



Marchés

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

2^e trimestre 2013

SOMMAIRE

Introduction	3
Le marché de l'électricité.....	4
Le marché de détail de l'électricité.....	4
1. Introduction	4
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif	5
3. Etat des lieux au 30 juin 2013.....	6
4. Analyse en dynamique : Deuxième trimestre 2013	13
5. Prix de vente sur le marché de détail de l'électricité.....	16
Le marché de gros de l'électricité	21
1. Introduction	21
2. Activité sur le marché de gros français.....	23
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne	30
4. Les fondamentaux du marché de l'électricité	38
5. Volumes d'imports/exports.....	41
6. Concentration du marché français de l'électricité	43
Le marché du gaz	47
Le marché de détail du gaz	47
1. Introduction	47
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif	48
3. Etat des lieux au 30 juin 2013.....	49
4. Analyse en dynamique : Deuxième trimestre 2013	56
5. Prix de vente du gaz naturel sur le marché de détail.....	59
Le marché de gros du gaz.....	65
1. Les principales dates concernant le marché de gros français.....	65
2. La formation des prix et les marchés du gaz en Europe	65
3. Activité sur le marché de gros français.....	70
4. Suivi des infrastructures.....	74
5. Concentration du marché français du gaz	75
Le marché de gros du CO₂.....	79
1. Cadre institutionnel et annonces liées au secteur de l'énergie	79
2. Evolution des prix.....	80
3. Matières premières énergétiques et fondamentaux	84
Glossaires	91
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz	91
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité	92
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz	94
Glossaire propre à l'observatoire du marché du CO₂	95

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.

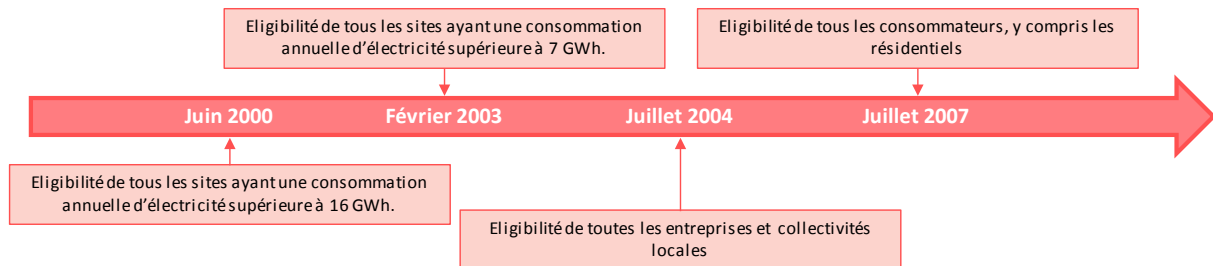
Depuis le 1er juillet 2007, tous les consommateurs ont la possibilité de choisir leur fournisseur d'électricité ou de gaz.

Le marché de l'électricité

Le marché de détail de l'électricité

1. Introduction

L'ouverture du marché français de l'électricité a connu plusieurs étapes :

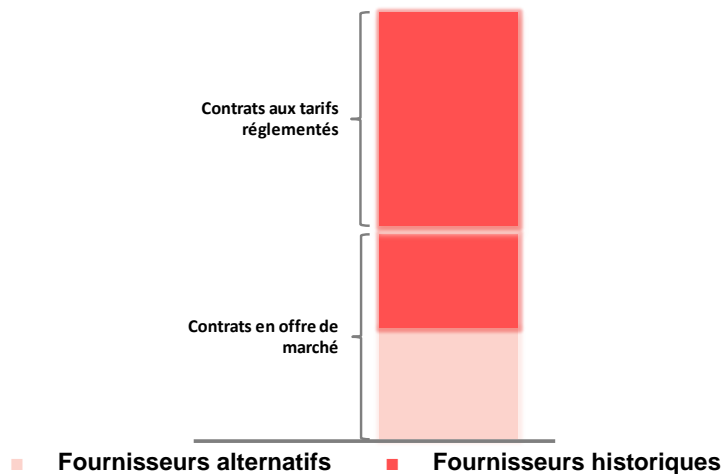


Au 30 juin 2013, 35,9 millions de sites sont éligibles¹, ce qui représente environ 428² TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients peuvent disposer de 2 types de contrats :

- les contrats aux tarifs réglementés (proposés uniquement par des fournisseurs historiques)
- les contrats en offre de marché (proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs).

Figure 1 Répartition des contrats d'électricité
-schéma illustratif-



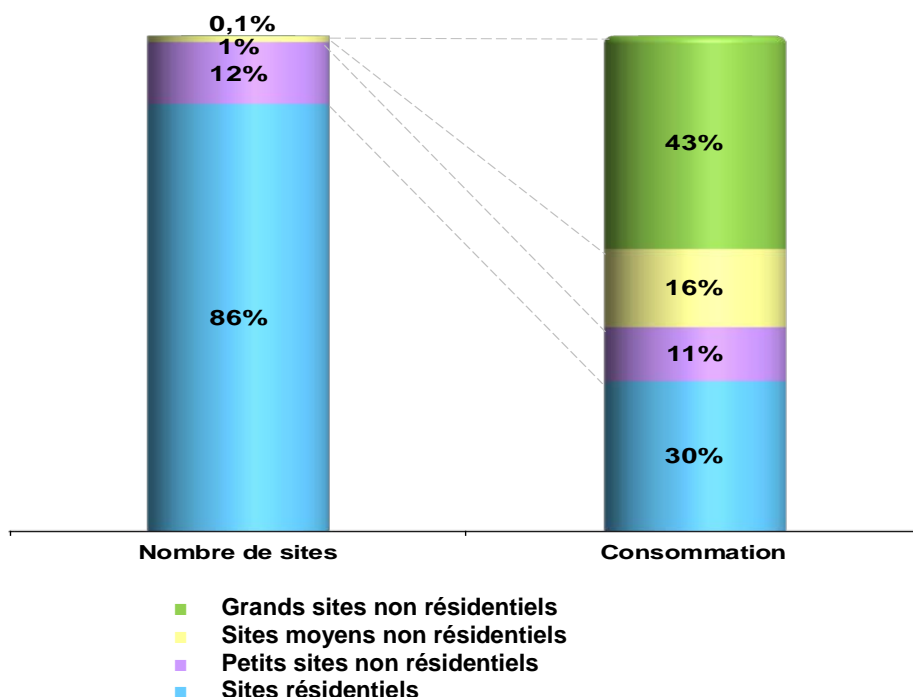
Les principales sources de l'observatoire sont les fournisseurs historiques, RTE et les sept plus grands gestionnaires de réseaux de distribution : Electricité Réseau Distribution France (ex EDF Réseau de Distribution), Electricité de Strasbourg, Gaz et Electricité de Grenoble, URM (ex Usine d'Electricité de Metz), SICAE de l'Oise, Gérédis Deux-Sèvres (ex Sorégies Deux-Sèvres) et SRD (Sorégies). Ces gestionnaires de réseaux couvrent plus de 98% des sites français et de la consommation nationale d'électricité.

¹ Hors zones non interconnectées (voir le glossaire électricité pour la définition des zones non interconnectées).

² Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité à la consommation des clients raccordés aux principaux gestionnaires de réseaux, qui représente 420 TWh.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif

Figure 2 Typologie des sites



Source : données GRD, RTE, fournisseurs – Analyse : CRE

Le marché se divise en quatre segments :

- **Grands sites non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kW. Ces sites sont des grands sites industriels, des hôpitaux, des hypermarchés, de grands immeubles etc. (consommation annuelle supérieure à 1 GWh en général).
- **Sites moyens non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est comprise entre 36 et 250 kW. Ces sites correspondent à des locaux de PME par exemple (consommation annuelle comprise en général entre 0,15 GWh et 1 GWh).
- **Petits sites non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces sites correspondent au marché de masse des non résidentiels (les professions libérales, les artisans, etc.) Leur consommation annuelle est en général inférieure à 0,15 GWh.
- **Sites résidentiels** : sites résidentiels dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Leur consommation annuelle est en général inférieure à 10 MWh.

3. Etat des lieux au 30 juin 2013

3.1 Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Tableau 1 - Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Sites résidentiels		Sites non résidentiels	
	Au 30 juin 2013	Au 31 mars 2013	Au 30 juin 2013	Au 31 mars 2013
Nombre total de sites	30 991 000	31 009 000	4 953 000	4 932 000
– Sites aux tarifs réglementés	28 715 000	28 791 000	4 281 000	4 270 000
– Sites en offre de marché, dont :	2 276 000	2 218 000	672 000	662 000
o fournisseurs historiques	10 000	10 000	281 000	287 000
o fournisseurs alternatifs	2 266 000	2 208 000	391 000	375 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	7,3%	7,1%	7,9%	7,6%

Sources : RTE GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Tableau 2 - Synthèse en consommation annualisée

Situation (en consommation annualisée)	Sites résidentiels		Sites non résidentiels	
	Au 30 juin 2013*	Au 31 mars 2013	Au 30 juin 2013*	Au 31 mars 2013
Consommation totale des sites	127,3 TWh	137,3 TWh	292,9 TWh	273,9 TWh
– Sites aux tarifs réglementés	116,6 TWh	127 TWh	172,9 TWh	151,8 TWh
– Sites en offre de marché, dont :	10,7 TWh	10,3 TWh	120,0 TWh	122,1 TWh
o fournisseurs historiques	~0,05 TWh	~0,04 TWh	60,1 TWh	61,9 TWh
o fournisseurs alternatifs	10,6 TWh	10,3 TWh	59,9 TWh	60,2 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	8,3%	7,5%	20,4%	21,9%

Sources : RTE, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

* En l'absence de la transmission par EDF de leurs données actualisées au 30 juin 2013, les données concernant la consommation des petits clients non résidentiels et des sites résidentiels d'EDF sont prises identiques à celles du 30 septembre 2012.

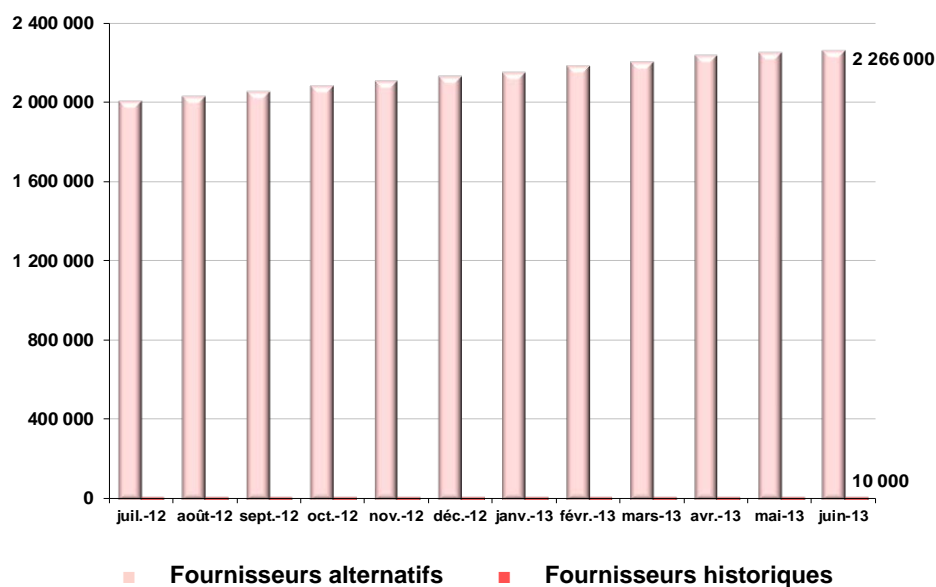
3.2 Evolution du nombre de sites en offre de marché

**Figure 3 Nombre de sites en offre de marché
- sites NON RÉSIDENTIELS -**



Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

**Figure 4 Nombre de sites en offre de marché
- sites RÉSIDENTIELS -**

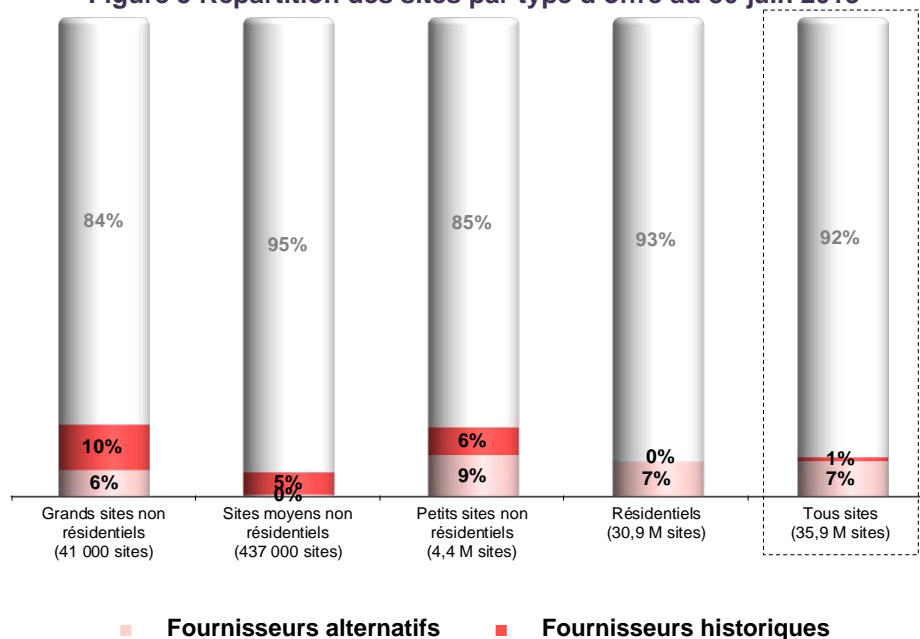


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 juin 2013, environ 672 000 sites non résidentiels et 2 276 000 sites résidentiels sont en offre de marché.

3.3 Parts de marché au 30 juin 2013

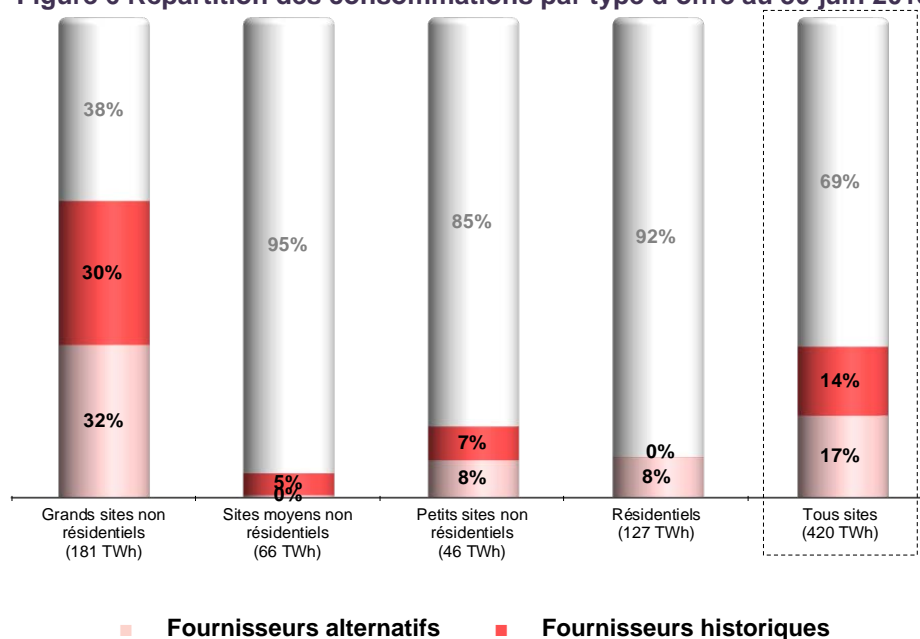
Figure 5 Répartition des sites par type d'offre au 30 juin 2013



Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 juin 2013, environ 8% des sites sont en offre de marché. Parmi eux, environ 88% ont fait le choix d'un fournisseur alternatif.

Figure 6 Répartition des consommations par type d'offre au 30 juin 2013

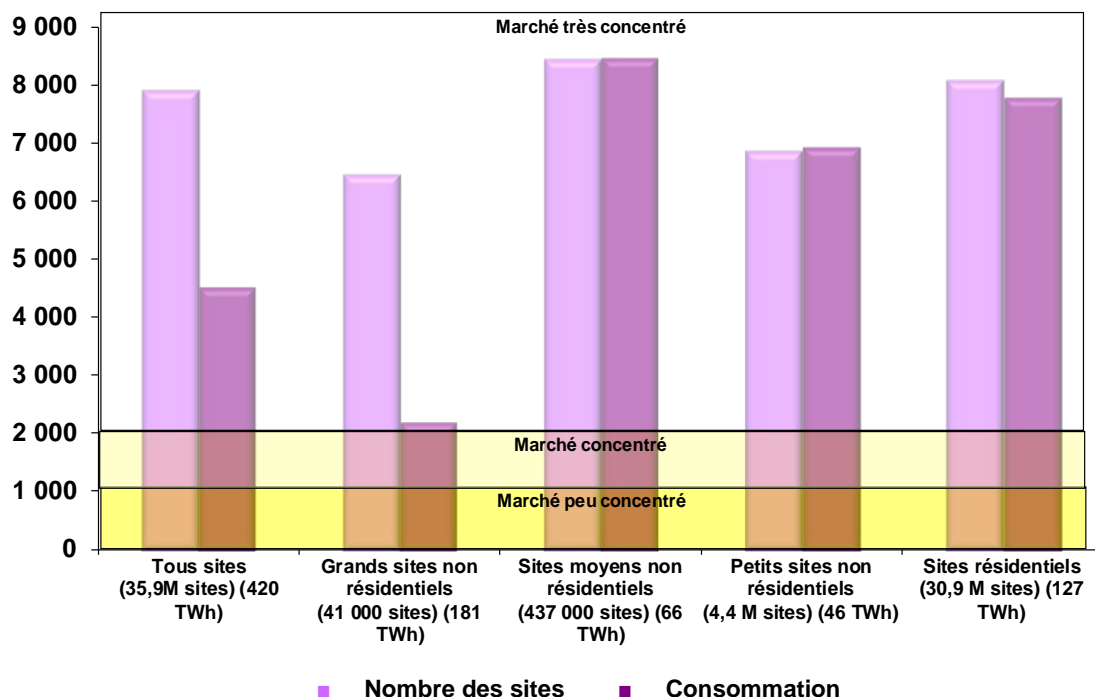


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

3.4 Indice HHI par segment de marché

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)³ en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail. Cet indice mesure la concentration du marché sur chaque segment de clientèle au 30 juin 2013.

Figure 7 Indice HHI par segment de marché



Source : GRD, RTE – Analyse : CRE

³ 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 et du gaz, 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.

3.5 Données sur le dispositif ARENH

La loi du 7 décembre 2010 a instauré le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), qui donne le droit à tout fournisseur d'acheter de l'électricité d'origine nucléaire à EDF à prix régulé. Cette électricité est exclusivement destinée à l'alimentation de clients finals situés en France métropolitaine.

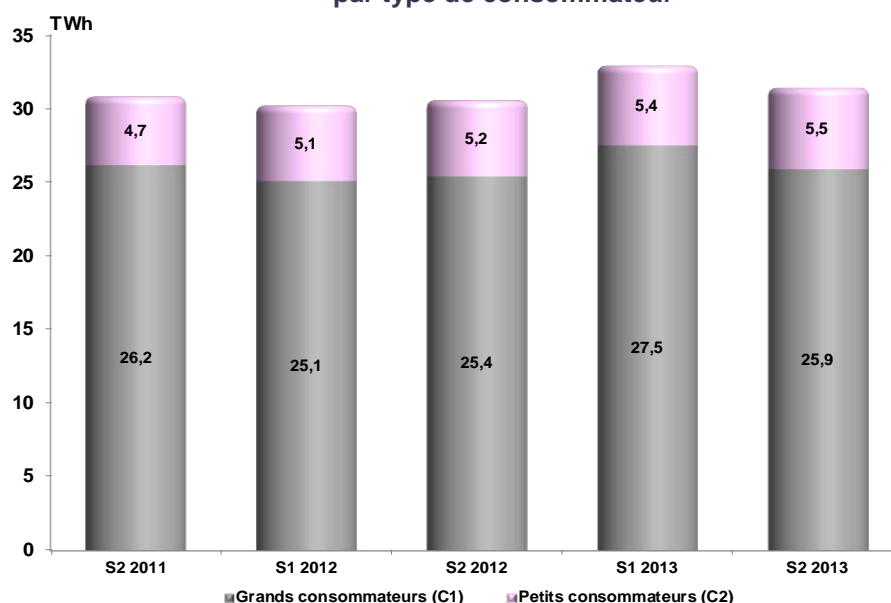
Les textes d'application définissent les modalités d'accès à l'ARENH : le décret du 28 avril 2011 décrit ainsi la procédure à suivre pour qu'un fournisseur soit déclaré éligible à l'ARENH, puis en fasse la demande, ainsi que le principe d'un complément de prix qui assure la neutralité financière pour EDF et le fournisseur dans le cas où le volume alloué est supérieur au droit du fournisseur constaté ex-post.

Le volume d'ARENH alloué à un fournisseur dépend de la consommation prévisionnelle, mesurée sur un certain nombre d'heures défini par l'arrêté du 17 mai 2011, de son portefeuille de clients sur la période de livraison à venir.

Les périodes de livraison sont de douze mois avec des guichets semestriels qui permettent aux fournisseurs de réviser le volume d'ARENH nécessaire à couvrir la consommation de leurs clients, sous des contraintes de monotonie et de volume global qui ne peut excéder 100 TWh par an pour l'ensemble des fournisseurs.

Le produit livré est défini par l'arrêté du 16 mai 2011 et peut être de deux formes, selon que le fournisseur alimente des clients profilés relevant des profils RES et PRO, dits petits consommateurs (catégorie C2) ou des clients ne relevant pas de cette catégorie, dits grands consommateurs ainsi que les acheteurs pour les pertes (catégorie C1). Jusqu'en 2015, le produit livré pour la catégorie C1 est plat, tandis que le produit livré pour la catégorie C2 est modulé. Par ailleurs, le prix de l'ARENH a été fixé par l'arrêté du 17 mai 2011 à 40 €/MWh du 1^{er} juillet 2011 au 31 décembre 2011, puis à 42 €/MWh à compter du 1^{er} janvier 2012.

Figure 8 Quantité d'ARENH livrée par semestre
- par type de consommateur -



Source : CRE

Conformément à l'article L. 366-5 du code de l'énergie, la CRE publie sur son site la liste des fournisseurs (33 au total) ayant signé un accord-cadre avec Electricité de France : <http://www.cre.fr/media/fichiers/marches/liste-des-fournisseurs-ayant-signé-un-accord-cadre-avec-electricite-de-france>

3.6 Fournisseurs d'électricité actifs au 30 juin 2013

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE⁴ et actifs⁵ au 30 juin 2013



Fournisseur, Marques commerciales		Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites Résidentiels
Fournisseurs alternatifs⁶ d'électricité					
Alpiq Energie		•			
Direct Energie – EBM Entreprises SAS		•		•	•
Edenkia		•			
E.ON Energie		•	•		
Enercoop		•	•	•	•
Axpo		•			
Enovos		•			
Enel France		•			
Energem				•	•
GDF Suez		•		•	•
Lampiris				•	•
VATTENFALL		•			






⁴ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs à partir du moteur de recherche des fournisseurs par code postal.

⁵ Un fournisseur est dit actif sur un segment donné s'il remplit l'une de ces conditions :

- il a au moins un site en contrat unique ;
- il est responsable d'équilibre d'au moins un site en CARD/CART ;
- il est responsable d'équilibre et a livré une partie de la consommation d'un site au cours du trimestre précédent.

⁶ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif.

Fournisseur, Marques commerciales		Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites Résidentiels
Iberdrola		●			
Planète UI				●	●

Fournisseurs historiques ⁷ d'électricité					
Alterna		●	●	●	●
EDF	 	●	●	●	●
GEG Source d'Energies		●	●	●	●
Sélia				●	●

Sources : GRD, RTE, énergie-info – Analyse : CRE

La table recense les fournisseurs qui, au dernier jour du trimestre de l'observatoire et pour chaque segment de clientèle :

- sont inscrits dans le moteur de recherche des fournisseurs par code postal, en ligne sur le site www.energie-info.fr⁸ ;
- sont nationaux, c'est-à-dire qu'ils ont déclaré proposer des offres dans au moins 90% des communes de France métropolitaine raccordées au réseau de l'électricité (hors Corse) ;
- sont actifs, c'est-à-dire qu'ils remplissent l'une de ces conditions :
 - avoir au moins un site en contrat unique ;
 - être responsable d'équilibre d'au moins un site en CARD/CART ;
 - être responsable d'équilibre et avoir livré une partie de la consommation d'un site au cours du trimestre précédent.

Les fournisseurs qui n'ont pas souhaité s'inscrire sur le moteur de recherche des fournisseurs par code postal ou qui n'ont pas déclaré desservir plus de 90% des communes ne sont pas cités.

Au 30 juin 2013, environ 160 fournisseurs non nationaux d'électricité sont actifs sur le territoire, dont les fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution⁹). Ces fournisseurs présents localement ou régionalement sur le territoire proposent des offres à un ou plusieurs segments de clientèle.

⁷ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur historique.

⁸ Mis en ligne en septembre 2008, le moteur de recherche est construit à partir des renseignements donnés volontairement par les fournisseurs. Le site internet www.energie-info.fr est développé par la CRE et le médiateur national de l'énergie, en collaboration avec la DGCCRF et la DGEC.

⁹ Voir le glossaire pour la définition d'une entreprise locale de distribution.

4. Analyse en dynamique : Deuxième trimestre 2013

4.1 Tableau de synthèse du trimestre écoulé

Les ventes brutes mensuelles d'un fournisseur correspondent au nombre de sites ayant conclu un contrat au cours du trimestre considéré à l'occasion d'une mise en service ou d'un changement de fournisseur. Les ventes brutes, en offre de marché ou au tarif réglementé, mesurent l'efficacité commerciale du fournisseur en termes d'acquisition de nouveaux sites.

AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	T2 2013	T1 2013	T2 2013	T1 2013
Ventes brutes totales, dont :	945 000	999 000	121 000	212 000
• fournisseurs historiques	785 000	809 000	109 000	190 000
• fournisseurs alternatifs	160 000	190 000	12 000	22 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	16,9%	19,0%	9,9%	10,3%

Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Note technique : Les données de ventes brutes sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont calculées à partir des données réelles.

