stable, le parc thermique classique a connu une baisse de la puissance installée fioul concomitante avec la hausse de la capacité installée du parc thermique gaz qui s'explique par :

- l'arrêt de centrales thermiques classiques, utilisant du fioul ou du gaz naturel, qui a induit une baisse de 1,3 GW de la puissance installée⁵⁸ ;
- le raccordement de 3 centrales à cycle combiné gaz pour une puissance de 1,2 GW, sur les sites de Martigues près de Marseille et de la Croix de Metz à Toul.

Si l'on considère uniquement le parc de référence⁵⁹ raccordé au réseau de transport, la capacité installée totalise 106,3 GW, dont près de 63,1 GW pour la seule filière nucléaire qui représente ainsi 59,4 % 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 les centrales thermiques à flamme qui utilisent du charbon, du gaz naturel et des dérivés du pétrole comme combustibles (respectivement 6,0 %, 5,2 % et 6,5 %).

La puissance installée exploitée par le groupe EDF représente plus de 97 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 dans le parc nucléaire, détient 5,4 % de la puissance totale du parc de référence ;
- E.On France (la SNET, groupe E.On), qui détient 3 % de la puissance installée.

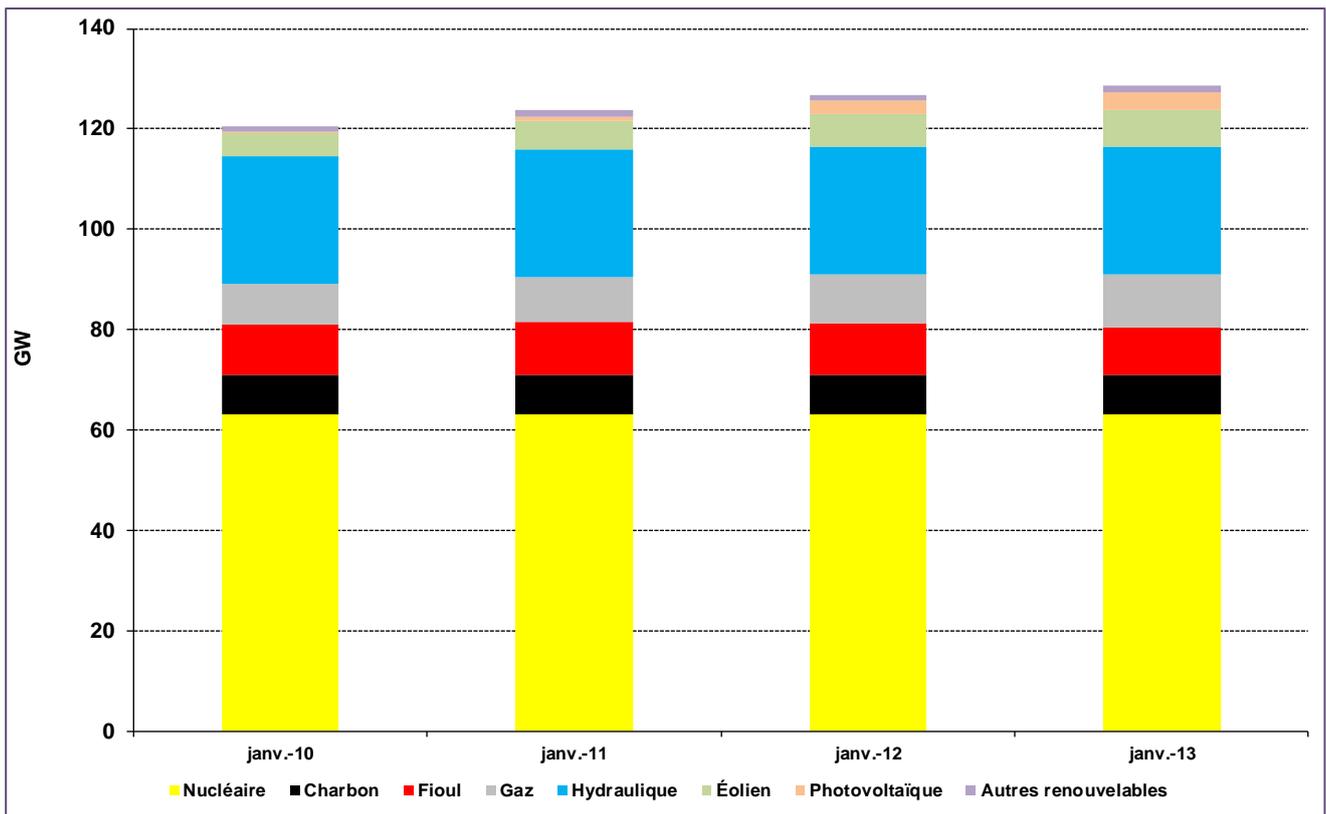
Ces trois producteurs exploitent au total plus de 99 % de la puissance du parc de référence.

⁵⁷ [Consulter le Bilan électrique 2012 de RTE sur son site internet](#)

⁵⁸ La baisse de la puissance installée des centrales thermiques classiques est notamment due à la diminution du nombre de centrales de cogénération, en raison de l'arrivée à terme de contrats commerciaux à obligation d'achat, signés il y a une douzaine d'années.

⁵⁹ Le parc de référence est constitué de l'ensemble des unités de production de puissance supérieure à 20 MW, pour lesquelles les informations de comptage horaire sont accessibles en J+1 pour J, dans des conditions économiques raisonnablement acceptables, situées sur le territoire français métropolitain et appartenant aux filières et aux producteurs précités.

Graphique 31 : Parc de production électrique français (niveaux des différents parcs)



Source : RTE – Analyse : CRE

Encadré 3 : Le développement des énergies renouvelables (« EnR ») a une influence sur les prix de l'électricité sur les marchés de gros

Les productions d'origine renouvelable bénéficient, dans l'Union européenne, d'un droit d'accès prioritaire au système électrique et de dispositifs de soutien adaptés à chaque filière. L'électricité produite, dite fatale, est injectée sur le marché, indépendamment des conditions d'offre et de demande qui détermineront le niveau du prix⁶⁰. Le caractère variable d'une partie de la production d'origine renouvelable (solaire, éolien) implique un besoin de flexibilité croissant. Le parc de production est aujourd'hui essentiellement composé d'équipements à coût variable bas, mais dont les contraintes d'exploitation sont peu flexibles comme les centrales à charbon ou les centrales nucléaires en base ou semi-base. Les centrales à gaz, plus flexibles, sont quant à elles pénalisées du fait du prix particulièrement bas du charbon et du CO₂ (encadré 6). Ce contexte influence à la baisse les prix de gros et peut de temps à autre conduire à l'apparition de prix négatifs.

Le développement des énergies renouvelables contribue à la baisse des prix de gros

Le prix spot français moyen est descendu en 2012 à 46,9 €/MWh en base, soit une diminution de 4 % par rapport à 2011. Dans les pays connaissant une forte pénétration de production d'énergies renouvelables, comme l'Allemagne⁶¹, la baisse du prix spot a été plus importante, atteignant près de 17 % en 2012. Une corrélation inverse entre l'injection de mégawatts additionnels d'origine renouvelable sur le réseau électrique et la baisse des prix spot a déjà été identifiée en 2012. C'est le cas du marché allemand où on estime à 1,34 €/MWh la baisse du prix spot d'une offre additionnelle de 1 000 MW de production éolienne et à 0,82 €/MWh pour le photovoltaïque⁶². Étant donné les perspectives d'évolution des capacités de production d'origine renouvelable en France et les échanges d'énergie avec des marchés voisins ayant une part importante d'énergies vertes dans leurs mix énergétiques, ces effets de baisse de prix pourraient être accentués.

Pour faire face à la demande, les installations de production d'électricité sont mobilisées selon leur préséance économique (*merit order*), établie en fonction de leur coût marginal de fonctionnement. Le marché appelle en priorité les centrales dont le coût marginal de fonctionnement est le plus bas. Puis, lorsque celles-ci fonctionnent au maximum de leur puissance, on sollicite des centrales plus coûteuses, pour ne faire appel qu'en dernier recours aux centrales dont le coût marginal de fonctionnement est le plus élevé.

Le coût marginal de fonctionnement de la production d'origine renouvelable est très faible, du fait de coûts d'exploitation et de maintenance peu élevés. Pour cette raison et à cause de l'accès prioritaire au réseau des EnR⁶³, l'intégration grandissante d'une production d'origine renouvelable dans le mix énergétique décale les autres moyens de production au sein du *merit order*.

La production d'énergie éolienne et photovoltaïque peut même exclure du *merit order* les technologies dont le coût marginal de production devient trop élevé pour répondre à la demande. Cette exclusion, qui n'est généralement que partielle, peut être totale si la capacité de production d'origine renouvelable garantie est supérieure à la capacité de production disponible de l'ensemble des équipements flexibles. Elle agit à la baisse sur le prix spot pendant une partie des heures de l'année.

On constate aussi un phénomène de hausse de prix, observable sur certaines heures, bien que celui-ci ne compense pas l'effet principal de baisse des prix. Étant donné la variabilité de la production d'origine renouvelable dans la journée (en fonction du vent ou du soleil), l'équilibre production-consommation doit être assuré par les technologies conventionnelles plus ou moins flexibles. Les changements fréquents de modes d'exploitation qui sont mis en œuvre pour suivre les fluctuations de la demande nette, après prise en compte

⁶⁰ Dans le cas des obligations de certificats verts imposés aux fournisseurs, l'électricité verte qui est achetée par les fournisseurs aux producteurs est aussi injectée sur le marché dès qu'elle est produite.

⁶¹ 67,7 GW de puissance installée éolienne et photovoltaïque fin 2012 contre 11,0 GW en France

⁶² BDEW, Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2013) [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/\\$file/Energieinfo_EE-und-das-EEG-Januar-2013.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/$file/Energieinfo_EE-und-das-EEG-Januar-2013.pdf)

⁶³ Directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 (art. 16.2.b)

de la production renouvelable fatale, entraînent des surcoûts d'exploitation. En effet, les coûts de fonctionnement des centrales à technologies flexibles appelées à démarrer et à s'arrêter fréquemment, sont répartis sur des périodes d'exploitation plus courtes. Pour couvrir ces coûts, les exploitants de ces centrales sont par conséquent contraints d'offrir des prix horaires plus élevés. Une partie de ces installations de production sont donc parfois exclues du *merit order*. Dans un scénario sans énergie d'origine renouvelable et pour la même demande horaire, ces centrales auraient pu proposer leur production sur certaines heures à des prix moins élevés que ceux qu'ils sont obligés de pratiquer pour préserver leur rentabilité.

Les énergies renouvelables, conjuguées à des moyens de production peu flexibles, peuvent entraîner l'apparition de prix négatifs

L'introduction croissante des EnR et le caractère variable de leur production peuvent aboutir à des prix négatifs. En effet, le parc français est en partie constitué de moyens de production peu flexibles tels que les centrales nucléaires et les centrales à charbon. Ainsi, dans une situation de variation importante de la production issue des EnR, les détenteurs de moyens peu flexibles peuvent préférer vendre leur électricité à des prix négatifs plutôt que d'arrêter leurs centrales de production. C'est le cas de l'épisode de prix négatif survenu en France le 25 décembre 2012 à 7h du matin (-50,06 €/MWh).

Les conditions météorologiques à la fin du mois de décembre 2012 étaient particulièrement douces. Conjugée à la faible activité économique d'un 25 décembre, cette situation a conduit à une consommation d'électricité en France très basse sur cette journée. Au même moment, la consommation allemande était faible alors que la production d'énergie éolienne était relativement importante.

Cette situation en Allemagne a conduit à des exportations vers la France au cours des heures creuses du matin du 25 décembre 2012. On a alors pu observer un découplage des prix *day-ahead* et une saturation des exportations de l'Allemagne vers la France lors des heures creuses précédant l'heure d'occurrence du prix négatif le matin du 25 décembre 2012.

En résumé, les fondamentaux de marché en Allemagne (une forte production fatale et un niveau de consommation bas) et la faible consommation française à un moment d'activité économique réduite et dans un contexte climatique très doux expliquent les occurrences de prix négatifs du 25 décembre 2012. Le manque de flexibilité des moyens de production disponibles de part et d'autre de la frontière a conduit à la formation de ces prix négatifs.

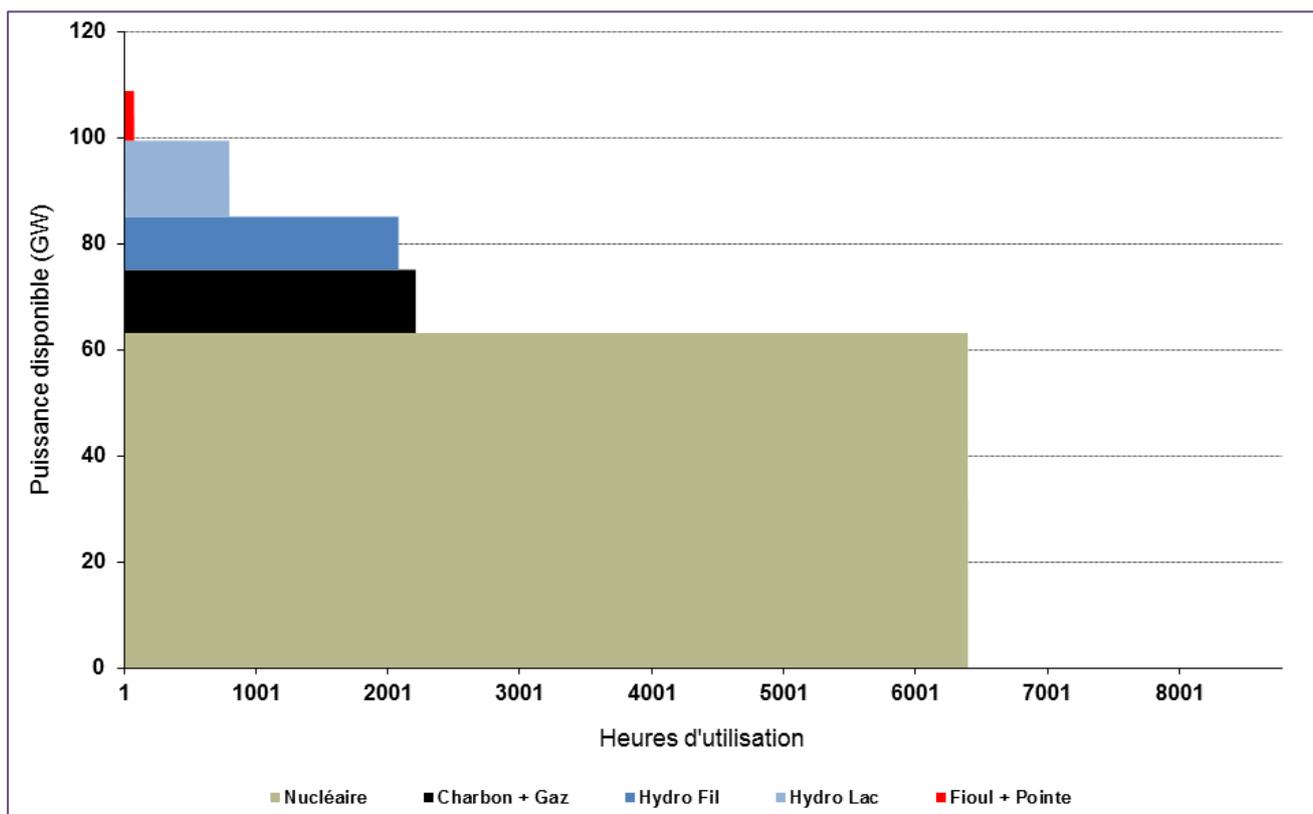
L'augmentation des sources d'aléas sur les systèmes électriques de la région centre-ouest, dus à la forte pénétration des énergies fatales et à une thermosensibilité croissante en France, pourrait être à l'avenir à l'origine de phénomènes extrêmes plus fréquents. Il est toutefois important de noter, comme déjà mentionné dans la partie II (encadré 2), que les EnRs ne sont pas toujours à l'origine des prix négatifs.

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 diminution en 2012, est en progression au deuxième trimestre de 2013

Le rapport entre production totale d'énergie et puissance installée permet de définir les taux d'utilisation de chaque filière. Convertis en durée équivalente d'utilisation, ces taux sont présentés dans le graphique 32. 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 2012 le parc nucléaire, avec 73 % du temps contre 76 % en 2011, en raison d'une disponibilité amoindrie. A l'opposé, la filière fioul qui constitue la production de pointe n'est utilisée que 1,0 % 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 32 : Durée d'utilisation des différentes filières du parc de production en 2012



Source : RTE - Analyse : CRE

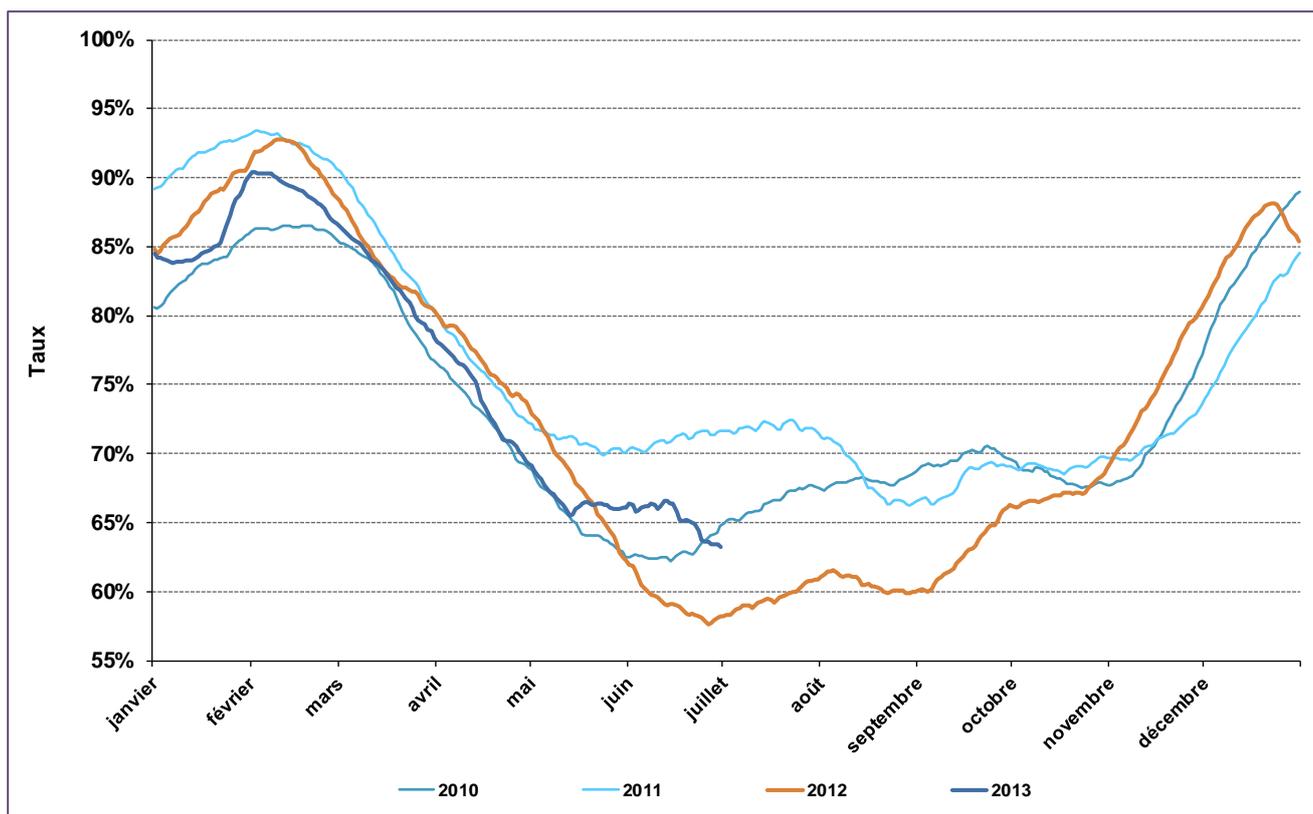
- **Un taux de production et une disponibilité du parc nucléaire en repli en 2012, mais en forte progression en 2013**

Caractérisée par une saisonnalité importante liée à celle de la demande d'électricité, la production nucléaire a enregistré en 2012 un taux de production de 73 %, en retrait par rapport aux 76 % de 2011. Ce niveau correspond au taux le moins important enregistré depuis 2010. La production totale des centrales nucléaires s'est élevée à 405 TWh, en baisse de 3,8 % relativement à l'année précédente (Graphique 33). Cette baisse peut être attribuée en partie à la forte baisse de la disponibilité nucléaire durant l'été au cours duquel de nombreux retours des centrales nucléaires en arrêt planifiés ont été décalés (Graphique 34).

La diminution de la disponibilité du parc nucléaire en 2012, conjuguée à la vague de froide en février donnant lieu à une forte consommation, a eu pour conséquence une légère baisse du solde exportateur, qui s'est redressé à partir du mois d'avril et septembre jusqu'à retrouver des valeurs estivales proches de celles observées en 2011 (Graphique 35).

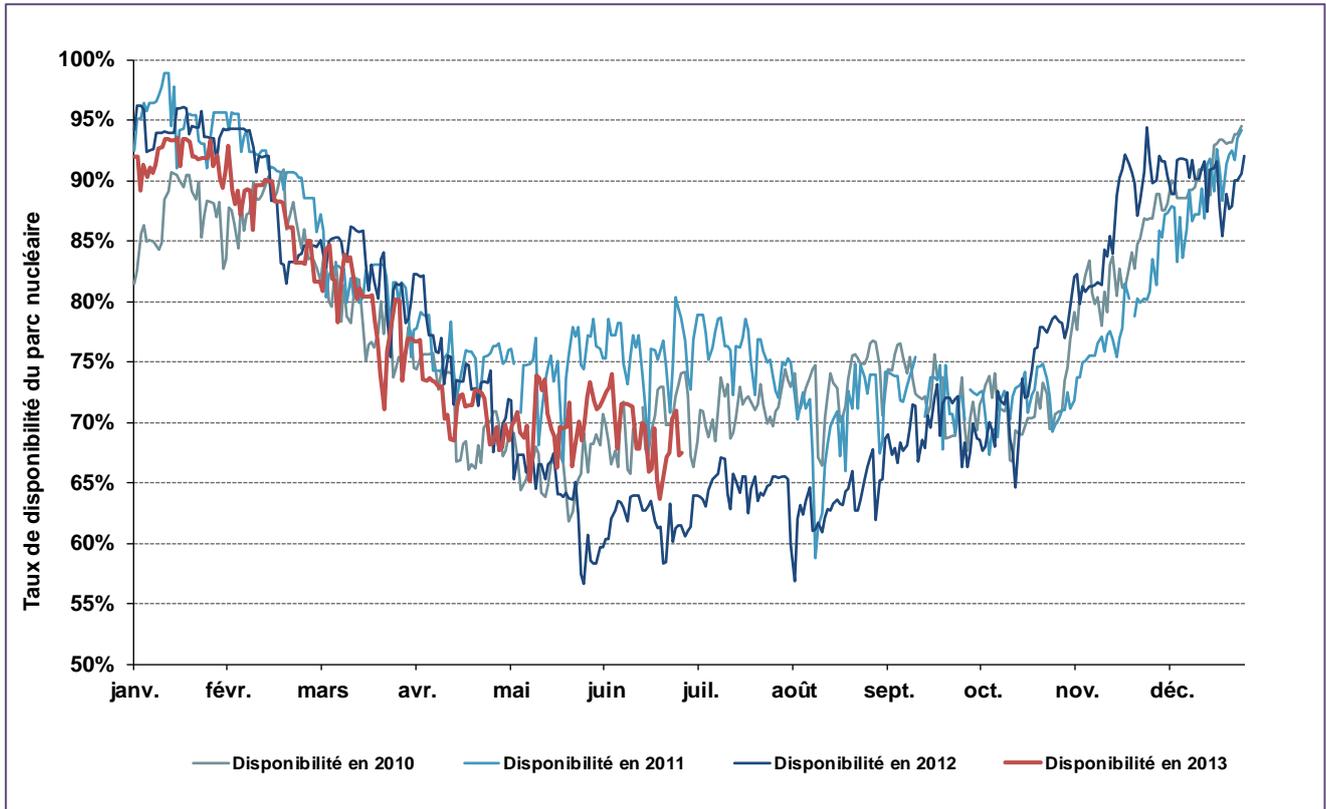
Au premier semestre 2013 la production nucléaire est restée stable et s'est établie à 207,7 TWh (+0,2 % par rapport au premier semestre 2012). On constate une nette amélioration de la disponibilité du parc nucléaire au second trimestre 2013 en raison d'une diminution des arrêts fortuits. Toutefois, la production nucléaire est équivalente à celle du premier semestre 2012 en raison d'un programme plus important d'arrêts programmés commencés plus tôt qu'au premier semestre 2012. La disponibilité du parc nucléaire fin juin s'est inscrite en progression de près de 6 points par rapport à 2012 à la même période.

Graphique 33 : Taux de production nucléaire 2010-2013 (Production nucléaire réalisée / Capacité nucléaire installée - Moyenne mobile sur 30 jours)



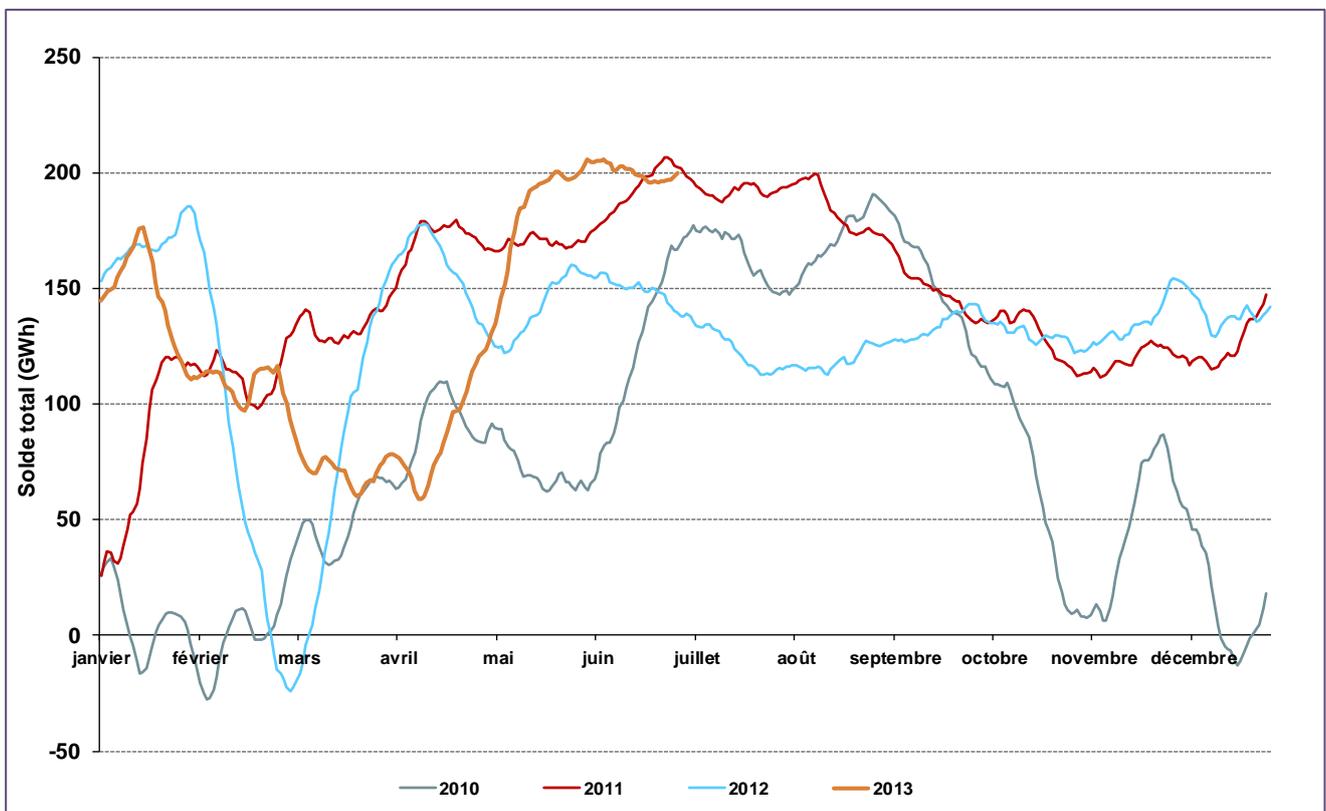
Source : RTE - Analyse : CRE

Graphique 34 : Taux de disponibilité nucléaire 2010-2013 (Puissance nucléaire disponible / Puissance nucléaire installée)



Source : RTE - Analyse : CRE

Graphique 35 : Solde exportateur mensuel 2010-2013 (Moyenne mobile sur 30 jours)



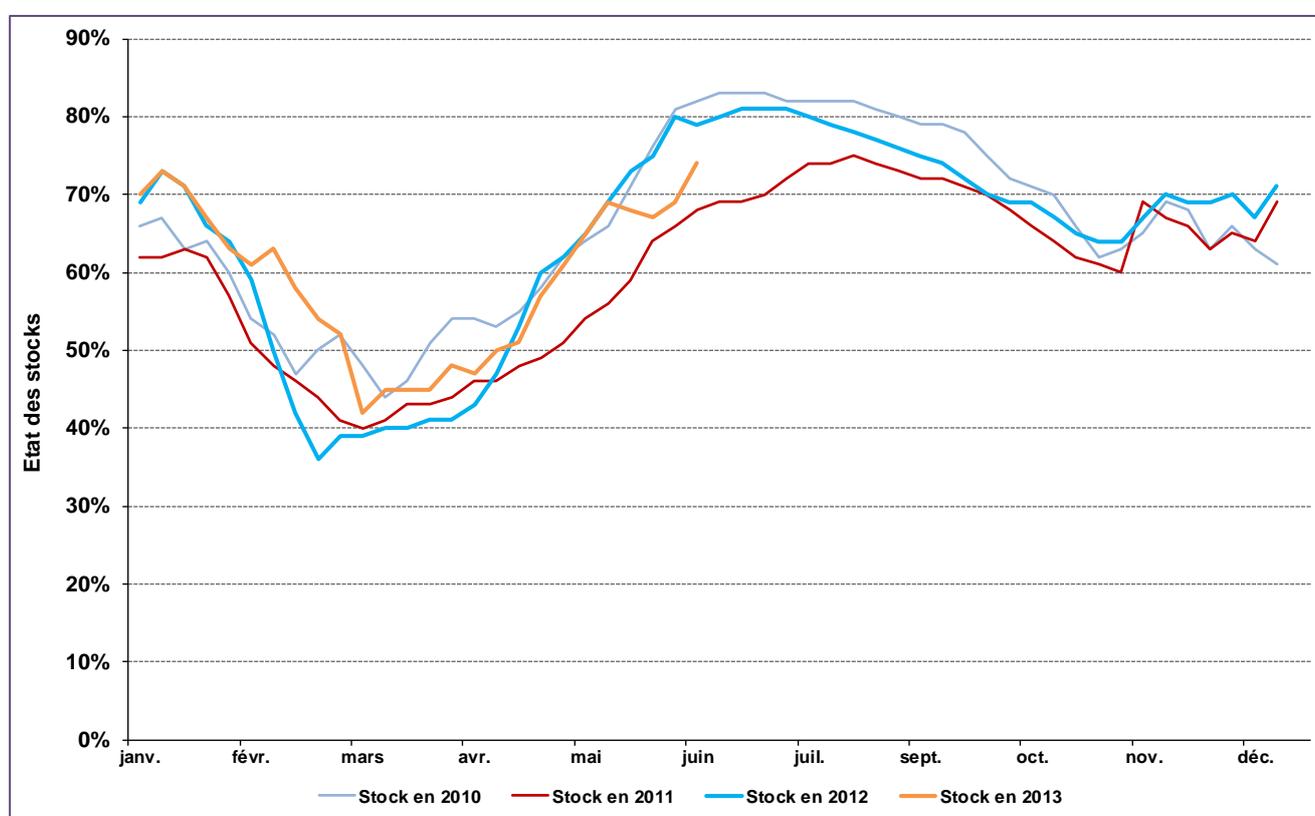
Source : RTE - Analyse : CRE

- Une production hydraulique qui revient à la normale et des productions d'électricité à partir de gaz et fioul en baisse

Contrairement à l'année 2011, qui avait connu un printemps exceptionnellement sec (le plus sec depuis 1959), mais aussi un automne peu humide, l'année 2012 a été marquée par une forte pluviométrie permettant une meilleure utilisation des centrales hydrauliques. On constate toutefois une forte décrue des stocks hydrauliques au cours des premiers mois de l'année atteignant un minimum de 36 % en février. Ainsi comme le montre le graphique 36 cette valeur particulièrement basse témoigne d'une forte utilisation de ces stocks au cours de la vague de froid en début février 2012. Sur le second trimestre 2012, l'augmentation importante de la pluviométrie a favorisé la reconstitution des stocks hydrauliques permettant ainsi de ramener leur niveau en deçà des valeurs constatées en 2011.

Au cours du premier semestre 2013, la pluviométrie abondante sur une grande moitié sud de l'Europe concomitante aux températures anormalement froides jusqu'à fin mai ont permis d'atteindre des niveaux de stock hydrauliques semblables à ceux connus en 2010.

Graphique 36 : Stocks hydrauliques



Source : RTE - Analyse : CRE

Sur l'année 2012, la production d'électricité totale d'origine hydraulique s'est élevée à 63,8 TWh, soit une hausse de près de 26 % relativement à 2011. La production issue des centrales thermiques à combustible fossile a baissé de près de 7 % (Tableau 11). La baisse au sein de ce groupe est principalement portée par les filières gaz et fioul avec seulement 30 TWh produits en 2012, en baisse de 22 % relativement à l'année précédente. Cette baisse a toutefois été freinée d'une part par le cours du charbon compte tenu de son faible niveau sur les marchés mondiaux en 2012, et d'autre part par le recours au parc thermique à flamme durant la vague de froid en février 2012. S'agissant de la production issue des sources d'énergies renouvelables hors hydraulique on constate une forte augmentation de 23 % qui s'explique par le développement des parcs. Elle représente près de 25 TWh, soit 4,6 % de la production d'électricité en France.

Tableau 11 : Production d'électricité pour les différentes filières

Filière	Énergie totale produite (TWh)	Variation 2012/2011	Taux de production (% de la puissance installée)
Nucléaire	404,9	-3,8 %	73,3 %
Charbon	18,1	+35,1 %	26,1 %
Fioul	6,6	-13,2 %	8,0 %
Gaz	23,2	-23,7 %	25,2 %
Hydraulique	63,8	+26,8 %	28,7 %
Éolien	14,9	+23,1 %	22,8 %
Photovoltaïque	4,0	+66,7 %	13,0 %
Autres sources d'énergie renouvelables	5,9	+5,4 %	48,5 %

Source : RTE

3.2 En 2012, les frontières ont été très souvent marginales contrairement aux filières nucléaire et hydraulique

Une filière de production est dite marginale lorsque son coût marginal de production détermine le prix de marché, c'est-à-dire lorsque le prix issu des enchères journalières correspond au coût marginal d'une unité appartenant 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.

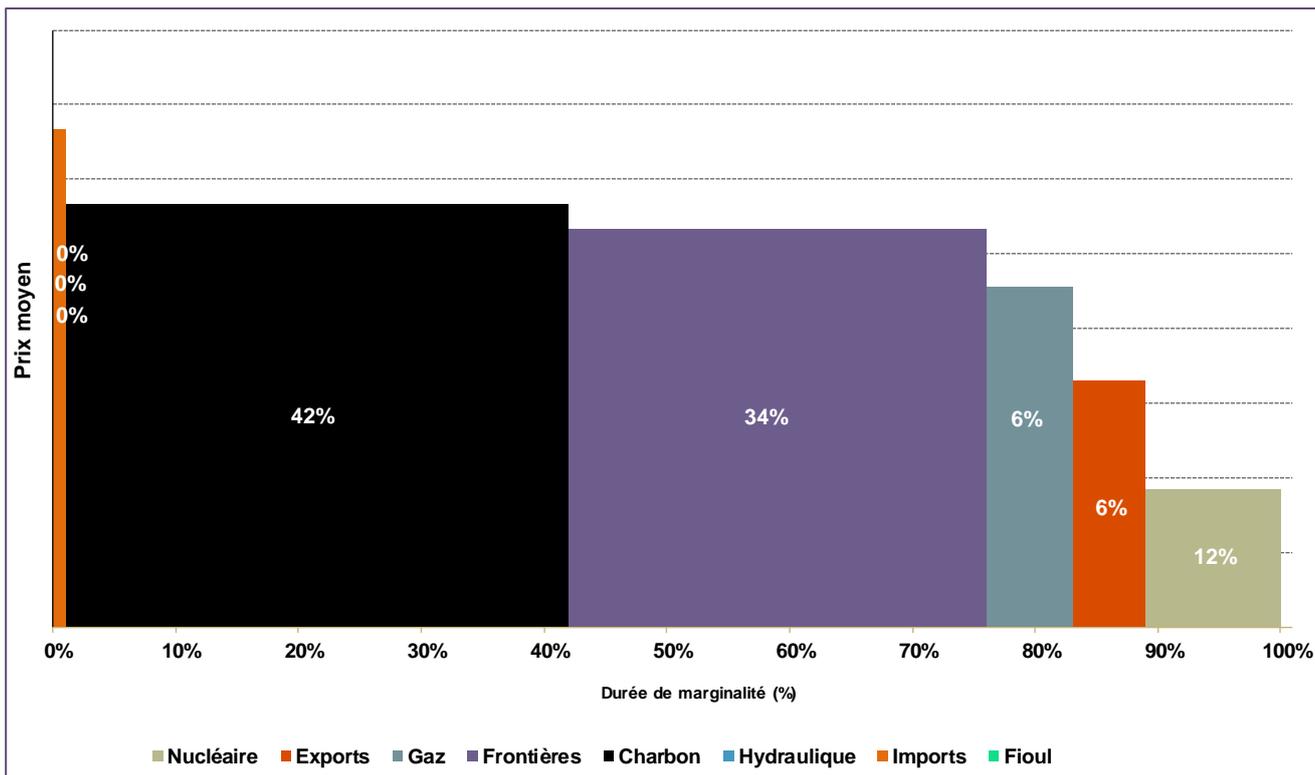
L'analyse présentée ici retient à la fois un critère de prix et un critère de puissance afin de déterminer l'unité et donc la filière marginale à un instant donné :

- 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.

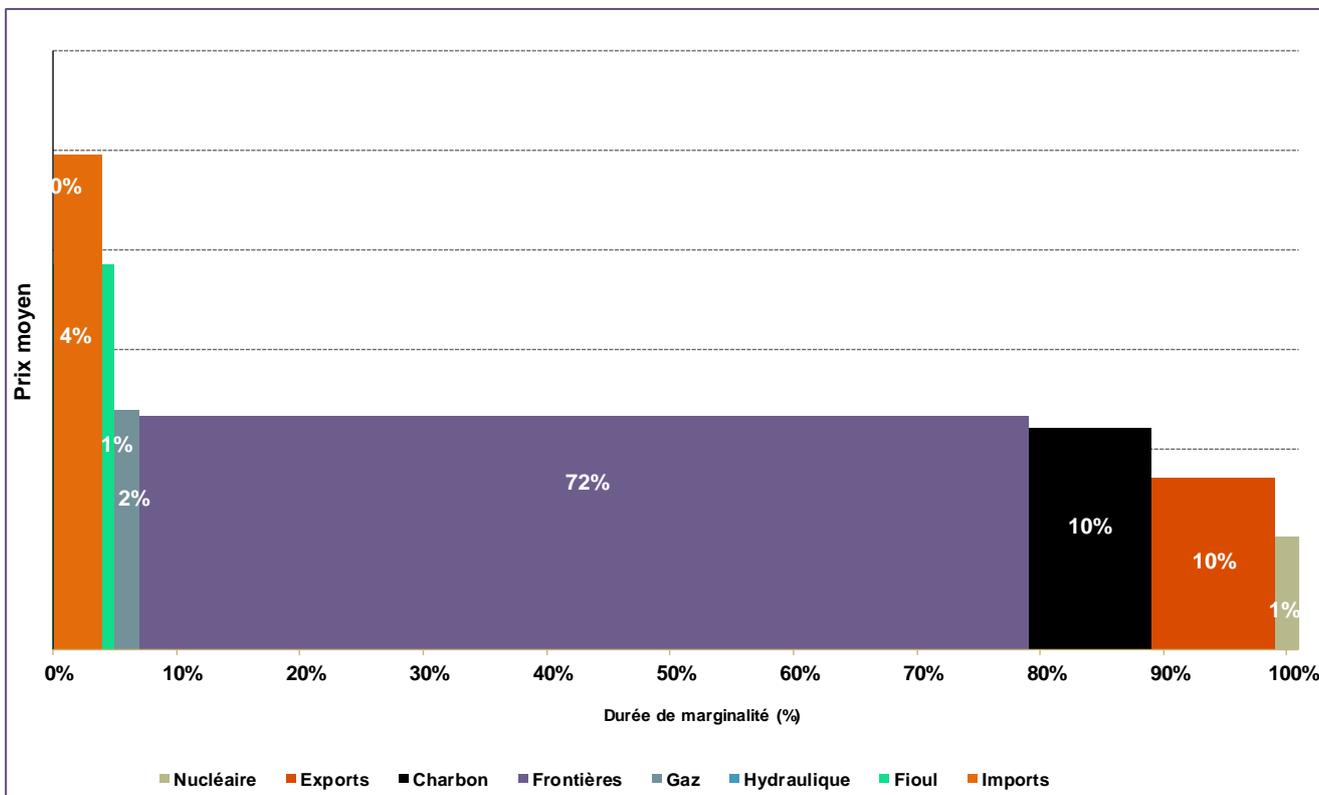
Les résultats de ces estimations sont résumés, pour 2011 et 2012, dans les graphiques ci-dessous. Il convient toutefois de préciser que ces résultats sont fortement dépendants de la méthode de calcul retenue ainsi que des seuils utilisés. Ils permettent toutefois de déterminer de façon assez stable un classement des filières en fonction de leur durée de marginalité.

Graphique 37 : Durée de marginalité des différentes filières de production en 2011



Source : CRE

Graphique 38 : Durée de marginalité des différentes filières de production en 2012



Source : CRE

L'évolution des résultats obtenus en 2011 et 2012 met en évidence :

- une forte diminution de la durée de marginalité de la filière nucléaire qui ne détermine le prix que dans 1 % des cas (pour une production représentant 73 % de la production en 2012) ;
- une durée de marginalité de la filière hydraulique nulle : tout comme 2011, cette filière ne détermine pas le prix en 2012 ;
- une très forte diminution de la durée de marginalité de la filière charbon, celle-ci était marginale 42 % du temps en 2011 et elle ne l'est que de 10 % en 2012, et un repli de la filière gaz ;
- et en contrepartie, une très forte augmentation de la durée de marginalité des frontières (de 40 % en 2011 à un total de près de 86 % en 2012) et une légère progression de la filière fioul.

Le prix moyen observé au cours des heures de marginalité de la filière gaz a augmenté tandis qu'il a diminué lorsque la filière charbon a déterminé le prix du marché. Ces constats sont cohérents avec l'évolution des prix du gaz et du charbon au cours de l'année 2012.

Au total en 2012, les prix de marché ne pouvaient être expliqués par le coût marginal d'aucune unité de production française (au seuil de 5 €/MWh) dans 86 % des cas. Par rapport au niveau observé en 2011, cette durée de marginalité aux frontières a sensiblement augmenté en 2011 (+113 %). 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 heures lorsque les frontières sont marginales montrent qu'au cours de ces heures le prix moyen se situe proche des niveaux des coûts marginaux des centrales à charbon dans les pays frontaliers. Ces résultats sont cohérents avec la compétitivité du charbon compte tenu de son faible prix sur les marchés mondiaux en 2012 (voir section 2.2).

3.3 Le dispositif transparence poursuit son amélioration et apporte une réponse aux obligations du règlement REMIT en 2012 et 2013. La qualité des prévisions se dégrade légèrement avec toutefois une réduction de l'écart statistique global entre la disponibilité prévisionnelle en J-1 et réalisée.

Le dispositif transparence facilite depuis le 1^{er} janvier 2012 le respect des obligations de transparence imposées par le règlement 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009⁶⁴ et poursuit son développement avec notamment l'augmentation de la fréquence d'actualisation de la disponibilité prévisionnelle du parc de production

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.

La CRE avait demandé à l'UFE d'améliorer la transparence des données de production⁶⁵. Cette transparence est primordiale au bon fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, en permettant aux acteurs de marché d'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.

Au cours de l'année 2011, l'UFE a enrichi son dispositif avec la publication quotidienne d'estimations faites par RTE de production éolienne pour la journée du lendemain et avec la publication, sous une heure, des données

⁶⁴ <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:FR:PDF>

⁶⁵ Voir notamment [délibération de la CRE du 20 novembre 2009](#)

de la production réalisée des groupes de plus de 100 MW, ainsi que les prévisions de production du parc UFE pour le lendemain. 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.

L'UFE poursuit le développement de son dispositif de transparence avec des améliorations adoptées en 2012 et au premier semestre 2013. 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 714/2009 :

- depuis le 1^{er} janvier 2012 l'UFE a enrichi son dispositif 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 ;
- une nouvelle amélioration a également été apportée à partir de mars 2013 avec l'augmentation de la fréquence d'actualisation de la disponibilité prévisionnelle du parc de production. Les données relatives à la puissance disponible prévisionnelle des capacités de production sont désormais actualisées chaque jour (et non plus chaque semaine) pour le moyen terme (entre 2 et 13 semaines à venir), et chaque semaine (au lieu de chaque mois) pour le long terme (entre 14 semaines et 3 ans à venir). En particulier, cette mise à jour plus fréquente de la disponibilité du parc à moyen terme s'applique aux informations agrégées par filière (nucléaire, charbon, gaz, fioul, hydraulique) pour toutes les unités de production, ainsi qu'à celles détaillées par unité de production lorsque leur puissance est supérieure ou égale à 100 MW. Cette augmentation de la fréquence de publication a pour objectif de donner des informations plus précises.

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

- **Un taux de transmission en léger retrait**

Le taux de transmission constaté dans le cas des prévisions de disponibilité s'est dégradé légèrement en 2012 par rapport à 2011. 81,4 % des informations nécessaires à l'établissement des prévisions de disponibilité par filière de production ont été transmises en moyenne, contre 84,3 % en 2011. Si l'on pondère ce taux de transmission par la capacité installée du parc de référence prise en considération pour chacune des prévisions, on obtient également un taux en légère baisse à 88 % en 2012 contre 89 % l'année précédente.

