

Observatoire des marchés de l'électricité, du gaz et du CO₂

3^e trimestre 2013

SOMMAIRE

Introduction	3
Le marché de gros de l'électricité	4
1. Introduction	4
2. Activité sur le marché de gros français	6
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne	13
4. Les fondamentaux du marché de l'électricité	21
5. Volumes d'imports/exports.....	24
6. Concentration du marché français de l'électricité	26
Le marché de gros du gaz	30
1. Les principales dates concernant le marché de gros français.....	30
2. La formation des prix et les marchés du gaz en Europe	30
3. Activité sur le marché de gros français	35
4. Suivi des infrastructures.....	39
5. Concentration du marché français du gaz	39
Le marché de gros du CO₂.....	43
1. Cadre institutionnel et annonces liées au secteur de l'énergie	43
2. Evolution des prix.....	44
3. Matières premières énergétiques et fondamentaux	47
Glossaires	54
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz	54
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité	55
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz	57
Glossaire propre à l'observatoire du marché du CO ₂	58
Table des figures.....	60

Introduction

L'observatoire des marchés a pour objectif de présenter à un large public des indicateurs de suivi de l'ouverture des marchés. Il porte sur les marchés de gros et de détail de l'électricité et du gaz en France métropolitaine et, depuis 2013, sur le marché de gros du CO₂.

Cet observatoire, actualisé tous les trimestres, est publié sur le site internet de la CRE (www.cre.fr). Une version anglaise est également disponible.

Depuis le 1er juillet 2007, tous les consommateurs ont la possibilité de choisir leur fournisseur d'électricité ou de gaz.

Le marché de gros de l'électricité

1. Introduction

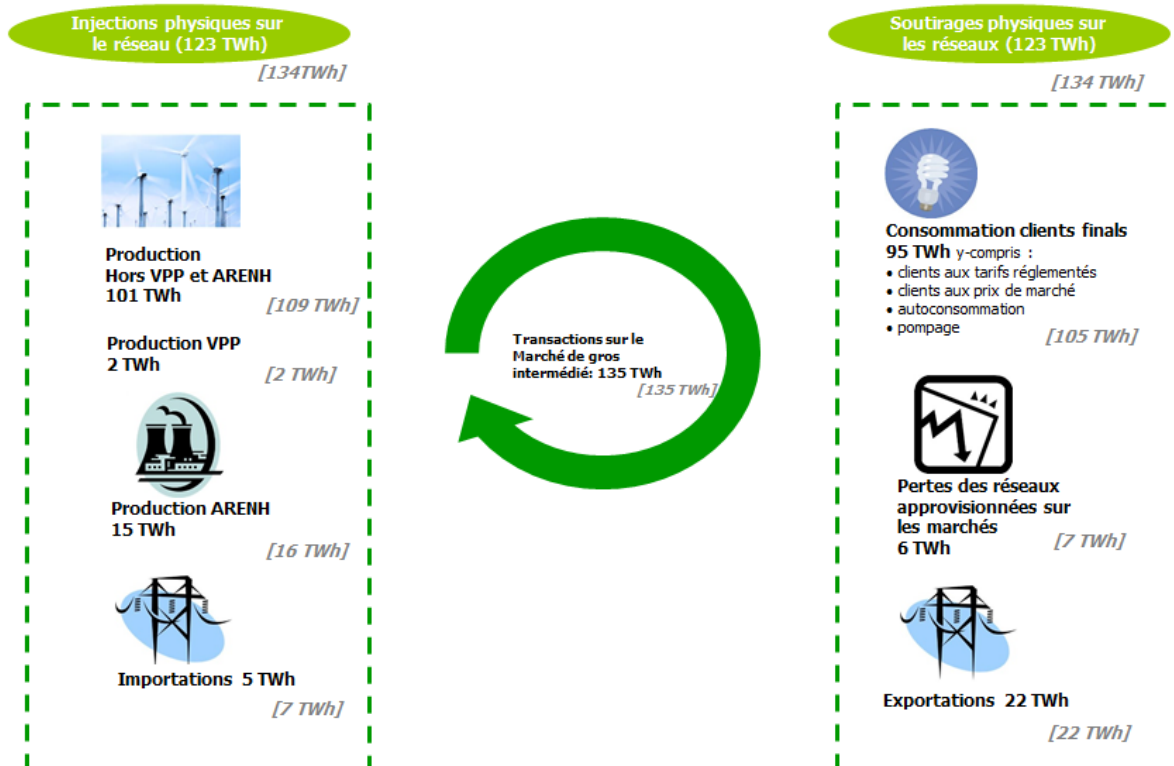
1.1 Les principales dates concernant le marché de gros français

- **Novembre 2000** : la CRE valide la première version du contrat de responsable d'équilibre (RE)
- **Début 2001** : premiers achats de pertes sur le marché par RTE
- **Mai 2001** : premières cotations OTC publiées concernant le marché français
- **Septembre 2001** : premières mises aux enchères de capacités de production par EDF (VPP)
- **Novembre 2001** : lancement du marché Powernext Day-Ahead
- **Juin 2004** : lancement du marché Powernext Futures
- **Juillet 2004** : premiers achats de pertes sur le marché par ERDF
- **Janvier 2006** : mise en place d'enchères de capacités explicites aux frontières (à l'exception de la Suisse)
- **Novembre 2006** : démarrage du market coupling entre la France, la Belgique et les Pays-Bas.
- **Juillet 2007** : lancement des marchés Powernext Intraday et Continuous
- **Avril 2009** : fusion de Powernext et EEX ; lancement d'EPEX SPOT et d'EPD pour les produits à terme
- **Novembre 2010** : extension du market coupling entre la France, la Belgique et les Pays-Bas au Luxembourg et à l'Allemagne.
- **Décembre 2010** : couplage des marchés infra-journaliers français et allemand d'EPEX SPOT
- **Juillet 2011** : ouverture des droits à l'ARENH
- **Novembre 2011** : les produits *futures* négociés sur EPD France deviennent à règlement financier
- **Novembre 2011** : arrêt des enchères VPP¹
- **Janvier 2012** : début des allocations de capacités long-terme d'interconnexion entre la France et la Suisse par enchères explicites
- **Janvier 2012** : début des allocations infra-journalières de capacités d'interconnexion entre la France et la Suisse
- **Juin 2012** : début des allocations infra-journalières de capacités d'interconnexion entre la France et l'Italie
- **Juin 2013** : couplage des marchés infra-journaliers français et suisse (marché infra-journalier suisse créé par la même occasion) d'EPEX SPOT

¹ http://encherescapacites.edf.com/fichiers/fckeditor/File/Encheres/DecisionCE_Fin_VPP_301111.pdf

1.2 Bilan du marché de gros français

Le graphique ci-dessous présente les flux d'énergie entre les différents segments amont et aval du marché de gros français au cours du troisième trimestre 2013. Il fait apparaître les volumes injectés et soutirés, ainsi que les transactions ayant eu lieu sur le marché de gros intermédiaire français.



Source : RTE – données [T2 2013] et T3 2013 - Analyse : CRE

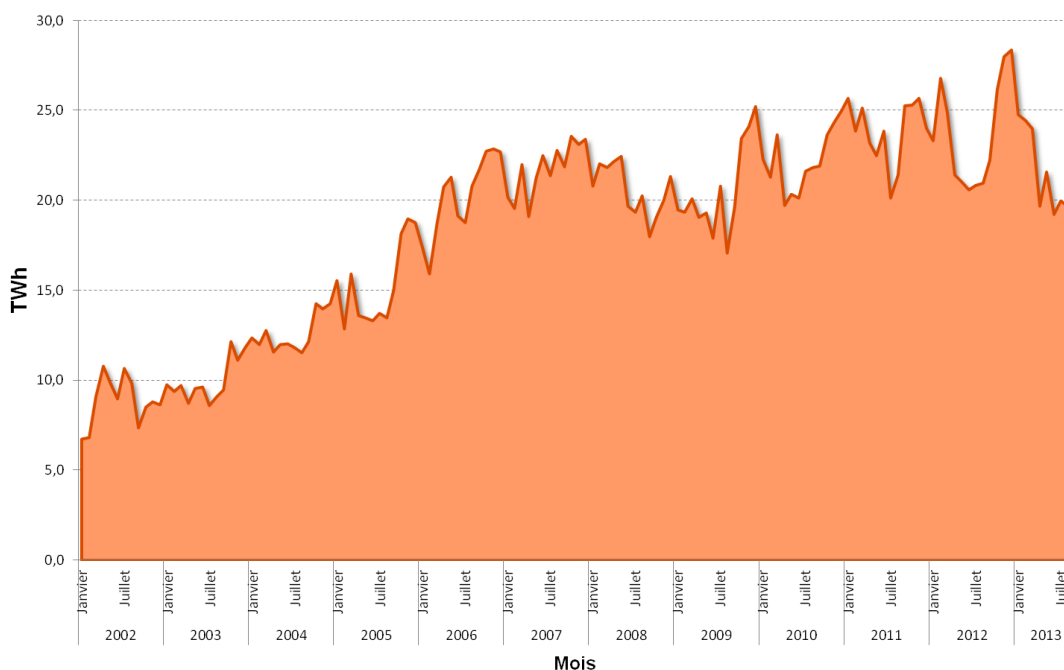
2. Activité sur le marché de gros français

2.1 Activité sur le marché de gré à gré

L'essentiel du commerce de gros de l'électricité s'effectue en gré à gré (OTC), par des transactions directes ou via des intermédiaires (société de courtage et plateformes de négoce). La CRE a rendu public (cf. cahier d'indicateurs électricité) les volumes agrégés des transactions intermédiées.

Le graphique suivant montre les nominations journalières des acteurs auprès de RTE. Il ne s'agit pas du volume des transactions observées sur la période, mais des livraisons nettes physiques entre acteurs résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH).

Figure 1 Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)



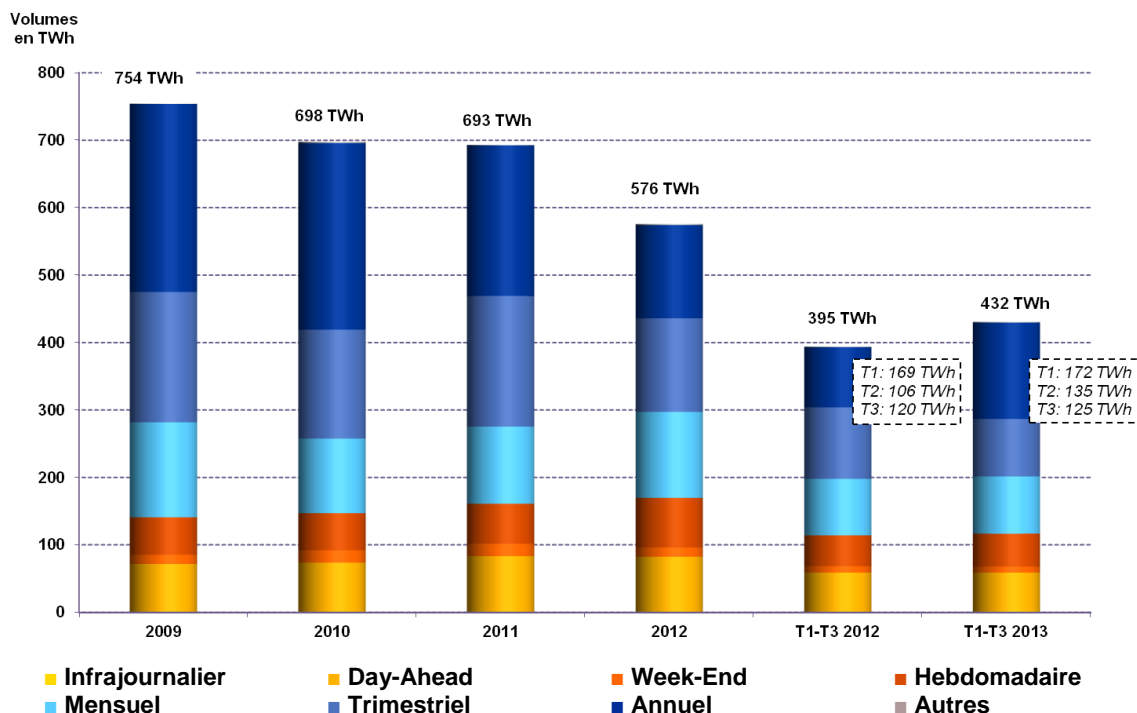
Source : RTE – Analyse : CRE

Le volume des livraisons sur le marché de gré à gré s'élève à 57,7 TWh au troisième trimestre 2013. En baisse de 2,8 TWh par rapport au trimestre précédent et de 6,3 TWh par rapport à la même période l'année dernière, ce volume a représenté 58% de la consommation nationale, contre 68% au deuxième trimestre 2013 et 65% à la même période en 2012.

2.2 Evolution du négoce sur le marché intermédié français

Le marché intermédié français de l'électricité regroupe le négoce effectué sur les marchés organisés et sur les plateformes de courtage (OTC intermédié).

Figure 2 Vue globale du négoce sur le marché de gros français intermédié au troisième trimestre 2013



Sources : brokers, EPEX SPOT France, EPD France ; Analyse : CRE

Produits spot² :

Près de 20 TWh ont été échangés sur le marché spot au troisième trimestre 2013 : les volumes sont en baisse de plus de 2,0 TWh par rapport au trimestre précédent, et de 1,3 TWh par rapport à 2012 à la même période.

Le marché de l'intraday a représenté 5% du total des volumes échangés sur le spot (contre 4% au trimestre précédent), la quasi-totalité des échanges se réalisant sur EPEX SPOT. L'activité est en légère hausse avec 0,99 TWh échangés (+0,12 TWh par rapport au trimestre précédent) pour un peu plus de 44 000 transactions (contre 37 000 au trimestre précédent). Les échanges cross-border représentent 79% des volumes et 86% des transactions, des chiffres en forte hausse par rapport au premier trimestre 2013 (respectivement 67% et 76%).

Sur le *day-ahead*, les volumes ont reculé par rapport au trimestre précédent (-9%) et dans une moindre mesure par rapport au troisième trimestre 2012 (-2%). Cette évolution est essentiellement le résultat de baisses des volumes sur les marchés OTC (-27% par rapport au trimestre précédent) contre une baisse de seulement 3% sur les marchés organisés. La part des volumes *day-ahead* négociés sur EPEX SPOT s'établit à 78% au troisième trimestre 2013, en légère hausse par rapport au trimestre précédent (73%) et au même niveau qu'au même trimestre de l'année 2012.

Produits à terme³ :

Au troisième trimestre 2013, plus de 105 TWh ont été échangés sur l'ensemble des produits à terme⁴, en baisse de 6% par rapport au trimestre précédent mais en hausse de 7% par rapport au troisième

² Depuis l'Observatoire des Marchés pour le 4^{ème} trimestre 2011, et contrairement aux publications précédentes, les chiffres pour les produits spot incluent les échanges *intraday cross-border* ; les évolutions sont calculées à périmètre constant et peuvent donc ne pas correspondre aux chiffres publiés dans les précédents observatoires.

³ L'ensemble des évolutions décrites dans les commentaires qui suivent portent sur les produits à terme de la section *Développement du négoce en France des indicateurs des marchés de gros de l'électricité*.

⁴ Les produits à terme dont la période de livraison est supérieure ou égale une semaine (Produits Hebdomadaires, Mensuels, Trimestriels, Semestriels ou Annuels). Les produits week-end sont inclus dans les produits spot.

trimestre 2012. Avec près de 7 400 transactions, ce nombre est sensiblement le même qu'au trimestre précédent, mais est en baisse vis-à-vis de 2012 à la même période (-15%).

La réduction des volumes sur les marchés à terme par rapport au trimestre précédent est due à la baisse de l'activité sur les plateformes de courtage (-5,4% en volumes) et sur EPD France (-14% en volumes). Notons que la très grande majorité des échanges de produits à terme se fait sur les marchés OTC avec près de 96% des volumes échangés au troisième trimestre 2013. Par ailleurs, on remarque une très forte hausse des volumes EPD France par rapport au même trimestre l'année dernière (+60% en volumes) contre une faible hausse de 5% en volumes sur les plateformes de courtage.

La baisse des volumes échangés par rapport au trimestre précédent s'explique par une baisse du produit mensuel de 19% soit 4,39 TWh, et par une baisse du produit trimestriel de 19% également soit 5,53 TWh. Les volumes échangés sur le produit annuel sont en hausse de 9% soit 4,27 TWh, ce contrat conservant la première place des produits échangés, tandis que le produit trimestriel conserve sa deuxième position. Sur le marché OTC, les produits annuels (52% des volumes) arrivent devant les produits trimestriels (22%), mensuels (17%) et hebdomadaires (9%). Sur la bourse, les produits annuels arrivent largement en tête des échanges (45% des volumes), devant les produits trimestriels (27% des volumes), mensuels et enfin hebdomadaires (respectivement 19% et 8% des volumes sur la bourse).

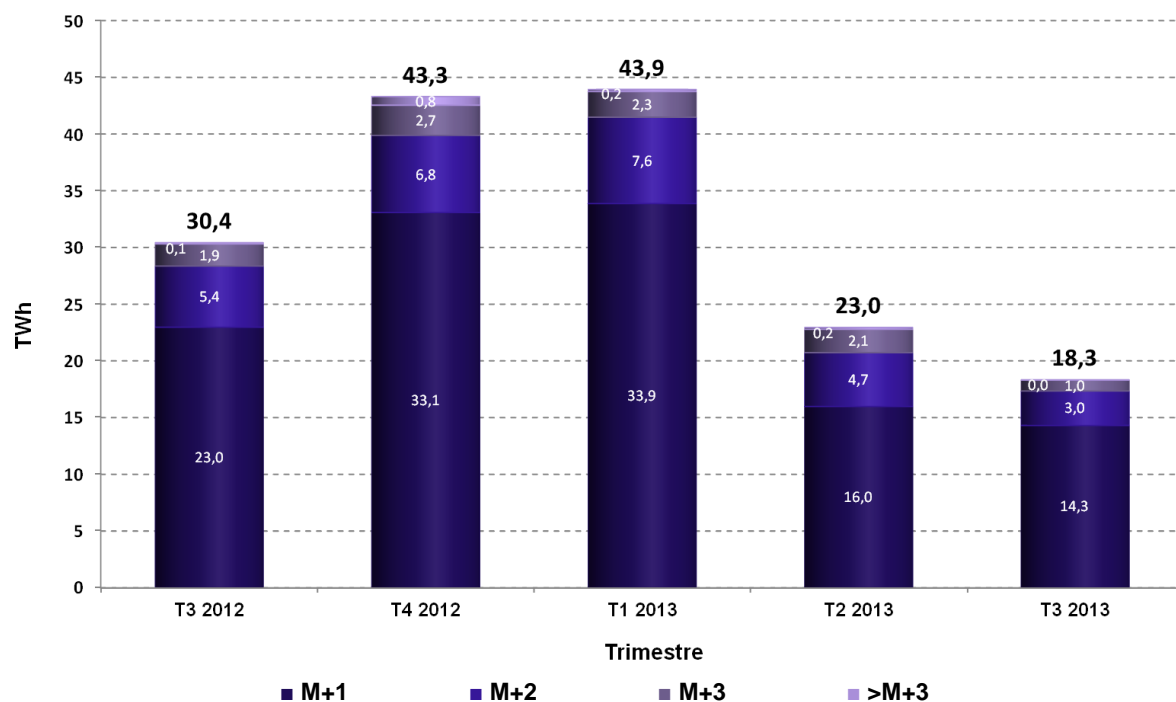
Produits mensuels :

Les volumes échangés sur les produits mensuels ont baissé au cours du troisième trimestre 2013 : 2 123 transactions de produits mensuels représentant 18,3 TWh échangés, soit un volume en baisse de 4,4 TWh par rapport au trimestre précédent. Par rapport au T3 2012, cependant, le volume de produits mensuels échangés au T3 2013 est en baisse de 40%, une baisse très conséquente alors que le T2 2013 n'observait qu'une baisse de 3% par rapport au T2 2012.

Derrière la baisse entre le troisième trimestre et le trimestre précédent, se trouve principalement la réduction des volumes sur les contrats M+2 (-1,7 TWh), et des volumes sur les maturités M+1 et M+3 (-1,5 TWh et -1,1 TWh respectivement). Le produit M+1 reste la maturité la plus liquide (79% des volumes), devant les contrats M+2 (12% des volumes) et M+3 (9,3% des volumes).

La forte baisse entre le T3 2013 et le même trimestre l'année dernière, s'explique par des volumes des produits M+3 échangés qui ont chuté de 50%, ainsi qu'aux volumes des produits M+2 et M+1 qui ont chuté respectivement de 44% et de 38%.

Figure 3 Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié – produits mensuels



Sources : brokers, EPEX SPOT France, EPD France ; Analyse : CRE

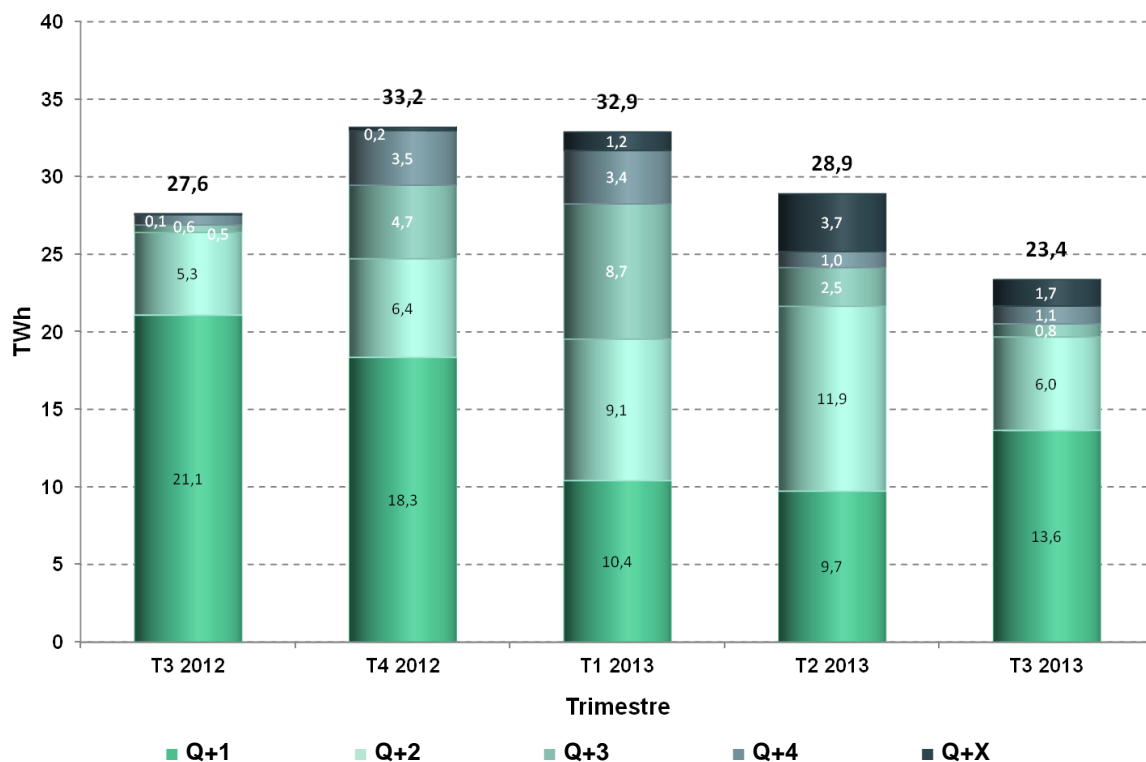
Produits trimestriels :

Le négoce de produits trimestriels au troisième trimestre 2013 a accusé une baisse. Les volumes échangés se sont élevés à 23,4 TWh pour 1 357 transactions, soit une réduction en volume de 19% par rapport au trimestre précédent, et une baisse de 15% par rapport à 2012 à la même période.

Cette baisse des volumes vis-à-vis du deuxième trimestre 2013 provient de la réduction des volumes sur le contrat Q+3 (-5,9 TWh en volumes), et dans une moindre mesure des maturités Q+2 (-1,64 TWh en volumes). Ces contractions sont cependant altérées par des volumes en croissance sur les maturités Q+1 (+3,9 TWh) et Q+4 (+0,11 TWh). Notons que les produits Q+1 représentent 60% des volumes échangés ce trimestre et les produits Q+2 représentent 16% des volumes.

Comparativement à 2012 à la même période, les volumes sont en retrait de -35% sur la maturité Q+1 (soit 12,2 TWh), mais en progression de 13% sur le Q+2, de 2% sur le Q+3 et 2% sur le Q+4.