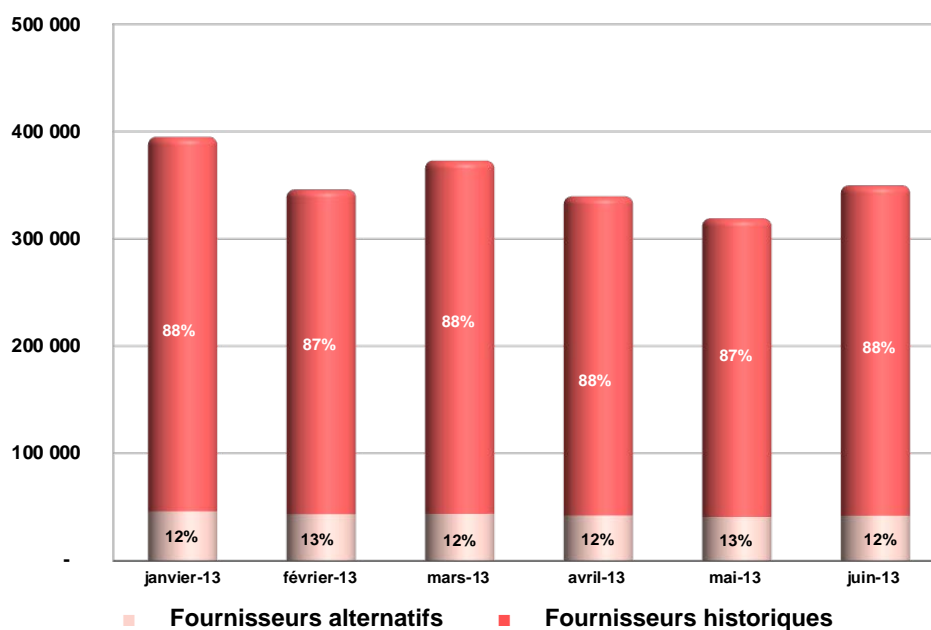
4.2 Ventes brutes sur les mois écoulés

Figure 9 Ventes brutes totales mensuelles



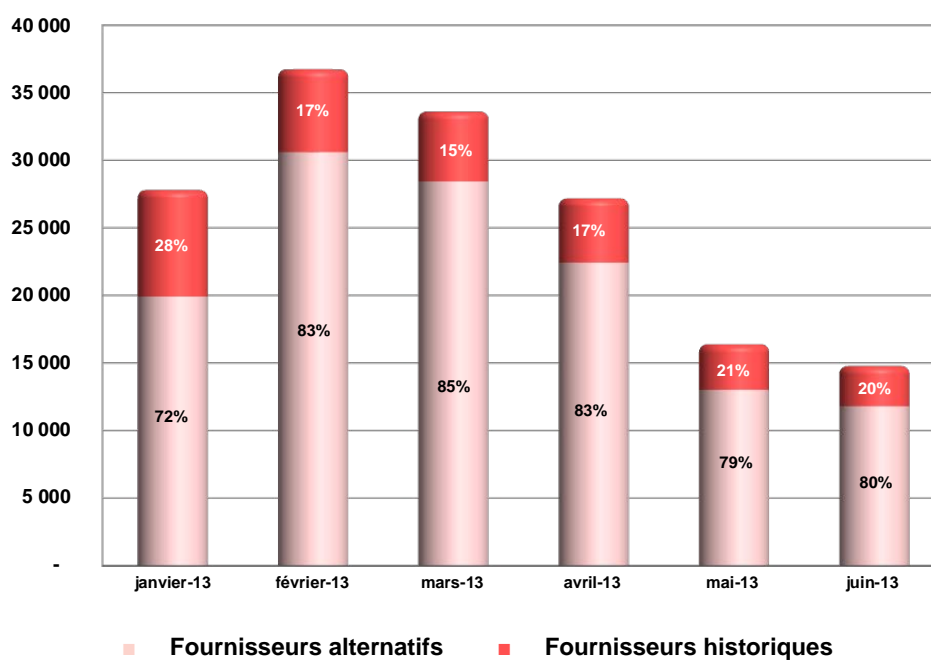
Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Figure 10 Répartition mises en services par type de fournisseur



Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Figure 11 Répartition des changements de fournisseur par type de fournisseur



Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

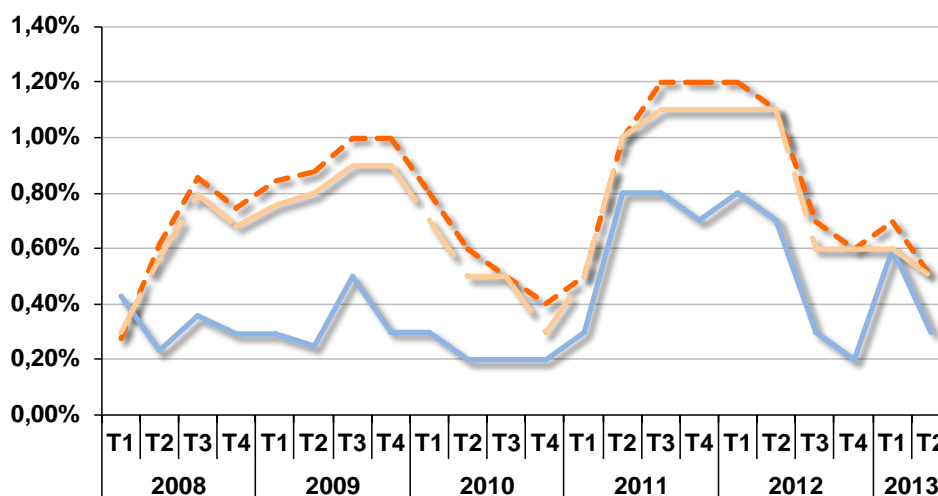
4.3 Taux de changement de fournisseur (taux de switch)

D'après la définition de l'EREG, le changement de fournisseur est défini comme l'action par laquelle un consommateur change de fournisseur. Un switch est considéré comme le mouvement librement choisi d'un client (défini en termes d'un contrat ou les points d'approvisionnement et la quantité d'électricité ou de gaz associé au contrat) d'un fournisseur à un autre. L'activité de switch est définie comme le nombre de changements dans une période de temps donnée. Le taux de switch est alors le ratio du nombre de changements de fournisseurs ajouté aux mises en services des fournisseurs alternatifs dans la zone desservant le client sur le nombre total des clients éligibles dans chaque segment de clientèle. Il est à noter que le taux de switch ne tient pas compte des contrats renégociés sans qu'il y ait changement de fournisseurs.

La méthode de calcul du taux de switch établie par l'EREG est la suivante :

- Somme sur une période (typiquement un trimestre)
 - Des changements de fournisseur chez tous les fournisseurs
 - Des mises en service de nouveaux sites
 - chez les fournisseurs alternatifs
 - chez les fournisseurs historiques en dehors de leur zone historique de desserte
- Divisée par le nombre de sites à la fin de la période

Figure 12 Évolution du taux de switch par segment de clientèle



--- Sites résidentiels

— Sites non résidentiels

— Tous sites

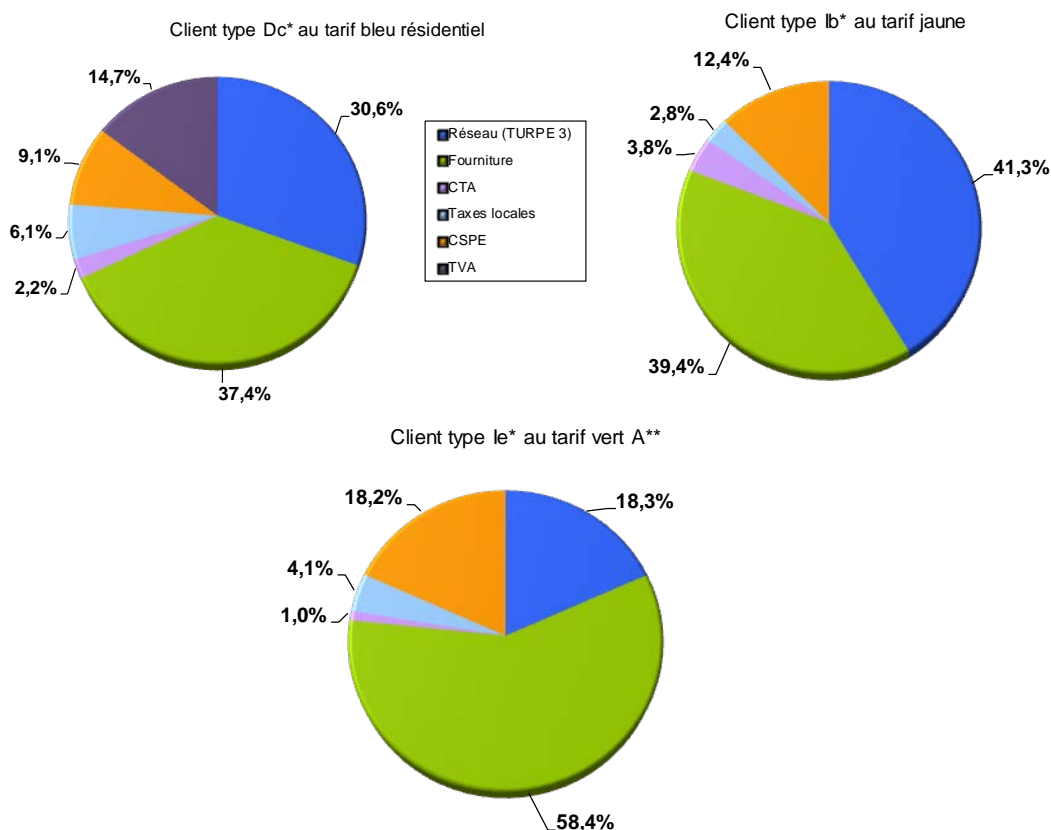
Sources : RTE, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au cours du deuxième trimestre 2013, 0,5% des clients résidentiels ont soit :

- changé de fournisseur
- effectué une mise en service par un fournisseur alternatif
- effectué une mise en service par un fournisseur historique en dehors de sa zone de desserte.

5. Prix de vente sur le marché de détail de l'électricité

5.1 Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente au 31 mai 2013¹⁰



Source : Analyse CRE

* Selon la définition de client type d'Eurostat :

Dc : client résidentiel consommation entre 2500 et 5000 KWh

Ib : client industriel consommation entre 20- 500 MWh

le : client industriel consommation entre 20 000 et 70 000 MWh

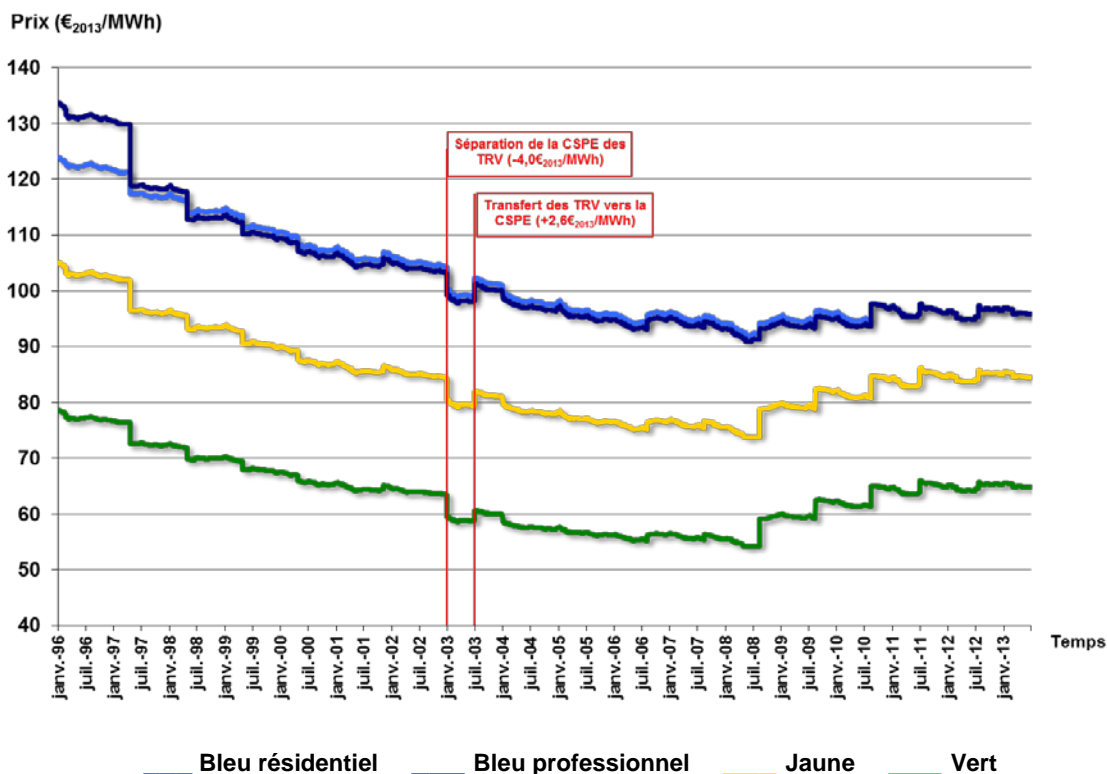
** Note : Pour les tarifs jaunes et les tarifs verts A, la TVA ne figure pas parmi les postes de coûts couverts par la facture car les clients à ces tarifs bénéficient généralement d'une exonération de TVA. Les clients au tarif vert A sont reliés au réseau de distribution.

- **Réseau**: part du tarif réglementé de vente couvrant les coûts d'acheminement supportés par les fournisseurs évalués par le tarif TURPE 3 (le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité).
- **Fourniture**: part du tarif réglementé de vente couvrant la fourniture de l'électricité.
- **CTA**: Contribution Tarifaire d'Acheminement qui permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières.
- **Taxes locales**: les nouvelles taxes ont été redéfinies par la loi NOME. Les graphiques prennent en compte la valeur maximale réglementaire prévue.
- **CSPE**: Contribution au Service Public de l'Électricité permettant de compenser les opérateurs supportant des charges de service public de l'électricité et à financer le budget du Médiateur National de l'Energie.

¹⁰ Du 1^{er} juin au 30 juin, le tarif réseau est le Turpe 3 bis.

5.2 Evolution des tarifs réglementés de vente de l'électricité sur le marché de détail

Figure 13 Historique des tarifs réglementés de vente d'électricité hors taxes en euros constants 2013 (sur la base du portefeuille clients EDF à la fin 2010)



Source : Analyse CRE

Date	Tarifs Bleus	Tarifs jaunes	Tarifs verts
16 août 2008	+ 2%	+ 6%	+ 8%
15 août 2009 *	+ 1,9%	+ 4%	+ 5%
15 août 2010 *	+ 3,2%	+ 4,5%	+ 5,5%
1 ^{er} juillet 2011	+ 1,7%	+ 3,2%	+ 3,2%
23 juillet 2012	+ 2%	+2%	+2%
*Hausse moyenne tenant compte d'une modification tarifaire en structure.			

5.3 Evolution de la facture annuelle au tarif réglementé de vente

La facture annuelle est donnée pour un client moyen au tarif bleu base avec une puissance souscrite de 6 kVA (consommation de 2 400 KWh), et pour un client moyen au tarif bleu HP/HC avec une puissance souscrite de 9 kVA (consommation de 8 500 KWh, répartie en 54% heures pleines et 46% heures creuses). La facture couvre le tarif réglementé de vente, la CSPE, la CTA, les taxes locales et la TVA¹¹.

Figure 14 Evolution de la facture annuelle d'électricité pour un client moyen au tarif Base 6 kVA

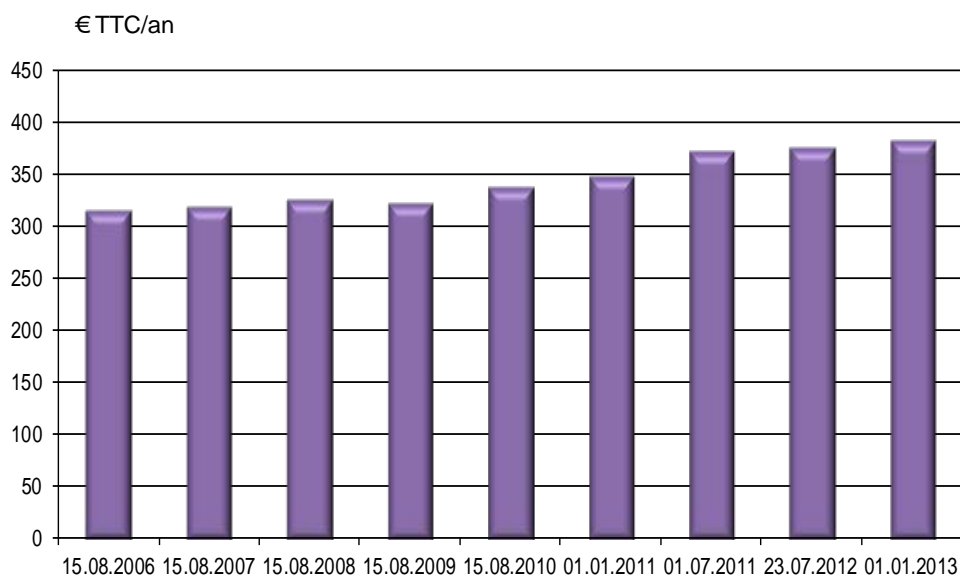
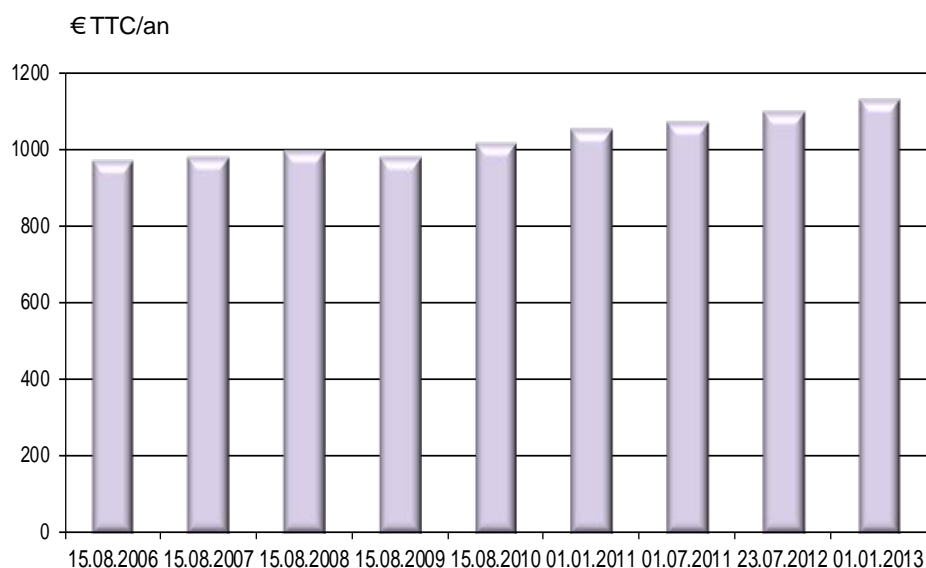


Figure 15 Evolution de la facture annuelle d'électricité pour un client moyen au tarif HP/HC 9 kVA



Source : CRE

¹¹ Depuis le 1er trimestre 2011, les taxes locales ont été établies sur la base du maximum réglementaire prévu.

5.4 Comparaison des offres

Deux offres existent sur le marché :

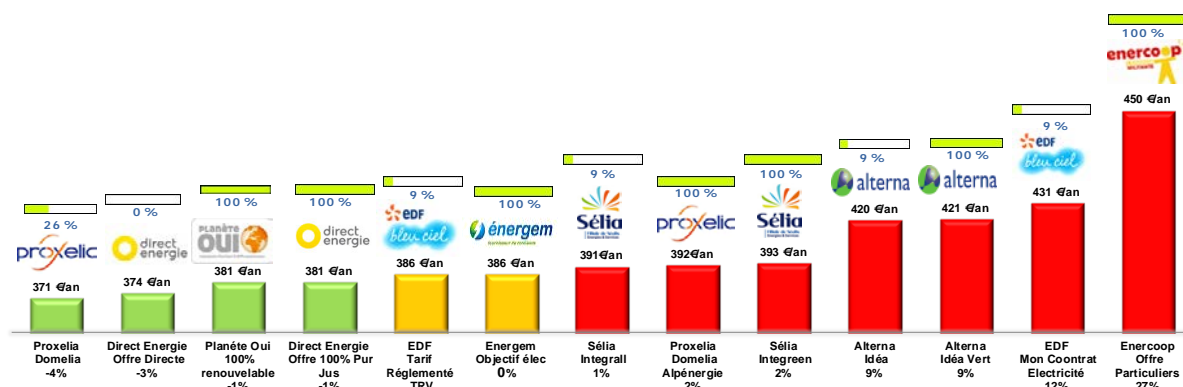
- les tarifs réglementés de vente
- les offres de marché, soit à prix indexé sur les tarifs réglementés de vente, soit à prix fixe indépendant des tarifs réglementés de vente (dont le prix est fixé pour une durée d'au moins un an ici)

Les graphiques suivants présentent les différentes offres proposés par les fournisseurs d'électricité au 30 juin 2013 pour deux types de clients situés à Paris :

- Un client en option Base consommant 2 400 kWh
- Un client en Heures Pleines/Heures Creuses consommant 8 500 kWh

Les factures sont présentées TTC et hors promotion éventuelle.

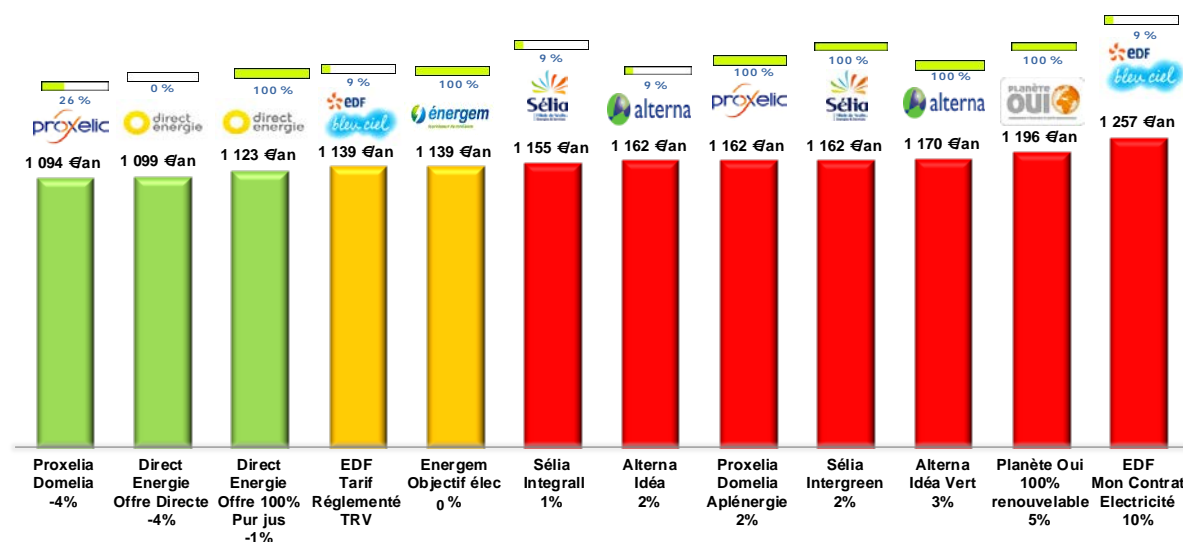
Figure 16 Comparaison des offres à prix indexé sur le tarif réglementé de vente pour un client type Base



Exemple de lecture : L'offre Domelia Base proposée par Proxelia au 30 juin est 4% inférieure au tarif réglementé de vente.

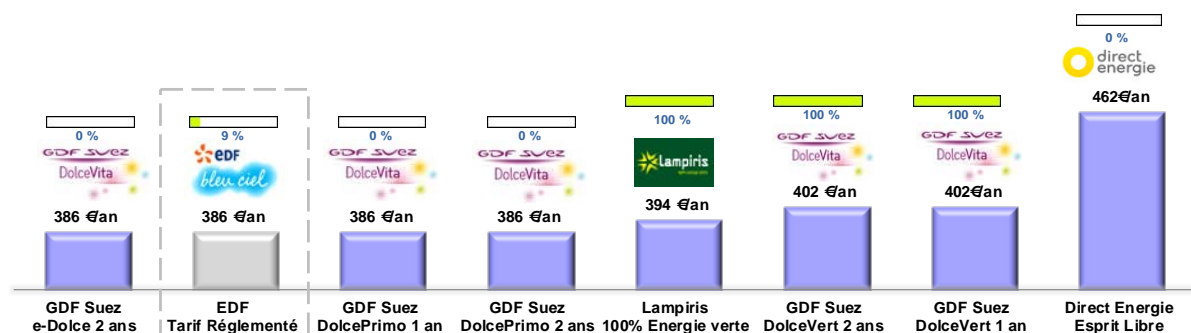
Source: Compareur d'offres énergie-info

Figure 17 Comparaison des offres à prix indexé sur le tarif réglementé de vente pour un client type HP/HC



Source: Compareur d'offres énergie-info

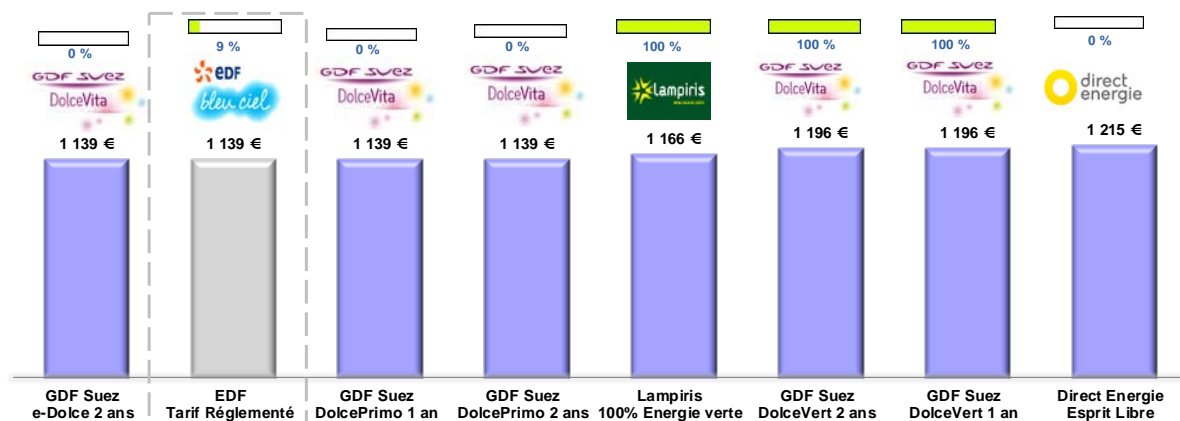
Figure 18 Comparaison des offres à prix fixe pour un client type Base



Le niveau du tarif réglementé est présenté à titre indicatif susceptible d'évoluer au moins une fois par an.

Source: Comparateur d'offres énergie-info

Figure 19 Comparaison des offres à prix fixe pour un client type HP/HC



Le niveau du tarif réglementé est présenté à titre indicatif susceptible d'évoluer au moins une fois par an.

Source: Comparateur d'offres énergie-info

Le marché de gros de l'électricité

1. Introduction

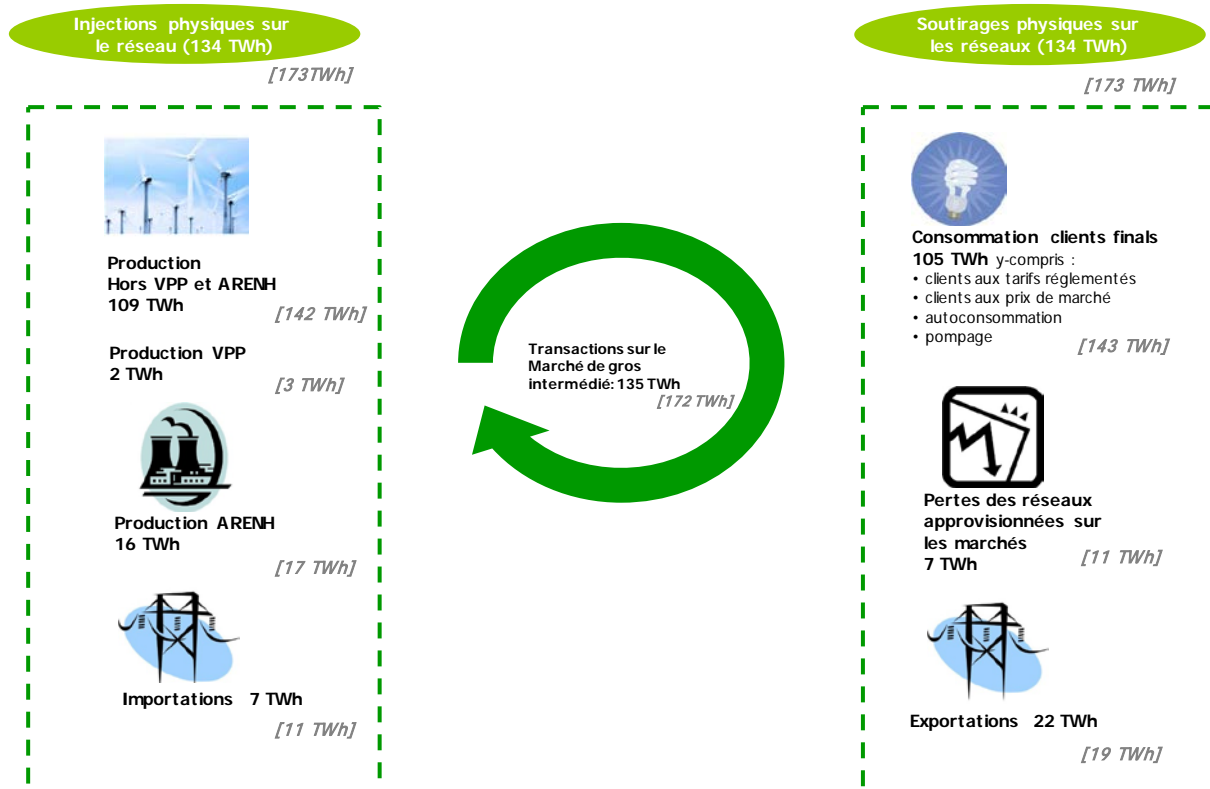
1.1 Les principales dates concernant le marché de gros français

- **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 VPP¹²
- **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** : création du marché infra-journalier suisse d'EPEX SPOT, couplé aux marchés infra-journalier français et allemand

¹² 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 second 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 [T1 2013] et T2 2013 - Analyse : CRE

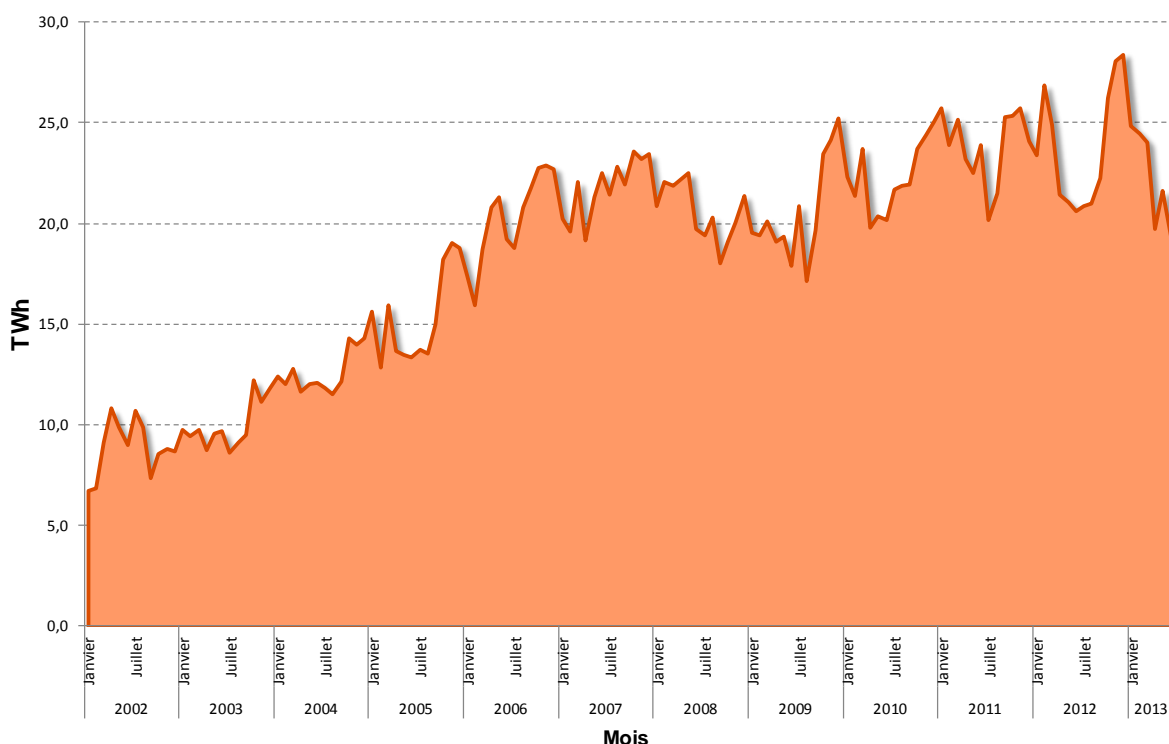
2. Activité sur le marché de gros français

2.1 Activité sur le marché de gré à gré

L'essentiel du commerce de gros de l'électricité s'effectue sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (société de courtage et plateformes de négoce). La CRE a rendu publics (cf. cahier d'indicateurs électricité) les volumes agrégés des transactions effectuées via ces intermédiaires.