Tableau 12 : Disponibilités prévisionnelles des différentes filières

Filière Données	Charbon	Hydraulique fil de l'eau	Fioul	Gaz	Nucléaire	Hydraulique lac	Total
Taux de prévisions exhaustives	98,9 %	66,5 %	96,8 %	51,1 %	95,0 %	80,0 %	81,4 %
Ecart statistique moyen à 7 jours	631 MW	9 MW	158 MW	59 MW	2 119 MW	116 MW	3 092 MW
Ecart statistique moyen (J-7) en % du parc	9,9 %	0,1 %	2,3 %	1,1 %	3,4 %	0,8 %	2,9 %
Ecart statistique moyen (J-7) en % du parc (2011)	6,1 %	0,8 %	2,3 %	1,0 %	2,2 %	0,9 %	2,1 %

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 diminue globalement**

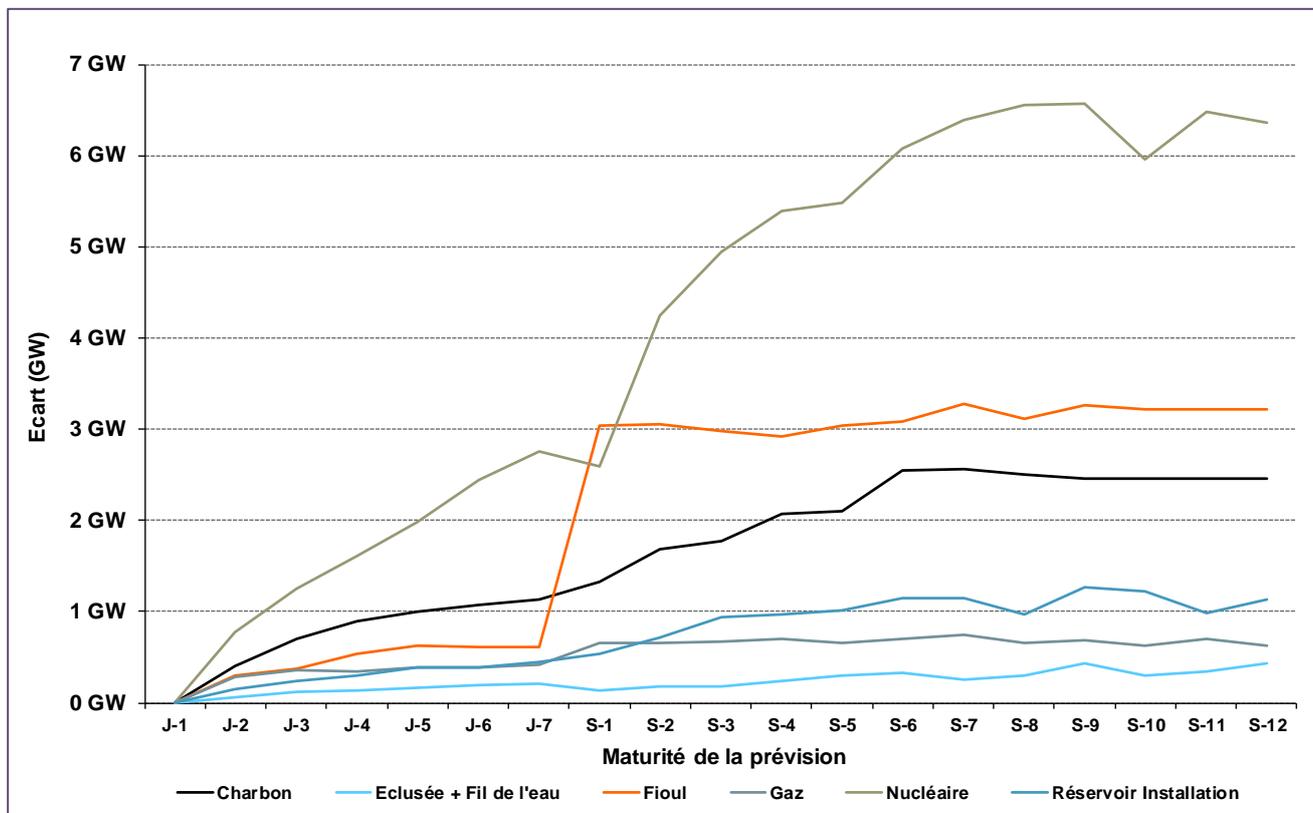
Afin de mesurer la qualité des prévisions publiées pour les différentes filières, l'écart entre les disponibilités prévisionnelles annoncées aux diverses échéances et la valeur réalisée est mesuré.

Comme l'année précédente, on constate un écart statistique positif⁶⁶ pour toutes les filières thermiques de production et particulièrement important pour la filière charbon (relativement au parc installé). Dans le cas du nucléaire, l'écart entre prévisions à 7 jours et réalisation de la disponibilité s'élève en moyenne à 2,1 GW contre 1,4 GW en 2011. Cette hausse peut être reliée à une moindre disponibilité du parc nucléaire au second trimestre 2012.

⁶⁶ 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.

Le graphique 39 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.

Graphique 39 : Écart moyen entre les prévisions de disponibilité et la dernière prévision (J-1)⁶⁷



Source : RTE - Analyse CRE

⁶⁷ 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

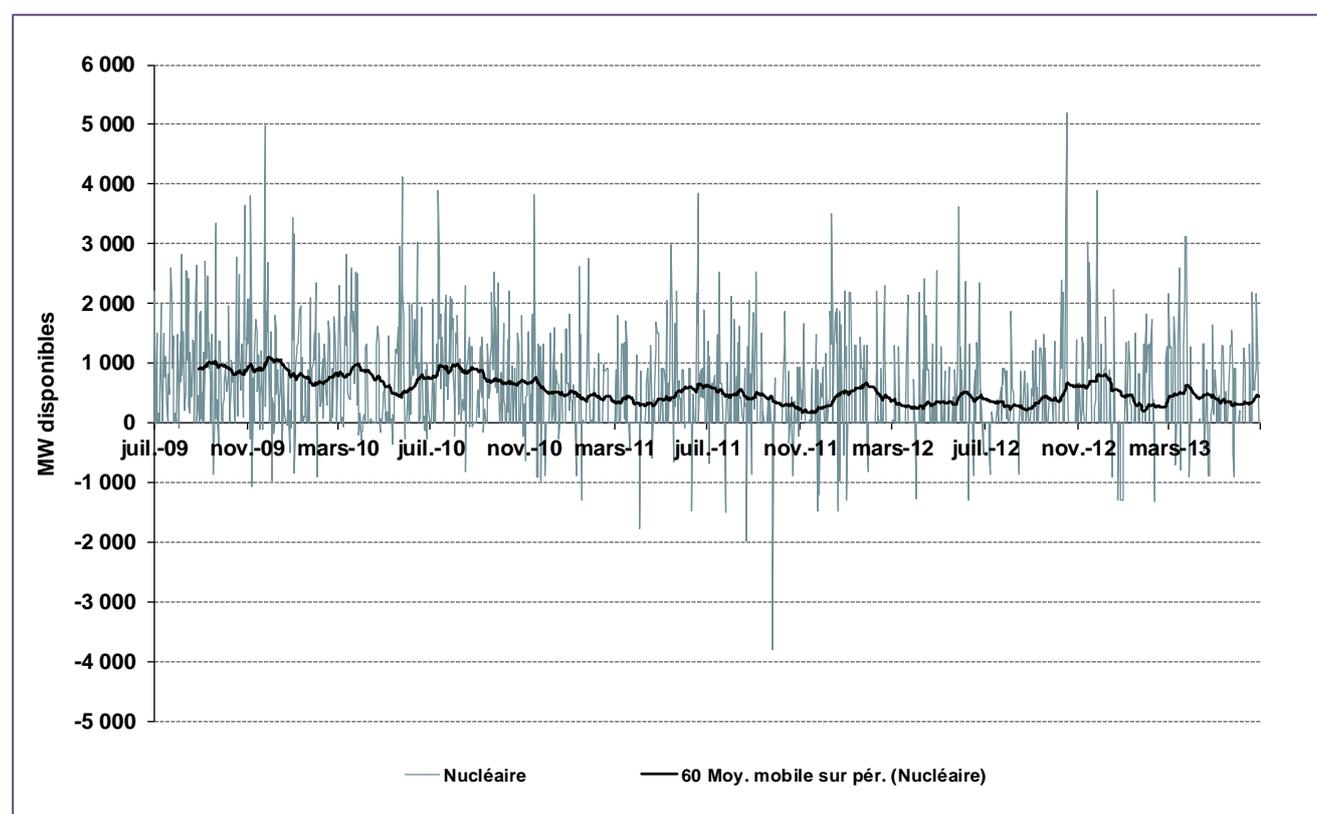
La comparaison des disponibilités prévisionnelles annoncées en J-1 à celles effectivement réalisées révèle une surévaluation statistique des disponibilités prévisionnelles annoncées dans le cadre du dispositif de transparence. Sur l'ensemble des filières, celle-ci est évaluée à près de 654 MW sur l'année 2012 contre 686 MW en 2011. La filière nucléaire explique à elle seule une grande partie de cette réduction de l'écart statistique constaté qui passe de 435 MW à 398 MW en 2012 (Graphique 40).

Tableau 13 : Écarts moyen entre disponibilités prévisionnelles en J-1 et réalisées

Charbon	Hydraulique fil de l'eau	Fioul	Gaz	Nucléaire	Hydraulique lac	Total
148 MW	-17 MW	73 MW	-13 MW	398 MW	64 MW	654 MW

Source : RTE - Analyse CRE

Graphique 40 : Écart moyen entre la prévision (J-1) et la disponibilité nucléaire réalisée



Source : RTE - Analyse CRE

4 ANALYSE DES OFFRES SUR LE MARCHÉ SPOT ET SUR LE MECANISME D'AJUSTEMENT

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.

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. Les offres horaires à tout prix sont en forte augmentation en 2012

Le graphique 41 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 2012, les offres horaires à tout prix (pour 0 €/MWh) étaient en moyenne de 4 902 MWh, en forte augmentation de 1 064 MWh (+28 %) par rapport à 2011. Cette hausse est en cohérence avec le fort développement des ENR et l'augmentation de la production hydraulique au fil de l'eau en 2012, qui sont des technologies avec un coût de production négligeable. Les offres horaires à tout prix représentent 34 % des volumes offerts.

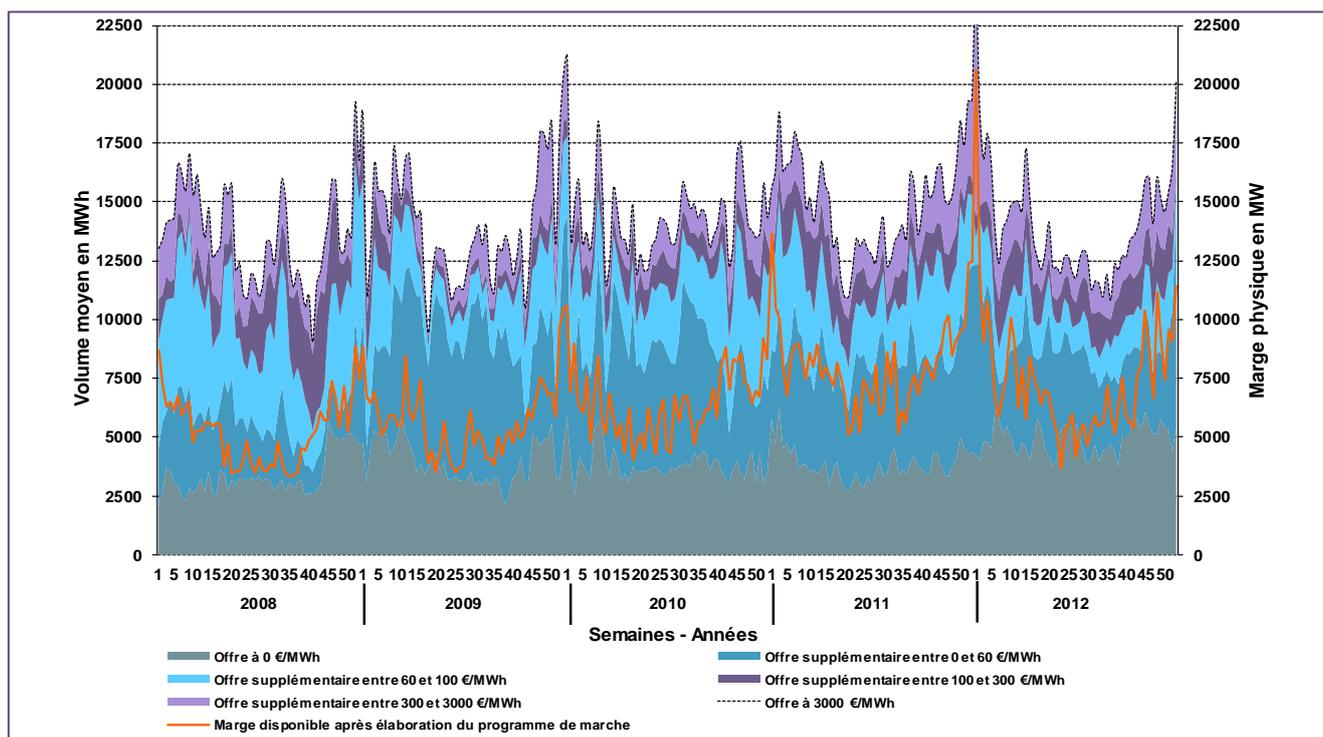
30 % des volumes offerts, en moyenne, sont à des paliers de prix compris entre 0 et 60 €/MWh. Cela représente un volume offert de 4 207 MWh en moyenne, en diminution de 11 % par rapport à 2011. Ce recul est lié à la baisse de la disponibilité du parc nucléaire français en 2012.

Le volume moyen de l'offre horaire entre 60 et 100 €/MWh s'élève à 1 744 MWh, en forte baisse de 44 % par rapport à 2011. On note que cette proportion diminue au cours de l'année, suivant ainsi la tendance de compétitivité de la filière de production gaz (voir section 2.2).

Au-delà de 100 €/MWh, le volume moyen de l'offre horaire augmente de 3 270 MWh à 3 388 MWh, dont 1 520 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 41 : Offre agrégée et indicateur de marge - 2012



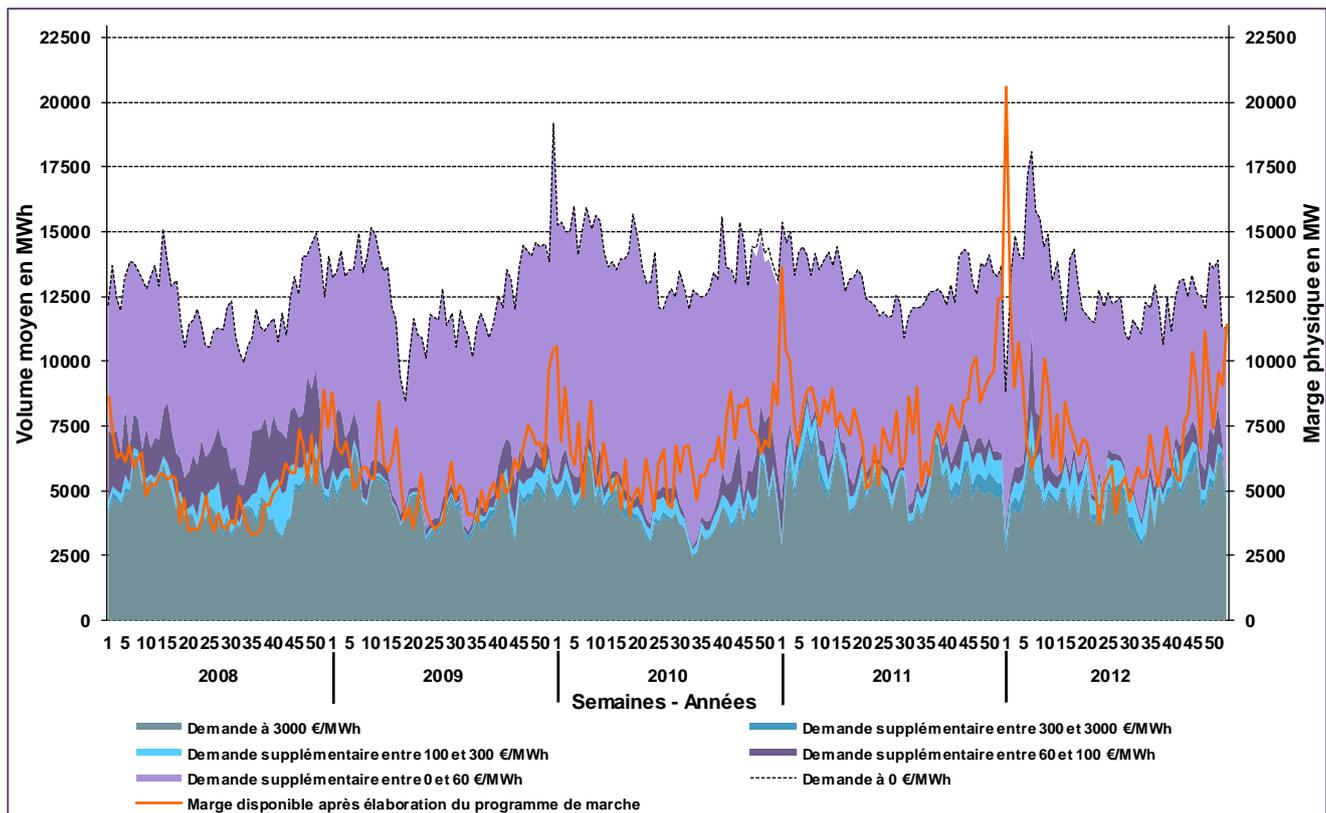
Source : EPEX - Analyse CRE

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

En 2012, 57 % de la demande agrégée est caractérisée par une disposition à payer comprise entre 0 et 100 €/MWh (Graphique 42) contre 54 % en 2011. Le volume horaire moyen demandé entre 100 €/MWh et 300 €/MWh est relativement faible (environ 590 MWh).

Le volume moyen des offres horaires de la demande à tout prix représente en moyenne horaire 4 643 MWh en 2011 soit une diminution de 511 MWh par rapport à 2010.

Graphique 42 : Demande agrégée et indicateur de marge - 2012



Source : EPEX - Analyse CRE

- Une plus forte sensibilité des prix marchés day-ahead d'EPEX SPOT en France qu'en Allemagne

EPEX SPOT publie quotidiennement les données de résilience de ses prix de marchés français, allemand et suisse. Pour des chocs d'offre (achat ou vente) à tous prix, EPEX SPOT recalcule ce qu'aurait été les prix de marché. Les marchés allemand et français étant couplés, un choc d'offre d'un côté ou l'autre de la frontière a des impacts sur les deux marchés. Ces données permettent d'évaluer la sensibilité des prix de marché, et par extension la liquidité et la profondeur de marché sur les enchères d'EPEX SPOT. Les tableaux ci-dessous indiquent, pour les marchés français et allemand, les variations de prix moyennes conséquentes à un choc d'offre (-500 MW ou -1 000 MW) ou de demande (+500 MW ou +1 000 MW) issus du propre marché ou bien du marché voisin. Dès lors que la capacité d'interconnexion entre la France et l'Allemagne est utilisée à son maximum, la sensibilité d'un marché par rapport à son voisin devient beaucoup plus limitée.

Tableau 14 : Variations moyennes des prix pour des chocs d'offre/demande sur le marché propre

		-1000 MW	-500 MW	+500 MW	+1000 MW
2012	France	-2,4 €/MWh	-1,29 €/MWh	+1,61 €/MWh	+3,4 €/MWh
	Allemagne	-1,86 €/MWh	-0,78 €/MWh	+0,93 €/MWh	+1,76 €/MWh
S1 2013	France	-2,62 €/MWh	-1,33 €/MWh	+1,33 €/MWh	+2,74 €/MWh
	Allemagne	-1,99 €/MWh	-1,01 €/MWh	+1,11 €/MWh	+2,18 €/MWh

Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Tableau 15 : Variations moyennes des prix pour des chocs offre/demande sur le marché voisin

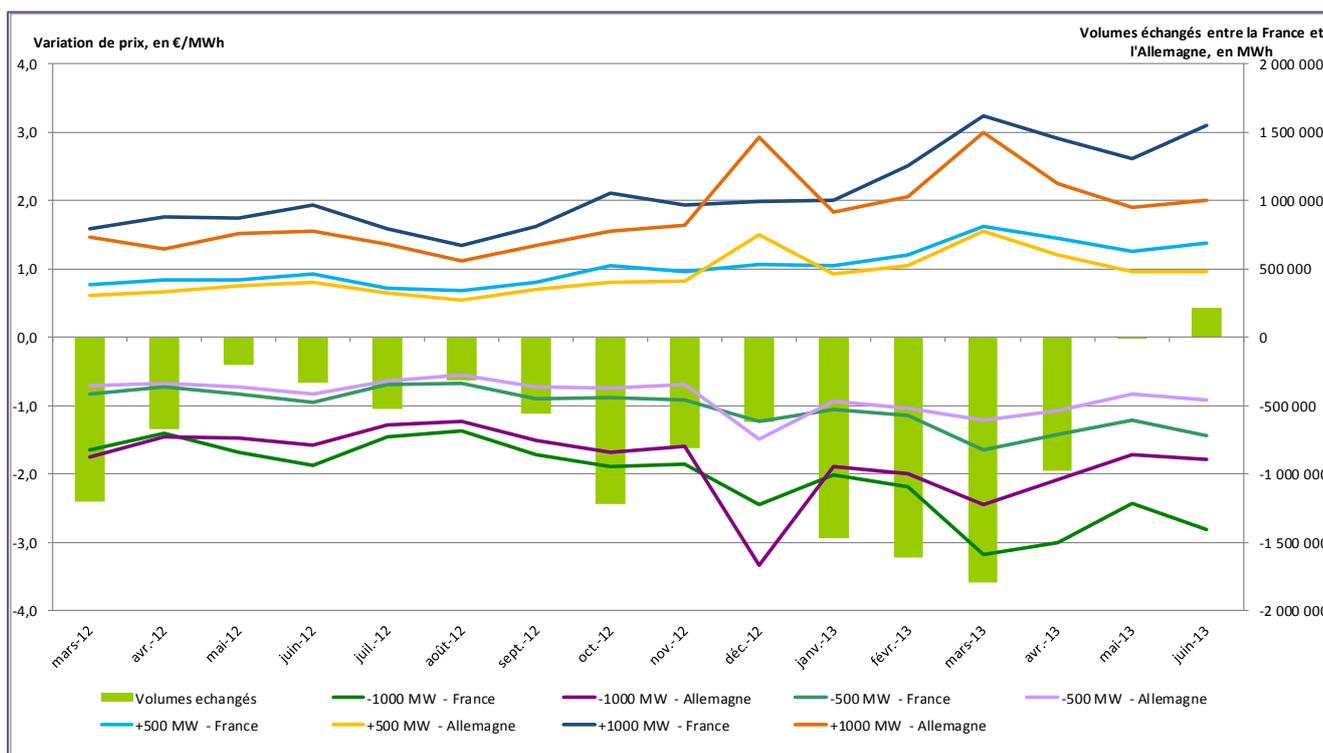
		-1 000 MW	-500 MW	+500 MW	+1 000 MW
2012	France	-0,57 €/MWh	-0,22 €/MWh	+0,43 €/MWh	+0,78 €/MWh
	Allemagne	-0,59 €/MWh	-0,25 €/MWh	+0,44 €/MWh	+0,80 €/MWh
S1 2013	France	-0,44 €/MWh	-0,21 €/MWh	+0,29 €/MWh	+0,58 €/MWh
	Allemagne	-0,47 €/MWh	-0,24 €/MWh	+0,27 €/MWh	+0,55 €/MWh

Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Ces données font ressortir une sensibilité plus importante des prix de marché français, témoignant d'un risque d'atteindre plus facilement les extrêmes lorsque l'équilibre entre offre et demande est soumis à des tensions.

Dans une analyse plus fine des données de résilience d'EPEX SPOT, plusieurs éléments sont mis évidence. Pour un choc d'offre sur marché propre (Graphique 43), les prix de marché sont plus sensibles en hiver qu'en été du fait de la thermo-sensibilité de la consommation électrique (notamment en France). On remarque par ailleurs que la sensibilité des prix en Allemagne a fortement augmenté en décembre 2012 où des prix négatifs importants ont été observés. Les échanges entre la France et l'Allemagne sont plus importants lorsque la sensibilité des prix aux chocs d'offres est élevée, comme l'illustre le mois de mars 2013. Cela vient mettre en évidence le rôle des interconnexions dans la sécurité d'approvisionnement, celles-ci permettant d'atténuer les impacts des chocs d'offres sur marché propre.

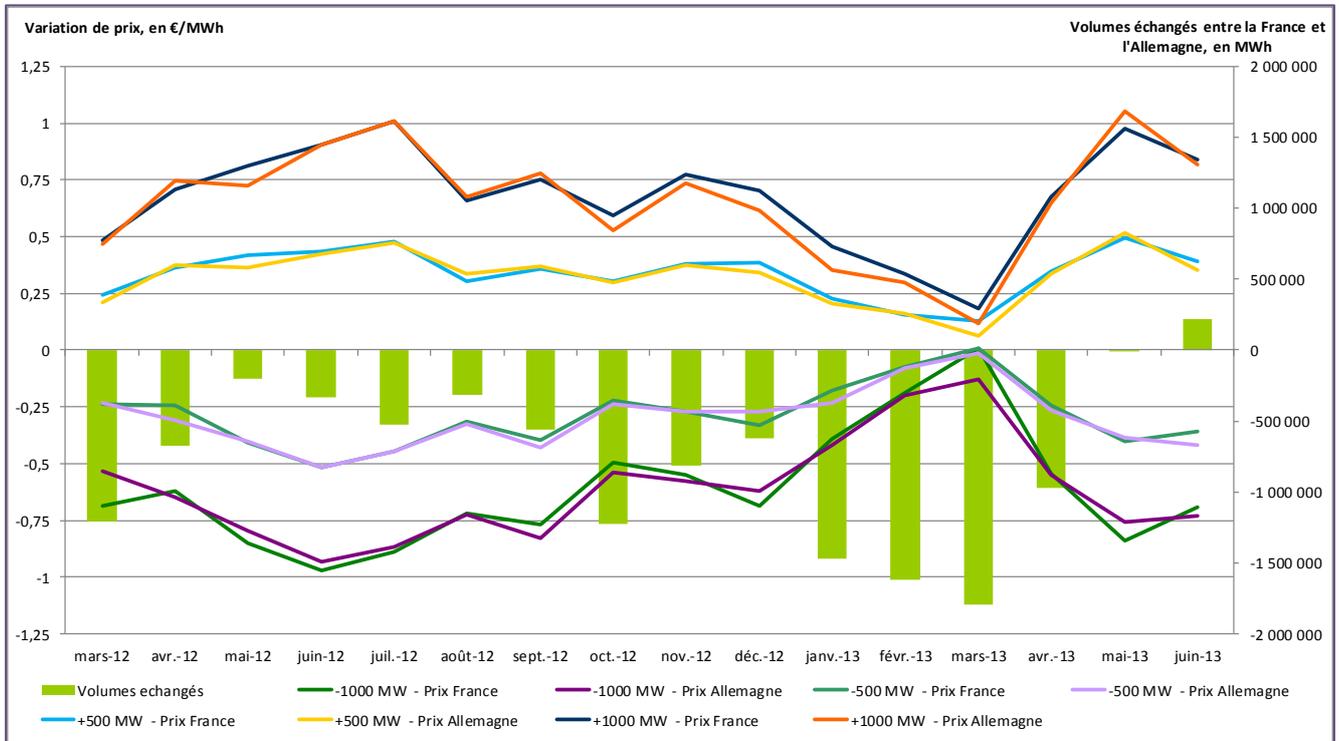
Graphique 43 : Sensibilité des prix horaires lors d'un choc d'offre sur le marché, par mois



Source : EPEX SPOT, RTE – Analyse : CRE

A l'inverse, la sensibilité des prix aux chocs d'offre issus du pays voisin (Graphique 44) se réduit avec les volumes échangés, la saturation de l'interconnexion venant isoler les marchés. On note ainsi qu'en mars 2013, où l'interconnexion fut très souvent saturée, la sensibilité des prix français et allemand aux chocs d'offres issus de l'autre côté de la frontière s'est fortement réduite.

Graphique 44 : Sensibilité des prix horaires lors d'un choc d'offre issu du pays voisin, par mois



Source : EPEX SPOT, RTE – Analyse : CRE

- Une baisse de l'écart entre les prix et les coûts marginaux du système d'EDF en 2012

Les offres d'EDF sur les marchés sont globalement cohérentes avec ses coûts marginaux.

S'agissant de l'utilisation des moyens de production d'EDF, la CRE conduit une surveillance 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.

Cet indicateur permet d'appréhender l'exercice de pouvoir de marché. Cette analyse est effectuée sur un pas de temps quotidien, à partir de données reçues mensuellement, et porte sur les heures pour lesquelles les offres d'EDF sont supposées déterminer le prix de l'enchère. En moyenne, l'écart prix - coûts pendant ces périodes en 2012 a été de 2,2 %. Pour mémoire, cet écart était de 5,0 % en 2011, de 3,2 % en 2010 et de 6 % en 2009 (cf. Rapports de Surveillance 2011-2012⁶⁸, 2010-2011 et 2009-2010).

Au-delà de cette valeur moyenne, les écarts élevés constatés sur des périodes plus courtes font l'objet d'échanges particuliers. Ce fut le cas en 2011 lorsque l'écart avait augmenté pendant quelques semaines. EDF avait alors été en mesure de justifier cette augmentation⁶⁹. De tels niveaux n'ont pas été atteints au cours de la période 2012 ni pendant le premier semestre 2013.

⁶⁸ [Consulter le rapport sur le site de la CRE](#)

⁶⁹ Ibid.

4.2 Sur le mécanisme d'ajustement, la concurrence sur les volumes d'ajustement à la baisse reste très limitée. Le parc hydraulique demeure un contributeur essentiel à l'ajustement de l'offre à la demande.

Le mécanisme d'ajustement, en place depuis le 1^{er} avril 2003, permet à RTE de disposer à tout moment de réserves de puissance afin de les mobiliser dès qu'un déséquilibre entre l'offre et la demande se produit. L'acteur d'ajustement communique à RTE les conditions techniques et financières auxquelles RTE peut modifier ses programmes de production, de consommation ou d'échanges.

En 2012, si les volumes d'ajustement à la hausse ont diminué (-10 %), ils ont progressé sur les ajustements à la baisse (15 %) (Graphique 45). Le système a ainsi été majoritairement long, avec 57,4 % des pas demi-horaires pour lesquels RTE anticipait un excédent d'énergie sur le système électrique. RTE a activé 7,7 TWh au total, soit 1,7 % de la consommation (hors pertes des gestionnaires du réseau), contre 7,4 TWh en 2011.

Durant la période de vague de froid en 2012, la bonne disponibilité du parc de production a permis d'assurer le maintien de l'équilibre offre-demande sans recours à des mesures exceptionnelles, avec une tendance à la baisse majoritaire sur le mécanisme d'ajustement. Sur l'ensemble du mois de février, les volumes activés à la baisse par RTE ont été très importants, notamment pour assurer l'équilibrage offre-demande. Un pic de prix de 1 939,2 €/MWh est survenu le 9 février sur deux demi-heures entre 6h et 7h, la vague de froid étant essentiellement à l'origine de ce niveau de prix.

Les volumes importants d'ajustement à la baisse traduisent une certaine tendance des acteurs à s'approvisionner en excès lors des périodes de forte consommation. En effet au cours de ces périodes, la sollicitation de rares groupes disponibles (à coût marginal élevé) pour pallier un éventuel aléa s'avèrera particulièrement coûteux, il peut donc être plus prudent de se couvrir contre les positions courtes. Cette stratégie des acteurs explique en partie la tendance régulièrement baissière du système électrique lors de la pointe de consommation de 19h en hiver.

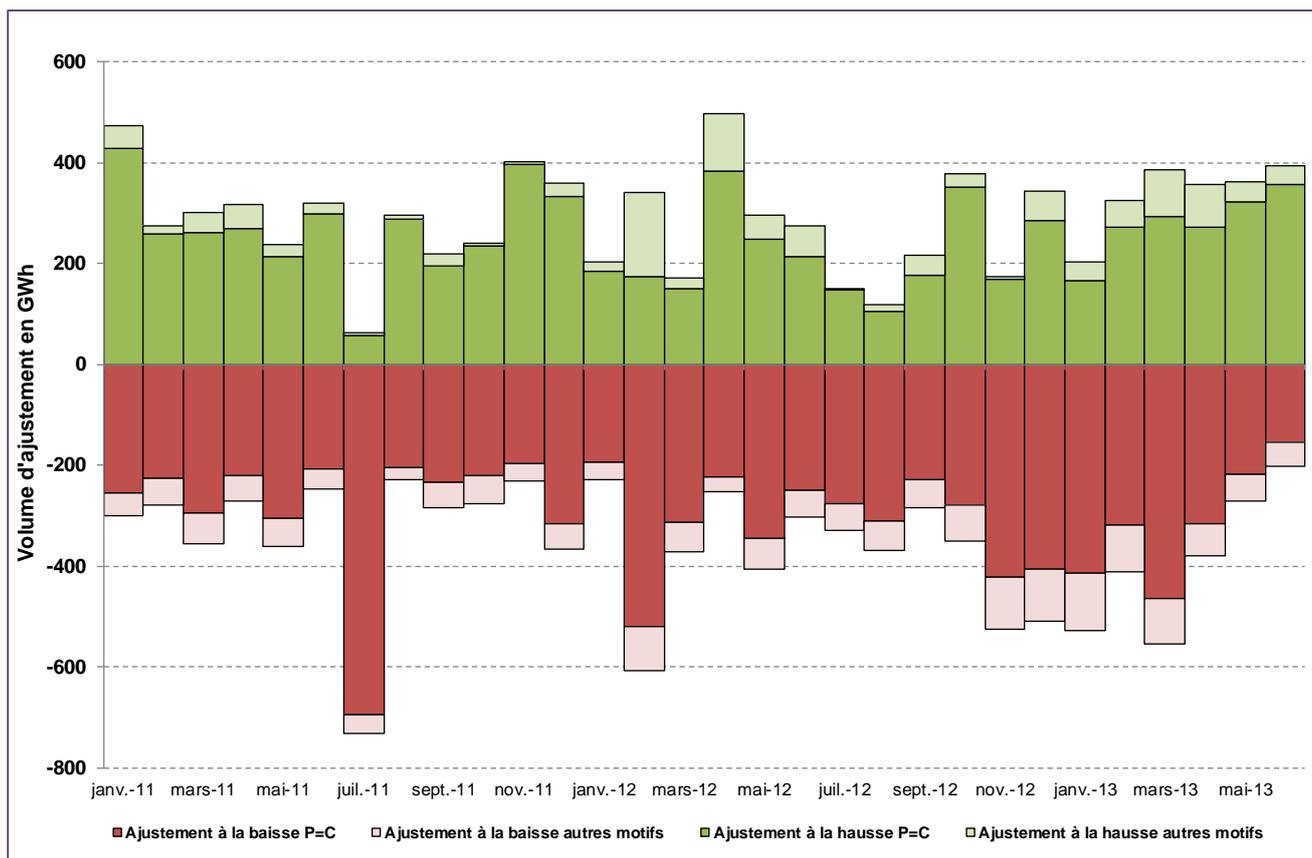
Sur le premier semestre 2013, les volumes d'ajustement à la hausse et à la baisse sont en augmentation (respectivement +14 % et +8 %) par rapport au premier semestre 2012. En particulier, le 28 mars 2013 a été une journée particulièrement tendue. Le mécanisme d'ajustement a connu des volumes records, avec près de 87 GWh appelés par RTE, soit le septième volume le plus élevé pour l'équilibre production-consommation depuis la création du mécanisme. Cette journée particulière est due à une combinaison de facteurs :

- un mouvement social des employés EDF ayant entraîné une baisse de la production de l'opérateur⁷⁰ ;
- une consommation plus élevée que celle prévue par RTE, et des responsables d'équilibre globalement dans une position courte au cours de la journée.

En dépit des rééquilibrages des acteurs, la perte de 9 GW causée a nécessité la mobilisation de 3 à 4 GW d'ajustement à la hausse tout au long de la journée, cette hausse de volume a conduit à un pic de prix de 650,0 €/MWh sur deux demi-heures entre 19h et 20h.

⁷⁰ Cette grève était annoncée et EDF a communiqué le 27 mars à RTE une estimation des baisses avec des volumes compris entre 10 000 et 12 000 MW pour les pointes du matin et du soir.

Graphique 45 : Volumes d'ajustement à la hausse et à la baisse⁷¹



Source : RTE – Analyse : CRE

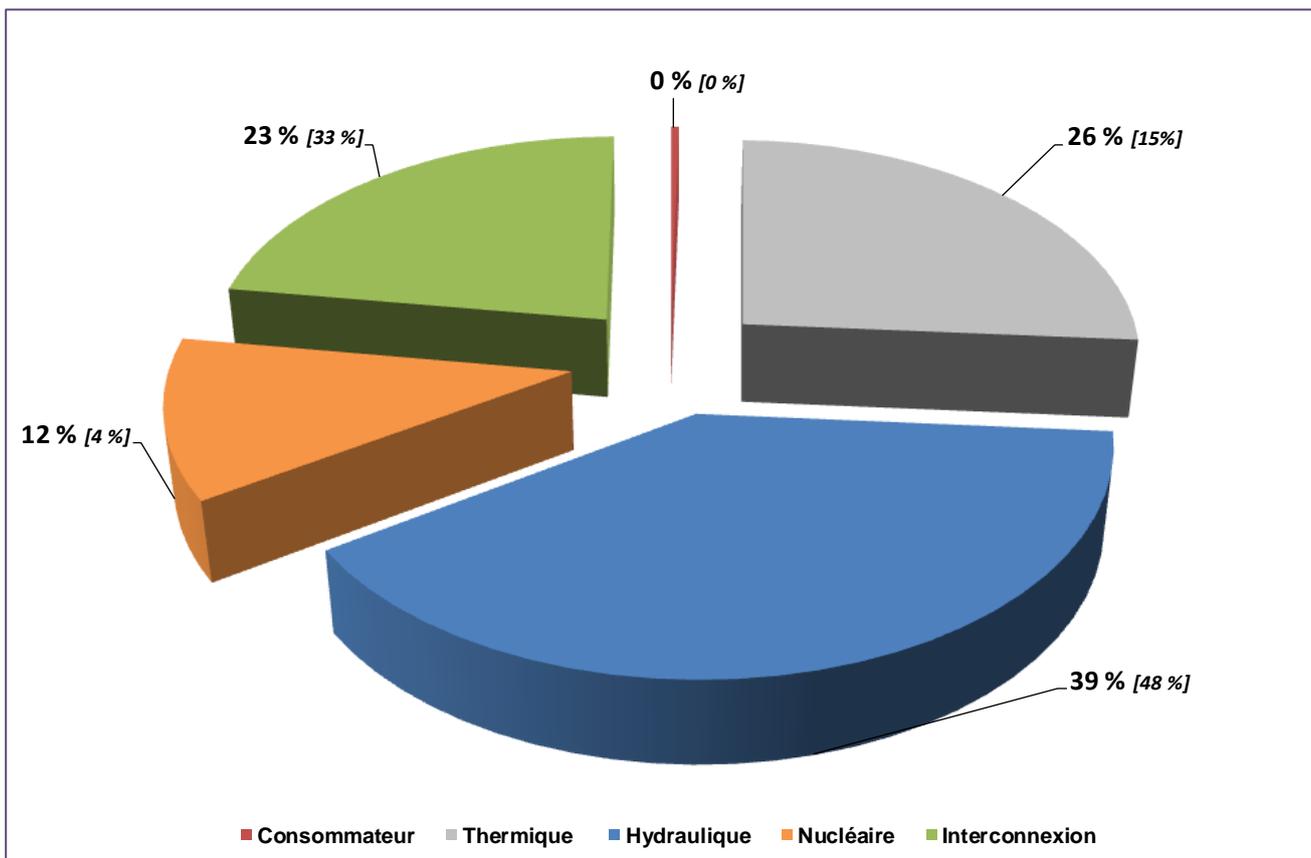
Les parts de marché des filières nucléaire et thermique à flamme sur les ajustements à la hausse ont augmenté sensiblement par rapport à 2011 (Graphique 46). Cette progression qui se fait au détriment des offres hydrauliques s'explique par un recours plus important aux centrales thermiques à flamme pendant la vague de froid de février 2012, et aux centrales nucléaires sur le mois de décembre 2012 qui a été marqué par une très faible consommation d'électricité.

Sur les ajustements à la baisse, la part de marché de la filière hydraulique a évolué à la hausse par rapport à 2011. En effet, l'intermittence créée par le développement des ENR génère des besoins de flexibilité croissants qui sont couverts par la filière hydraulique pour modérer les variations infra marginales de la production et de la demande.

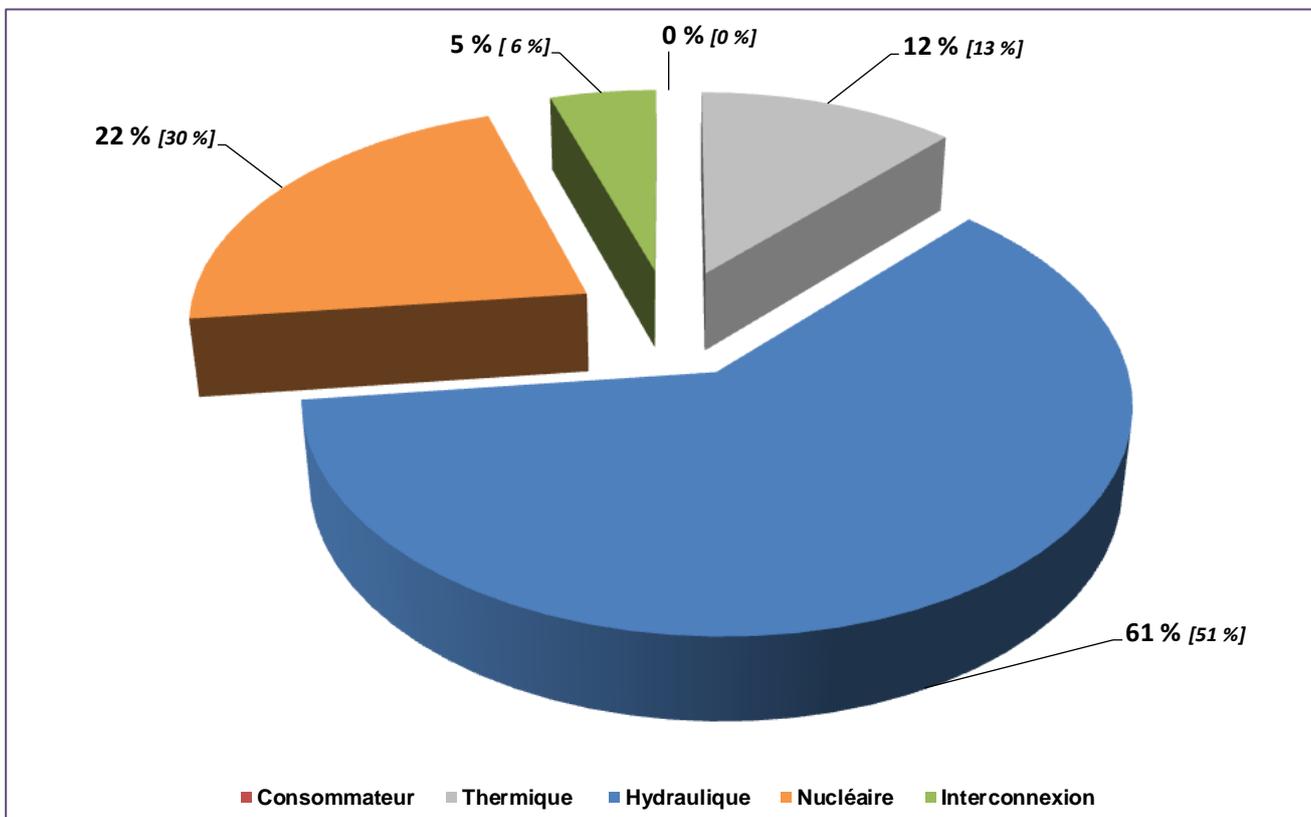
⁷¹ Evolution des volumes d'ajustement actives (au motif P=C et tous motifs confondus). Motif P=C: équilibrage production-consommation; autres motifs: résolution des contraintes réseaux telles que les congestions; reconstitution des services systèmes et reconstitution des marges opérationnelles à échéances (8h, 2h, 15 minutes)

Graphique 46 : Parts d'ajustement par technologie en 2012

a. Parts d'ajustement à la hausse



b. Parts d'ajustement à la baisse



Source : RTE – Analyse : CRE

En 2012 la part de marché des acteurs français sur les ajustements à la hausse est en augmentation en 2012 par rapport à 2011, avec 80 % des volumes activés contre 69 % en 2011. Cette progression régulière des acteurs français dans les ajustements à la hausse peut s'expliquer par :

- Le développement des effacements de consommation en direction des secteurs industriel et tertiaire raccordés au Réseau Public de Transport⁷² ;
- l'augmentation des capacités de production exploitées par des acteurs autres qu'EDF ;
- d'avantage de concurrence sur le marché des réserves d'ajustement (réserves rapide et complémentaire notamment) avec l'émergence de nouveaux acteurs.

Encadré 4 : Le développement des effacements dans le système électrique français

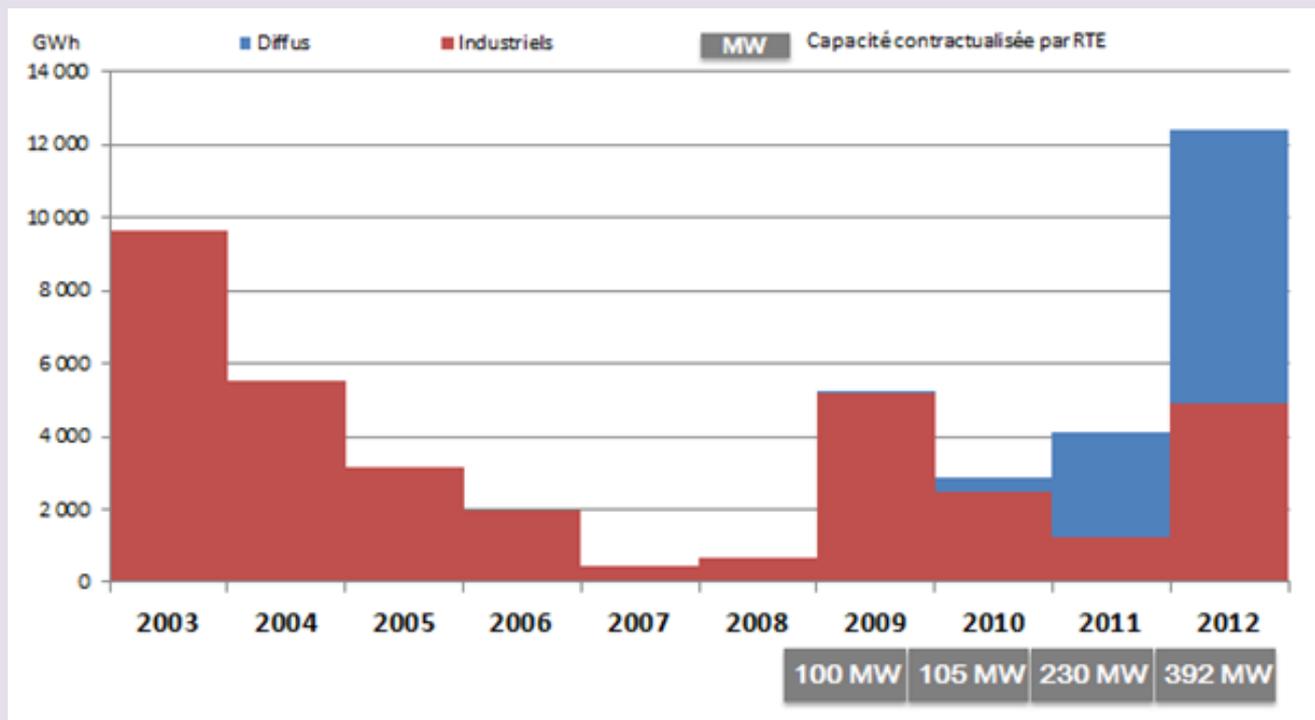
L'effacement de consommation électrique consiste à modifier le comportement d'un consommateur pour réduire temporairement son niveau de soutirage. L'effacement permet donc de réduire à un instant donné le niveau global de consommation, par exemple lors de pics de prix ou de déséquilibres anticipés entre production et consommation.