Figure 4 Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire – produits trimestriels



Sources : brokers, EPEX SPOT France, EPD France ; Analyse : CRE

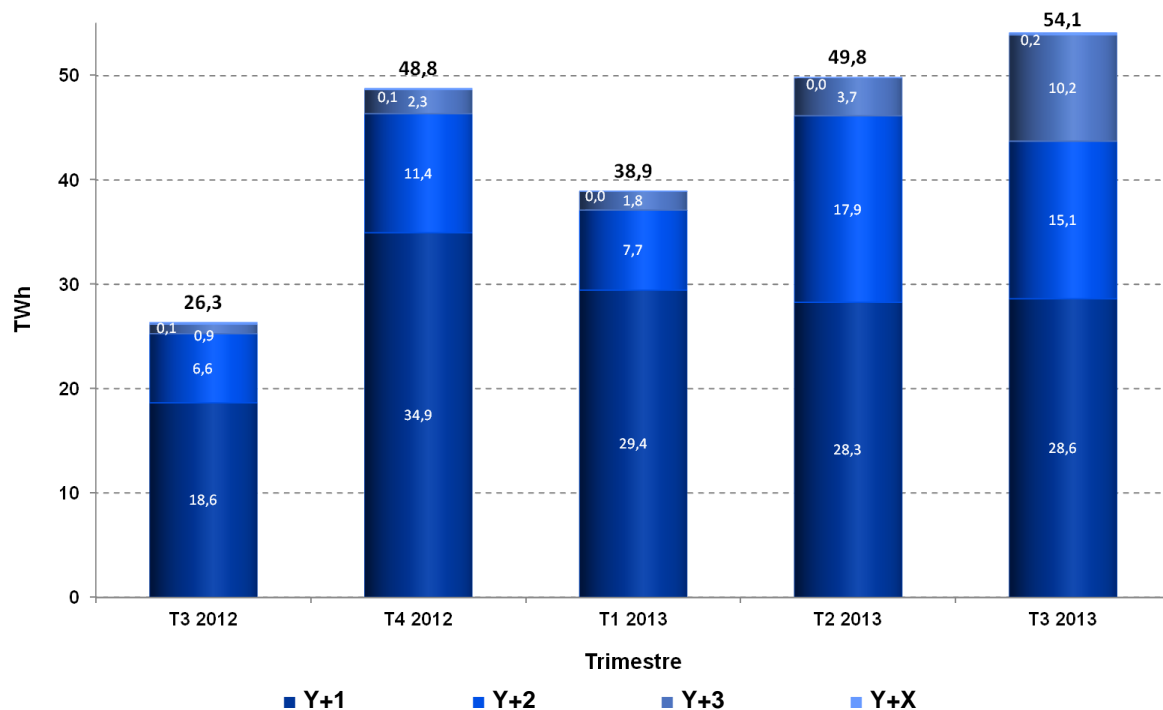
Produits calendaires :

Les volumes échangés sur les produits annuels ont été en hausse au troisième trimestre 2013 avec plus de 54 TWh négociés pour 1111 transactions, soit +9% et +15% respectivement par rapport au deuxième trimestre de 2013. Ces chiffres sont en progrès de 105% par rapport au troisième trimestre 2012 en termes de volumes, et de 92% en nombre de transactions.

La hausse des volumes par rapport au trimestre précédent concerne la maturité Y+3 (+6,5 TWh soit +179%). Le produit Y+1 reste stable (+0,34 TWh soit +1%), tandis que les volumes échangés sur le produit Y+2 se sont réduits (-2,8 TWh soit -16%).

En comparaison avec le troisième trimestre de 2012, l'activité est en net progrès sur l'ensemble des contrats : les volumes augmentent de 53% sur la maturité Y+1, de 128% sur Y+2 et des volumes dix fois supérieurs pour le Y+3.

Figure 5 Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire – produits calendaires

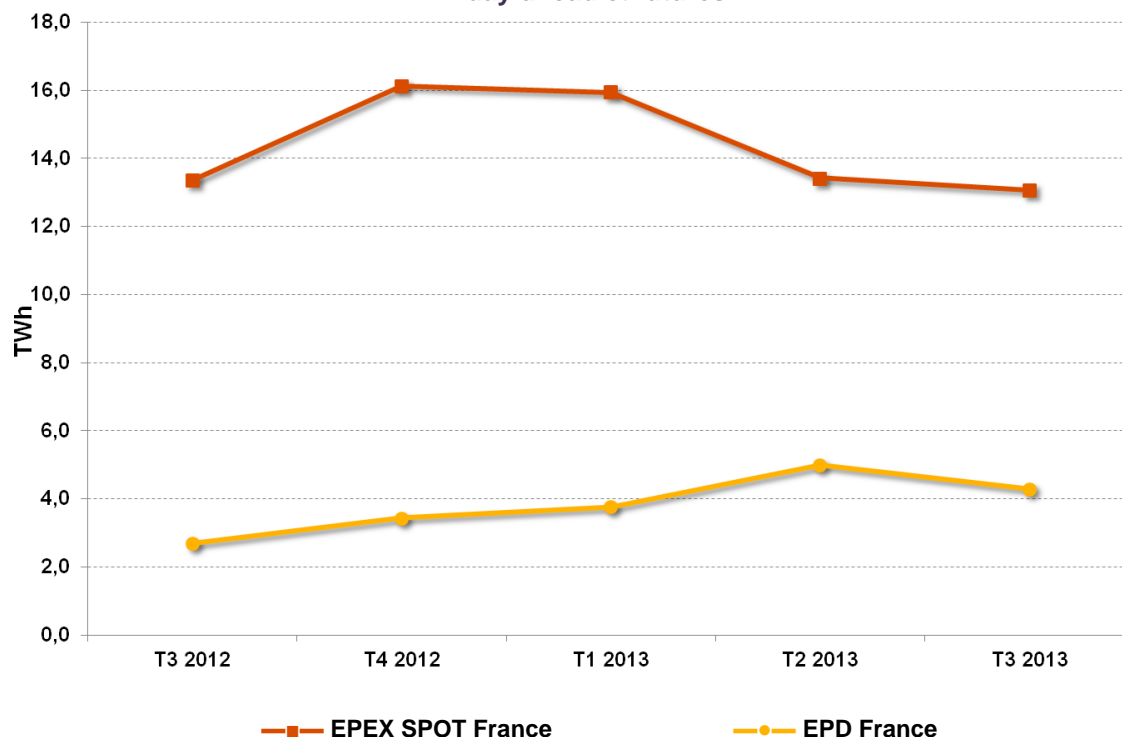


Sources : brokers, EPEX SPOT France, EPD France ; Analyse : CRE

2.3 Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Avec 13,0 TWh échangés, le volume en *day-ahead* échangé sur EPEX SPOT est en baisse de 3% au troisième trimestre 2013 par rapport au trimestre précédent, et de 2% par rapport à la même période l'année précédente. Avec 4,3 TWh négociés sur le marché *futures* d'EPD France, les volumes sont en baisse par rapport au trimestre précédent (-14%) mais ils sont en forte hausse par rapport à la même période en 2012 (+60%).

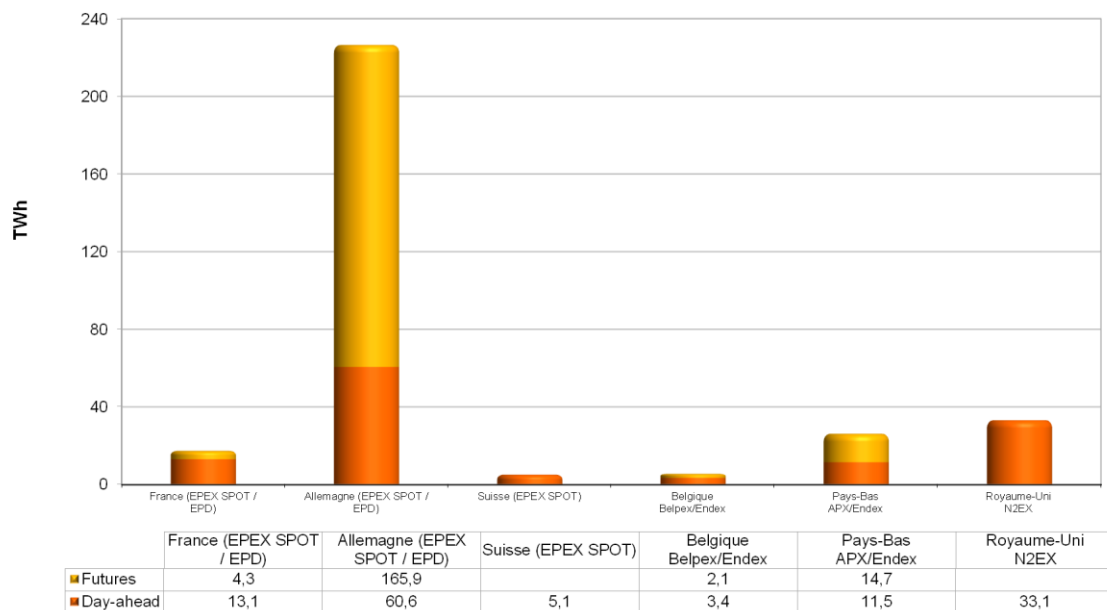
**Figure 6 Volumes trimestriels échangés sur les marchés organisés français
- day-ahead et futures -**



Sources: EPEX SPOT, EPD France

L'activité sur le marché *day-ahead* français se situe en quatrième place par rapport aux autres marchés européens, très largement inférieure à l'activité en Allemagne et nettement devancée par le marché *day-ahead* au Royaume-Uni. Les volumes français talonnés au deuxième trimestre par ceux du marché APX aux Pays-Bas, ont désormais été dépassés par le marché néerlandais. L'activité sur le marché *futures* ayant très fortement chuté depuis 2011, elle s'inscrit à un niveau très inférieur au marché néerlandais dont les volumes ont fortement augmenté depuis le troisième trimestre 2012. Au troisième trimestre 2013, les volumes des futures français se maintiennent au-dessus de ceux du marché à terme belge.

Figure 7 Volumes trimestriels échangés sur les principaux marchés organisés européens (hors OTC clearing) – Troisième trimestre 2013 –



Sources: EPEX SPOT, EPD France, Belpex, Endex, APX, N2EX

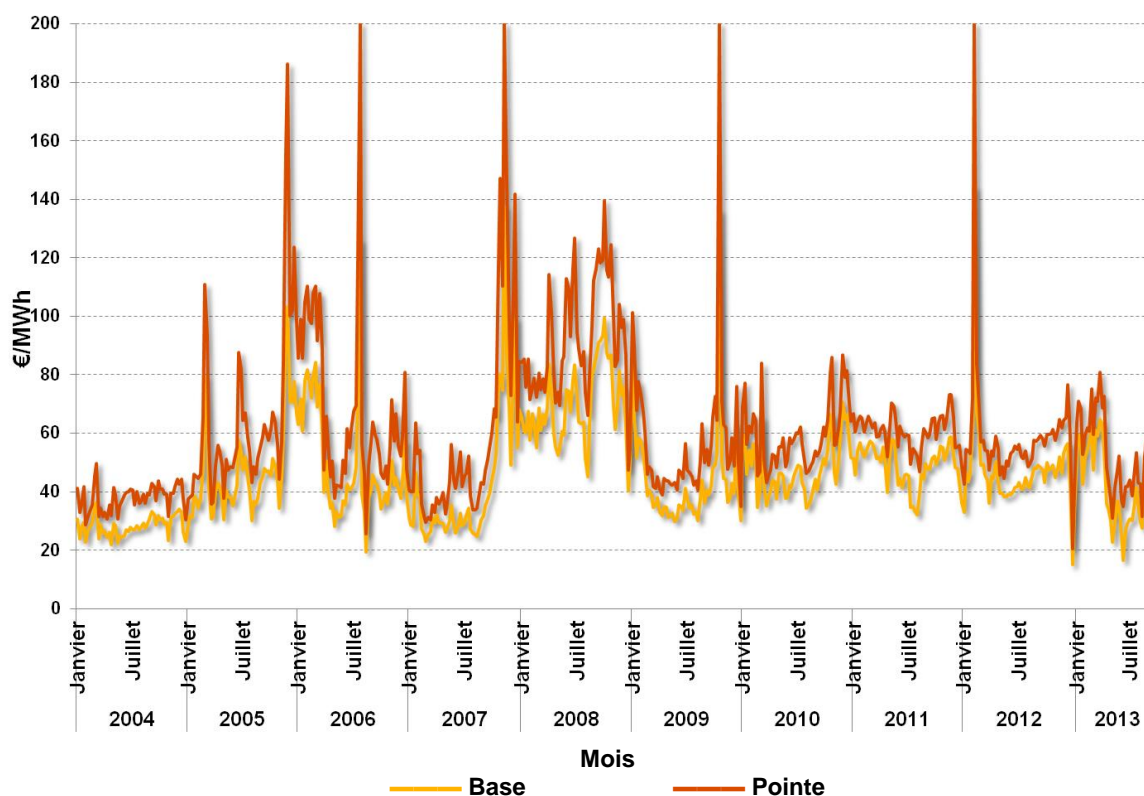
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne

Cette section porte sur l'évolution des prix observés sur les bourses de l'électricité en Europe. Les évolutions commentées sont observables dans la section *Evolution des prix de l'électricité* des indicateurs électricité publiés par la CRE.

3.1 Prix day-ahead

Les prix *day-ahead* cotés sur EPEX SPOT ont affiché une moyenne de 37,9 €/MWh en base et 49,7 €/MWh en pointe au troisième trimestre 2013 pour la France, soit des hausses respectives de 13% et 8% par rapport au trimestre précédent. Les prix en base et pointe en 2012 à la même période étaient supérieurs de 15% et 8,6% respectivement.

Figure 8 Prix day-ahead France sur EPEX SPOT - moyennes hebdomadaires –

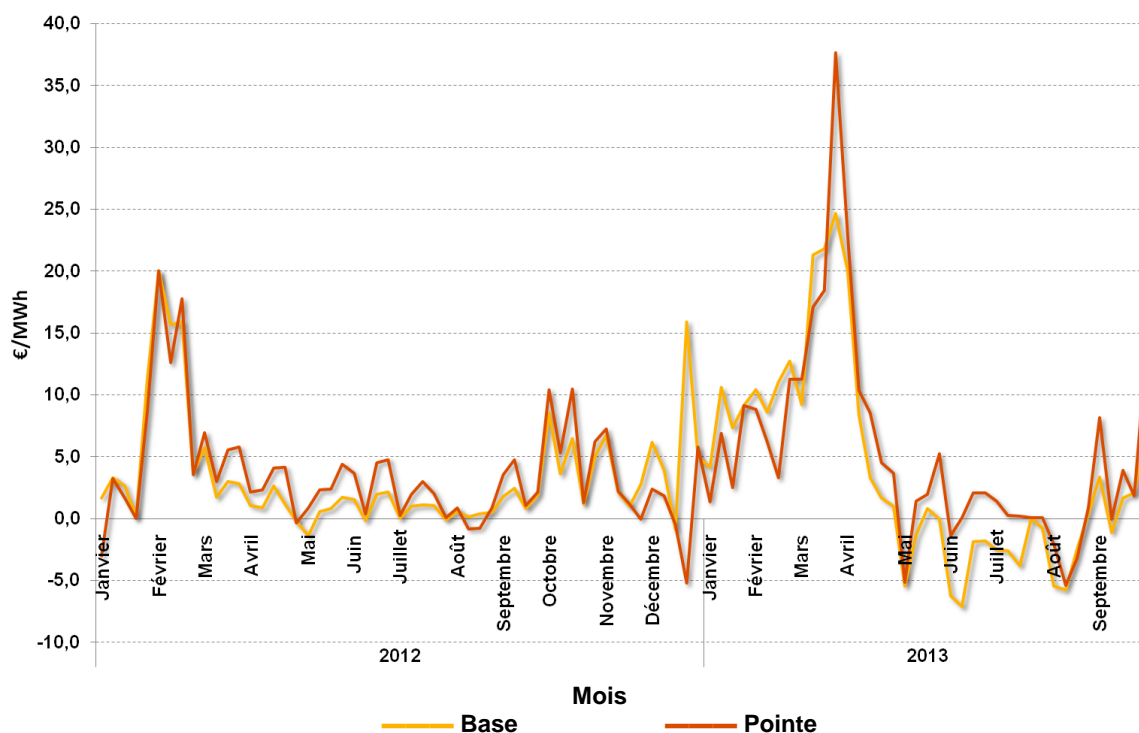


Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Sur le marché allemand, le prix spot a augmenté de 19% en base et de 18% en pointe par rapport au deuxième trimestre 2013, s'établissant respectivement à 38,8 €/MWh et 48,8 €/MWh. Ils sont en revanche inférieurs à ceux de 2012 à la même période, de 11% en base et de 8% en pointe.

Le différentiel de prix France-Allemagne s'est inversé en moyenne trimestrielle en base, passant de 0,88 €/MWh à -0,7€/MWh et il s'est déprécié en pointe de 4,3 €/MWh à 1,4€/MWh. Au troisième trimestre 2012, le spread en base s'est inversé passant à 0,9 €/MWh, mais le spread en pointe était sensiblement au même niveau à 1,5€/MWh.

Figure 9 Différentiels day-ahead France – Allemagne - moyennes hebdomadaires –

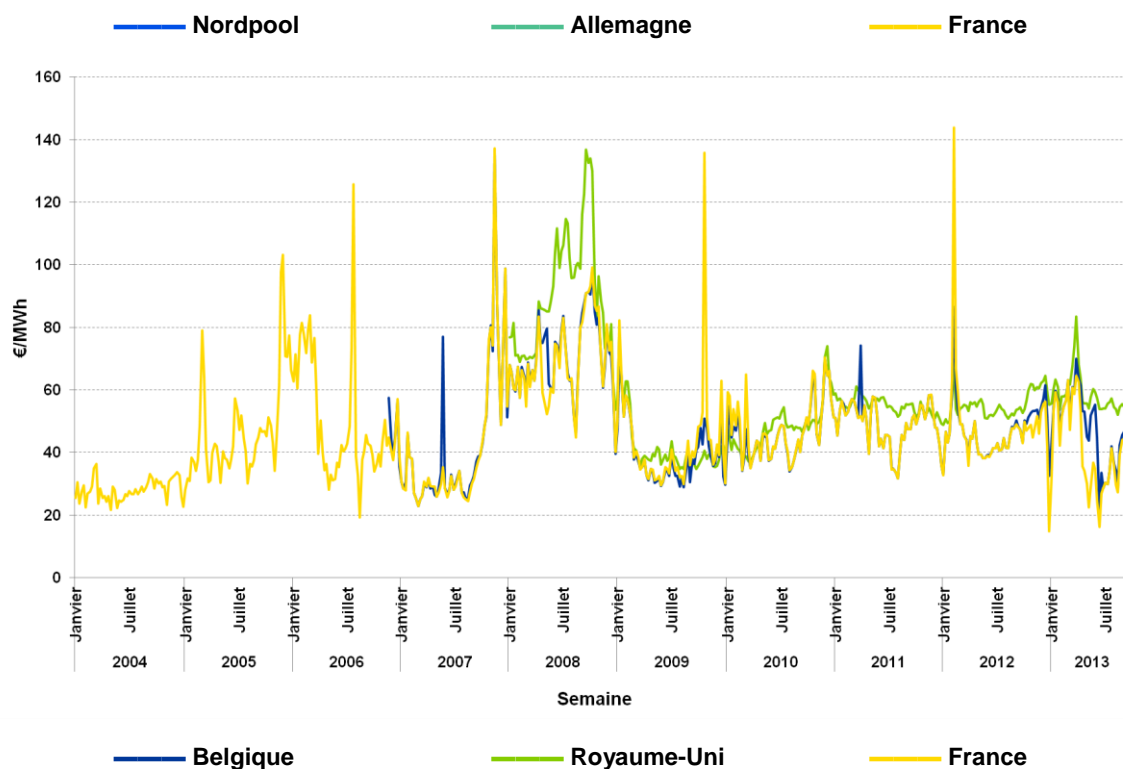
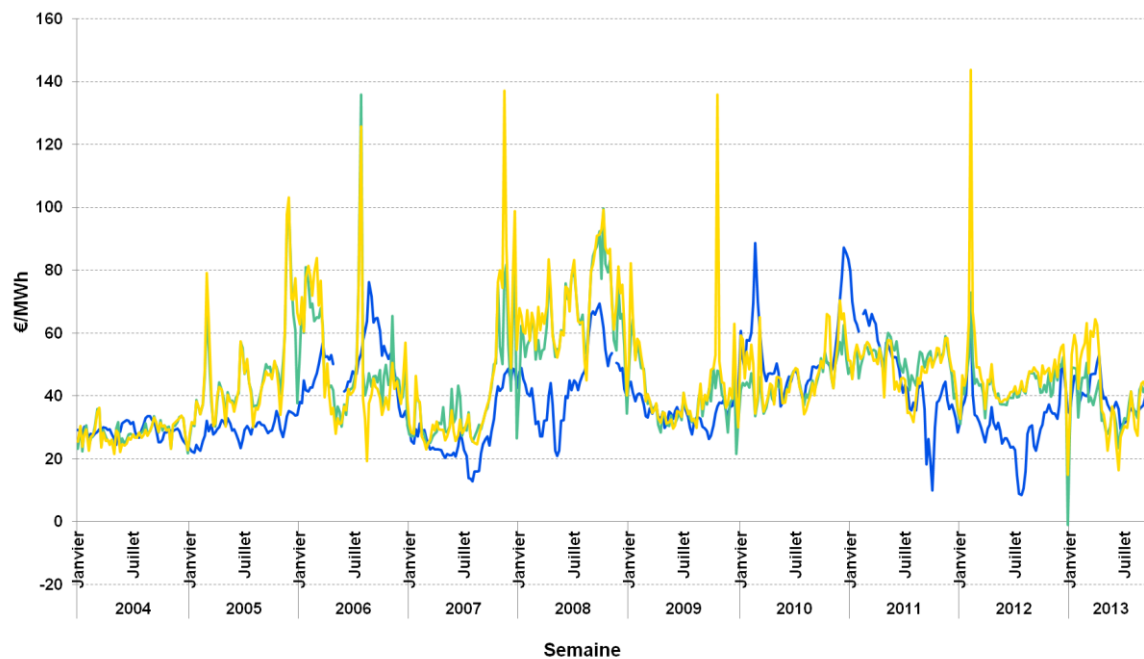


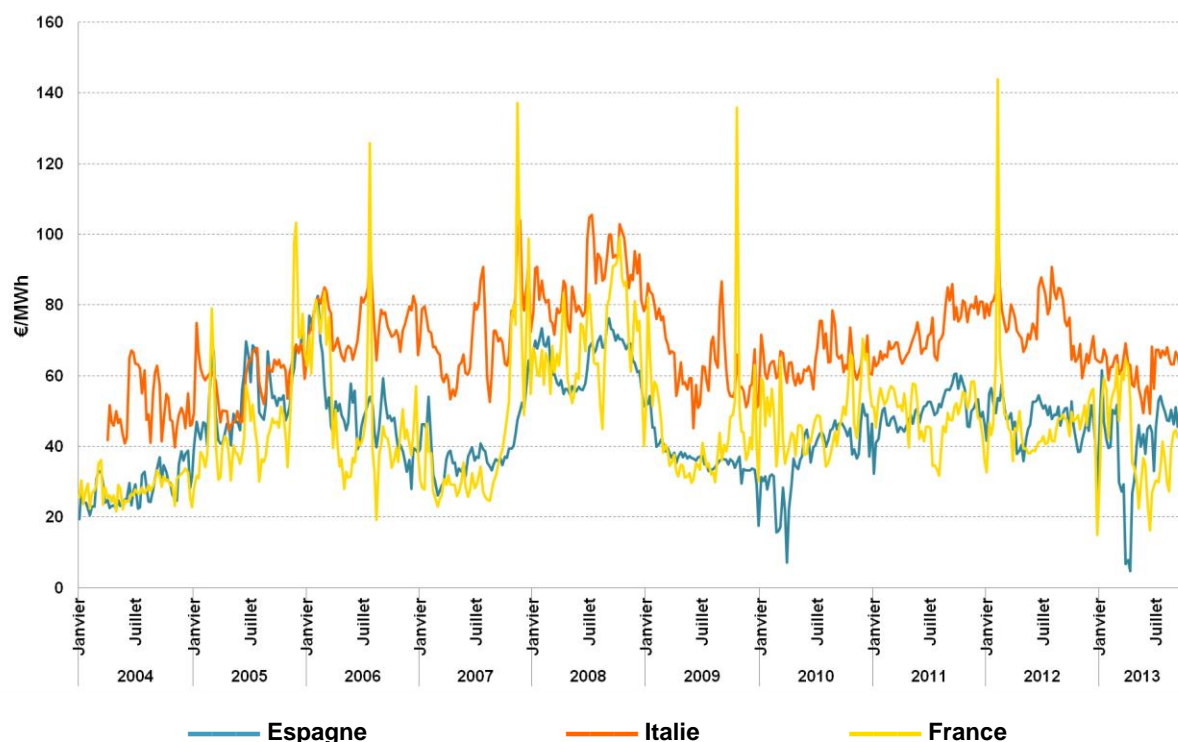
Sources : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Les prix base et pointe belges sont en baisse (-16% en base et -12% en pointe) par rapport au deuxième trimestre 2013. Au Royaume-Uni, les prix base et pointe se réduisent plus faiblement, de -3% et -1% respectivement, ainsi que sur Nordpool où les indices base et pointe ont respectivement perdu -7% et -10% au troisième trimestre 2013. Les prix suisses sont eux en augmentation, les indices base et pointe augmentant respectivement de 11% et 8%. Suivant la même dynamique, les prix italiens ont aussi augmenté de 13% en base et de 7% en pointe. Côté péninsule ibérique, les prix espagnols augmentent très fortement de 46% en base, et de 40% en pointe.