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



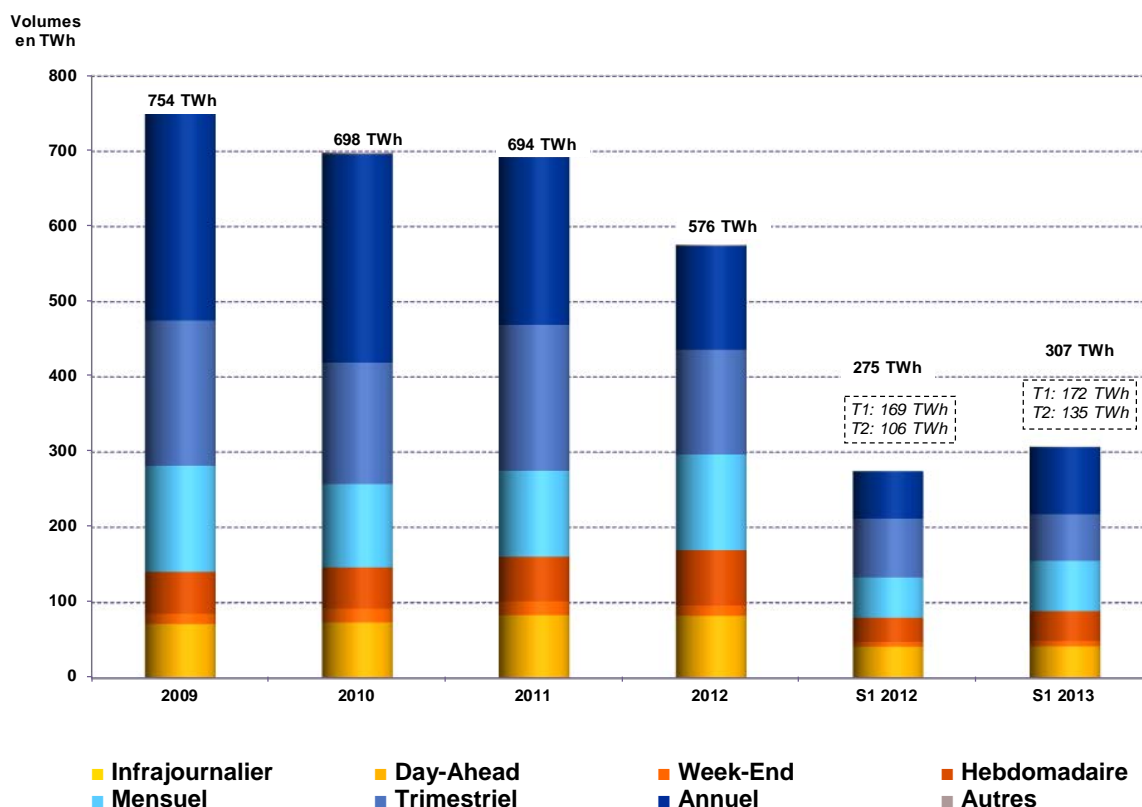
Source : RTE – Analyse : CRE

Le volume des livraisons sur le marché de gré à gré s'élève à 60,5 TWh au second trimestre 2013. En baisse de 12,7 TWh par rapport au trimestre précédent et de près de 2,5 TWh par rapport à la même période l'année dernière, ce volume a représenté 68% de la consommation nationale, contre 77% au premier trimestre 2013 et près de 60% à la même période en 2012.

2.2 Evolution du négoce sur le marché intermédiaire français

Le marché intermédiaire français de l'électricité regroupe le négoce effectué sur les marchés organisés et sur les plateformes de courtage (OTC intermédiaire). Les évolutions commentées sur la période sont observables dans la section *Développement du négoce en France* des indicateurs électricité publiés par la CRE.

Figure 21 Vue globale du négoce sur le marché de gros français intermédié au second trimestre 2013



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

Produits spot¹³ :

Près de 22 TWh ont été échangés sur le marché Spot au second trimestre 2013 : les volumes sont en baisse de plus de 6,6 TWh par rapport au trimestre précédent, et de 2,3 TWh par rapport à 2012 à la même période.

Le marché de l'intraday a représenté 4% du total des volumes échangés sur le spot (contre 3,7% au trimestre précédent), la quasi-totalité des échanges se réalisant sur EPEX SPOT. L'activité est cependant en baisse avec 0,87 TWh échangés (-0,2 TWh par rapport au trimestre précédent) pour un peu plus de 37 000 transactions (contre 39 000 au trimestre précédent). Les échanges cross-border représentent 67% des volumes et 76% des transactions, des chiffres en forte hausse par rapport au premier trimestre 2013 (respectivement 33% et 43%).

Sur le *day-ahead*, les volumes ont fortement reculé par rapport au trimestre précédent (-18%) et dans une moindre mesure par rapport au second trimestre 2012 (-10%). Cette évolution est le résultat de baisses des volumes sur les marchés OTC (-23% par rapport au trimestre précédent) et dans une moindre mesure sur le marché organisé (-16%). La part des volumes *day-ahead* négociés sur EPEX SPOT s'établit à 73% au second trimestre 2013, en légère hausse par rapport au trimestre précédent (71%) et vis-à-vis du même trimestre en 2012 (72%).

Produits à terme¹⁴ :

¹³ Depuis le 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.

¹⁴ 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.

Au second trimestre 2013, plus de 109 TWh ont été échangés sur l'ensemble des produits à terme¹⁵, en baisse de près de 25% par rapport au trimestre précédent mais en hausse de 33% par rapport au second trimestre 2012. Avec plus de 7 700 transactions, la liquidité s'est réduite de moitié par rapport au trimestre précédent, mais est en légère hausse vis-à-vis de 2012 à la même période (+4%).

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 (-25% en volumes) : la très grande majorité des échanges pour les produits à terme se fait sur les marchés OTC avec plus de 95% des volumes et des transactions au second trimestre 2013. On note, à l'inverse, une hausse de 1,28 TWh des volumes sur EPD France (soit +31% par rapport au trimestre précédent), ces derniers étant par ailleurs en hausse de 175% par rapport au second trimestre 2012.

La baisse des volumes échangés par rapport au trimestre précédent s'explique par une baisse du produit mensuel de 21 TWh, ce dernier devenant le moins échangé au second trimestre 2013 tandis qu'il enregistrait les volumes les plus importants au trimestre précédent. Les volumes échangés sur le produit annuel sont en hausse de plus de 8 TWh, ce contrat passant ainsi en tête des produits échangés, tandis que le produit trimestriel passe en seconde position avec cependant des volumes en baisse de 4 TWh. Sur le marché OTC, les produits annuels (43% des volumes) arrivent devant les produits trimestriels (26%) et mensuels (21%). Sur la bourse, les produits annuels arrivent largement en tête des échanges (52% des volumes), devant les produits trimestriels (26% des volumes), mensuels et enfin hebdomadaires (respectivement 17% et 8% des volumes sur la bourse).

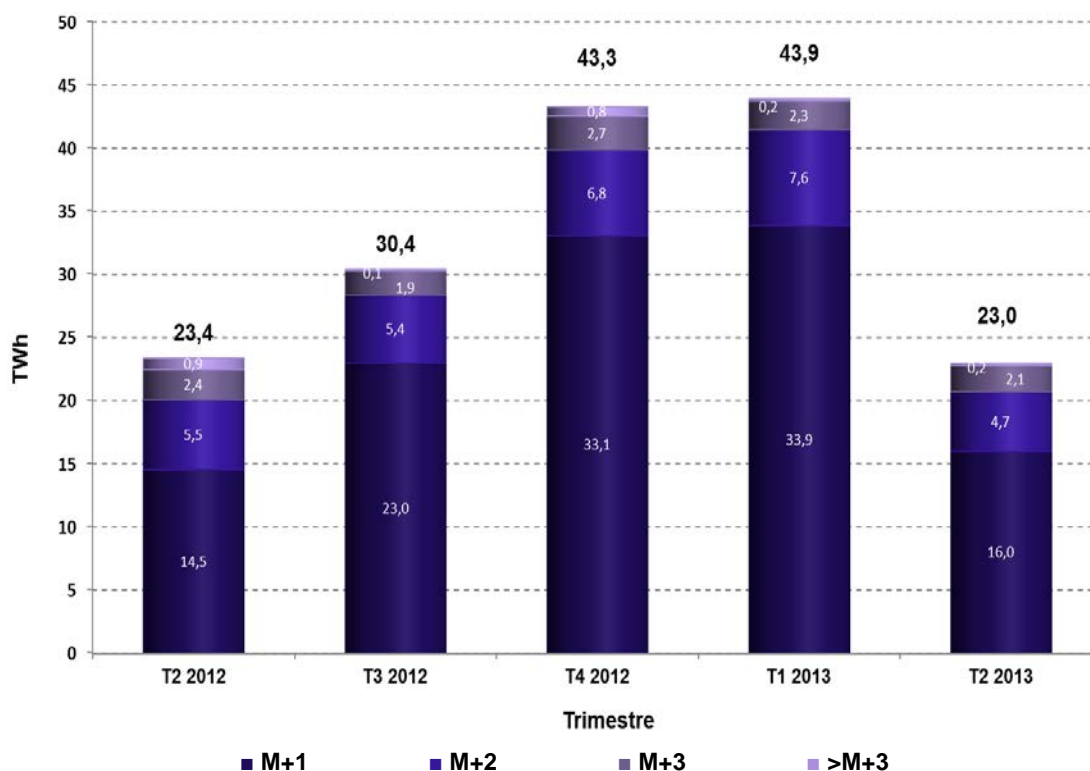
Produits mensuels :

Les volumes échangés sur les produits mensuels ont fortement chuté au cours du second trimestre 2013 : 2 200 transactions de produits mensuels représentant 23 TWh ont eu lieu, soit un volume en baisse de 21 TWh par rapport au trimestre précédent, mais relativement stable (-2%) par rapport à 2012 à la même période.

Derrière cette baisse globale se dévoile principalement la réduction des volumes sur les contrats M+1 (-17,9 TWh), tandis que les volumes sur les maturités M+2 et M+3 se sont beaucoup moins contractés (-2,9 TWh et -0,2 TWh respectivement). Le produit M+1 reste la maturité la plus liquide (70% des volumes), devant les contrats M+2 (21% des volumes) et M+3 (9% des volumes).

¹⁵ Les produits à terme dont la période de livraison est supérieure ou égale une semaine (Produits Hebdomadaires, Mensuels, Trimestriels ou Annuels).

Figure 22 Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire – produits mensuels



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

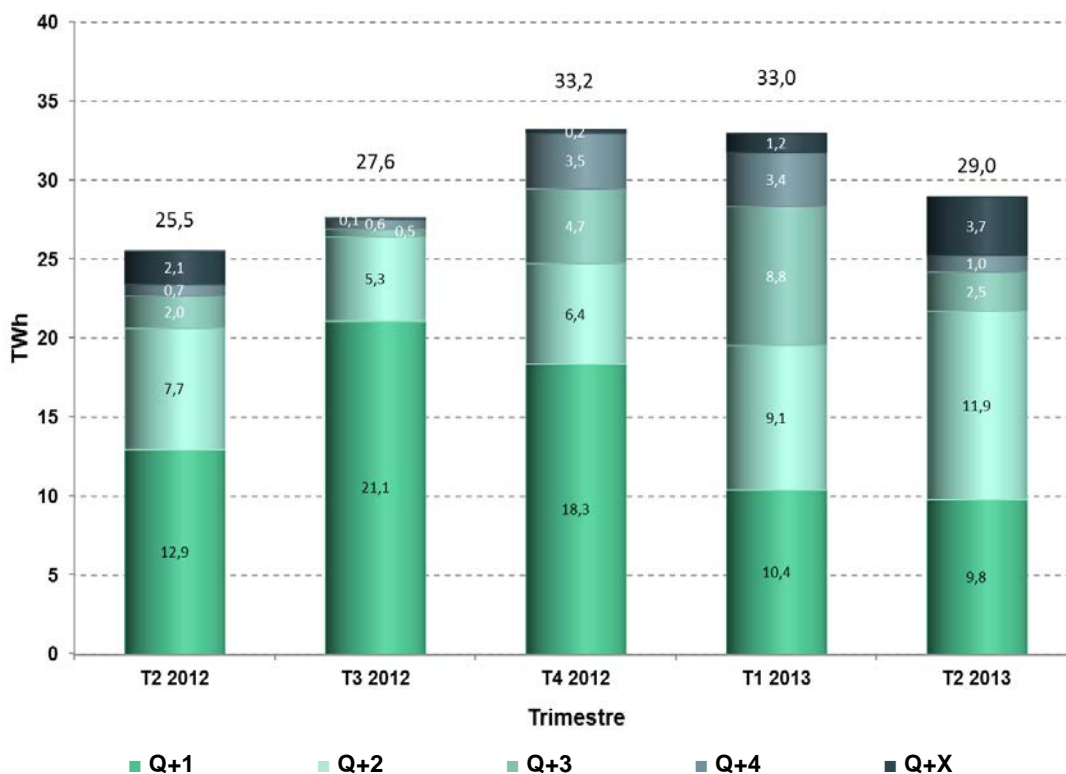
Produits trimestriels :

Le négoce de produits trimestriels au second trimestre 2013 a accusé une légère baisse. Les volumes échangés se sont élevés à 29 TWh pour 1 425 transactions, soit une réduction en volume de 12% par rapport au trimestre précédent, mais une hausse de 13% par rapport à 2012 à la même période.

Cette baisse des volumes vis-à-vis du premier trimestre 2013 provient de la réduction des volumes sur le contrat Q+3 (-6,3 TWh), et dans une moindre mesure des maturités Q+4 (-2,4 TWh) et Q+1 (-0,6 TWh). Ces contractions sont cependant altérées par des volumes en croissance sur les maturités Q+2 (+2,8 TWh) et plus lointaines (Q+5 à Q+9, en hausse de 2,4 TWh).

Comparativement à 2012 à la même période, les volumes sont en retrait de 3,2 TWh sur la maturité Q+1, mais en progression de 4,2 TWh sur le Q+2, de 0,45 TWh sur le Q+3 et 0,3 TWh sur le Q+4.

Figure 23 Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire – produits trimestriels



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

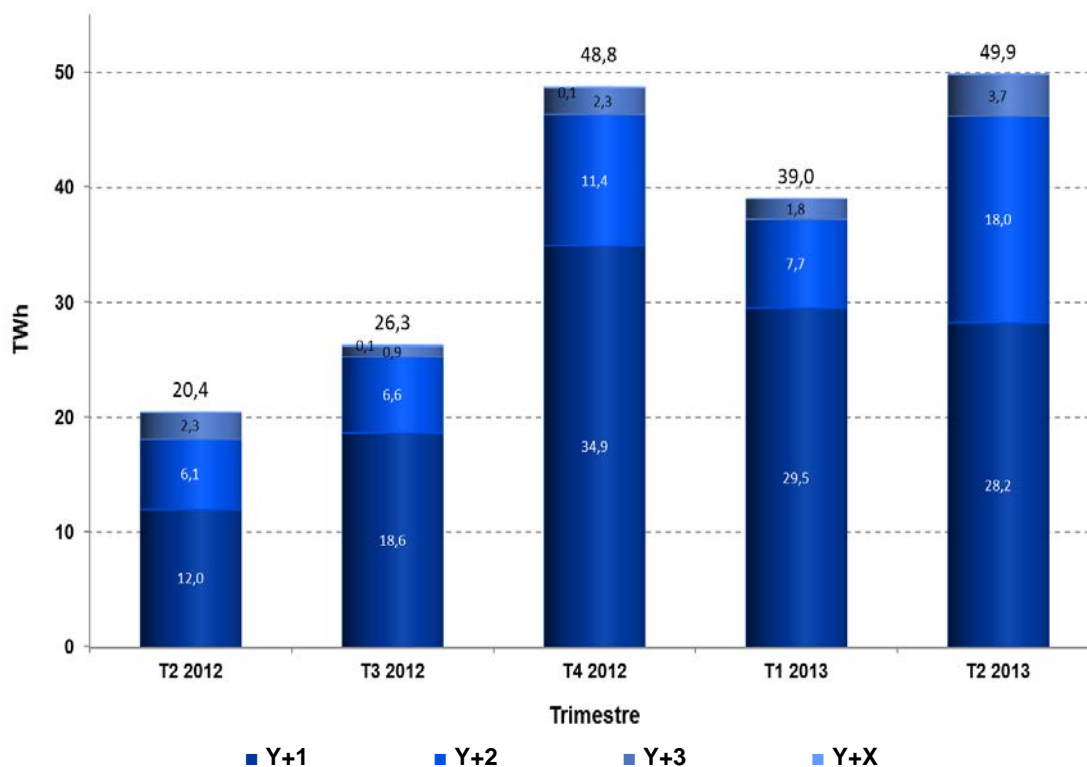
Produits calendaires :

Les volumes échangés sur les produits annuels ont été à la hausse au second trimestre 2013 avec plus de 49 TWh négociés pour 960 transactions, soit +28% et +8% respectivement par rapport au premier trimestre de 2013. Ces chiffres sont en progrès de 144% par rapport au second trimestre 2012 en termes de volumes, et de 139% en nombre de transactions.

La hausse des volumes par rapport au trimestre précédent concerne les maturités Y+2 (+10,3 TWh soit +133%) et Y+3 (+1,85 TWh soit +103%), tandis que les volumes échangés sur le produit Y+1 se sont légèrement réduits (-1,3 TWh soit -4%).

En comparaison avec le second trimestre de 2012, l'activité est en net progrès sur l'ensemble des contrats : les volumes augmentent de 135% sur la maturité Y+1, de 194% sur Y+2 et de 57% sur Y+3.

Figure 24 Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire – produits calendaires

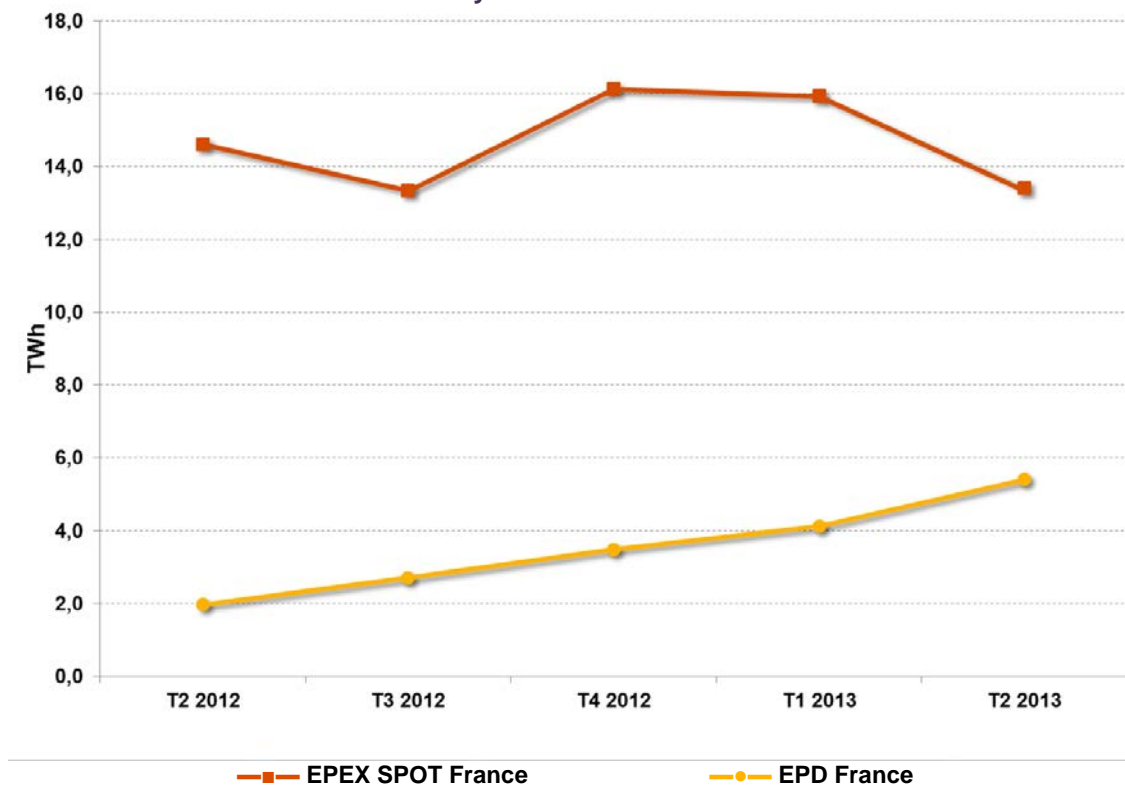


Sources : brokers, EPEX SPOT France, EPD France ; Analyse : CRE

2.3 Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Avec 13,4 TWh échangés, le volume en *day-ahead* échangé sur EPEX SPOT est en baisse de 16% au second trimestre 2013 par rapport au trimestre précédent, et de 8% par rapport à la même période l'année précédente. Avec 5,4 TWh négociés sur le marché *futures* d'EPD France, les volumes augmentent par rapport au trimestre précédent (+31%) et sont surtout en nette hausse par rapport à la même période en 2012 (+175%).

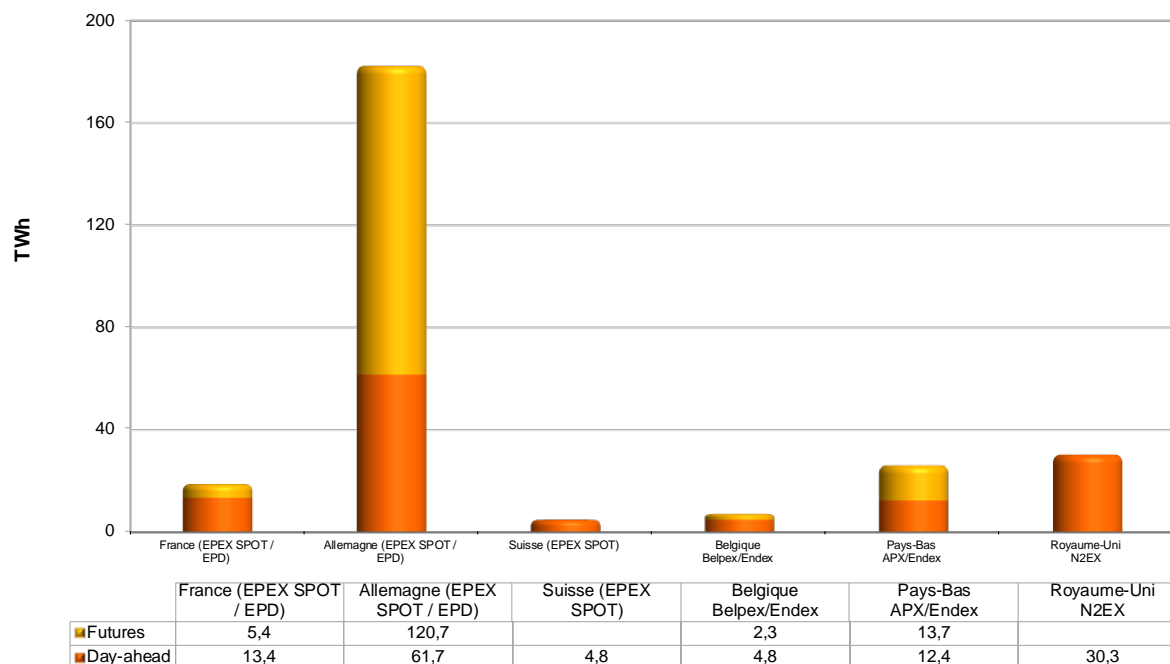
Figure 25 Volumes trimestriels échangés sur les marchés organisés français
- day-ahead et futures –



Sources: EPEX SPOT, EPD France

L'activité sur le marché *day-ahead* français se situe en troisième 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 sont désormais talonnés par ceux du marché APX aux Pays-Bas. L'activité sur le marché *futures* ayant très fortement chuté depuis le second trimestre 2012, elle s'inscrit à un niveau très inférieur au marché néerlandais dont les volumes ont fortement augmenté depuis le troisième trimestre 2012. Au second trimestre 2013, les volumes sont repassés au-dessus de ceux du marché à terme belge.

Figure 26 Volumes trimestriels échangés sur les principaux marchés organisés européens (hors OTC clearing) – Second trimestre 2013 –



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

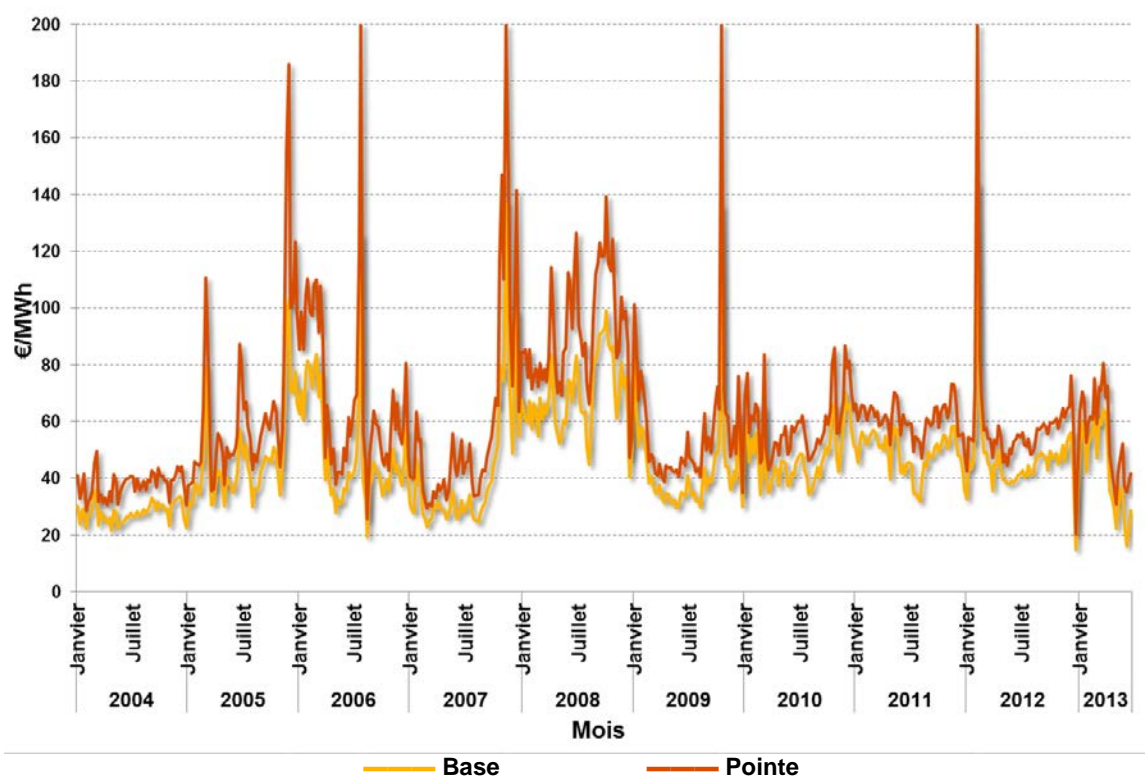
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne

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 33,4 €/MWh en base et 45,9 €/MWh en pointe au second trimestre 2013 pour la France, soit des baisses respectives de 38% et 11% par rapport au trimestre précédent. Les prix en base et pointe en 2012 à la même période étaient supérieurs de 19% et 11,4% respectivement, les prix du second trimestre 2013 ayant cependant connu un important épisode de pic de prix négatifs sur la journée du 16 juin.