L'effacement peut être réalisé pour le compte d'un fournisseur, en diminuant la consommation globale de son portefeuille. Si le coût d'activation de l'effacement se révèle inférieur à celui du recours à un groupe de production, ou d'un achat sur le marché, l'effacement peut ainsi permettre à un fournisseur de réduire ses coûts d'approvisionnement. Cette forme d'effacement, réalisée par le fournisseur lui-même ou par un tiers, est qualifiée d' « implicite », car l'effacement n'est alors pas valorisé directement sur le marché. A l'inverse, un effacement peut être valorisé de manière « explicite », c'est-à-dire directement mis à disposition du marché via une offre d'énergie sur le marché de gros ou une offre à la hausse sur le mécanisme d'ajustement.

Dès 2003, les effacements explicites ont ainsi pu participer directement à la gestion de l'équilibre du système électrique en temps réel lors de la création du mécanisme d'ajustement. La CRE a œuvré, avec RTE, pour que le mécanisme d'ajustement, ouvert dès sa création aux grands consommateurs industriels, s'ouvre progressivement aux capacités d'effacement de plus petite taille. En décembre 2007, la CRE a ainsi approuvé le lancement d'une expérimentation permettant de valoriser les effacements diffus, consistant pour l'essentiel en l'agrégation de capacités d'effacement de consommateurs résidentiels. A partir de 2008, la mise en place d'appels d'offres pour rémunérer de la capacité d'effacement mise à disposition en supplément de l'énergie activée ainsi que l'ouverture des réserves rapide et complémentaire aux effacements ont permis de relancer les volumes d'effacement proposés sur le mécanisme d'ajustement qui commençaient à décliner. Au total, près de 1 GW de capacités d'effacement étaient actifs sur le mécanisme d'ajustement en 2013.

⁷² Ces acteurs disposent de capacités d'effacement significatives qui sont activées dans le cadre du mécanisme d'ajustement. La capacité contractualisée, en réponse à l'article 7 de la loi NOME, atteint les 400 MW en 2012.

Graphique 47 : Volumes d'effacements explicites activés sur le MA et capacités contractualisées depuis 2003



Source : RTE – Analyse : CRE

Cependant, l'absence d'un cadre législatif clair limita le développement des effacements explicites, notamment au-delà du mécanisme d'ajustement. La loi n°2013-312 du 15 avril 2013 apporte désormais le cadre juridique permettant la valorisation des effacements sur les marchés de l'électricité. Elle prévoit en effet qu'un décret en Conseil d'Etat pris sur proposition de la CRE établisse, d'une part, une méthodologie pour mettre en place des règles encadrant la valorisation des effacements sur les marchés, et, d'autre part, une méthodologie permettant de calculer une prime versée aux opérateurs d'effacements au titre des avantages des effacements pour la collectivité. La CRE a ainsi transmis sa proposition de décret aux ministres de l'économie et de l'énergie le 25 juillet 2013. Dans l'attente de la mise en œuvre du décret, la loi prévoit également qu'une expérimentation permettant la valorisation des effacements sur les marchés soit menée.

Parallèlement à la préparation du projet de décret qui permettra aux effacements de disposer de règles pérennes encadrant leur valorisation, la CRE et RTE ont donc travaillé, en concertation avec les acteurs de marché, à l'élaboration d'une version expérimentale de ces règles. Cette version expérimentale a été soumise à l'approbation de la CRE en octobre 2013 et devrait permettre la vente des premiers effacements explicites sur le marché début 2014.

Ces dispositions permettront d'augmenter la concurrence sur les marchés de l'énergie : les opérateurs d'effacements pourront en effet participer à ces marchés aux côtés des moyens de production dans les mêmes conditions. Les effacements pourront également participer au renforcement de la sécurité d'approvisionnement et à l'écrêtage de la pointe de consommation, notamment lors des pics de prix comme ceux qu'a connus la France lors de la vague de froid de février 2012.

Concernant les ajustements à la baisse, la part de marché des acteurs français est restée constante se situant autour de 96 %. A l'avenir, une nouvelle source de concurrence sur les volumes ajustés à la baisse pourrait néanmoins émerger, avec :

- des producteurs alternatifs plus présents, et donc davantage capables de proposer des offres de réduction de leur production ;
- certains acteurs d'effacement qui demandent à ce que la possibilité de réaliser des stimulations de consommation lorsque le système électrique est long soit davantage travaillé, car ils estiment qu'un gisement intéressant peut être exploité.

SECTION III

Les marchés du CO₂

1 L'ACTIVITE DE SURVEILLANCE DU MARCHÉ DU CO₂ DE LA CRE

1.1 L'évolution du cadre institutionnel et du contexte opérationnel de l'activité de la CRE

La Commission européenne, le Parlement européen et le Conseil privilégient, dans le cadre de la révision des directives MIF (Marchés d'Instruments Financiers) et MAD (directive des Abus de Marché)⁷³, l'inclusion des quotas dans la liste des produits qualifiés d'instruments financiers, et par conséquent dans le champ de la réglementation financière.

Par ailleurs, REMIT prévoit « 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 »⁷⁴, bien que les quotas d'émission ne soient pas qualifiés de produits énergétiques de gros. REMIT donne à l'ACER un accès aux données transactionnelles collectées par les autorités en charge de la surveillance des marchés du CO₂⁷⁵.

La révision des directives MIF et MAD ne remet pas en cause la pertinence d'une surveillance menée par le régulateur sectoriel. Le prix du carbone intervenant dans la formation des prix de l'électricité, la surveillance de ce marché par la CRE contribue à la supervision globale qu'elle exerce sur les marchés de gros de l'énergie.

Sur le plan national, le marché du carbone a été marqué par la fermeture de la bourse Bluenext, le 5 décembre 2012.

Ces évolutions modifient le périmètre de supervision de la CRE et de l'AMF, sans pour autant remettre en cause la pertinence d'échanges réguliers entre les deux autorités. La CRE et l'AMF continuent en effet de coopérer⁷⁶ de façon étroite sur les évolutions réglementaires et sur les méthodes de surveillance. Au plan opérationnel, la CRE collecte régulièrement par l'intermédiaire de l'AMF et de son homologue britannique les données transactionnelles de la plateforme d'échange ICE ECX, qui détaillent les prix et les transactions de CO₂ sur le marché au comptant et à terme.

1.2 La collecte et l'analyse des données

En 2012 et 2013, l'ensemble des bourses du carbone (Bluenext jusqu'en 2012, EEX et ECX) transmettent de façon régulière les données transactionnelles sur le marché du CO₂ entrant dans le périmètre de surveillance de la CRE.

Toutefois, les données concernant les intermédiaires du marché de gré à gré, dont les courtiers, sont toujours manquantes.

⁷³ Voir la proposition de révision du texte MiFID du Conseil européen de juin 2013 <http://register.consilium.europa.eu/pdf/en/13/st11/st11006.en13.pdf>

⁷⁴ Voir REMIT, règlement (UE) N°1227/2011, Article 1

⁷⁵ REMIT, Article 10.3

⁷⁶ [Consulter le protocole d'accord entre la CRE et l'AMF signé le 10 décembre 2010](#)

En mars 2012, en l'absence de communication des données de certaines places de marché, la CRE a dû procéder à une collecte bilatérale. En application des articles L. 131-3, L. 133-6 et L. 134-18 du code de l'énergie, la CRE a lancé une collecte des transactions effectuées en 2011 auprès des acteurs de marché dans son périmètre, c'est-à-dire l'ensemble des entreprises actives sur le marché de l'électricité et du gaz en France et enregistrées comme responsable d'équilibre ou comme expéditeur (environ 200 acteurs). La CRE a demandé à chacun de ces acteurs les données concernant 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 a nécessité de nombreux échanges avec les acteurs qui ont tous répondu aux demandes de la CRE.

Une première analyse des données issues de la collecte de la CRE a été publiée dans le Rapport de surveillance 2011-2012, concernant l'ensemble des transactions sur les EUA, CER et ERU spot et dérivés conclues en 2011, 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. Une analyse approfondie de ces données, en particulier la part des acteurs intermédiaires dans les échanges, est présentée dans la section 3.4 de ce rapport.

Dans l'attente d'une collecte générale au niveau européen, la CRE pourra procéder de nouveau à des demandes ponctuelles de données auprès des acteurs, en cas d'événements de marché.

2 MARCHÉ DU CO₂ : ÉVOLUTION DU CADRE INSTITUTIONNEL ET PERSPECTIVES FUTURES

2.1 Plusieurs annonces sur les orientations réglementaires ont eu une influence sur le marché SCEQE

En 2012 et 2013, plusieurs déclarations politiques sur le Système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE) ont eu un impact important sur le marché du carbone, notamment sur les niveaux des prix des quotas (voir la section 4).

- Retour sur la proposition de « *backloading* » de quotas de la Commission européenne

Le 25 juillet 2012, la Commission européenne a publié une proposition pour réviser la mise aux enchères de la troisième phase du SCEQE et en changer le calendrier⁷⁷.

Le 12 novembre 2012, la Commission européenne a proposé de retarder (ou « *backloading* ») la mise aux enchères de 900 millions de quotas carbone de 2013 à 2015 (400M en 2013, 300M en 2014 et 200M en 2015), pour les mettre sur le marché en 2019 et 2020 (300M en 2019 et 600M en 2020). Il s'en est suivi une période d'incertitude jusqu'à la fin de l'année 2012 concernant le vote de cette mesure et sa mise en application.

Les Comités ITRE (Industrie, Recherche et Énergie) et ENVI (Environnement, Santé publique et Sécurité alimentaire) du Parlement européen examinent les projets de textes avant la séance plénière.

Le 23 janvier 2013, le Comité ITRE du Parlement européen a voté contre la proposition de « *backloading* » de la Commission européenne, par 42 votes contre et 18 votes pour. Le refus de la mesure par le Comité ITRE a eu un effet immédiat sur les prix du carbone (voir section 4). Le 19 février, le Comité ENVI du Parlement européen a, quant à lui, voté en faveur de la proposition de « *backloading* » de la Commission européenne avec 38 votes pour, 25 contre et 2 abstentions.

Le 16 avril, le Parlement européen a voté en séance plénière contre la proposition de « *backloading* » de quotas, qui a été renvoyée pour révision au Comité ENVI. Le prix du carbone a été fortement impacté et a chuté dans la journée (voir la section 4). Le 19 juin, le comité ENVI du Parlement européen a de nouveau voté en faveur du « *backloading* » de quotas, pour une version amendée du texte.

⁷⁷ Voir le lien http://ec.europa.eu/clima/news/articles/news_2012072501_en.htm

Le 3 juillet, la proposition de « *backloading* » de quotas a été approuvée en séance plénière du Parlement européen. Le texte voté dispose que la mesure de « *backloading* » de la Commission européenne serait unique et que les 900 millions de quotas seraient retirés temporairement du marché du carbone de 2013 à 2015 pour les réintroduire sur le marché en 2019 et 2020.

Des discussions entre les institutions européennes sont actuellement en cours concernant une version finale du texte.

- **Mesures de long terme du SCEQE**

En août 2012, la Commission européenne et le Ministère du changement climatique australien ont annoncé leur intention de lier les deux systèmes d'échange de quotas d'émission d'ici juillet 2018.

Par ailleurs, en novembre 2012, la Commission européenne a publié un rapport sur le fonctionnement du marché SCEQE dans lequel elle identifie six catégories de mesures structurelles pour réformer le système et réduire le surplus de quotas en circulation⁷⁸. Une consultation publique a été lancée à ce sujet. Début 2013, plusieurs réunions entre parties prenantes ont eu lieu concernant les réformes de long terme du marché du carbone.

Enfin, la Commission européenne a présenté un Livre Vert portant sur le financement à long terme de l'économie européenne au mois d'avril 2013.

2.2 Le démarrage de la Phase III du SCEQE

Le 1^{er} janvier 2013 marque le début de la Phase III du SCEQE (2013-2020)⁷⁹. Celle-ci est caractérisée par la mise aux enchères d'environ 50 % des quotas d'émission, soit environ un milliard de quotas par an, contre moins de 4 % des quotas lors de la deuxième phase du SCEQE (2008-2012). En ce qui concerne les émissions des producteurs d'électricité, 100 % des quotas doivent être vendus aux enchères, sauf pour certains Etats-membres ayant été exemptés par la Commission européenne pour l'année 2013⁸⁰.

⁷⁸ Voir le lien http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/docs/com_2012_652_en.pdf

⁷⁹ Voir la Directive 2009/29/CE et le règlement n°1031/2010 relatif à la mise aux enchères de quotas

⁸⁰ La Hongrie, la Bulgarie, Chypre, la République Tchèque, l'Estonie, la Hongrie, la Lituanie, la Pologne et la Roumanie ont été autorisés à recevoir des quotas gratuits pour leur secteur producteur d'électricité en 2013.

Encadré 5 : Le début de la Phase III du SCEQE

Plateformes d'enchères :

Pendant le dernier trimestre 2012 et le premier semestre 2013, les enchères de quotas de la Phase III ont eu lieu sur EEX, plateforme commune pour la plupart des Etats-Membres, ainsi que sur les plateformes individuelles EEX pour l'Allemagne et ECX pour la Grande-Bretagne.

Pendant la Phase III, l'approvisionnement des quotas se fait de manière plus fréquente que lors de la Phase II, avec des enchères hebdomadaires. Le calendrier des enchères a été validé par la Commission européenne :

- EEX effectue des enchères communes européennes deux fois par semaine ;
- EEX effectue des enchères pour l'Allemagne une fois par semaine ;
- ICE ECX effectue des enchères britanniques une fois toutes les deux semaines ;
- les plateformes ont effectué quelques enchères aviation.

Dans le cadre de la Phase III, environ 90 M d'EUA⁸¹ ont été mis aux enchères en 2012 et environ 400 M d'EUA au premier semestre 2013 (graphique 48).

Fonctionnement des enchères :

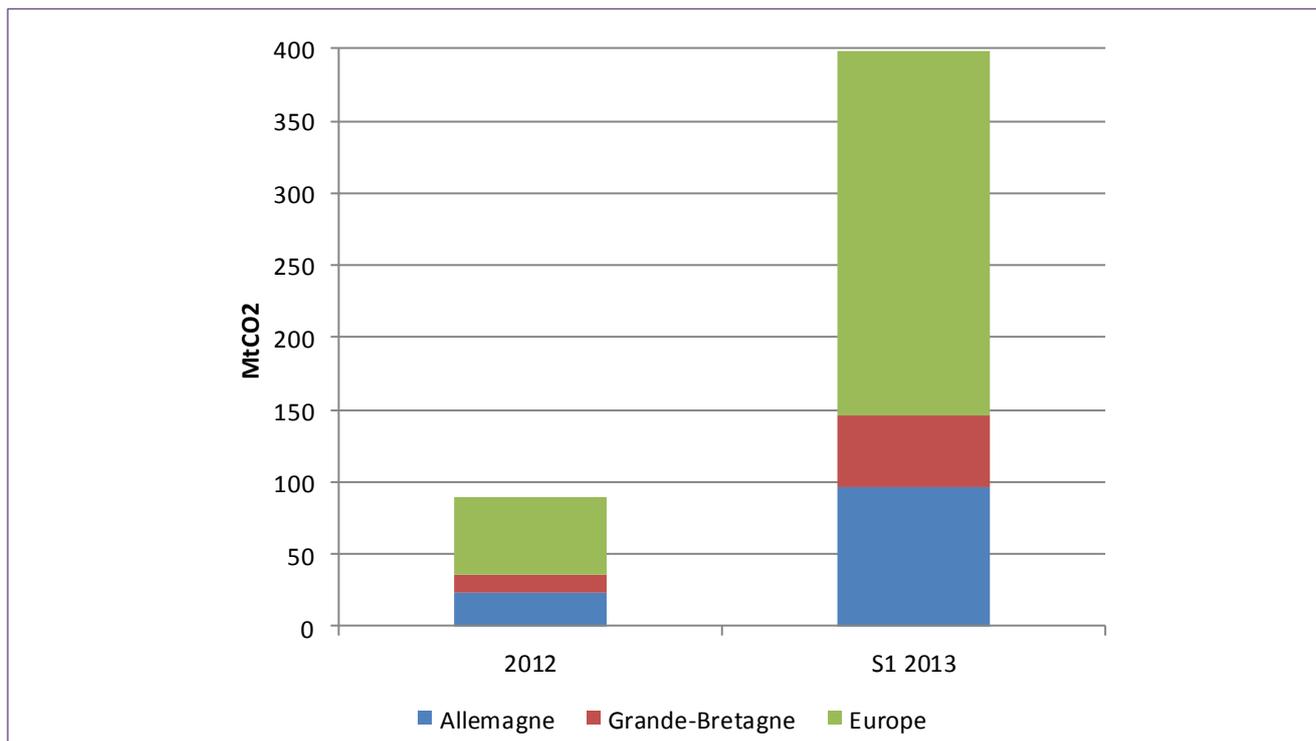
Les enchères de quotas fonctionnent sous forme d'ordres simples avec un tour unique, un prix fixé en fonction de l'offre marginale et un prix uniforme pour tous les gagnants de l'enchère. Un prix de réserve est déterminé de manière confidentielle et une enchère peut être annulée si le prix de l'enchère est nettement inférieur au prix du quota sur le marché secondaire. Ainsi, trois mises aux enchères ont été annulées pendant le premier trimestre 2013, en raison d'une trop faible demande de la part des acteurs de marché : le 18 janvier (enchère allemande), le 22 février (enchère allemande) et le 12 mars (enchère européenne).

La Commission européenne a publié les premiers rapports sur les enchères de quotas pour la Phase III⁸². Les rapports montrent que le prix des enchères était généralement en ligne avec les prix des quotas sur le marché secondaire.

⁸¹ Voir définition « EUA » dans le glossaire

⁸² Voir le lien http://ec.europa.eu/clima/news/articles/news_2013051701_en.htm

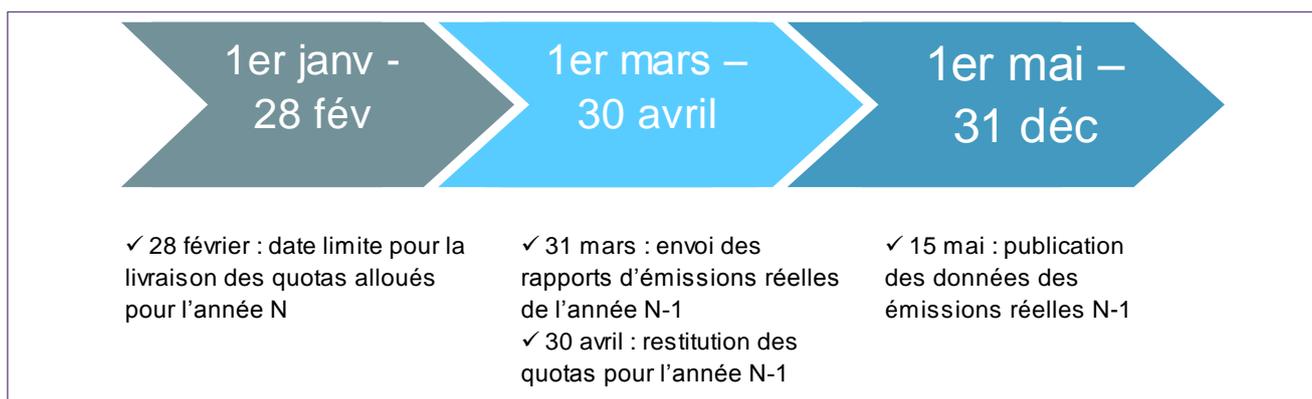
Graphique 48 : Enchères de la Phase III en 2012 et au premier semestre 2013



Source : ICE ECX, EEX, analyse CRE

Le 30 avril 2013 est la date de restitution des quotas au titre de l'année 2012 par les acteurs soumis au SCEQE. C'est également la dernière date de restitution des quotas pour la Phase II. Le calendrier de restitution des quotas dans la Phase III reste identique à celui de la Phase II (graphique 49). La période de bancabilité, ou report, des quotas excédentaires de la Phase II à la Phase III s'est déroulée durant le mois de juin 2013.

Graphique 49 : Calendrier de conformité pour les acteurs du Système Communautaire d'Echange de Quotas d'Emission (SCEQE)



Source : Commission européenne

3 VOLUMES ECHANGES SUR LE MARCHÉ DU CO₂

Dans cette partie, les caractéristiques des transactions effectuées sur le marché du SCEQE (bourses et courtiers) sont analysées.

3.1 Acteurs présents sur les marchés du CO₂

La typologie des acteurs présents sur le marché SCEQE peut être dorénavant établie à partir des listes publiques des membres de plateformes ECX et EEX, telle que présentée dans le [tableau 16](#).

Il ressort de cette analyse que :

- le nombre d'acteurs inscrits sur le marché du CO₂ a baissé de près de 30 % depuis 2012. Ceci est dû en grande partie à la fermeture de la bourse française du carbone Bluenext en décembre 2012 ;
- 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 de nouveau presque la totalité (94 %) 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 acteurs entrant dans le périmètre de surveillance de la CRE représentent près de la moitié des acteurs inscrits sur le marché européen du CO₂. Ils sont tous énergéticiens ou acteurs financiers (à l'exception d'un industriel) ;
- les volumes de transactions de CO₂ réalisées en 2011 par les acteurs entrant dans le périmètre de la CRE sont analysés dans la section 3.4.

Tableau 16 : Typologie des acteurs du marché du CO₂

Type d'acteur de marché	Périmètre CRE	Hors périmètre CRE	Total
Energéticien	63	54	117
Acteur financier	40	65	105
Industriel	1	5	6
Autres	0	8	8
Total	104	132	236

Source : ECX, EEX – Analyse CRE

3.2 Les volumes échangés ont augmenté en 2012 par rapport à 2011

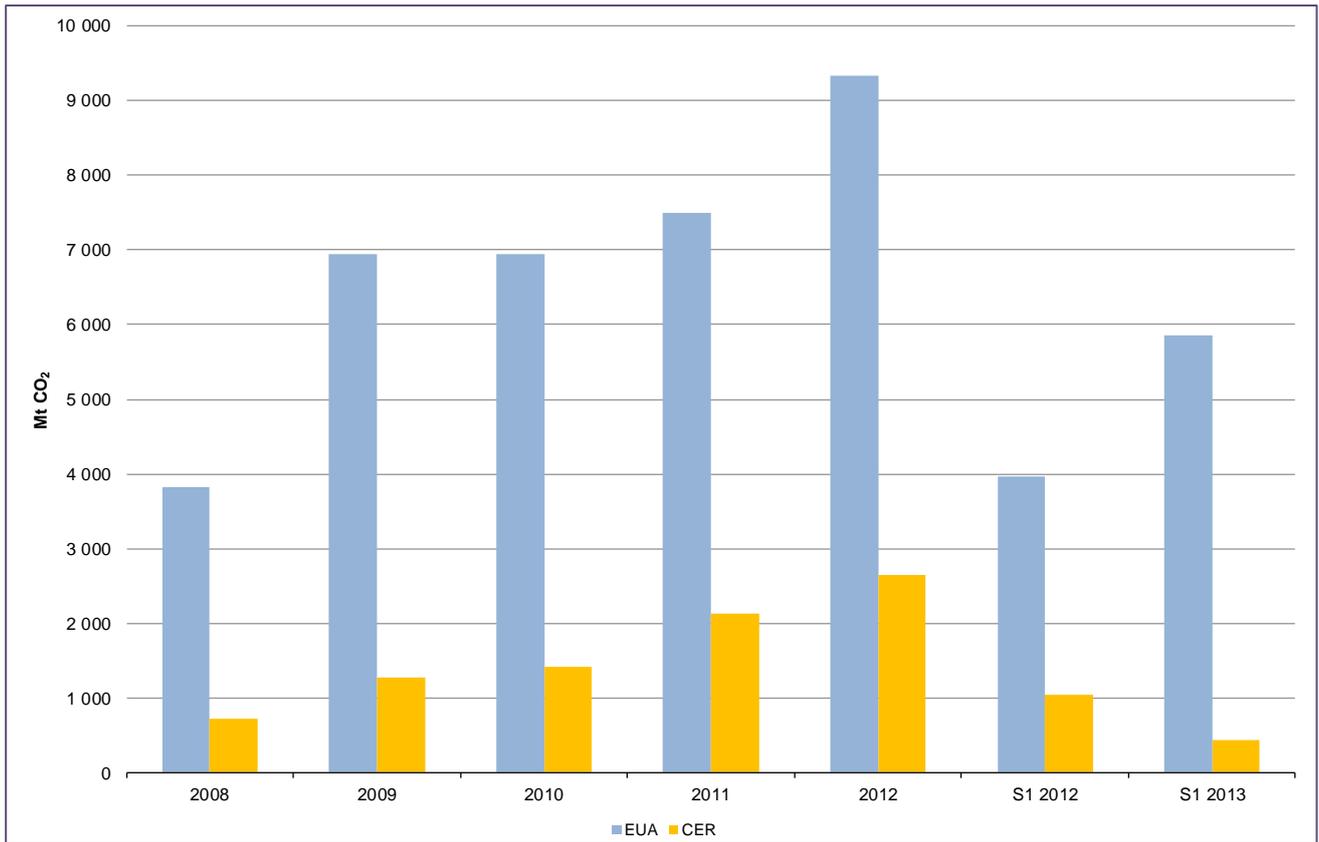
Le graphique 50 illustre les volumes totaux EUA et CER échangés depuis 2008.

Les volumes totaux EUA et CER échangés ont augmenté de 24 % en 2012 par rapport à 2011 : ils s'établissent à 11 979 Mt (millions de tonnes CO₂) en 2012, contre 9 638 Mt en 2011.

Au premier semestre 2013, tandis que les volumes EUA ont presque doublé par rapport au premier semestre 2012 (à 5 857 Mt), les volumes CER ont chuté de plus de la moitié (à 430 Mt) sur la même période.

La valeur des échanges d'EUA a représenté 68 milliards d'euros en 2012, contre 100 milliards d'euros en 2011, cette diminution étant due à la forte baisse des prix en 2012 (voir section 4.2). La valeur des échanges de CER a représenté 8 milliards d'euros en 2012, contre 20 milliards d'euros en 2011. Cette forte diminution de près de 60 % est due à une chute des prix CER (voir section 4.2).

Graphique 50 : Volumes annuels EUA et CER

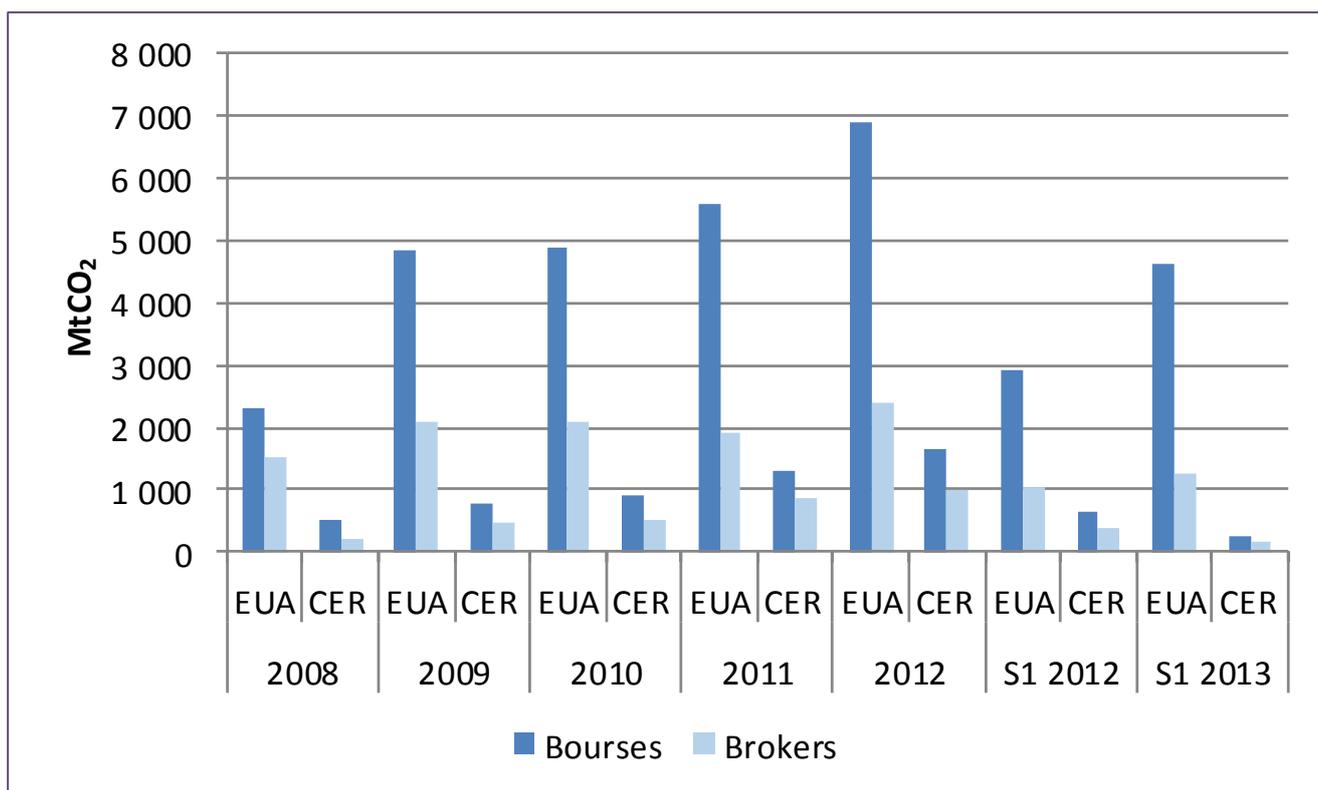


Source : Bluenext (jusqu'au 5 décembre 2012), ECX, EEX, LEBA

Le graphique 51 illustre les parts de marché bourses et courtiers pour les produits EUA et CER depuis 2008.

En 2012, le volume des EUA a augmenté par rapport à 2011, tant sur les bourses (+24 %) que par l'intermédiaire des courtiers (+26 %) : ils s'établissent à 9 332 Mt en 2012, contre 7 500 Mt en 2011. Au premier semestre 2013, les volumes EUA échangés ont sensiblement augmenté par rapport au premier semestre 2012 (+48 %), principalement en raison de la croissance des volumes échangés sur les bourses (à 4 610 Mt). En 2012, le volume des CER a augmenté par rapport à 2011, tant sur les bourses (+28 %) que sur les courtiers (+17 %) : ils s'établissent à 2 647 Mt en 2012, contre 2 139 Mt en 2011. Au premier semestre 2013, les volumes CER échangés ont nettement baissé par rapport au premier semestre 2012 (-58 %), toutes plateformes confondues. Ceci est notamment en lien avec le fait que certains produits CER ont été exclus du marché SCEQE à partir de mai 2013, en raison de nouvelles exigences de conformité de la Phase III.

Graphique 51 : Volumes annuels EUA et CER

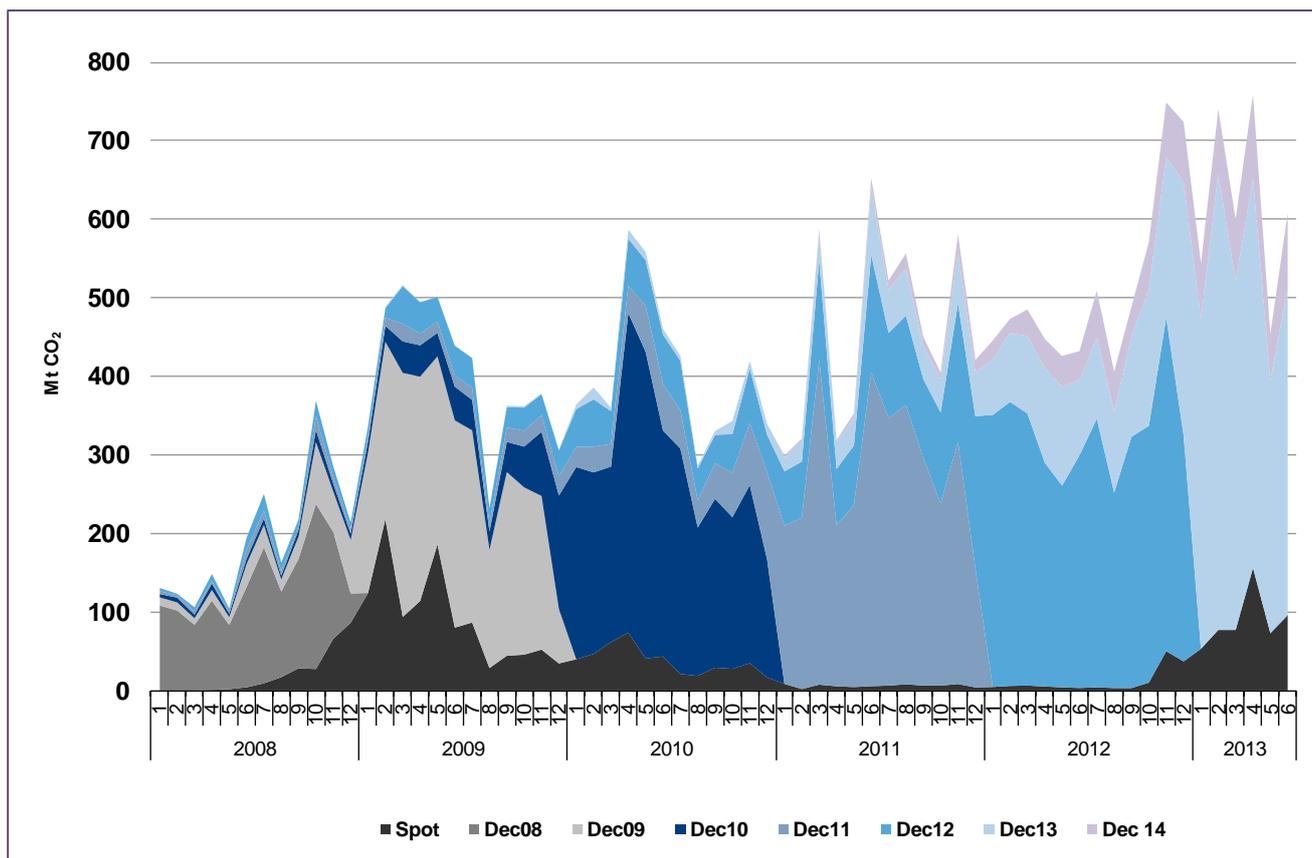


Source : Bluenext (jusqu'au 5 décembre 2012), ECX, EEX, LEBA

En 2012 et au premier semestre 2013, les volumes des EUA échangés sur les bourses concernent de nouveau essentiellement le marché à terme, et principalement les produits futures Y+1 (graphique 52). Ainsi, pour une année donnée, les contrats échangés portent en majorité sur des livraisons pour la fin de l'année en cours : cela signifie que les acteurs se couvrent essentiellement un an à l'avance pour leurs émissions réelles, les surplus de quotas achetés pouvant être transférés 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.

A la fin de l'année 2012 et au premier semestre 2013, le volume des transactions sur le marché spot a augmenté : environ 532 Mt ont été échangées au premier semestre 2013 contre 28 Mt au premier semestre 2012. Ceci peut être expliqué notamment par les incertitudes liées au « *backloading* » de quotas pendant cette période, et les arbitrages de court-terme liés aux différentes annonces des institutions européennes (voir partie 1). En particulier, il y a eu un volume important de quotas spot échangés sur le marché au mois d'avril 2013, soit 156 Mt, comparé à 5 Mt en avril 2012, avec notamment un très grand volume de transactions spot le 16 avril 2013, jour du vote du Parlement européen contre le « *backloading* » de quotas (voir partie 1).

Graphique 52: Evolution des échanges par maturité sur le marché des EUA



Source : Bluenext (jusqu'au 5 décembre 2012), ECX, EEX

3.3 Une analyse des données relatives aux transactions effectuées sur les bourses en 2012 montre que le marché se compose presque exclusivement de produits à terme et que les acteurs financiers ont une place prédominante dans les échanges

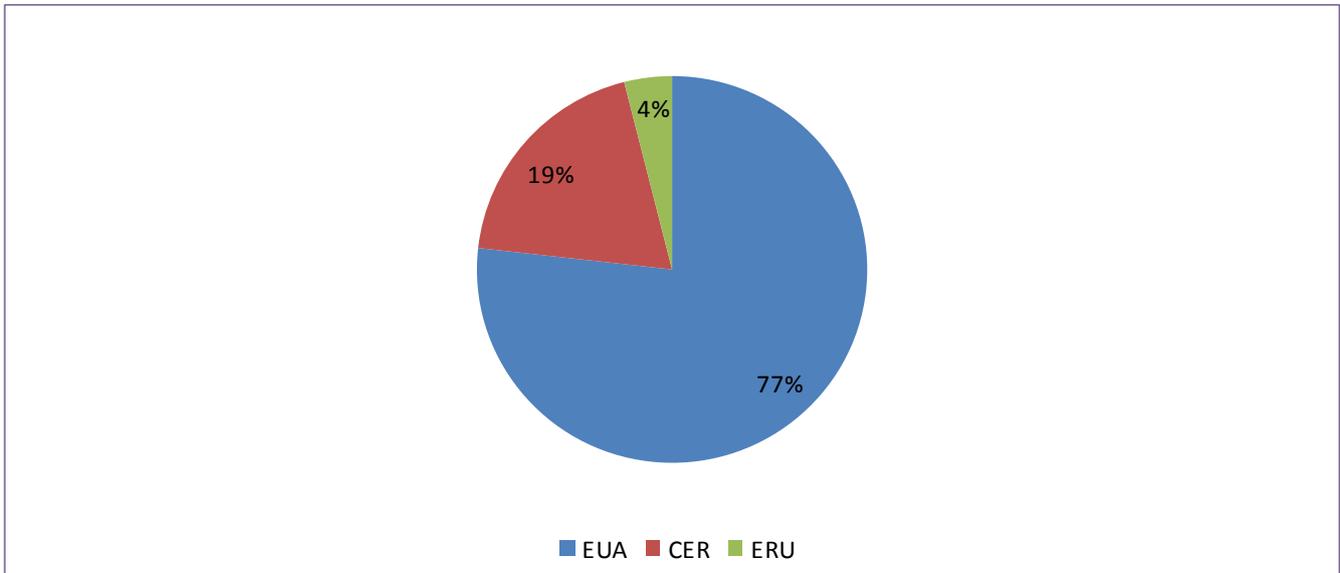
Les données transactionnelles des plateformes EEX et Bluenext sur le carbone sont transmises à la CRE depuis 2011. Depuis 2012, les données de la plateforme ICE ECX dans le périmètre de la CRE sont transmises régulièrement à la CRE, par l'intermédiaire de l'AMF et de la FCA⁸³. Les transactions bourses portant sur les produits EUA, CER et ERU sur les marchés spot et à terme dans le périmètre de la CRE ont été analysées pour l'année 2012.

Il ressort de cette analyse que :

- les EUA sont les produits les plus échangés sur les bourses (graphique 53) ;
- les transactions des acteurs financiers représentent environ trois quarts des volumes à l'achat et à la vente (graphique 54 et graphique 55) ;
- les transactions des énergéticiens représentent environ 10 % des volumes à l'achat et à la vente (graphique 54 et graphique 55) ;
- la quasi-totalité des transactions réalisées sur bourses concernent les produits à terme (99 % des échanges).

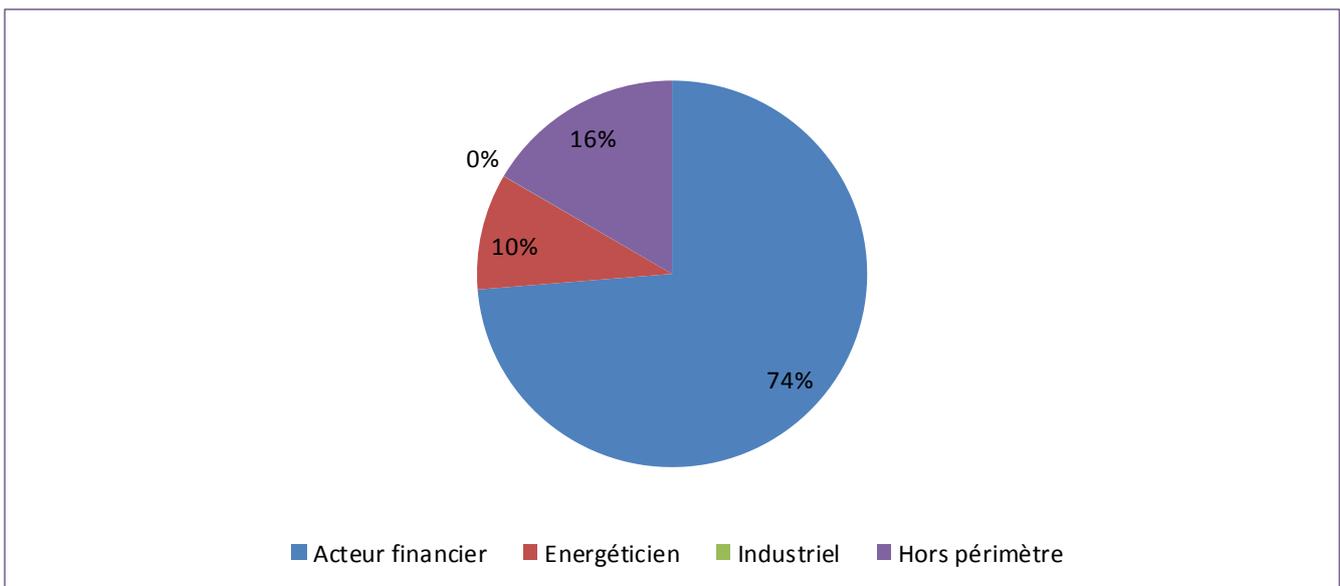
⁸³ Voir définition « FCA » dans le glossaire

Graphique 53 : Part des différents produits sur bourses en volume total (périmètre CRE)



Source : Bluenext, EEX, ECX - Analyse : CRE

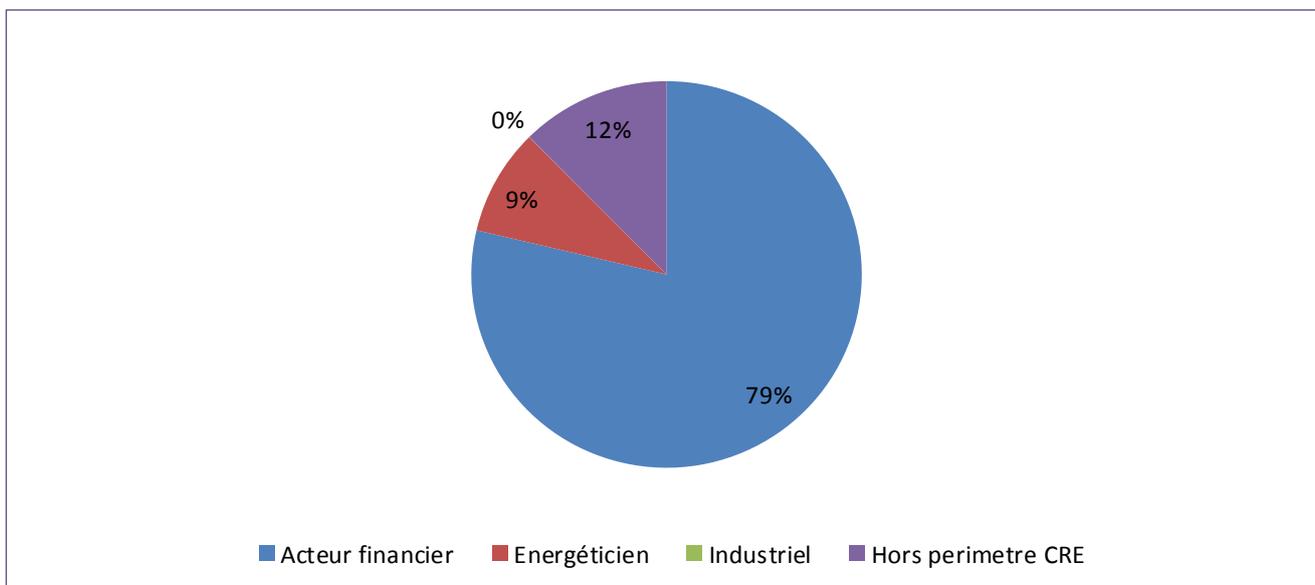
Graphique 54 : Typologie des acteurs sur bourses en volume à l'achat (périmètre CRE)



Source : Bluenext, EEX, ECX - Analyse : CRE

N.B. : Les transactions peuvent impliquer un vendeur qui est dans le périmètre de la CRE et un acheteur qui ne l'est pas. Les volumes concernés par ces transactions apparaissent dans la catégorie « Hors périmètre »

Graphique 55 : Typologie des acteurs sur bourses en volume à la vente (périmètre CRE)



Source : Bluenext, EEX, ECX - Analyse : CRE

N.B. : Les transactions peuvent impliquer un acheteur qui est dans le périmètre de la CRE et un vendeur qui ne l'est pas. Les volumes concernés par ces transactions apparaissent dans la catégorie « Hors périmètre CRE »

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

L'analyse de la collecte bilatérale des données transmises par les acteurs de marché à la CRE pour l'année 2011 (voir partie 1.2) fait suite à une première analyse dans le rapport de surveillance 2011-2012⁸⁴. Elle se concentre sur l'implication des intermédiaires de marché dans les échanges faisant partie de son périmètre de surveillance et permet d'établir les constats suivants :

- les courtiers représentent une part de marché d'environ 25 % en volume tous produits confondus ;
- les intermédiaires de marché hors courtiers (banques notamment) représentent environ 22 % en volume tous produits confondus ;
- environ un quart des transactions en volume qui passent par un intermédiaire de marché (courtiers et non courtiers) sont des produits CER ;
- la part des transactions spot chez les courtiers est d'environ 16 %, ce qui est bien supérieur à la part spot dans les transactions boursières.