Les prix moyens base allemand, belge et suisse, qui avaient divergé des prix français au deuxième trimestre, se rapprochent au troisième trimestre 2013. L'écart sur la base atteint -1,17€/MWh entre la France et l'Allemagne (France moins chère), tandis que la pointe présente un écart moyen de 0,79€/MWh (France plus chère). L'écart de prix moyen s'est un peu réduit entre la France et certains pays (France toujours moins chère) : les spread base se valorisent à -1,63 €/MWh avec la Belgique (-88%), à -18,34 €/MWh avec le Royaume-Uni (-24%) et -1,57€/MWh avec la Suisse (-12%). A contrario, l'écart de prix moyen entre la France, l'Espagne et l'Italie a très fortement augmenté (France moins chère) : les spread base se valorisent respectivement à -12,20€/MWh (contre 0,66€/MWh au deuxième trimestre) et -27,7 €/MWh (contre 24,1 €/MWh). Les écarts de prix se sont de nouveau inversés en défaveur de la France vis-à-vis du marché Nordpool à 1,74 €/MWh (France plus chère) contre -5,25€/MWh au deuxième trimestre.

Figure 10 Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens - moyennes hebdomadaires –





Sources : EPEX SPOT France / Allemagne, Belpex, Omel, NordPool, Iplex, Heren – Analyse : CRE

3.2 Prix futures

Produits calendaires :

Les prix des produits calendaires en France et en Allemagne ont évolué à la baisse sur T3 2013 par rapport à leur niveau en T2 2013.

Les prix du *future* annuel Y+1 en base a baissé de 0,3 €/MWh en France et de 1,3 €/MWh en Allemagne, s'établissant respectivement à 42,3 €/MWh et 37,6 €/MWh en moyenne.

En pointe, le prix du contrat Y+1 français a gagné 0,23 €/MWh à 56,43 €/MWh et le prix allemand s'est réduit de 1,1 €/MWh à 48,1 €/MWh.

Figure 11 Prix futures Y+1 en France et en Allemagne - prix journaliers –



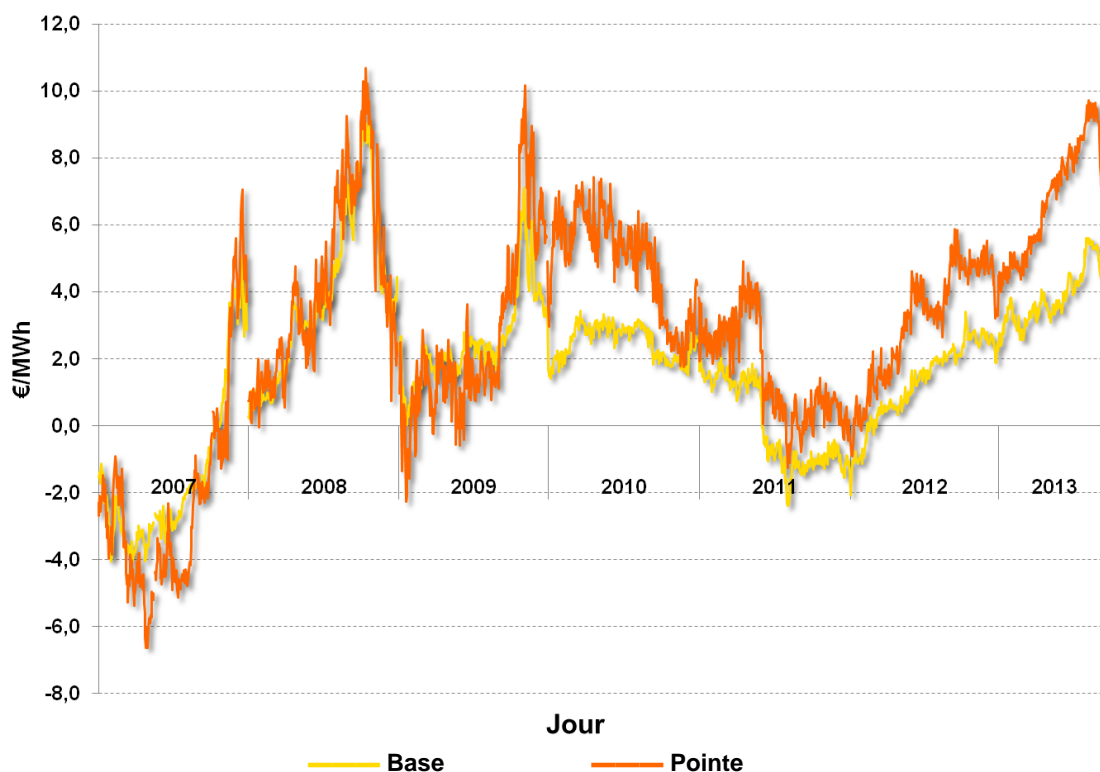
Sources : EPD France / Allemagne

A la suite du pic des prix spot de février 2012, il y a eu une inversion du différentiel des prix entre la France et l'Allemagne, les prix Y+1 base français devenant plus chers que les prix allemands. Cette inversion peut s'expliquer en partie par une perception accrue du risque sur le marché français (notamment en raison de la thermo-sensibilité de la consommation électrique). On observe depuis, à chaque trimestre, une valorisation de plus en plus importante de cet écart de prix à terme entre la France et l'Allemagne (+1€/MWh par rapport au T2 2013). Ce phénomène peut également être attribué à la croissance de la production renouvelable en Allemagne, ainsi qu'à la baisse du cours du charbon.

En base l'écart moyen des prix du Y+1 au troisième trimestre 2013 est de 4,7 €/MWh, en hausse de 28% par rapport au trimestre précédent.

En pointe, l'écart de prix entre la France et l'Allemagne augmente également. Il atteint 8,4 €/MWh sur le troisième trimestre 2013, soit une hausse de 1,3 €/MWh (+18%) par rapport au deuxième trimestre 2013.

Figure 12 Différentiels de prix futures Y+1 entre la France et l'Allemagne - différentiels de prix journaliers –

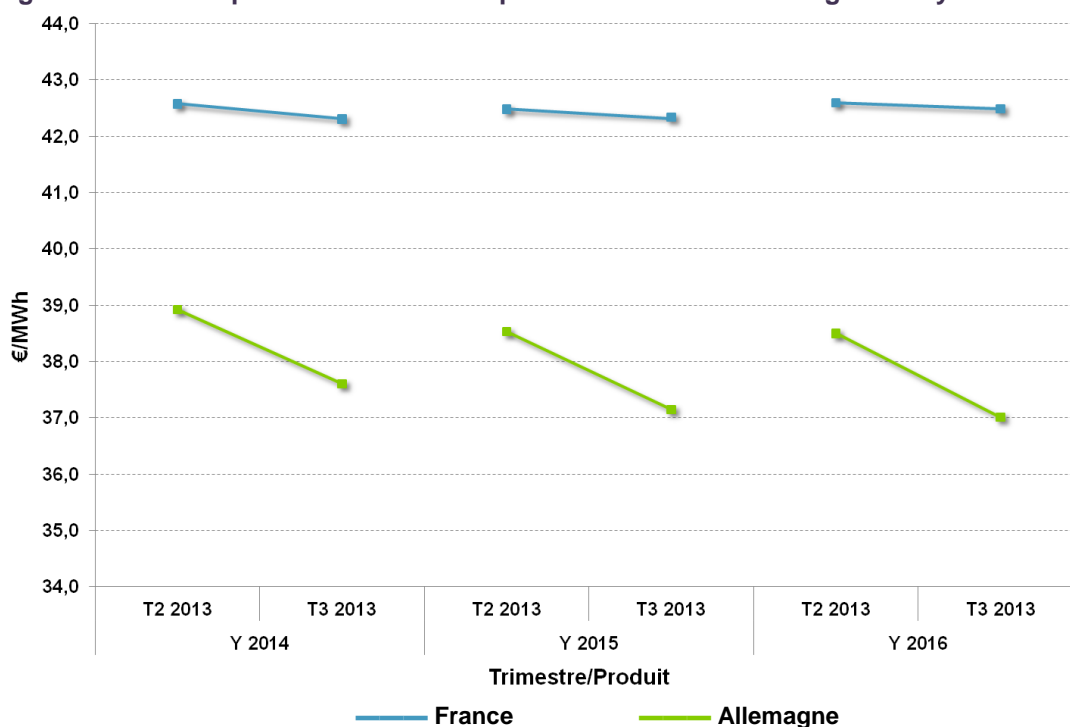


Sources : EPD France / Allemagne

Les prix Y+2 base diminuent de 0,1 €/MWh pour la France et de 1,4 €/MWh pour l'Allemagne. Les prix Y+3 base baissent de 0,1 €/MWh en France et de 1,5 €/MWh en Allemagne. Le différentiel France-Allemagne pour le produit Y+2 base s'étant inversé positivement en Janvier 2012, il tend maintenant à augmenter. Il était de 4,0 €/MWh au deuxième trimestre 2013 et est désormais de 5,2 €/MWh au troisième 2013. Pour les prix Y+3 base, les prix français continuent à être supérieurs aux prix allemands, l'écart de prix prenant la même tendance à la hausse que pour les maturités Y+1 et Y+2, augmentant de près de 1,4 €/MWh au troisième trimestre 2013 à 5,5 €/MWh.

Tout comme pour la maturité Y+1, on note des hausses de spreads plus importantes sur les prix pointe que sur les prix base.

Figure 13 Prix des produits calendaires pour la France et l'Allemagne - moyennes trimestrielles



Sources : EPD France / Allemagne

Produits trimestriels :

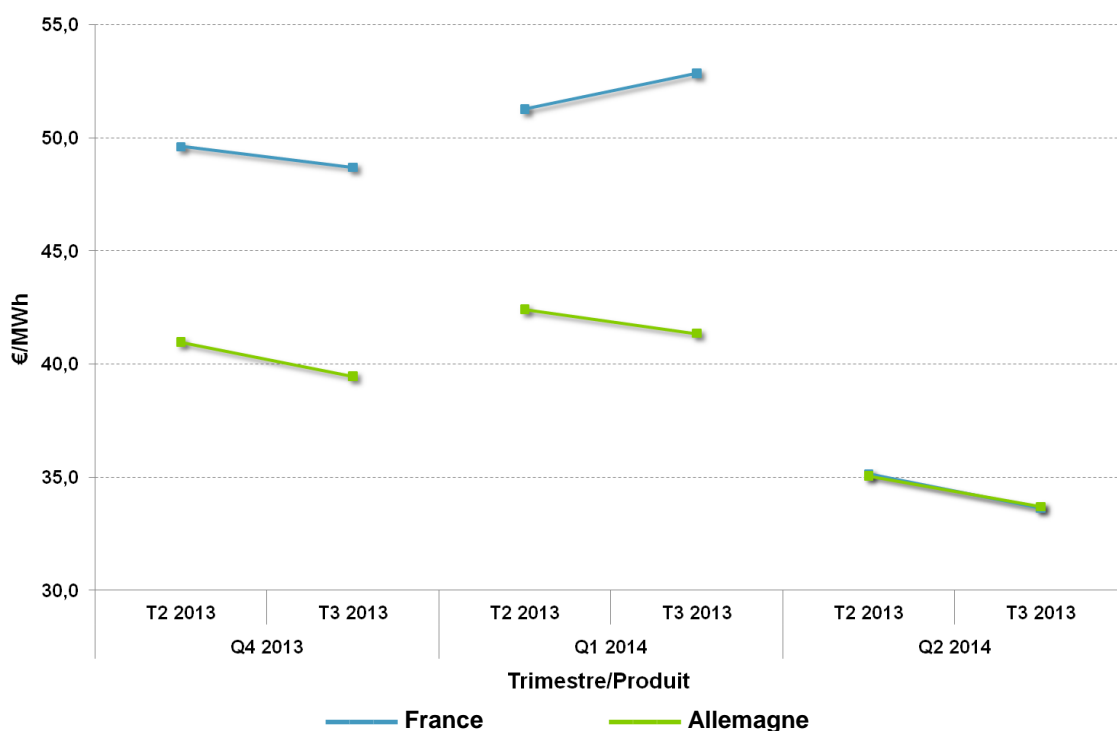
Au troisième trimestre 2013, les cours des produits Q4 2013 français et allemands se sont respectivement dépréciés de 0,9 €/MWh et 1,5 €/MWh en base, l'écart de prix s'accroissant en faveur de l'Allemagne à 9,2 €/MWh. En pointe, l'écart de prix reste en faveur de l'Allemagne, mais diminue de 50 centimes à 10,5 €/MWh.

Le cours des produits Q1 2014 s'est apprécié en France de 1,6€/MWh passant à 52,9€/MWh, mais il s'est déprécié en Allemagne de 1€/MWh passant à 41,4€/MWh. L'écart de prix s'accroît ainsi à 11,5 €/MWh en faveur de l'Allemagne (Allemagne moins chère). De façon similaire, l'écart de prix entre les produits pointe France et Allemagne s'est accru de 1,75 euros à 11,7 €/MWh.

Les produits Q2 2014 ont évolué à la baisse, de façon similaire aux instruments Q4 2013, s'établissant en base à 33,7 €/MWh en France et en Allemagne. L'écart de prix s'inversant en faveur de la France de 5 centimes d'euros. De façon similaire, l'écart de prix entre les produits pointe France et Allemagne s'est accru de 1,44 euros à 5,6 €/MWh.

Enfin, les instruments Q3 2014, sont en forte hausse, s'établissent autour de 33,8 €/MWh en base en France et de 35,1€/MWh en Allemagne. Le spread est cependant de plus de 8,9 €/MWh entre les prix pointes français (49,1 €/MWh) et allemand (44 €/MWh).

Figure 14 Prix des produits trimestriels pour la France et l'Allemagne - moyennes trimestrielles



Sources : EPD France / Allemagne

4. Les fondamentaux du marché de l'électricité

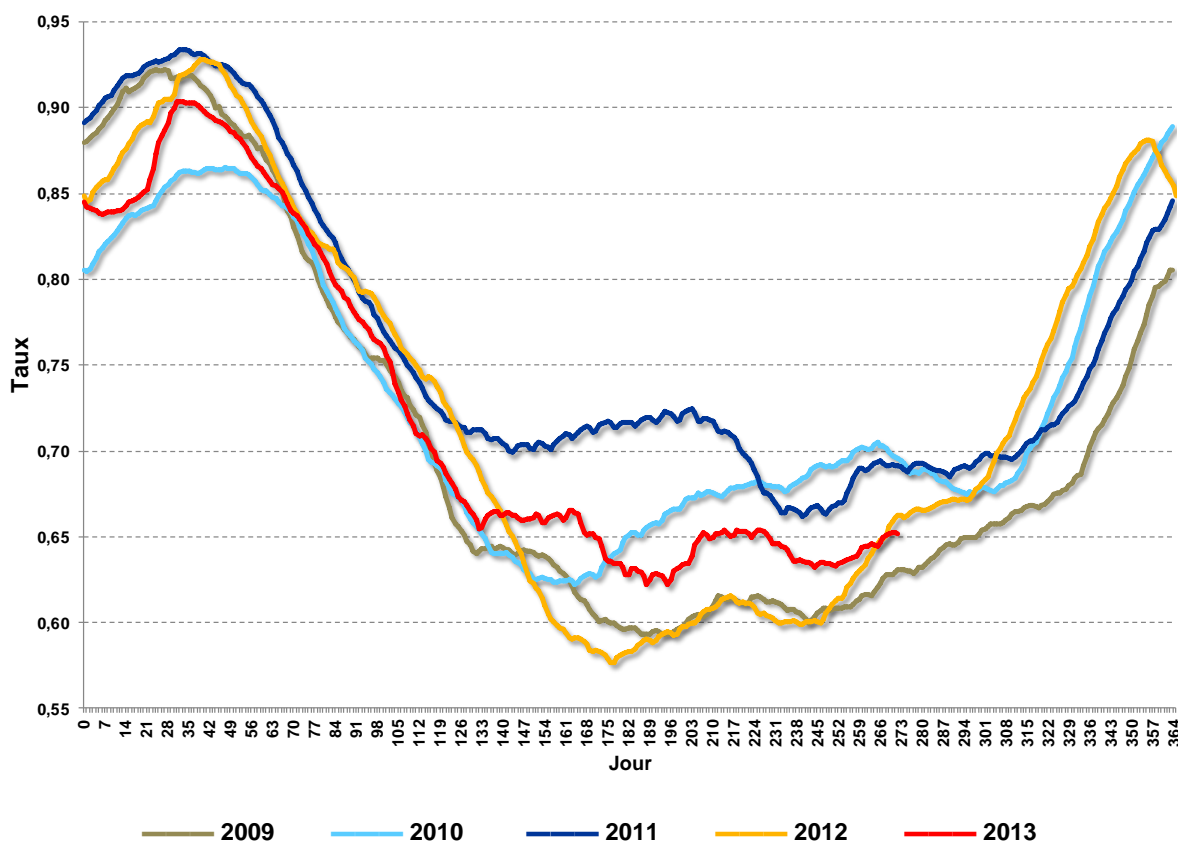
En moyenne trimestrielle, les prix à terme pour livraison en 2014 de l'électricité étaient orientés à la baisse entre T2 2013 et T3 2013 (cf. partie précédente) dans le sillage de la baisse des cours des combustibles.

Les prix à terme de l'électricité pour livraison en 2014 ont ainsi poursuivi la baisse entamée sur le dernier trimestre en 2012 (-0,6% par rapport à T2 2013). Cette baisse est concomitante à l'évolution à la baisse des prix du charbon et du gaz (respectivement de 8,3% et 0,2%). Le prix du CO₂, quant à lui, a connu une hausse de 17,9% par rapport à T2 2013.

La comparaison cette fois avec les prix constatés l'an passé à la même période laisse apparaître également une baisse des prix de l'électricité et des combustibles. Le prix moyen de l'électricité constaté au troisième trimestre a diminué de 16,4% contre 19,4% pour le charbon. La baisse de prix est encore plus importante pour le CO₂ atteignant un recul de 39,3%. Quant au prix du gaz, il a légèrement diminué au troisième trimestre de 1,6% par rapport à la même période de l'an passé.

En ce qui concerne la production d'électricité en France, le taux de production moyen du parc nucléaire ressort en hausse au 3^{ème} trimestre 2013 relativement au taux enregistré au 3^{ème} trimestre 2012 (64,1% contre 60,9%, soit une augmentation de 5,2%), mais en baisse par rapport au trimestre précédent (-6,5%), suivant la saisonnalité observée depuis plusieurs années. La hausse par rapport au 3^{ème} trimestre 2012 est la conséquence directe de l'augmentation du taux de disponibilité du parc nucléaire qui passe ainsi de 65,6% en 2012 à 68,3% en 2013 au troisième trimestre.

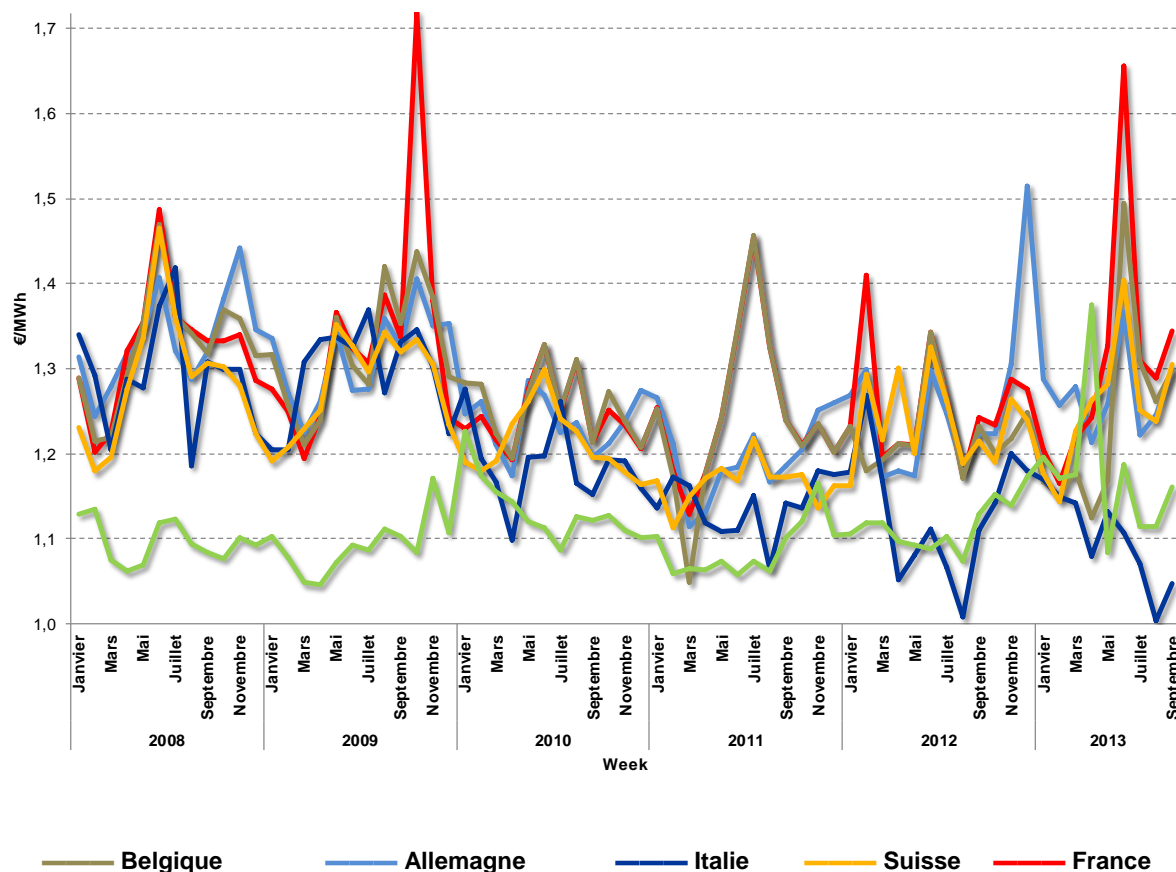
Figure 15 Taux de production du parc nucléaire : - moyenne mobile sur 30 jours -



Source : RTE , Analyse CRE

Le ratio Pointe/Base est en baisse au troisième 2013 (-6,7% en T3 2013 par rapport au T2 2013), ce qui se traduit par une diminution de la divergence observée entre prix base et pointe en T3 2013. Cet écart s'explique par une augmentation du prix spot base plus rapide que celle du prix spot pointe sur la période considérée (+12,2 % pour la base, +7,5% pour la pointe par rapport au T2 2013).