Figure 27 Prix day-ahead France sur EPEX SPOT - moyennes hebdomadaires –

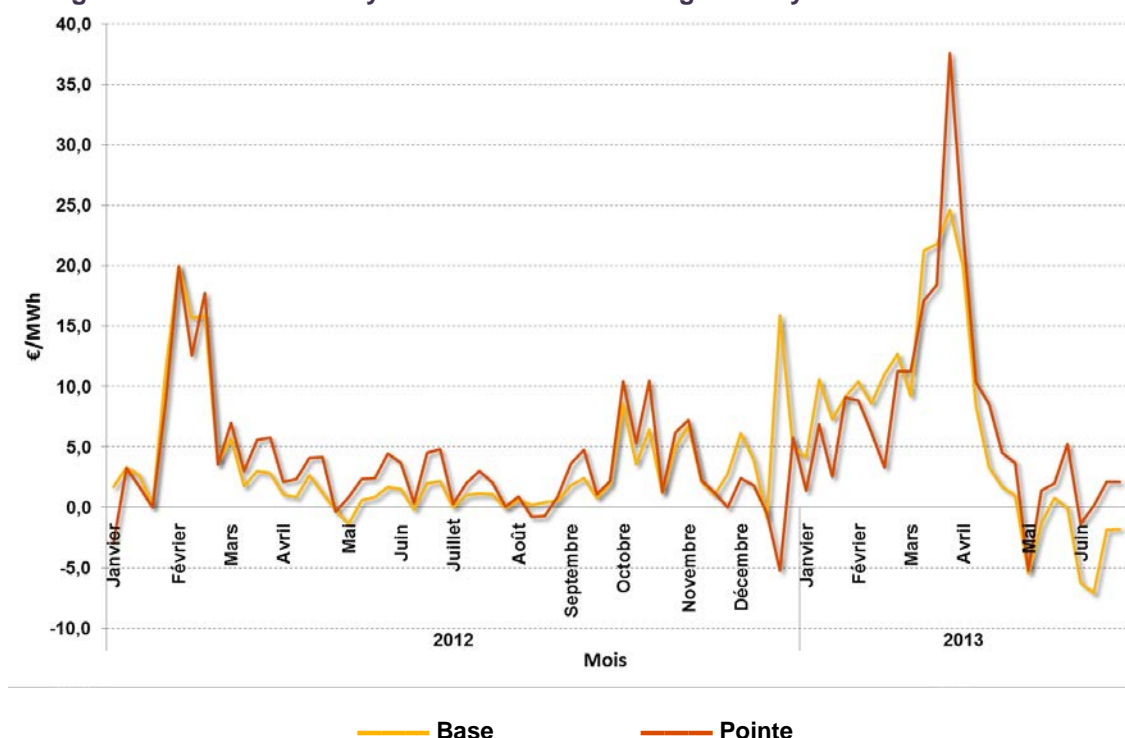


Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Sur le marché allemand, le prix spot s'est réduit de 23% en base comme en pointe par rapport au premier trimestre 2013, s'établissant respectivement à 32,6 €/MWh et 41,5 €/MWh. Ils sont inférieurs à ceux de 2012 à la même période, de 19% en base et de 15% en pointe.

Le différentiel de prix France-Allemagne s'est très fortement déprécié en moyenne trimestrielle, passant de 12 €/MWh à 0,88 €/MWh en base, et de 10,9 €/MWh à 4,3 €/MWh en pointe. Au second trimestre 2012, le spread en base était légèrement supérieur, à 1 €/MWh, mais le spread en pointe était très inférieur, à 2,75 €/MWh.

Figure 28 Différentiels day-ahead France – Allemagne - moyennes hebdomadaires -

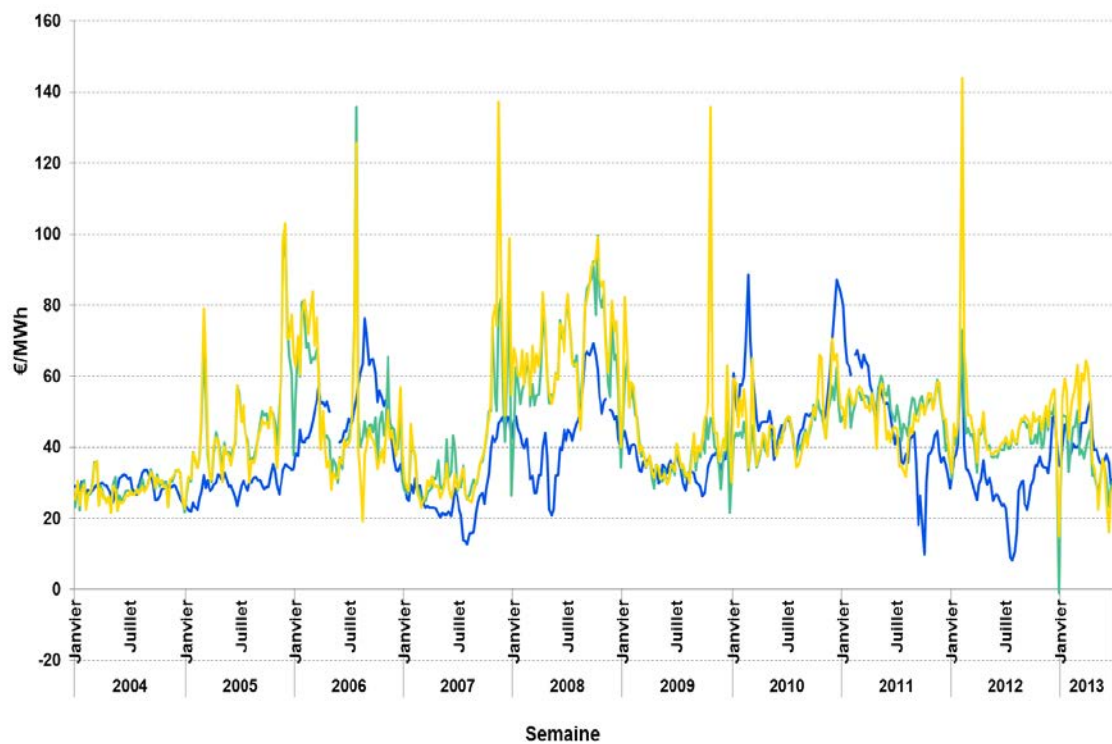


Sources : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Les prix base et pointe belges sont en baisse (-17% en base et -12% en pointe) par rapport au premier trimestre 2013. Les prix suisses sont également marqués à la baisse, les indices base et pointe chutant respectivement de 37% et 30%. Au Royaume-Uni, les prix base et pointe se réduisent plus faiblement, de 8,7% et 10% respectivement, ainsi que sur Nordpool où les indices base et pointe ont respectivement perdu 7,9% et 7% au second trimestre 2013. Dans la continuité du trimestre précédent, les prix espagnols et italiens continuent à se réduire, de 15% et 9,7% en base, et de 16,9% et 13,5% en pointe.

Les prix moyens allemand, belge et suisse qui étaient en ligne avec les prix français en base jusqu'au troisième trimestre 2012, continuent depuis d'en diverger, notamment en période hivernale. L'écart sur la base à 0,88 €/MWh reste faible du fait des importants prix négatifs du 16 juin 2013 en France, mais l'écart de prix pointe entre la France et l'Allemagne atteint 4,33 €/MWh (France plus chère, en hausse de 58% par rapport au second trimestre 2012). L'écart de prix moyen s'est fortement apprécié en faveur de la France avec certains pays : les spread base se valorisent à -13,4 €/MWh avec la Belgique (+478%), à -24 €/MWh avec le Royaume-Uni (+174%) et -24,1 €/MWh avec l'Italie (+153%). Les écarts de prix se sont inversés en faveur de la France vis-à-vis du marché Nordpool à -5,25 €/MWh (contre 12,2 €/MWh au trimestre précédent) et de l'Espagne à -0,79 €/MWh (contre près de 14 €/MWh au trimestre précédent). L'écart de prix base avec la Suisse s'est peu réduit, à -1,77 €/MWh contre -1,91 €/MWh au trimestre précédent.

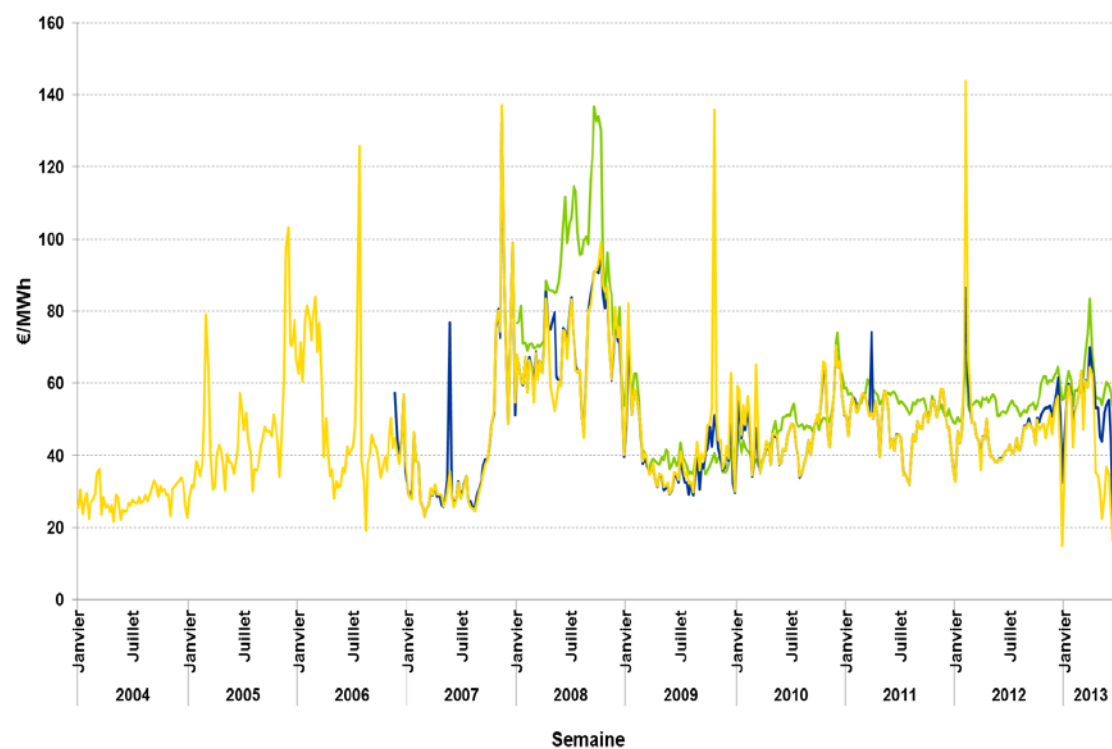
Figure 29 Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens - moyennes hebdomadaires -



— Nordpool

— Allemagne

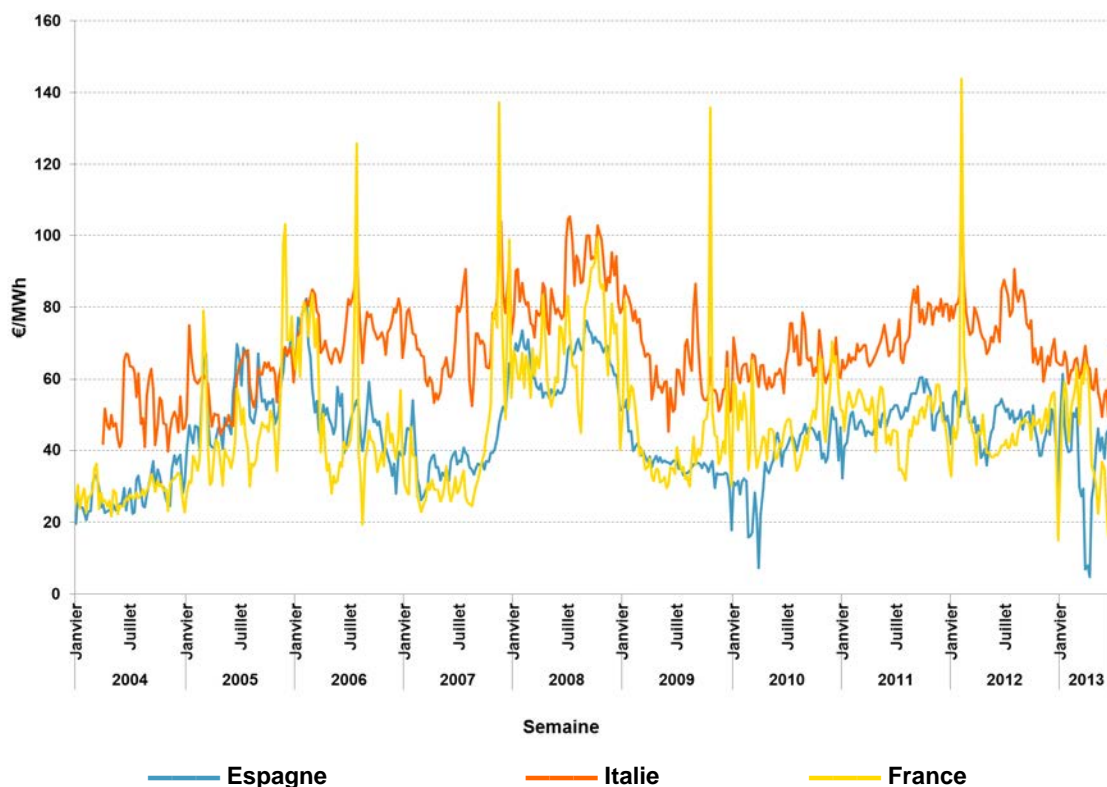
— France



— Belgique

— Royaume-Uni

— France



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

3.2 Prix futures

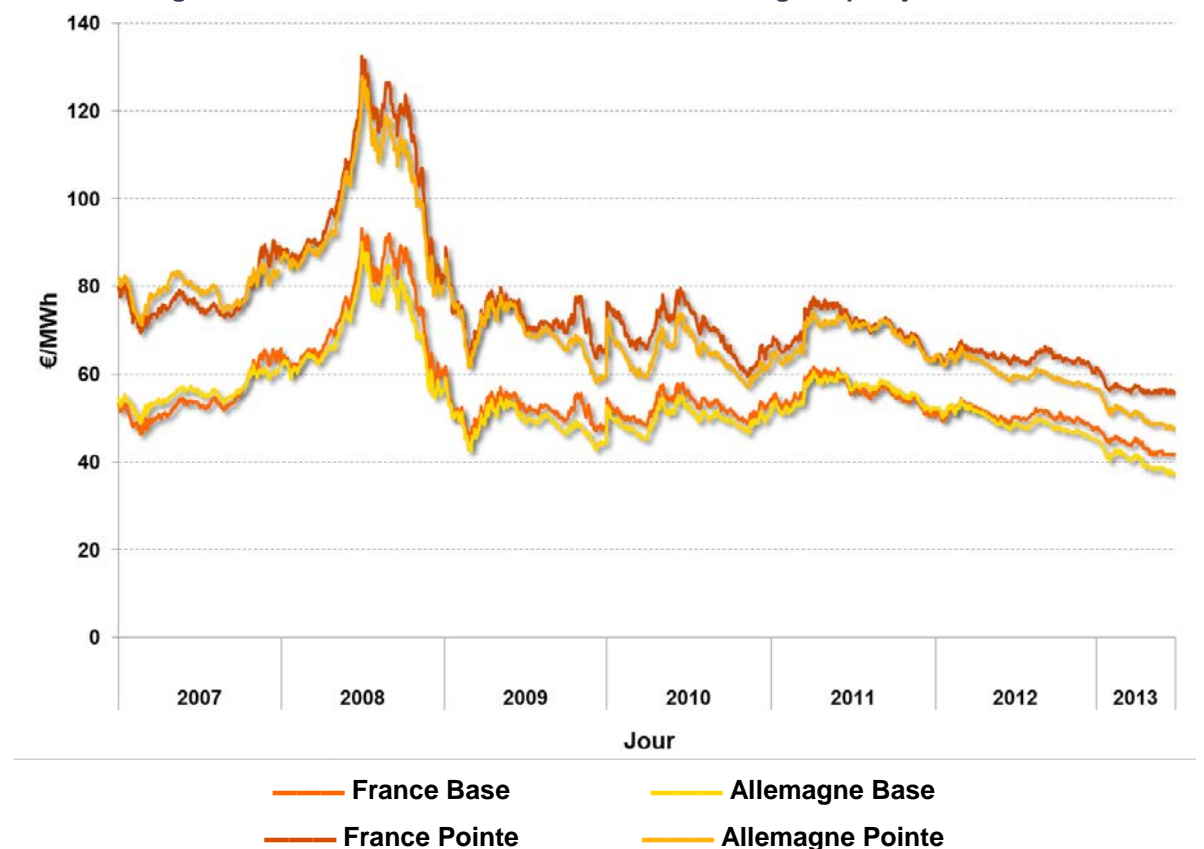
Produits calendaires :

Les prix des produits calendaires en France et en Allemagne ont évolué à la baisse sur T2 2013 par rapport à leur niveau en T1 2013.

Les prix du *future* annuel Y+1 en base a baissé de près de 2,7 €/MWh en France et de 3,2 €/MWh en Allemagne, s'établissant respectivement à 42,6 €/MWh et 38,9 €/MWh en moyenne.

En pointe, le prix du contrat Y+1 français a perdu 1,4 €/MWh à 56,2 €/MWh et le prix allemand s'est réduit de 3,6 €/MWh à 49,2 €/MWh.

Figure 30 Prix futures Y+1 en France et en Allemagne - prix journaliers –



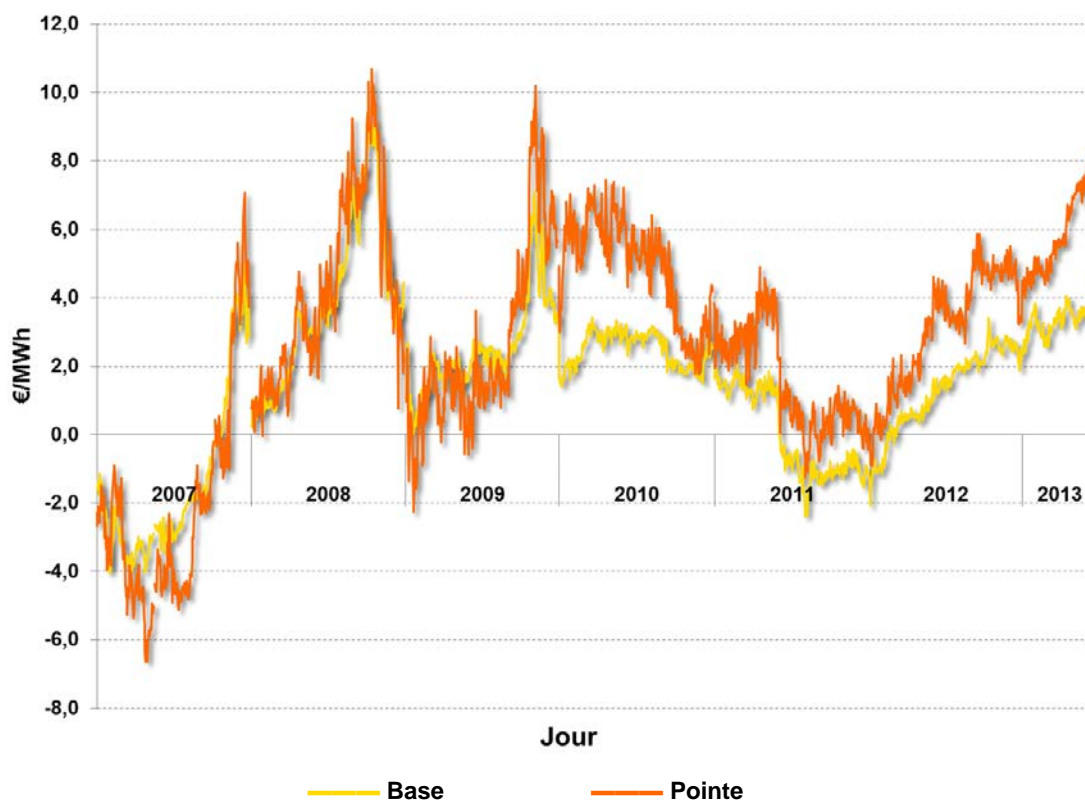
Sources : EPD France / Allemagne

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. 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 est en effet passé de 1,0 €/MWh au second trimestre 2012 à près de 2,6 €/MWh au quatrième trimestre. Au second trimestre 2013, cet écart est de 3,7 €/MWh, en hausse de 58% par rapport au trimestre précédent.

En pointe, l'écart de prix entre la France et l'Allemagne augmente également. De 3,0 €/MWh au second trimestre 2012, cet écart est monté à 4,1 €/MWh puis 4,6 €/MWh aux troisième et quatrième trimestres respectivement. Il atteint 7 €/MWh sur le second trimestre 2013, soit une hausse de plus de 2,1 €/MWh (+44%) par rapport au premier trimestre 2013.

Figure 31 Différentiels de prix futures Y+1 entre la France et l'Allemagne - différentiels de prix journaliers –

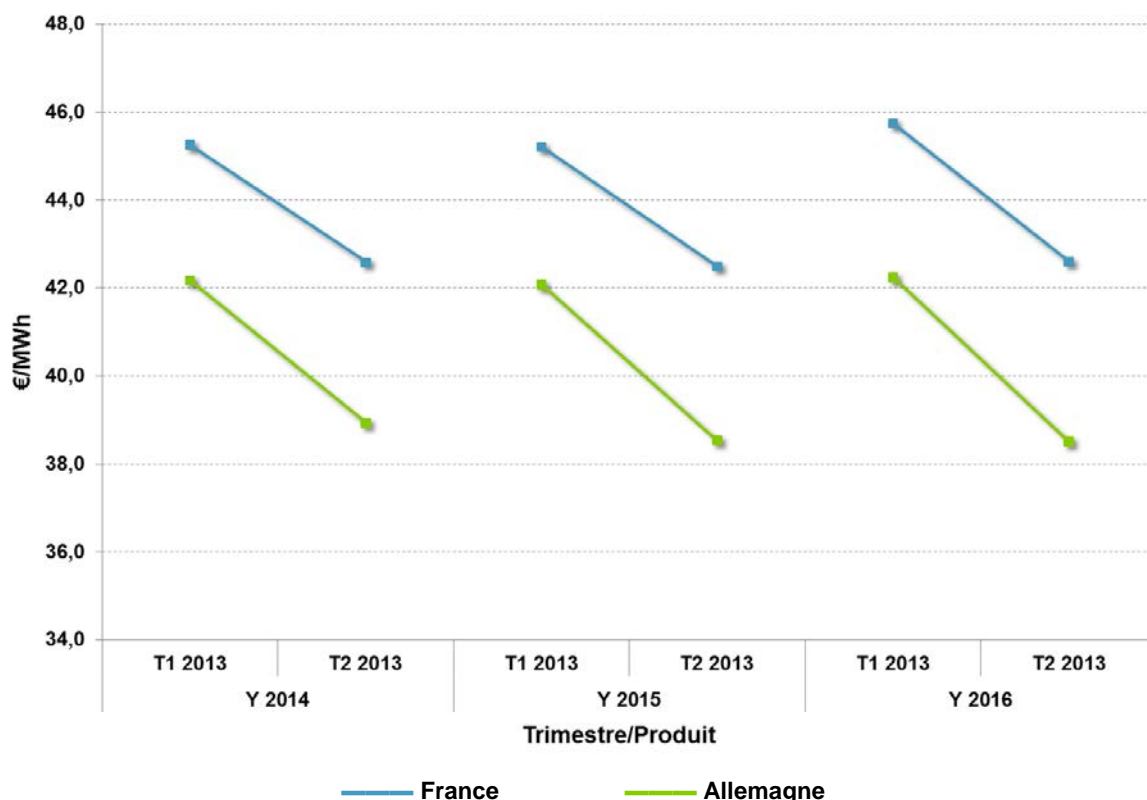


Sources : EPD France / Allemagne

Les prix Y+2 base diminuent de 2,7 €/MWh pour la France et de 3,5 €/MWh pour l'Allemagne. Les prix Y+3 base baissent de 3,2 €/MWh en France et de 3,7 €/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, passant de 0,5 €/MWh à près de 2,4 €/MWh du premier au quatrième trimestre 2012. Il était de 3,1 €/MWh au premier trimestre 2013 et approxime 4,0 €/MWh au second. 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 60 centimes au second trimestre 2013 à 4,1 €/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 32 Prix des produits calendaires pour la France et l'Allemagne - moyennes trimestrielles



Sources : EPD France / Allemagne

Produits trimestriels :

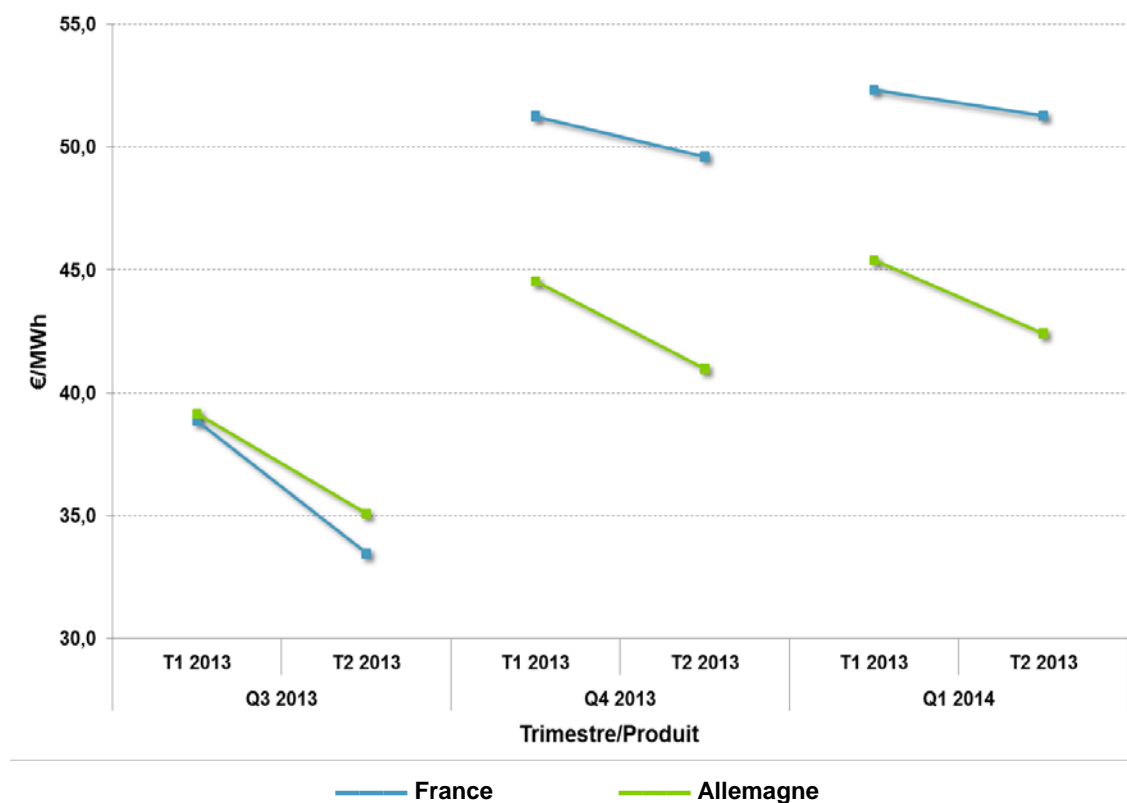
Au second trimestre 2013, les cours des produits Q3 2013 français et allemands se sont respectivement dépréciés de 5,56 €/MWh et 4,14 €/MWh en base, l'écart de prix s'accroissant en faveur de la France à -1,7 €/MWh. En pointe, l'écart de prix reste en faveur de l'Allemagne, mais diminue de 40 centimes à 1,7 €/MWh.