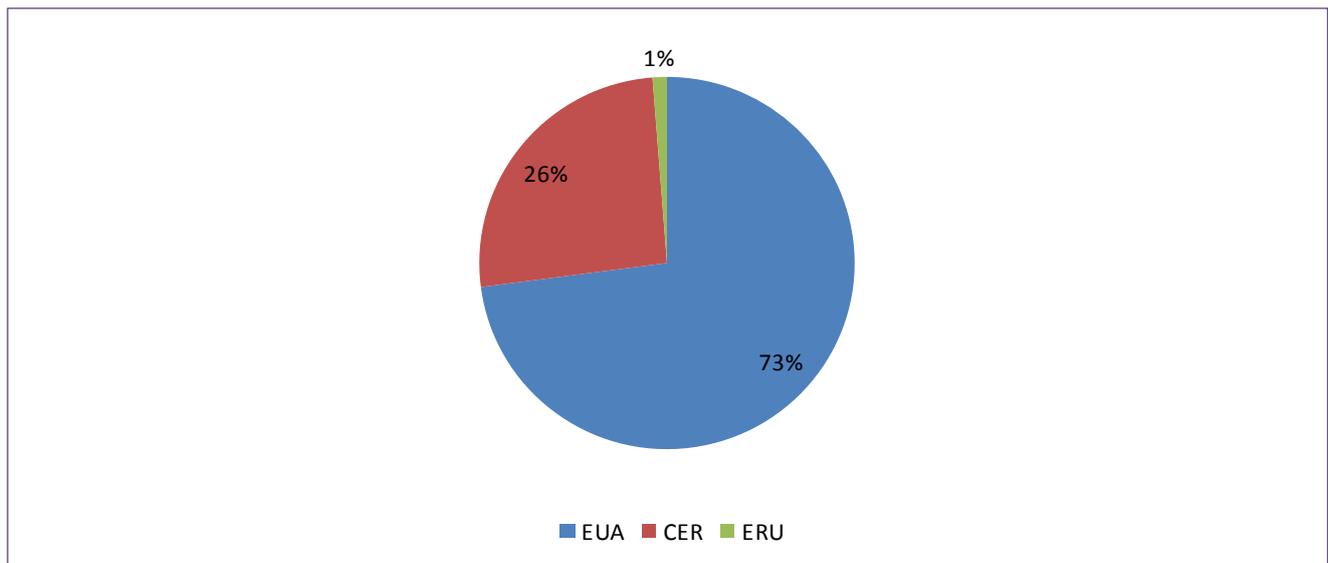
⁸⁴ L'analyse avait notamment permis de montrer que les données de transactions collectées par la CRE représentaient près de la moitié du volume total des transactions européennes sur courtiers et bourses, tous produits confondus.

Tableau 17 : Typologie des acteurs intermédiaires dans la collecte des données

Type d'acteurs intermédiaires	Nombre
Banque	3
Broker	8
Autres	6
Total	17

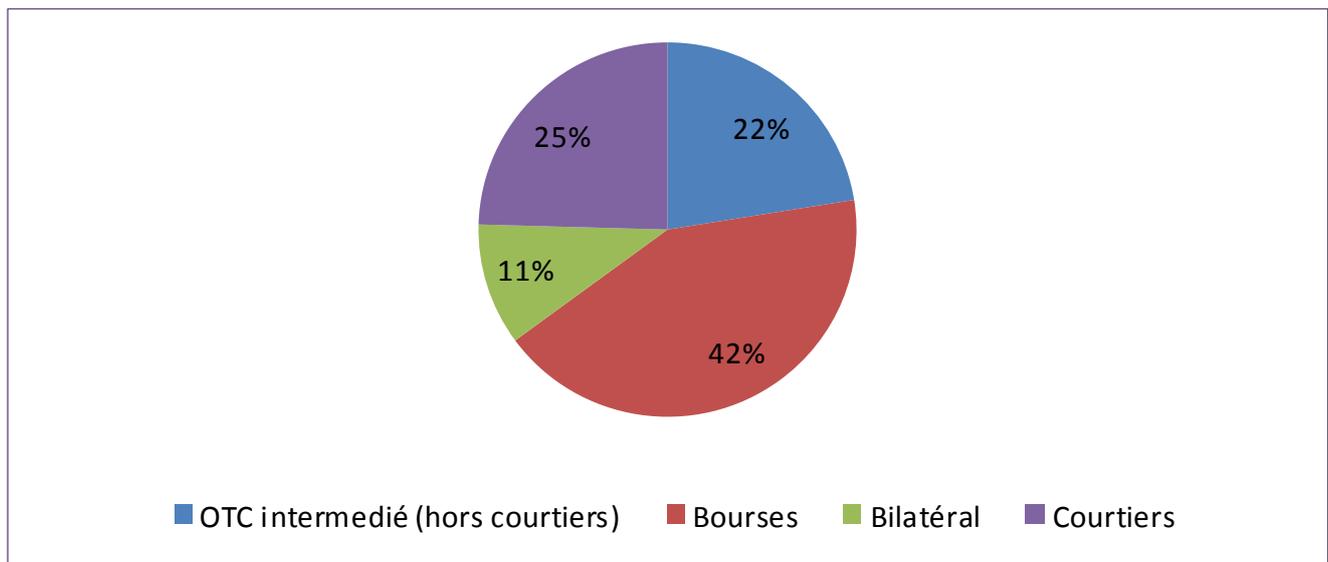
Source : Collecte de données CRE

Graphique 56: Part des différents produits dans les transactions intermédiées (en volume)



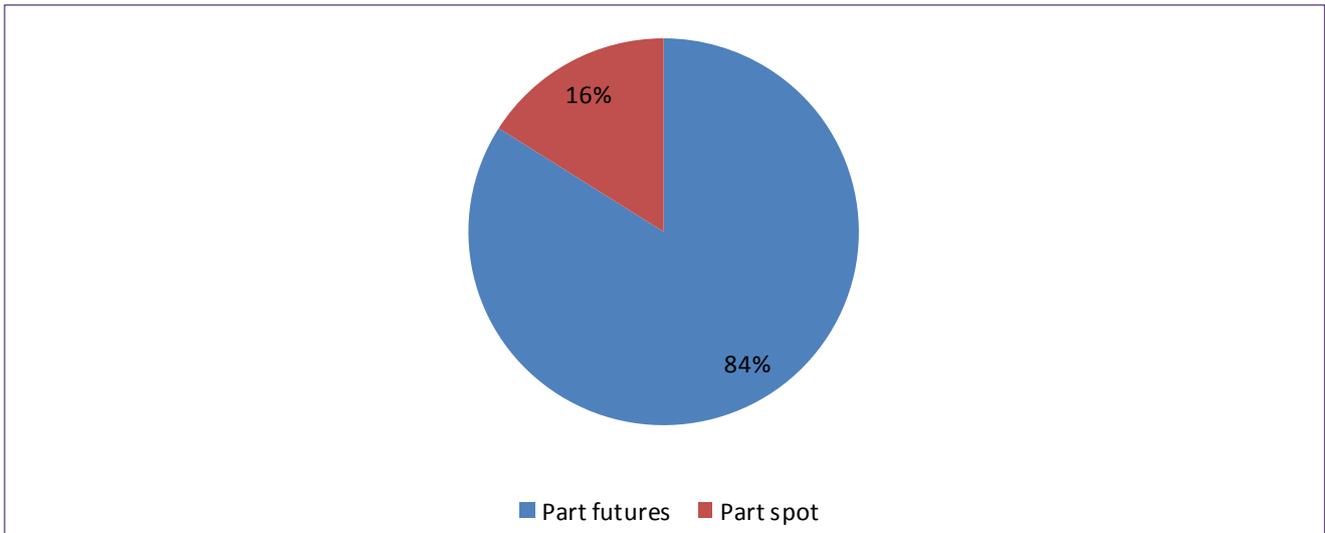
Source : Collecte de données CRE

Graphique 57: Part des différentes places de marché en volume tous produits confondus



Source : Collecte de données CRE

Graphique 58 : Part des produits spot et à terme passant par des courtiers, tous produits confondus



Source : Collecte de données CRE

4 LES PRIX ET LES FONDAMENTAUX DU CO₂ EN EUROPE

4.1 Avec une offre globale de quotas excédant de nouveau la demande en 2012 et 2013, le surplus de quotas s'est accentué

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 :

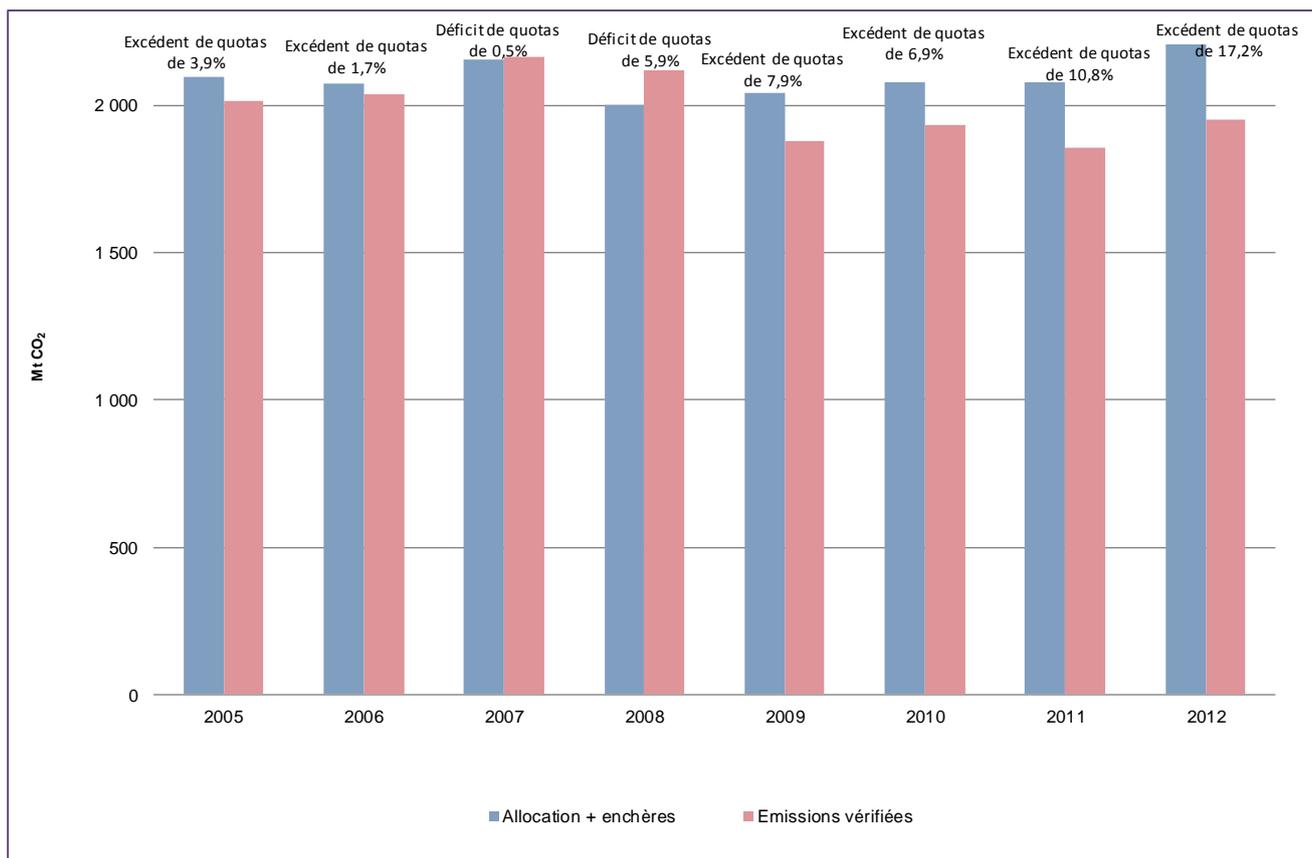
- L'offre des EUA correspond à la quantité de quotas mise en circulation sur le marché primaire dans le cadre de l'allocation gratuite et de la mise aux enchères de quotas. Depuis 2013, environ 50 % du volume total des quotas sont alloués gratuitement et 50 % sont mis aux enchères.
- La demande des EUA 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.

4.1.1 L'excédent global de quotas s'est accentué en 2012 par rapport à 2011. Le surplus cumulé représente désormais plus d'un tiers des émissions distribuées 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 (gratuitement et par enchères), de manière à faire apparaître le solde net des installations participant au dispositif sur le périmètre européen (Graphique 59).

L'offre totale de quotas en 2012 a été plus élevée que celle de 2011, avec un montant de 2 355 Mt, en raison de l'intégration des activités des exploitants d'aéronefs au SCEQE et des enchères anticipées de 90 Mt de quotas en vue de la Phase III. Les émissions vérifiées ont également augmenté en 2012, avec un montant de 1 951 Mt, soit une hausse de 5 % par rapport à 2011. L'offre de quotas a de nouveau excédé la demande en 2012, poursuivant la tendance observée depuis 2009, avec un excès de quotas EUA de 404 Mt en 2012 (soit 17,2 %) par rapport à 224 Mt en 2011 (soit 10,8 %).

Graphique 59 : Offre et demande de quotas depuis 2005

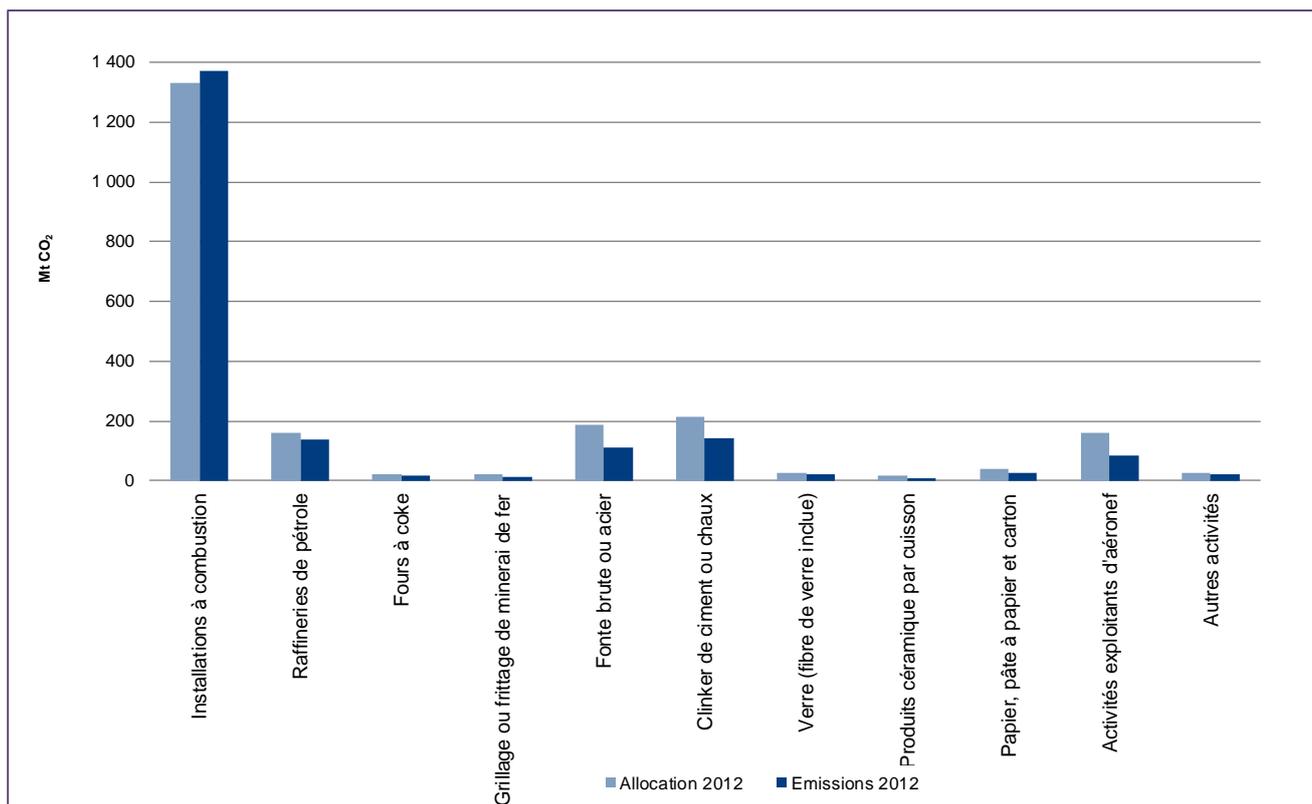


Source : CITL

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 2012

Pour l'année 2012, les activités des exploitants d'aéronef ont été ajoutées à la liste des industriels assujettis au SCEQE. Une analyse par secteur montre que les sites d'installations de combustion, qui sont composés principalement d'installations de production d'électricité et représentant 60 % des émissions industrielles du SCEQE, sont de nouveau les seuls à être déficitaires en quotas (graphique 60). Leur déficit de quotas a baissé, de - 66Mt en 2011 à - 41Mt en 2012. Les émissions du secteur de la combustion ont cependant légèrement augmenté (à 1 370 Mt).

Graphique 60 : Allocations et émissions réelles par type de site en 2012



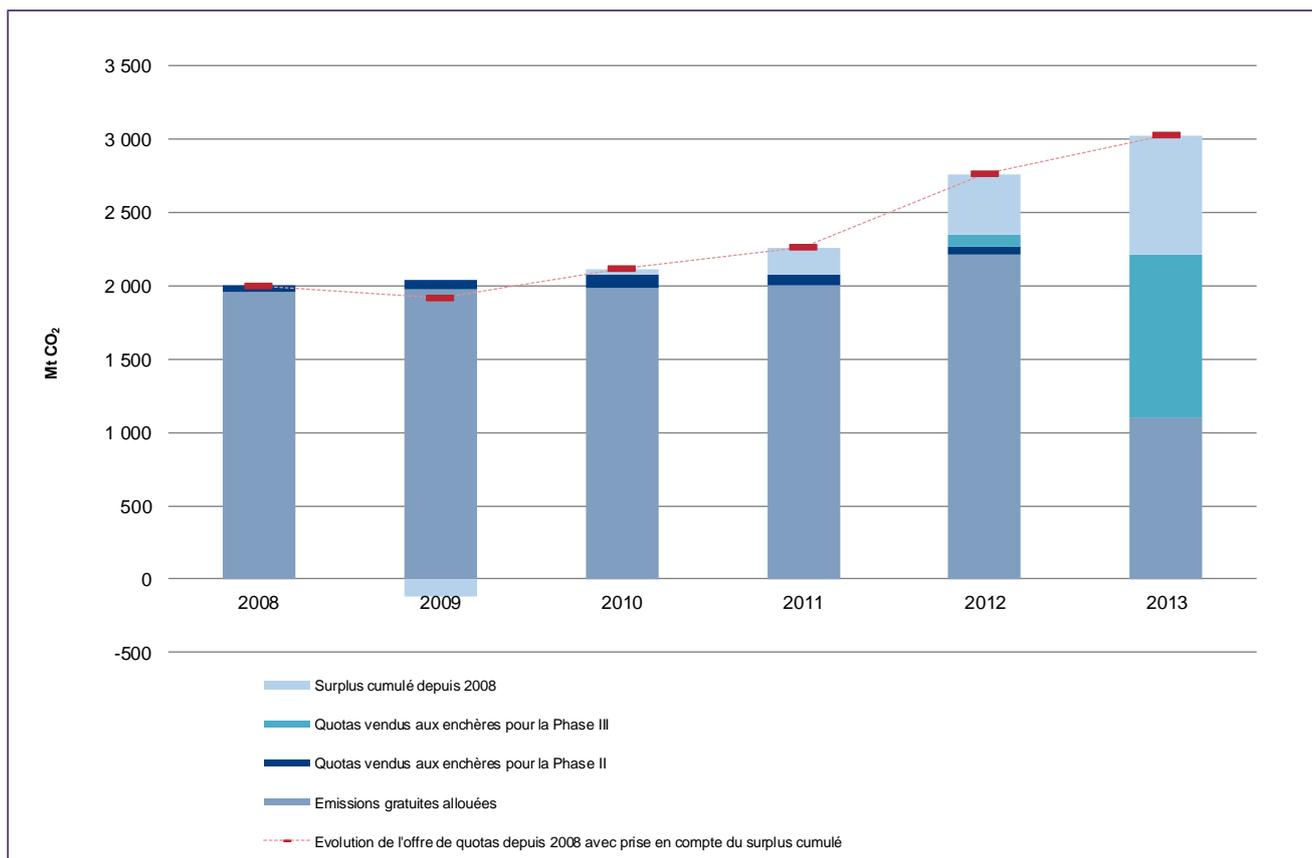
Source : CITL

4.1.3 Le surplus de quotas s'est accentué à la fin de la Phase II

Le surplus de quotas accumulé est passé de 410 Mt en 2011 à 814 Mt en 2012 (graphique 61). Ce chiffre reflète uniquement la différence cumulée entre les quotas distribués (allocation plus enchères) et les émissions réelles du SCEQE, sans prendre en compte le fait qu'une partie des droits d'émission ont été restitués sous la forme d'unités de Kyoto ; le surplus de quotas EUA à la fin 2012 est donc encore bien supérieur à ce chiffre. Certaines analyses de marché le citent à des niveaux correspondant à un an d'émissions. L'année 2013 est caractérisée par le fait que 50 % du volume total des quotas est alloué gratuitement et 50 % est mis aux enchères. Des enchères anticipées pour la Phase III ont par ailleurs eu lieu en 2012, représentant environ 90 Mt de CO₂.

Des mesures de court terme (« *backloading* ») et des mesures structurelles sont envisagées par les institutions européennes depuis 2012 pour faire baisser le surplus de quotas du SCEQE et enrayer la baisse des cours du carbone (voir partie 2.2).

Graphique 61 : Accumulation d'un surplus de quotas depuis 2008



Source : CITL, Commission européenne (hypothèse d'un niveau d'allocation gratuite de quotas 2013 équivalent à la moitié de celui de 2012)

4.2 Les années 2012 et 2013 sont marquées par des événements liés à la politique du SCEQE, qui ne parviennent cependant pas à soutenir un prix du carbone historiquement bas

Le prix spot du quota européen EUA a très fortement baissé de 2011 à 2012, passant en moyenne de 12,95 €/t à 7,34 €/t (-43 %), avec des mouvements baissiers fin 2012 et début 2013. Le prix du quota a chuté en moyenne de 7,23 €/t à 4,24 €/t du premier semestre 2012 au premier semestre 2013.

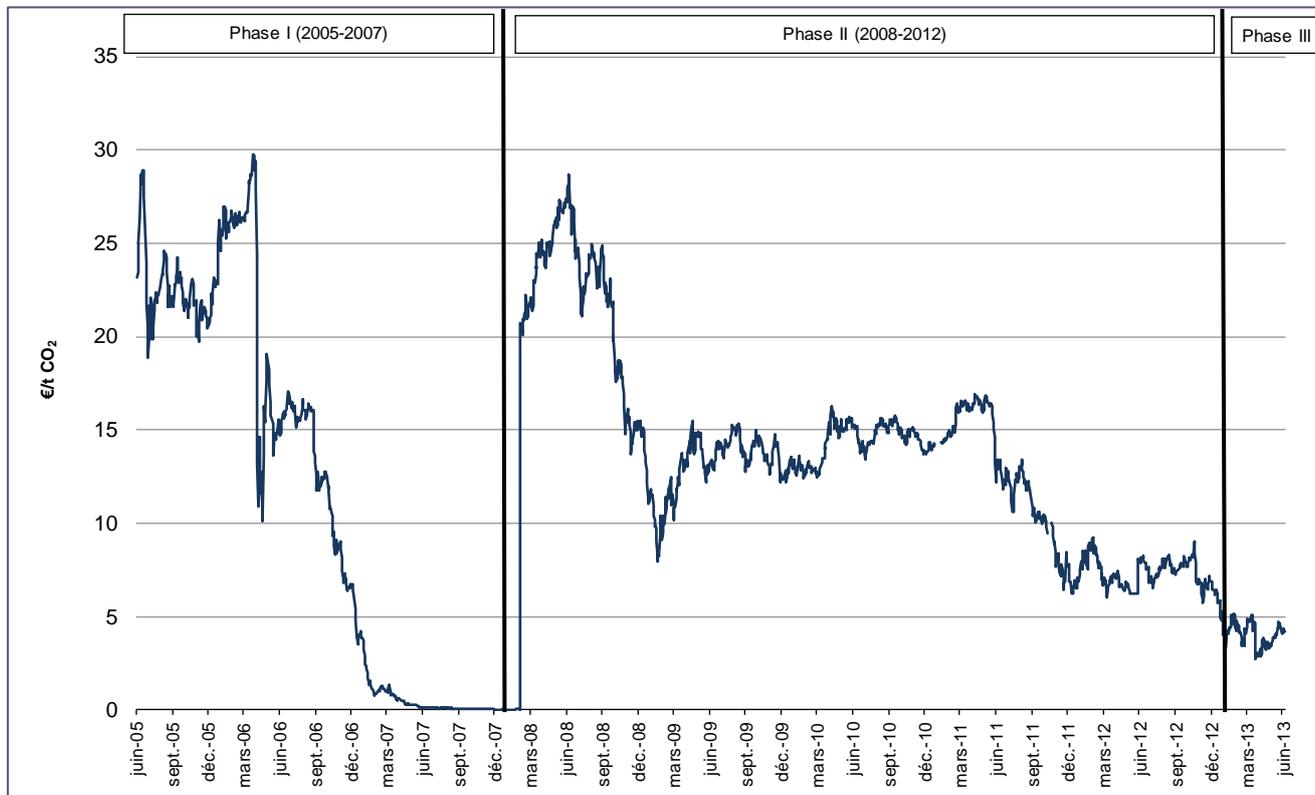
En 2012, le prix du carbone est bas en raison du surplus de quotas en circulation accumulé depuis 2010 (voir section 4.1) et du prolongement du ralentissement de la production industrielle dans un contexte de crise économique. Fin 2012, à la suite des propositions de la Commission européenne concernant d'une part la mise en réserve de 900 M de quotas (« *backloading* ») pendant la Phase III et d'autre part les réformes structurelles de long terme du SCEQE, les cours du carbone ont momentanément augmenté (à 9 €/tCO₂). Les prix du CO₂ ont ensuite entamé une longue baisse, qui peut être expliquée par l'incertitude quant à l'adoption et la date d'entrée en vigueur de la proposition de « *backloading* ». De plus, les enchères anticipées de quotas pour la Phase III ont débuté dès octobre 2012, augmentant l'offre de quotas en circulation sur le marché.

A partir du 23 janvier 2013, le cours du quota de CO₂ est passé sous 5 €/t en moyenne, en raison du refus par le comité ITRE du Parlement européen de la mesure de « *backloading* » de la Commission européenne (voir section 2). Les prix sont ensuite progressivement remontés, dans l'attente du vote du comité ENVI du Parlement le 19 février 2013 en faveur du « *backloading* » (voir section 2), avant de baisser de nouveau.

Le 16 avril 2013, date de refus par le Parlement européen en séance plénière du « *backloading* » (voir section 2), le cours du carbone a chuté en dessous de 4 €/t. Les prix ont légèrement repris en vue du 19 juin, date du second vote du comité ENVI en faveur de la mesure, avant d'augmenter sensiblement le 3 juillet, à la suite du second vote du Parlement européen en séance plénière en faveur du « *backloading* » de quotas (à 4,66 €/tCO₂).

En 2012 et au premier semestre 2013, le prix du quota de CO₂ a donc essentiellement varié en relation avec le surplus croissant de quotas en circulation et avec les annonces des institutions européennes concernant le SCEQE. Une analyse approfondie des mouvements de prix en relation avec les dates rappelées précédemment est en cours.

Graphique 62 : Evolution du prix spot depuis 2005



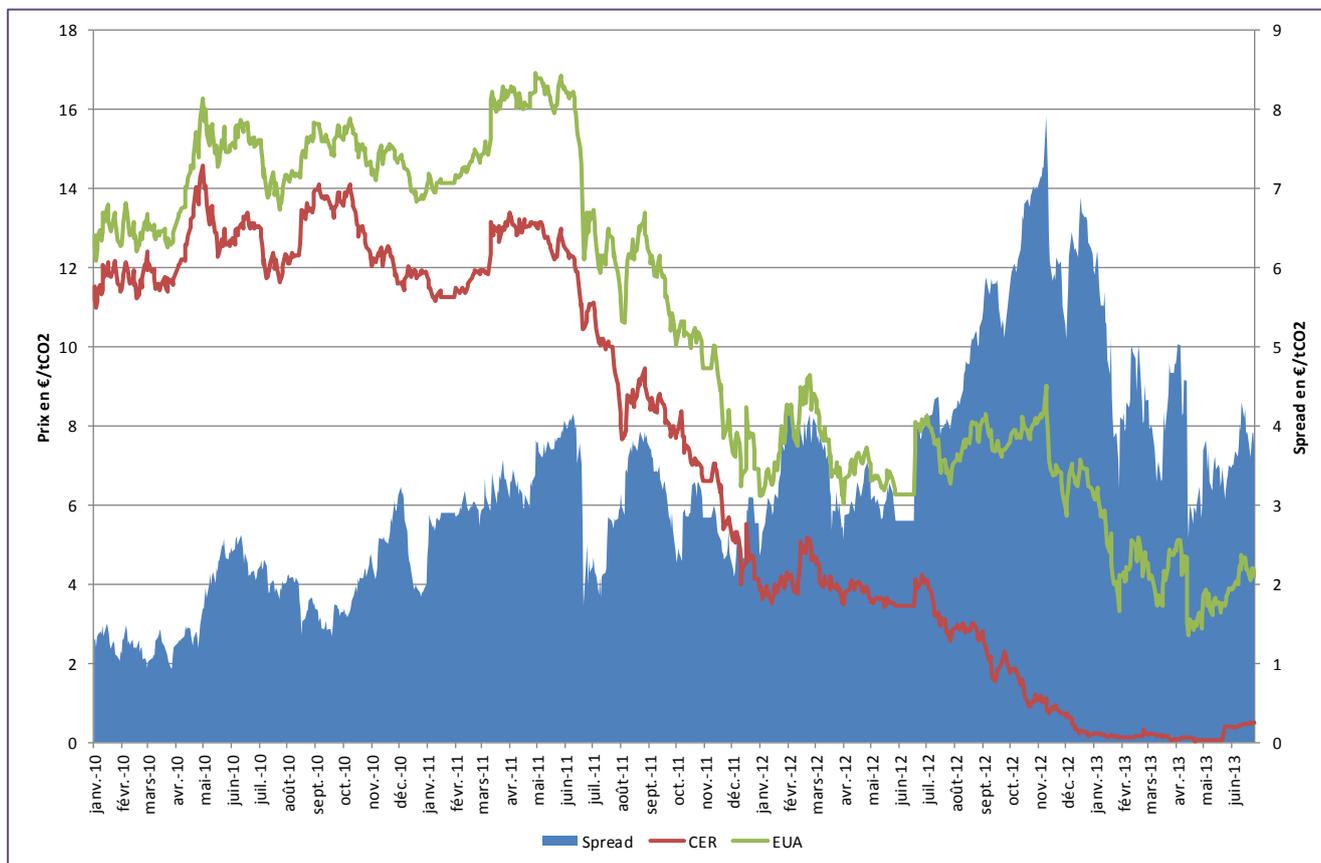
Source : BlueNext (jusqu'au 5 décembre 2012), ECX

Le prix spot du quota européen CER a chuté, passant de 9,88 €/t en 2011 à 2,90 €/t en 2012 (-71 %). Le prix du CER a atteint des valeurs presque nulles au premier semestre 2013, par rapport à une moyenne de 3,93 €/t au premier semestre 2012. Par ailleurs, pendant la plus grande partie du mois de mai 2013, ICE ECX a suspendu le produit CER de la plateforme, en vue du passage de la Phase II à la Phase III.

Le prix quasi nul des quotas CER fin 2012 et début 2013 peut notamment être attribué au grand volume de CER en circulation sur le marché, ainsi qu'à l'exclusion de certains produits CER du SCEQE à la fin de la période de conformité de la Phase II. Les acteurs de marché ont anticipé que certains CER auraient une valeur nulle à partir du 1^{er} mai 2013.

La fin de l'année 2012 et le début de l'année 2013 ont ainsi vu une déconnexion du prix du CER par rapport à celui de l'EUA.

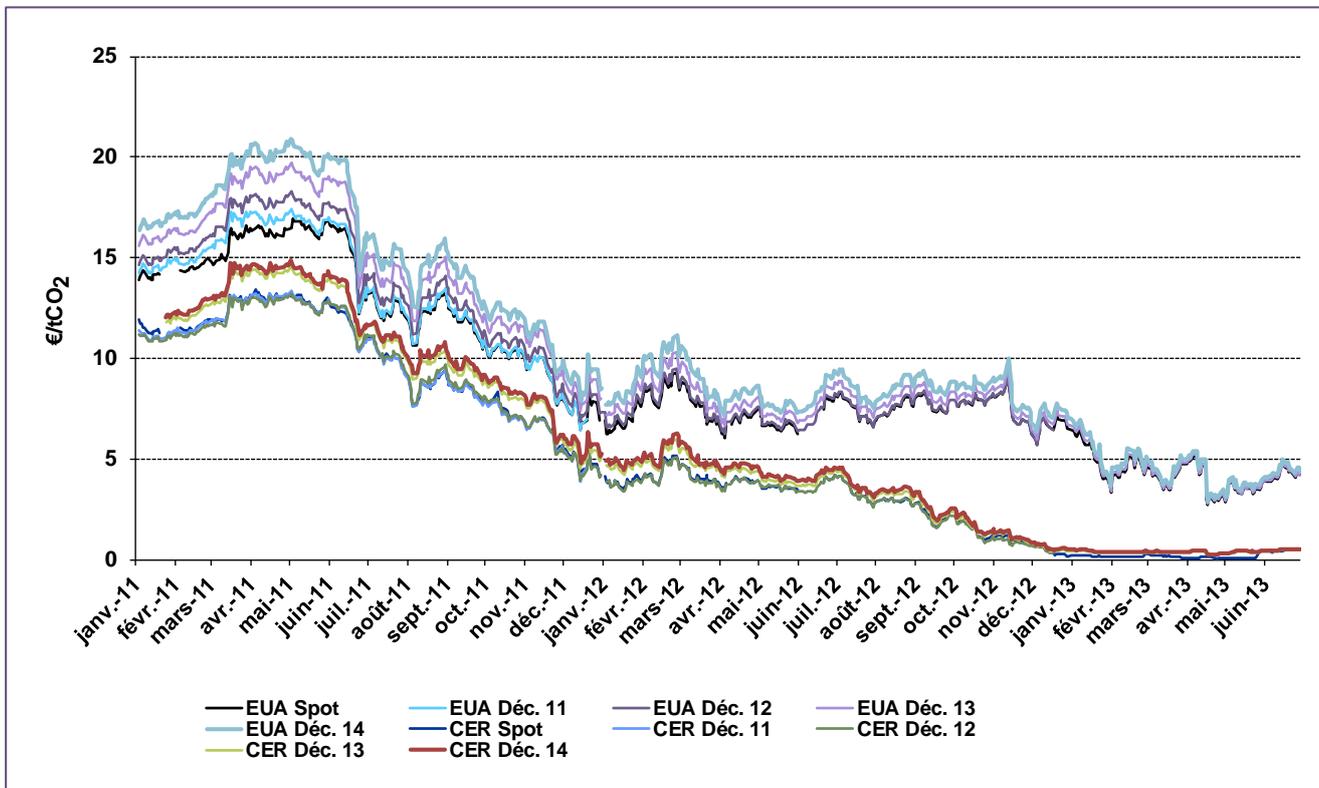
Graphique 63 : Evolution de l'écart de prix spot EUA et CER



Source : BlueNext (jusqu'au 5 décembre 2012), ECX

Les prix des produits à terme EUA et CER ont suivi une tendance à la baisse similaire au marché spot (graphique 64) et ont fortement baissé depuis 2012. Les prix des produits à terme CER sont très proches de zéro au premier semestre 2013. A ces niveaux de prix, l'incitation en termes de réduction des émissions de carbone est faible.

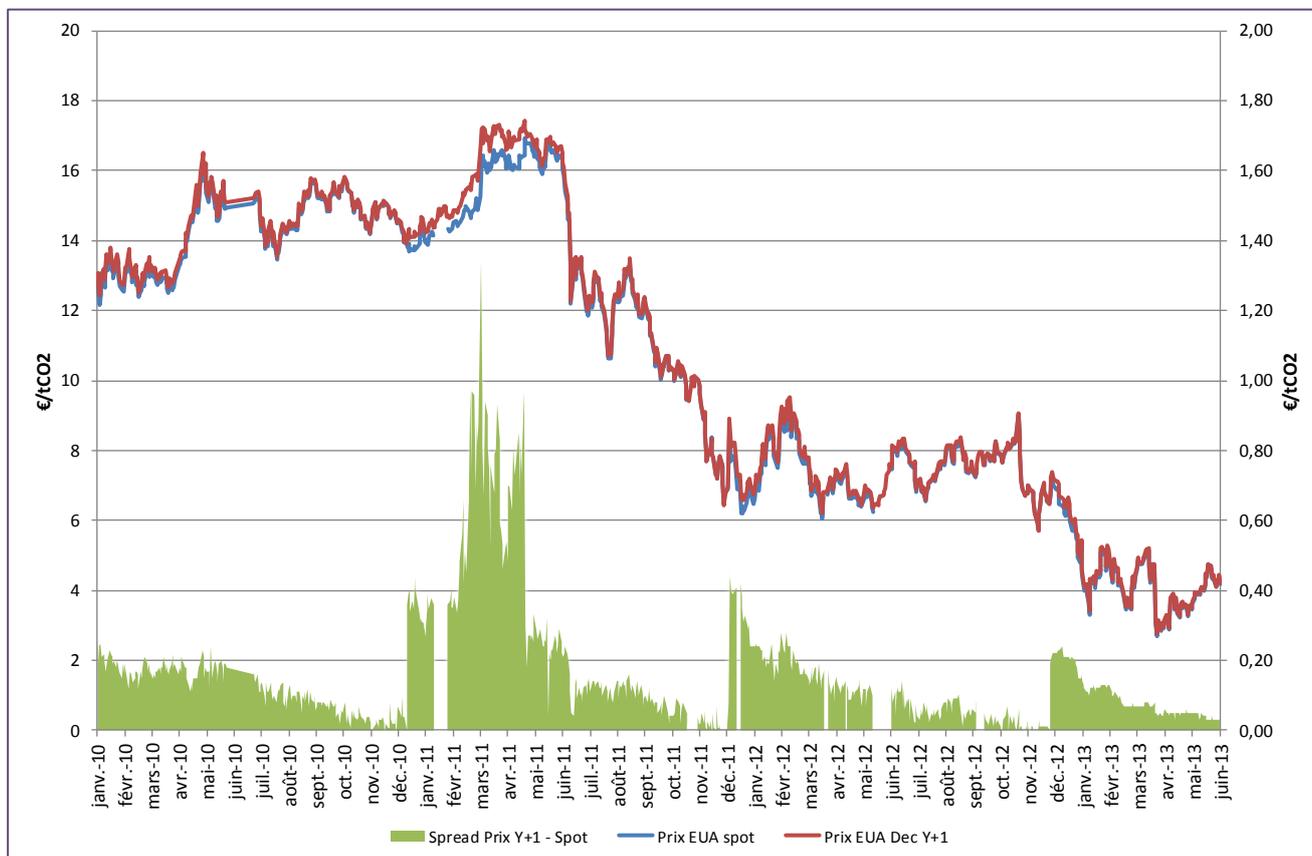
Graphique 64 : Evolution des prix depuis 2012



Source : Bluenext (jusqu'au 5 décembre 2012), ECX

Les produits EUA futures à livraison en décembre sont formellement identiques à ceux échangés en décembre sur le marché spot. La courbe représentant l'écart entre les prix Y+1 et les prix spot montre en effet une convergence vers zéro à la fin de l'année (graphique 65). L'écart moyen entre prix Y+1 et prix spot diminue de 0,28 €/t en 2011 à 0,11 €/t en 2012. Il est de 0,09 €/t au premier semestre 2013. La baisse des taux d'intérêts à court terme explique en partie la diminution de cet écart.

Graphique 65 : EUA - Ecart entre prix pour livraison en décembre et prix spot

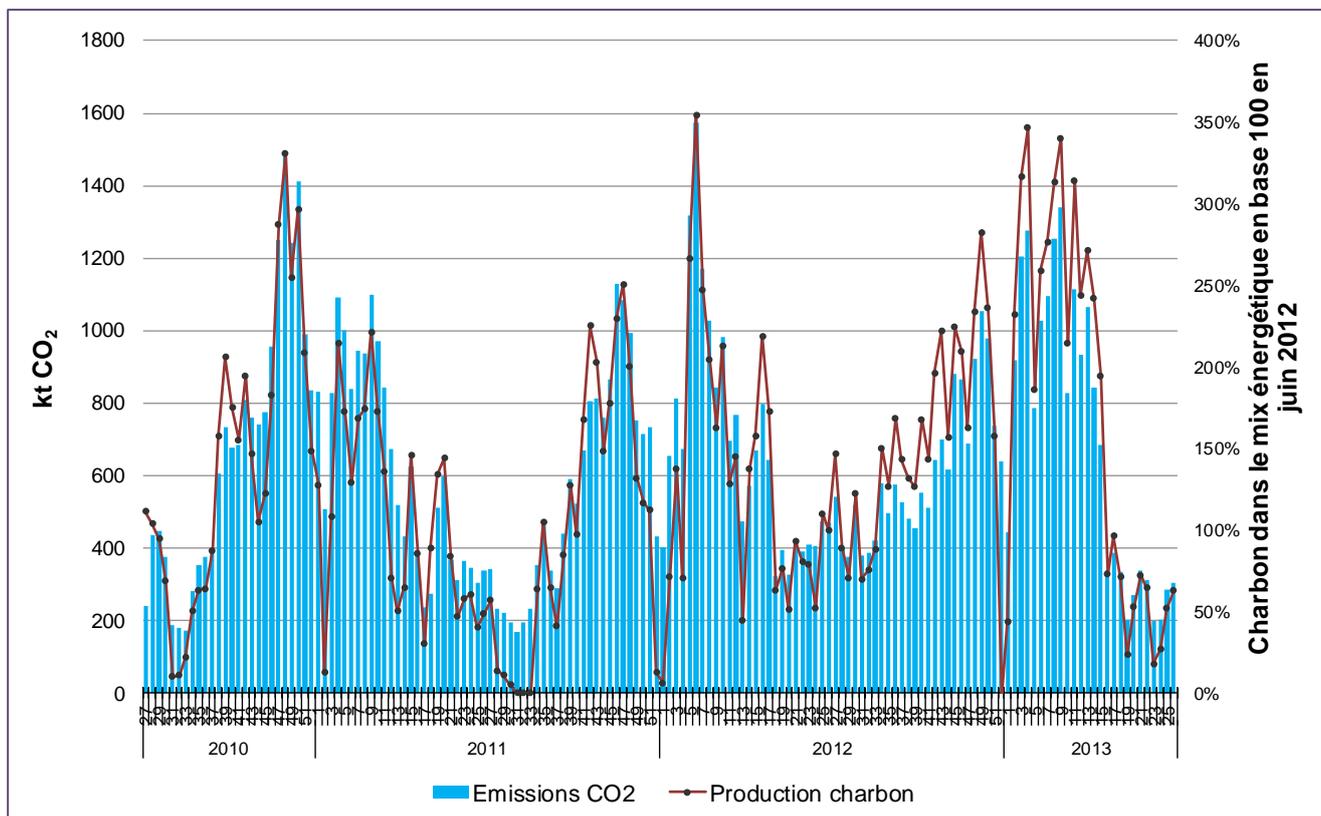


Source : Bluenext (jusqu'au 5 décembre 2012), ECX

4.3 La faiblesse des prix du CO₂ et l'équilibre relatif des prix du gaz et du charbon maintiennent une forte incitation 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 (Graphique 66).

Graphique 66 : Emissions du parc de production charbon français

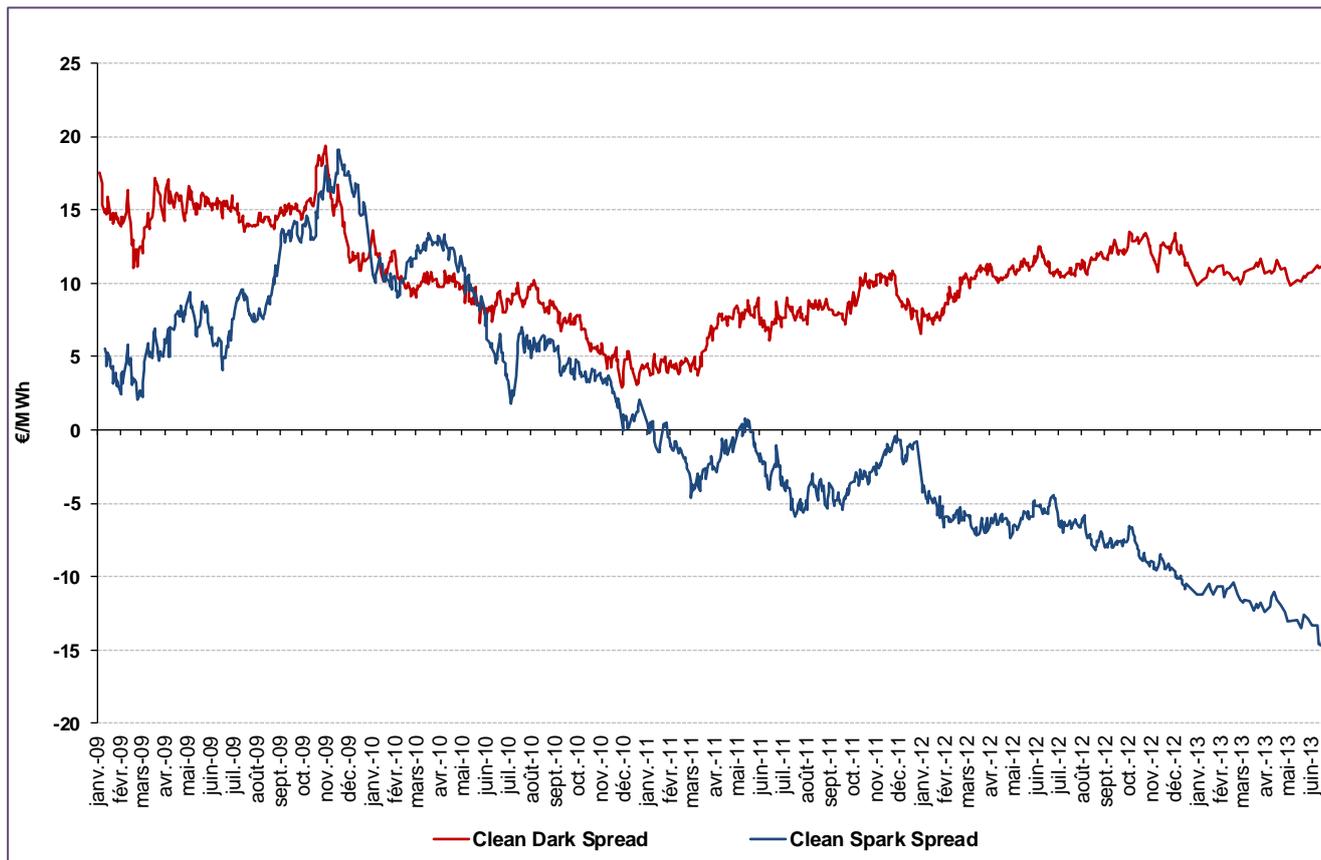


Source : RTE

Les *clean dark spreads* et *clean spark spreads* représentent la marge variable à court terme théorique réalisée par les détenteurs respectivement d'une centrale à charbon et au gaz (graphique 67). Un décrochage durable d'une de ces valeurs par rapport à l'autre traduit la perte de compétitivité d'une des filières de production.