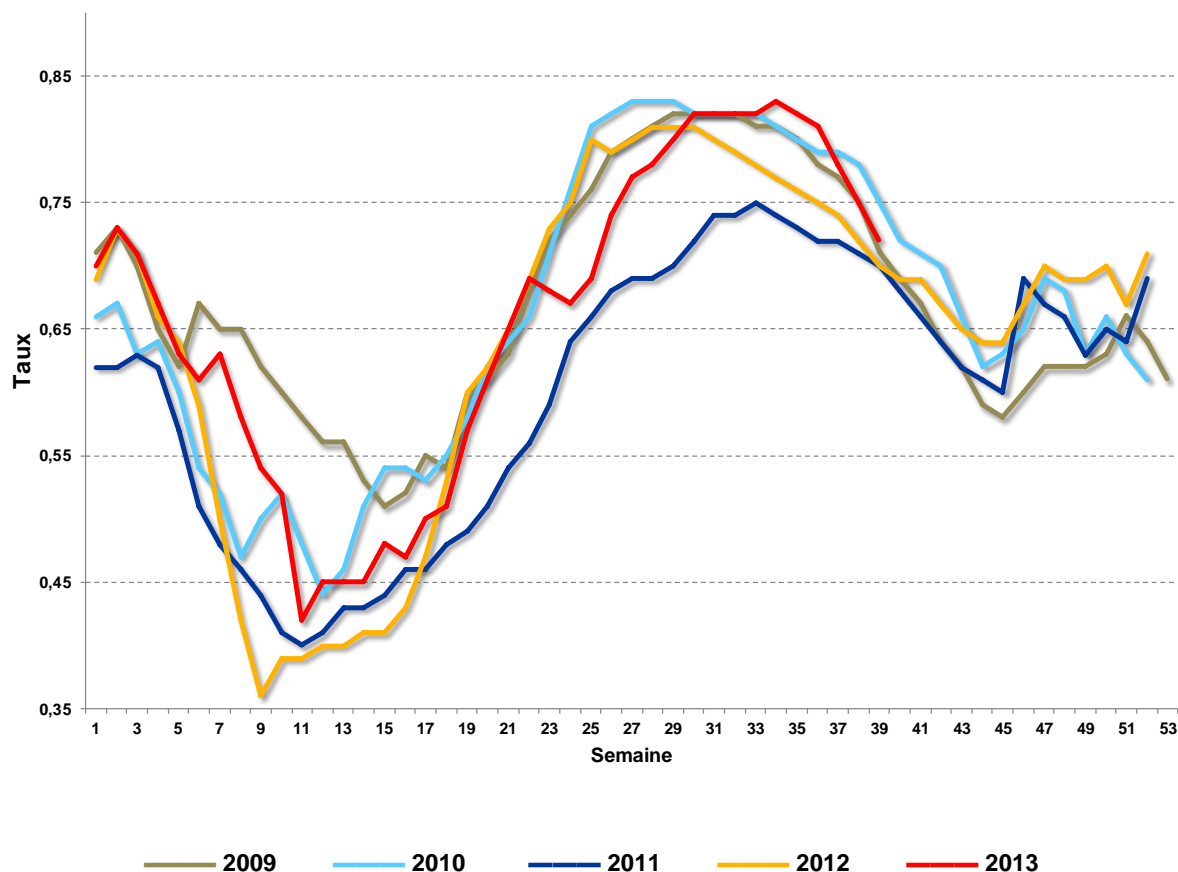
Figure 16 Ratio Pointe/Base – prix spots moyens



Source : EPEX SPOT, IPEX, Belpex, Omel

Le niveau des stocks hydrauliques a diminué atteignant fin septembre 72% contre 77% début juillet. Il est toutefois supérieur relativement aux niveaux enregistrés l'année dernière à la même période.

Figure 17 Stocks hydrauliques

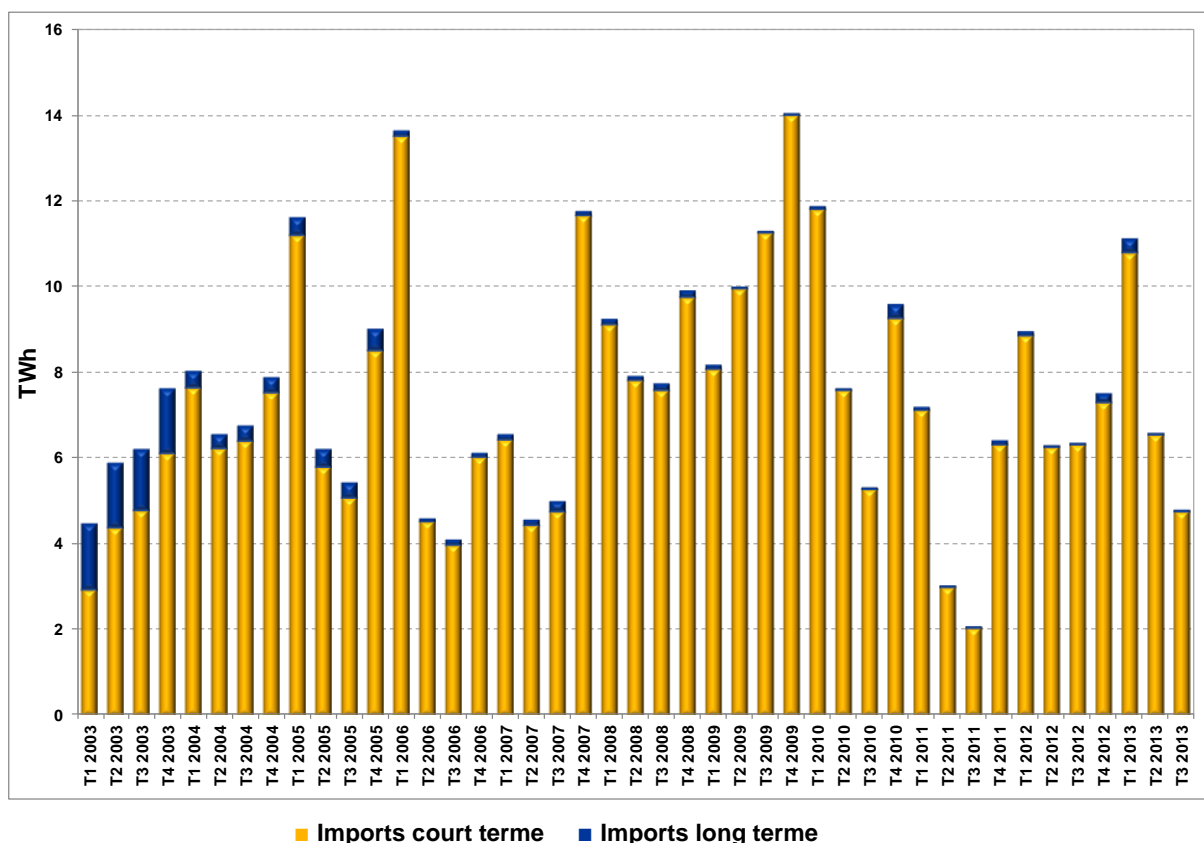


Source : RTE, Analyse CRE

5. Volumes d'imports/exports

Les importations ont diminué de 27,4% en T3 2013 par rapport au T2 2013. En effet, la production a diminué de manière moins significative (-7,1%) par rapport à la baisse de la consommation (-9,6%). Les importations ont également diminué de 24,9% par rapport au même trimestre de l'année 2012 passant de 6,3 TWh en T3 2012 à 4,8 TWh en T3 2013.

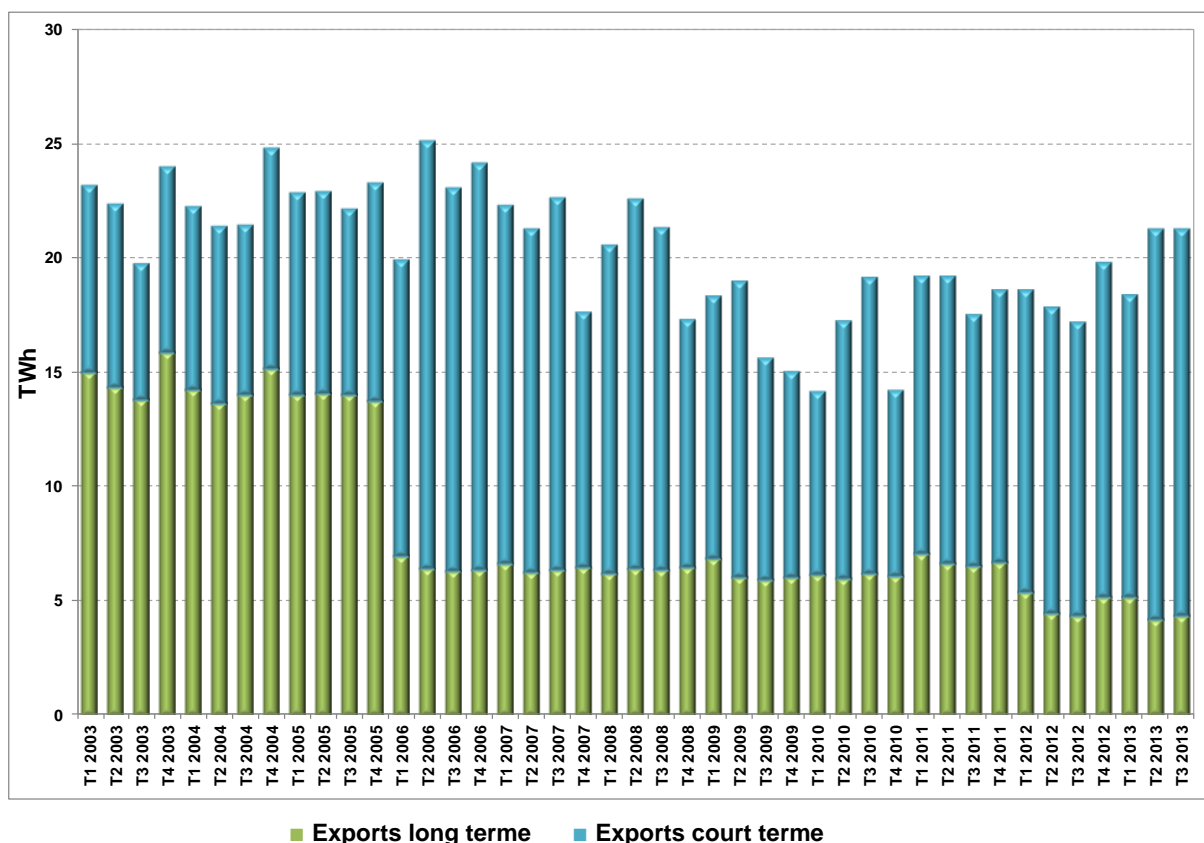
Figure 18 Somme des importations par trimestre



Source : RTE, Analyse CRE

Les exportations sont restées stables en volume en T3 2013 par rapport au T2 2013. D'une année sur l'autre, les volumes exportés au troisième trimestre 2013 affichent un niveau supérieur passant de 17,2 TWh en T3 2012 à 21,2 TWh en T3 2013, soit une augmentation de 23,7%. Le solde net exportateur se situe à 16,5 TWh, en hausse de 12,1% par rapport au T2 2013 (solde net exportateur de 14,7 TWh) et de 52,3% par rapport au T3 2012 (solde net exportateur 10,8 TWh).

Figure 19 Somme des exportations par trimestre



Source : RTE, Analyse CRE

6. Concentration du marché français de l'électricité

Au cours du 3^{ème} trimestre 2013, sur les 187 responsables d'équilibre présents sur le marché, seuls 18 étaient actifs dans le domaine de la production d'électricité en France. 23 d'entre eux détenaient des capacités issues des enchères VPP et 17 des droits d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), tandis que 25 effectuaient des ventes à des consommateurs. 86 responsables d'équilibre étaient par ailleurs actifs à l'import ou à l'export, et 102 avaient notifié des échanges de blocs dont 91 d'entre eux suite à des transactions effectuées sur la bourse.

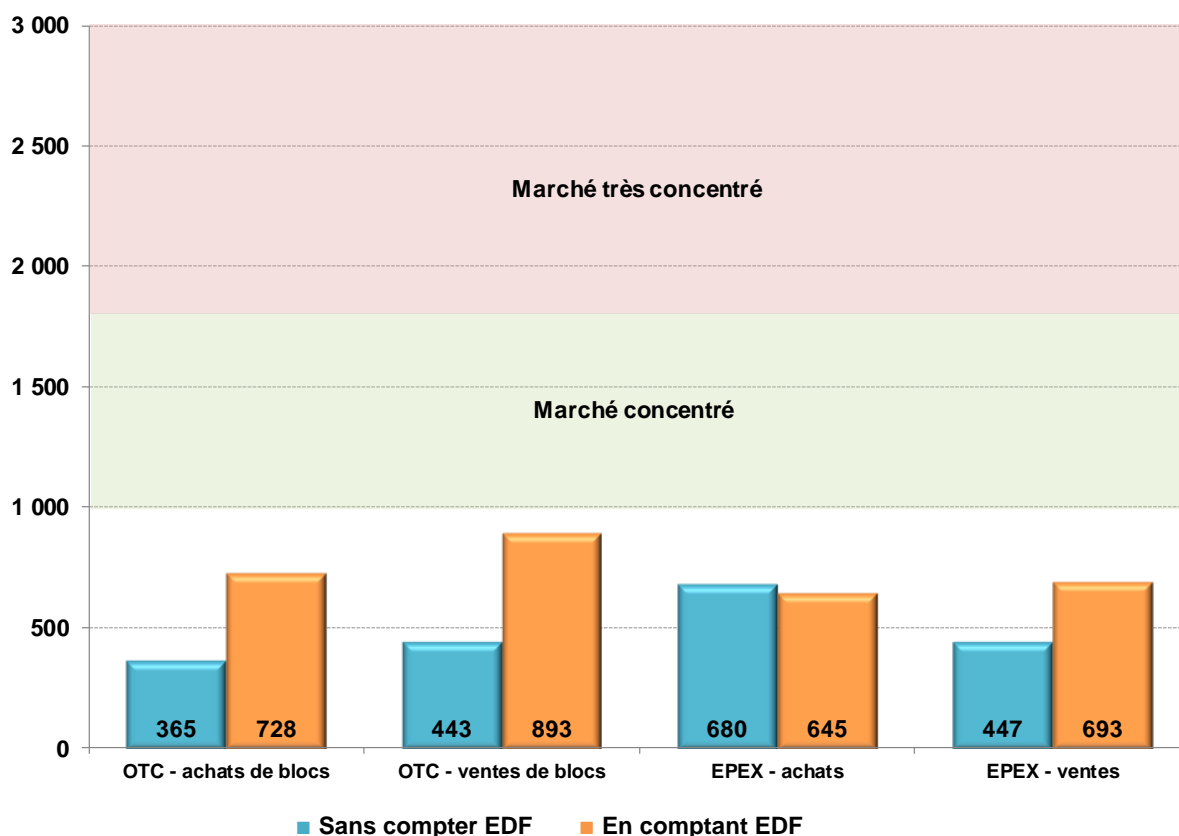
6.1 Concentration des différents segments du marché de gros français

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)⁵ pour les différents segments du marché de gros français. L'indice est calculé sur les livraisons nominées auprès de RTE, et non sur les transactions conclues sur le marché pendant la période.

Au 3^{ème} trimestre 2013, les achats et les ventes sur les marchés OTC et sur EPEX SPOT sont restés des segments de marché peu concentrés avec ou sans le groupe EDF.

⁵ L'indice 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. Étant données les spécificités des marchés de l'électricité, cet indice ne doit être utilisé comme un indicateur du degré de concurrence qu'avec précaution. En effet, dans le cas de l'électricité, concentration et concurrence ne sont pas liées de façon aussi directe que sur la plupart des marchés.

Figure 20 Indice de concentration HHI - livraisons sur le marché de gros en T3 2013 –

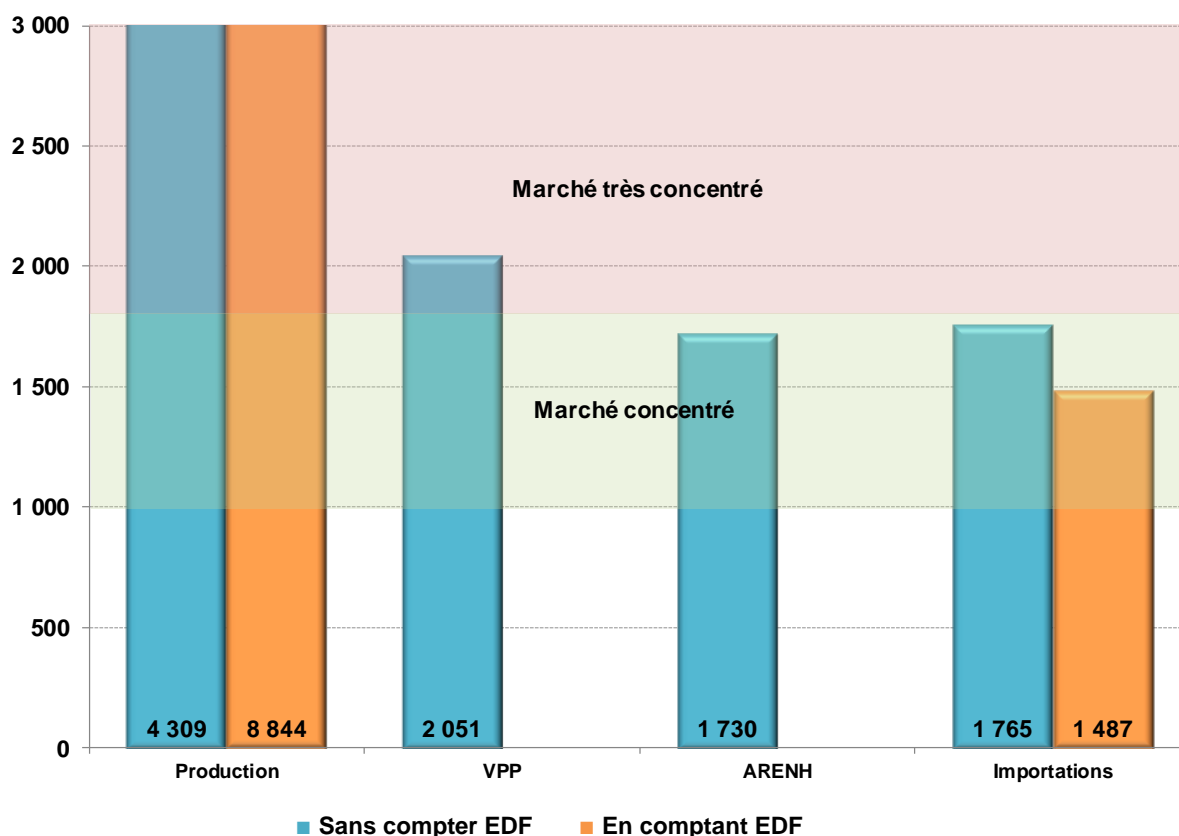


Source : RTE, Analyse CRE

6.2 Concentration des différents segments en amont et en aval du marché de gros français

Les graphiques suivants montrent la concentration des marchés amont (injections) et aval (soutirages). Parmi les injections, la production est particulièrement concentrée, que le groupe EDF soit pris en compte ou non. Ceci reflète le faible nombre de grands producteurs français. Le segment des VPP apparaît comme un segment de marché très concentré tandis que le segment de l'ARENH reste un segment moyennement concentré. Quant aux importations, elles apparaissent comme des segments de marché concentrés, que le groupe EDF soit pris en compte ou non.

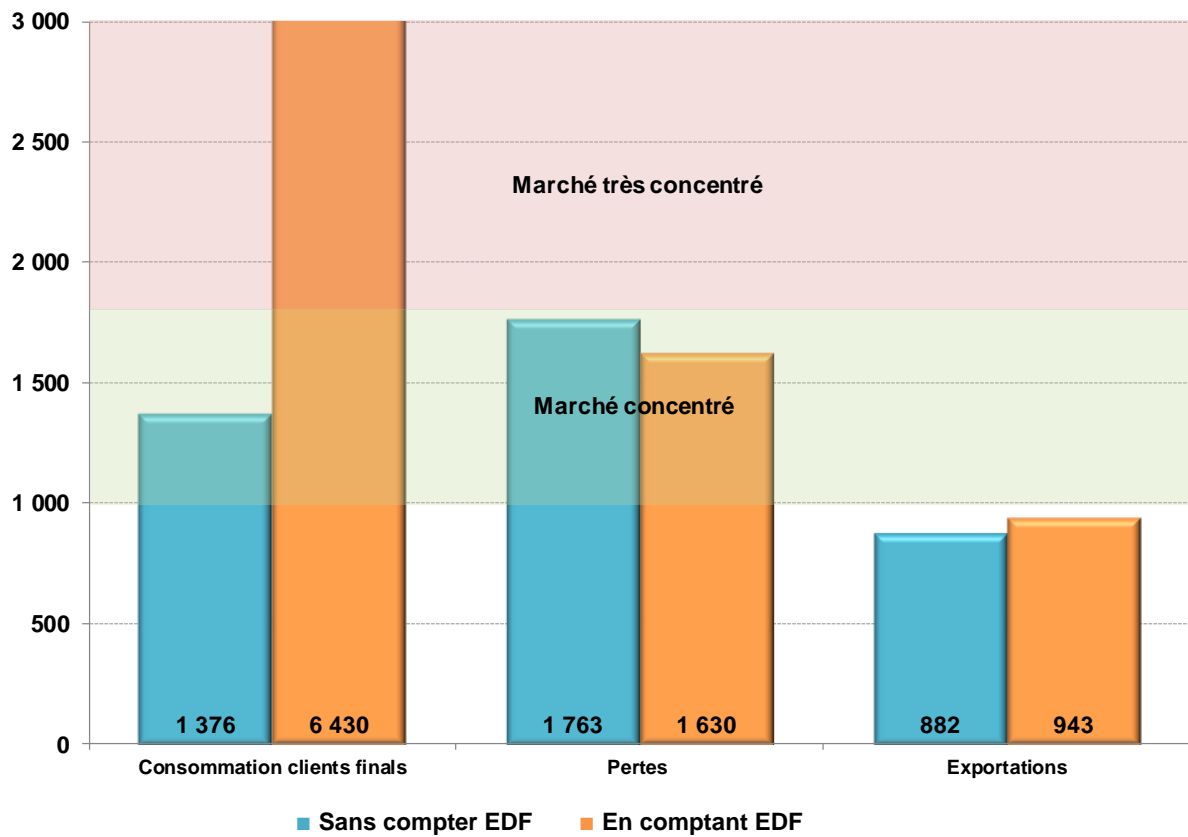
Figure 21 Indice de concentration HHI – injections en T3 2013 –



Source : RTE, Analyse CRE

Les ventes aux clients finals sont quant à elles particulièrement concentrées lorsque le groupe EDF est pris en compte, mais apparaissent comme des segments de marché beaucoup moins concentrés lorsque le groupe EDF n'est pas pris en compte. Le marché des pertes se situe dans la zone de moyenne concentration, que le groupe EDF soit pris en compte ou non. Quant aux exportations, elles apparaissent comme des segments de marché peu concentrés, que le groupe EDF soit pris en compte ou non.