Dans une moindre mesure, les cours des produits Q4 2013 se sont également dépréciés : le cours du produit base perd 1,2 €/MWh à 49,6 €/MWh en France, et se réduit de 3,54 €/MWh à 41 €/MWh outre-Rhin. L'écart de prix s'accroît ainsi à 8,6 €/MWh en faveur de l'Allemagne. De façon similaire, l'écart de prix entre les produits pointe France et Allemagne s'est accru de 2,3 euros à 10 €/MWh.

Les produits Q1 2014 ont également évolué à la baisse, de façon similaire aux instruments Q4 2013, s'établissant en base à 51,2 €/MWh en France et 42,4 €/MWh en Allemagne. L'écart de prix augmente de près de 2 euros et atteint 8,8 €/MWh.

Enfin, les instruments Q2 2014, à la baisse également, s'établissent autour de 35,1 €/MWh en base, l'écart de prix étant quasi nul. Ce dernier est cependant de plus de 4 euros entre les prix pointes français (47,1 €/MWh) et allemand (42,9 €/MWh), le prix ayant baissé de 9% outre-Rhin contre 3,6% en France.

Figure 33 Prix des produits trimestriels pour la France et l'Allemagne - moyennes trimestrielles



Sources : EPD France / Allemagne

4. Les fondamentaux du marché de l'électricité

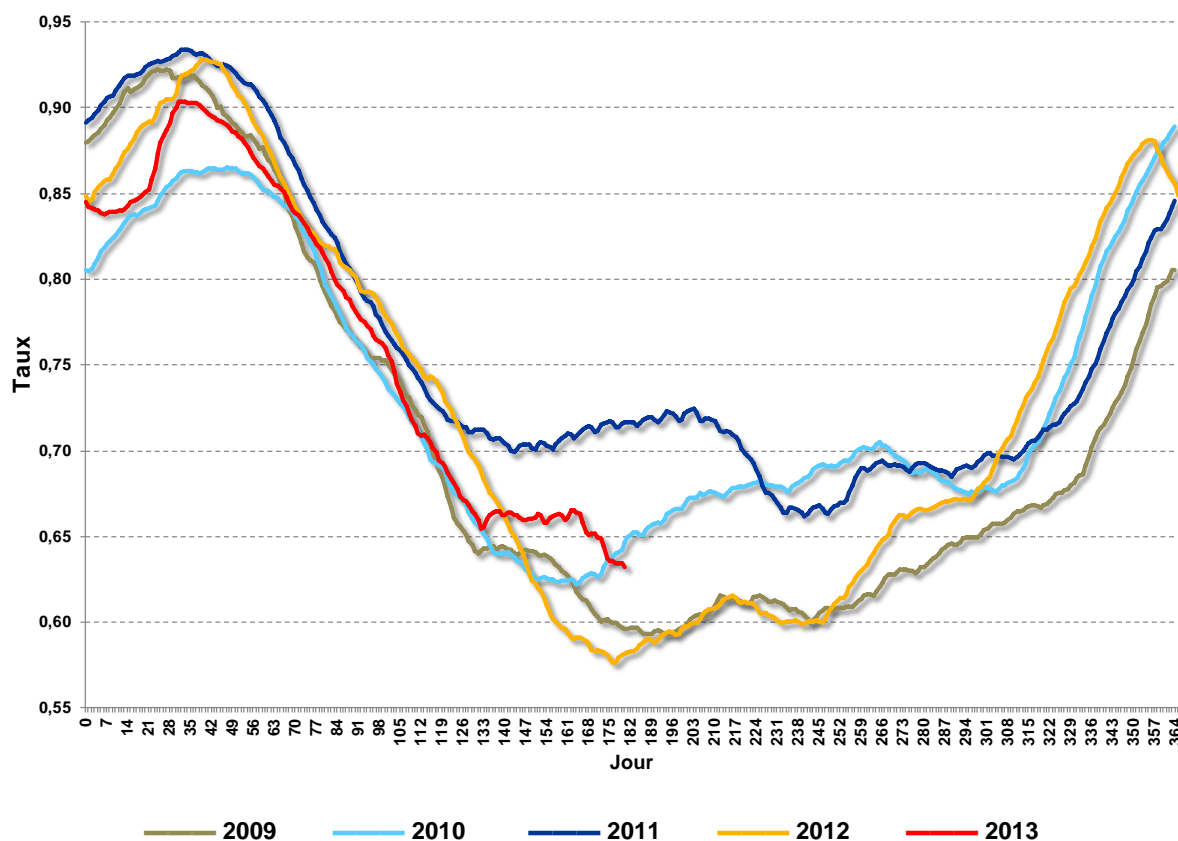
En moyenne trimestrielle, les prix à terme pour livraison en 2014 de l'électricité étaient orientés à la baisse entre T1 2013 et T2 2013 (cf. partie précédente) dans le sillage de la baisse des cours des combustibles et du CO₂.

Les prix à terme de l'électricité pour livraison en 2014 ont ainsi poursuivi la baisse entamée sur le dernier trimestre en 2012 (-6,0% par rapport à T1 2013). Cette baisse est concomitante à l'évolution à la baisse du cours de baril de pétrole brut (-4,3% pour le prix exprimé en euros). Sur la même période, les prix du charbon et du gaz étaient également à la baisse respectivement de 1,3% et 6,5%. Le prix du CO₂, quant à lui, a connu une baisse de 18,0% par rapport à T1 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 du charbon. Le prix moyen de l'électricité constaté au second trimestre a diminué de 15,6% contre 14,3% pour le charbon. La baisse de prix est encore plus importante pour le CO₂ atteignant un recul de 44,1%. Quant au prix du gaz, il a très légèrement progressé au second trimestre de 0,1% 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 légère hausse au 2^{ème} trimestre 2013 relativement au taux enregistré au 2^{ème} trimestre 2012 (68,6% contre 67,9%, soit une augmentation de 1,0%), mais en baisse par rapport au trimestre précédent (-19,9%), suivant la saisonnalité observée depuis plusieurs années. La hausse par rapport au 2^{ème} trimestre 2012 est la conséquence directe de l'augmentation du taux de disponibilité du parc nucléaire qui passe ainsi de 67,2% en 2012 à 70,5% en 2013 au second trimestre.

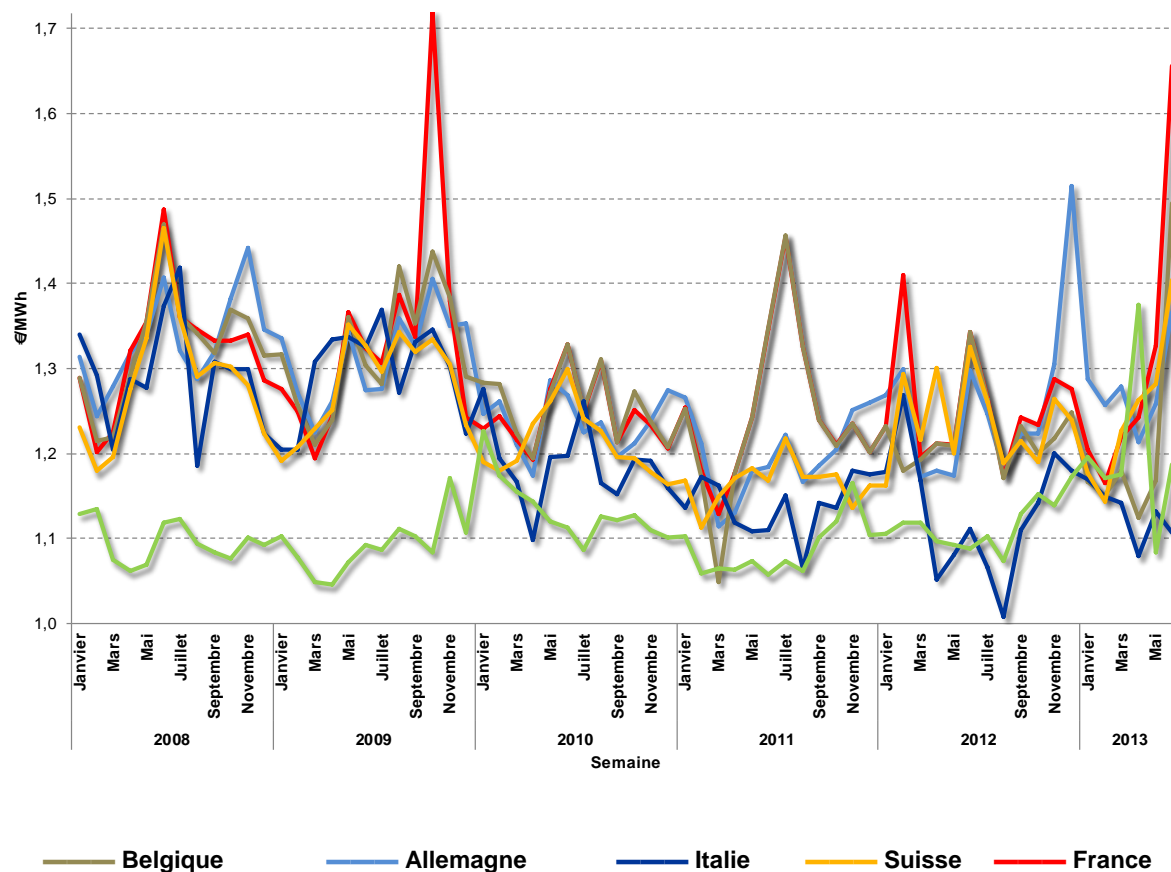
Figure 34 Taux de production du parc nucléaire : - moyenne mobile sur 30 jours -



Source : RTE , Analyse CRE

Le ratio Pointe/Base est en hausse au second trimestre 2013 (+17,8% en T2 2013 par rapport au T1 2013), ce qui se traduit par une légère augmentation de la divergence observée entre prix base et pointe en T2 2013. Cet écart s'explique par une diminution du prix spot base plus rapide que celle du prix spot pointe sur la période considérée (-38,3 % pour la base, -29,2% pour la pointe par rapport au T1 2013).

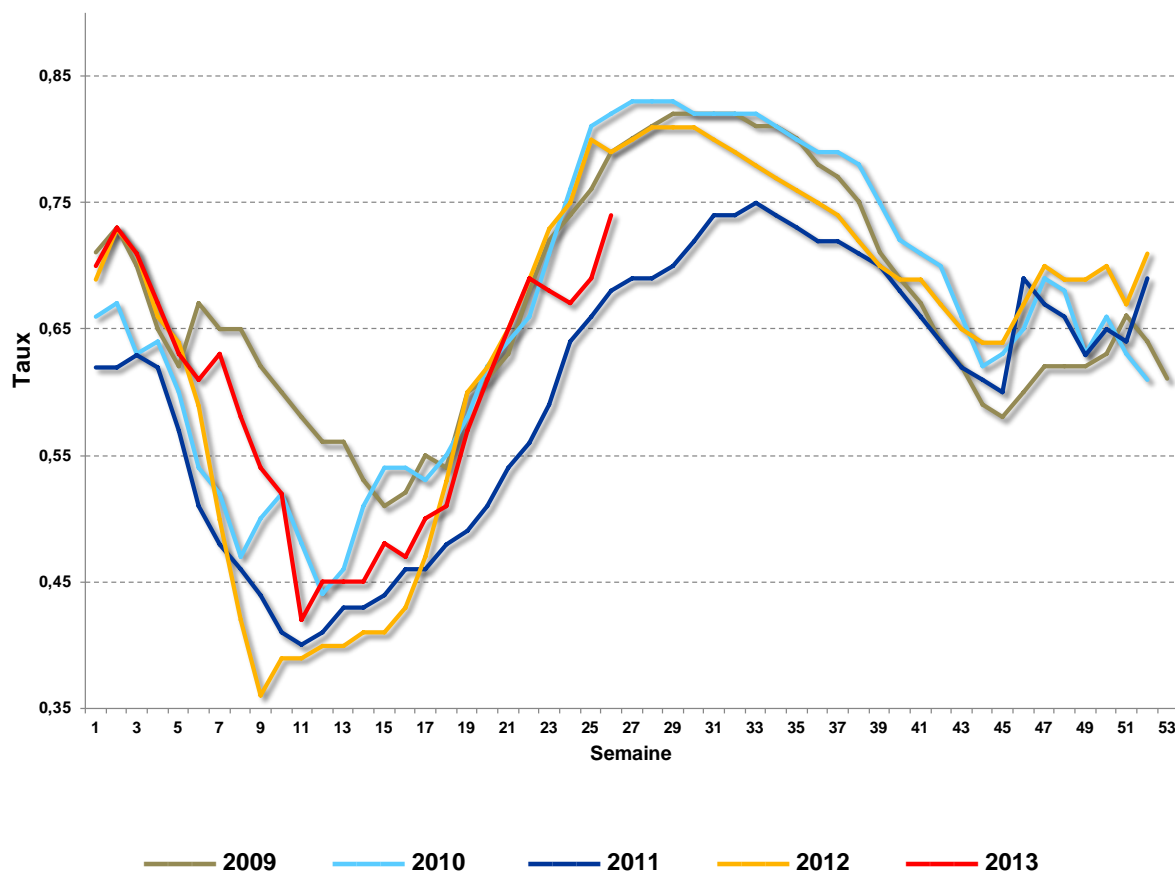
Figure 35 Ratio Pointe/Base – prix spots moyens



Source : EPEX SPOT, IPEX, Belpex, Omel

Le niveau des stocks hydrauliques a augmenté atteignant fin juin 74% contre 45% début avril. Il est toutefois inférieur relativement aux niveaux enregistrés l'année dernière à la même période.

Figure 36 Stocks hydrauliques

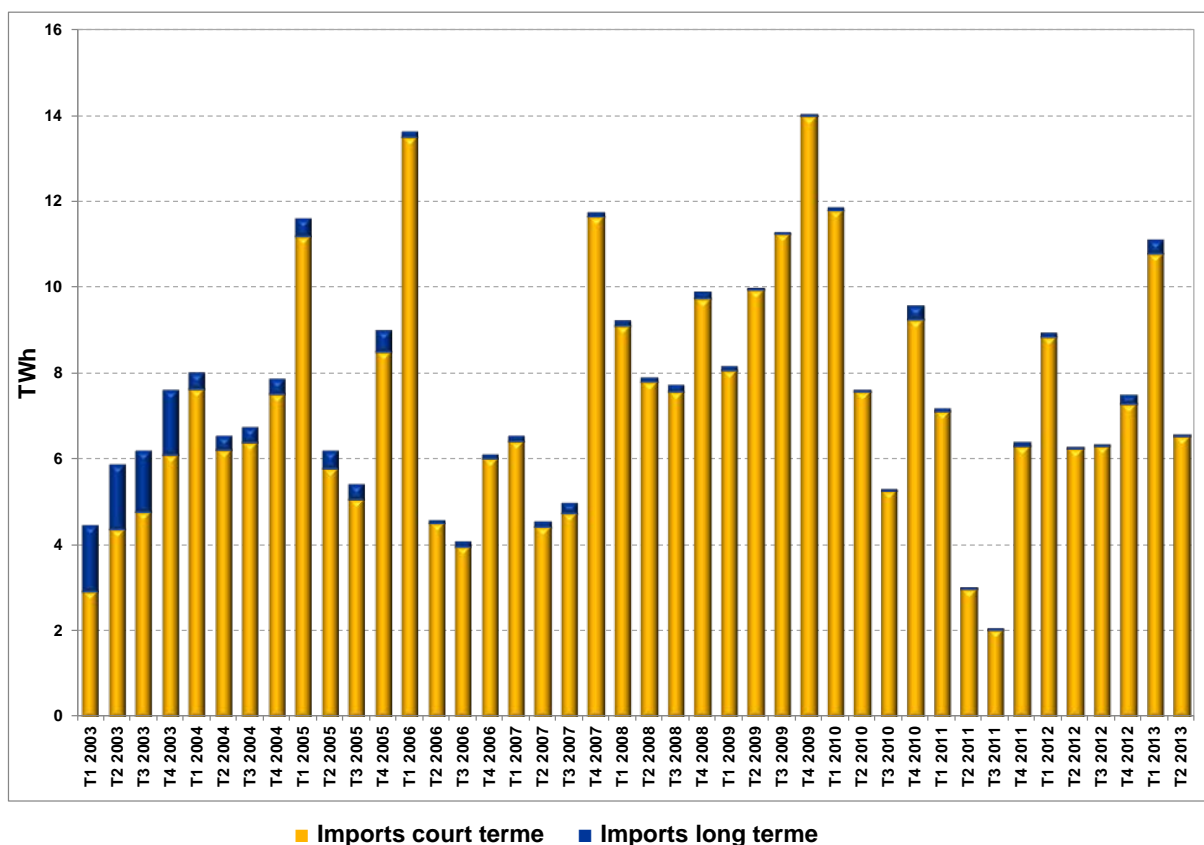


Source : RTE, Analyse CRE

5. Volumes d'imports/exports

Les importations ont fortement diminué de 39,6% en T2 2013 par rapport au T1 2013. La baisse de la production (-21,7%) a en partie compensé la baisse de la consommation (-27,9%). Les importations ont augmenté de 7,2% par rapport au même trimestre de l'année 2012 passant de 6,3 TWh en T2 2012 à 6,7 TWh en T2 2013.

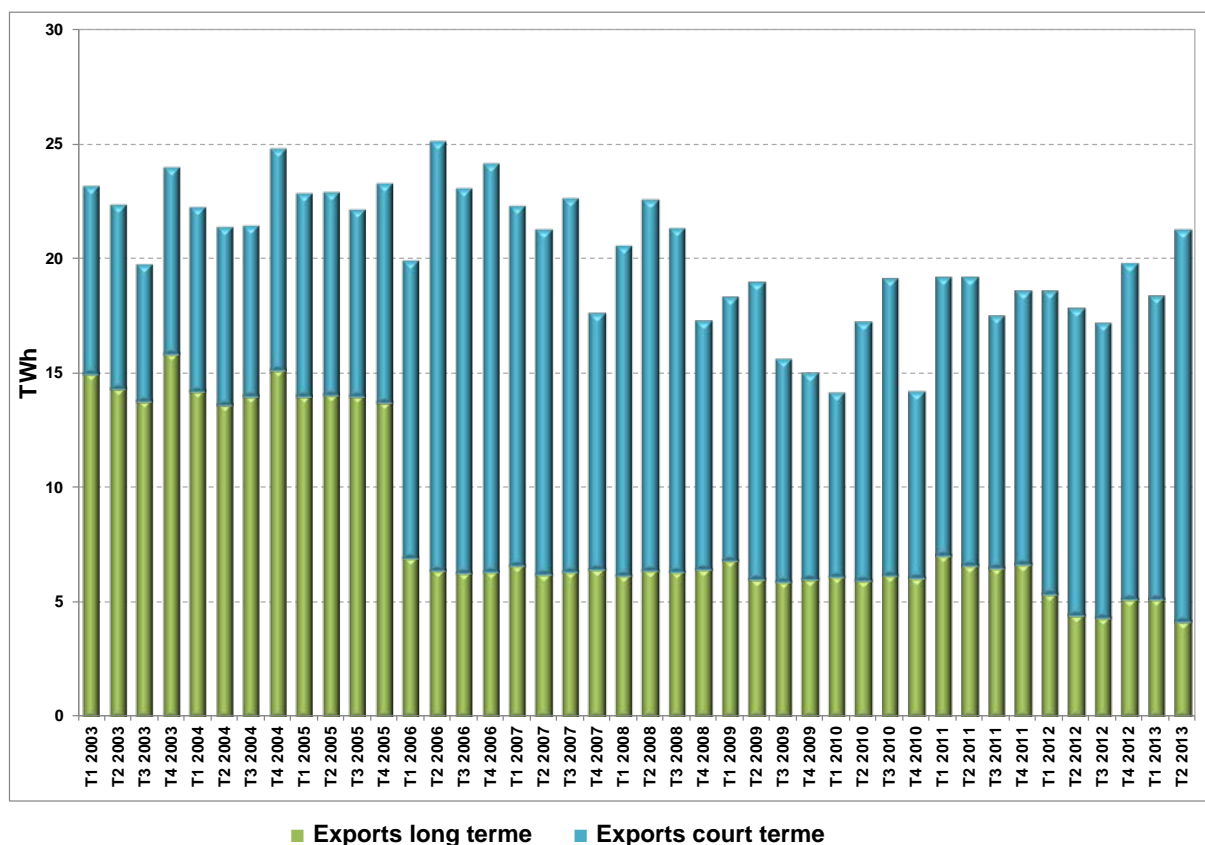
Figure 37 Somme des importations par trimestre



Source : RTE, Analyse CRE

Les exportations ont augmenté de 15,2% en volume en T2 2013 par rapport au T1 2013. D'une année sur l'autre, les volumes exportés au second trimestre 2013 affichent également un niveau supérieur passant de 17,8 TWh en T2 2012 à 21,3 TWh en T3 2013, soit une augmentation de 7,2%. Le solde net exportateur se situe à 14,6 TWh, en forte hausse de 98,0% par rapport au T1 2013 (solde net exportateur de 7,4 TWh) et de 26% par rapport au T1 2012 (solde net exportateur 11,6 TWh).

Figure 38 Somme des exportations par trimestre



Source : RTE, Analyse CRE

6. Concentration du marché français de l'électricité

Au cours du 2^{ème} trimestre 2013, sur les 179 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 16 des droits d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), tandis que 23 effectuaient des ventes à des consommateurs. 80 responsables d'équilibre étaient par ailleurs actifs à l'import ou à l'export, et 99 avaient notifié des échanges de blocs dont 91 d'entre eux suite à des transactions effectuées sur la bourse.

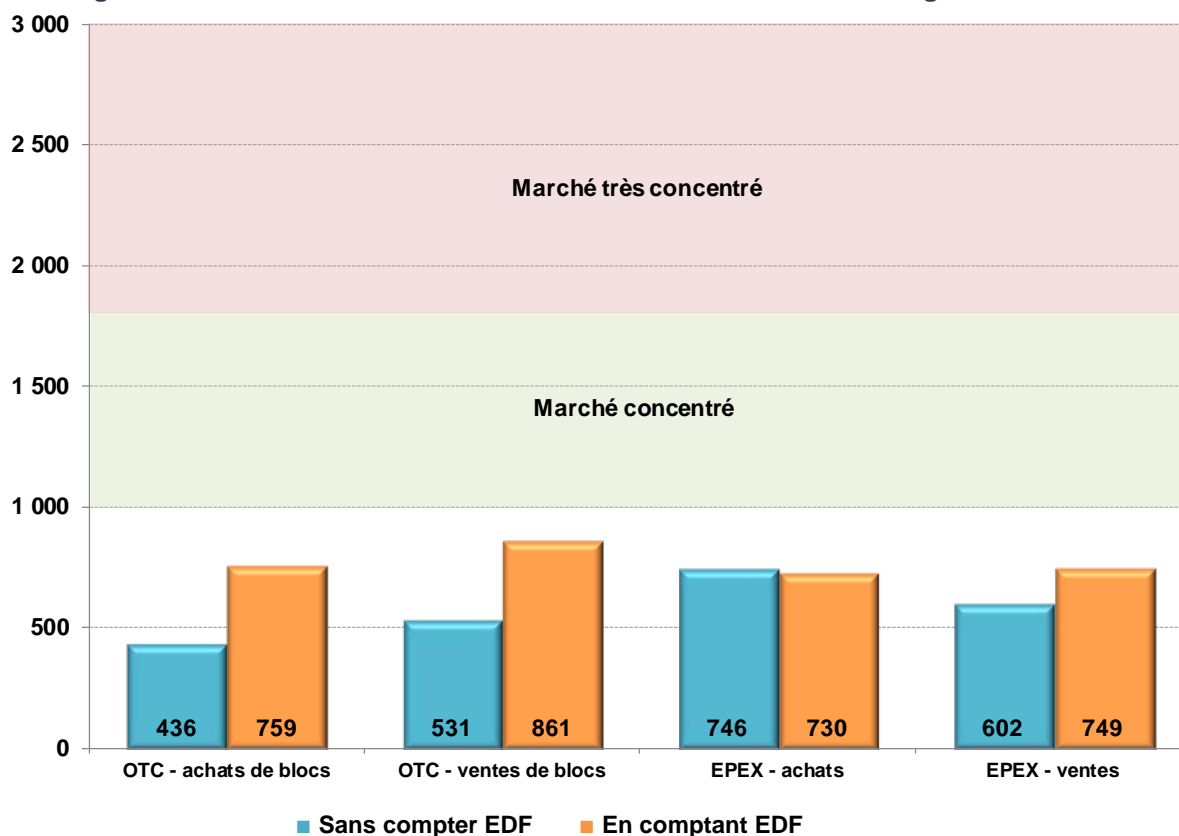
6.1 Concentration des différents segments du marché de gros français

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)¹⁶ 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 2^{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.

16 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 39 Indice de concentration HHI - livraisons sur le marché de gros en T2 2013 -

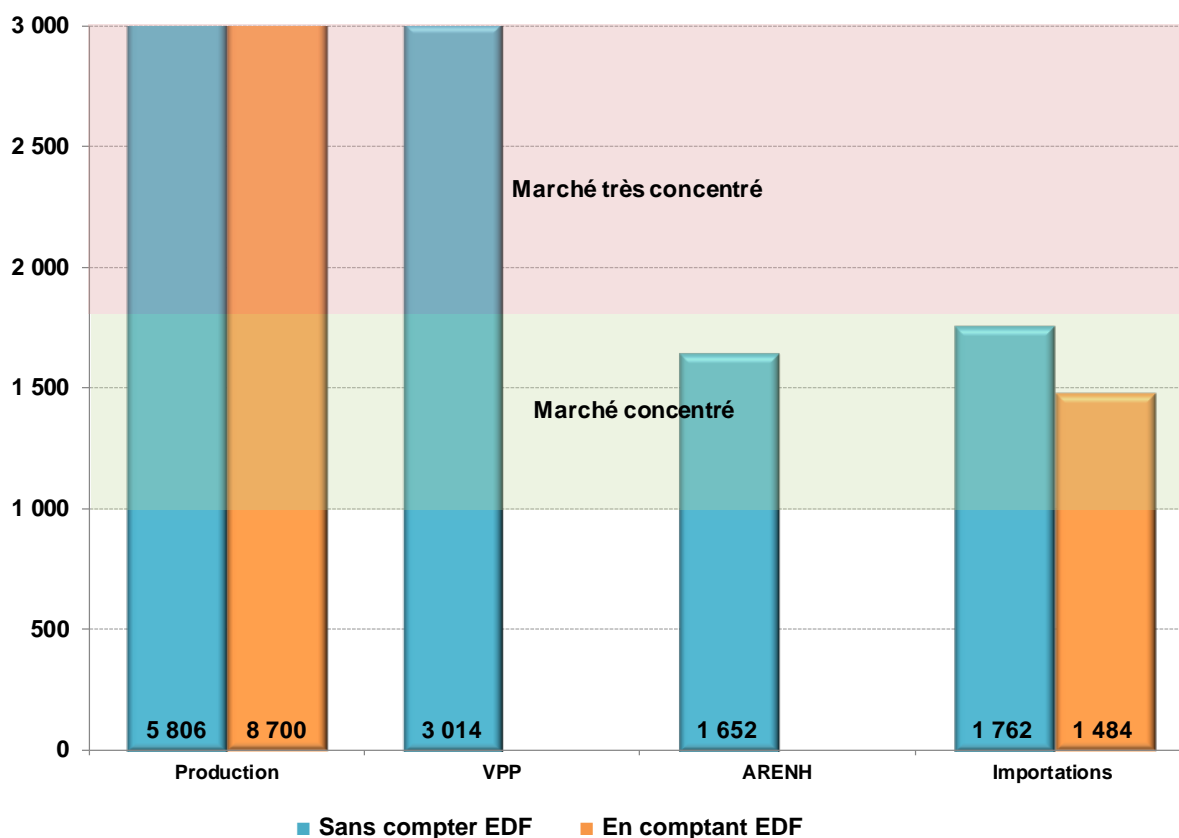


Source : RTE, Analyse CRE

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.