En 2012, l'écart entre *clean dark spread* et *clean spark spread* a continué de s'accroître en faveur du *clean dark spread* par rapport à 2011. La filière gaz est moins compétitive que la filière charbon malgré son avantage comparatif en termes d'émissions de CO₂, en raison d'une part de la forte baisse du cours du carbone en 2012 et d'autre part des niveaux respectifs des prix du gaz et du charbon. Cet écart s'est accru au premier semestre 2013.

Graphique 67 : Clean dark (marge variable théorique d'une centrale à charbon) & spark spreads (marge variable théorique d'une centrale à gaz)



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

Tableau 18 : Formule de calcul des *clean dark & spark spreads*

<i>Clean Dark Spread</i> (€/MWh) = $p_E - (\alpha p_C + \beta p_{CO_2})$	<i>Clean Spark Spread</i> (€/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 charbon⁸⁵ • β le facteur d'émission charbon⁸⁶ 	<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 gaz⁸⁷ • δ le facteur d'émission gaz⁸⁸

Encadré 6 : L'évolution des prix du CO₂, du gaz et du charbon affecte la rentabilité des centrales à cycle combiné gaz (CCCG)

L'essor des gaz non-conventionnels aux Etats-Unis et des lois environnementales plus strictes sur les émissions carbonées ont eu pour effet de fortement réduire l'utilisation du charbon dans la production d'électricité sur le marché américain.

Si l'Europe bénéficie de la baisse des cours du charbon liée à la baisse de la demande américaine, les prix du gaz ne sont pas influencés par les prix du Henry Hub du fait notamment de l'absence, à l'heure actuelle, d'infrastructures permettant d'exporter le gaz nord-américain.

Le niveau très bas du prix du CO₂ a permis de faire baisser les coûts de production des centrales à charbon plus que ceux des centrales à gaz (graphique 67).

Ainsi, lors de la sélection des moyens de production en fonction de la préséance économique, le *merit order* européen favorise désormais l'utilisation des centrales à charbon plutôt que celles au gaz.

La demande de gaz en vue de produire de l'électricité a ainsi fortement baissé en Europe. En particulier en France, la consommation des centrales à gaz a chuté de 38 %⁸⁹ entre 2011 et 2012. Les porteurs de nouveaux projets se sont montrés beaucoup plus prudents dans le développement de centrales à cycle combiné gaz (CCCG). Compte tenu des difficultés économiques rencontrées par cette filière, certains producteurs ont décidé de mettre une partie de leurs centrales sous cocon. Ainsi, GDF Suez a annoncé le 23 avril 2013 avoir mis sous cocon trois CCCG, une pour une durée de trois ans, celle de Cycfos à Fos-Sur-Mer, et deux autres à minima pour l'été 2013, celles de Combigolfe à Fos-Sur-Mer et Spem, à Montoir-de-Bretagne.

Le contexte économique est particulièrement difficile pour les centrales situées dans le sud de la France, qui voient leur rentabilité pénalisée davantage par les différentiels élevés entre le PEG Nord et le PEG Sud et par la faible liquidité du marché au sud.

Cette situation reflète à la fois une influence de plus en plus importante des marchés internationaux sur la rentabilité des moyens de production situés en France, mais aussi les difficultés rencontrées par le Système Communautaire d'Echange des Quotas d'Emission (SCEQE) à atteindre son objectif d'inciter l'utilisation de moyens de production à faibles émissions.

⁸⁵ 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.

⁸⁶ Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,96 t CO₂ / MWh pour les centrales à charbon

⁸⁷ Sur la base d'une hypothèse d'un rendement de 49 % pour les centrales à gaz

⁸⁸ Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,41 t CO₂ / MWh pour les centrales à gaz

⁸⁹ http://www.grtgaz.com/fileadmin/analyses/annuelles/fr/analyses_annuelles_consommations_2012.pdf

SECTION IV

Les marchés de gros du gaz

L'évolution du marché de gros du gaz en France durant l'année 2012 et au premier semestre 2013 a été notamment influencée par les marchés internationaux. La déconnexion des prix du gaz entre les marchés asiatique, européen et américain continue à s'accroître du fait d'une offre limitée de GNL et des fortes disparités de l'équilibre offre/demande entre ces zones. La forte hausse de la demande de gaz en Asie, particulièrement au Japon, a provoqué un détournement massif de cargaisons de GNL à destination de ces marchés et au détriment des marchés européens. Aux Etats-Unis, l'excès d'offre créé par la production de gaz non-conventionnels maintient une pression sur les prix au Henry Hub.

L'évolution des prix spot sur les différents marchés du gaz en Europe a été marquée par plusieurs épisodes de tension. Un pic de prix a été atteint début février 2012 dans un contexte de vague de froid recouvrant la plupart de l'Europe qui a entraîné des difficultés d'approvisionnement dans plusieurs pays. En mars 2013, les marchés européens ont subi des tensions liées notamment à une période hivernale prolongée, à des niveaux de stocks très bas et à des importations de GNL faibles. Dans le même contexte, le marché français a connu un pic de prix début avril 2013 sous l'effet de maintenances sur les points d'entrée de Taisnières H et Dunkerque.

Un écart persistant et significatif est apparu entre les prix spot des places de marché PEG Nord et PEG Sud depuis l'été 2012. Cet écart s'inscrit dans un contexte de tensions au sud de la France, où la baisse des importations de GNL et les exportations élevées vers l'Espagne ont conduit à la saturation de la liaison Nord-vers-Sud.

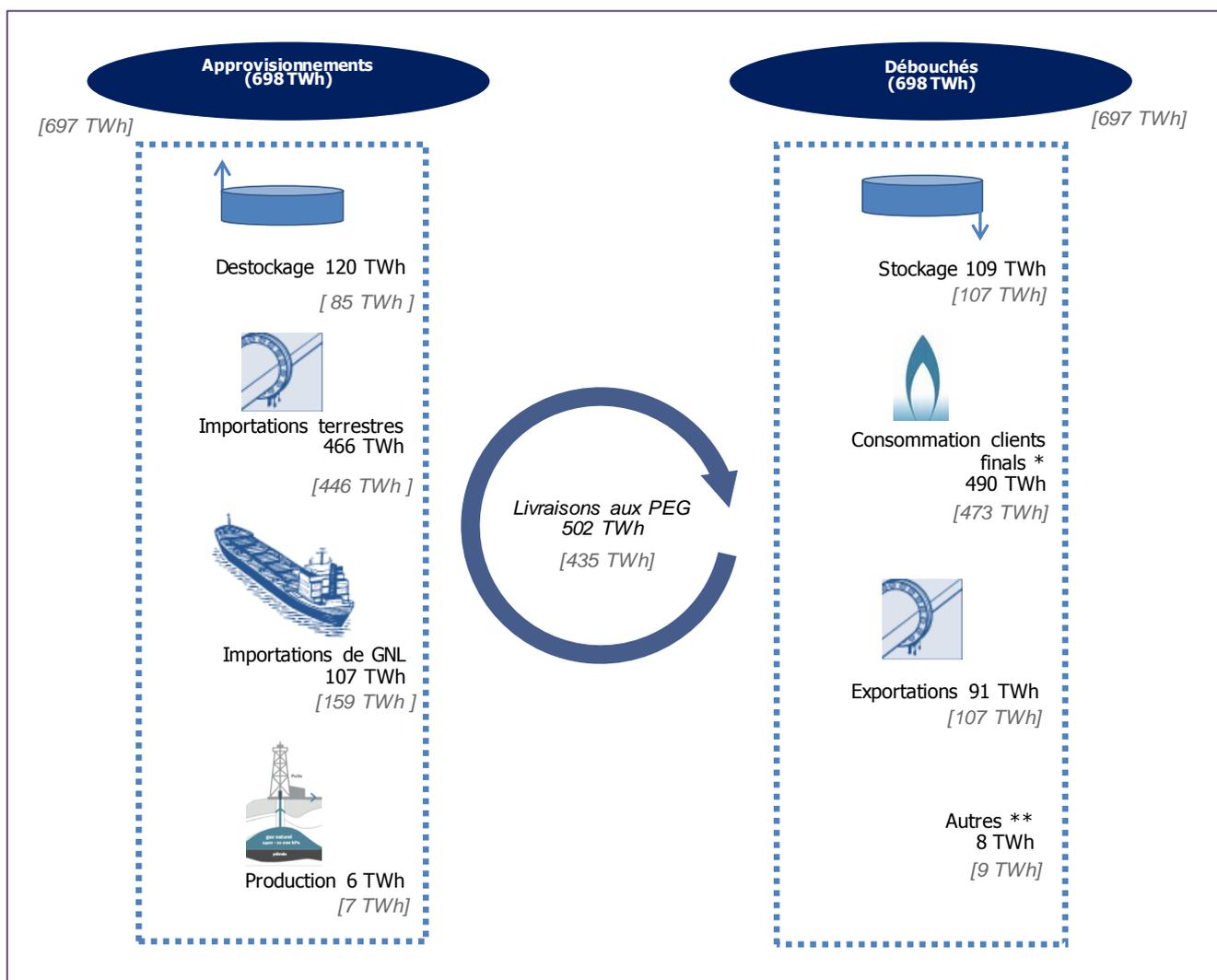
Le marché de gros en France poursuit une dynamique de croissance sur le spot, segment qui a été en partie favorisé par les épisodes de tension mentionnés précédemment. En revanche, le négoce sur le marché à terme tend à décroître en relation avec le ralentissement économique européen et avec la baisse de consommation des centrales électriques fonctionnant au gaz. Par ailleurs, ce ralentissement est accentué par la concurrence d'autres marchés à terme européens plus développés.

Les niveaux de concentration reflètent toujours une disparité importante entre les trois places de marché françaises. Le PEG Nord maintient sa position de place de marché la plus développée en France et regroupe l'essentiel de l'activité du marché intermédiaire. Malgré son développement en termes de volumes négociés, la concentration de l'activité au PEG Sud s'accroît. Enfin, le PEG TIGF reste la place de marché la moins développée en France et affiche un niveau de concentration toujours très élevé.

Le nombre d'acteurs actifs sur les terminaux méthaniers et sur les stockages français est en forte baisse en 2013. Alors que le recul d'activité sur les terminaux méthaniers est en lien avec les tensions perceptibles sur l'offre mondiale de GNL, la faible souscription des capacités de stockage est une conséquence des conditions de marché à terme en Europe et notamment de la tendance baissière du différentiel des prix entre l'été et l'hiver.

1 LE DEVELOPPEMENT DU NEGOCE DU GAZ

Graphique 68 : Approvisionnements et débouchés dans le système français en 2012 [2011]



Source : GRTgaz, TIGF - Analyse : CRE

Les flux de gaz observés au sein du système français, qui traduisent du niveau d'utilisation des infrastructures par les expéditeurs, ont légèrement augmenté entre 2011 et 2012, bien qu'ils restent en-dessous des niveaux observés durant les années précédentes.

S'agissant des approvisionnements, l'année 2012 a été marquée par une baisse substantielle des importations de GNL qui a été compensée par une hausse des importations terrestres et des déstockages. L'arrivée du GNL en Europe a été affectée notamment par la forte hausse de la demande japonaise après l'accident nucléaire de Fukushima, en mars 2011, et par la demande énergétique soutenue des autres pays asiatiques pour répondre à leur croissance rapide.

Concernant les débouchés, la consommation française a légèrement augmenté par rapport à 2011 malgré une baisse de 38 %⁹⁰ de la demande des centrales électriques fonctionnant au gaz. Cette hausse a été portée par le secteur résidentiel et s'explique essentiellement par le contraste climatique entre 2011 et 2012. Bien que les exportations à la frontière espagnole soient élevées depuis la deuxième moitié de 2011, les exportations au niveau de l'interconnexion avec la Suisse (Oltingue) ont nettement diminué sous l'effet d'un rapprochement

⁹⁰ Voir l'encadré 6 sur la rentabilité des centrales électriques au gaz

progressif des prix de marché entre le hub italien (PSV) et les principaux hubs européens. Ce rapprochement est consécutif à la mise en place en 2012 d'un système d'enchères pour l'allocation à court terme de capacités d'interconnexion entre les marchés italien et autrichien, ce qui a permis de réduire l'influence des produits pétroliers et favorisé l'effet des autres places de marché européennes (notamment le TTF) sur la formation des prix de gros en Italie.

Les mouvements sur les stockages ont considérablement changé, passant d'un stockage net en 2011 à un fort soutirage net en 2012. Ce constat est en partie dû à la rigueur de la fin de l'hiver 2011/2012, où les stockages ont joué un rôle central dans les approvisionnements, qui contraste avec un début de saison particulièrement doux. A ceci s'ajoute la tendance baissière des souscriptions de capacités de stockages qui se traduit par un bilan annuel d'injection moins important.

1.1 Les livraisons aux PEG sont en hausse en 2012 et au premier semestre 2013

L'essentiel du commerce de gros du gaz en France s'effectue au gré à gré (OTC) au travers d'échanges bilatéraux ou par l'intermédiaire de courtiers, le reste étant échangé sur le marché organisé Powernext. Ces échanges peuvent inclure des livraisons issues de contrats de long terme ainsi que des achats des gestionnaires d'infrastructures pour leurs propres besoins.

Les échanges sur le marché de gros français se matérialisent aux Points d'Echange de Gaz (PEG), des points virtuels rattachés à chaque zone d'équilibrage où les acteurs livrent du gaz à leurs contreparties selon leurs obligations⁹¹.

Le présent rapport fait une distinction entre volumes négociés sur les marchés intermédiés (bourse et courtiers) et livraisons aux PEG. Pour une période donnée, les premiers concernent l'ensemble des contrats conclus entre les différents acteurs, tandis que le deuxième regroupe les livraisons journalières nettes par couple d'acteurs aux PEG.

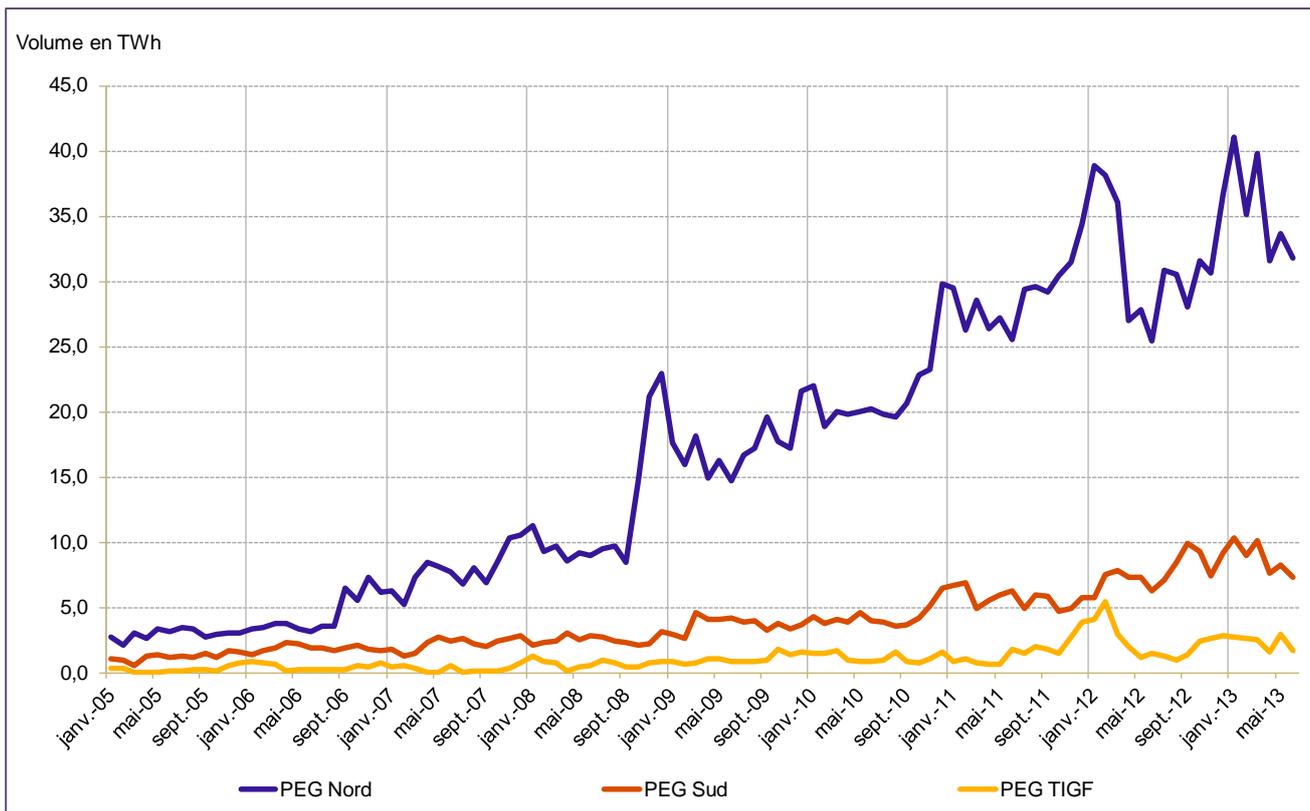
Les livraisons aux PEG maintiennent leur trajectoire croissante en 2012 et début 2013 (Graphique 69). Il est à noter que 2012 est la première année où les livraisons aux PEG dépassent la consommation, traduisant le bon développement du marché de gros.

Les livraisons au PEG Nord ont suivi une tendance croissante malgré un tassement important durant l'été 2012. La baisse des livraisons à partir d'avril est liée principalement au ralentissement de l'activité du marché à terme intermédié (voir section 1.2).

La progression des livraisons au PEG Sud est à lier notamment à la hausse des échanges sur le marché spot, ces derniers ayant été favorisés par la tension entre les zones nord et sud du système français depuis l'été 2012. Les livraisons au PEG TIGF connaissent une forte augmentation durant l'hiver 2011/2012 et un pic au mois de février 2012. Cette augmentation s'explique essentiellement par des échanges bilatéraux entre acteurs de marché.

⁹¹ Des échanges liés à des contrats long-terme peuvent également être effectués aux points frontières du réseau français. Ces échanges échappent au périmètre de ce rapport.

Graphique 69 : Livraisons aux PEG



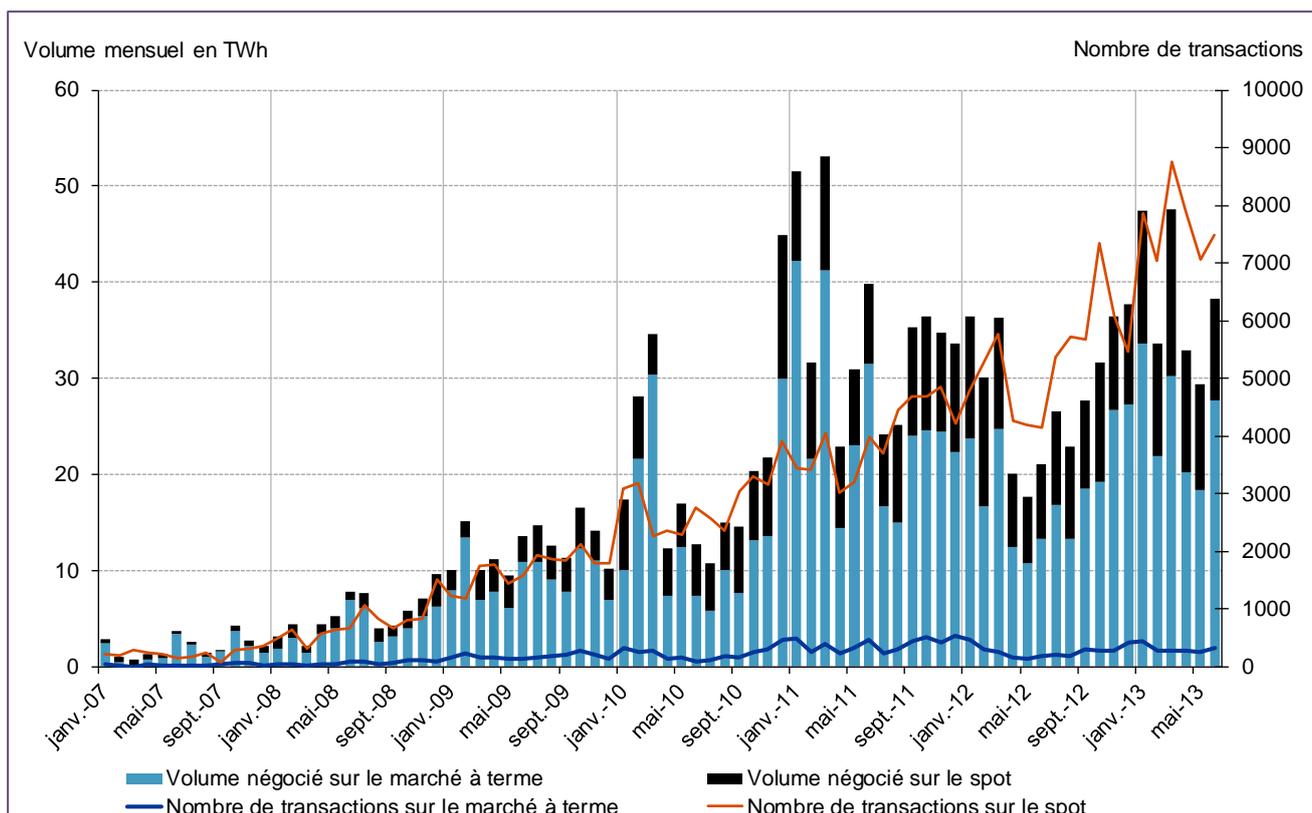
Source : GRTgaz, TIGF - Analyse : CRE

Note : Les données pour le PEG Nord avant avril 2013 regroupent les livraisons aux PEG Nord H et PEG Nord B

1.2 Le négoce sur le marché intermédiaire est en baisse en 2012 mais sa croissance reprend au premier semestre 2013

La tendance croissante de l'activité sur le marché intermédiaire français s'est inversée en 2012, les volumes négociés reculant de 19 % par rapport à 2011 (Graphique 70). Alors que le marché spot connaît une augmentation du volume négocié et du nombre de transactions, le négoce sur le marché à terme recule d'environ 26 %. L'activité sur le marché intermédiaire se reprend au premier semestre 2013, les volumes échangés atteignant des niveaux proches de ceux observés durant la même période en 2011.

Graphique 70 : Evolution des volumes négociés et du nombre de transactions dans le marché intermédiaire français



Source : Powernext, courtiers - Analyse : CRE

En 2012, l'activité sur le marché à terme français a été affectée par le ralentissement économique en Europe et par la perte de compétitivité des centrales électriques fonctionnant au gaz. La reprise du négoce sur le segment à terme depuis la dernière partie de 2012 est liée à la hausse des échanges de produits trimestriels mais aussi et surtout saisonniers. Elle répond au caractère saisonnier des échanges à terme mais aussi à des meilleures perspectives macroéconomiques en Europe et à la stratégie de certains acteurs cherchant à couvrir sur le marché une partie de leurs besoins d'été, au détriment du stockage (voir section 2.3.3).

La taille du marché à terme français reste moins importante que celle d'autres marchés européens, notamment ceux du TTF (Pays-Bas) et du NCG (Allemagne). La concurrence avec ces marchés plus liquides a contribué en partie à la baisse d'activité sur le marché français durant l'été 2012.

Le tableau 19 compare l'évolution de l'écart *Bid-Ask* moyen des principales maturités sur différentes places de marché européennes. Il s'agit d'un écart moyen entre les meilleures limites à l'achat et à la vente et constitue un des indicateurs de suivi de la liquidité d'un marché. Alors que cette fourchette suit une tendance à la baisse au NBP, au TTF et au NCG en 2012 et au premier semestre 2013, celle du PEG Nord augmente, particulièrement sur les produits à terme. Cette prime de liquidité croissante du PEG Nord conduit les acteurs à favoriser davantage les places de marché adjacentes pour la couverture de leurs positions à terme.

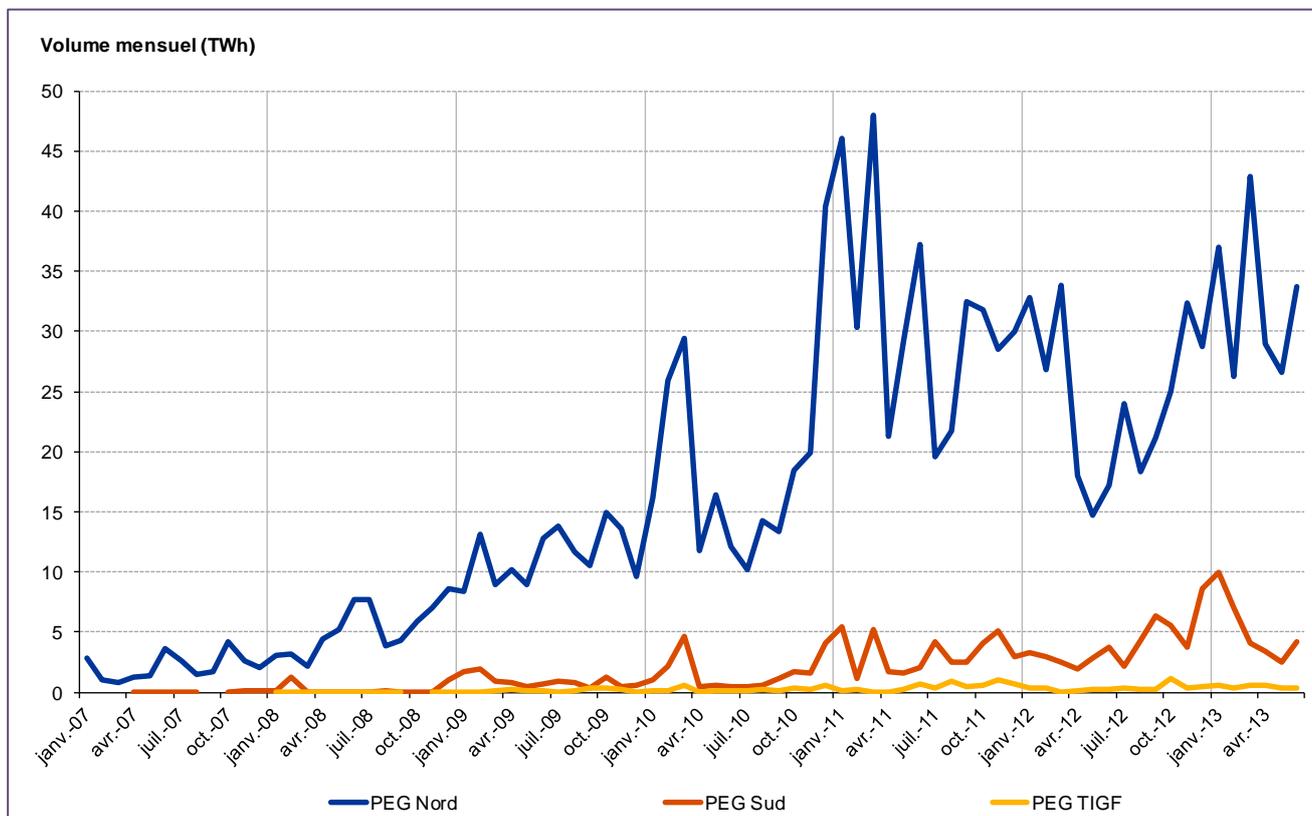
Tableau 19 : Comparaison d'écart *Bid-Ask* par produit entre les différents hubs européens

	2010	2011	2012	S1 2012	S1 2013
Day-ahead					
NBP	0,024	0,025	0,026	0,025	0,032
TTF	0,113	0,089	0,063	0,059	0,073
NCG	0,177	0,152	0,128	0,151	0,097
PEG Nord	0,159	0,124	0,127	0,122	0,223
M+1					
NBP	0,059	0,052	0,054	0,060	0,045
TTF	0,132	0,111	0,075	0,081	0,052
NCG	0,217	0,160	0,112	0,126	0,075
PEG Nord	0,224	0,194	0,228	0,246	0,297
Q+1					
NBP	0,090	0,080	0,089	0,093	0,072
TTF	0,186	0,162	0,110	0,108	0,112
NCG	0,291	0,270	0,202	0,239	0,148
PEG Nord	0,330	0,322	0,340	0,370	0,387
S+1					
NBP	0,084	0,073	0,087	0,091	0,064
TTF	0,182	0,163	0,121	0,115	0,107
NCG	0,275	0,243	0,185	0,209	0,120
PEG Nord	0,365	0,358	0,330	0,340	0,400

Source : Heren - Analyse : CRE

Sur le marché spot, les volumes mensuels échangés ont atteint un record en mars 2013 (17,4 TWh) dans un contexte de tension sur l’approvisionnement européen (voir section 2.2.1). La liquidité s’est particulièrement accrue au PEG Sud du fait notamment des tensions persistantes apparues sur ce hub depuis le début de l’été 2012 (voir section 2.2.2). Ainsi, les volumes négociés sur ce PEG ont augmenté d’environ 49 % entre 2011 et 2012 et de 44 % entre le 1^{er} semestre 2012 et le 1^{er} semestre 2013.

Graphique 71 : Volumes négociés par PEG sur le marché intermédiaire



Source : Powernext, courtiers - Analyse : CRE

Tableau 20 : Statistiques des échanges sur le marché intermédiaire français

	2010	2011	2012	S1 2012	S1 2013	2012 / 2011	S1 2013 / S1 2012
VOLUME NEGOCIE (TWh)							
Spot	80	118	121	60	77	+2 %	+28 %
* dont produits <i>day-ahead</i>	41	60	69	34	42	+15 %	+25 %
Terme	169	301	223	102	152	-26 %	+50 %
* dont produits mensuels	57	115	80	36	41	-31 %	+13 %
* dont produits saisonniers	72	130	93	53	91	-29 %	+71 %
Total marché intermédiaire	420	725	586	285	404	-19 %	+42 %
NOMBRE DE TRANSACTIONS							
Spot	34 214	47 653	64 112	28 457	46 106	+35 %	+62 %
* dont produits <i>day-ahead</i>	24 739	33 239	44 727	20 195	29 928	+35 %	+48 %
Terme	2 706	4 587	3 122	1 481	1 828	-32 %	+23 %
* dont produits mensuels	2 067	3 395	2 232	1 062	1 302	-34 %	+23 %
* dont produits saisonniers	355	711	507	322	381	-29 %	+18 %
Total marché intermédiaire	64 081	89 585	114 700	51 517	79 545	+28 %	+54 %
VOLUME LE PLUS COURAMMENT ECHANGE (MWh/j)							
Spot	1500 (19 %)	1500 (19 %)	1000 (15 %)	1500 (13 %)	1000 (25 %)		
* dont produits <i>day-ahead</i>	1500 (20 %)	1500 (21 %)	1000 (15 %)	1500 (15 %)	1000 (25 %)		
Terme	750 (58 %)	750 (52 %)	720 (28 %)	750 (40 %)	720 (44 %)		
* dont produits mensuels	750 (59 %)	750 (52 %)	720 (27 %)	750 (44 %)	720 (45 %)		
* dont produits saisonniers	750 (54 %)	750 (55 %)	720 (32 %)	720 (31 %)	720 (45 %)		
Total marché intermédiaire	1500 (10 %)	1500 (10 %)	1000 (8 %)	1500 (7%)	1000 (14 %)		

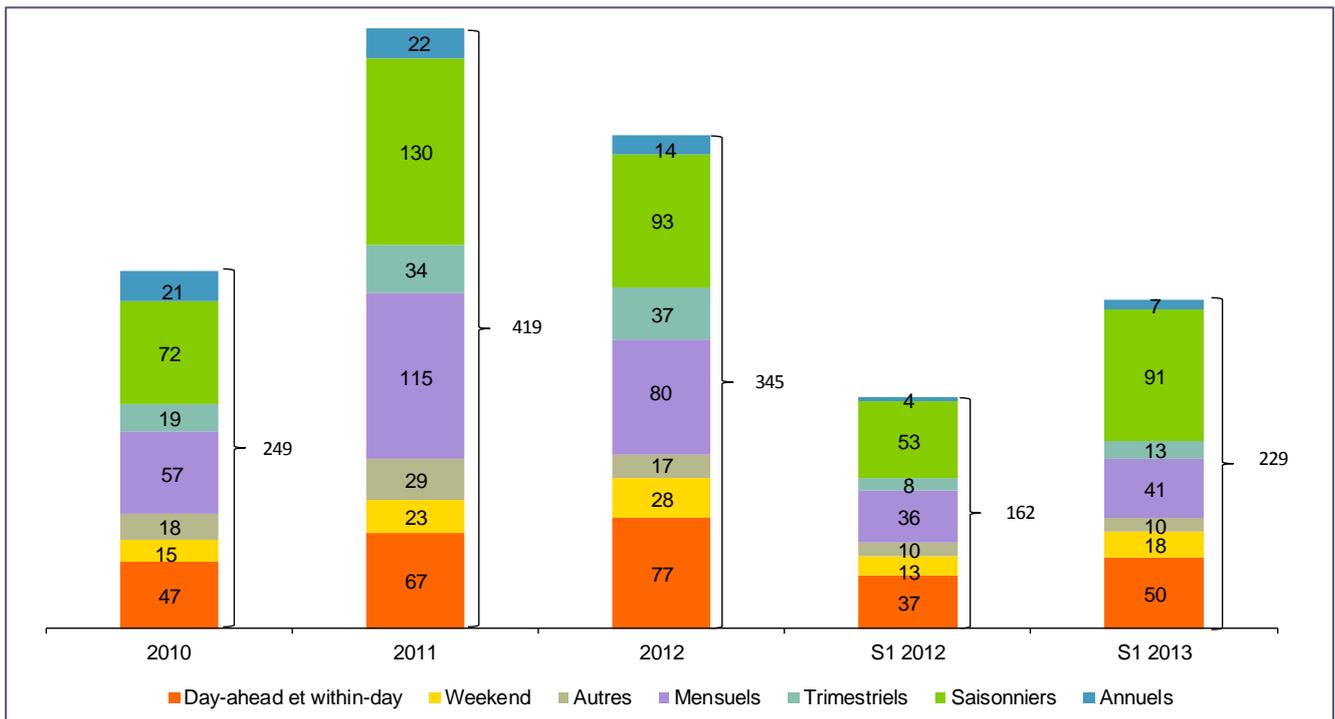
Source : Powernext, courtiers - Analyse : CRE

Les volumes échangés sur le marché intermédiaire restent dominés par des produits de type saisonnier, notamment le *front-season*⁹² (Graphique 72). La part des produits de type mensuel continue à reculer face à la progression des produits journaliers et plus particulièrement celle du *day-ahead*.

Le volume le plus couramment échangé sur le marché à terme est de 720 MWh/j en 2012 et sur le premier semestre 2013. Ce volume correspond à l'unité de référence du marché TTF (30 MW, soit 720 MWh/j), ce qui confirme l'influence de ce marché sur le PEG Nord, dont les volumes sont principalement issus de transactions « *spread PEG Nord / TTF* ». Sur le court terme, en revanche, les volumes les plus couramment échangés correspondent à des multiples de 250 MWh/j (principalement 750, 1000 ou 1500 MWh/j), ce qui correspond au volume standard de référence sur le marché français et montre ainsi une certaine autonomie du marché français sur ces échéances.

Graphique 72 : Volumes négociés sur le marché intermédiaire français par type de produit

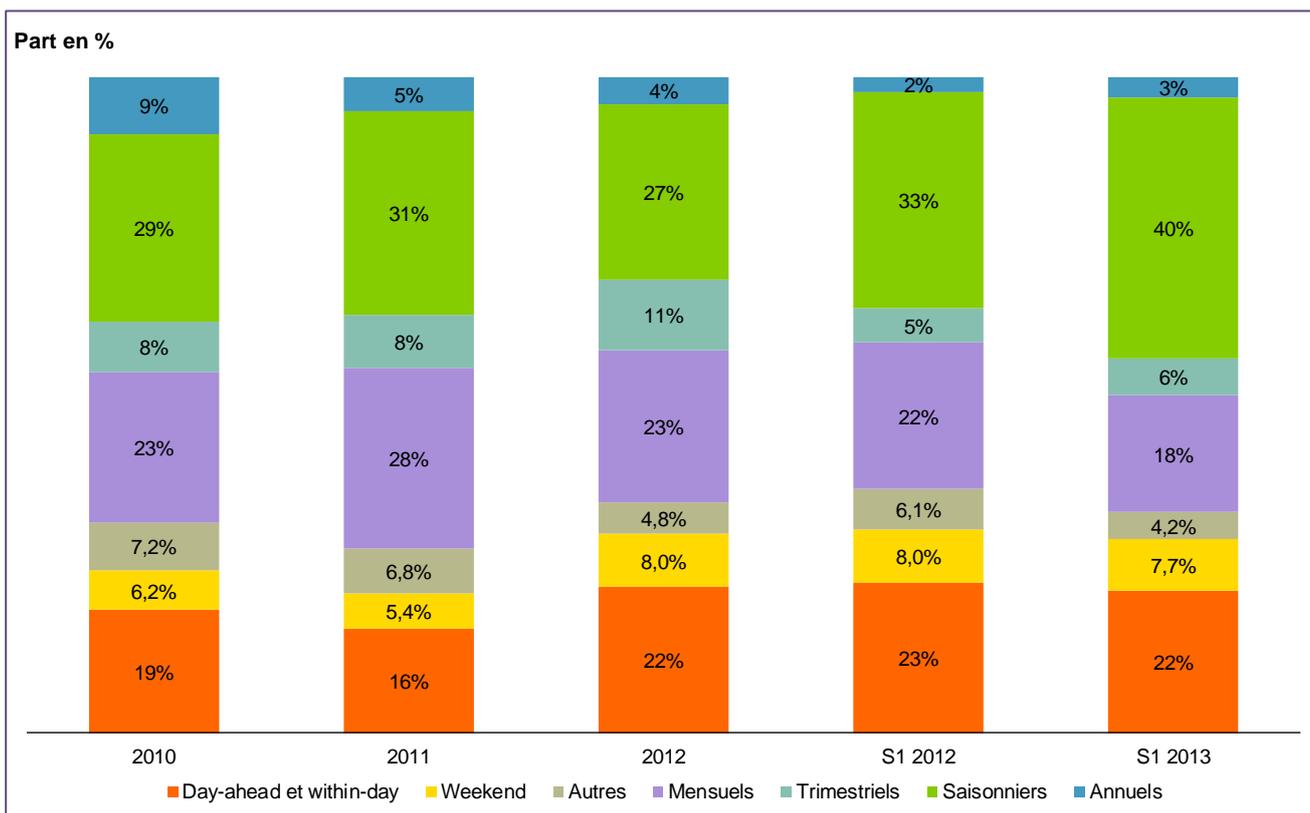
a. Volumes en TWh



Source : Powernext, courtiers - Analyse : CRE

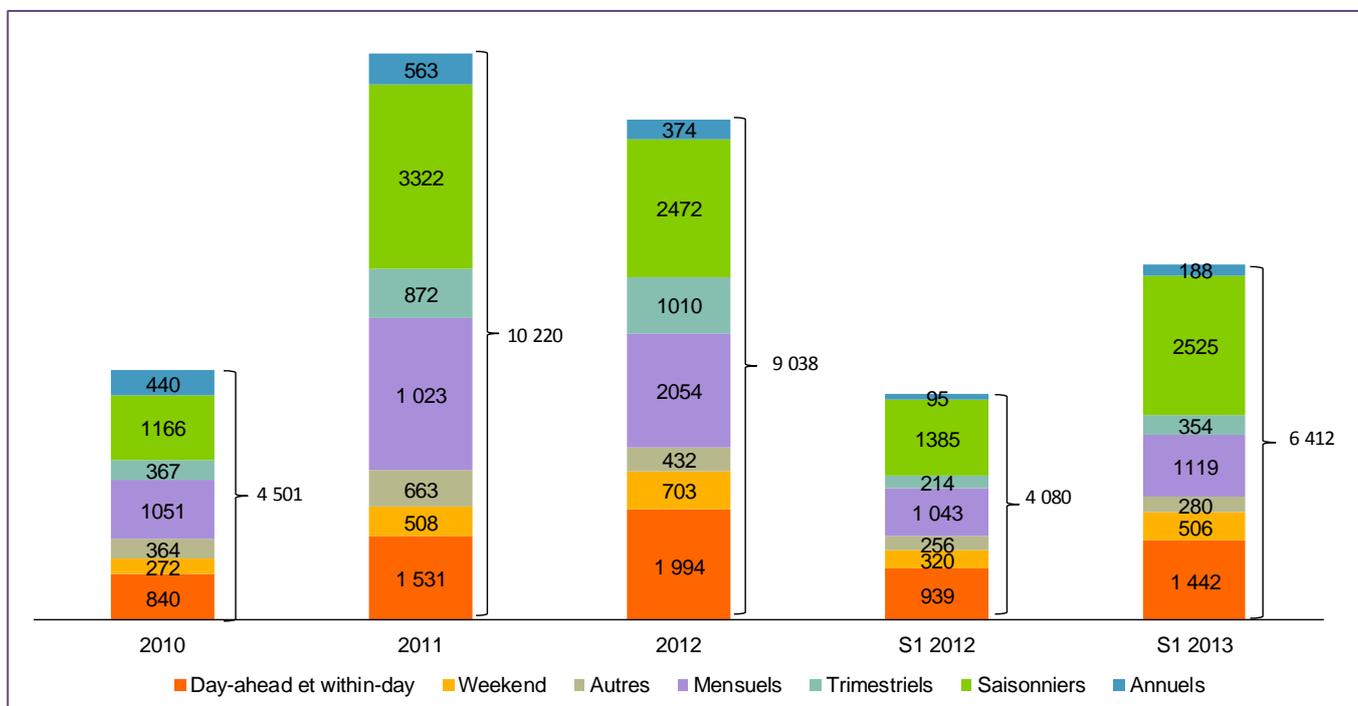
⁹² Voir glossaire

b. Répartition des volumes échangés



Source : Powernext, courtiers - Analyse : CRE

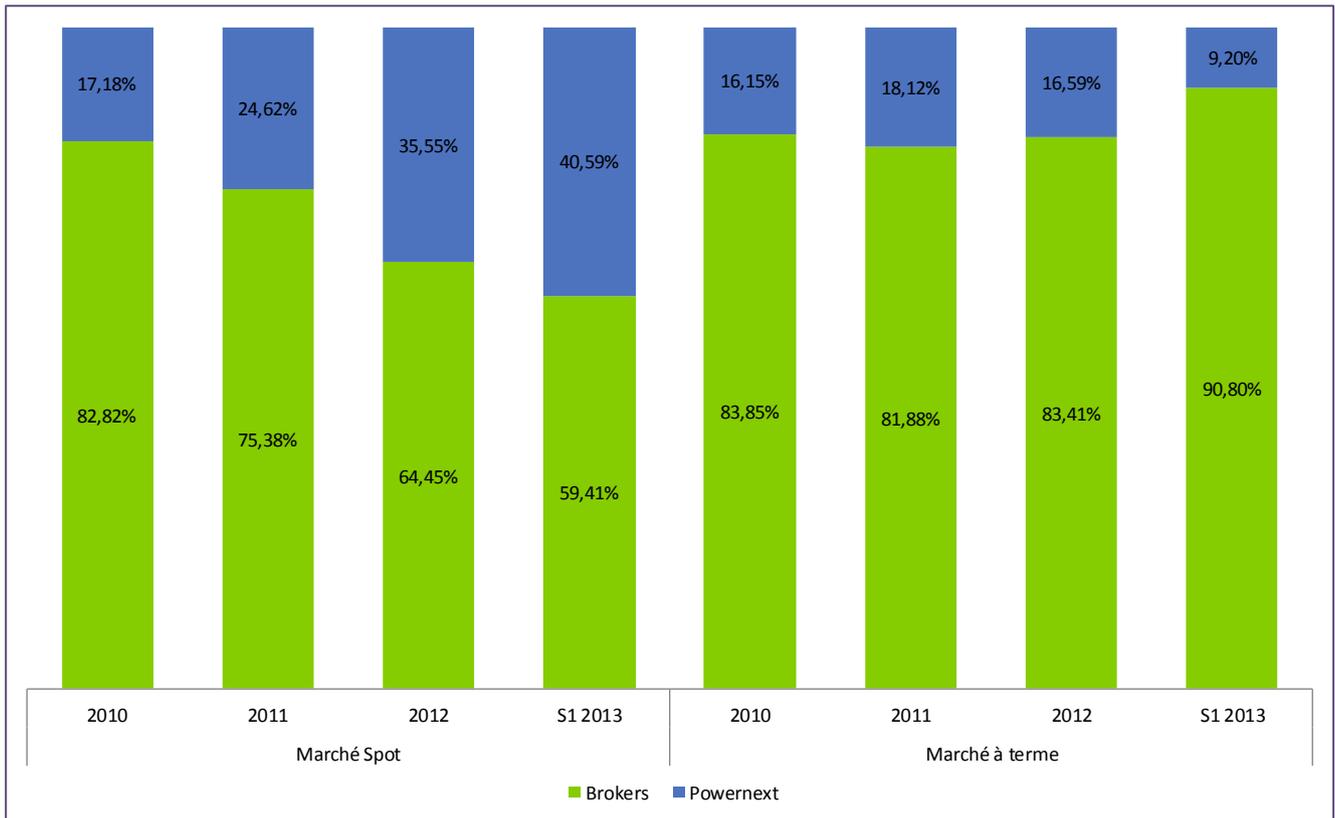
c. Valorisation des échanges en M€



Source : Powernext, courtiers - Analyse : CRE

La part de la bourse Powernext dans les échanges de type spot continue à s'accroître en 2012. La mise en place des produits swap entre le PEG Nord et le PEG Sud en mai 2011, puis du mécanisme de couplage de marché en juillet 2011, en partenariat avec GRTgaz, ont largement contribué à cette évolution. Sur la maturité *day-ahead*, la plus importante sur le spot, les échanges de produits *spread Nord/Sud* ont représenté environ 76 % des volumes négociés en 2012 au PEG Sud sur la plateforme de Powernext. En revanche, les courtiers restent le moyen d'intermédiation privilégié pour les échanges à terme et continuent à gagner des parts de marché par rapport à la bourse.