Figure 22 Indice de concentration HHI – soutirages en T3 2013 -



Source : RTE, Analyse CRE

Le marché de gros du gaz

1. Les principales dates concernant le marché de gros français

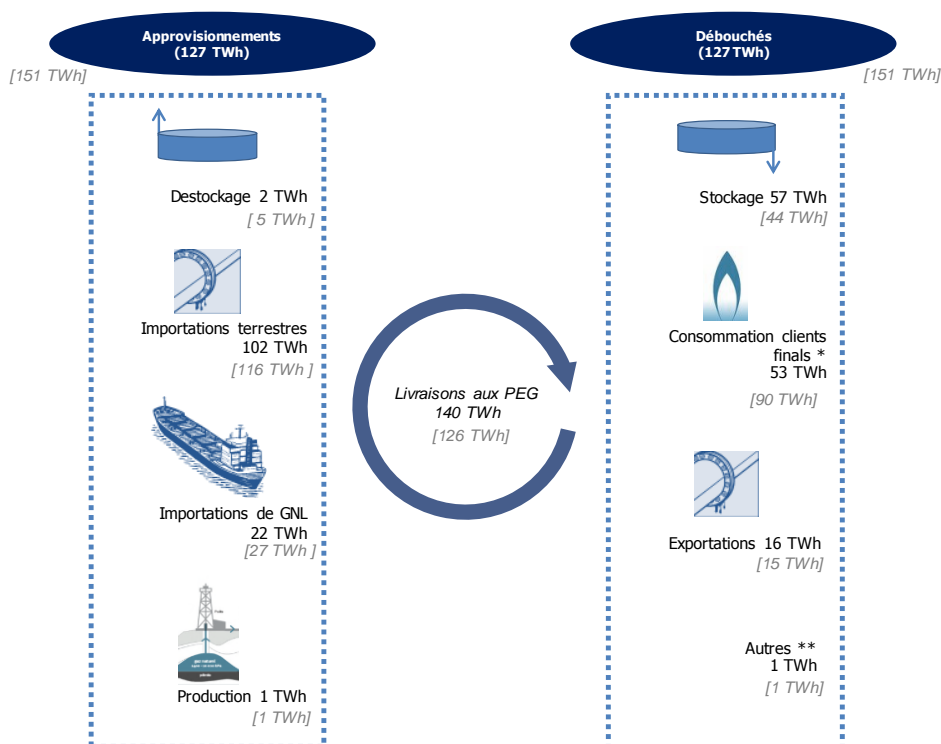
- **2004** : premiers indices publiés concernant les prix PEG Nord
- **Janvier 2005** : lancement du programme de *Gas release* en France portant sur un volume annuel de 16,3 TWh pendant 3 ans
- **Avril 2007** : lancement de la plateforme *Powernext Balancing* GRTgaz destinée à permettre à GRTgaz de couvrir ses besoins d'équilibrage journaliers en faisant appel au marché
- **2008** : possibilité d'accès au marché de gros pour les clients industriels directement raccordés au réseau de GRTgaz
- **Novembre 2008** : lancement du marché *Powernext Gas Spot* et *Powernext Gas Futures*
- **Janvier 2009** : fusion des 3 zones d'équilibrage GRTgaz au Nord de la France (Nord-H, Est et Ouest)
- **Décembre 2009** : GRTgaz couvre une partie de ses besoins d'équilibrage journalier directement sur la plateforme *Powernext Gas Spot* (abandon de la plateforme *Powernext Balancing* GRTgaz)
- **Novembre 2010** : mise en service du terminal méthanier de Fos Cavaou à 100%
- **Décembre 2010** : Commercialisation de capacités de transport journalières et mensuelles entre Zeebrugge et le PEG Nord
- **Janvier 2011** : GRTgaz et le luxembourgeois CREOS lancent une consultation de marché pour le développement de capacités de transport fermes de la France vers le Luxembourg
- **Mai 2011** : Powernext lance un produit *Spread* PEG Sud / PEG Nord sur sa plateforme *Powernext Gas Spot*
- **Juillet 2011** : Mise en place du premier service de couplage de marchés entre les PEG Nord et Sud de GRTgaz sur la plateforme *Powernext Gas Spot*
- **Décembre 2011** : TIGF devient membre de *Powernext Gas Spot* afin de couvrir une partie de ses besoins d'équilibrage journalier sur le PEG TIGF
- **Février 2012** : Elengy met en place un service de rechargement de navires sur le terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne
- **Février 2013** : *Powernext Gas Futures* lance des produits *TTF* et *spread PEGNord / TTF*
- **Avril 2013** : Lancement de la plateforme européenne PRISMA pour la réservation commune de capacités d'interconnexion
- **Avril 2013** : Fusion des zones d'équilibrage Nord-H et Nord-B
- **Mai 2013** : Powernext et EEX lancent PEGAS, une coopération permettant les participants de négocier les produits gaz des deux marchés organisés sur une plateforme commune.
- **Octobre 2013** : Powernext lance un contrat à terme *Front Month* sur le PEG Sud et le spread PEG Nord / PEG Sud.

2. La formation des prix et les marchés du gaz en Europe

2.1 Structure de l'approvisionnement français

La quasi-totalité de la consommation de gaz en France est assurée par des importations. L'équilibre des flux gaziers sur le système français entre l'amont et l'aval est illustré par le diagramme ci-dessous.

Approvisionnement et débouchés des acteurs du marché français



Sources : GRTgaz, TIGF – Données [T2 2013] et T3 2013

* Inclut les clients aux tarifs réglementés et les clients aux prix de marché

** Le poste Autres correspond au volume consommé par les GRT et les GRD pour assurer le fonctionnement du réseau (autoconsommation, erreur de comptage, pertes...)

Les importations ont représenté 124 TWh (dont 102 TWh par gazoduc) au cours du troisième trimestre 2013 contre 144 TWh au trimestre précédent, soit une baisse de 14%. Si les importations terrestres sont en baisse (-4%) par rapport au troisième trimestre 2012, celles de GNL ont légèrement augmenté (+6%) traduisant de meilleures conditions d'approvisionnement de la France en GNL par rapport à l'année dernière.

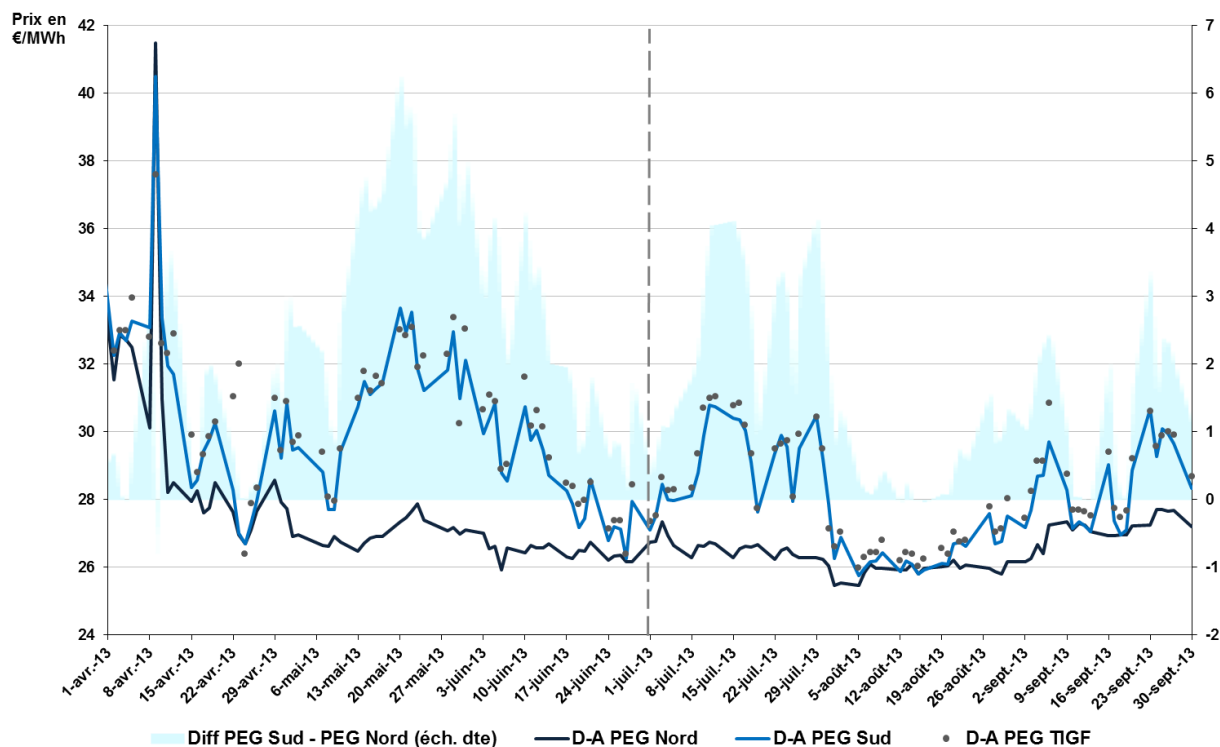
2.2 Evolution de la consommation en France

Au troisième trimestre 2013, la consommation totale de gaz en France s'est élevée à 53 TWh, en baisse de 3% par rapport à la même période l'année précédente. La baisse de la consommation a été marquée au niveau des clients distribution (30 TWh, -6% par rapport au T3 2012), alors que la consommation des sites directement reliés au réseau de transport a stagné (-1%).

2.3 Prix *day-ahead* en France et comparaison européenne

Au PEG Nord, le prix *day-ahead* s'est établi en moyenne à 26,5 €/MWh au cours du troisième trimestre 2013, soit une baisse de 4% par rapport au trimestre précédent et une progression de 6% par rapport au troisième trimestre 2012. La baisse des prix au PEG Sud et au PEG TIGF est plus marquée par rapport au trimestre précédent (-7% pour les deux PEG). Le prix du *day-ahead* au PEG Sud s'est établi au troisième trimestre en moyenne à 28,0 €/MWh et au PEG TIGF à 28,3 €/MWh.

Prix day-ahead sur les marchés de gros français



Source : Powernext EOD et Heren pour le PEG TIGF

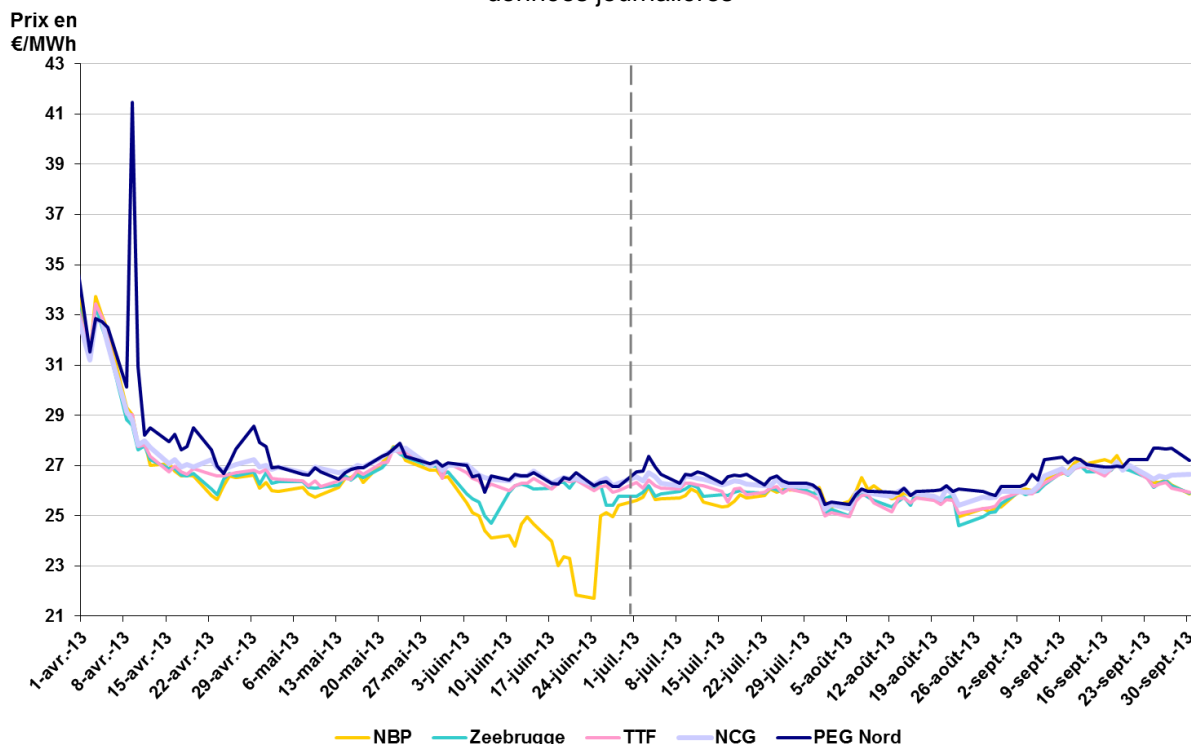
Les prix day-ahead du PEG Nord ont évolué globalement dans une fourchette entre 25,5 €/MWh et 27,7 €/MWh au T3 2013. Ces niveaux de prix sont relativement stables depuis le mois d'avril. Le spread Nord-Sud a encore été volatile au T3 2013, oscillant entre 0 et 4,2 €/MWh. Les mouvements de spread ont globalement suivi le niveau de réduction des capacités à la liaison Nord-Sud. La liaison Nord-Sud a été en moyenne utilisée à 97% lors du troisième trimestre 2013.

Le gaz au PEG TIGF a quant à lui été échangé à des niveaux proches (+0,3 €/MWh en moyenne trimestrielle) de ceux du PEG Sud. Il faut rappeler que la liaison connectant au Sud les réseaux de GRTgaz et TIGF n'est que peu congestionnée (63% au T2, 75% au T3), ce qui de fait, connecte l'évolution des prix TIGF avec ceux du PEG Sud.

Le PEG Nord a affiché un niveau de prix au troisième trimestre 2013 au-dessus de la moyenne des prix sur les autres hubs européens (+0,5 €/MWh⁶).

⁶ Calcul à partir de la moyenne des prix sur les hubs NBP, TTF, NCG et Zeebrugge

Prix *day-ahead* sur les principaux marchés de gros européens – données journalières –



Source : Powernext EOD PEG Nord et Heren

En moyenne trimestrielle, les prix *day-ahead* européens ont diminué de 3% affichant 26 €/MWh contre 26,9 €/MWh au trimestre précédent et sont en hausse de 6% par rapport au troisième trimestre 2012.

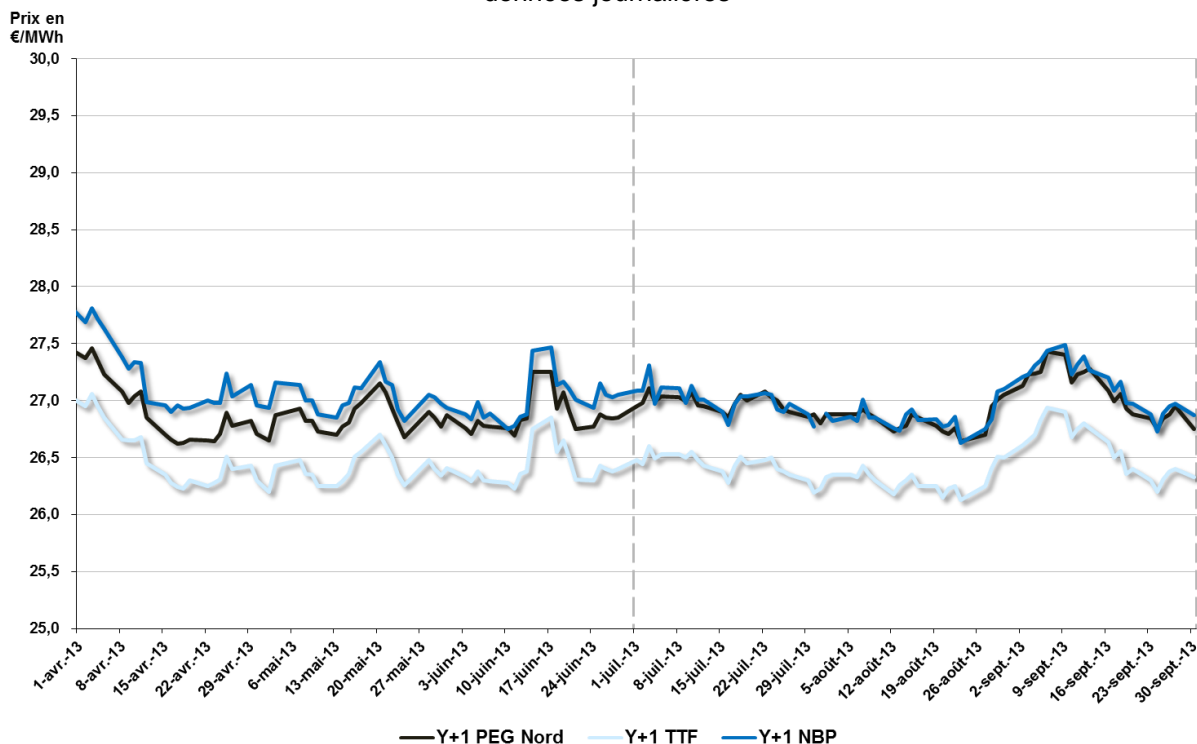
On peut observer à partir du 20 septembre une déconnexion à la hausse du PEG Nord par rapport aux autres hubs européens. Ces spreads sont consécutifs à de fortes interruptions à Obergailbach (jusqu'à 80% de Taux de Réduction Ferme) et à Dunkerque (jusqu'à 55% de TRF). La tension sur le réseau français a même conduit à des soutirages nets aux PITS Nord-Ouest et Nord-Atlantique.

2.4 Prix à terme en Europe

Au cours du troisième trimestre 2013, le produit annuel 2014 au PEG Nord s'est échangé en moyenne à 27 €/MWh. Le produit équivalent à livraison au TTF s'est lui échangé à 26,4 €/MWh alors que le produit annuel à livraison au NBP s'est échangé à 27 €/MWh.

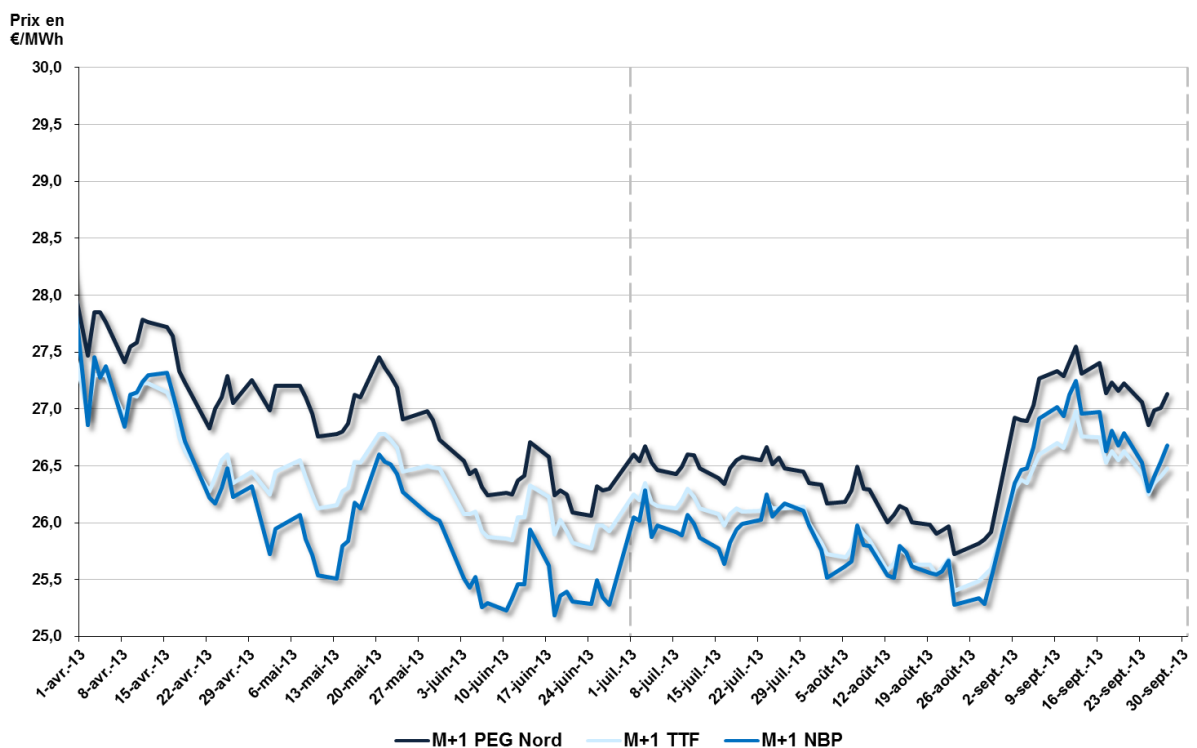
A noter toutefois, le rebond des produits calendaires (+1€/MWh environ) en septembre en lien avec les tensions en Syrie et la hausse des prix du pétrole. Cette tension sur les prix s'est néanmoins progressivement estompée en fin de mois avec la détente du contexte international.

Prix du contrat *year-ahead* sur les marchés européens - données journalières -



Source : Powernext PEG Nord Settlement Price et Heren

Prix du contrat *month-ahead* sur les marchés européens - données journalières -



Source : Powernext PEG Nord Settlement Price et Heren

Les prix des produits M+1 ont connu une tendance baissière en juillet et en août en lien avec des consommations plus faibles. Début septembre, le changement de contrat explique la hausse importante du produit month-ahead. Hormis l'effet saisonnier, les tensions internationales ont constitué une prime de risque pour le contrat à livraison octobre, qui s'est par ailleurs résorbée à la fin du mois de septembre.

3. Activité sur le marché de gros français

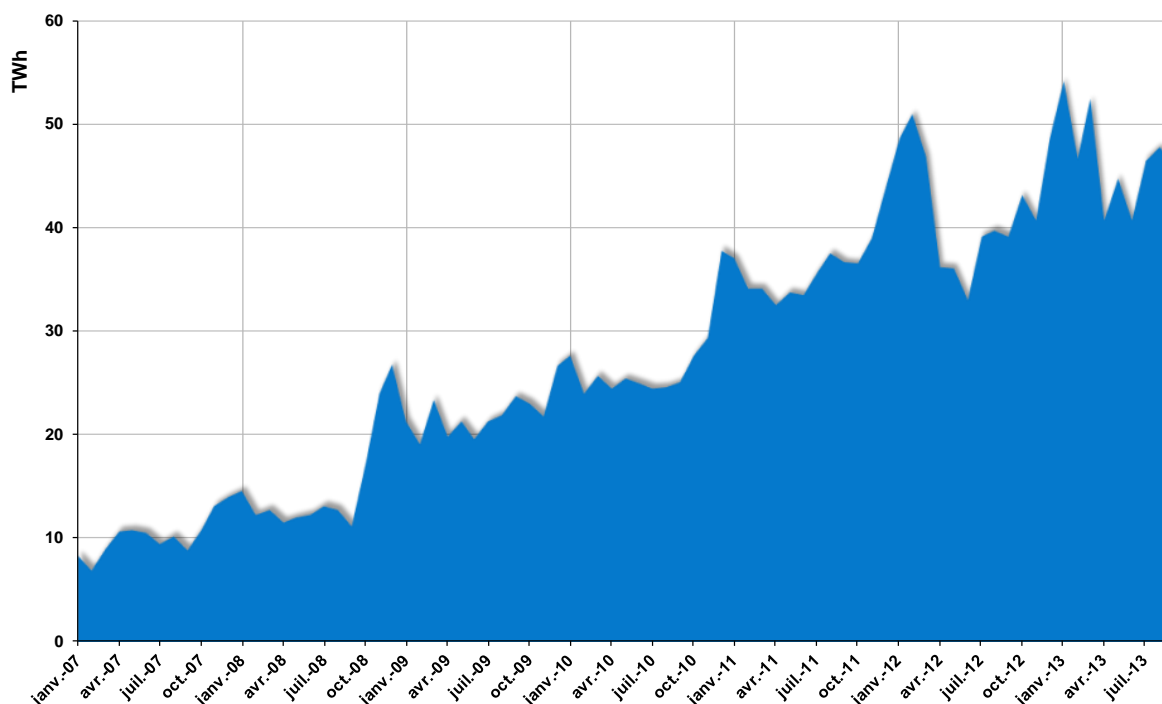
L'essentiel du commerce de gros du gaz s'effectue sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des sociétés de courtage, le reste étant échangé sur les marchés organisés (plateformes de trading). La CRE rend public (cf. cahier d'indicateurs gaz) les volumes agrégés des transactions effectuées via ces intermédiaires.

Les livraisons résultant de ces transactions se matérialisent aux Points d'Echange de Gaz (PEG), points virtuels permettant l'échange de gaz au niveau de chaque zone d'équilibrage. Les livraisons observées sur les PEG résultent :

- des transactions OTC conclues entre les acteurs ;
- des transactions boursières conclues entre les acteurs ;
- de l'approvisionnement en gaz des opérateurs de réseau pour leurs besoins propres.

Le graphique suivant montre les nominations journalières des acteurs aux PEG, résultantes des livraisons physiques issues des échanges sur le marché de gros.

Livraisons de gaz aux PEG



Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

NB : sur ce graphique figurent toutes les livraisons issues des échanges de gaz entre les acteurs du marché de gros, y compris l'approvisionnement des opérateurs de réseau pour des besoins opérationnels

Les livraisons de gaz aux PEG ont totalisé 140 TWh au troisième trimestre 2013, soit une hausse de 11% par rapport au trimestre précédent. Ces volumes présentent une augmentation de 19% par rapport au troisième trimestre 2012 (126 TWh).