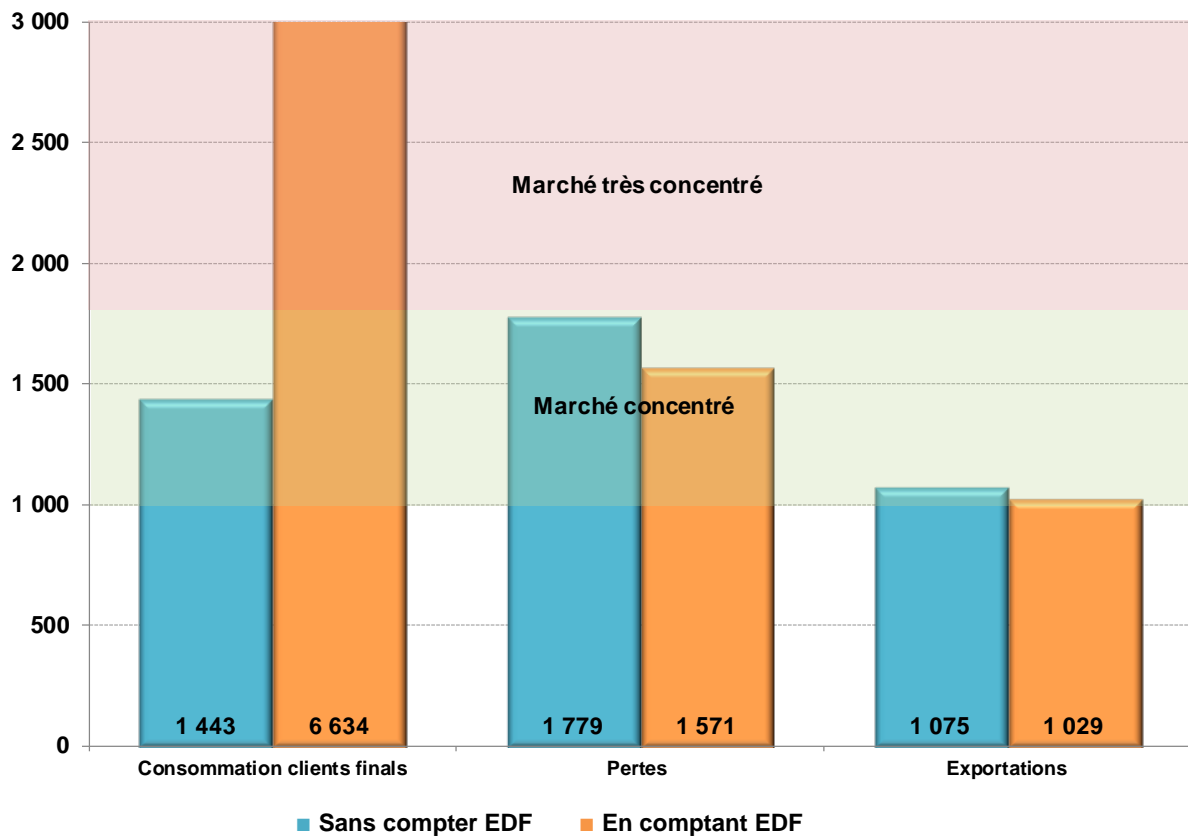
Figure 40 Indice de concentration HHI – injections en T2 2013 –



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 et les exportations se situent dans la zone de moyenne concentration, que le groupe EDF soit pris en compte ou non.

Figure 41 Indice de concentration HHI – soutirages en T2 2013 -



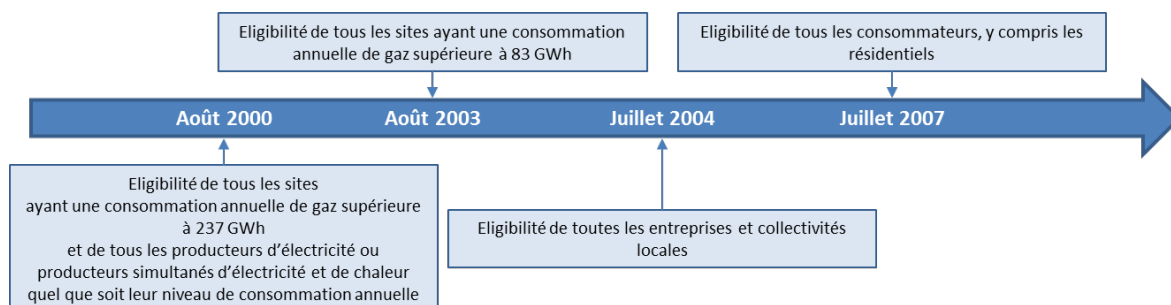
Source : RTE, Analyse CRE

Le marché du gaz

Le marché de détail du gaz

1. Introduction

L'ouverture du marché français du gaz¹⁷ a connu plusieurs étapes :

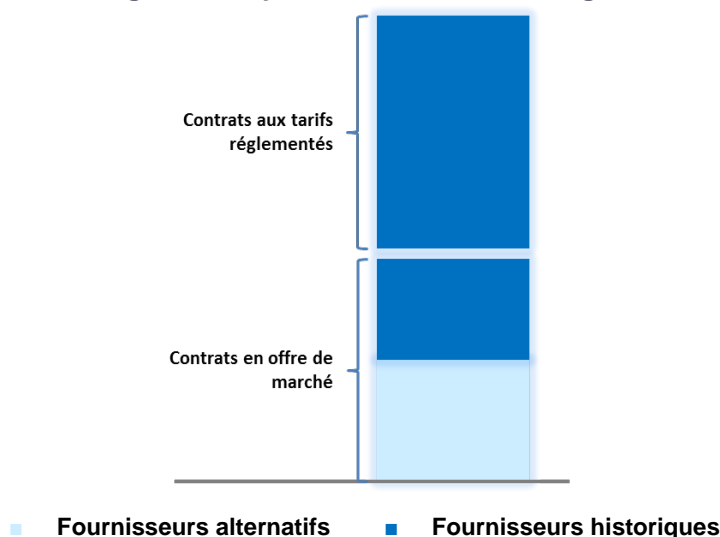


L'ensemble du marché représente, au 30 juin 2013, 11,3 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 475 TWh¹⁸.

Les clients peuvent disposer de deux types de contrats :

- les contrats aux tarifs réglementés (proposés uniquement par des fournisseurs historiques)
- les contrats en offre de marché (proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs).

Figure 42 Répartition des contrats de gaz



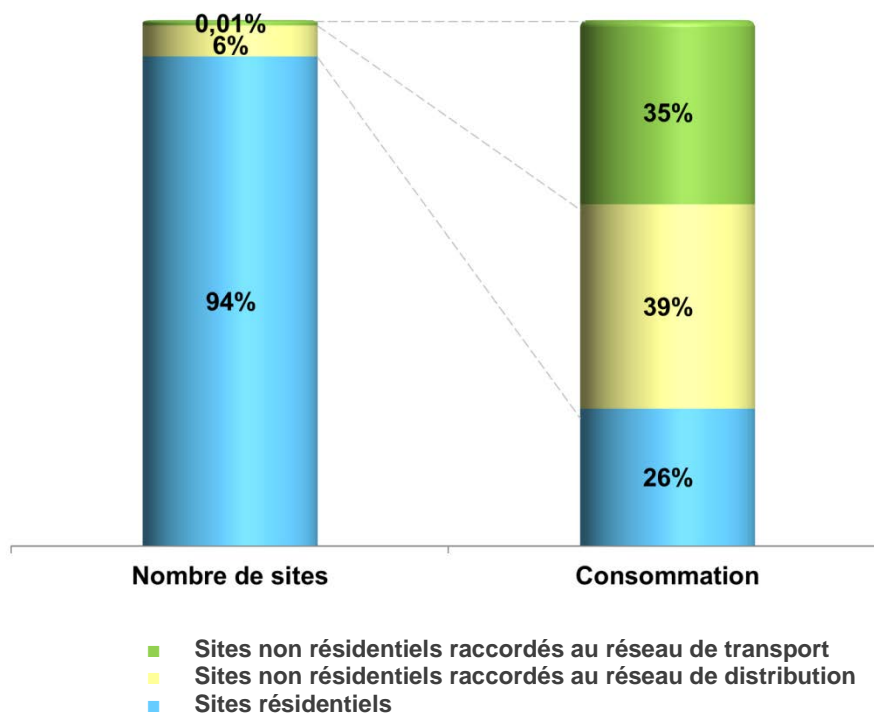
Les principales sources d'information de l'observatoire sont les gestionnaires de réseaux de transport (GRTgaz et TIGF), les 4 principaux gestionnaires de réseaux de distribution (GrDF, Régaz, Réseau GDS et Gaz Électricité de Grenoble) et les principaux fournisseurs historiques (GDF Suez, Tégaz, Énerest et Gaz de Bordeaux).

¹⁷ Gaz naturel, hors grisous, gaz industriels et réseaux de GPL.

¹⁸ Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité aux clients raccordés aux principaux réseaux (distribution et transport) qui représentent 472 TWh de consommation annualisée.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif

Figure 43 Typologie des sites



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Le marché se divise en trois segments :

- **Sites non résidentiels transport** : grands sites industriels raccordés au réseau de transport.
- **Sites non résidentiels distribution** : marché de masse des sites non résidentiels et grands sites industriels raccordés au réseau de distribution.
- **Sites résidentiels** : sites de consommation des clients particuliers.

3. Etat des lieux au 30 juin 2013

3.1 Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 juin 2013	Au 31 mars 2013	Au 30 juin 2013	Au 31 mars 2013
Nombre total de sites	10 600 000	10 631 000	672 000	675 000
Sites fournis en offre de marché, dont :	2 010 000	1 829 000	320 000	313 000
•fournisseurs historiques	717 000	581 000	161 000	156 000
•fournisseurs alternatifs	1 293 000	1 248 000	159 000	157 000
Sites au tarif réglementé	8 590 000	8 802 000	352 000	362 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	12,2%	11,7%	23,7%	23,3%

Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Synthèse en consommation annualisée

Situation (en consommation annualisée)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 juin 2013	Au 31 mars 2013	Au 30 juin 2013	Au 31 mars 2013
Consommation totale de sites	123,4 TWh	129,9 TWh	349,0 TWh	359,7 TWh
Consommation fournie en offre de marché, dont :	23,5 TWh	22,3 TWh	277,2 TWh	279,2 TWh
•fournisseurs historiques	8,7 TWh	7,6 TWh	120,6 TWh	123,4 TWh
•fournisseurs alternatifs	14,8 TWh	14,7 TWh	155,6 TWh	155,8 TWh
Consommation fournie au tarif réglementé	99,9 TWh	107,6 TWh	72,8 TWh	80,5 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	12,0%	11,3%	44,6%	43,3%

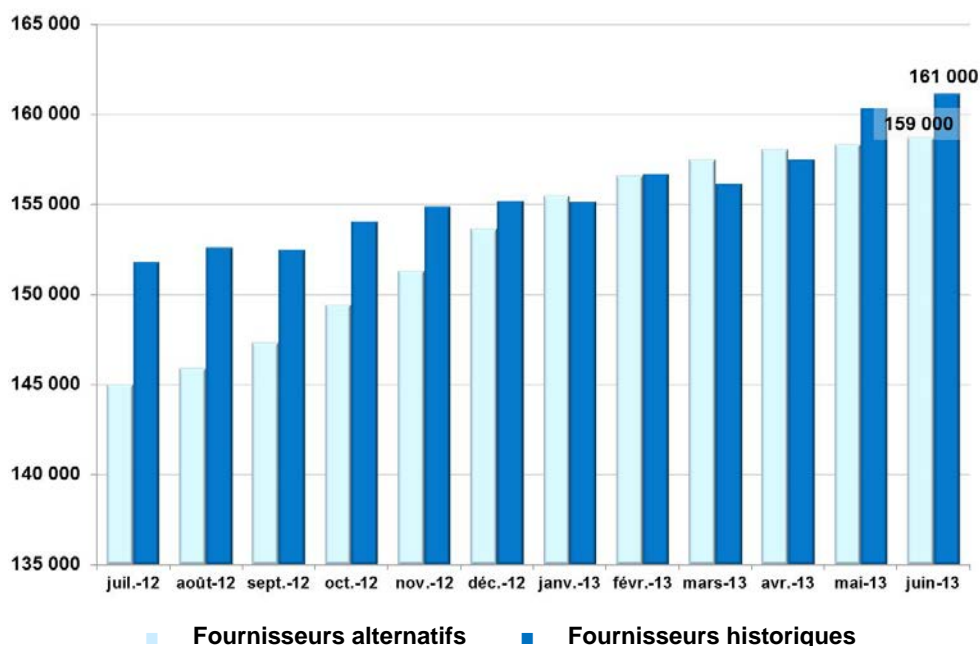
Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Note technique : Les données en nombre de sites et consommation annualisée sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont calculées à partir des données réelles.

Sur le segment non résidentiel, la part de marché des fournisseurs alternatifs progresse en nombre de sites et en volume.

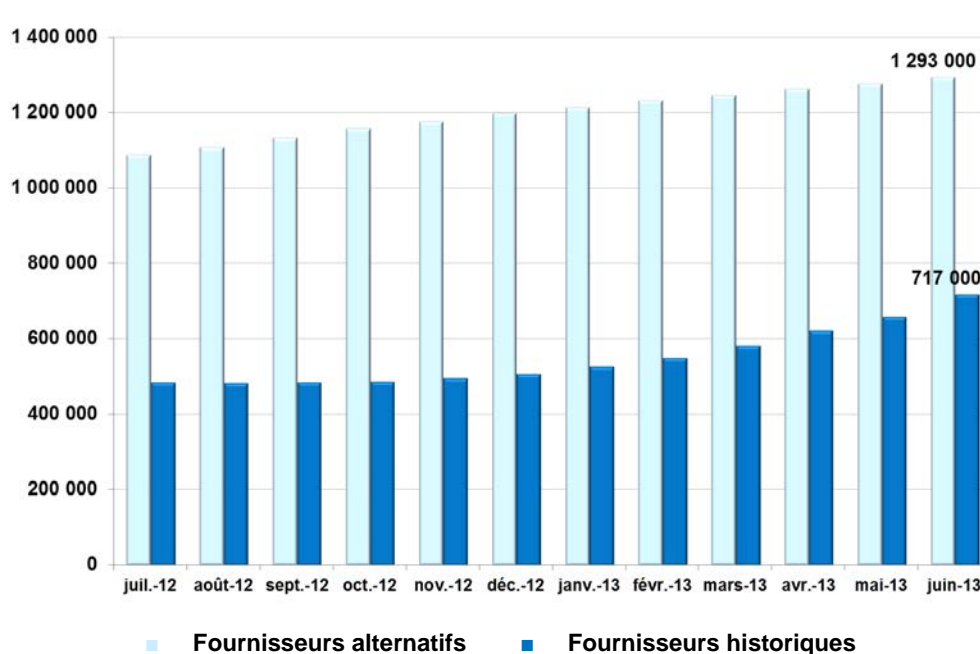
3.2 Evolution du nombre de sites en offre de marché

**Figure 44 Nombre de sites en offre de marché
- Sites non résidentiels -**



Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

**Figure 45 Nombre de sites en offre de marché
- Sites résidentiels -**

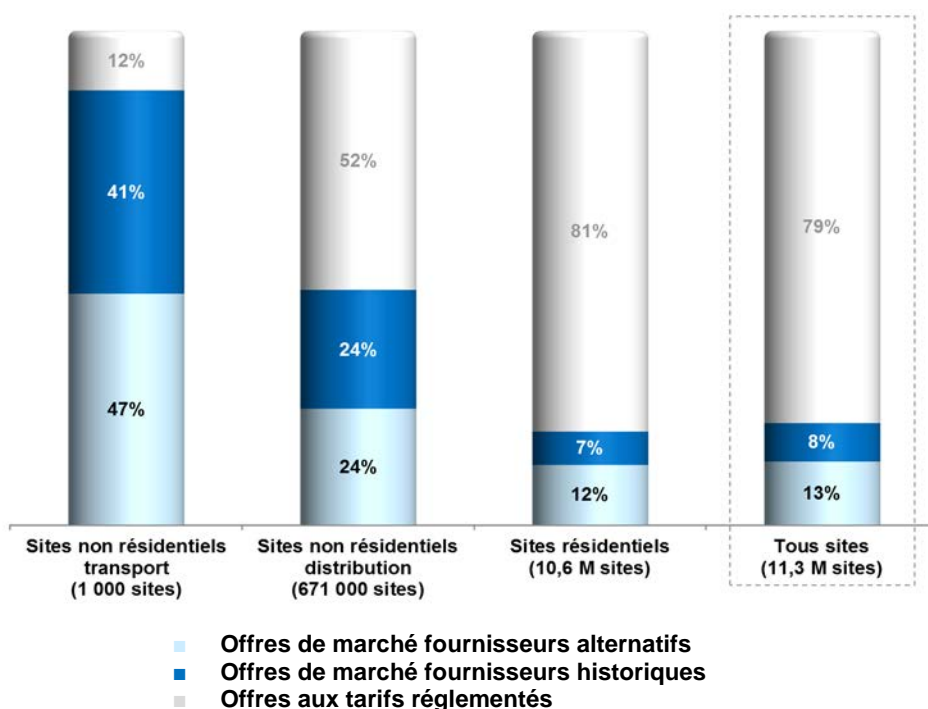


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 juin 2013, 2 330 000 sites ont choisi une offre de marché, dont 1 452 000 auprès d'un fournisseur alternatif.

3.3 Parts de marché au 30 juin 2013

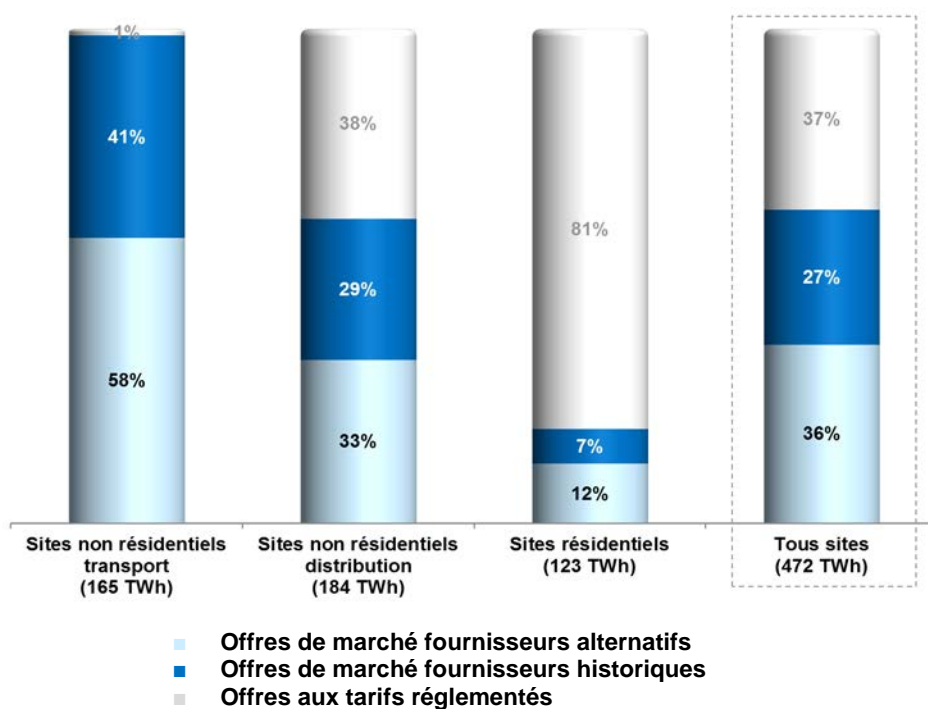
Figure 46 Répartition des sites par type d'offre au 30 juin 2013



Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 juin 2013, environ 21% des sites sont en offre de marché, dont 13% auprès d'un fournisseur alternatif.

Figure 47 Répartition des consommations annualisées par type d'offre au 30 juin 2013



Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

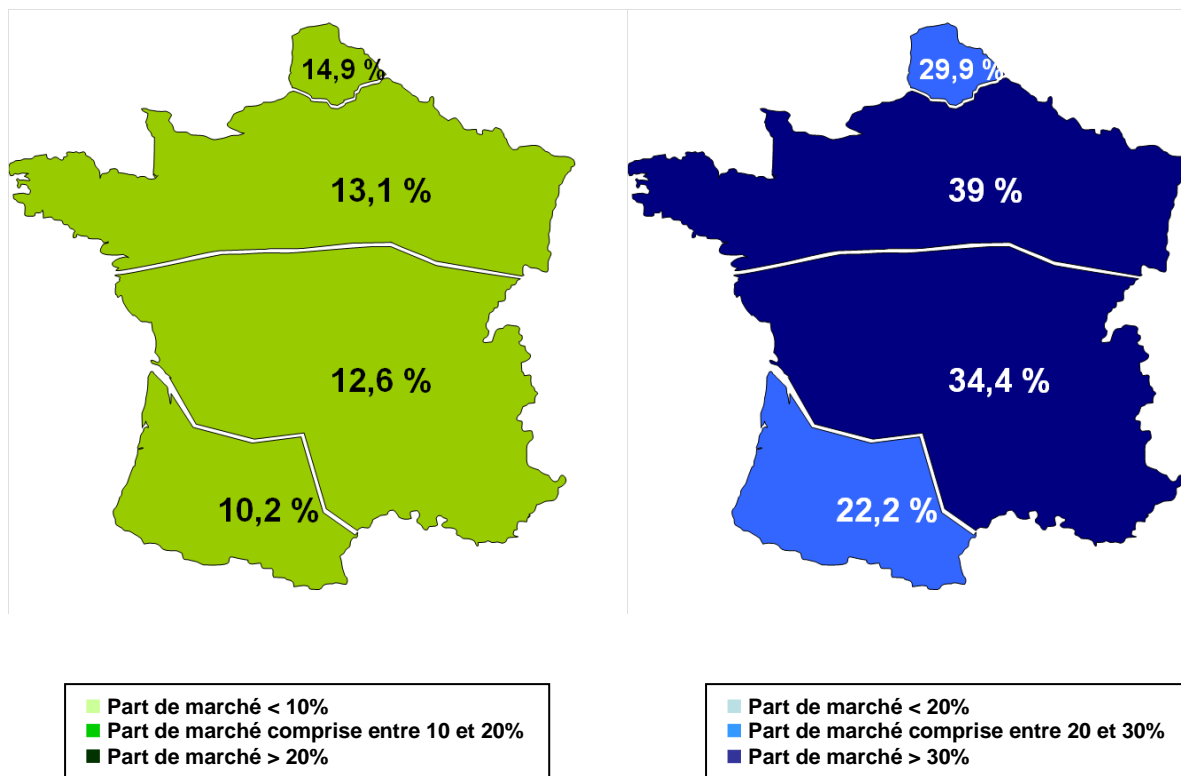
Au 30 juin 2013, environ 63% de la consommation est fournie par des offres de marché, dont 36% auprès d'un fournisseur alternatif.

3.4 Analyse par zone géographique

Figure 48 Parts de marché des fournisseurs alternatifs par zone d'équilibrage¹⁹
au 30 juin 2013

– en nombre de sites –

– en consommation annualisée –



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

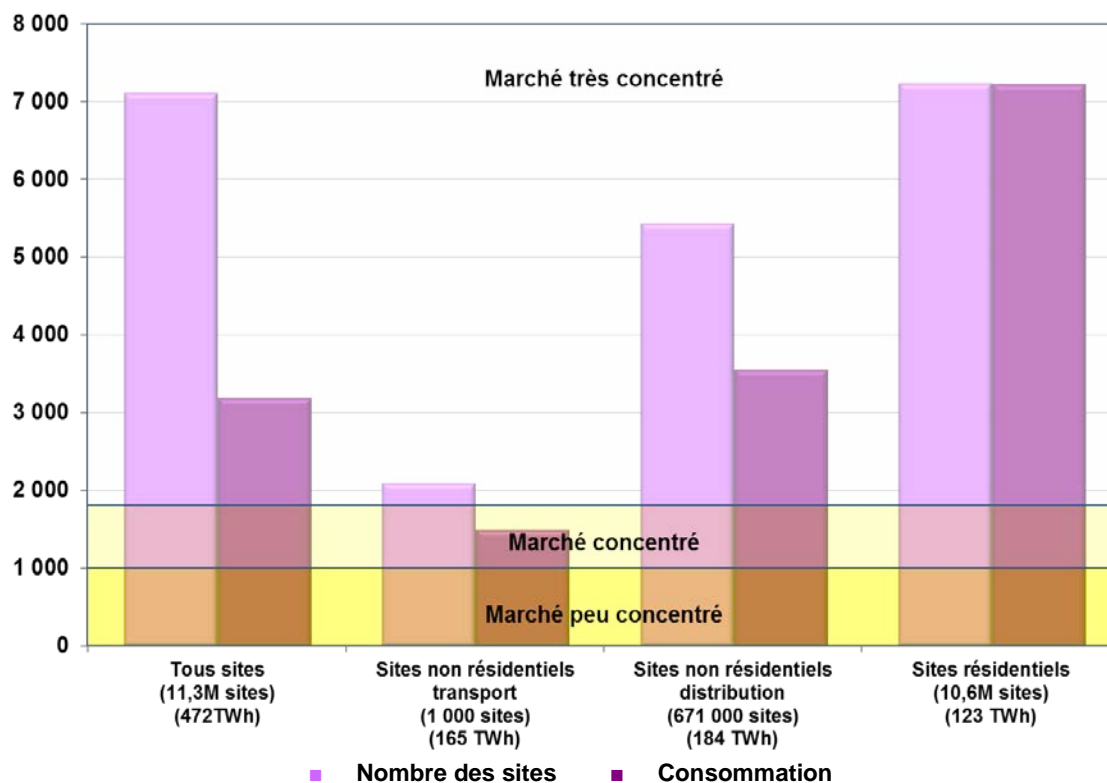
Exemple de lecture : au 30 juin 2013, dans la zone Nord-gaz B, 14,9% des sites et 29,9% de la consommation sont approvisionnés par un fournisseur alternatif.

¹⁹ Voir glossaire en fin de document pour la définition des zones d'équilibrage.

3.5 Indice HHI par segment de marché

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)²⁰ en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail. Cet indice mesure la concentration du marché sur chaque segment de clientèle.

Figure 49 Indice HHI par segment de marché
















Source : Analyses CRE

²⁰ 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 et du gaz, cet indice ne doit être utilisé comme un indicateur du degré de concurrence qu'avec précaution. En effet, dans le cas du gaz, concentration et concurrence ne sont pas liées de façon aussi directe que sur la plupart des marchés.

3.6 Fournisseurs de gaz naturel actifs

**Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE²¹
et actifs²² au 28 août 2013**

Fournisseur, Marque(s) commerciale(s)		Sites non résidentiels transport	Sites non résidentiels distribution	Sites résidentiels
Fournisseurs alternatifs²³ de gaz naturel				
Alterna			•	•
Antargaz			•	•
Direct Énergie		•	•	•
E.ON Energie		•	•	
EDF		•	•	•
Endesa Energia		•	•	
eni		•	•	•
Enovos		•	•	
Gas Natural Fenosa		•	•	
Gaz Européen			•	
Gazprom Energy		•	•	
Iberdrola		•	•	
VNG France SAS		•	•	

²¹ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 28 août 2013 à partir du moteur de recherche des fournisseurs par code postal.

²² Un fournisseur est dit actif sur un segment donné s'il remplit l'une de ces conditions :

- il fournit au moins un site en gaz naturel ;
- il est expéditeur d'équilibre d'au moins un site en CAT ;
- il est expéditeur d'équilibre et a livré une partie de la consommation d'un site au cours de l'année précédente.

²³ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif et d'un fournisseur historique.

Fournisseurs historiques ²⁴ de gaz naturel				
ES Gaz de Strasbourg			●	●
Gaz de Bordeaux		●	●	
GDF Suez		●	●	●
Tégaz		●	●	

Sources : GRT, GRD, énergie-info, CRE – Analyse : CRE

La table recense les fournisseurs qui pour chaque segment de clientèle :

- sont inscrits dans le moteur de recherche des fournisseurs par code postal, en ligne sur le site www.energie-info.fr²⁵
- sont nationaux, c'est-à-dire qu'ils ont déclaré proposer des offres dans au moins 90 % des communes Françaises raccordées au réseau de gaz naturel²⁶ ;
- sont actifs, c'est-à-dire qu'ils sont expéditeurs et fournissent au moins un client du segment considéré.

Les fournisseurs qui n'ont pas souhaité s'inscrire sur le moteur de recherche des fournisseurs par code postal ou qui n'ont pas déclaré desservir plus de 90% des communes ne sont pas cités.

Près de 40 fournisseurs non nationaux sont actifs sur le territoire : 20 fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution²⁷) et une vingtaine de fournisseurs alternatifs. Ces fournisseurs présents localement ou régionalement sur le territoire proposent des offres à un ou plusieurs segments de clientèle.