Graphique 73 : Répartition des volumes négociés spot et à terme par type d'intermédiation



Source : Powernext, courtiers – Analyse : CRE

1.3 Développement de la concurrence aux PEG et au niveau des infrastructures gazières

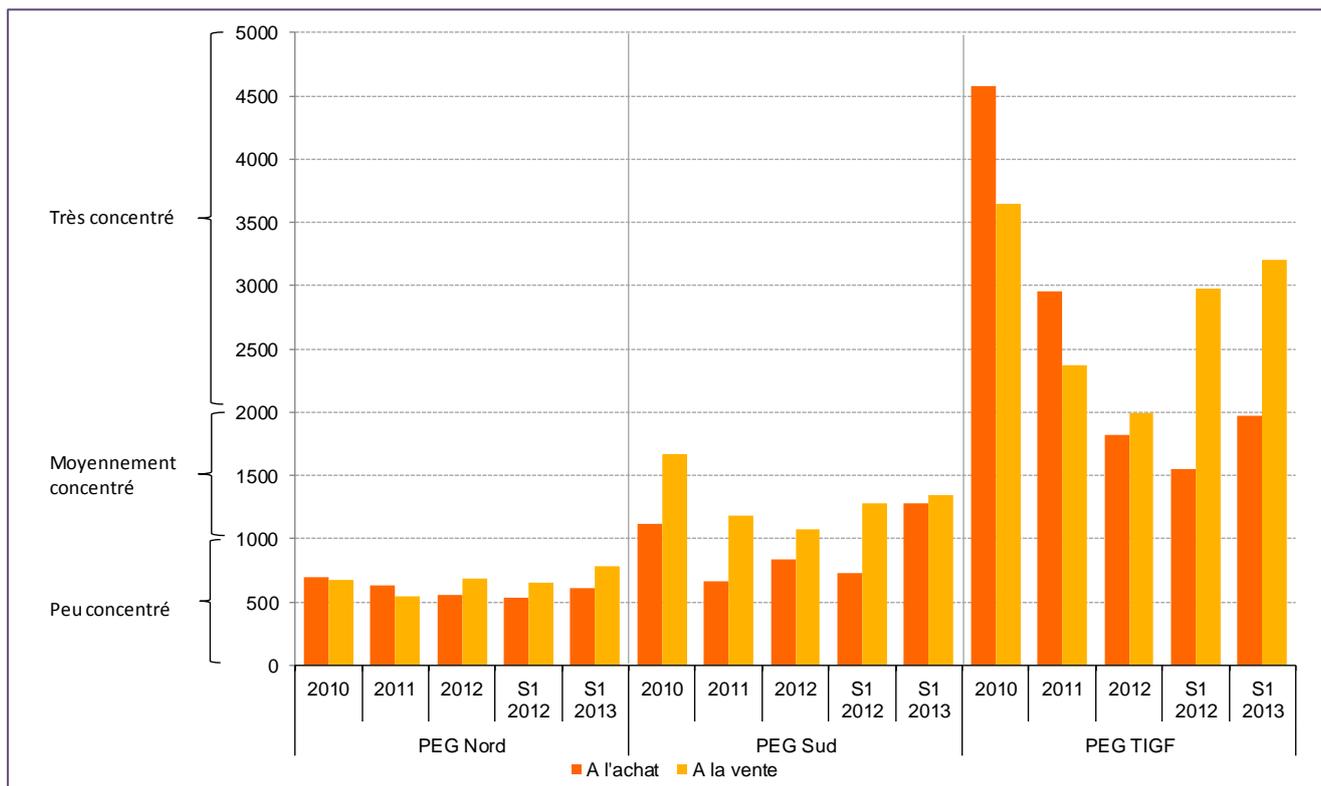
Les différences de concentration entre les trois PEG français se maintiennent en 2012 et au premier semestre 2013 (Graphique 74). Le PEG Nord reste le hub français le moins concentré et affiche, tant à l'achat qu'à la vente et sur les segments spot et à terme, des indices stables et caractéristiques d'un marché peu concentré.

La concentration du segment spot au PEG Sud augmente en 2012 et plus particulièrement au premier semestre 2013 en relation avec les besoins accrus de certains acteurs du fait des tensions au sud de la France (voir section 2.2.2). Le marché à terme sur ce PEG, caractérisé par son faible développement, affiche quant à lui une forte hausse de concentration à la vente durant le premier semestre 2013.

Du fait du faible nombre d'acteurs présents sur le marché, le PEG TIGF reste le hub français où les niveaux de concentration sont les plus importants. Toutefois, malgré une légère augmentation au premier semestre 2013, les niveaux de concentration sur le spot suivent une tendance décroissante. Ceci est dû en partie à l'arrivée de TIGF sur Powernext Gas Spot, en décembre 2011, pour couvrir en partie leurs besoins journaliers d'équilibrage.

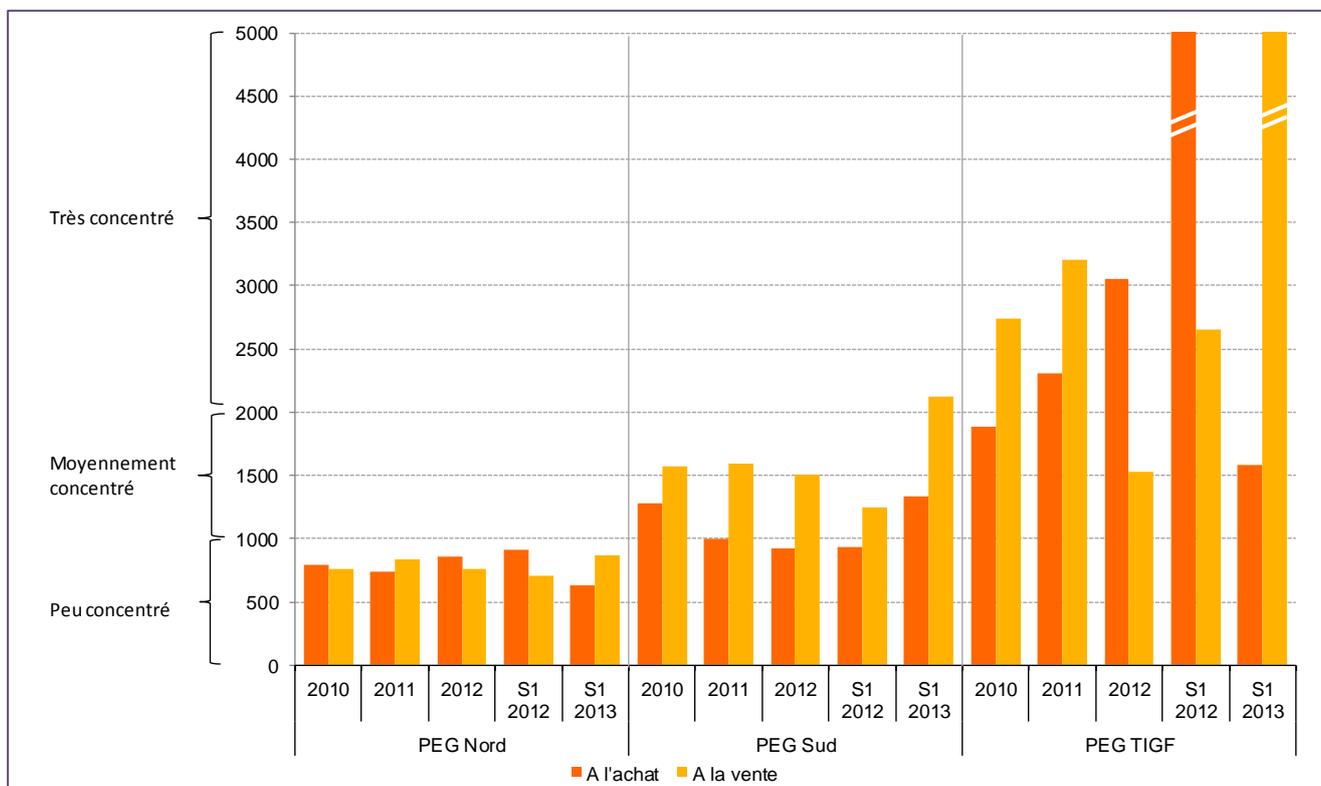
Graphique 74 : Indices de concentration du marché de gros français

d. Marché intermédiaire spot



Source : Courtiers, Powernext - Analyse : CRE

e. Marché intermédiaire à terme



Source : Courtiers, Powernext - Analyse : CRE

Bien qu'en augmentation, le nombre d'acteurs actifs sur le marché de gros français semble se stabiliser en 2012 et au premier semestre 2013 (Tableau 21). Ce constat est le même pour les points d'interface avec les réseaux de distribution (PITD). En revanche, le nombre d'acteurs actifs sur les interconnexions (PIR) et surtout sur les stockages (PITS) et les terminaux méthaniers est en déclin, particulièrement en 2013.

Le recul du nombre d'expéditeurs actifs sur les stockages est associé à la baisse des souscriptions de capacités sur ces infrastructures (voir section 2.3.3). Aux terminaux méthaniers, la diminution du nombre d'acteurs est associée la baisse des arrivées de GNL en France.

Tableau 21 : Nombre d'acteurs actifs sur le marché français

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	S1 2013
PEG	29	37	42	59	66	68	71
Dont traders	2	5	8	11	16	17	17
PIR	27	34	40	43	47	46	41
PITD	13	12	19	24	25	28	25
PITS*	22	25	30	38	37	38	25
Terminaux méthaniers **				7	6	5	2

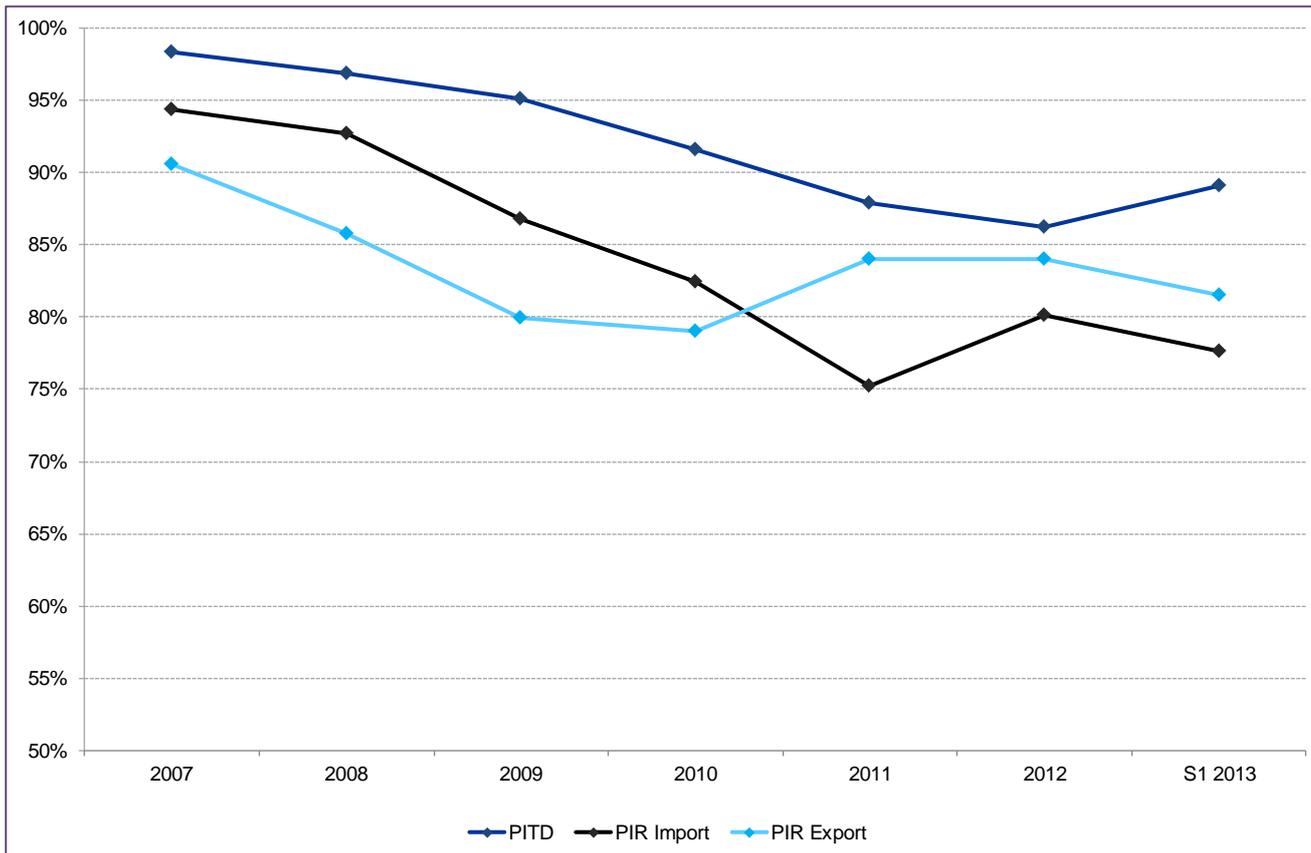
Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

* Pour les PITS, le nombre d'acteurs actifs est calculé sur la période allant du 1^{er} avril d'une année N au 30 mars de l'année N+1

** Analyse uniquement à partir de 2010

La tendance baissière constatée au cours des années précédentes de la part de marché des trois principaux acteurs présents sur les PITD s'est renversée au premier semestre 2013 (Graphique 75). Sur les interconnexions, cet indicateur reste stable à l'export alors qu'il stagne à l'import après avoir évolué à la baisse depuis 2007. La hausse de concentration sur les PITD et la stagnation sur les PIR peuvent s'expliquer en partie par la diminution du nombre d'acteurs présents sur ces points du réseau, en raison notamment d'une réorganisation de l'activité de certains d'entre eux.

Graphique 75 : Part de marché agrégée des trois principaux acteurs sur les différentes infrastructures



Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

2 LES PRIX DU GAZ

L'année 2012 a connu une légère augmentation des prix du gaz en Europe, qui s'approchent progressivement des niveaux connus avant la crise économique et financière de 2008. Les évolutions des prix du gaz sont liées à l'équilibre entre offre et demande sur les marchés de gros et aux prix issus des contrats d'approvisionnement de long terme. Elles sont également de plus en plus influencées par les marchés internationaux, tout particulièrement par le marché asiatique. Tandis que la demande en Europe est restée déprimée, l'Asie, et tout particulièrement le Japon, continue à importer massivement du gaz à des fins de production d'électricité. Les acteurs actifs sur le marché du GNL poursuivent ainsi leurs arbitrages entre ces deux marchés, mais aussi avec le marché sud-américain qui a également fortement augmenté ses importations en GNL.

Sur le marché nord-américain, la production de gaz non conventionnels poursuit son essor, entraînant des prix du gaz très attractifs. La production d'électricité à partir de gaz est ainsi favorisée par rapport au charbon outre-Atlantique, entraînant une baisse importante des cours du charbon.

L'évolution du prix des produits pétroliers continue à influencer le marché du gaz au travers des contrats de long terme, même si la part d'indexation marché de ces contrats est désormais significative. Les prix des produits pétroliers se sont stabilisés en moyenne sur l'année 2012 mais restent à des niveaux historiquement élevés. Ils affichent cependant des fortes variations durant la période comme conséquence notamment des tensions géopolitiques et des incertitudes macroéconomiques.

Les prix européens du gaz subissent ainsi une concurrence à la fois géographique et sectorielle, avec des pressions haussières liées au marché du GNL et à des niveaux élevés des produits pétroliers. La perte de compétitivité du gaz par rapport au charbon en Europe dans la production d'électricité (voir section III, encadré 6) entraîne des reports dans les projets de centrales à cycle combiné gaz, et des mises sous cocon des centrales existantes⁹³.

Le marché français a suivi la tendance constatée sur les places de marché voisines (NBP, TTF) mais fait face à une tension particulière en zone Sud en lien avec le détournement du GNL vers les marchés asiatiques. Un différentiel important entre le PEG Nord et le PEG Sud est apparu depuis avril 2012, ce qui a conduit la CRE à mener une analyse approfondie et à délibérer le 29 mai 2013⁹⁴.

2.1 Les prix sous influence des marchés internationaux

2.1.1 Le différentiel de prix entre les marchés européen et américain s'est davantage creusé en 2012

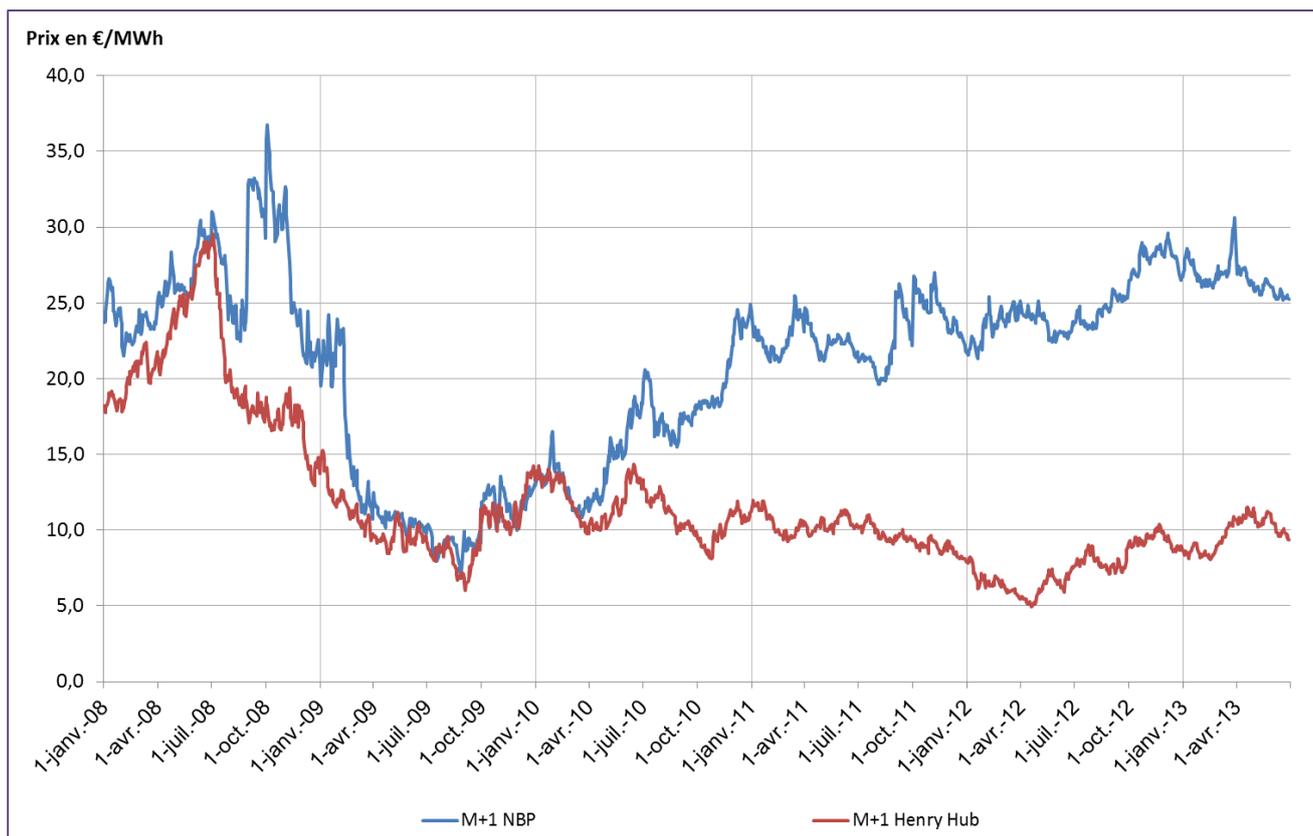
Les prix du gaz naturel aux Etats-Unis ont atteint courant 2012 un point le plus bas depuis 10 ans, passant sous les \$2/MMBtu⁹⁵ au Henry Hub (soit environ 5€/MWh). Malgré ce niveau particulièrement bas, l'exploitation à grande échelle des gaz non-conventionnels, dont les gaz de schiste, s'est poursuivie. En conséquence de ce développement, la production de gaz naturel aux Etats-Unis a augmenté de 5 % en 2012 pour revenir à des volumes qui n'avaient plus été atteints depuis 1970. Cette croissance de la production a entraîné une forte réduction des importations GNL et des importations en provenance du Canada. L'abondance de ressource a largement permis de répondre à une demande en croissance, ce qui a fortement fait chuter le prix du gaz. Ainsi le prix de gros du gaz aux Etats-Unis est à peu près 2,5 fois plus bas que les prix européens (Graphique 76).

⁹³ Dépêche AFP du 11 avril 2013 : *GDF Suez va annoncer la mise sous cocon de 3 de ses 4 centrales à gaz en France*

⁹⁴ [Consulter la délibération de la CRE du 29 mai 2013](#). Le lecteur pourra aussi se référer à l'encadré 7 de ce présent rapport.

⁹⁵ Source : CME Group. Définition de « MMBtu » dans le glossaire.

Graphique 76 : Prix du gaz M+1 (Royaume-Uni et Etats-Unis)



Source : Heren, Bloomberg- Analyse : CRE

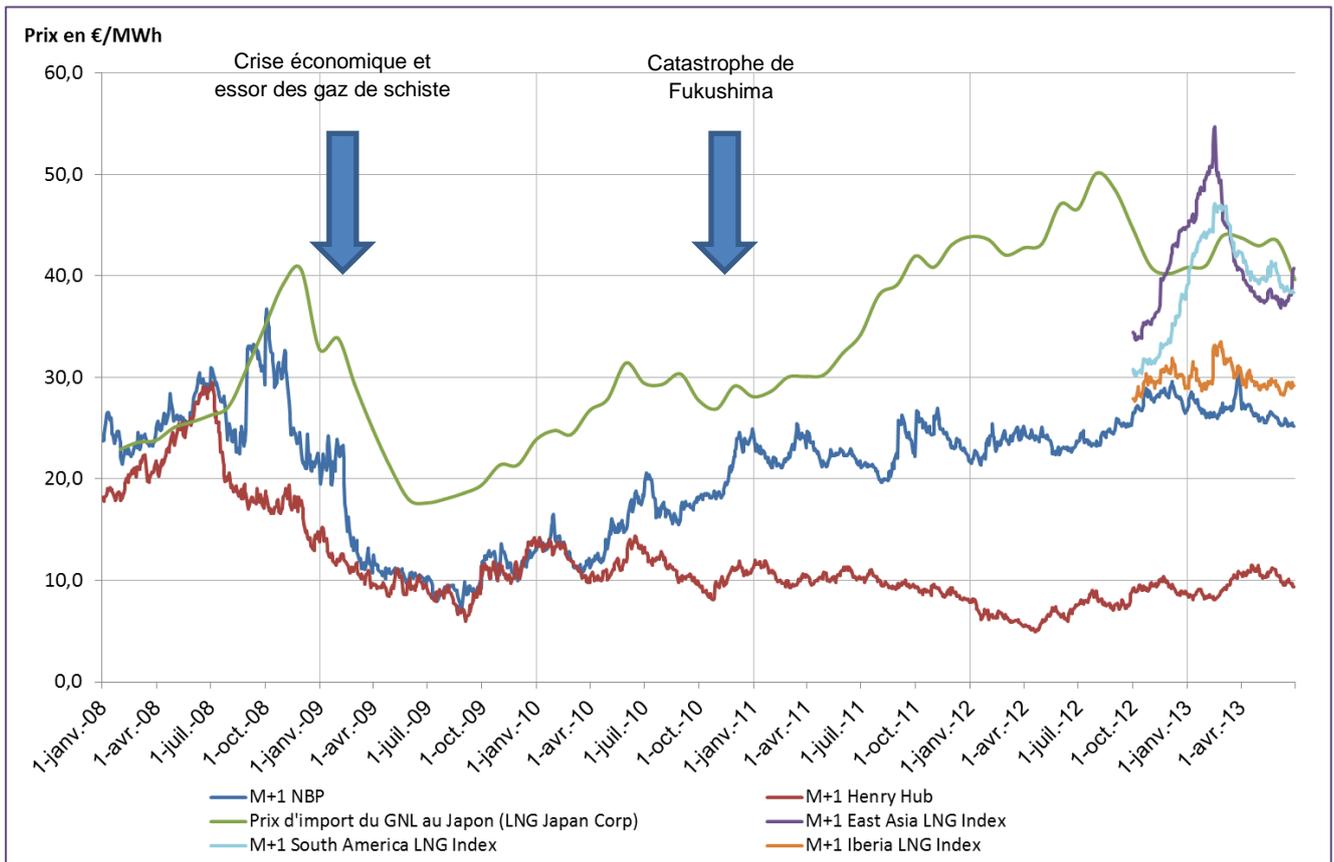
L'absence de capacités d'exportation de GNL en Amérique du Nord explique la forte déconnexion avec les autres marchés de gros du gaz et contribue à la formation d'un « îlot » gazier nord-américain. Néanmoins, les premiers accords d'exportation du gaz américain sous forme de GNL ont été conclus : le 25 mars 2013, Centrica a annoncé⁹⁶ la signature d'un contrat d'exportation de 20 ans (+10 ans en option) pour un volume de 26,7 TWh de GNL avec la société américaine Cheniere Energy Partners. Le GNL, dont les premières livraisons sont attendues fin 2018, sera expédié depuis l'usine de liquéfaction de Sabine Pass en Louisiane.

⁹⁶ <http://www.centrica.com/index.asp?newsid=2693&pageid=1041>

2.1.2 Les marchés européens sont influencés par la hausse du prix du GNL en Asie et en Amérique du sud

Les prix asiatiques ont fortement augmenté en moyenne en 2012 par rapport à 2011, en lien avec la catastrophe de Fukushima et la substitution d'une partie de la production nucléaire par du gaz naturel. Le différentiel entre le prix d'import du GNL au Japon et le NBP M+1 a représenté en moyenne 19,3 €/MWh en 2012 alors qu'il était de 13,2 €/MWh en 2011. Les prix sud-américains ont également fortement augmenté fin 2012 et atteignent désormais des niveaux similaires aux prix asiatiques. Les prix européens évoluent ainsi au milieu d'une fourchette comprise entre les prix nord-américains et ceux de la sphère asiatique (Graphique 77).

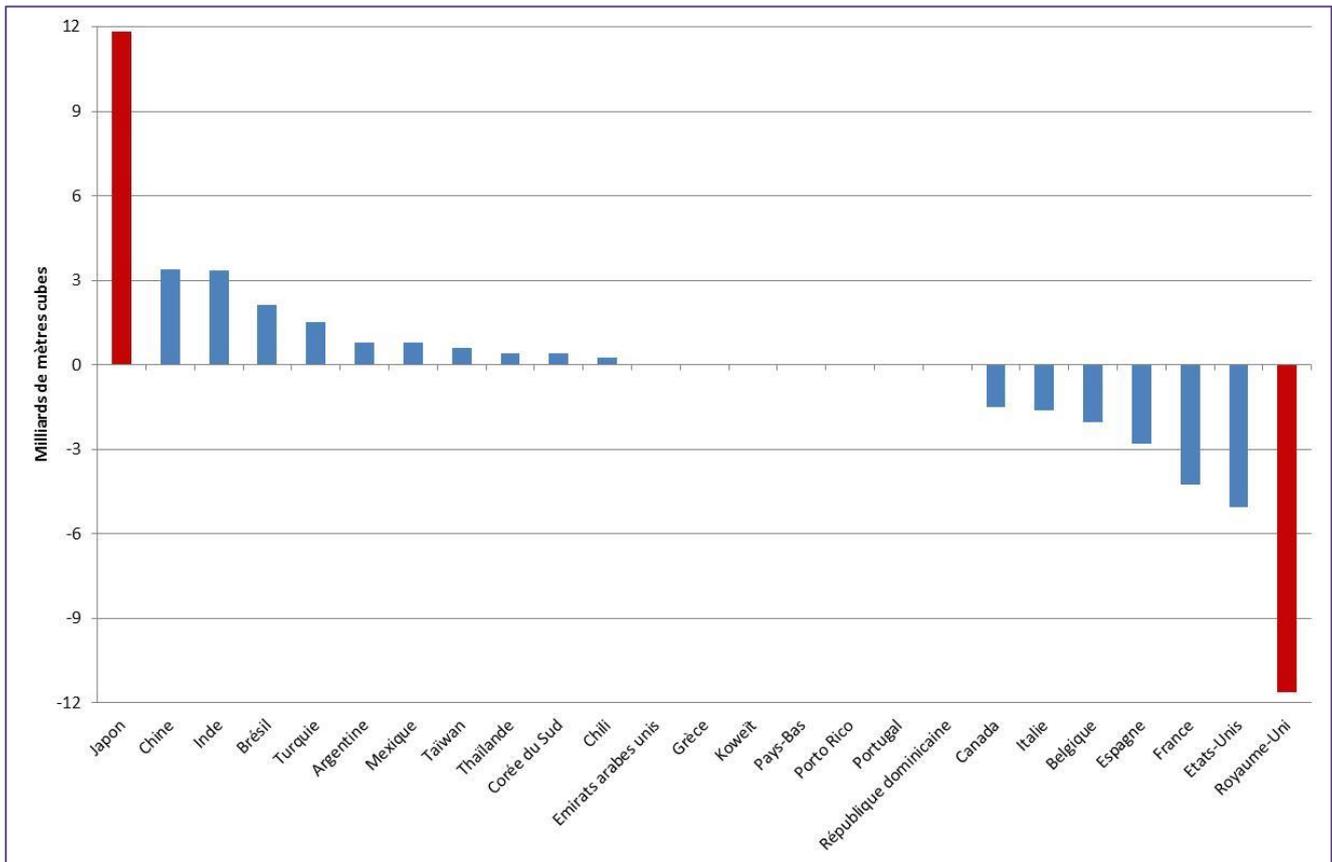
Graphique 77: Prix du gaz en Europe, aux Etats-Unis, en Amérique latine et en Asie



Source : Heren, Bloomberg- Analyse : CRE

L'écart de prix important entre les marchés européens d'une part, et les marchés asiatiques et sud-américains d'autre part a eu pour effet le détournement de cargaisons de GNL vers les marchés les plus offrants. Ainsi, les importations de GNL ont connu des variations importantes selon les pays entre 2011 et 2012, avec une hausse très importante au Japon, mais également en Chine et en Inde, et au contraire une baisse très importante sur les marchés européens (Royaume-Uni, France, Espagne etc...) et nord-américains (Graphique 78).

Graphique 78 : Evolution des importations de GNL 2011-2012 (YoY)



Source : Bloomberg / British Petroleum statistics – Analyse : CRE

La baisse des importations de GNL crée des tensions dans certaines zones en Europe, très dépendantes de ces arrivées, et relativement peu interconnectées avec d'autres marchés, comme peuvent l'être l'Espagne ou le sud de la France.

Le Royaume-Uni voit ses importations GNL fortement baisser en volume en 2012. Alors que le Royaume-Uni était le plus grand importateur européen de GNL en 2011 (25 *bcm*⁹⁷), juste devant l'Espagne (24 *bcm*), la baisse des importations de GNL en 2012 y a été davantage marquée. Deux facteurs peuvent expliquer ce phénomène. Contrairement à l'Espagne, le système britannique dispose d'autres flexibilités d'approvisionnement qui ont compensé le déficit en GNL. Les importations par gazoduc sont notamment en hausse d'environ 7,6 *bcm* en 2012. D'autre part, le fait que les cargaisons GNL soient moins valorisées au NBP qu'en Espagne (Graphique 77) explique aussi que le Royaume-Uni ait davantage souffert de détournements de méthaniers.

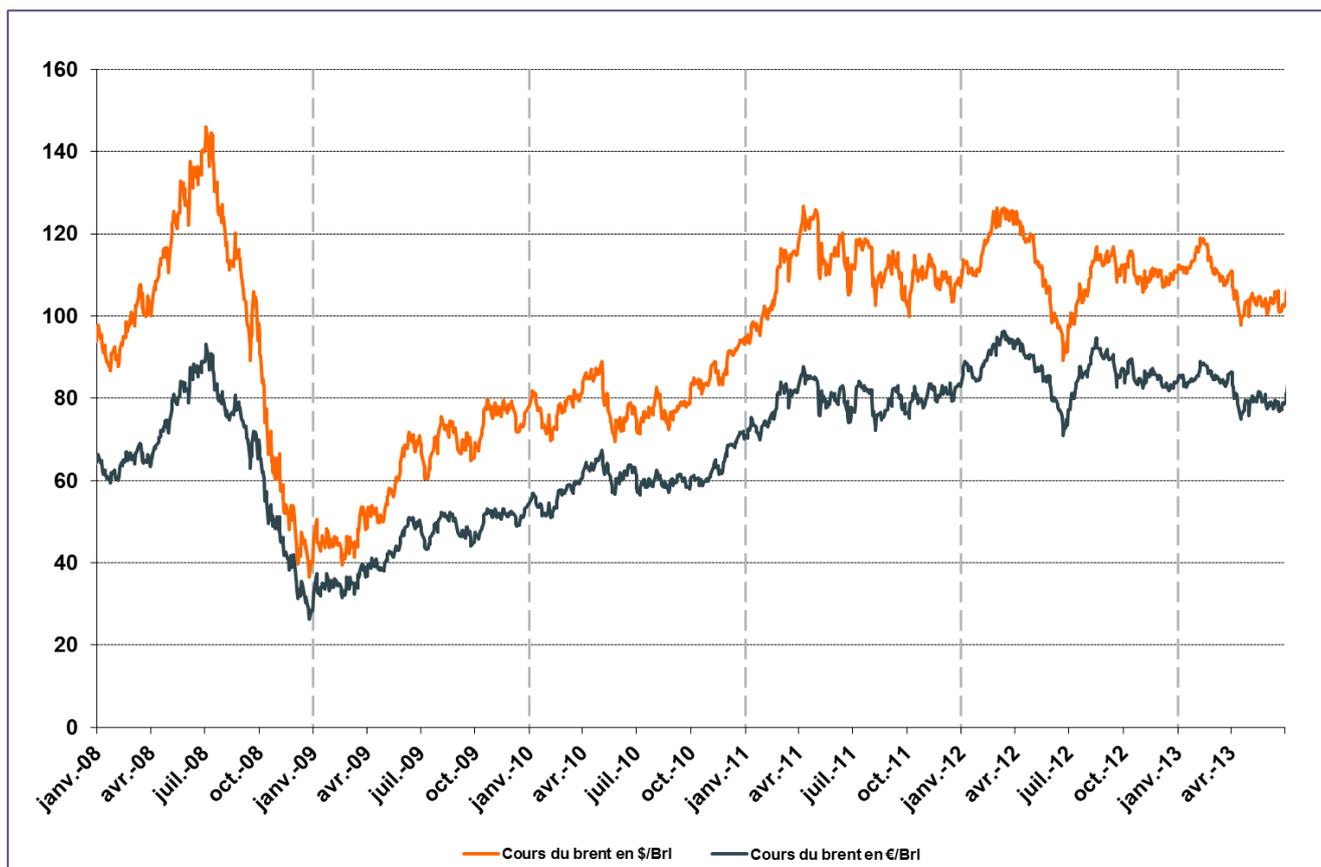
⁹⁷ Voir définition « bcm » dans le glossaire

2.1.3 La déconnexion entre les prix du marché de gros et les prix des produits pétroliers est toujours d'actualité en 2012

Les cours du Brent⁹⁸ en 2012 et au cours du premier semestre 2013 ont connu une tendance stable bien que marquée par des fortes variations (96 €/bbl en mars 2012, 71 €/bbl en juin 2012 puis 89 €/bbl en février 2013). Si le prix du Brent n'a pas atteint le record établi en juillet 2008 à plus de 144 \$/bbl, le Brent libellé en €/bbl a dépassé à plusieurs reprises le record de 2008 (93,07 €/bbl) et se situe à des niveaux historiquement élevés (Graphique 79).

L'embargo pétrolier contre l'Iran décidé en janvier 2012 par la Commission Européenne a été le principal facteur de hausse des prix durant la première partie de l'année. Par la suite, les inquiétudes sur la stabilité financière de la zone Euro ont fortement pesé sur les cours entre les mois de juin et août. La baisse a été accentuée par l'effet d'appréciation du dollar.

Graphique 79: Evolution des prix du Brent



Source : Bloomberg – Analyse : CRE

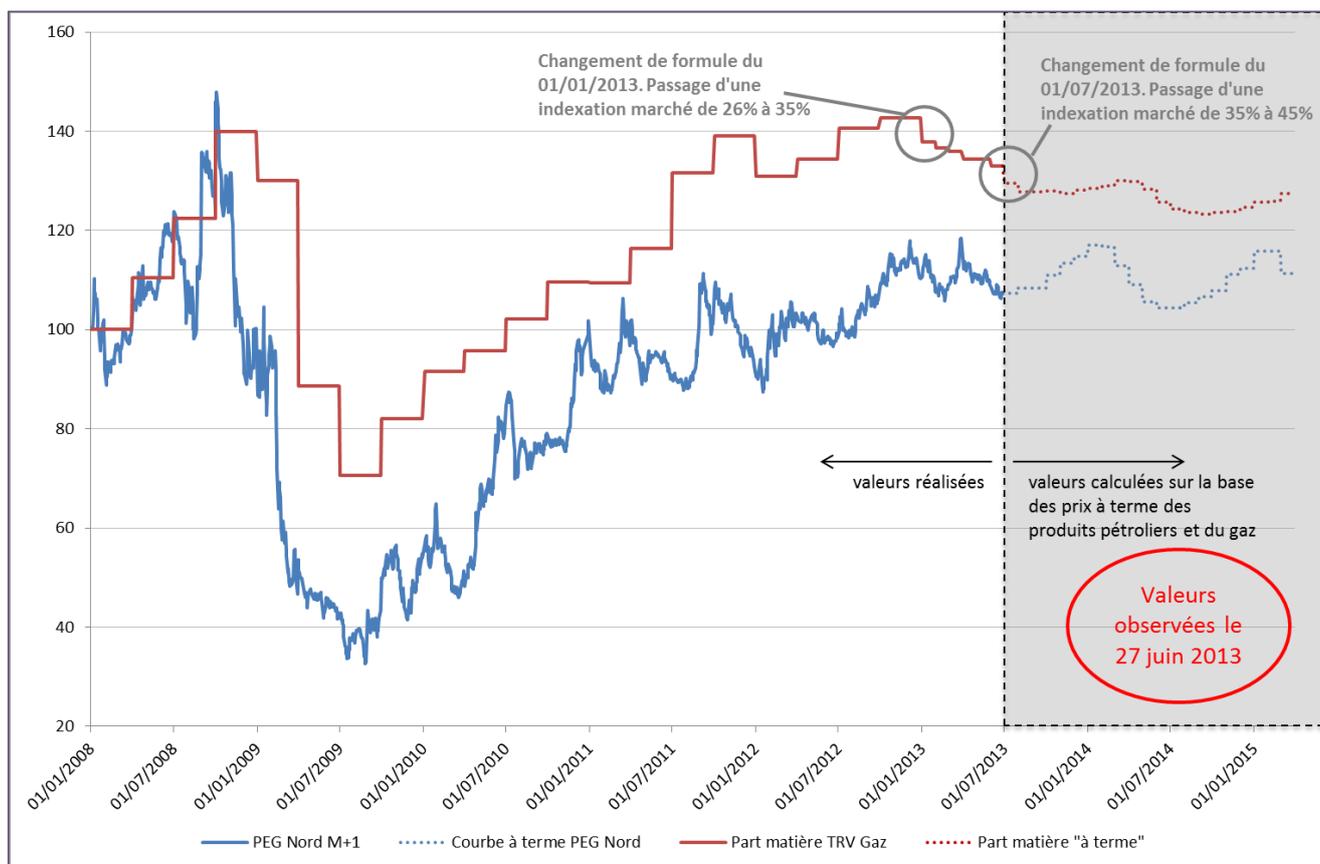
Depuis 2009, la progression plus accentuée des prix des produits pétroliers a provoqué une déconnexion progressive entre les prix des contrats de long terme d'approvisionnement et les prix sur les marchés de gros du gaz. Cette déconnexion persiste encore en 2012 et a conduit de nombreux fournisseurs européens à renégocier leurs contrats d'approvisionnement auprès des compagnies des pays producteurs. Ceci a permis d'introduire dans les contrats d'approvisionnement davantage d'indexation sur les marchés du gaz et de réduire l'indexation sur les produits pétroliers.

⁹⁸ Contrat Future ICE première échéance

En France, afin de prendre en compte ces évolutions, ces renégociations de contrats se sont traduites par une révision successive de la formule des tarifs réglementés de vente de gaz (TRV) avec une part indexée sur le marché de gros de plus en plus accrue. Ainsi, l'arrêté du 27 juin 2013 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel⁹⁹, porte à 45 % la part indexée sur les marchés de gros de gaz naturel dans la formule de calcul des coûts d'approvisionnement de GDF Suez. Cette part n'était que de 26 % en 2012.

Les valeurs à terme du **graphique 80**, calculées à partir des cotations des produits à terme sur les marchés au 27 juin 2013, indiquent une légère diminution de l'écart entre les prix du gaz et les prix issus des contrats de long terme, notamment en raison de la part croissante de l'indexation au marché du gaz. Il convient toutefois de préciser que ces valeurs ne présagent pas de l'évolution effective des prix du gaz ni des coûts d'approvisionnement inclus dans les tarifs réglementés de vente.

Graphique 80 : Comparaison entre prix du gaz sur les marchés de gros et prix du gaz issus de la formule des TRV (base 100 au 1^{er} janvier 2008)



Source : Argus, Bloomberg, Powernext – Analyse : CRE

Note : (1) la courbe bleue en continu représente la courbe des prix du produit month-ahead PEG Nord. (2) la courbe bleue en pointillée représente la courbe des prix à terme au PEG Nord telle qu'observée le 27/06/2013. (3) La courbe rouge en continu représente l'évolution de la part matière dans les coûts d'approvisionnement de GDF Suez et intègre les différents changements de formule. (4) la courbe rouge en pointillés représente l'évolution « à terme » de la part matière, calculée à partir des valeurs à terme des indices composant la formule actuelle et telles qu'observées le 27/06/2013.

⁹⁹ JORF n°0150 du 30 juin 2013 page 10952 texte n° 12

2.2 Les prix de gros en France ont progressé en 2012 et début 2013 sur le marché spot avec plusieurs pics de prix et une tension persistante sur le différentiel Nord/Sud

2.2.1 Les prix de gros sont en hausse sur les marchés spot européens en 2012 et sur la première partie de 2013 avec plusieurs occurrences de pics de prix

Après avoir connu une année de stagnation en 2011, les prix du gaz en Europe progressent en 2012-2013 (Graphique 81). Le marché français a suivi la tendance européenne. Ainsi, en France, alors que les prix évoluaient globalement depuis 2011 dans une fourchette entre 20 et 25 €/MWh, le PEG Nord s'échange depuis août 2012 à des niveaux supérieurs (entre 25 et 30 €/MWh).

L'année 2012 a été marquée par un important pic de prix en février 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 analyse de la CRE sur les conditions de formation des prix en France (voir délibération de la CRE du 26 juin 2012¹⁰⁰ et Rapport sur le fonctionnement des marchés de gros 2011-2012¹⁰¹).

Les températures moyennes du mois de février 2012 ont été inférieures de plus de 5 degrés aux références, positionnant ce mois au quatrième rang des mois de février les plus froids depuis 1950. Ce phénomène a provoqué des records de consommation en France¹⁰² et des pics historiques de prix *day-ahead*¹⁰³. La tension sur les marchés européens a été exacerbée par des restrictions sur les importations en provenance de Russie. Par ailleurs, la décision unilatérale des autorités italiennes¹⁰⁴ d'obliger les expéditeurs à utiliser au maximum leurs capacités d'importation de gaz vers l'Italie a exacerbé la tension sur le système français au travers de l'interconnexion avec la Suisse (Oltingue).

Malgré cette tension, la capacité d'import disponible aux principaux points d'interconnexion du réseau français (notamment sur Obergailbach et Taisnières H) n'a pas été pleinement utilisée pendant la période de vague de froid, malgré le fort différentiel de prix entre le PEG Nord et les *hubs* voisins. Entre le 1^{er} et le 7 février 2012, 20 % des capacités d'entrée souscrites (2,2 TWh) n'ont pas été utilisées (soit 9 % de la consommation française sur cette période). Les acteurs de marché ont alors indiqué que la sous-utilisation des capacités est conséquente à des contraintes d'équilibrage sur le réseau belge et à des problèmes de congestions sur le réseau allemand.

¹⁰⁰ [Délibération de la CRE du 26 juin 2012 portant communication sur les pics de prix de début février 2012](#)

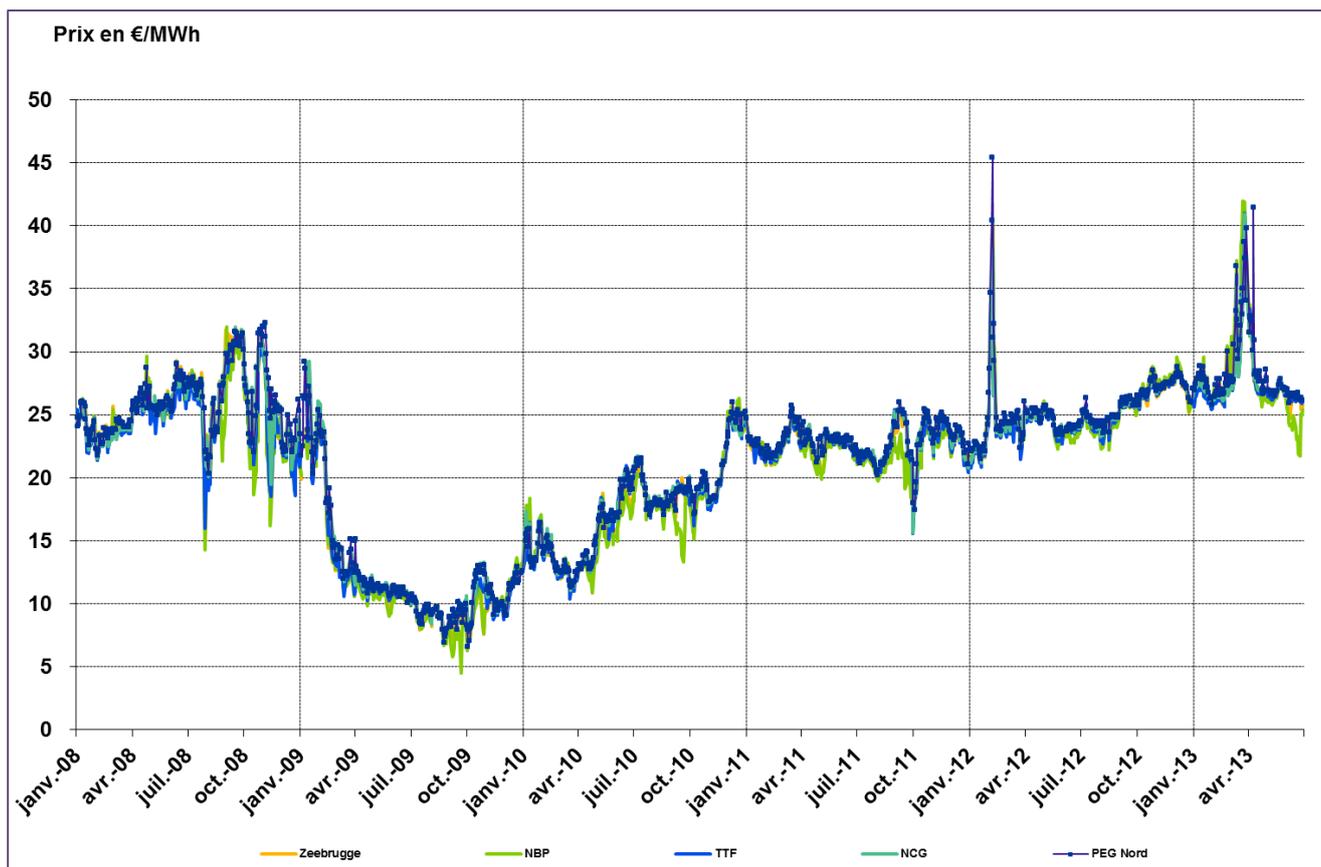
¹⁰¹ [Consulter le Rapport de surveillance des marchés de gros 2011-2012 de la CRE](#) p.117

¹⁰² La consommation française s'est située à 3,643 TWh le 7 février et 3,673 TWh le 8 février 2012

¹⁰³ Le prix *day-ahead* au PEG Nord a atteint 40,5 €/MWh pour livraison le 7 février et 45,7 €/MWh pour livraison le 8 février 2012

¹⁰⁴ 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 du réseau italien.