3.1 Evolution du négoce sur le marché intermédiaire français

Au troisième trimestre 2013, les volumes échangés sur le marché intermédiaire français sont en hausse de 7% par rapport au trimestre précédent et de 40% par rapport au troisième trimestre 2012 :

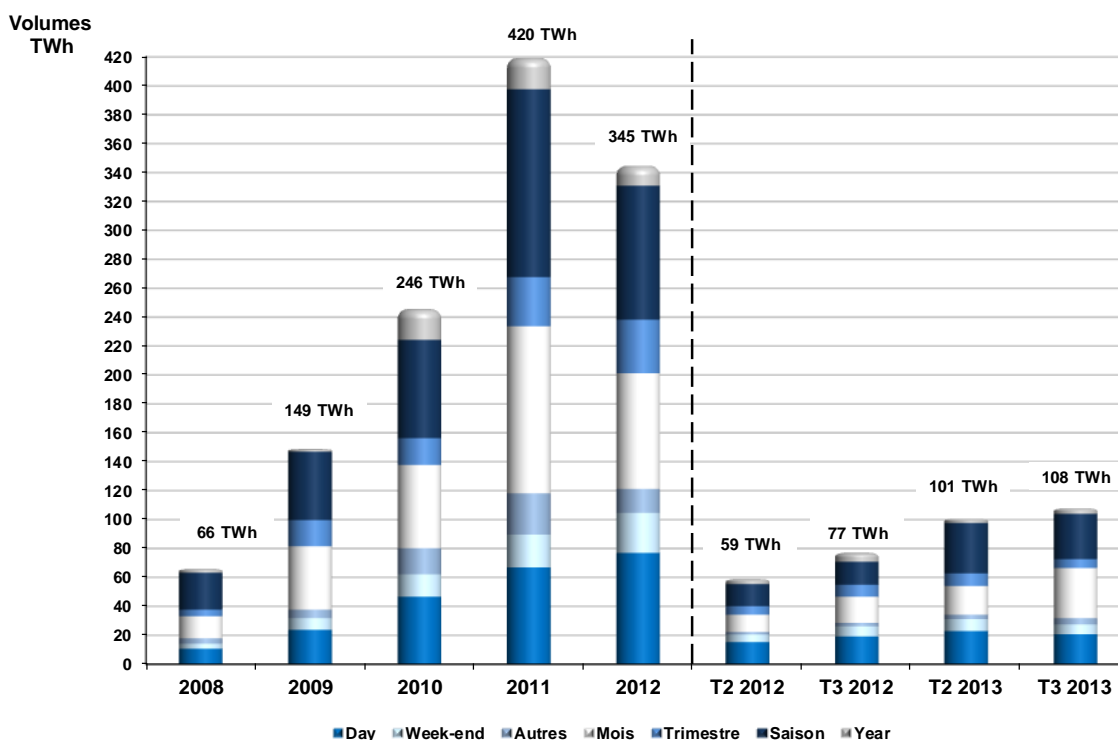
- Les échanges sur le marché à terme⁷ ont totalisé 76 TWh, soit une hausse de 15% par rapport au trimestre précédent qui s'explique notamment par la forte augmentation des échanges sur des produits *mensuels* (+15 TWh) ;
- Les échanges sur le marché à terme ont augmenté de 56% par rapport au troisième trimestre 2012. Cette augmentation peut être attribuée à la hausse des échanges sur des produits *mensuels* (+17 TWh) et *saisonniers* (+15 TWh) ;
- Les échanges sur le marché spot⁸ ont totalisé 32 TWh, soit une baisse de 7% par rapport au trimestre précédent mais une augmentation de 11% par rapport à celui du troisième trimestre 2012.

La part du spot dans les échanges sur le marché intermédiaire français s'est établie à 29% (32 TWh) au troisième trimestre 2013. Le spot représentait 34% (34 TWh) des échanges au trimestre précédent et 37% (29 TWh) au troisième trimestre 2012.

⁷ Produits de type *Mois*, *Trimestre*, *Saison* et *Année*.

⁸ Produits de type *Day*, *Weekend* et *Autres*.

Répartition des volumes négociés par produit sur le marché intermédiaire



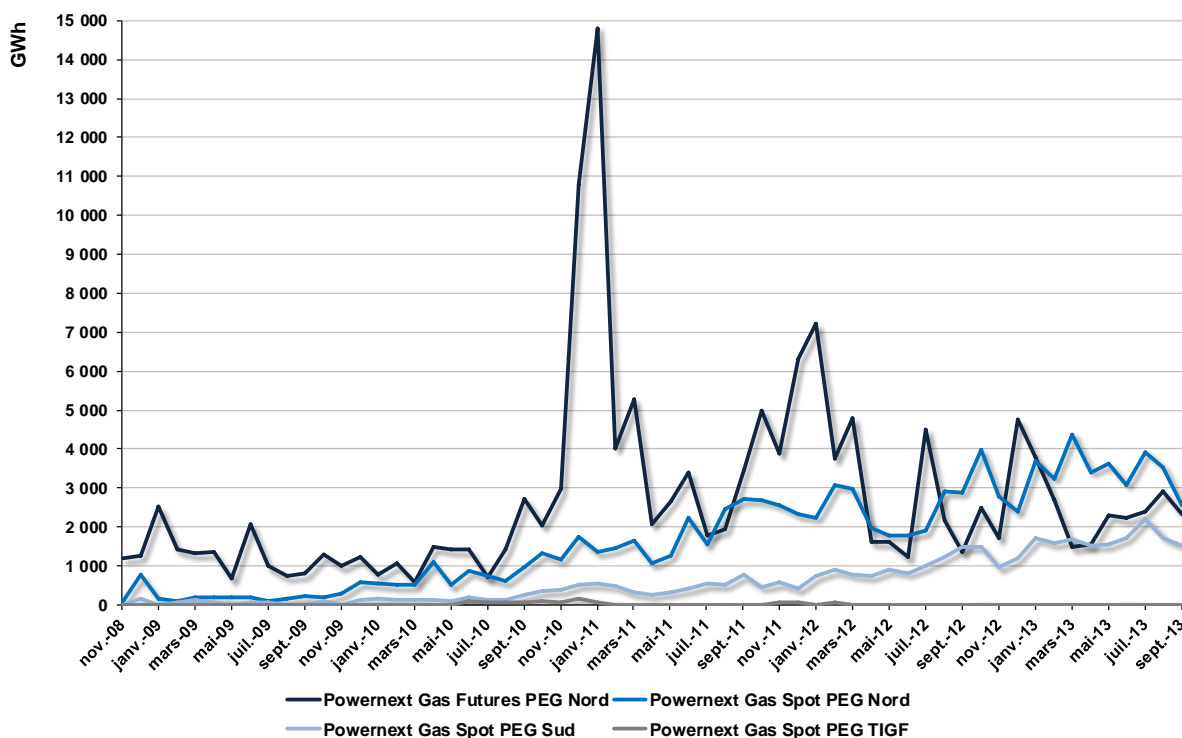
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

3.2 Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

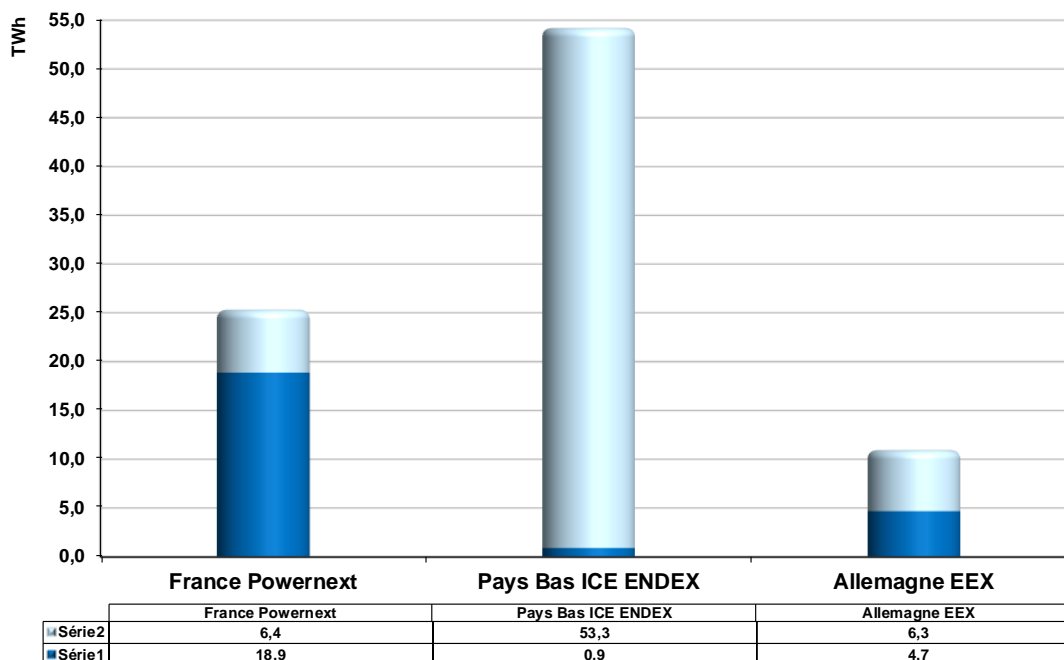
Le volume négocié sur le marché organisé *Powernext Gas Spot* au troisième trimestre 2013 s'est situé à 16 TWh, soit une hausse de 4% par rapport au trimestre précédent et de 36% par rapport au troisième trimestre 2012. 14 880 transactions ont été effectuées au cours du trimestre, contre 14 134 au trimestre précédent et 9 069 au troisième trimestre 2012.

Sur *Powernext Gas Futures*, le volume négocié s'est situé à 8 TWh, soit une hausse de 26% par rapport au trimestre précédent mais une baisse de 5% par rapport au troisième trimestre 2012. Au total, 245 transactions ont été conclues sur ce marché au troisième trimestre 2013, contre 194 au cours du trimestre précédent et 190 au troisième trimestre 2012.

Volume mensuel échangé sur le marché organisé français depuis sa création
– toutes maturités confondues –



Activité sur les principaux marchés organisés en Europe continentale
– Volumes trimestriels (TWh) 3^{ème} trimestre 2013 –



Sources : Powernext, ICE-ENDEX⁹, EEX — Analyse : CRE

⁹ Depuis mars 2013, ICE est devenu le principal actionnaire d'ENDEX. La nouvelle compagnie s'appelle ICE-ENDEX.

Au cours du troisième trimestre 2013, le volume négocié sur les bourses françaises, allemandes et néerlandaises s'est situé à 91 TWh (dont 24 TWh sur le spot), soit une hausse de 14% par rapport au trimestre précédent mais une baisse de 15% par rapport au troisième trimestre 2012.

Sur l'ensemble des places de marché organisées en Europe continentale, le TTF demeure le marché le plus liquide et continue à se développer tant en volume qu'en nombre de transactions, du fait notamment de la flexibilité de son offre de gaz et sa proximité avec d'autres réserves physiques (Royaume-Uni et Norvège). En France, le PEG Nord poursuit sa dynamique de liquidité croissante sur le marché spot. En revanche, la liquidité sur la courbe a tendance à reculer.

4. Suivi des infrastructures

En ce qui concerne la structure des approvisionnements, les tendances observées sur les trimestres précédents se poursuivent, notamment le faible niveau des arrivées de GNL aux terminaux méthaniers, et plus particulièrement au terminal de Montoir de Bretagne, dont les émissions de gaz sur le réseau de transport ont été nulles du 11 juillet au 5 août et du 9 août au 19 septembre. Quand bien même, au troisième trimestre 2013, les terminaux méthaniers, essentiellement ceux de Fos sur mer, ont pourvu à hauteur de 22 TWh le marché français, en hausse de 6% par rapport au T3 2012.

Les flux entrants à Obergailbach ont été en nette diminution au T3 2013 (25 TWh) par rapport au T3 2012 (30 TWh). Cette diminution des flux s'est observée en particulier en septembre où de fortes maintenances ont eu lieu sur la liaison franco-allemande (réduction de 72% en moyenne), réduisant *de facto* la capacité effective pour les expéditeurs.

L'interconnexion de Dunkerque alimentant la France via les champs d'exploitation norvégiens a connu un taux d'utilisation de 84% de la capacité rendue disponible par GRTgaz et Gassco.

L'interconnexion avec l'Espagne a été utilisée à 71% en moyenne au troisième trimestre dans le sens France vers Espagne et à 3% en moyenne dans le sens Espagne vers France. Environ 121 GWh ont été alloués en moyenne par jour vers l'Espagne au T3 2013.

La liaison Nord Sud, qui assure pour une part importante l'approvisionnement du sud de la France, est très fortement utilisée depuis un an et demi. Ainsi, au troisième trimestre 2013, le taux d'utilisation journalier des capacités disponibles PEG Nord vers PEG Sud s'élève à 96 %, tendance déjà observée depuis début 2012. Par ailleurs, le taux d'affermissement des capacités interruptibles s'élève à 45 % au troisième trimestre 2013, générant une difficulté croissante pour les expéditeurs à trouver les capacités pour acheminer le gaz au sud.

En ce qui concerne les stockages, la campagne d'injection s'est poursuivie au troisième trimestre 2013 avec une injection nette de 55 TWh contre 39 TWh au trimestre précédent. Les stocks français se sont situés à un niveau d'environ 107 TWh à la fin du troisième trimestre précédent, soit une baisse de 7% par rapport à l'année précédente et de 14% par rapport à 2011. Le différentiel de prix à terme entre été et hiver se maintient à son plus bas niveau depuis au moins 5 ans et s'est établi en moyenne à 1,58 €/MWh au troisième trimestre 2013. Cet écart ne favorise pas la souscription des capacités de stockage dont le prix unitaire de vente est bien supérieur.

5. Concentration du marché français du gaz

Au total, 119 expéditeurs sont actifs sur le marché français, dont 46 sont présents sur *Powernext Gas Spot* et 42 sur *Powernext Gas Futures*.

5.1 Concentration aux PEG

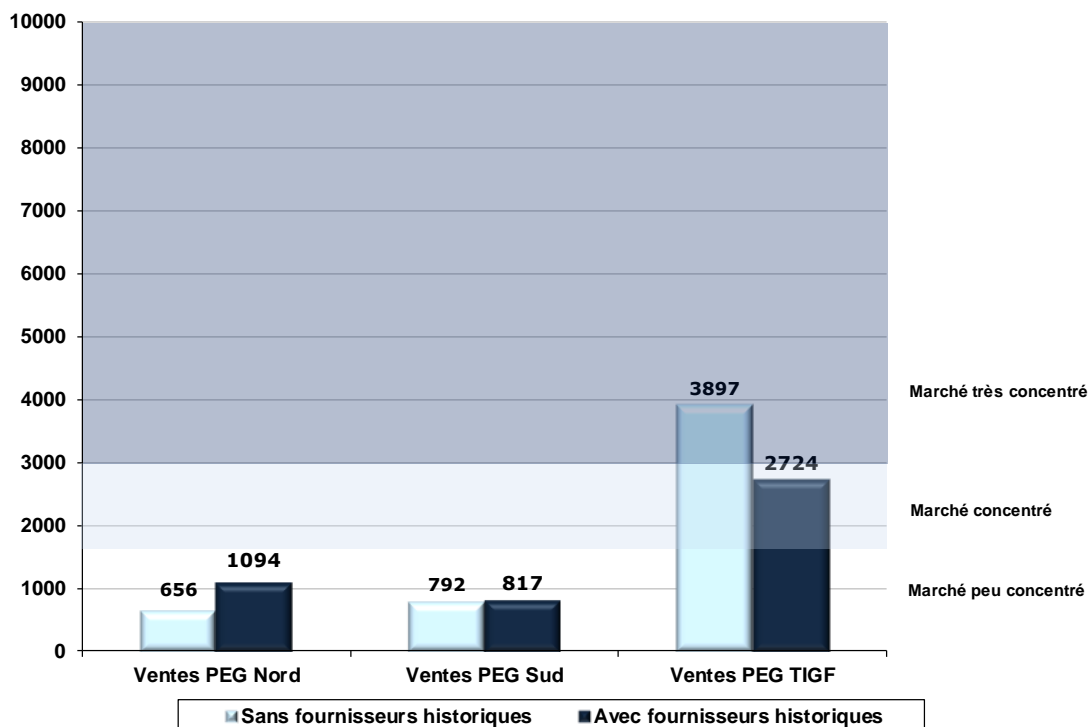
Les graphiques suivants donnent l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) pour les différents segments du marché de gros français. Cet indice est calculé sur la base des enlèvements et des livraisons nominés aux PEG, regroupant ainsi l'ensemble des échanges sur le marché français.

Au troisième trimestre 2013, la concentration à la vente dans les trois PEG augmente par rapport au trimestre précédent. Celle à l'achat augmente au PEG Nord mais diminue aux PEG Sud et TIGF. Le

poids des fournisseurs historiques est relativement important au PEG Nord mais reste bas au PEG Sud.

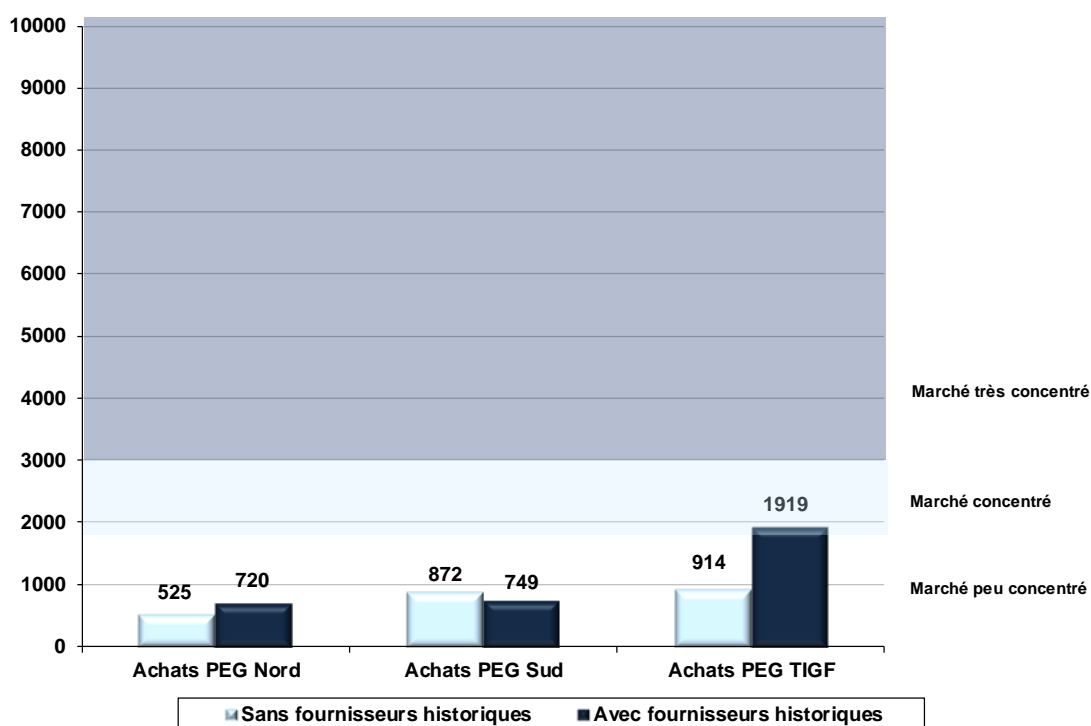
La concentration du PEG TIGF reste très élevée, notamment du fait de la faible liquidité de cette place de marché et du nombre limité d'expéditeurs intervenant sur ce hub.

Indice de concentration HHI – Ventes aux PEG – 3^{ème} trimestre 2013 –



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Indice de concentration HHI – Achats aux PEG – 3^{ème} trimestre 2013 –



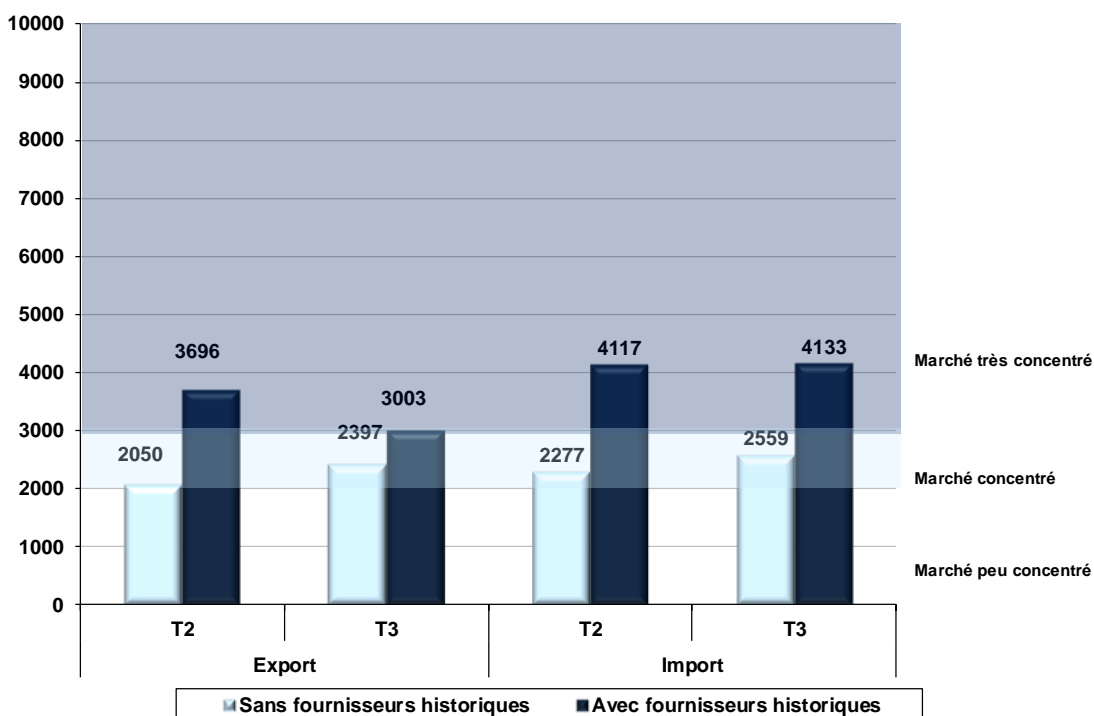
Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

5.2 Concentration à l'import et à l'export

Les graphiques suivants montrent la concentration du marché français à l'import (interconnexions et points d'interface avec les terminaux méthaniers) et à l'export (interconnexions).

La concentration à l'import et à l'export, hors fournisseurs historiques, augmente au troisième trimestre 2013. Le poids des acteurs historiques est particulièrement important dans les importations.

Indice de concentration HHI – importations/exportations
– 3^{ème} trimestre 2013 –



Sources: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Note : La méthode de calcul des HHI import/export a changé au T3 2013.
La nouvelle méthode se base uniquement sur les flux commerciaux et ne tient pas compte des flux physiques des gestionnaires des réseaux de transport

Le marché de gros du CO₂

1. Cadre institutionnel et annonces liées au secteur de l'énergie

1.1 Phase III du Système Communautaire d'Echange de Quotas d'Emission (2013-2020)

La Phase III du Système Communautaire d'Echange de Quotas d'Emission (SCEQE)¹⁰ est caractérisée par la mise aux enchères d'environ 50% des quotas d'émission, soit environ un milliard de quotas par an.

Au troisième trimestre 2013, les enchères de quotas ont eu lieu sur la plateforme commune EEX pour 26 des 28 Etats-Membres, ainsi que sur les plateformes individuelles EEX pour l'Allemagne et ECX pour la Grande-Bretagne à raison de plusieurs fois par semaine.

Le 1^{er} juillet a marqué l'adhésion de la Croatie à l'Union européenne. La part de la Croatie des quotas d'émission devrait être mise aux enchères communes sur la plateforme EEX dans les prochains mois.

Le 16 septembre, la Pologne a débuté ses enchères individuelles hebdomadaires sur la plateforme commune EEX, en attendant de développer sa propre plateforme.

En juillet, la procédure de bancabilité des quotas (« *banking* ») de la Phase II à la Phase III a été effectuée.

1.2 Annonces politiques liées au secteur de l'énergie

Au troisième trimestre 2013, plusieurs annonces politiques spécifiques au secteur de l'énergie ont eu un impact sur le marché SCEQE.

Le 3 juillet, la proposition de « *backloading* » de quotas a été approuvée en séance plénière du Parlement européen, par 344 voix pour, 311 contre, et 46 abstentions. Les derniers amendements du comité ENVI ont été rejetés et le texte voté stipule que la mesure de « *backloading* » de la Commission européenne est unique et que 900 millions de quotas seront retirés temporairement du marché du carbone de 2013 à 2015 pour les réintroduire sur le marché en 2019 et 2020.

Le 5 septembre, la Commission européenne a pris une décision concernant les mesures nationales pour l'allocation à titre gratuit de quotas d'émission de gaz à effet de serre¹¹. La demande totale de quotas gratuits des industriels européens assujettis pour 2013 étant supérieure au cap fixé par la directive 2003/87/CE pour 2013 (environ 2 milliards de quotas), la Commission a pris la décision de réduire le montant de l'allocation gratuite de quotas pour les industriels. Le facteur de réduction des allocations gratuites, dit facteur de correction transsectoriel, est estimé à environ 6% pour 2013 et augmentera graduellement pour atteindre près de 18% en 2020. Les industriels assujettis devront ainsi se procurer davantage de quotas sur le marché des enchères. Les énergéticiens ne sont pas concernés par cette mesure puisqu'ils ne bénéficient pas des quotas gratuits dans la Phase III (sauf exception).

Fin septembre, le résultat des élections allemandes a donné des signaux positifs au marché quant à la possible mise en place de la mesure de « *backloading* » de quotas. Celle-ci devrait entrer en vigueur avant toute réforme structurelle du marché SCEQE.