²⁴ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif et d'un fournisseur historique.

²⁵ Mis en ligne en septembre 2008, le moteur de recherche est construit à partir des renseignements donnés volontairement par les fournisseurs. Le site internet energie-info.fr est développé par la CRE et le Médiateur national de l'énergie, en collaboration avec la DGCCRF et la DGEC.

²⁶ Lors de l'inscription d'un fournisseur dans le moteur de recherche, le fournisseur doit indiquer pour chaque segment de clientèle les communes pour lesquelles il propose ses offres. Cette condition de déploiement géographique n'est pas appliquée pour les fournisseurs de sites non résidentiels transport.

²⁷ Voir le glossaire pour la définition d'une entreprise locale de distribution.

4. Analyse en dynamique : Deuxième trimestre 2013

4.1 Tableau de synthèse du trimestre écoulé

Les ventes brutes mensuelles d'un fournisseur correspondent au nombre de sites ayant conclu un contrat au cours du mois considéré à l'occasion d'une mise en service ou d'un changement de fournisseur. Les ventes brutes, en offre de marché ou au tarif réglementé, mesurent l'efficacité commerciale du fournisseur en termes d'acquisition de nouveaux sites.

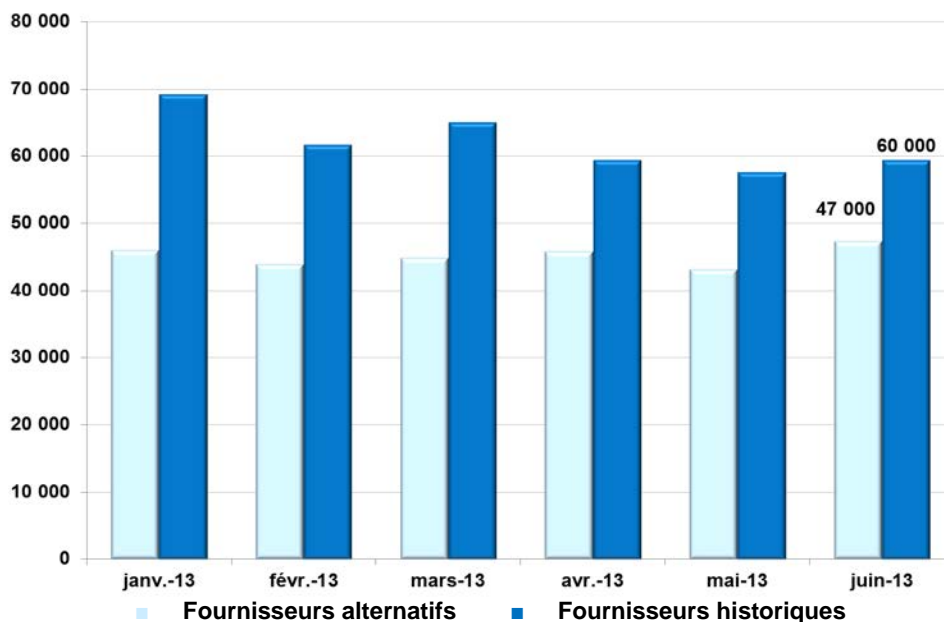
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	T2 2013	T1 2013	T2 2013	T1 2013
Ventes brutes totales	293 000	305 000	20 000	25 000
fournisseurs historiques	164 000	181 000	13 000	15 000
fournisseurs alternatifs	129 000	124 000	7 000	10 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	44,0%	40,7%	35,0%	40,0%

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Note technique : Les données de ventes brutes sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont calculées à partir des données réelles.

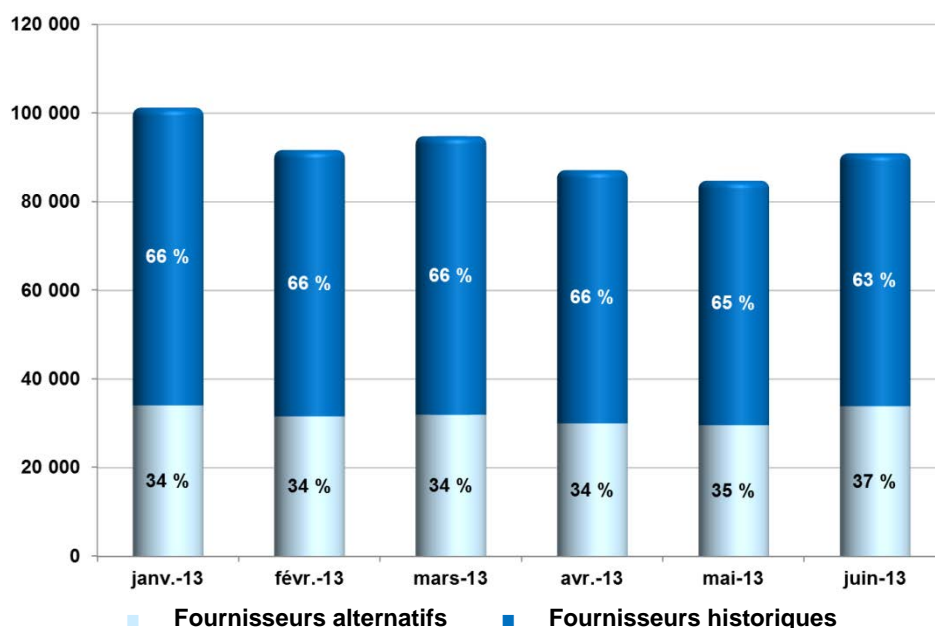
4.2 Ventes brutes des trimestres écoulés

Figure 50 Ventes brutes totales mensuelles



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

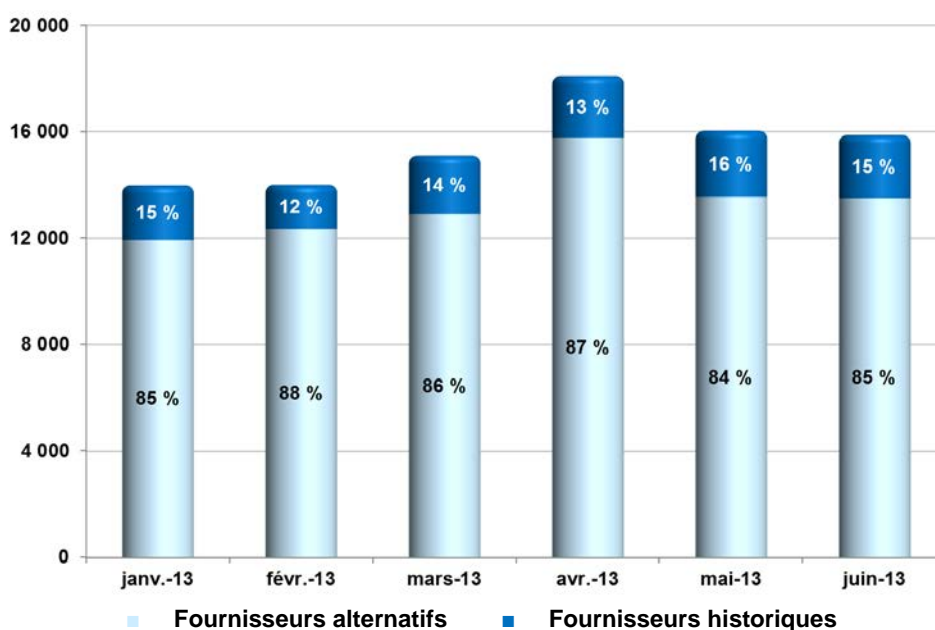
Figure 51 Evolution du nombre de mises en service par mois



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au cours du deuxième trimestre 2013, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 36% des 263 000 mises en service effectuées.

Figure 52 Evolution du nombre de changements de fournisseur par mois



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

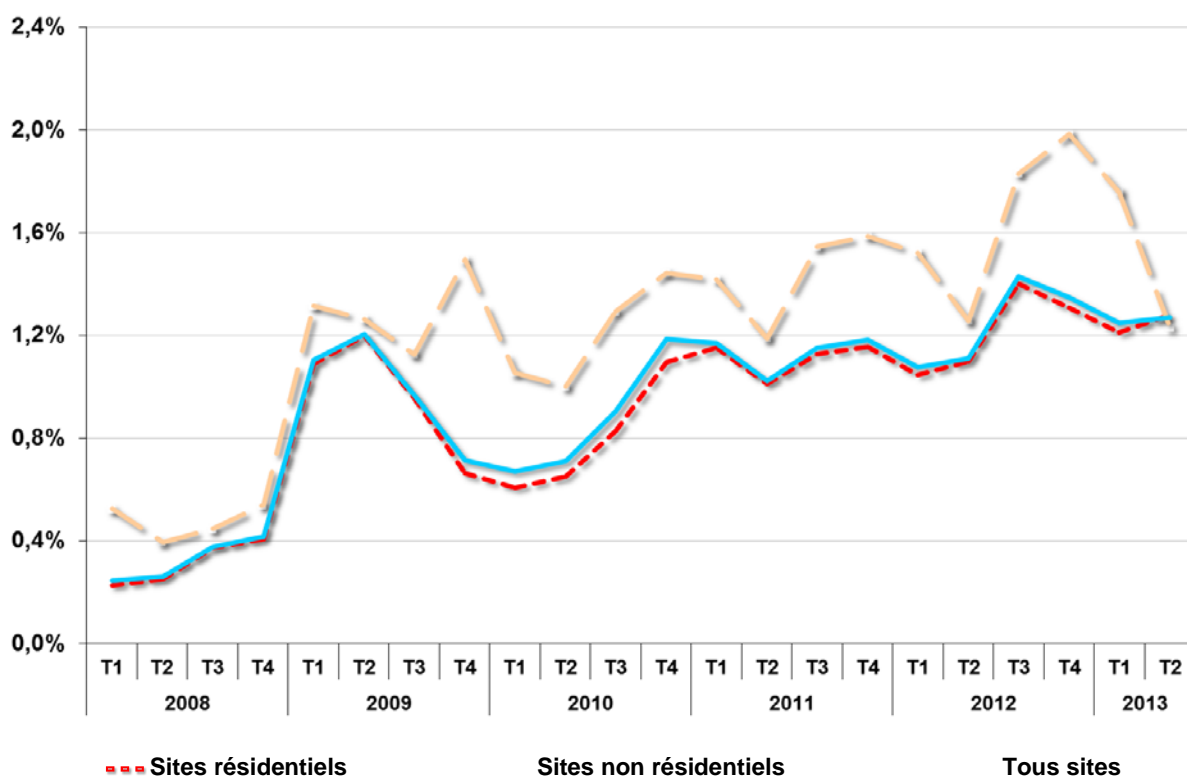
4.3 Taux de changement de fournisseurs (taux de switch)

D'après la définition de l'EREG, le changement de fournisseur est défini comme *l'action par laquelle un consommateur change de fournisseur*. Un *switch* est considéré comme le mouvement librement choisi d'un client (défini en termes d'un contrat ou les points d'approvisionnement et la quantité d'électricité ou de gaz associé au contrat) d'un fournisseur à un autre. L'activité de *switch* est définie comme le nombre de changements dans une période de temps donnée. Le **taux de switch** est alors le ratio du nombre de changements de fournisseurs ajouté aux mises en services des fournisseurs alternatifs dans la zone desservant le client sur le nombre total des clients éligibles dans chaque segment de clientèle. Il est à noter que le taux de switch ne tient pas compte des contrats renégociés sans qu'il y ait changement de fournisseurs.

La méthode de calcul du taux de switch établie par l'EREG est la suivante :

- Somme sur une période (typiquement un trimestre)
 - Des changements de fournisseur chez tous les fournisseurs
 - Des mises en service de nouveaux sites
 - chez les fournisseurs alternatifs
 - chez les fournisseurs historiques en dehors de leur zone historique de desserte
- Divisée par le nombre de sites à la fin de la période

Figure 53 Évolution du taux de switch par segment de clientèle entre le premier trimestre 2008 et le deuxième trimestre 2013



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

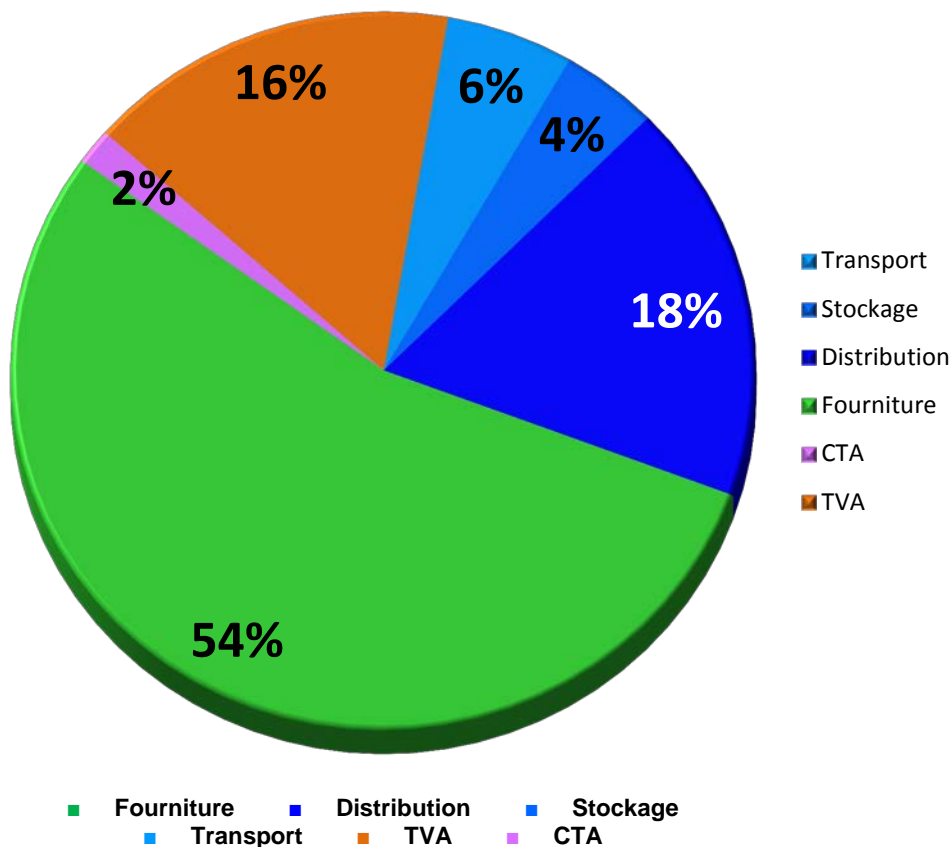
Exemple de lecture : au cours du deuxième trimestre 2013, 1,3% des clients résidentiels ont soit :

- changé de fournisseur
- effectué une mise en service par un fournisseur alternatif
- effectué une mise en service par un fournisseur historique en dehors de sa zone de desserte.

5. Prix de vente du gaz naturel sur le marché de détail

5.1 Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente de GDF Suez au 30 juin 2013

Figure 54 Client moyen en distribution publique



Transport, stockage et distribution : part du tarif réglementé de vente couvrant les coûts de transport, stockage et distribution du gaz naturel. Les coûts de transport et de distribution sont déterminés par application du tarif d'utilisation des réseaux de gaz.

Commercialisation : part du tarif réglementé de vente couvrant les coûts de commercialisation supportés par GDF Suez

Approvisionnement : part du tarif réglementé de vente couvrant les coûts d'approvisionnement en gaz naturel de GDF Suez

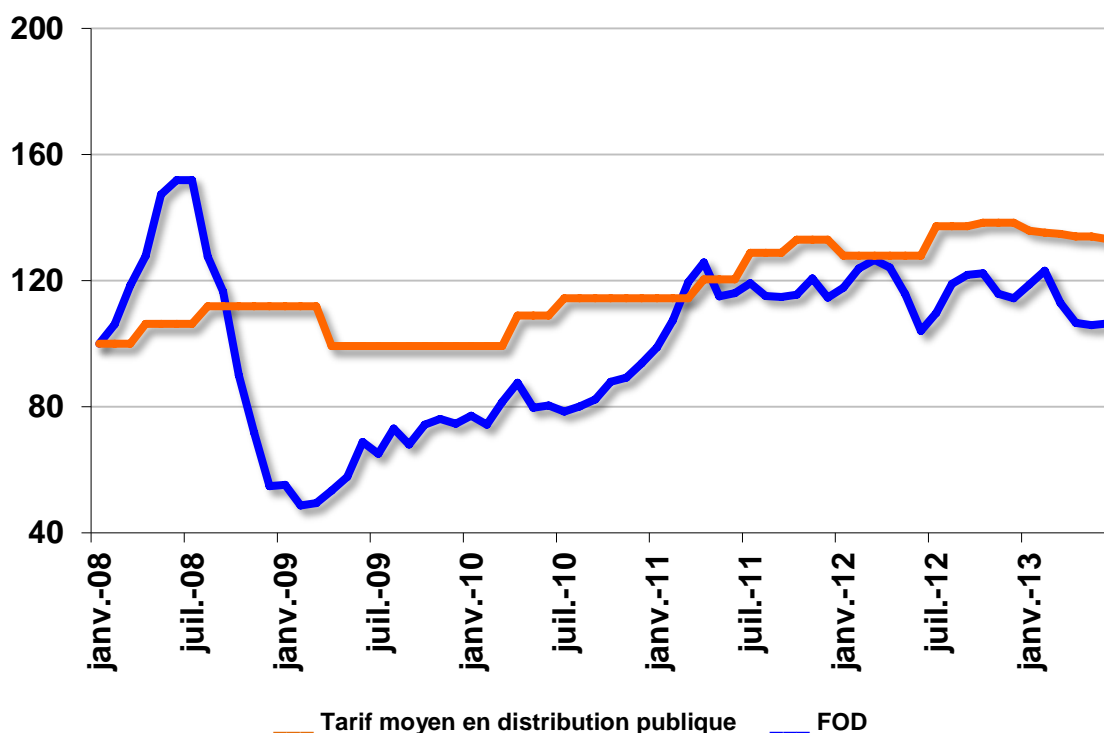
CTA : Contribution Tarifaire d'Acheminement. Elle permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières

5.2 Evolution des prix de vente du gaz naturel sur le marché de détail

Le graphique ci-dessous présente l'évolution comparée en base 100 des tarifs réglementés de vente de gaz naturel de GDF Suez pour un client B1 consommant 17 MWh/an et du cours du fioul domestique en €/tonne.

On constate qu'entre janvier 2008 et juin 2013, le gaz naturel a augmenté de 33 % alors que le fioul a augmenté de 6 %.

Figure 55 Prix du gaz (en €/MWh) et du FOD (en €/tonne) HT (Base 100 en 2008)



Date	Tarifs en distribution publique
juil-05	+ 4,1%
sept-05	+ 2,8%
nov-05	+ 13,7%
mai-06	+ 5,8%
janv-08	+ 4,3%
avr-08	+ 6,3%
août-08	+ 5,3%
avr-09	- 11,3%
avr-10	+ 9,7%
juil-10	+ 5,1%
avr-11	+ 5,2%
juil-11	+ 7%
oct-11	+ 3,2%
janv-12	-3,8%
juil-12	+7,3%
oct-12	+0,8%
jan-13	-1,8%

fév-13	-0,5%
mar-13	-0,3%
avr-13	-0,6%
juin-13	-0,6%

5.3 Evolution de la facture annuelle au tarif réglementé de vente

Les graphiques suivants donnent, à chaque date d'évolution tarifaire, la facture annuelle résultant des tarifs en vigueur pour deux clients type : un client type au tarif Base de GDF Suez avec une consommation annuelle de 750 kWh (usage cuisson), et un client type au tarif B1 (niveau 2) avec une consommation annuelle de 17 000 kWh (usage chauffage).

La facture couvre le tarif réglementé de vente, la CTA et la TVA.

Figure 56 Evolution de la facture de gaz pour un client B1 à 17 000 kWh/an (usage chauffage)

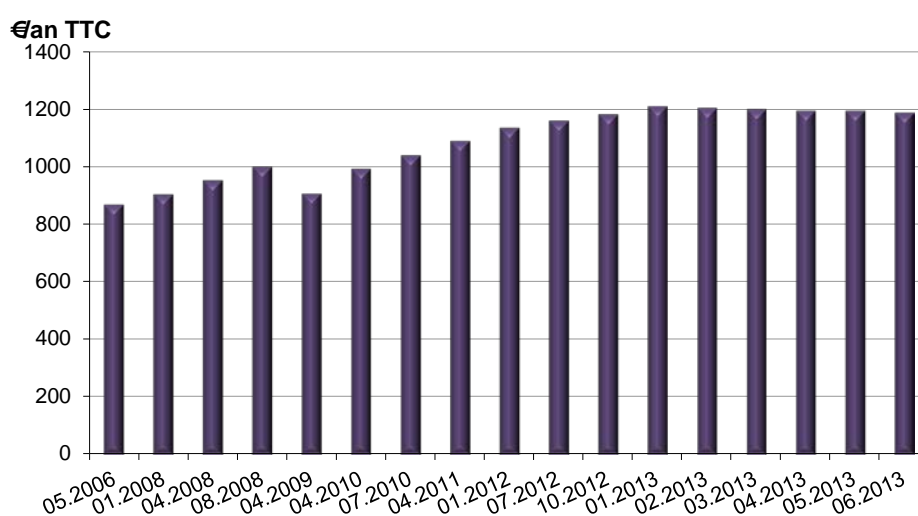
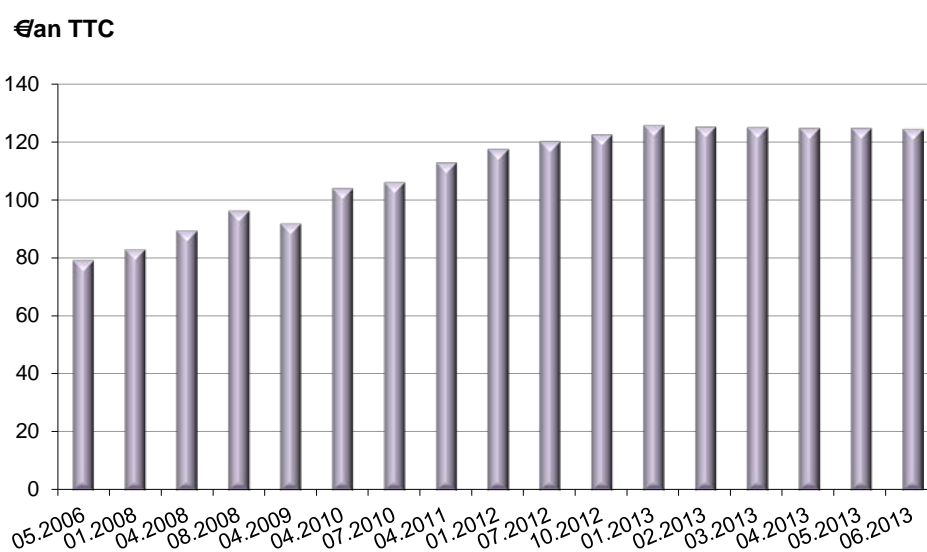


Figure 57 Evolution de la facture de gaz pour un client Base à 750 kWh/an (usage cuisson)



5.4 Comparaison des offres au 30 juin 2013

Deux offres existent sur le marché :

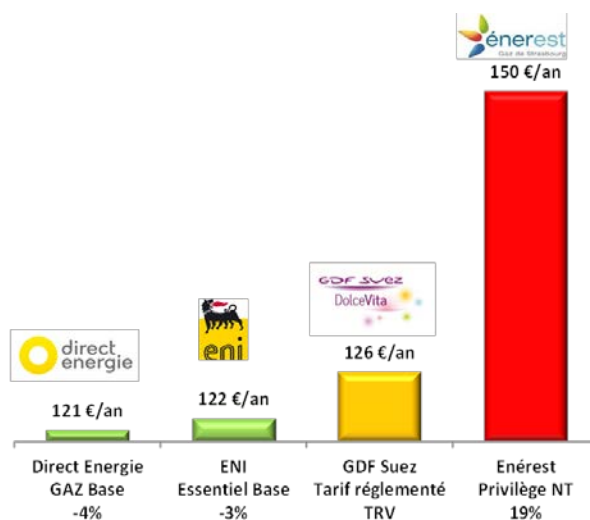
- les tarifs réglementés de vente
- les offres de marché, soit à prix indexé sur les tarifs réglementés de vente, soit à prix fixe indépendant des tarifs réglementés de vente (dont le prix est fixé pour une durée d'au moins un an ici)

Les graphiques suivants présentent les différentes offres proposées par les fournisseurs de gaz naturel au 30 juin 2013 pour deux types de clients situés à Paris :

- Un client en option Base consommant 750kWh (type Cuisine)
- Un client en option B1 consommant 17 000kWh (type chauffage)

Les factures sont présentées TTC et hors promotion éventuelle.

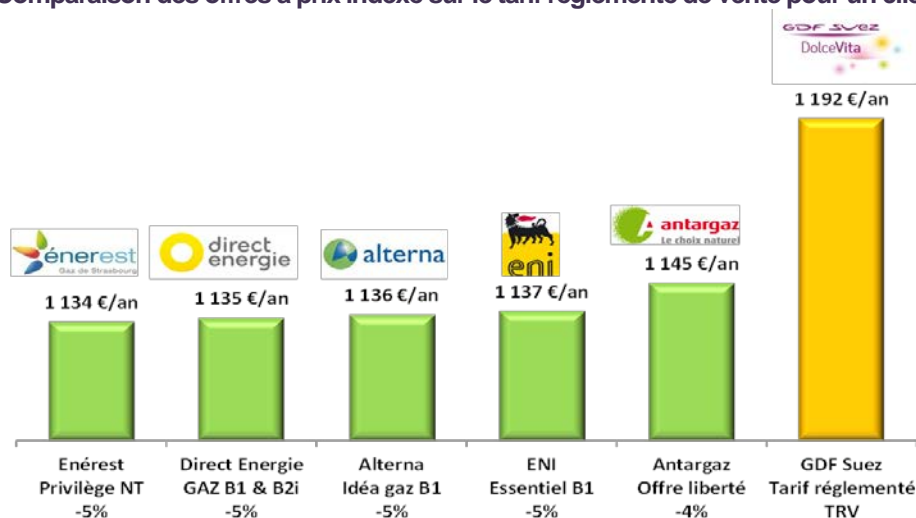
Figure 58 Comparaison des offres à prix indexé sur le tarif réglementé de vente pour un client type Base



Source: Comparateur d'offres énergie-info

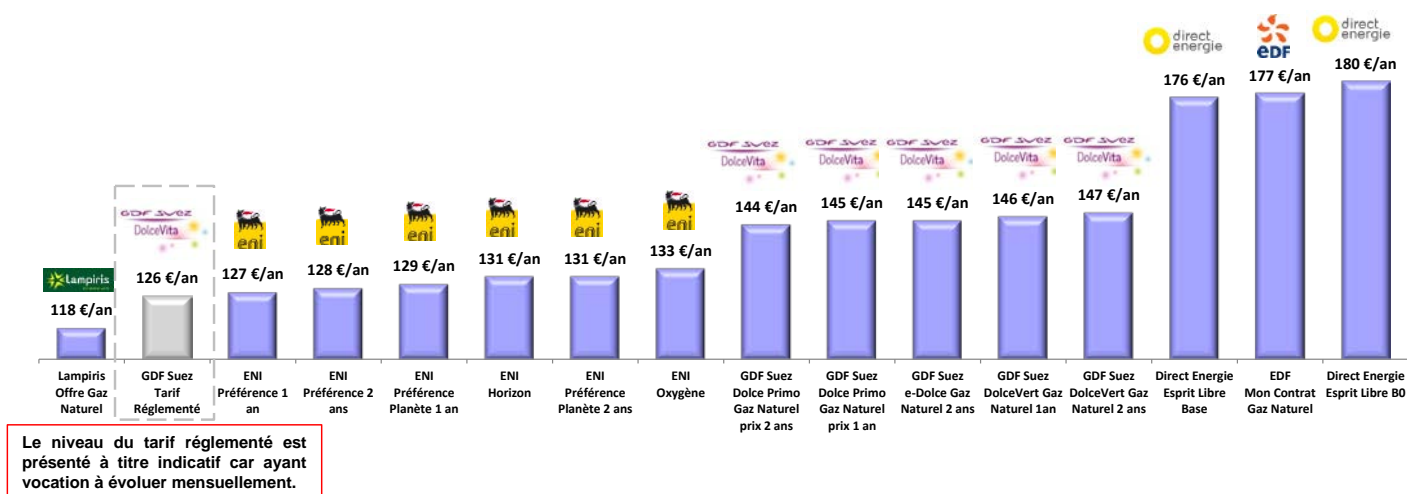
Exemple de lecture : L'offre GAZ Base proposée par Direct Energie au 30 juin est 4% inférieure au tarif réglementé de vente.