Graphique 81: Evolution des prix day-ahead européens



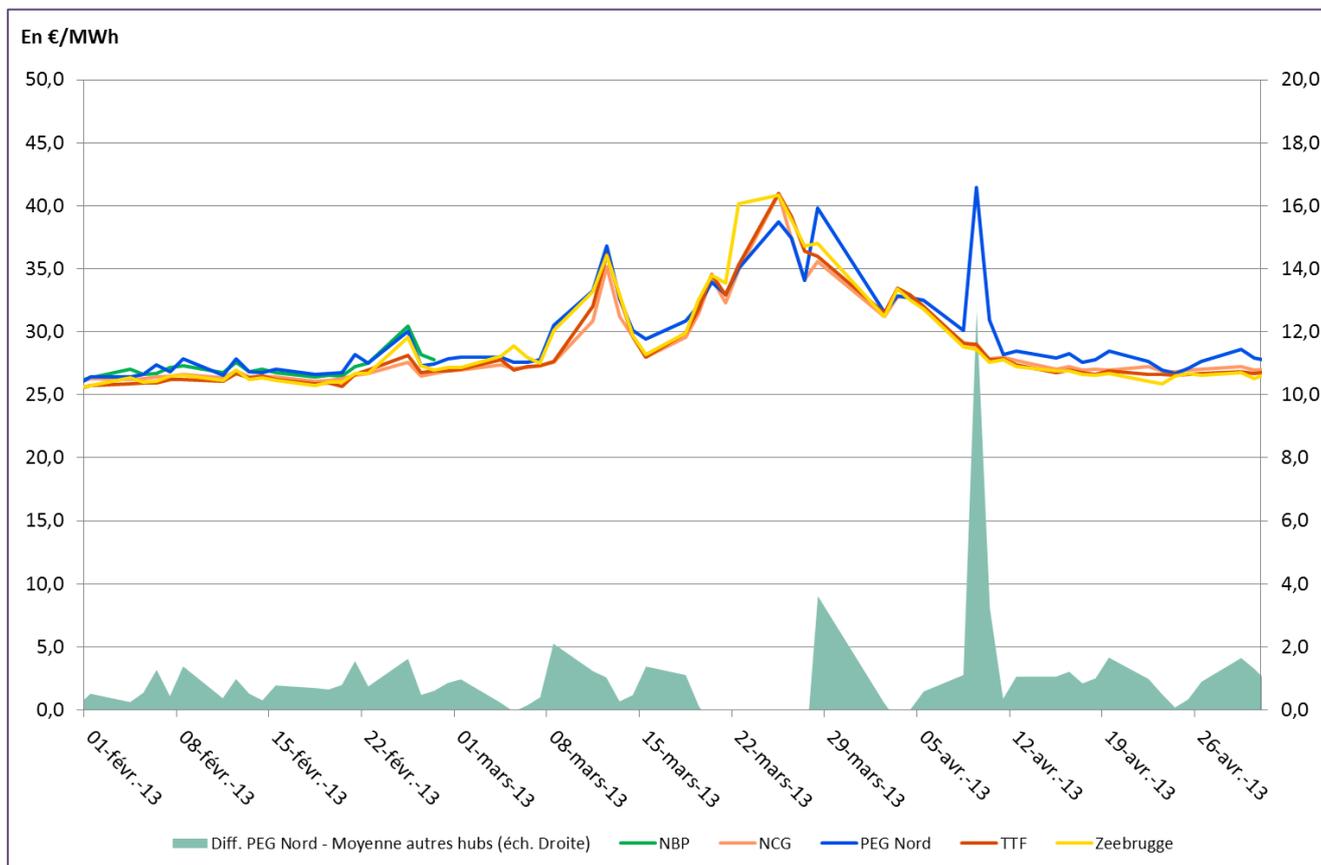
Source : Heren, Powernext – Analyse : CRE

Dans la période s'étendant du 1^{er} mars au 1^{er} mai 2013, d'autres pics de prix ont eu lieu sur les marchés de gros français (Graphique 82) : le 12 mars avec des prix au-dessus de 36 €/MWh, le 25 et 28 mars avec des prix au-dessus de 38 €/MWh, et le 9 avril avec un pic au-dessus de 42 €/MWh.

Les pics des prix apparus en France et en Europe au mois de mars 2013 sont concomitants à une situation de tension dans l'approvisionnement du système britannique, et plus généralement européen. En effet, le Royaume-Uni a été affecté, dans un contexte de froid prolongé, de niveau de stock très bas et de déficit d'approvisionnements en GNL, par une succession de problèmes techniques qui ont fortement réduit les flux entrants sur son réseau. L'offre disponible s'est en particulier réduite du fait d'incidents en Norvège qui ont limité la production de gaz au mois de mars et du fait de la coupure inattendue le 22 mars, de l'interconnexion qui relie le Royaume-Uni au hub de Zeebrugge (Belgique).

Le pic du 9 avril 2013 est en revanche spécifique au marché français. Ce pic a été caractérisé par des fortes variations de prix day-ahead¹⁰⁵ en cours de journée. Par ailleurs, il a été concomitant à d'importantes réductions de capacités aux points d'entrée de Dunkerque (acheminant le gaz depuis les champs norvégiens) et de Taisnières (acheminant le gaz depuis le hub belge). Le niveau des interruptions était cependant connu depuis plusieurs semaines. Des analyses spécifiques des services de la CRE sur cette journée sont en cours.

Graphique 82 : Pic des prix spot du gaz en Europe (mars/avril 2013)

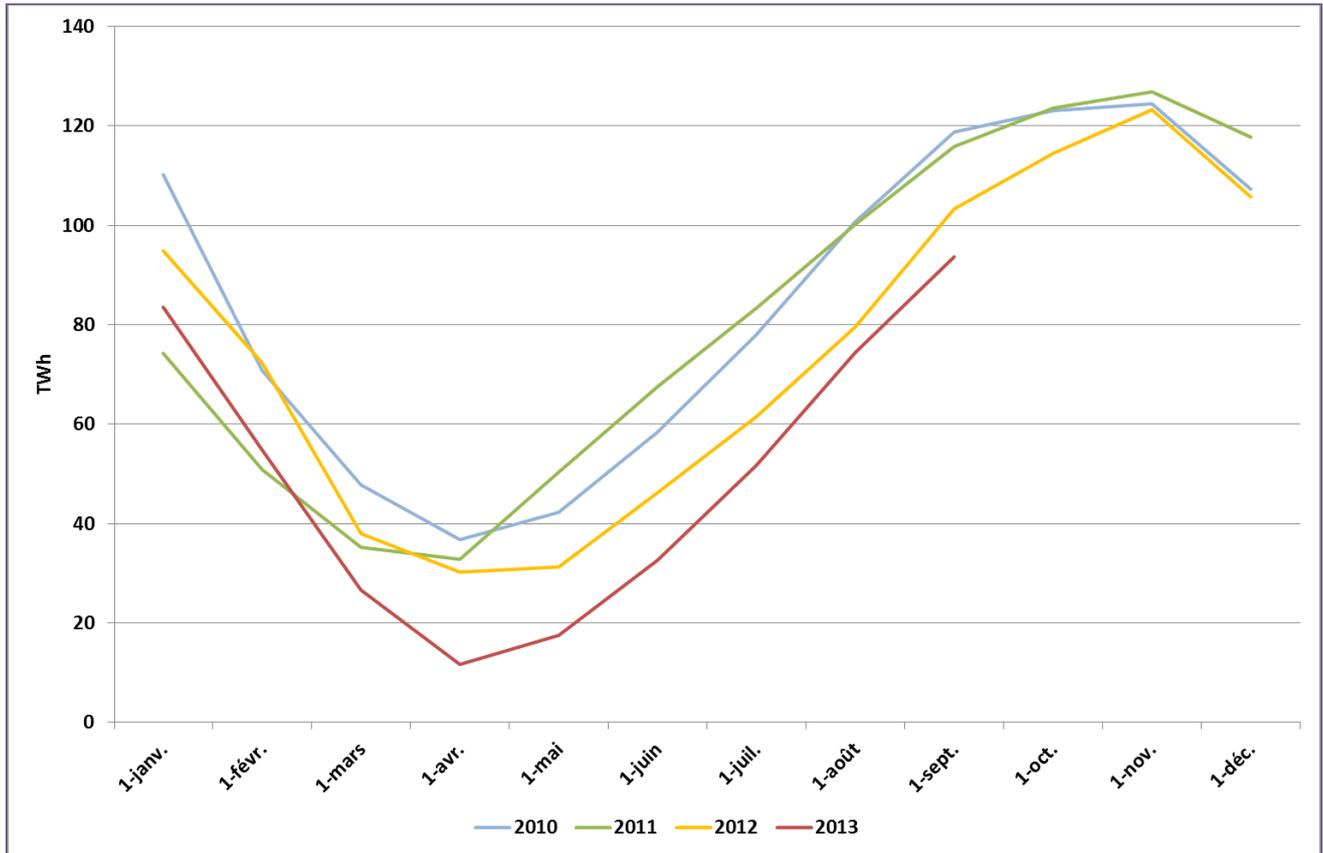


Source : Heren, Powernext – Analyse : CRE

¹⁰⁵ L'indice Powernext Gas Spot End of Day s'est établi ce jour-là à 41,48 €/MWh tandis que l'indice Powernext Gas Spot Daily Average Price, qui prend en compte l'ensemble des transactions de la journée, n'était que de 34,52 €/MWh.

Ces niveaux de prix élevés et ces tensions d'approvisionnement de mars à avril ont eu pour effet de solliciter fortement les stockages français (et européens) qui ont atteint un niveau de stock historiquement bas en avril 2013 (Graphique 83). La campagne d'injection durant l'été 2013 a commencé très tardivement et a nécessité une accélération des injections pour pouvoir assurer un remplissage correct des stockages au 1^{er} novembre 2013. Cependant, la souscription des stockages a été faible en avril 2013 et le niveau de stock au début de l'hiver 2013 / 2014 s'avère être particulièrement faible (voir section 2.3.3).

Graphique 83 : Niveau de stocks agrégés en France

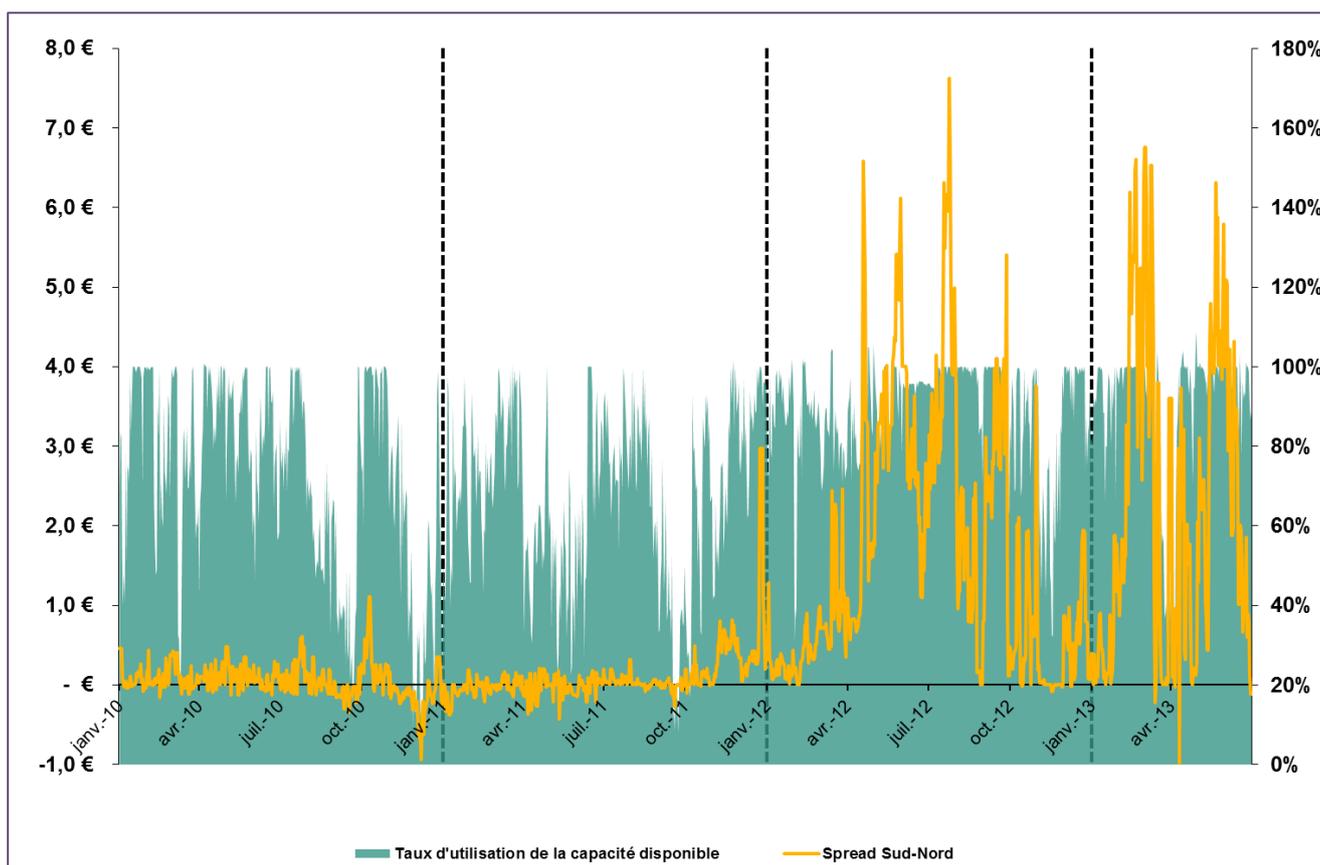


Source : Storengy, TIGF – Analyse : CRE

2.2.2 L'écart entre les prix du PEG Nord et ceux du PEG Sud a fortement progressé en 2012

L'écart de prix *day-ahead* entre le PEG Nord et le PEG Sud a fortement augmenté en 2012 (Graphique 84 et Tableau 22), traduisant une tension importante pour l'approvisionnement de la zone Sud. Le différentiel a dépassé à plusieurs reprises le niveau de 6 €/MWh et un pic historique de 7,62 €/MWh a été atteint pour livraison le 24 juillet 2012. Cette tension persiste au premier semestre 2013, où le *spread* s'est établi à 2,26 €/MWh en moyenne. Ces phénomènes se sont accompagnés d'une volatilité très importante des prix *day-ahead* au PEG Sud, lesquels ont connu des variations de plus de 5 €/MWh au sein d'une même journée.

Graphique 84: Spread PEG Sud - PEG nord et utilisation de la liaison Nord vers Sud



Source : GRTgaz, Powernext – Analyse : CRE

Tableau 22 : Spread Nord/Sud et utilisation de la liaison

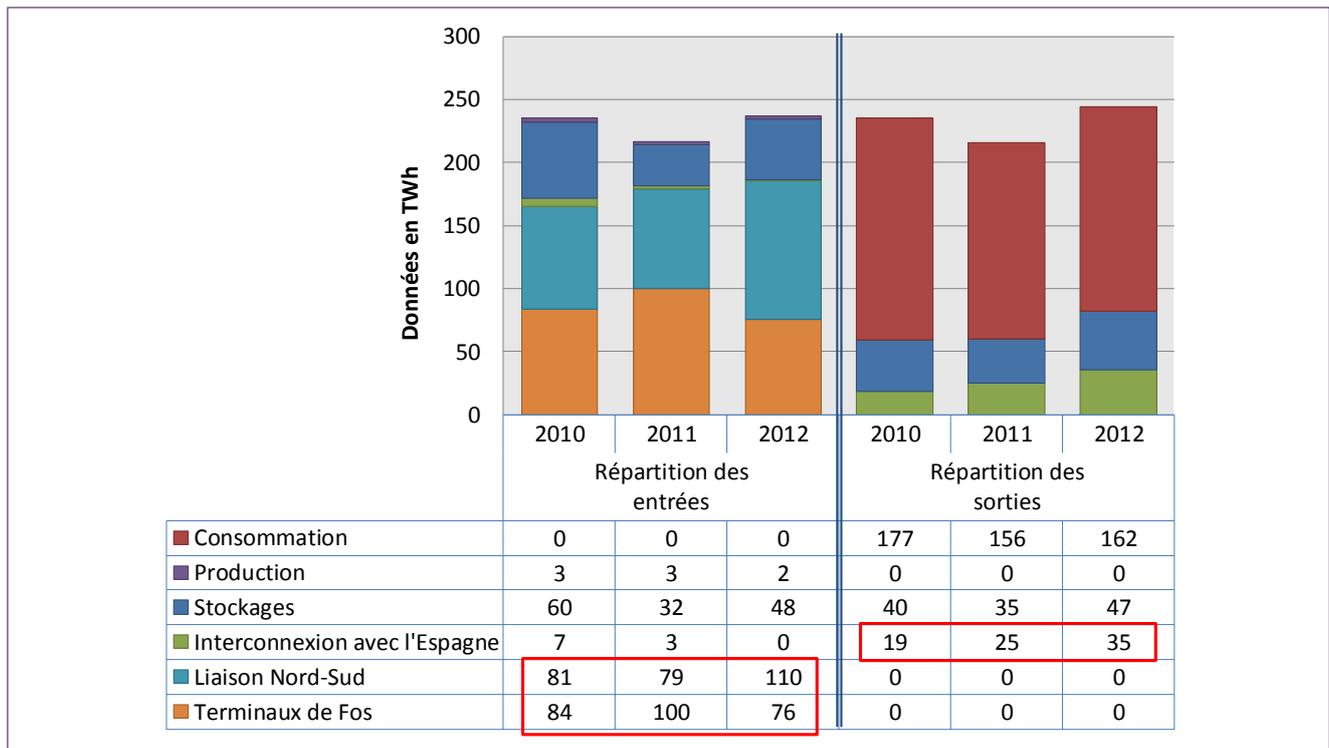
	Moyenne du <i>spread</i> PEG Sud- PEG Nord (€/MWh)	Taux d'utilisation moyen de la liaison Nord/Sud
2010	0,06	73 %
2011	0,10	68 %
2012	1,65	90 %
S1 2013	2,26	91 %

Source : GRTgaz, Powernext – Analyse : CRE

Note : le *spread* PEG Sud- PEG Nord est la différence des indices EOD (*day-ahead* et week-end inclus). Le taux d'utilisation est calculé comme le ratio entre le flux commercial dans le sens Nord vers Sud et la capacité technique effective

L’approvisionnement de la zone Sud est réalisé essentiellement par la liaison Nord-Sud, reliant le PEG Nord et le PEG Sud, et par les déchargements de GNL aux terminaux méthaniers de Fos-Tokin et Fos-Cavaou. Or, le détournement des cargaisons GNL, initialement prévues pour être déchargées en France, vers des marchés mieux offrants, a largement réduit l’activité des terminaux méthaniers français avec une baisse significative des quantités déchargées entre 2011 et 2012 (Tableau 23). Ce moins bon approvisionnement par GNL de la zone Sud a été compensé par une utilisation plus intense de la liaison Nord-Sud, jusqu’à saturation des capacités de transport, provoquant l’écartement des prix entre les PEG Nord et Sud (Graphique 85).

Graphique 85 : Bilan entrée / sortie au sud de la France (2010 – 2012)



Source : GRTgaz, TIGF - Analyse : CRE

Par ailleurs, il faut noter que l’activité au terminal de Montoir-de-Bretagne, bien que situé en zone Nord, contribue, parmi d’autres éléments, à l’affermissement de la capacité Nord-Sud. En effet, les émissions de gaz depuis Montoir-de-Bretagne permettent à GRTgaz de lever une congestion située en amont de la liaison et ainsi d’augmenter les flux en direction du Sud. Ainsi, la baisse des émissions de ce terminal en 2012 n’a pas permis de maximiser la disponibilité de cette infrastructure et a contribué aux congestions. Le premier semestre 2013 voit une stabilisation des arrivées aux terminaux de Fos mais la baisse se poursuit au terminal de Montoir-de-Bretagne.

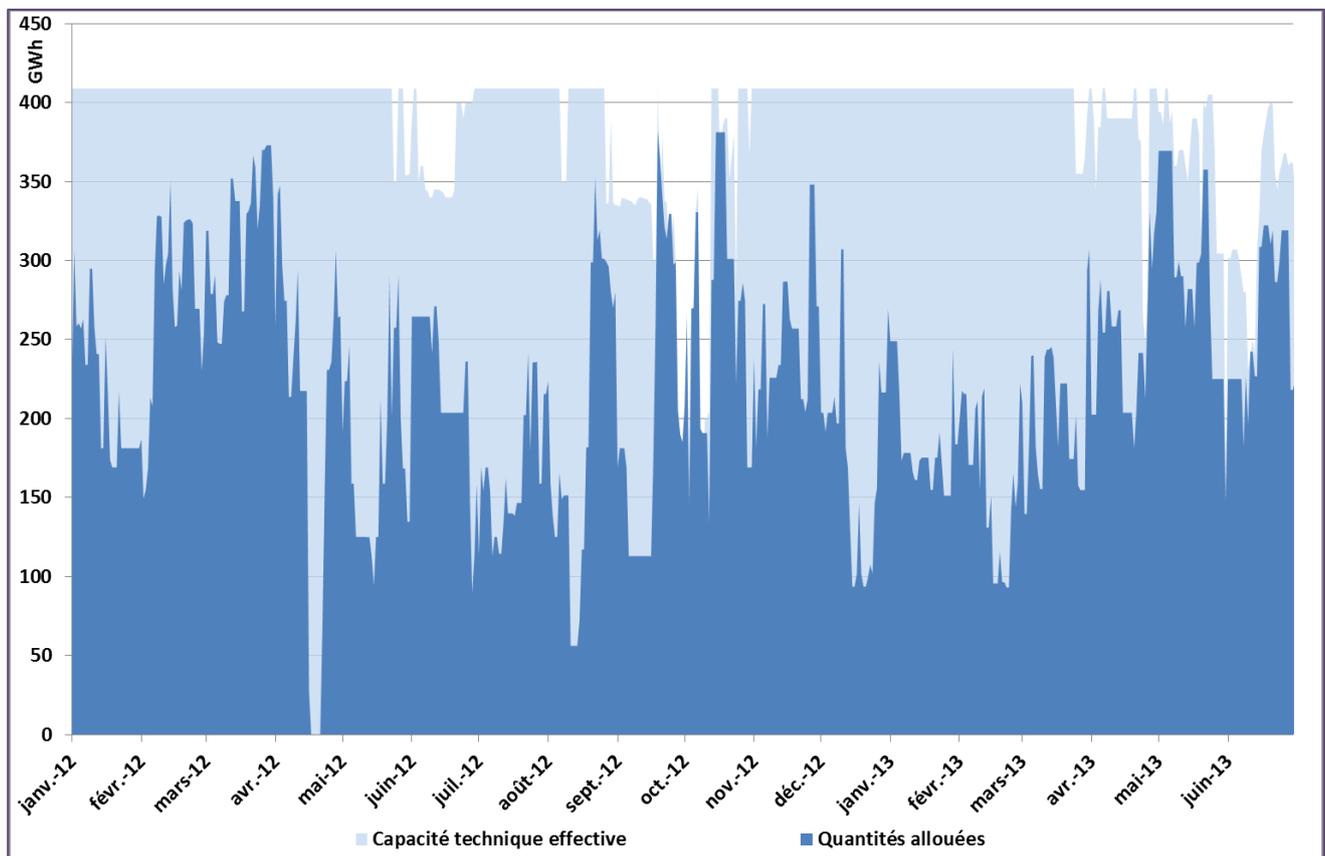
Tableau 23 : Activité des terminaux méthaniers français

	Montoir-de-Bretagne		Fos-Tonkin		Fos-Cavaou	
	Nombre de bateaux	Energie nette déchargée (TWh)	Nombre de bateaux	Energie nette déchargée (TWh)	Nombre de bateaux	Energie nette déchargée (TWh)
2010	75	72,97	128	51,32	30	32,11
2011	60	57,39	101	43,53	59	57,81
2012	35	30,64	74	35,00	57	47,96
S1 2013	9	6,44	37	17,74	30	23,61

Source : Elengy, FosmaxLNG – Analyse : CRE

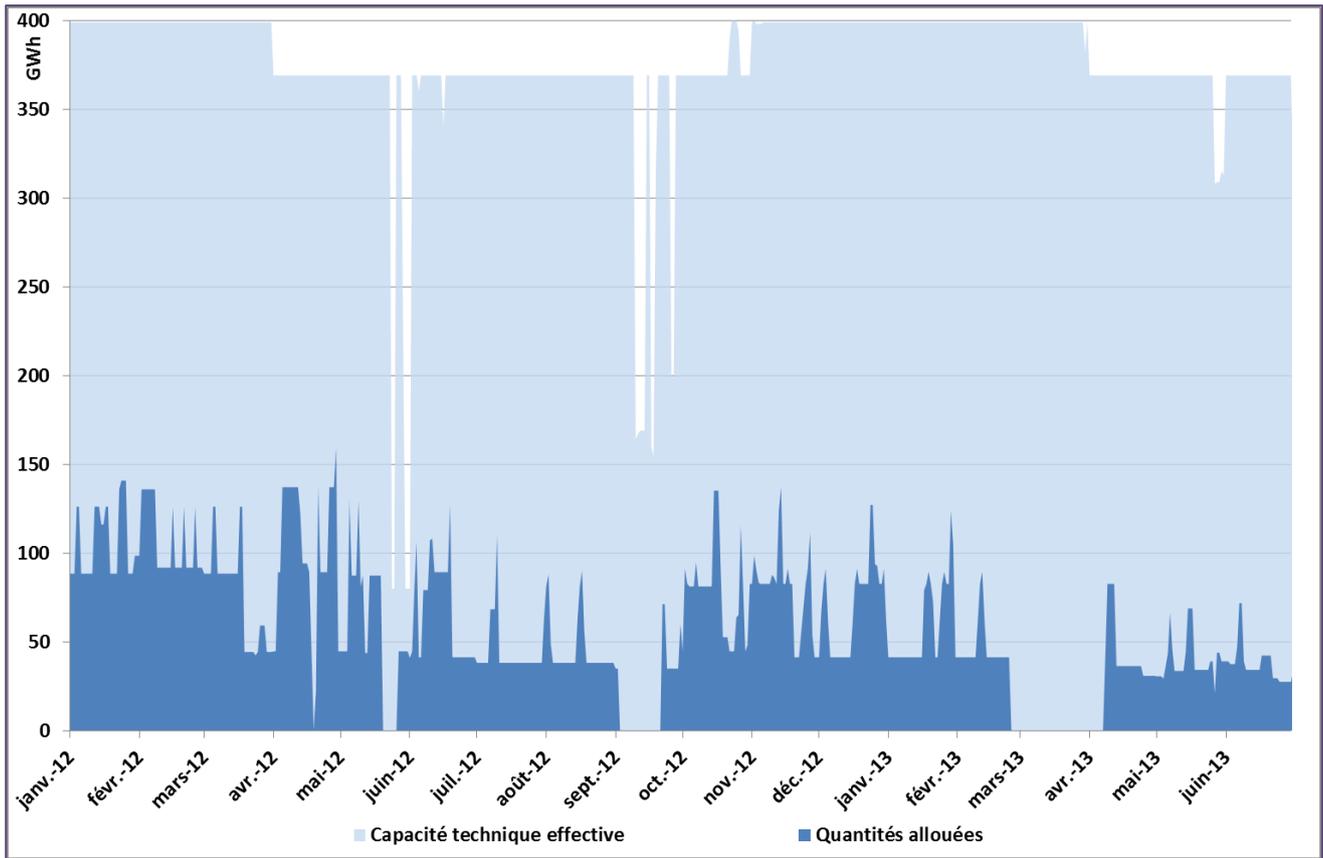
Note : le champ « Energie nette déchargée » nettes les opérations de déchargement avec les opérations de rechargement

Graphique 86 : Allocations du PITTM de Fos



Source : GRTgaz – Analyse : CRE

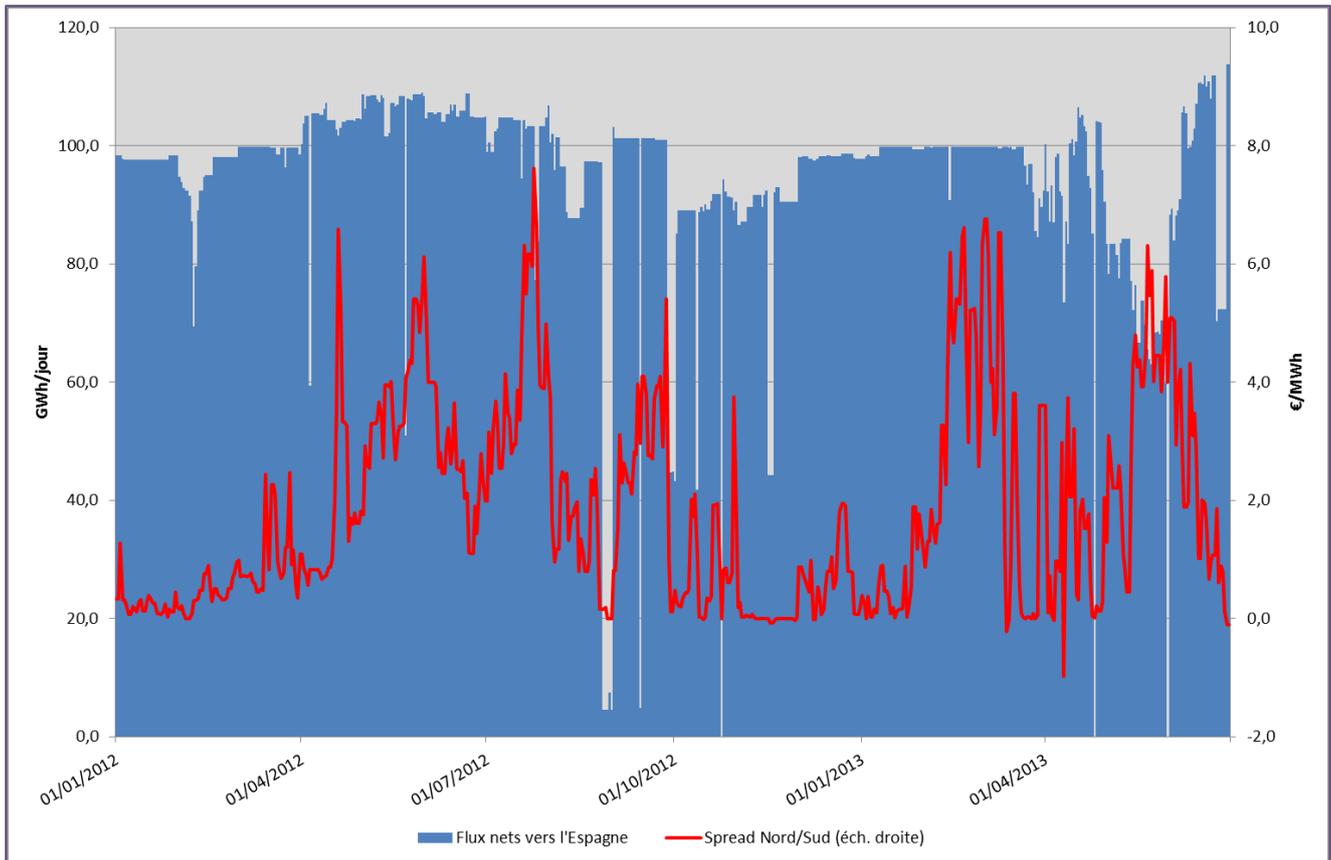
Graphique 87 : Allocations du PITTM de Montoir-de-Bretagne



Source : GRTgaz – Analyse : CRE

L'Espagne est également un pays très dépendant des flux de GNL et est ainsi également touchée par les faibles arrivées de cargaisons en Europe. Le marché espagnol a compensé cette baisse des approvisionnements GNL en partie par des importations de gaz par gazoducs depuis le réseau TIGF, alors même que de nouvelles capacités de transport ont été livrées au 1^{er} avril 2013 dans le sens Espagne vers France. Cette demande croissante en provenance d'Espagne est un autre facteur expliquant les tensions persistantes pour approvisionner le Sud de la France. Le différentiel Nord-Sud est de ce fait particulièrement sensible aux exportations vers l'Espagne (Graphique 88).

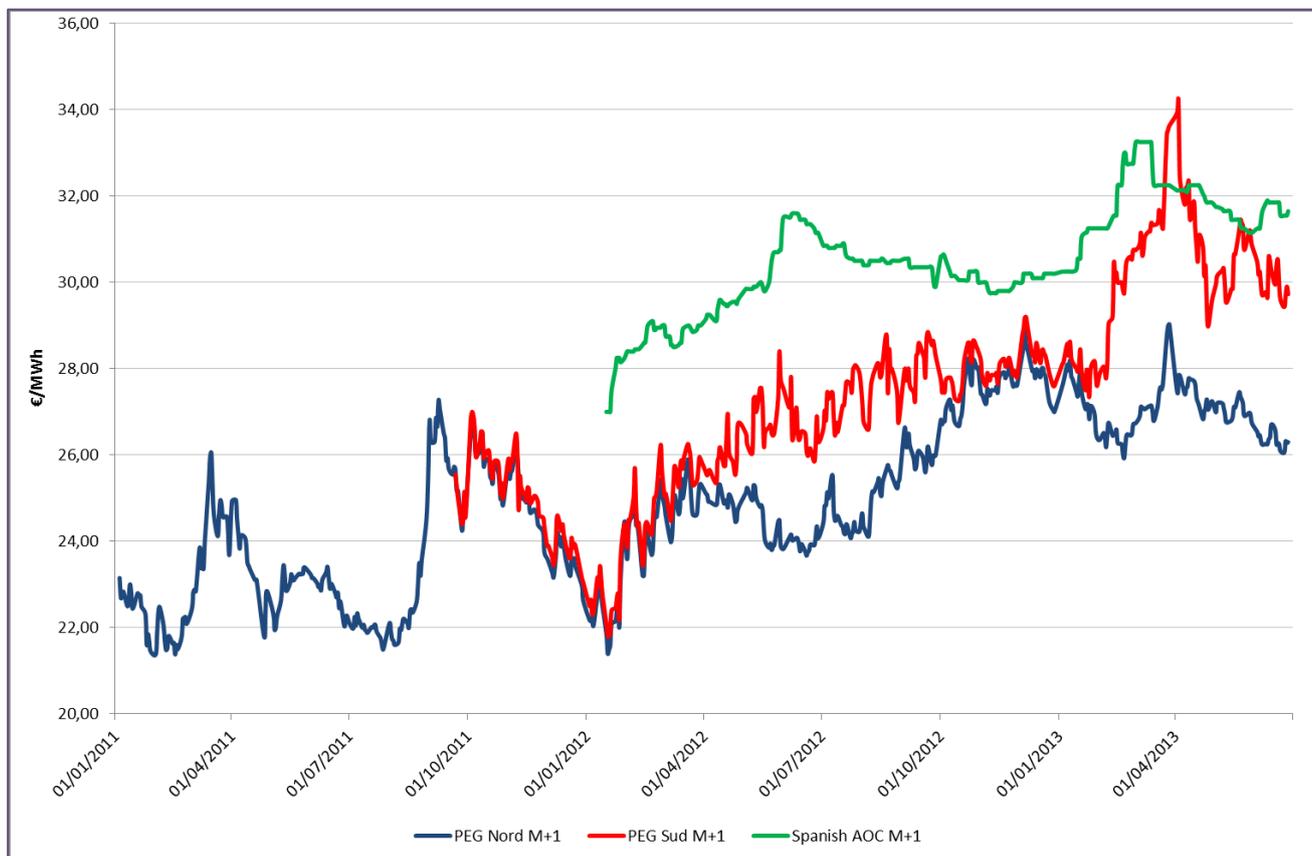
Graphique 88 : Effet des exportations France-Espagne sur le spread Nord/Sud



Source : TIGF, Powernext – Analyse : CRE

Le gaz au PEG TIGF a quant à lui été échangé à des niveaux proches de ceux du PEG Sud. Il faut rappeler que la liaison connectant au Sud les réseaux de GRTgaz et TIGF n'est pas congestionnée (le taux d'utilisation moyen en sortie du réseau GRTgaz vers TIGF a été de 47 % en 2012). La saturation de l'interconnexion en sortie vers l'Espagne (93 % en 2012) explique en partie le différentiel persistant entre le PEG Sud et l'Espagne (Graphique 89).

Graphique 89 : Evolution comparée des prix au PEG Nord, au PEG Sud et en Espagne



Source : Powernext, Heren – Analyse : CRE

Encadré 7 : Délibération du 29 mai 2013 portant communication sur la formation des prix du gaz au sud de la France¹⁰⁶

Au regard des écarts importants entre les PEG Nord et Sud durant l'été 2012, la CRE a mené une analyse approfondie des conditions de formation des prix au Sud de la France¹⁰⁷. Dans ce cadre, la CRE a collecté, pour la période de mars à août 2012, l'intégralité des transactions conclues par les principaux acteurs de marché aux PEG Sud et TIGF, ainsi que les données relatives à l'utilisation des infrastructures gazières auprès des différents opérateurs.

Les premières analyses ont mis en évidence le rôle essentiel du contexte mondial du marché du gaz dans l'évolution des prix du gaz au sud. Les tensions dans l'approvisionnement sont liées aux faibles arrivées de GNL dans le sud de la France et à la demande croissante sur la frontière espagnole. Ces tensions sont ainsi structurelles. Les capacités de transport de la zone nord vers la zone sud sont ainsi davantage mises à contribution pour l'approvisionnement de la zone sud, de la zone TIGF et de l'Espagne, impliquant un différentiel important entre le prix du PEG Nord et du PEG Sud.

L'analyse a permis d'identifier des facteurs spécifiques qui sont susceptibles d'aggraver le niveau et la volatilité du *spread*, comme le manque de transparence sur l'utilisation et la disponibilité de certaines infrastructures, les problèmes de liquidité des marchés au sud de la France et des comportements atypiques du mécanisme de couplage de marché de Pownext.

La CRE examine toutes les mesures susceptibles d'améliorer le fonctionnement du marché du gaz dans le sud de la France. De nouvelles mesures permettant d'optimiser l'utilisation de la capacité Nord-Sud ont été mises en œuvre :

- la commercialisation de 15 GWh/j de capacité ferme quotidienne supplémentaire au 1^{er} juin 2013, permise par une optimisation par GRTgaz et Storengy de l'utilisation des infrastructures de transport et de stockage de gaz dans le nord du territoire ;
- des mesures permettant d'inciter les expéditeurs à augmenter les déchargements de cargaisons en été à Montoir-de-Bretagne. Les propositions d'Elengy et GRTgaz en ce sens ont été incluses dans la consultation sur les règles d'allocation des capacités Nord-Sud en juin 2013 ;
- des mesures d'amélioration du fonctionnement du couplage de marché, après concertation des acteurs de marché et approbation de la CRE. Par ailleurs, les capacités invendues à la suite de la mise en œuvre du mécanisme de couplage de marché sont depuis le 1^{er} avril 2013 proposées dans le cadre du service UBI (« Use it and buy it »).

En matière d'amélioration de la transparence sur l'utilisation des infrastructures, la CRE a invité GRTgaz à poursuivre et renforcer son action pour limiter les conséquences de son programme de maintenance pour l'été 2013 et a lancé une consultation publique le 12 avril 2013 sur les orientations envisagées pour renforcer la transparence sur l'utilisation des terminaux méthaniers.

La CRE considère que les tensions structurelles affectant l'approvisionnement du sud de la France expliquent la formation d'un écart de prix entre les PEG Nord et Sud. La CRE finalise cependant ses analyses sur le comportement individuel des acteurs en zone sud sur la période de mars à août 2012. Par ailleurs, étant donné la persistance du différentiel de prix et de sa volatilité au-delà de cette période, la CRE effectue actuellement un suivi particulier de la formation des prix en zone sud.

La CRE considère que les mesures engagées à court terme sont de nature à améliorer le processus de formation des prix et réduire leur volatilité, et que des investissements visant à décongestionner le réseau apporteront une solution à long terme. Dans ce cadre, la CRE a fixé les orientations concernant la poursuite de l'évolution de la structure du marché français du gaz dans ses délibérations du 19 juillet 2012 et du 13 décembre 2012. Ainsi, au 1^{er} avril 2015, une place de marché commune sera créée pour les zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF et constituera une première étape en vue d'un PEG France et d'un prix du gaz unique en 2018. La décision finale d'investissement permettant la création d'un PEG unique interviendra au 1^{er} semestre 2014.

¹⁰⁶ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/communication/formation-des-prix-du-gaz-au-sud-de-la-france>

¹⁰⁷ Communiqué de presse de la CRE du 27 juillet 2012.

A la suite de la délibération du 29 mai 2013, la CRE a pris des dispositions pour améliorer la transparence de l'utilisation des terminaux méthaniers français dans sa délibération du 20 juin 2013¹⁰⁸.

2.2.3 Les différentiels vis-à-vis des hubs voisins se creusent

S'ils avaient eu tendance à diminuer, les différentiels entre le prix du PEG Nord *day-ahead* et les autres principaux hubs européens ont légèrement augmenté entre 2012 et le S1 2013 (Tableau 24).

La hausse de ces différentiels est la conséquence des épisodes de tension d'approvisionnement des systèmes gaziers français évoqués précédemment. Les occurrences de pics de prix à l'échelle européenne en 2012 et 2013 accroissent aussi les disparités régionales et amplifient les tensions vers les hubs en périphérie de réseau.

Tableau 24 : Différentiel moyen entre le PEG Nord et les principaux hubs européens (produit day-ahead)

Différentiel moyen en €/MWh	Zeebrugge (B)	NBP (GB)	TTF (PB)	NCG (All)
2008	0,72	0,98	0,96	0,29
2009	0,64	0,78	0,34	-0,13
2010	0,43	0,64	0,18	-0,03
2011	0,46	0,80	0,31	0,02
2012	0,48	0,35	0,47	0,26
S1 2012	0,56	0,52	0,65	0,33
S1 2013	0,60	0,41	0,69	0,57

Source : Argus, Heren, Powernext – Analyse : CRE

Note : moyenne des différences journalières (PEG Nord EOD – prix étranger)

¹⁰⁸ [Consulter la délibération de la CRE du 20 juin 2013 sur son site internet](#)

La hausse des *spreads* géographiques entre la France et les hubs voisins doit en théorie aboutir à une utilisation plus importante des capacités d'interconnexion du système gazier français. Dans la pratique, les valeurs d'utilisation des capacités disponibles sont effectivement en augmentation (Tableau 25) bien qu'il existe encore des imperfections de marchés empêchant l'arbitrage complet de ces écarts. Par exemple, en 2013, le PEG Nord a traité en moyenne 0,60 €/MWh plus cher que le hub Zeebrugge. Pourtant, on constate une utilisation moyenne de 18 % des capacités rebours dans le sens France vers Belgique. Les imperfections ne permettant pas d'utiliser efficacement les interconnexions incluent la disparité des systèmes d'équilibrage et de réservations de capacités des marchés adjacents, le système entrée / sortie des réseaux de transport européens et des contraintes liées à la livraison de contrats de long-terme aux points frontières. L'harmonisation des règles européennes en matière d'équilibrage et d'allocation des capacités devrait améliorer la cohérence entre flux et niveaux de *spread* (voir section 3.3).

Tableau 25 : Evolution de l'utilisation des capacités techniques effectives

Interconnexion	Sens	2011	2012	S1 2013
Dunkerque	Entrée	79 %	85 %	92 %
Taisnières B	Entrée	62 %	57 %	51 %
Taisnières H	Entrée	68 %	55 %	69 %
	Sortie	19 %	22 %	18 %
Obergaillbach	Entrée	42 %	52 %	67 %
	Sortie	39 %	10 %	3 %
Oltingue	Sortie	49 %	32 %	14 %
Liaison Nord-Sud	Nord vers Sud	68 %	90 %	91 %
	Sud vers Nord	0 %	1 %	1 %
Liaison Sud-TIGF	Sud vers TIGF	45 %	47 %	41 %
	TIGF vers Sud	7 %	6 %	10 %
Frontière espagnole	Entée	9 %	1 %	7 %
	Sortie	67 %	93 %	81 %

Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Une étude de la volatilité (Tableau 26) nous montre que si elle avait eu tendance à baisser sur la période 2008-2011, la volatilité des prix *day-ahead* a rebondi en 2012-2013. Pour le PEG Sud, ce fort surcroît dès 2012 traduit la variabilité des conditions d’approvisionnement de la zone¹⁰⁹.

Sur le S1 2013, la hausse de la volatilité des hubs européens est à lier aux épisodes de tension mentionnés auparavant ainsi qu’aux nombreuses défaillances et maintenances sur différentes infrastructures en Europe. Ce phénomène a été plus particulièrement marqué en France au premier semestre 2013 du fait de sa position périphérique dans les réseaux européens et d’épisodes propres à ce marché comme c’est le cas du pic de prix du 9 avril.

La volatilité des prix *day-ahead* du gaz se maintient à un niveau environ deux fois supérieur à celui du pétrole.