¹⁰ Voir la Directive 2009/29/CE et le règlement n°1031/2010 relatif à la mise aux enchères de quotas

¹¹ Voir la Décision 2013/448/UE du 5 septembre

2. Evolution des prix

2.1 Prix spot

Les prix spot EUA ont augmenté au troisième trimestre 2013 et ont affiché une moyenne de 4,60 €/tCO₂, soit une hausse de 19% par rapport au deuxième trimestre 2013 (à 3,86 €/tCO₂) et une baisse de 39% par rapport au troisième trimestre 2012 (à 7,57 €/tCO₂).

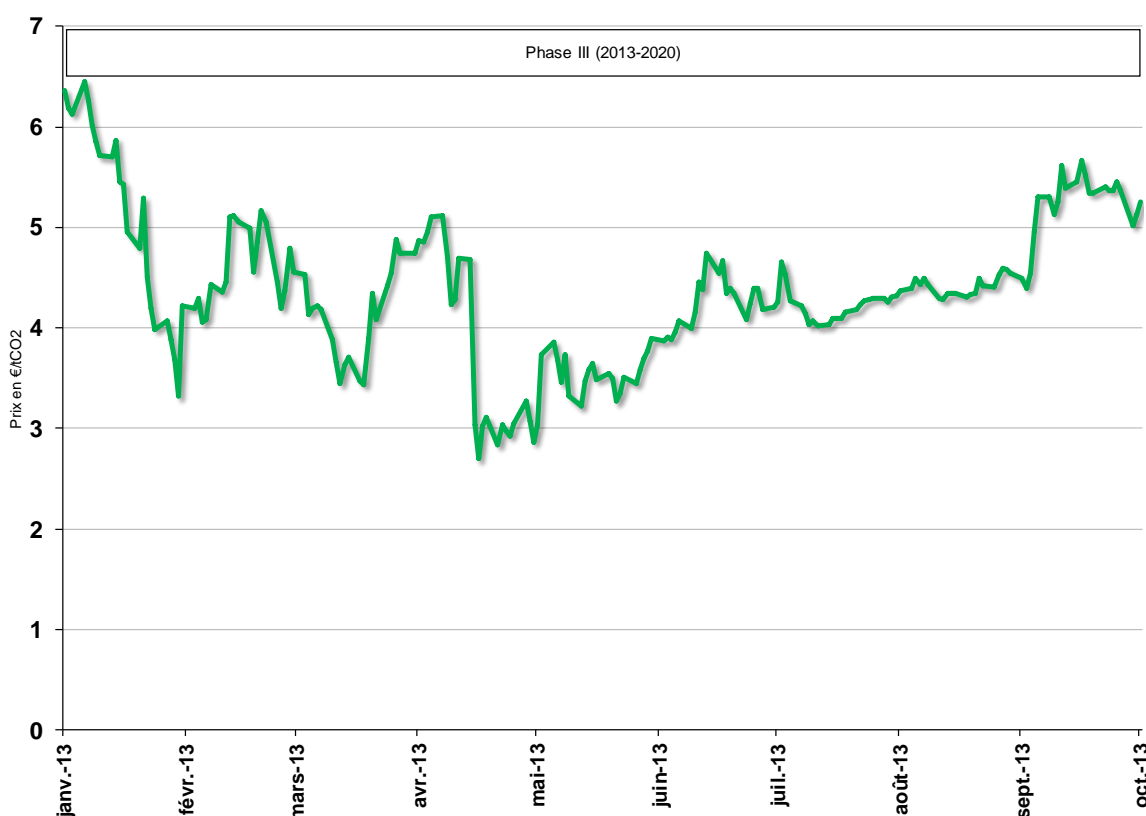
Au début du troisième trimestre 2013, le cours du quota de CO₂ est passé au-dessus de la barre des 4 €/tonne, en lien avec le vote du Parlement européen en faveur de la mesure de « *backloading* » de quotas (voir partie 1.2). Le cours du carbone est reparti à la hausse après l'approbation du Parlement européen pendant quelques jours.

A partir de septembre 2013, le prix est passé au-dessus de la barre des 5 €/tonne, dû principalement à la décision de la Commission européenne concernant la réduction de l'allocation à titre gratuit des quotas d'émission à partir de 2013 (voir partie 1.2).

Pendant le troisième trimestre 2013, le prix du quota de CO₂ varie donc de nouveau essentiellement en fonction des annonces des institutions européennes.

Les prix du carbone sont à des niveaux de prix très bas en raison du prolongement de la crise économique et du surplus de quotas accumulé depuis 2010. La mise aux enchères hebdomadaire de quotas sur le marché dans le cadre de la Phase III accentue à court-terme le volume de quotas en circulation.

Evolution du prix EUA spot depuis 2005



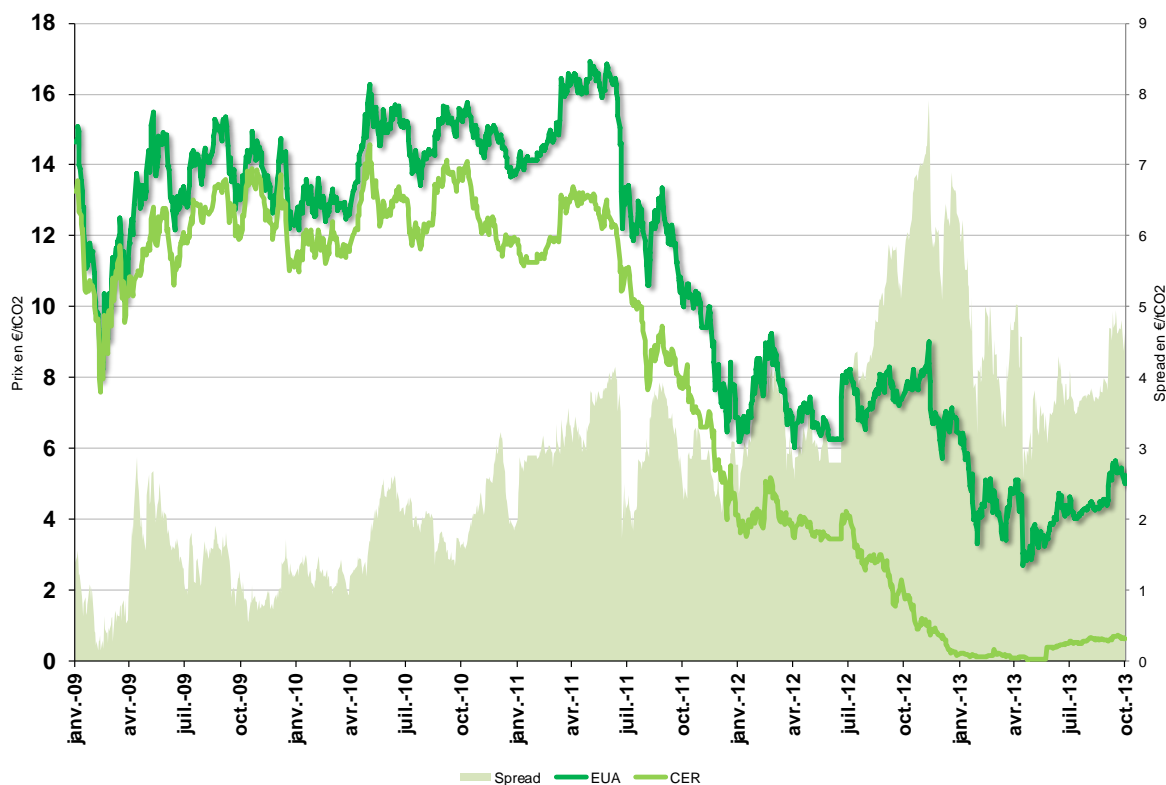
Sources : Bluenext, ECX (à partir du 6 décembre 2012)

Le prix spot du quota européen CER (Certified Emission Reduction) a triplé au troisième trimestre 2013 par rapport au trimestre précédent, tout en restant à des niveaux très bas et passant de 0,20

€/tCO₂ à 0,60 €/tCO₂. Par comparaison, le cours du CER était de 2,79 €/tCO₂ au troisième trimestre 2012.

L'écart entre les prix spot EUA et CER a augmenté de 9% au troisième trimestre 2013 par rapport au trimestre précédent, passant de 3,66 €/tCO₂ à 4,01 €/tCO₂. Pour rappel, le prix des CER est en lien avec les prix des EUA, CER et EUA pouvant être restitués de façon interchangeable dans les limites du plafond prévu pour les unités CER par le SCEQE.

Evolution de l'écart de prix spot EUA et CER

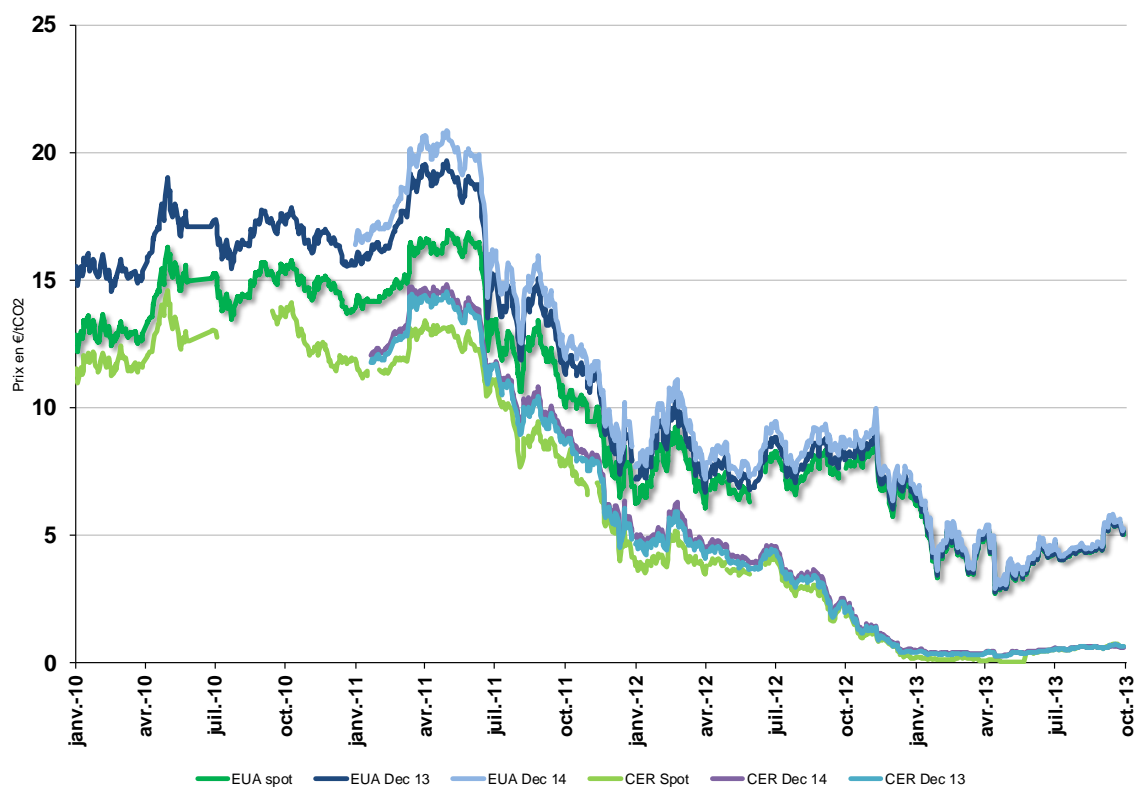


Sources : Bluenext, ECX (à partir du 6 décembre 2012)

2.2 Prix futurs

Pendant le troisième trimestre 2013, les prix des produits à terme ont suivi une tendance très similaire aux produits spot, tant pour les produits EUA que CER.

Evolution des prix depuis 2011



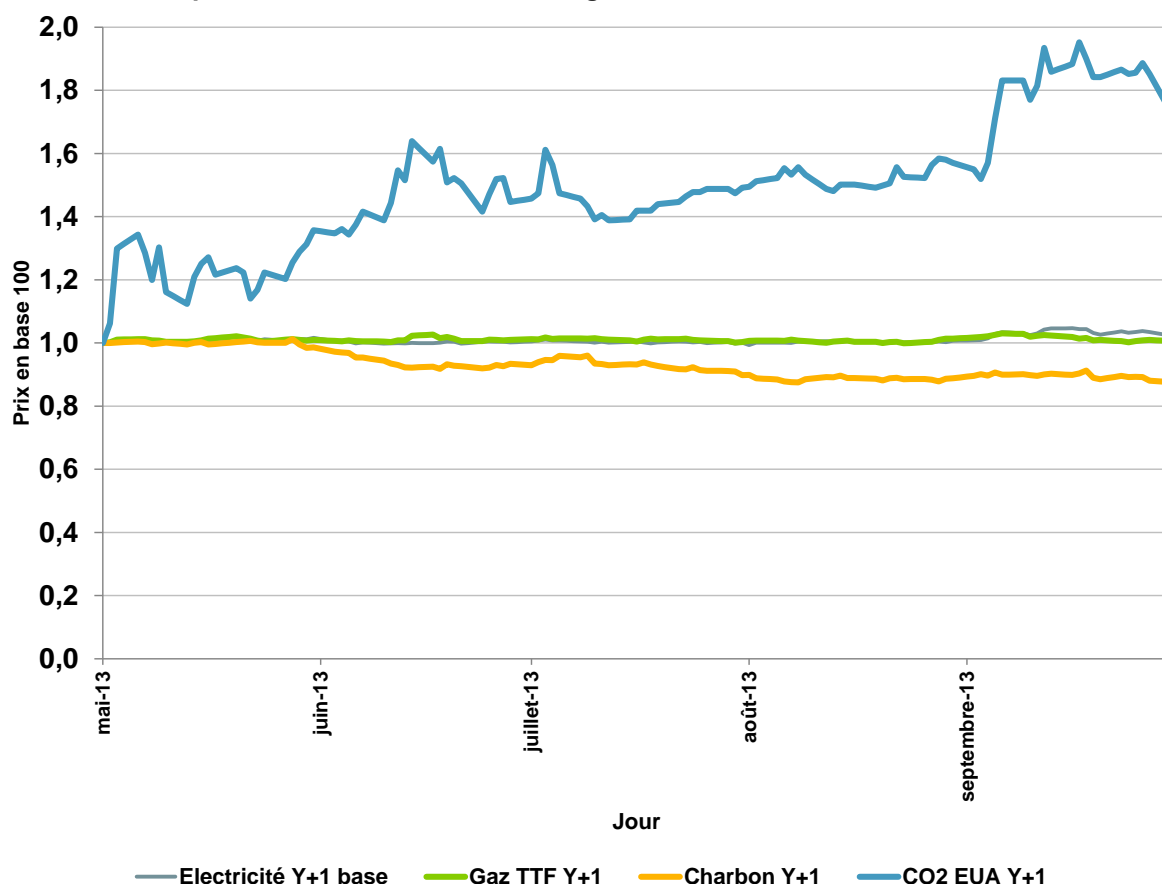
Sources : Bluenext (jusqu'au 5 déc. 2012), ECX

3. Matières premières énergétiques et fondamentaux

3.1 Matières premières énergétiques

Au troisième trimestre, on observe une forte différenciation de la variation des cours du carbone par rapport aux autres matières premières énergétiques. En prenant le 1^{er} mai 2013 comme point de référence (base 100), le cours du carbone a augmenté de 73%, tandis que les prix du gaz et de l'électricité ont augmenté respectivement de 1 et 2% et que le charbon a diminué de 12%. Les prix du carbone ont principalement varié en fonction des annonces des institutions européennes (voir partie 1.2).

Prix CO₂ versus prix de l'électricité, charbon et gaz en base 100

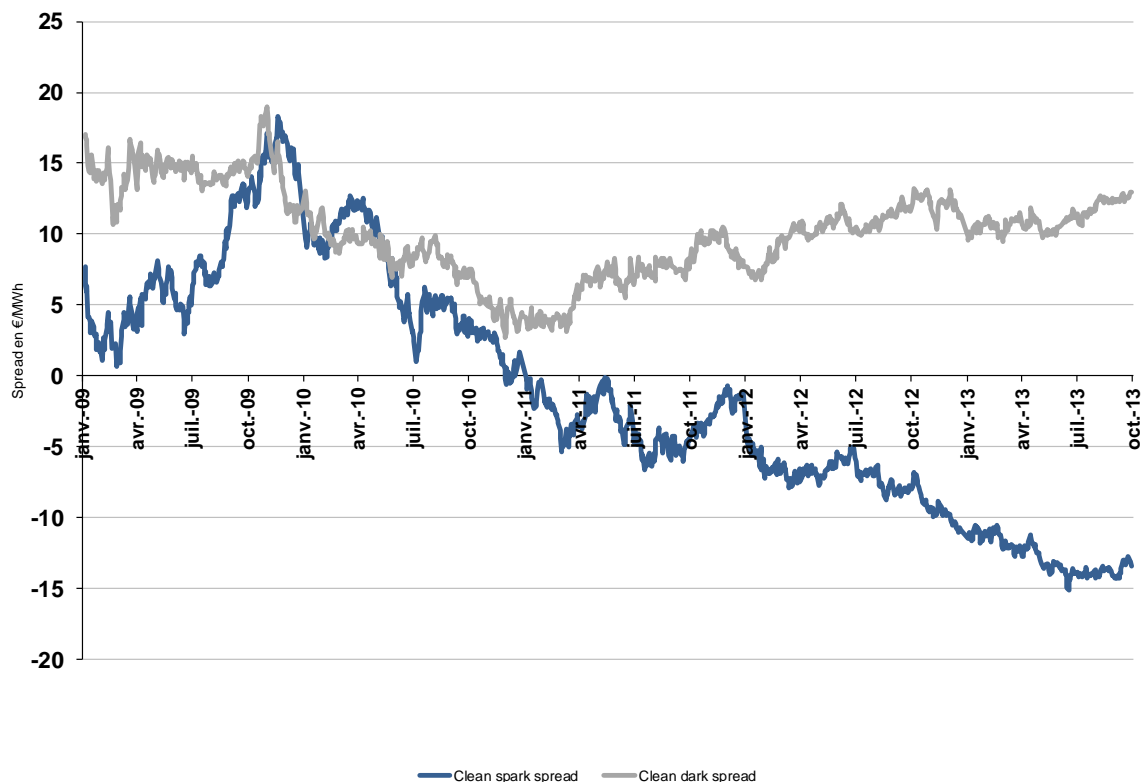


Sources : EPD, Heren, EEX, ECX

Fondamentaux

Depuis 2011, dans un contexte de prix bas pour le charbon par rapport au gaz en Europe, il est devenu plus rentable pour les énergéticiens de produire de l'électricité à partir du charbon. La marge variable court terme théorique réalisée par les détenteurs respectifs d'une centrale à charbon et au gaz est représentée ci-dessous par les clean dark et clean spark spreads. Au troisième trimestre, la marge théorique de la production à partir de charbon a augmenté de 13% en moyenne à 12 €/MWh tandis que le clean spark spread a légèrement baissé à -14 €/MWh en moyenne.

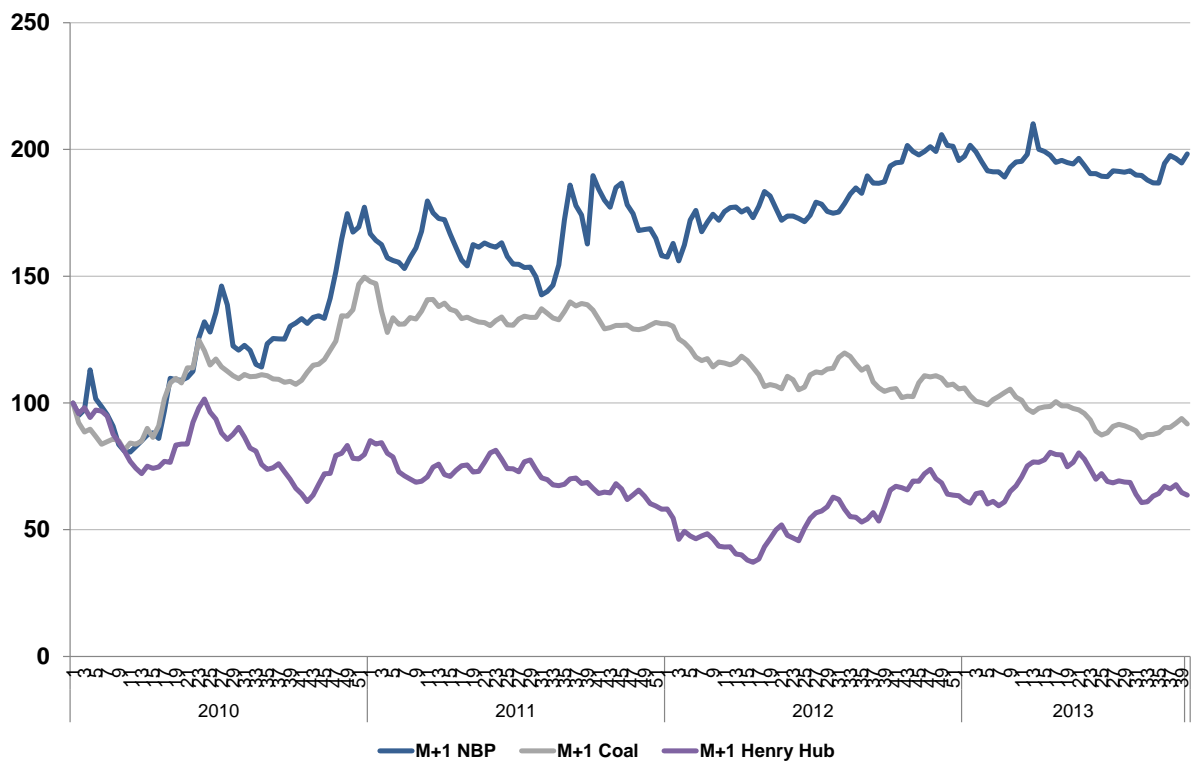
Les clean dark et spark spreads



Sources : NBP, EPD, EEX, ECX (Y+1)

Le creusement de l'écart entre clean dark et spark spread depuis 2011 est notamment lié à un prix bas du charbon en Europe par rapport au prix du gaz, résultant de la moindre demande américaine de charbon, elle-même conséquence de l'exploitation du gaz de schiste aux Etats-Unis.

Prix du gaz en Europe (NBP) et aux Etats-Unis (Henry Hub) versus le charbon (base 100 en janvier 2010)



Sources : NBP, Henry Hub, EEX

3.2 Volumes sur le marché de gros

Enchères primaires de quotas de la Phase III

Au troisième trimestre, les enchères primaires se sont poursuivies sur les plateformes individuelles britannique (ICE/ECX) et allemande (EEX) ainsi que sur la plateforme commune européenne (EEX). La Pologne a débuté ses enchères individuelles sur la plateforme EEX le 16 septembre, à raison d'environ 4 M de quotas par semaine ; environ 50 M d'EUA devraient être mis aux enchères pour la Pologne d'ici fin 2013.

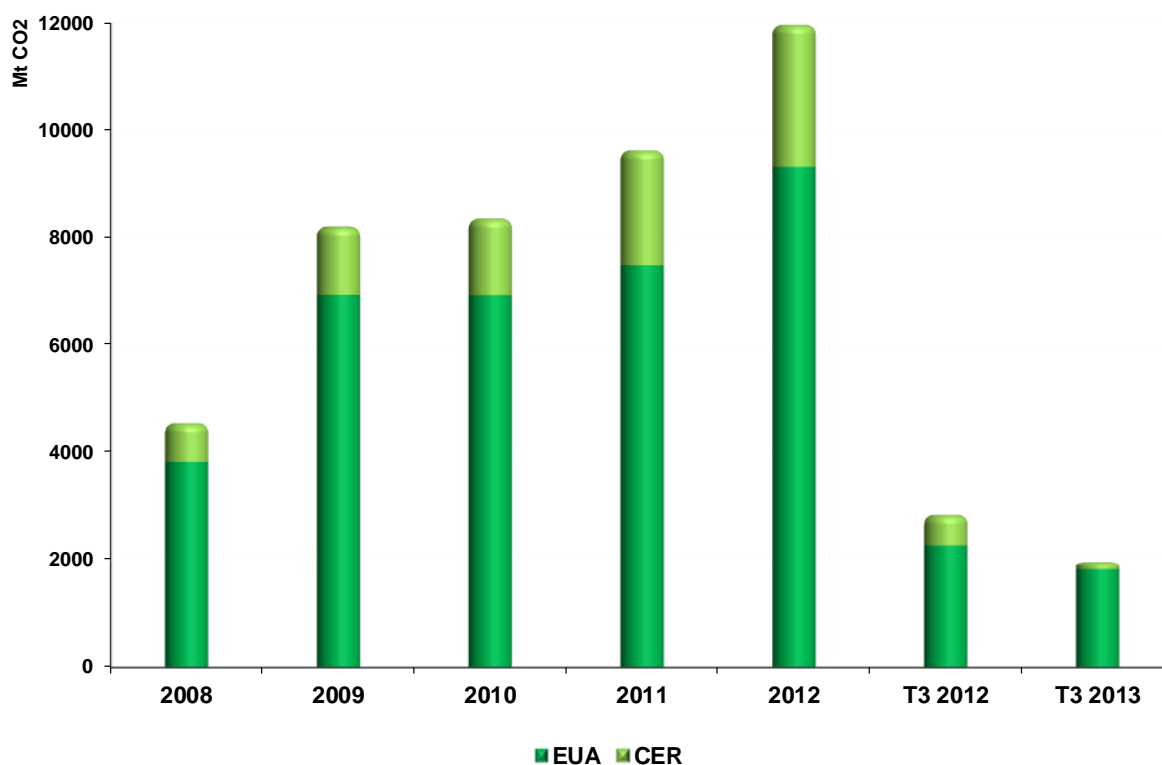
Le prix des enchères des EUA a été en ligne avec le prix des produits EUA sur le marché secondaire pendant la période.