Tableau 26 : Etude comparée de la volatilité des prix *day-ahead*

	Prix de marché du gaz					Brent
	PEG Nord	PEG Sud	NBP	Zeebrugge	TTF	
2008	65 %		105 %	96 %	77 %	51 %
2009	95 %	99 %	138 %	111 %	104 %	43 %
2010	58 %	56 %	81 %	77 %	66 %	24 %
2011	39 %	41 %	46 %	43 %	49 %	27 %
2012	56 %	71 %	54 %	53 %	53 %	21 %
S1 2013	93 %	88 %	67 %	62 %	59 %	18 %
2008-2013	68 %	66 %	89 %	79 %	71 %	34 %

Source : Argus, Powernext, Heren, Bloomberg – Analyse : CRE

Note : Volatilité annualisée (base 252 jours) des prix *day-ahead* EOD PEG Nord et PEG Sud, NBP, Zeebrugge, TTF en €/MWh, Brent contrat 1^{ère} échéance en €/bbl

2.3 Les prix de gros à terme sont en légère hausse sur les marchés européens en 2012 et pendant la première partie de 2013

2.3.1 Evolution des prix à terme

Dans la continuité des prix *spot*, les prix à terme ont affiché une tendance haussière en 2012 et au premier semestre 2013. Le tassement des prix, observé durant le printemps 2012 tant sur la courbe proche que la plus lointaine, est la conséquence de la forte chute des prix des produits pétroliers. Les événements propres de l’équilibre offre/demande du marché du gaz européens, en particulier la période hivernale et les épisodes de tension, ont marqué l’évolution des produits à terme de plus proche maturité.

¹⁰⁹ En particulier, il est difficile pour les opérateurs de prévoir le taux de réduction appliqué à leurs capacités de transport sur la liaison Nord/Sud par GRTgaz.

- Une évolution des prix month-ahead influencée par les fondamentaux courts termes

Les épisodes de tension sur les différents marchés spot européens à la fin de l'hiver 2012/2013 ont eu un impact sur les prix à terme et notamment sur les maturités plus courtes. Cet effet est d'autant plus important que les stocks européens, en particulier au Royaume-Uni et en France, ont fini l'hiver à des niveaux de remplissage très bas. Ainsi, la cotation *month-ahead* pour livraison au mois de mars puis avril 2013 ont fait un bond au même moment que les pics de prix observés sur les prix spot. Ceci traduit la fébrilité et l'incertitude des acteurs quant à l'approvisionnement des hubs et aux conditions climatiques. Cette hausse des prix M+1 du gaz a été concomitante d'autres hausses observées sur le marché de l'électricité.

Graphique 90 : Evolution du contrat *month-ahead* sur les principales places de marché



Source : Powernext, Heren – Analyse : CRE

- Une évolution des prix long terme influencée par le marché du pétrole

Les prix du gaz sur le marché français sont fortement corrélés aux prix des places de marchés les plus importantes en Europe (NBP, TTF, Zeebrugge et NCG). L'évolution des prix au-delà du produit *month-ahead* en Europe continue à être assez largement influencée par les prix des produits pétroliers. Les mouvements haussiers et baissiers constatés lors du premier semestre 2012 sur les produits calendaires sont liés aux mouvements du Brent. On constate depuis le mois de septembre 2012 une légère tendance à la baisse, à la fois sur les prix du gaz au PEG Nord et sur le prix du baril de Brent.

Graphique 91: Evolution des prix du gaz sur le produit Y+1 et des prix du Brent



Source : Argus, Powernext, Heren, Bloomberg – Analyse : CRE

2.3.2 Les prix à terme au PEG Nord sont corrélés à ceux des principales places de marché nord-ouest européennes

Le prix du PEG Nord sur le marché à terme est corrélé aux prix du gaz en Europe du nord-ouest (Graphique 90 et Graphique 91). Les différentiels sur les prix à terme entre le PEG Nord et les différents hubs européens sont assez faibles et bien souvent en-dessous du coût de la capacité de transport permettant d'aller d'un hub à l'autre.

Tableau 27 : Différentiel moyen entre le PEG Nord et les principaux hubs européens (prix month-ahead)

Différentiel moyen en €/MWh	Zeebrugge (B)	NBP (GB)	TTF (PB)	NCG (All)
2008	0,19	0,43	0,72	0,20
2009	0,49	0,52	0,32	-0,13
2010	0,49	0,73	0,15	-0,08
2011	0,35	0,65	0,19	0,03
2012	0,42	0,43	0,42	0,26
S1 2012	0,46	0,66	0,42	0,22
S1 2013	0,52	0,40	0,60	0,40

Source : Argus, Heren, Powernext – Analyse : CRE

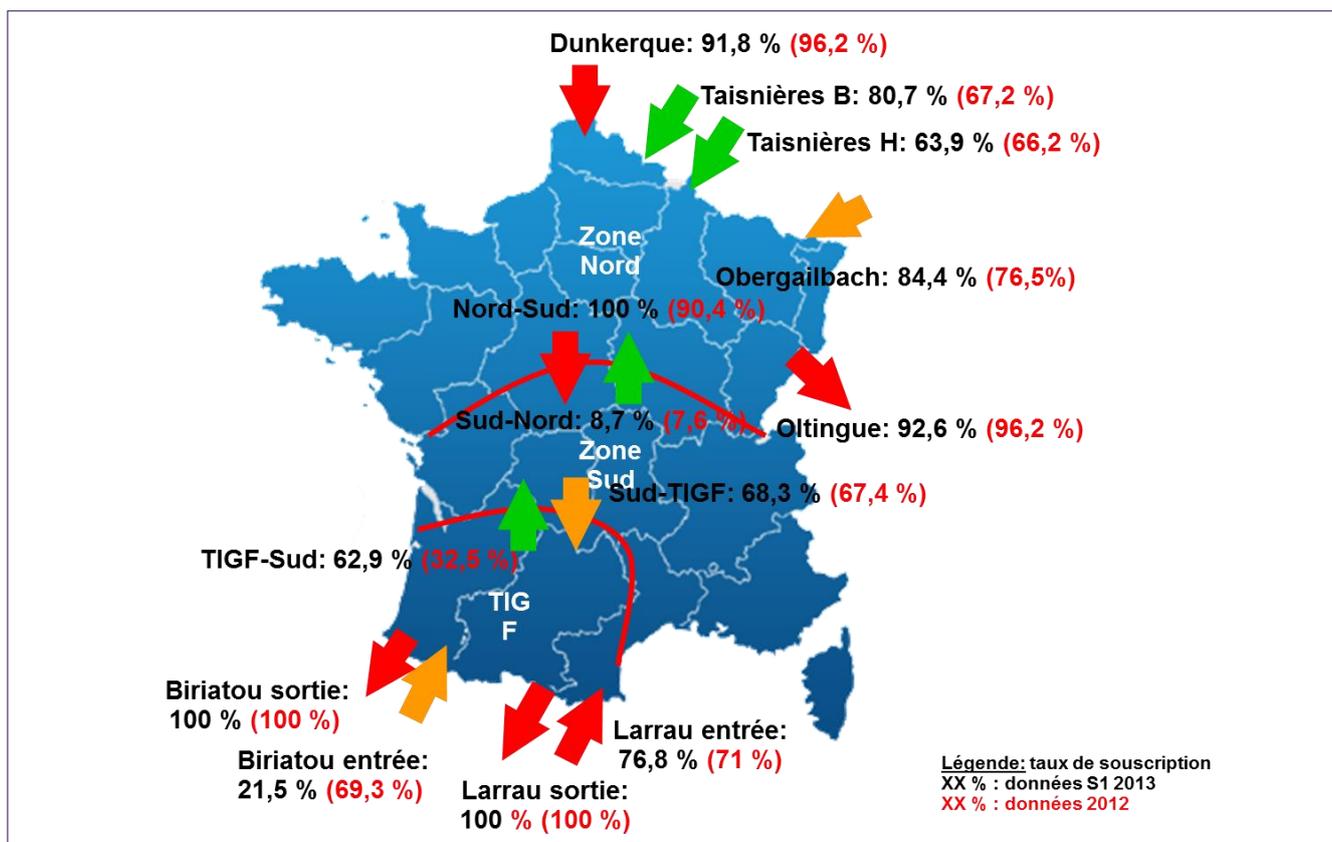
Note : moyenne de différence journalière (PEG Nord Settlement Price – prix étranger)

On constate toutefois une légère hausse du différentiel moyen sur l'année 2012 et le premier semestre 2013 sur le produit *month-ahead*, traduisant ainsi une prévision d'utilisation plus importante des capacités d'importations par gazoducs en France.

Cette légère augmentation du différentiel entre le PEG Nord et les autres places de marché ont favorisé la souscription supplémentaire de capacités entre 2012 et le premier semestre 2013, notamment à Obergailbach et Taisnières B.

En ce qui concerne le sud de la France, les tensions observées sur les prix de marché ont naturellement incité les acteurs à souscrire l'intégralité des capacités fermes et interruptibles disponibles à la liaison Nord vers Sud. Les capacités de sorties vers l'Espagne sont également totalement souscrites.

Graphique 92 : Evolution des souscriptions de capacités fermes et interruptibles aux interconnexions des réseaux de transport entre le 1^{er} semestre 2013 et l'année 2012



Source : GRTgaz, TIGF

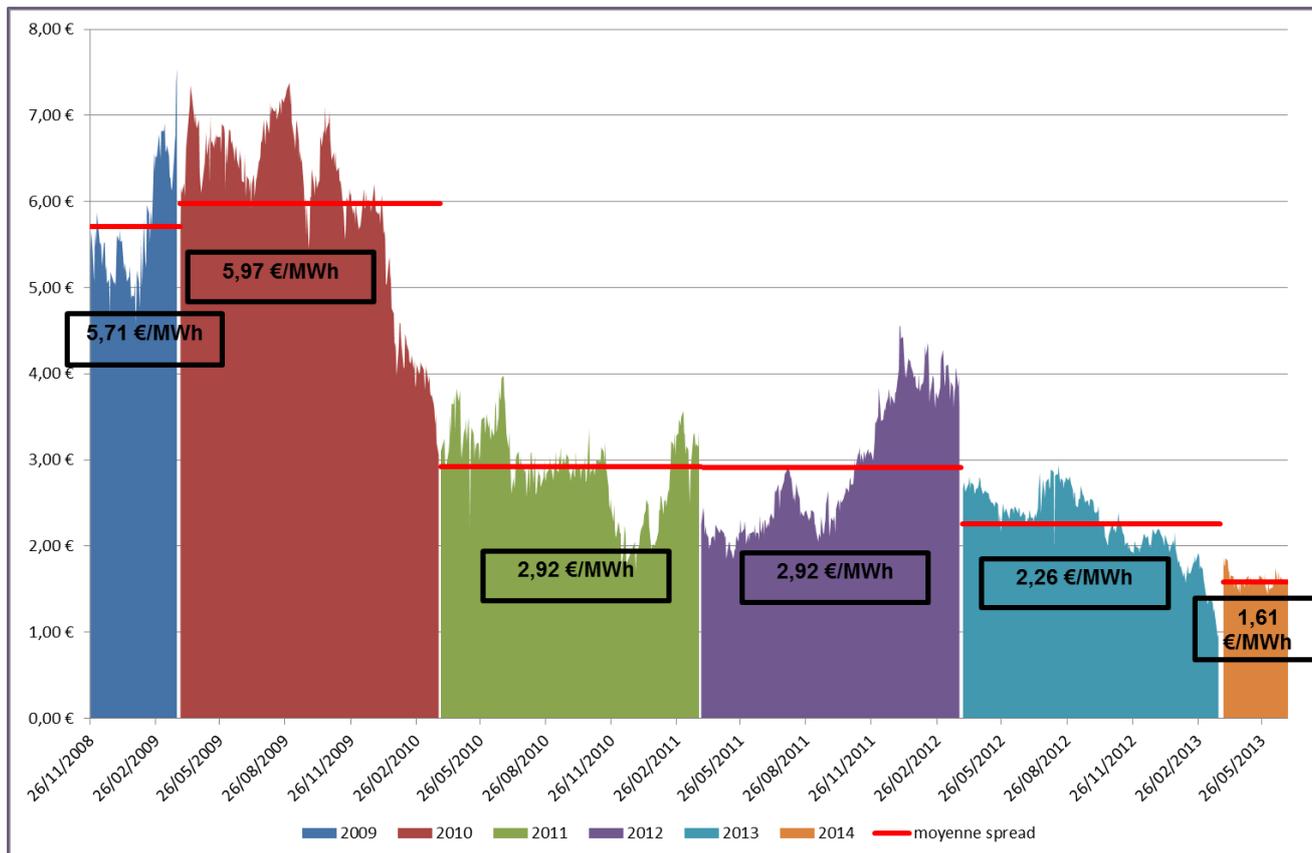
2.3.3 Un faible différentiel de prix entre l'hiver et l'été qui affecte la souscription des capacités de stockage

Partout en Europe, les alertes se multiplient sur le faible niveau de gaz dans les stockages souterrains. La France n'échappe pas à ce constat. Au 30 juin 2013, les niveaux de gaz en stock étaient 16 % plus bas qu'au 30 juin 2012 et 34 % plus bas qu'au 30 juin 2011.

Le marché français a connu un niveau de consommation inédit en février 2012 avec une pointe à plus de 3 700 GWh le 8 février, sollicitant les stockages à un niveau record, avec un soutirage de 1 750 GWh/j pour Storengy et près de 390 GWh/j pour TIGF. Cette période a mis en avant le rôle essentiel du stockage dans la sécurité d'approvisionnement du marché français.

Au début de chaque année N se déroule la commercialisation des capacités de stockage disponibles pour la période qui commence le 1^{er} avril N pour se terminer le 31 mars N+1. L'année de stockage qui a débuté le 1^{er} avril 2013 est marquée par une faible souscription des capacités de stockage par les acteurs de marché, traduisant un désintérêt pour ce produit comparé à d'autres sources de flexibilité disponibles. En effet, le différentiel de prix entre l'été et l'hiver sur les marchés de gros est en constante diminution depuis plusieurs années, comme le montre le graphique ci-dessous. Ainsi, les acteurs de marché effectuent un arbitrage entre réserver des capacités de stockage ou bien couvrir leurs besoins saisonniers sur le marché.

Graphique 93: Evolution du différentiel de prix entre l'été et l'hiver sur le PEG Nord



Source : Powernext – Analyse : CRE

Note : $\text{spread été/hiver} = \text{prix de l'hiver } N/N+1 - \text{prix de l'été } N$

Pour l'ensemble de la France, les capacités réservées au 1^{er} juillet 2013 représentent 96 TWh, contre 112 TWh au 1^{er} juillet 2012. Pour l'opérateur Storengy, au 1^{er} juillet 2013, seulement deux-tiers des capacités mises en ventes ont été réservées (un recul de 14 TWh par rapport aux capacités réservées en début d'hiver 2012/2013). Ceci se traduit également par des niveaux de gaz en stock bien plus faibles que les années précédentes, également du fait d'un hiver 2012 / 2013 particulièrement long et une campagne d'injection tardive (Tableau 28).

Tableau 28 : Niveau de gaz en stock en France (Storengy + TIGF)

(TWh)	2010	2011	2012	2013
1-janv.	110,2	74,2	94,8	83,5
1-avr.	36,7	32,9	30,2	11,7
1-juil.	78,0	83,3	61,5	51,8
1-sept.	118,8	115,8	103,2	93,7
1-nov.	124,4	127,0	123,2	

Source : Storengy, TIGF – Analyse : CRE

Lors de la convention stockage du vendredi 16 novembre 2012, Storengy a indiqué avoir mis « sous cocon » deux sites de stockage (Soings et Trois-Fontaines, comptant pour une capacité de 3,5 TWh), en réponse à la forte baisse des souscriptions. Au 1^{er} septembre 2013, 30 % de la capacité disponible de Storengy restaient non-souscrits. La faible souscription des stockages de Storengy contribue à leur moins bon remplissage et conduit le stockeur à réaliser des opérations d'achat en été d'environ 14 TWh pour les vendre en hiver, afin de maintenir les performances de ses installations.

Cette situation s'inscrit dans un contexte de faibles arrivées de GNL en France et a conduit GRTgaz à communiquer¹¹⁰ auprès des acteurs de marché en appelant à un meilleur remplissage des stockages souterrains pour assurer la pointe de froid de l'hiver prochain. GRTgaz précise que « l'équilibre offre/demande pourrait également s'avérer difficile à maintenir en cas de concomitance entre un froid soutenu (comme par exemple la situation rencontrée en février 2012) et la défaillance, même ponctuelle, d'une source d'approvisionnement ».

Cette alerte a été relayée par la Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGEC) qui a rappelé aux différents expéditeurs les obligations de service public qui s'imposent en matière de continuité et de diversification de l'approvisionnement.

Cette situation n'est pas spécifique au marché français puisque GSE (Gas Storage Europe) indique sur sa plateforme transparence¹¹¹ que le niveau de gaz en stock dans l'ensemble des stockages européens s'établit à 34,7 Gm³, soit 44,85 % de taux de remplissage, comparé à 48,3 Gm³ (soit 64,02 % de taux de remplissage) un an auparavant.

Open Grid Europe a également alerté par l'intermédiaire de son site internet¹¹² sur les conséquences pour l'Allemagne, mais également au niveau Européen, d'une vague de froid équivalente à celle de février 2012 ou d'une défaillance dans les approvisionnements comme ce fut le cas lors du conflit gazier russo-ukrainien de 2009.

Malgré ces différents appels à un meilleur remplissage des stockages, les prix de marché n'inclut toujours pas une prime de risque liée à des éventuels pics de prix durant l'hiver prochain, avec un différentiel été / hiver en

¹¹⁰ ShipOnline numéro 70 du 5 juillet 2013

¹¹¹ <https://transparency.gie.eu.com/index.php>

¹¹² <http://www.open-grid-europe.com/cps/rde/xchg/SID-F9E02F87-AF50A14B/open-grid-europe-internet/hs.xsl/3283.htm>

date du 27 juin 2013 de 1,53 €/MWh (produit *Winter 2013* – produit *Q3 2013*). Ces conditions de marché pourraient persister pour l'hiver 2014 / 2015. La situation des stockages a conduit la Direction Générale de l'Energie et du Climat à lancer une consultation publique, à laquelle la CRE a répondu le 26 septembre 2013¹¹³.

3 LES PERSPECTIVES D'EVOLUTION DU MARCHE DE GROS DU GAZ EN FRANCE

3.1 Les investissements importants en 2012

Aucune décision d'investissement générant des capacités de transport supplémentaires n'a été prise en 2012. En revanche, des décalages sont anticipés dans la réalisation de certains projets tels que l'artère des Hauts-de-France et l'Arc de Dierrey, sans effet sur les dates de disponibilités prévues des capacités commercialisées. Pour mémoire, ces investissements permettront de décongestionner le cœur de réseau dans la zone Nord de GRTgaz, de raccorder le terminal de Dunkerque et de créer une nouvelle interconnexion avec la Belgique à Veurne.

Au sud de la France, les investissements réalisés à Larrau ont permis de porter au 1^{er} avril 2013 les capacités dans les deux sens à 165 GWh/j au point d'interface des réseaux de TIGF en France et d'ENAGAS en Espagne contribuant ainsi à davantage d'intégration des marchés français et espagnols.

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

L'entrée en vigueur du nouveau tarif d'accès aux réseaux de transport (ATRT5) le 1^{er} avril 2013 a permis la fusion des zones Nord H et Nord B de GRTgaz.

Par ailleurs, dans sa délibération du 19 juillet 2012, la CRE a demandé aux GRT de travailler à la création d'un PEG commun GRTgaz Sud - TIGF au 1^{er} avril 2015, en maintenant deux zones d'équilibrage indépendantes. Un bilan du fonctionnement de ce PEG commun sera réalisé d'ici le 1^{er} avril 2018, date indicative donnée par la CRE dans ses orientations sur l'organisation du marché français du gaz pour la création d'un PEG regroupant les zones Nord et Sud de GRTgaz. Compte tenu du niveau élevé des coûts des investissements concernés, la CRE a lancé une analyse coûts - bénéfices des investissements nécessaires à la mise en œuvre du PEG France unique à l'horizon 2018.

De son côté, GRTgaz mène actuellement la procédure de débat public concernant ces investissements¹¹⁴. La décision finale d'investissement interviendra au 1^{er} semestre 2014. La création d'un PEG France unique permettra de supprimer les différentiels de prix entre le nord et le sud de la France et de converger ainsi vers un prix unique du gaz sur l'ensemble du territoire. Elle améliorera l'efficacité du marché de gros français du gaz, en simplifiant l'accès au marché des utilisateurs des réseaux de transport, en concentrant la liquidité sur une place de marché unique et en mettant en concurrence directe les sources d'approvisionnement en gaz.

¹¹³ <http://www.cre.fr/media/fichiers/reseaux/reponse-a-la-consultation-publique-de-la-direction-generale-de-l-energie-et-du-climat-relative-a-l-acces-des-tiers-aux-stockages-souterrains-de-gaz-naturel>

¹¹⁴ Projets Arc Lyonnais et Val de Saône : <http://www.debatpublic-arclyonnais-valdesaone.org/>

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

En 2013, les dispositions du 3^e paquet législatif européen sur l'énergie continuent d'être progressivement déclinées et mises en œuvre sur les réseaux de transport de gaz. Les régulateurs nationaux, dont la CRE, participent au sein de l'ACER¹¹⁵ à l'élaboration de plusieurs codes de réseaux qui, une fois finalisés, deviendront des règlements européens. Cette tâche s'effectue en plusieurs étapes :

- l'ACER rédige une orientation cadre ;
- sur la base de cette orientation, l'ENTSOG¹¹⁶ prépare une proposition de code de réseau ;
- après avis des régulateurs, cette proposition est transmise à la Commission Européenne ;
- le code de réseau est validé par le comité gaz (composé de représentants des Etats Membres) puis adopté par la Commission.

Suivant les sujets, les travaux sont à différents niveaux d'avancement :

L'annexe sur les procédures de gestion des congestions (CMP, *Congestion management procedure*) est entrée en vigueur le 1^{er} octobre 2013. Les contrats d'acheminement des GRT français ont été modifiés en conséquence. La délibération de la CRE en date du 27 juin 2013 détaille les modalités de mise en œuvre des dispositifs suivants :

- un système de surréservation permet au transporteur d'offrir de la capacité additionnelle ferme au-delà de la capacité technique du point d'interconnexion en s'appuyant sur les scénarios statistiques d'utilisation de la capacité de transport ;
- en cas de sollicitation de la totalité de la capacité, les transporteurs ont la possibilité de recourir à une procédure de rachat de la capacité pour maintenir l'intégrité du système ;
- les utilisateurs du réseau peuvent également restituer la capacité souscrite auprès du transporteur afin que ce dernier puisse la commercialiser lors des processus d'allocation usuels des capacités.

Le code de réseau sur les mécanismes d'allocation des capacités (CAM, *Capacity allocation mechanism*) a été adopté le 15 octobre 2013 en tant que règlement de la Commission européenne et publié au Journal Officiel de l'Union Européenne. Il prévoit que les capacités aux points d'interconnexion entre systèmes entrée-sortie au sein de l'Union européenne :

- seront allouées aux enchères, sous la forme de produits de durées standardisées et selon un calendrier commun et dans la mesure où des capacités fermes sont disponibles des deux côtés d'un point d'interconnexion ;
- seront proposées en tant que capacités groupées sur des plateformes d'allocation gérées conjointement par les gestionnaires de réseaux de transport européens.

Ses dispositions deviendront contraignantes à compter du 1^{er} novembre 2015. Cependant la CRE et les GRT français souhaitent s'engager dans une mise en œuvre graduelle en France. Il s'agit en effet, d'une étape clé dans le processus d'intégration des marchés et il est important que les acteurs de marché puissent s'appropriier les nouvelles règles avant leur généralisation.

A cet effet, GRTgaz a initié en avril 2013 la commercialisation des produits groupés mensuels et journaliers avec les GRT allemands et des produits groupés journaliers avec le GRT belge via la plateforme pilote PRISMA qui rassemble près de vingt GRT européens. TIGF et le GRT espagnol Enagas ont également annoncé leur intention de rejoindre la plateforme PRISMA, ce qui permettra d'étendre le projet pilote à la frontière franco-espagnole en 2014. Un calendrier prévisionnel conduisant à la généralisation des enchères à tous les produits de capacités concernés par le code de réseau CAM d'ici novembre 2015 sera proposé par les GRT français à l'automne 2013 et soumis à l'approbation de la CRE.

¹¹⁵ Définition dans le glossaire

¹¹⁶ Définition dans le glossaire

Le code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz a également été validé en comitologie le 3 octobre 2013 et devrait entrer en vigueur en 2014. Il prévoit la généralisation au niveau européen d'un équilibrage journalier basé sur le recours au marché organisé de court terme. La CRE et les GRT français ont mis en place une feuille de route depuis plusieurs années pour converger vers cette cible européenne.

L'ENTSOG a également rédigé un code de réseau sur l'interopérabilité des réseaux de transport qui devrait être adopté courant 2014. Ce texte intervient en complément des autres codes de réseaux axés sur l'organisation des échanges transfrontaliers et vise à lever les obstacles techniques et opérationnels qui peuvent entraver la circulation physique du gaz sur le réseau européen.

Enfin, l'ACER devrait finaliser la rédaction de l'orientation cadre sur l'harmonisation des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz. L'ENTSOG préparera le code de réseau correspondant en 2014.

L'ensemble de ces textes réglementaires doit permettre de se rapprocher progressivement du modèle cible pour le marché européen. Ils visent à mettre en place un modèle dit « hub à hub » qui conçoit le marché européen comme un ensemble de zones entrée-sortie reliées entre elles par des interconnexions auxquelles l'accès est simplifié.

ANNEXES

1 GLOSSAIRE

1.1 REMIT

ACER : Agence de coopération des régulateurs de l'énergie, instaurée par le règlement (CE) n° 713/2009 du 13 juillet 2009.

CEER : Conseil des régulateurs européens de l'énergie, une association créée en 2000 à l'initiative des régulateurs nationaux de l'énergie des États membres de l'Union européenne et de l'Espace économique européen.

EMIR : règlement (UE) n° 648/2012 du 4 juillet 2012 concernant les produits dérivés de gré à gré, les contreparties centrales et les référentiels.

MAD : directive 2003/6/CE du 28 janvier 2003 concernant les opérations d'initiés et les manipulations de marché. La directive est actuellement en cours de révision.

MIF : directive 2004/39/CE du 21 avril 2004 concernant les marchés d'instruments financiers. La directive est actuellement en cours de révision.

REMIT : règlement (UE) n° 1227/2011 du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie. 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.

1.2 Electricité

- **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, détenue par le groupe APX-ENDEX (www.apx.nl).

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

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

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

EPEX Spot France : bourse spot française non obligatoire, détenue par EEX et Powernext (www.epexspot.eu).

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

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

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

- **Produits de gros**

Base (ou baseload) : 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 (ou peakload) : de 8 heures à 20 heures, du lundi au vendredi (Europe continentale).

- **Segments du marché de gros**

ARENH – Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique : mis en place par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (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 gestionnaires de réseaux pour leurs pertes, de s'approvisionner en électricité nucléaire historique auprès d'EDF, pour des volumes et à des conditions tarifaires définis.

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

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

Importations et exportations :

http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_traders_fournisseurs/vie/bilan_annu.jsp

Mécanisme d'ajustement : mécanisme de marché, géré par le gestionnaire de réseau de transport, visant à assurer l'équilibre en temps réel entre la consommation et la production d'électricité.

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.

- **Autres**

Marge physique du système électrique : il s'agit du différentiel entre la capacité de production disponible et la consommation, en prévisionnel (j-1) ou réalisé.

Résilience des prix : sensibilité des prix de marchés horaires de l'enchère d'EPEX SPOT, évaluée par le recalcul des prix pour des variations d'offre et de demande à tout prix.

Analyse de marginalité : il s'agit d'identifier pour chaque heure de la journée à quel type de production correspondait le prix fixé par le marché, c'est-à-dire rechercher le moyen de production en fonctionnement le plus cher appelé pour satisfaire la demande horaire.

1.3 CO₂

Backloading : option de mise en réserve d'une partie des quotas d'émission au début de la Phase III pour les remettre sur le marché à la fin de la Phase III, envisagée par les institutions européennes pour pallier le surplus de quotas sur le marché européen du carbone.

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 en France qui a fermé le 5 décembre 2012.

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

EUA : *European Union Allowance*, dans le cadre du SCEQE, il s'agit de quota d'émission 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.

FCA : *Financial Conduct Authority*, entité de régulation des entreprises financières sur les marchés de gros et de détail au Royaume-Uni.

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 « *backloading* ».

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'émission. Il s'agit d'une quantité d'émission 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.

Set aside : voir « *backloading* ».

1.4 Gaz

Bcm : abréviation de l'unité de mesure anglo-saxonne *billion cubic meters*. Correspond à un milliard de mètres cubes de 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 physiques 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). 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).

ENTSOG : *European Network of Transmission System Operators for Gas*, entité créée par la Commission européenne afin de faciliter la coopération entre les différents opérateurs des réseaux de transport de gaz des Etats membres et la création d'un réseau européen du gaz.

ERGEG : (*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'ERGEG avait 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.

Gaz non conventionnels : les gaz non conventionnels regroupent trois types de gaz naturel : les gaz de schistes (ou *shale gas*), les gaz houille (ou *coal bed methane*) et les gaz de réservoir compact (ou *tight gas*). A la différence des gaz dits conventionnels, les gaz non conventionnels sont présents dans des roches à faible perméabilité difficiles d'accès. Leur extraction est faite à l'aide de deux techniques : le forage horizontal et la fracturation hydraulique.

Gaz naturel liquéfié (GNL) : le GNL est du gaz naturel condensé à son état liquide (en réduisant sa température à environ -160 °C à pression atmosphérique), où le volume se réduit à environ 1/600. Il est

essentiellement transporté par voie maritime dans des navires connus comme méthaniers (ou *LNG tankers*) et déchargé dans des terminaux méthaniers, qui sont des infrastructures capables de le regazéifier afin de l'injecter dans le réseau de transport.

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 objectif 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.

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.

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

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 système gazier français où les expéditeurs peuvent s'échanger des volumes de gaz. Il existe trois PEG en France, chacun rattaché à une zone d'équilibrage.

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).

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.

Zone d'équilibrage : zone géographique représentant une partie du réseau de transport où les expéditeurs équilibrent leurs flux entrants et sortants à partir d'un ensemble de points d'entrée et de sortie. En France, deux zones d'équilibrage sont associées au réseau de GRTgaz et une au réseau de TIGF.

2 LISTE DE GRAPHIQUES

Graphique 1 : Planning d'entrée en vigueur et de mise en œuvre de REMIT	18
Graphique 2 : Flux d'énergie entre les segments amont et aval du marché de gros français en 2012 [Année 2011].....	24
Graphique 3 : Bilan électrique de l'opérateur historique	24
Graphique 4 : Évolution mensuelle des volumes et du nombre de transactions sur le marché à terme intermédié.....	27
Graphique 5 : Évolution mensuelle des volumes et du nombre de transactions sur le marché à terme organisé.....	29
Graphique 6: Volume et valorisation du négoce par produit (en Mds €).....	30
Graphique 7 : Répartition en % du négoce par plateforme et par échéance en 2012	31
Graphique 8 : Solde net d'exportations et différentiel de prix avec les pays voisins	34
Graphique 9 : Variation des importations transfrontalières entre 2012 et 2011 (répartition entre heures pleines et heures creuses).....	37
Graphique 10 : Nombre de participants aux consultations	38
Graphique 11 : Energie mensuelle achetée dans le cadre de l'ARENH pour livraison en 2012 et au premier semestre 2013	39
Graphique 12 : Capacités mensuelles achetées aux enchères pour livraison en 2011 et au premier semestre 2012.....	40
Graphique 13 : Evolution des prix infra-journaliers en France (moyenne hebdomadaire des prix et somme des volumes)	42
Graphique 14 : Evolution des prix spots en France (moyenne hebdomadaire des prix et somme des volumes).....	44
Graphique 15 : Prix spot horaires pour livraison le 16 juin 2013	45
Graphique 16 : Solde des échanges – dimanche 16 juin 2013 – 5h-8h.....	46
Graphique 17 : Prix spot et marge RTE.....	47
Graphique 18 : Prix spot et marge horaire prévisionnelle du système électrique français	48
Graphique 19 : Prix spot et marge horaire constatée.....	49
Graphique 20 : Prix spot et différentiel France – Allemagne (moyennes hebdomadaires)	50
Graphique 21 : Taux de convergence journalier des prix horaires France-Allemagne	51
Graphique 22 : Effets du couplage de marché Flow-Based sur les prix de marché	52
Graphique 23 : Effets du couplage de marché Flow-Based sur la convergence des prix de marché.....	53
Graphique 24 : Prix des produits calendaires Y+1 France et Allemagne	54
Graphique 25 : Prix des combustibles et de l'électricité - Base 100 janvier 2011	55
Graphique 26 : Consommations mensuelles d'électricité en France et en Allemagne	56
Graphique 27 : Ratio pointe/base des produits calendaires Y+1 français et allemand (données en moyennes glissantes sur 20 jours).....	57
Graphique 28 : Prix Y+1 et <i>spread</i> France - Allemagne.....	59
Graphique 29 : Prix Y+1 et <i>spread</i> France - Belgique.....	60
Graphique 30 : Prix Y+1 et <i>spread</i> France – Pays-Bas.....	61

Graphique 31 : Parc de production électrique français (niveaux des différents parcs)	63
Graphique 32 : Durée d'utilisation des différentes filières du parc de production en 2012	66
Graphique 33 : Taux de production nucléaire 2010-2013 (Production nucléaire réalisée / Capacité nucléaire installée - Moyenne mobile sur 30 jours)	67
Graphique 34 : Taux de disponibilité nucléaire 2010-2013 (Puissance nucléaire disponible / Puissance nucléaire installée)	68
Graphique 35 : Solde exportateur mensuel 2010-2013 (Moyenne mobile sur 30 jours)	68
Graphique 36 : Stocks hydrauliques	69
Graphique 37 : Durée de marginalité des différentes filières de production en 2011	71
Graphique 38 : Durée de marginalité des différentes filières de production en 2012	71
Graphique 39 : Écart moyen entre les prévisions de disponibilité et la dernière prévision (J-1)	75
Graphique 40 : Écart moyen entre la prévision (J-1) et la disponibilité nucléaire réalisée	76
Graphique 41 : Offre agrégée et indicateur de marge - 2012	77
Graphique 42 : Demande agrégée et indicateur de marge - 2012	78
Graphique 43 : Sensibilité des prix horaires lors d'un choc d'offre sur le marché, par mois	80
Graphique 44 : Sensibilité des prix horaires lors d'un choc d'offre issu du pays voisin, par mois	81
Graphique 45 : Volumes d'ajustement à la hausse et à la baisse	83
Graphique 46 : Parts d'ajustement par technologie en 2012	84
Graphique 47 : Volumes d'effacements explicites activés sur le MA et capacités contractualisées depuis 2003	86
Graphique 48 : Enchères de la Phase III en 2012 et au premier semestre 2013	92
Graphique 49 : Calendrier de conformité pour les acteurs du Système Communautaire d'Echange de Quotas d'Emission (SCEQE)	92
Graphique 50 : Volumes annuels EUA et CER	94
Graphique 51 : Volumes annuels EUA et CER	95
Graphique 52: Evolution des échanges par maturité sur le marché des EUA	96
Graphique 53 : Part des différents produits sur bourses en volume total (périmètre CRE)	97
Graphique 54 : Typologie des acteurs sur bourses en volume à l'achat (périmètre CRE)	97
Graphique 55 : Typologie des acteurs sur bourses en volume à la vente (périmètre CRE)	98
Graphique 56: Part des différents produits dans les transactions intermédiées (en volume)	99
Graphique 57: Part des différentes places de marché en volume tous produits confondus	99
Graphique 58 : Part des produits spot et à terme passant par des courtiers, tous produits confondus	100
Graphique 59 : Offre et demande de quotas depuis 2005	101
Graphique 60 : Allocations et émissions réelles par type de site en 2012	102
Graphique 61 : Accumulation d'un surplus de quotas depuis 2008	103
Graphique 62 : Evolution du prix spot depuis 2005	104
Graphique 63 : Evolution de l'écart de prix spot EUA et CER	105
Graphique 64 : Evolution des prix depuis 2012	106

Graphique 65 : EUA - Ecart entre prix pour livraison en décembre et prix spot	107
Graphique 66 : Emissions du parc de production charbon français	108
Graphique 67 : <i>Clean dark</i> (marge variable théorique d'une centrale à charbon) & <i>spark spreads</i> (marge variable théorique d'une centrale à gaz).....	109
Graphique 68 : Approvisionnements et débouchés dans le système français en 2012 [2011].....	112
Graphique 69 : Livraisons aux PEG.....	114
Graphique 70 : Evolution des volumes négociés et du nombre de transactions dans le marché intermédié français.....	115
Graphique 71 : Volumes négociés par PEG sur le marché intermédié.....	117
Graphique 72 : Volumes négociés sur le marché intermédié français par type de produit	119
Graphique 73 : Répartition des volumes négociés spot et à terme par type d'intermédiation.....	121
Graphique 74 : Indices de concentration du marché de gros français.....	122
Graphique 75 : Part de marché agrégée des trois principaux acteurs sur les différentes infrastructures	124
Graphique 76 : Prix du gaz M+1 (Royaume-Uni et Etats-Unis)	126
Graphique 77: Prix du gaz en Europe, aux Etats-Unis, en Amérique latine et en Asie.....	127
Graphique 78 : Evolution des importations de GNL 2011-2012 (YoY)	128
Graphique 79: Evolution des prix du Brent	129
Graphique 80 : Comparaison entre prix du gaz sur les marchés de gros et prix du gaz issus de la formule des TRV (base 100 au 1 ^{er} janvier 2008).....	130
Graphique 81: Evolution des prix <i>day-ahead</i> européens	132
Graphique 82 : Pic des prix <i>spot</i> du gaz en Europe (mars/avril 2013).....	133
Graphique 83 : Niveau de stocks agrégés en France	134
Graphique 84: <i>Spread</i> PEG Sud - PEG nord et utilisation de la liaison Nord vers Sud	135
Graphique 85 : Bilan entrée / sortie au sud de la France pendant l'été (2010 – 2012)	136
Graphique 86 : Allocations du PITTM de Fos	137
Graphique 87 : Allocations du PITTM de Montoir-de-Bretagne	138
Graphique 88 : Effet des exportations France-Espagne sur le <i>spread</i> Nord/Sud.....	139
Graphique 89 : Evolution comparée des prix au PEG Nord, au PEG Sud et en Espagne	140
Graphique 90 : Evolution du contrat <i>month-ahead</i> sur les principales places de marché	145
Graphique 91: Evolution des prix du gaz sur le produit Y+1 et des prix du Brent	146
Graphique 92 : Evolution des souscriptions de capacités fermes et interruptibles aux interconnexions des réseaux de transport entre le 1 ^{er} semestre 2013 et l'année 2012.....	148
Graphique 93: Evolution du différentiel de prix entre l'été et l'hiver sur le PEG Nord.....	149

3 LISTE DE TABLEAUX

Tableau 1 : Transactions négociées.....	26
Tableau 2 : Répartition trimestrielle des volumes négociés par produits 2012 et 2013 (en TWh).....	28
Tableau 3 : Répartition trimestrielle des volumes négociés par produits aux premiers semestres 2012 et 2013 (en TWh).....	28
Tableau 4 : Responsables d'équilibre actifs sur le marché français	29
Tableau 5 : Maximum des capacités d'import et d'export entre la France et les pays voisins en 2012 (en MW)	32
Tableau 6 : Flux d'échanges aux frontières.....	32
Tableau 7 : Prix moyen Day-Ahead et Intraday	41
Tableau 8 : Prix de marchés issus des résultats de simulation (« parallel runs ») en Flow-Based.....	52
Tableau 9 : Moyennes des cotations Y+1, Q+1 et M+1	54
Tableau 10 : Prix des produits trimestriels au 28 juin 2013 en France et en Allemagne	58
Tableau 11 : Production d'électricité pour les différentes filières	70
Tableau 12 : Disponibilités prévisionnelles des différentes filières	74
Tableau 13 : Écarts moyen entre disponibilités prévisionnelles en J-1 et réalisées	76
Tableau 14 : Variations moyennes des prix pour des chocs d'offre/demande sur le marché propre	79
Tableau 15 : Variations moyennes des prix pour des chocs offre/demande sur le marché voisin	79
Tableau 16 : Typologie des acteurs du marché du CO ₂	93
Tableau 17 : Typologie des acteurs intermédiaires dans la collecte des données	99
Tableau 18 : Formule de calcul des <i>clean dark & spark spreads</i>	110
Tableau 19 : Comparaison d'écart <i>Bid-Ask</i> par produit entre les différents hubs européens.....	116
Tableau 20 : Statistiques des échanges sur le marché intermédiaire français.....	118
Tableau 21 : Nombre d'acteurs actifs sur le marché français	123
Tableau 22 : <i>Spread Nord/Sud</i> et utilisation de la liaison	135
Tableau 23 : Activité des terminaux méthaniers français	137
Tableau 24 : Différentiel moyen entre le PEG Nord et les principaux hubs européens (produit <i>day-ahead</i>).....	142
Tableau 25 : Evolution de l'utilisation des capacités techniques effectives.....	143
Tableau 26 : Etude comparée de la volatilité des prix <i>day-ahead</i>	144
Tableau 27 : Différentiel moyen entre le PEG Nord et les principaux hubs européens (prix <i>month-ahead</i>).....	147
Tableau 28 : Niveau de gaz en stock en France (Storengy + TIGF).....	150

4 LISTE D'ENCADRES

Encadré 1 : Pic de prix de février 2012.....	43
Encadré 2 : Pics de prix négatifs de l'électricité de juin 2013	45
Encadré 3 : Le développement des énergies renouvelables (« EnR ») a une influence sur les prix de l'électricité sur les marchés de gros	64
Encadré 4 : Le développement des effacements dans le système électrique français	85
Encadré 5 : Le début de la Phase III du SCEQE	91
Encadré 6 : L'évolution des prix du CO ₂ , du gaz et du charbon affecte la rentabilité des centrales à cycle combiné gaz (CCCG).....	110
Encadré 7 : Délibération du 29 mai 2013 portant communication sur la formation des prix du gaz au sud de la France	141

Chiffres clés

MARCHE DE L'ELECTRICITE POUR 2012 ET LE PREMIER SEMESTRE 2013

	2011	2012	S1 2012	S1 2013
Production	542 TWh	541 TWh	282 TWh	289 TWh
Production hors ARENH et VPP	471 TWh	452 TWh	235 TWh	251 TWh
Production ARENH	31 TWh	61 TWh	30 TWh	33 TWh
Production VPP	40 TWh	28 TWh	17 TWh	5 TWh
Consommation Brute	486 TWh	496 TWh	260 TWh	267 TWh
Consommation clients finals	451 TWh	460 TWh	242 TWh	248 TWh
Pertes réseau	35 TWh	36 TWh	18 TWh	18 TWh
Solde Exportateur Net	56 TWh	45 TWh	22 TWh	22 TWh
Exports	75 TWh	74 TWh	37 TWh	40 TWh
Imports	19 TWh	29 TWh	15 TWh	18 TWh
Volumes échangés sur le marché	695,5 TWh	578,3 TWh	275,2 TWh	308,2 TWh
Marché Infra-journalier	2,9 TWh	3,4 TWh	1,6 TWh	1,9 TWh
Marché Day-Ahead	82,5 TWh	81,4 TWh	41,2 TWh	40,9 TWh
Marché à Terme	610,1 TWh	493,6 TWh	232,4 TWh	265,3 TWh
Prix de Marché	2011	2012	S1 2012	S1 2013
Marché Infra-journalier	48,8 €/MWh	46,1 €/MWh	45,7 €/MWh	48,8 €/MWh
Marché Day-Ahead	48,9 €/MWh	46,9 €/MWh	43,8 €/MWh	48,6 €/MWh
Marché à Terme (Y+1 Base)	56,0 €/MWh	50,6 €/MWh	51,2 €/MWh	43,9 €/MWh

MARCHE DU CO₂ POUR 2012 ET LE PREMIER SEMESTRE 2013

	2011	2012	S1 2012	S1 2013
Enchères de quotas Phase III	x	90 Mt	x	398 Mt
Europe	x	54 Mt	x	252 Mt
Allemagne	x	24 Mt	x	96 Mt
Grande-Bretagne	x	12 Mt	x	50 Mt
Volumes totaux échangés	9 638 Mt	11 979 Mt	5 005 Mt	6 287 Mt
EUA	7 500 Mt	9 332 Mt	3 969 Mt	5 857 Mt
CER	2 138 Mt	2 647 Mt	1 036 Mt	430 Mt
Valeur des échanges	120 Md €	76 Md €	35 Md €	25 Md €
EUA	100 Md €	68 Md €	31 Md €	25 Md €
CER	20 Md €	8 Md €	4 Md €	77 M €
Prix moyen du quota	x	x	x	x
EUA	12,95 €/t	7,34 €/t	7,23 €/t	4,24 €/t
CER	9,88 €/t	2,90 €/t	3,93 €/t	0,18 €/t
Accumulation des quotas	224 M	404 M	x	x
Nombre d'acteurs sur le marché	310	333	x	236

MARCHE DU GAZ POUR 2012 ET LE PREMIER SEMESTRE 2013

	2011	2012	S1 2012	S1 2013
Fondamentaux				
Consommation	473 TWh	490 TWh	282 TWh	294 TWh
Importations par gazoduc	446 TWh	466 TWh	249 TWh	246 TWh
Importations de GNL	159 TWh	107 TWh	58 TWh	47 TWh
Exportations	107 TWh	91 TWh	57 TWh	33 TWh
Stockage (+) / Déstockage (-) net	22 TWh	- 11 TWh	- 34 TWh	- 33 TWh
Utilisation des infrastructures				
Niveau des stocks au 1 ^{er} avril	32,9 TWh	30,2 TWh	30,2 TWh	11,7 TWh
Niveau des stocks au 1 ^{er} novembre	127,0 TWh	123,2 TWh		
Acteurs actifs sur les terminaux méthaniers	6	5	3	2
Taux d'utilisation de la liaison Nord-Sud	68 %	90 %	89 %	91 %
Echanges sur les marchés de gros				
Nombre d'acteurs actifs aux PEG	66	68	63	71
Livraisons aux PEG	435 TWh	502 TWh	252 TWh	279 TWh
Marché spot intermédié	118 TWh	121 TWh	60 TWh	77 TWh
Marché à terme intermédié	301 TWh	223 TWh	102 TWh	152 TWh
Prix de Marché				
Day-Ahead PEG Nord	22,9 €/MWh	25,5 €/MWh	24,7 €/MWh	28,3 €/MWh
<i>Spread</i> PEG Nord / PEG Sud	0,07 €/MWh	1,70 €/MWh	1,66 €/MWh	2,18 €/MWh
PEG Nord S+1	25,6 €/MWh	26,4 €/MWh	25,7 €/MWh	27,2 €/MWh



15, rue Pasquier - 75379 Paris cedex 08 - France
Tél. : +33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : +33 (0)1 44 50 41 11
www.cre.fr

ISSN : 2104 - 9149