Le calendrier des enchères devrait être revu en 2014 pour intégrer 66 M de quotas supplémentaires à vendre pour les assujettis, à la suite de la décision 2013/448/UE de la Commission européenne du 5 septembre de réduire la part des allocations gratuites de quotas (voir partie 1.2).

Volumes totaux EUA et CER

Les volumes totaux EUA et CER échangés sur bourses et brokers ont tous les deux nettement baissé au troisième trimestre 2013 par rapport au deuxième trimestre 2013. En effet, le volume des EUA a baissé de 37% (à 1 836 Mt) tandis que le volume des CER a baissé de 25% (à 118 Mt). Les volumes EUA et CER ont par ailleurs respectivement baissé de 19% et de 79% par rapport au troisième trimestre 2012.

Volumes annuels EUA et CER depuis 2008

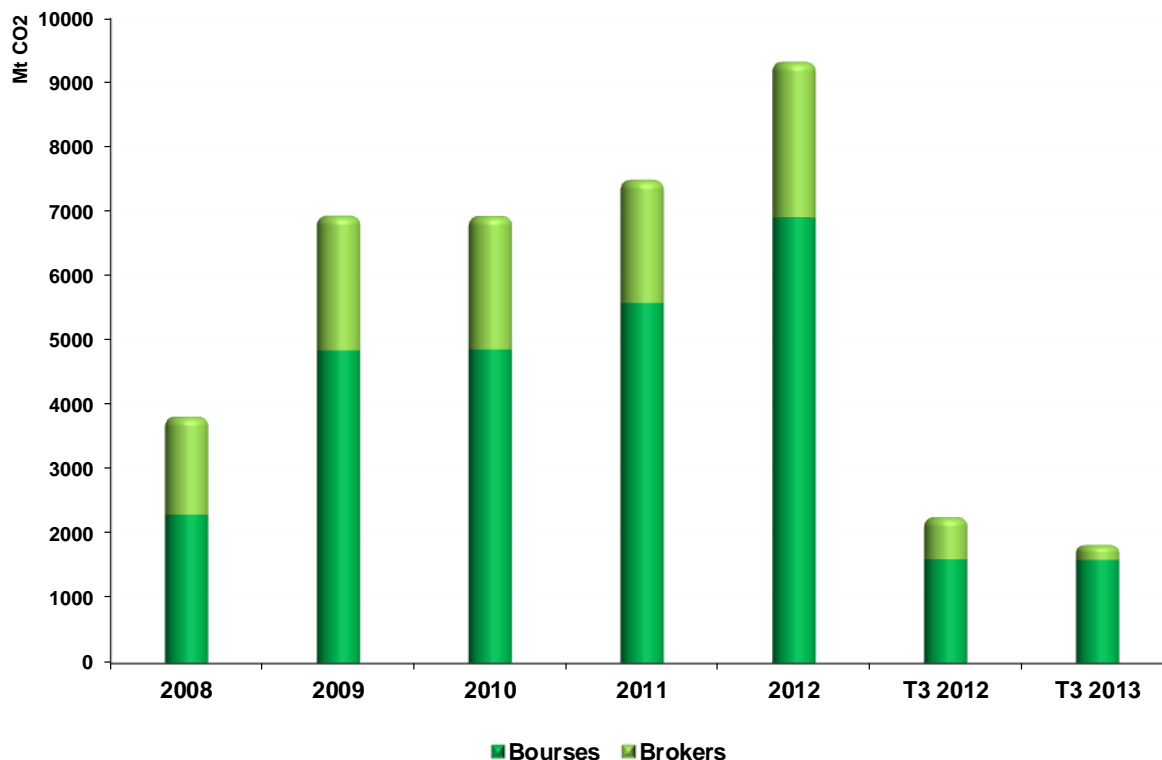


Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

Volumes EUA

Au troisième trimestre 2013, les volumes EUA sur bourses (1 606 Mt) ont baissé de 29% par rapport au deuxième trimestre 2013 et sont restés à peu près stables par rapport au troisième trimestre 2012. Les volumes EUA sur brokers (230 Mt) ont très fortement baissé par rapport au deuxième trimestre 2013 et au troisième trimestre 2012 (-65% dans les deux cas). Les bourses et brokers représentent respectivement 87% et 13% des volumes EUA totaux échangés au troisième trimestre 2013.

Volumes annuels EUA

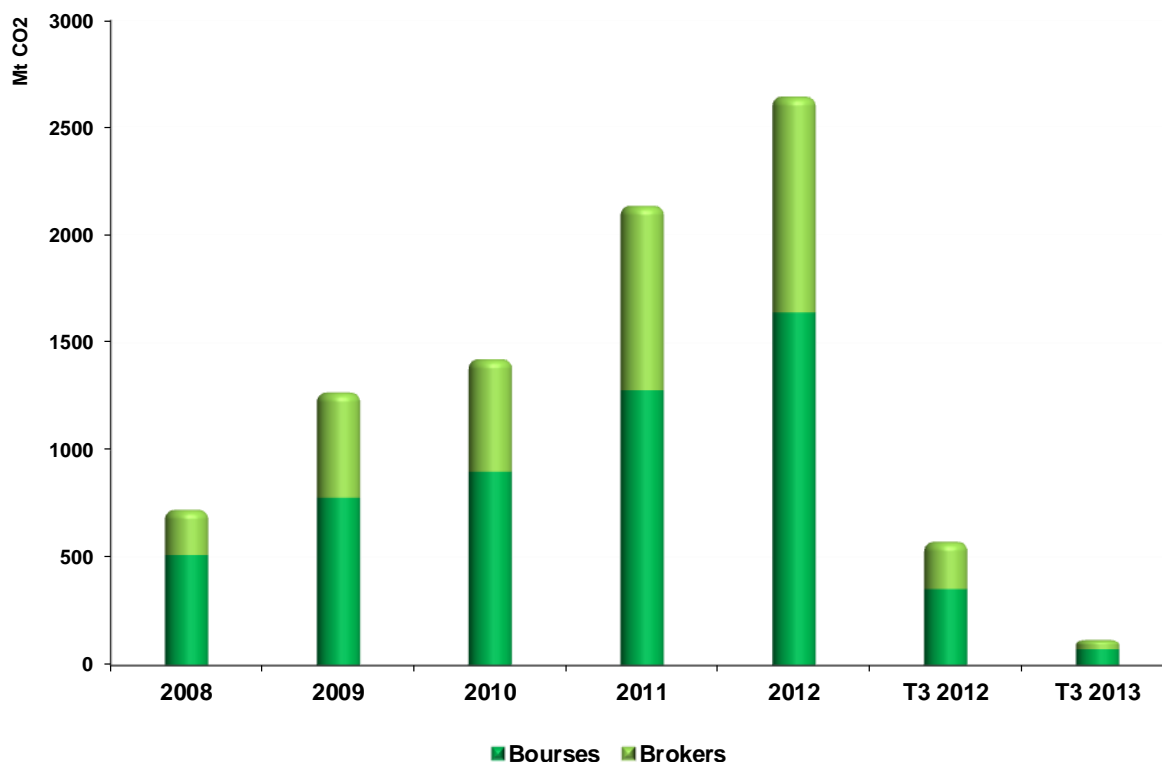


Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

Volumes CER

Sur le marché des CER, les volumes échangés ont très fortement baissé au cours du troisième trimestre 2013. En effet, les volumes sur bourses (75 Mt) ont baissé de 18% par rapport au deuxième trimestre 2013 et de 79% par rapport au troisième trimestre 2012. Les volumes CER sur brokers (43 Mt) ont diminué de 34% par rapport au deuxième trimestre 2013 et de 80% par rapport au troisième trimestre 2012. Les bourses et brokers représentent respectivement 64% et 36% du marché en volume au troisième trimestre 2013.

Volumes annuels CER



Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

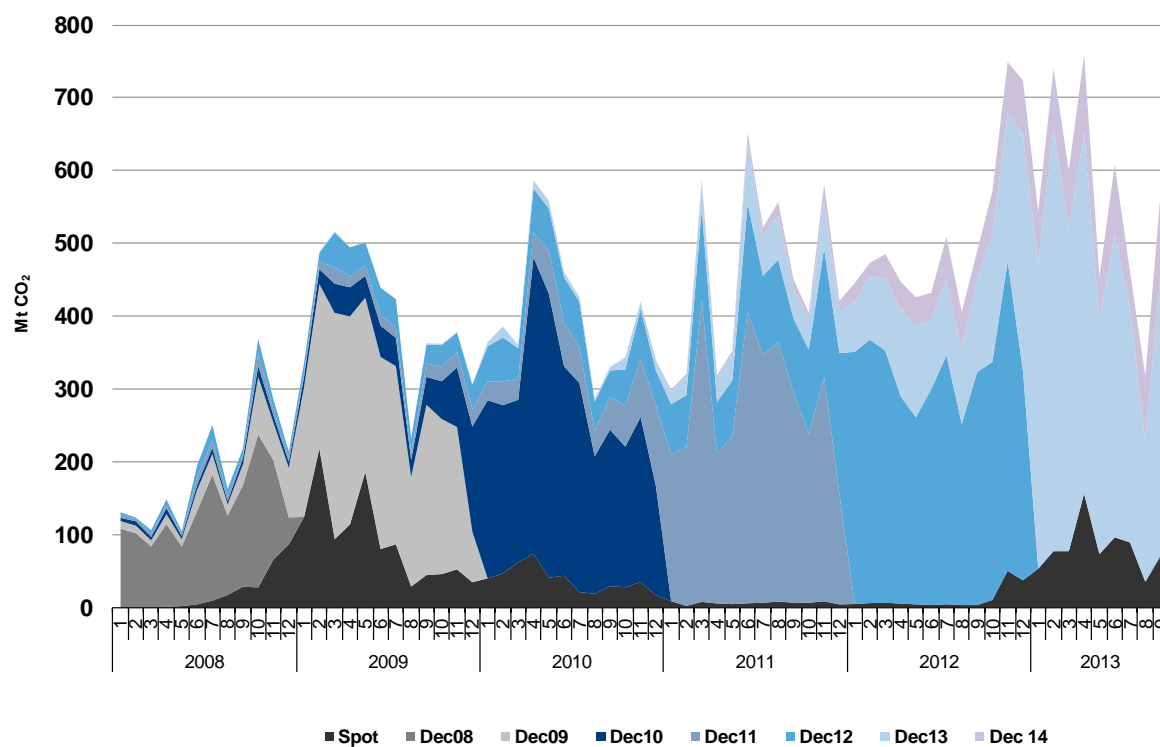
Volumes EUA spot

Au cours du troisième trimestre 2013, environ 195 Mt d'EUA spot ont été échangés sur les bourses. Les volumes spot ont très fortement diminué par rapport au deuxième trimestre 2013 (-40%), et ont été multipliés par près de 20 par rapport au troisième trimestre 2012. Ceci est notamment dû au très grand volume de quotas spot échangés sur le marché pendant le trimestre précédent (156 Mt en avril), en lien avec le vote initial du Parlement européen contre le « *backloading* » de quotas.

Volumes EUA futurs

Au troisième trimestre 2013, les volumes des produits EUA sur bourses s'effectuent de nouveau essentiellement sur le marché à terme, principalement des produits futurs Y+1. Près de 899 Mt de produits Déc. 2013 ont été échangés au troisième trimestre 2013, en baisse de 27% par rapport au deuxième trimestre 2013 et près de trois fois plus qu'au troisième trimestre 2012. Les volumes échangés sur les produits Dec. 2014 (Y+2) étaient de 254 Mt au troisième trimestre 2013, soit une légère baisse par rapport au deuxième trimestre 2013 et presque deux fois plus qu'au troisième trimestre 2012.

Evolution des échanges par maturité sur le marché des EUA



Sources : Bluenext (jusqu'à décembre 2012), ECX, EEX

Glossaires

Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

Entreprise Locale de Distribution (ELD) : distributeur non nationalisé qui assure la distribution de gaz ou d'électricité sur un territoire déterminé.

Livraison sur le marché de gros : déclaration journalière d'un acteur, auprès d'un Gestionnaire de Réseau de Transport, des échanges de gaz ou d'électricité devant avoir lieu le lendemain avec chacune de ses contreparties. Chaque livraison peut résulter d'une ou plusieurs transactions préalablement conclues sur le marché de gros.

Mise en service : cas d'un client s'installant sur un site. Deux cas sont possibles :

- **Mise en service sur un nouveau site** : le client arrive sur un site nouvellement construit, auquel cas une pose du compteur puis une mise en service de l'installation doivent être opérées. Par exemple, un mécanicien s'installe dans un garage nouvellement construit.
- **Mise en service sur un site existant** : le client arrive sur un site suite au départ d'un autre client, auquel cas la pose du compteur a déjà été effectuée. La mise en service doit être ensuite opérée afin que le client nouvellement arrivé puisse être alimenté en énergie.

Nombre de sites : par convention, les données pour un mois M (ou un trimestre T) incluent :

- les mises en service réalisées au cours du mois M (du trimestre T)
- les changements de fournisseurs réalisés au cours du mois M (du trimestre T).

Les données en nombre de sites sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont calculées à partir des données réelles.

Produit *forward* : contrat standard passé pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée (marché de gré à gré).

Produit *future* : contrat standard passé pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée (marchés organisés).

Les échéances proposées varient selon les marchés organisés (semaine, semestre, trimestre, mois, année). L'échéance Y+1 correspond à l'année calendaire suivant l'année en cours.

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

Site : lieu de consommation de gaz ou d'électricité d'un même client. Un site peut comprendre plusieurs points de livraison (compteurs). Plusieurs sites peuvent dépendre d'un même client.

Site en offre de marché : site ayant signé un contrat hors tarifs réglementés avec son fournisseur historique ou un fournisseur alternatif.

Transaction sur le marché de gros : conclusion d'un contrat entre deux acteurs du marché de gros portant sur la livraison de gaz ou d'électricité sur une période déterminée à un prix donné. Le nombre de transactions sur un marché de gros traduit son niveau d'activité, ou liquidité.

Ventes brutes mensuelles : Les ventes brutes d'un fournisseur sont égales à la somme :

- du nombre de sites mis en service (en offre de marché ou au tarif réglementé)
- du nombre de sites ayant choisi ce fournisseur à l'occasion d'un changement de fournisseur

Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité

Fournisseur historique : les fournisseurs historiques regroupent EDF et les Entreprises Locales de Distribution (ELD) ainsi que les filiales qu'ils contrôlent. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique.

Fournisseur alternatif : les fournisseurs alternatifs regroupent les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques.

Les entreprises dont l'activité est suivie à travers l'observatoire sont :

- des responsables d'équilibre si les sites alimentés sont en contrat d'accès au réseau,
- des fournisseurs si les sites alimentés sont en contrat unique.

Nombre de sites : pour le dénombrement des sites, les sites ayant plusieurs fournisseurs sont affectés au portefeuille de leur fournisseur principal (Responsable d'Equilibre pour les clients en CARD et CART).

Principales bourses électriques en Europe (électricité) :

- **PWX** : bourse française Powernext, non obligatoire (www.powernext.fr).
- **EEX** : bourse allemande European Energy Exchange, non obligatoire (www.eex.de).
- **APX** : bourse néerlandaise Amsterdam Power Exchange, obligatoire pour les imports et les exports aux Pays-Bas (www.apx.nl).
- **Omel** : pool espagnol, quasi obligatoire (www.omel.es).
- **NordPool** : bourse scandinave, non obligatoire (une des bourses électriques les plus anciennes d'Europe, www.nordpool.no).

Produits de gros :

- **Day ahead** : contrat passé la veille pour livraison le lendemain
- **Future** : 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, semestre, trimestre, mois, année). L'échéance Y+1 correspond à l'année calendaire suivant l'année en cours.
- **Base** : 24 heures sur 24, 7 jours sur 7 (c'est pourquoi les moyennes mensuelles glissantes pour les produits Base sont calculées sur 28 jours i.e. sur les jours ouvrés ainsi que les week-ends).
- **Pointe (Europe continentale)** : de 8 heures à 20 heures, du lundi au vendredi (c'est pourquoi les moyennes mensuelles glissantes pour les produits Pointe sont calculées sur 20 jours i.e. sur les jours ouvrés uniquement).

Segments du marché de détail : le marché de détail est divisé en quatre segments :

- **Grands sites non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kW. Leur consommation annuelle est supérieure à 1 GWh en général.
- **Sites moyens non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est comprise entre 36kVA et 250 kW. Leur consommation annuelle est comprise en général entre 0,15 GWh et 1 GWh.
- **Petits sites non résidentiels** : sites non résidentiels dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA. Leur consommation annuelle est en général inférieure à 0,15 GWh.
- **Sites résidentiels** : la puissance souscrite des sites résidentiels est inférieure ou égale à 36 kVA. La segmentation non résidentiel/résidentiel est établie par les GRD sur la base des données historiques ou sur déclaration des fournisseurs.

Segments du marché de gros :

- **Production**
 - **VPP** : « Virtual Power Plant » ou enchères de capacités organisées par EDF suite à une décision de la Commission Européenne (http://www.edf.fr/index.php4?coe_i_id=244)

- **Achats et ventes en gros (OTC)¹²** : notifications d'échanges de blocs c'est à dire quantités nominées à RTE la veille pour le lendemain, hors les transactions sur Pownernext
 - **Importations et exportations** : http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_inter_1.htm
 - **Achats et ventes sur Pownernext**, la bourse française de l'électricité : www.pownernext.fr
 - **Consommation finale** : ventes à des sites en tant que responsable d'équilibre ou sous forme de blocs
 - **Ventes aux gestionnaires de réseaux pour la compensation de leurs pertes** : http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_perte.htm
- **TaRTAM** : Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement au Marché. Sauf mention contraire, les sites au TaRTAM sont toujours comptabilisés avec les sites en offres de marché.
- **VPP - Produits vendus aux enchères par EDF** :
- **Les 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".
 - **Les 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.

Zones non interconnectées (ZNI) : zones du territoire national qui ne sont pas reliées (par des lignes électriques) au réseau métropolitain continental (Corse, Martinique, Guadeloupe, Réunion, Guyane, Saint-Pierre et Miquelon, îles de Molène et d'Ouessant).

¹² « Over the Counter » ou de gré à gré

Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz

Fournisseur historique : les fournisseurs historiques regroupent GDF Suez, Tegaz, les Entreprises Locales de Distribution (ELD) et les filiales qu'ils contrôlent. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique.

Fournisseur alternatif : les fournisseurs alternatifs regroupent les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques.

Les entreprises dont l'activité est suivie à travers l'observatoire sont :

- les expéditeurs livrant du gaz aux sites de consommation raccordés au réseau de transport
- les fournisseurs livrant du gaz aux sites de consommation raccordés au réseau de distribution (résidentiels et non résidentiels).

Consommation : la consommation annualisée pour les sites transport est calculée à partir de la consommation relevée en 2007 et, pour les sites multifournisseurs, la part de la consommation affectée à chaque fournisseur s'effectue au prorata des capacités de transport souscrites.

La consommation annualisée des sites distribution est la consommation annuelle de référence (CAR) de chaque site mise à jour au 1er avril 2008.

Nombre de sites : un site multifournisseur est affecté au fournisseur dont la capacité de transport souscrite est la plus élevée.

Segments de marché : le marché est divisé en 3 segments :

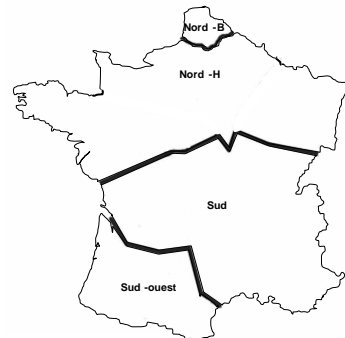
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution
- les clients résidentiels raccordés au réseau de distribution

La distinction non résidentiel/résidentiel est établie par les GRD sur la base des données historiques ou sur déclaration des fournisseurs.

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

Zone d'équilibrage : zone géographique du réseau de transport de gaz sur laquelle l'équilibre doit être assuré entre les entrées et les sorties de gaz.

Zone Nord-B/Nord-H : la zone d'équilibrage Nord-B est alimentée en gaz-B, qui provient essentiellement des Pays-Bas et qui se distingue par sa teneur plus élevée en azote (B pour "Bas pouvoir calorifique"). La zone d'équilibrage Nord-H est alimentée en gaz-H, qui est identique au gaz distribué sur le reste du territoire et qualifié de gaz-H pour "Haut pouvoir calorifique".



Gas release : pour introduire de la concurrence dans le sud de la France, un programme de cession temporaire de gaz ou gas release a été mis en place en 2005 pour une durée de trois ans.

Gaz de France remet sur le marché 15 TWh par an au point d'échange «sud», soit au total, sur toute la durée du programme, 45 TWh à travers des appels d'offres et des négociations de gré à gré. Pour sa part, Total remet sur le marché, au point d'échange de gaz «sud-ouest», 1,1 TWh par an, pour une durée de trois ans ce qui représente sur toute la durée du programme 3,3 TWh.

Point d'échange de gaz – PEG : point virtuel, rattaché à une zone d'équilibrage, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.

Glossaire propre à l'observatoire du marché du CO₂

Backloading : gel d'une partie des quotas de la Phase III envisagé par la Commission européenne pour pallier le surplus de quotas du 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 implantée à Paris (www.bluenext.eu).

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

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

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

Dioxyde de carbone ou gaz carbonique (CO₂) : principal gaz à effet de serre, issu principalement de la combustion des énergies fossiles.

ECX : *European Climate Exchange*, bourse du carbone implantée à Londres (www.theice.com)

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

ERU : *Emission Reduction Unit*, crédits carbone 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 SEQUE peuvent utiliser ces crédits pour répondre à leurs obligations de réduction d'émissions de gaz à effet de serre.

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

EU ETS : voir SEQUE

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 *set aside*

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 SEQE 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).

SEQE : le Système 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.

Table des figures

Figure 1 Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)	6
Figure 2 Vue globale du négoce sur le marché de gros français intermédié au troisième trimestre 2013	7
Figure 3 Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié – produits mensuels	9
Figure 4 Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié – produits trimestriels	10
Figure 5 Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié – produits calendaires	11
Figure 6 Volumes trimestriels échangés sur les marchés organisés français - day-ahead et futures –	12
Figure 7 Volumes trimestriels échangés sur les principaux marchés organisés européens (hors OTC clearing) – Troisième trimestre 2013 –	13
Figure 8 Prix day-ahead France sur EPEX SPOT - moyennes hebdomadaires –	14
Figure 9 Différentiels day-ahead France – Allemagne - moyennes hebdomadaires –	14
Figure 10 Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens - moyennes hebdomadaires –	16
Figure 11 Prix futures Y+1 en France et en Allemagne - prix journaliers –	18
Figure 12 Différentiels de prix futures Y+1 entre la France et l'Allemagne - différentiels de prix journaliers –	18
Figure 13 Prix des produits calendaires pour la France et l'Allemagne - moyennes trimestrielles	20
Figure 14 Prix des produits trimestriels pour la France et l'Allemagne - moyennes trimestrielles	20
Figure 15 Taux de production du parc nucléaire : - moyenne mobile sur 30 jours –	22
Figure 16 Ratio Pointe/Base – prix spots moyens	23
Figure 17 Stocks hydrauliques	24
Figure 18 Somme des importations par trimestre	25
Figure 19 Somme des exportations par trimestre	26
Figure 20 Indice de concentration HHI - livraisons sur le marché de gros en T3 2013 –	27
Figure 21 Indice de concentration HHI – injections en T3 2013 –	28
Figure 22 Indice de concentration HHI – soutirages en T3 2013 -	29