Figure 59 Comparaison des offres à prix indexé sur le tarif réglementé de vente pour un client type B1



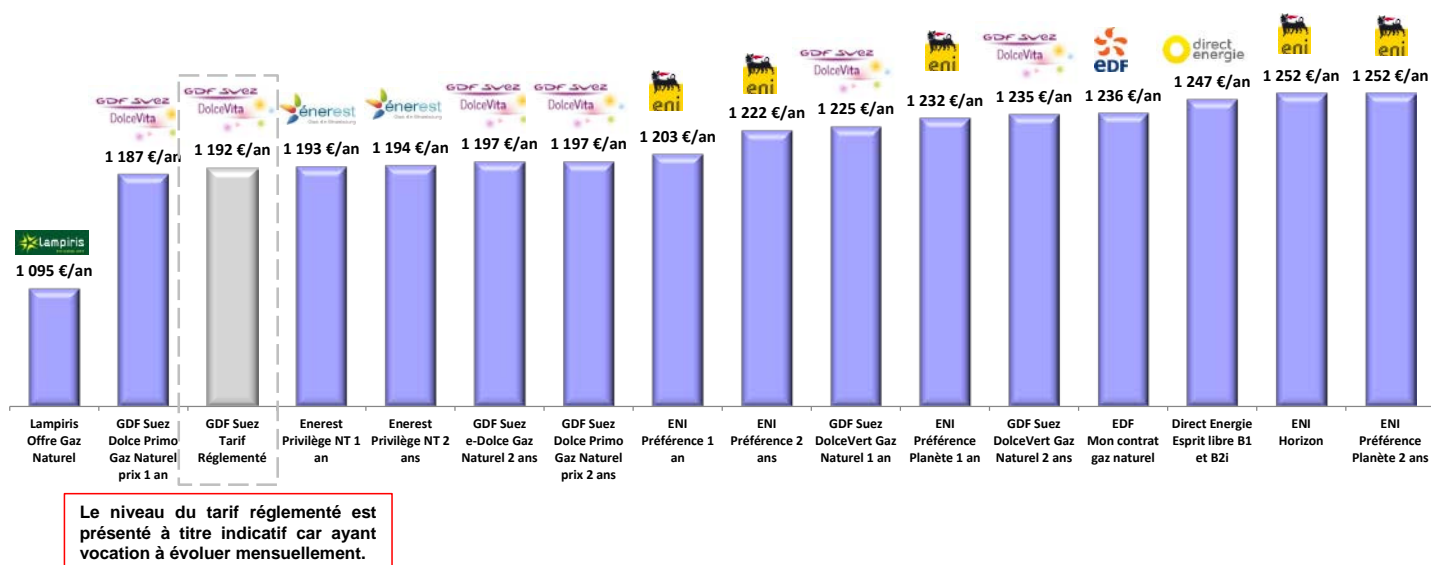
Source: Comparateur d'offres énergie-info

Figure 60 Comparaison des offres à prix fixe pour un client type Base



Source: Comparateur d'offres énergie-info

Figure 61 Comparaison des offres à prix fixe pour un client type B1



Source: Comparateur d'offres énergie-info

Le marché de gros du gaz

1. Les principales dates concernant le marché de gros français

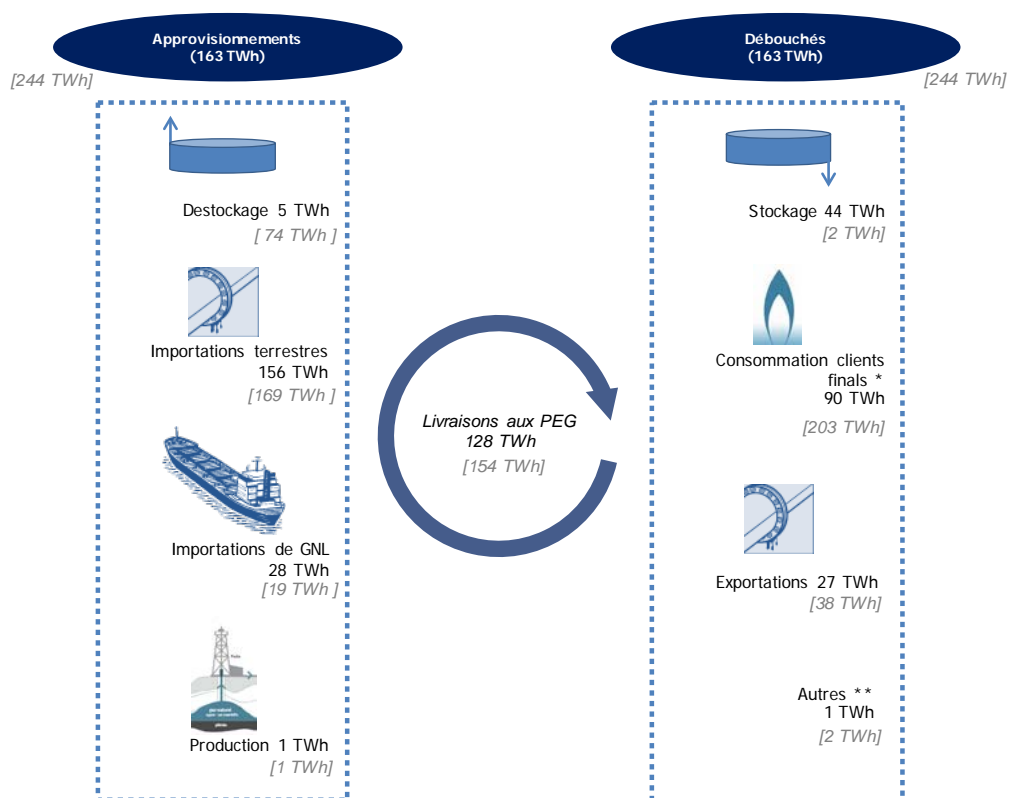
- **2004** : premiers indices publiés concernant les prix PEG Nord
- **Janvier 2005** : lancement du programme de *Gas release* en France portant sur un volume annuel de 16,3 TWh pendant 3 ans
- **Avril 2007** : lancement de la plateforme *Powernext Balancing* GRTgaz destinée à permettre à GRTgaz de 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.

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 [T1 2013] et T2 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 156 TWh au cours du deuxième trimestre 2013 contre 169 TWh au trimestre précédent, soit une baisse de 7%. Les importations augmentent par rapport au deuxième trimestre 2012 (147 TWh). Alors que les importations terrestres ont reculé de 17% par rapport au trimestre précédent, celles de GNL ont augmenté de 45%. Ces dernières sont par ailleurs en hausse de 14% par rapport au deuxième trimestre 2012.

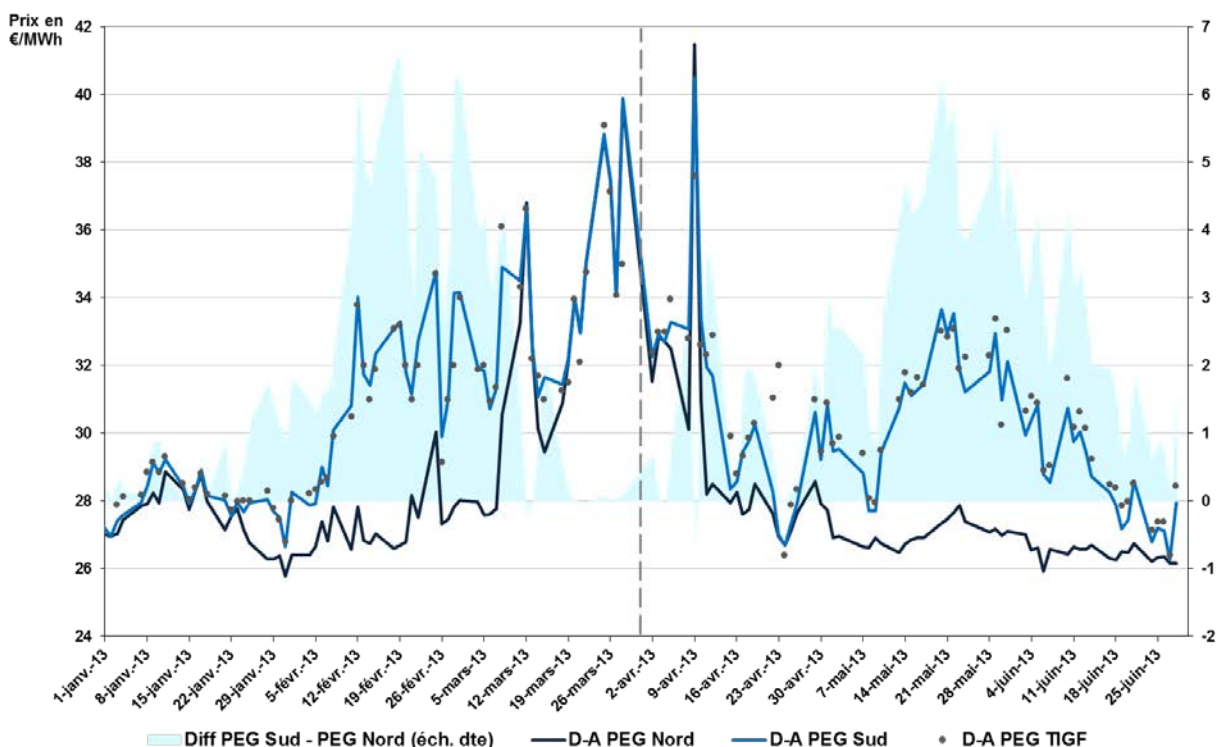
2.2 Evolution de la consommation en France

Au deuxième trimestre 2013, la consommation de gaz naturel en France a nettement diminué (-55%) par rapport au trimestre précédent et s'est établie à 90 TWh. Cette consommation est supérieure à celle observée au deuxième trimestre 2012 (+6%).

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

Au PEG Nord, le prix *day-ahead* s'est établi en moyenne à 27,7 €/MWh au cours du deuxième trimestre 2013, soit une baisse de 5% par rapport au trimestre précédent et une progression de 13% par rapport au deuxième trimestre 2012. La baisse des prix au PEG Sud et au PEG TIGF est moins marquée par rapport au trimestre précédent (respectivement -3% et -1%). Le prix du *day-ahead* au PEG Sud s'est établi au second trimestre en moyenne à 30,1 €/MWh et au PEG TIGF à 30,4 €/MWh.

Prix day-ahead sur les marchés de gros français



Source : Powernext EOD et Heren pour le PEG TIGF

Mise à part une période s'étendant du 1^{er} mars au 1^{er} mai, les prix day-ahead du PEG Nord ont évolué globalement dans une fourchette entre 26 €/MWh et 28 €/MWh depuis le début de l'année 2013. Ces niveaux de prix sont supérieurs à ceux observés sur le 1^{er} semestre 2012 (hors vague de froid de début février) où les prix étaient dans une fourchette plutôt entre 23 € et 25 €/MWh.

Dans la période s'étendant du 1^{er} mars au 1^{er} mai, plusieurs pics de prix ont eu lieu : 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. Alors que les pics des prix en France au mois de mars trouvent leur explication dans les fortes tensions d'approvisionnement en Europe, notamment au Royaume-Uni, celui du 9 avril apparaît dans un contexte de restrictions de capacité en entrée sur le réseau français.

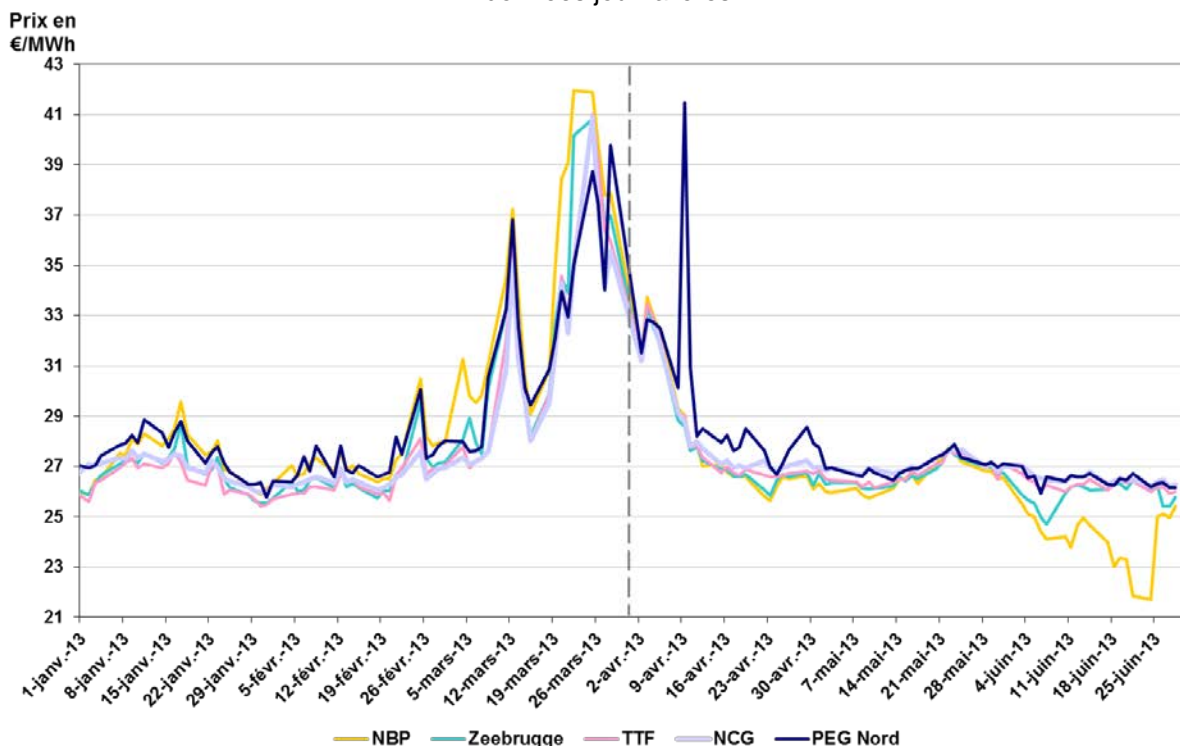
D'une manière générale, les prix sont beaucoup plus volatiles au deuxième trimestre 2013 par rapport au deuxième trimestre 2012. Le spread Nord Sud a lui aussi été très volatile avec des valeurs entre 0 €/MWh et 6 €/MWh. La liaison Nord-Sud a été en moyenne utilisée à 95% lors du deuxième trimestre 2013. Ainsi, le contexte de tension au sud de la France, provoquée par une baisse structurelle des approvisionnements de GNL depuis l'été 2012, se poursuit au T2 2013.

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 que peu congestionnée (18% au T1, 67% au T2), 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 second trimestre 2013 au-dessus de la moyenne des prix sur les autres hubs européens (+0,8 €/MWh²⁸).

²⁸ 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

La déconnexion entre le PEG Nord et les hubs continentaux au mois d'avril apparait dans un contexte de tensions sur le système français engendré par des températures en-dessous des normales de saison, des niveaux de stock très bas, des faibles importations de GNL et des épisodes de restriction des capacités de transport aux frontières (notamment sur les points Dunkerque et Taisnières H).

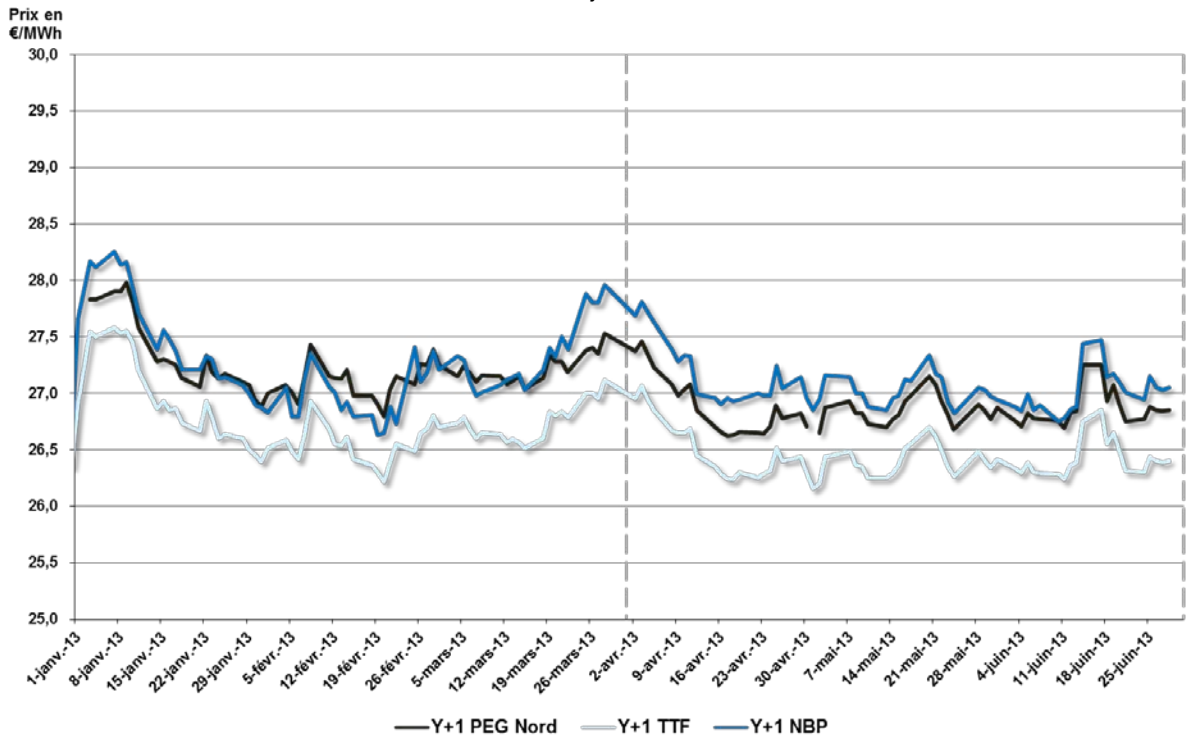
En moyenne trimestrielle, les prix *day-ahead* européens ont diminué de 6% affichant 27 €/MWh contre 28,8 €/MWh au trimestre précédent et sont en hausse de plus de 11% par rapport au second trimestre 2012.

L'autre fait marquant du trimestre est la déconnexion à la baisse du prix au NBP au cours du mois de juin du fait d'une abondance de gaz dans le système britannique. Cette longueur excessive est à attribuer à des prévisions de consommation en baisse, mais aussi et surtout à un excès d'offre. Les travaux sur le Norpipe entre le 3 et le 22 juin ont provoqué un détournement vers le Royaume-Uni de flux initialement destinés aux Pays-Bas et à l'Allemagne. Cet écart s'est ensuite creusé avec l'arrêt de l'Interconnector entre le 12 et le 27 juin, empêchant les exportations depuis le Royaume-Uni vers le continent.

2.4 Prix à terme en Europe

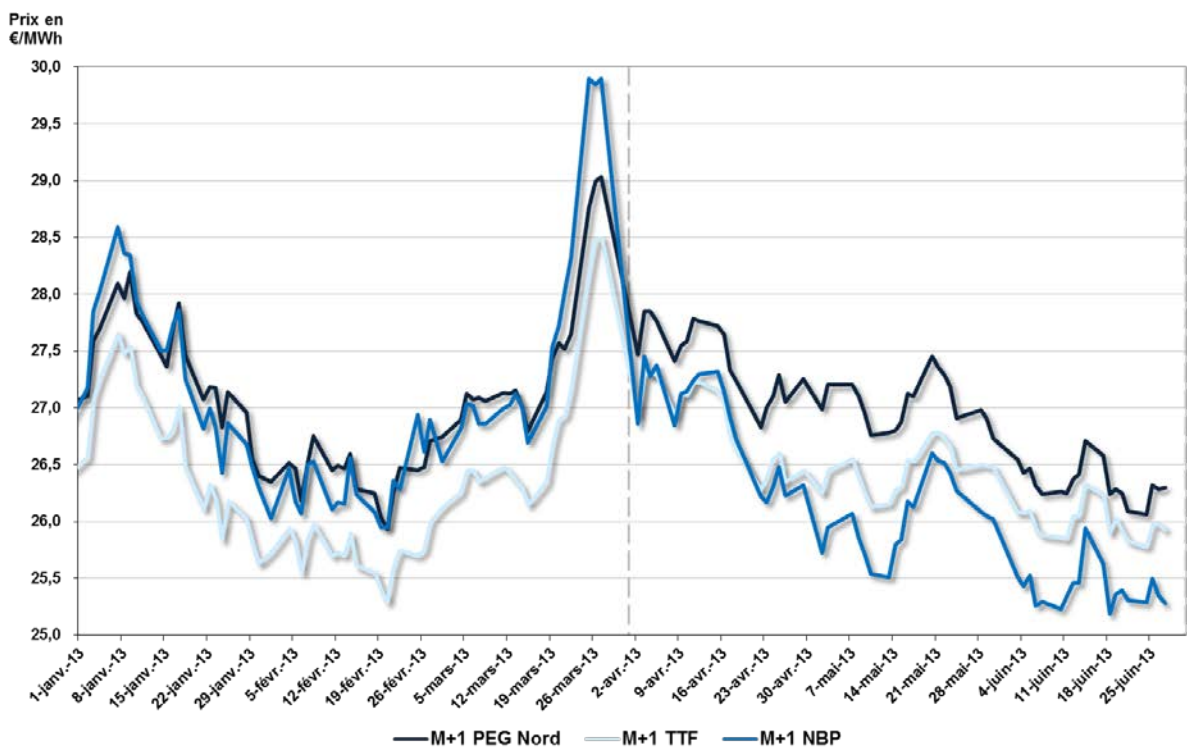
Au cours du second trimestre 2013, le produit annuel 2014 PEG Nord s'est échangé en moyenne à 26,9€/MWh. Le produit équivalent livraison au TTF s'est lui échangé à 26,4 €/MWh alors que le produit annuel livraison NBP s'est échangé à 27 €/MWh.

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 épisodes de tension sur les différents marchés spot européens à la fin de l'hiver 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 2012/2013 à des niveaux de remplissage très bas. Le M+1 PEG Nord a traité en moyenne au second trimestre 2013 10% plus cher que la moyenne du second trimestre 2012.

3. Activité sur le marché de gros français

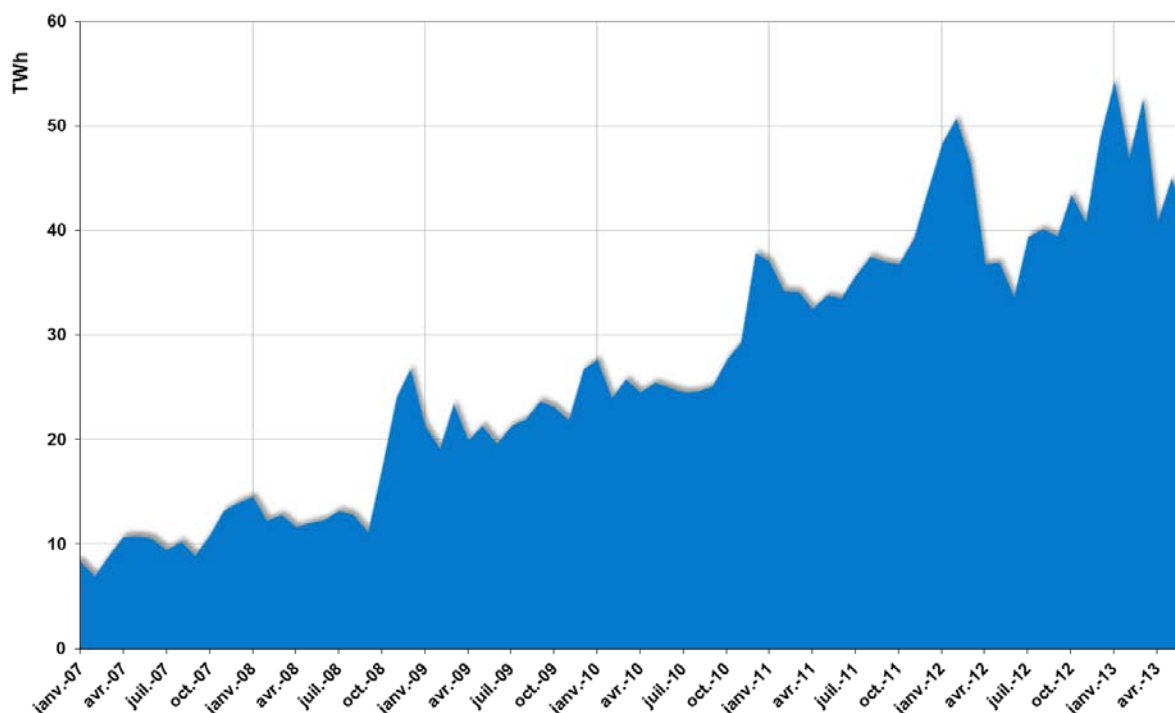
L'essentiel du commerce de gros du gaz s'effectue sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plates-formes de trading). La CRE rend public (cf. cahier d'indicateurs gaz) les volumes agrégés des transactions effectuées via ces 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 128 TWh au second trimestre 2013, soit une baisse de 17% par rapport au trimestre précédent. Ces volumes présentent néanmoins une augmentation de 19% par rapport au second trimestre 2012 (107 TWh).

3.1 Evolution du négoce sur le marché intermédiaire français

Au second trimestre 2013, les volumes échangés sur le marché intermédiaire français sont en baisse de 22% par rapport au trimestre précédent mais sont en hausse de 71% par rapport au second trimestre 2012 :

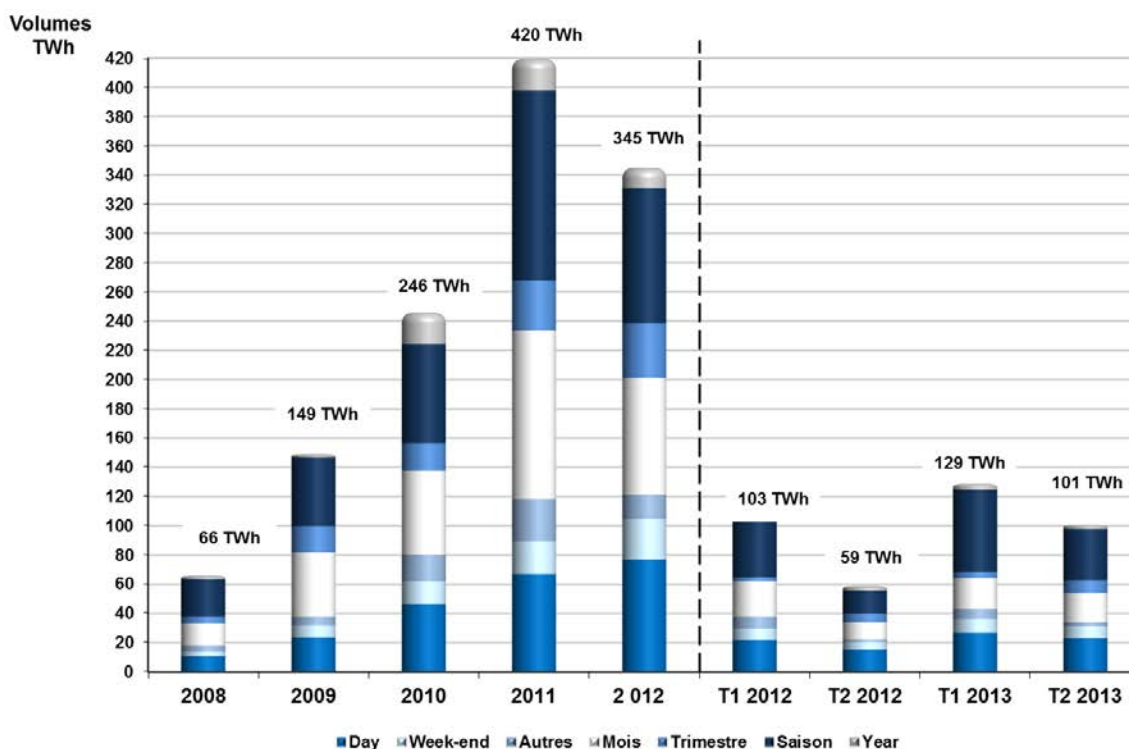
- Les échanges sur le marché à terme²⁹ ont totalisé 66 TWh, soit une baisse de 23% par rapport au trimestre précédent (du fait du recul des échanges sur le produit *saison* lié au passage d'une saison à une autre) mais une hausse de 82% par rapport au second trimestre 2012 (hausse des échanges de produits de type *saison* et *mois*) ;
- Les échanges sur le marché spot³⁰ ont totalisé 31 TWh, soit une baisse de 20% par rapport au trimestre précédent mais une hausse de 53% par rapport à la même période en 2012.

La part du spot dans les échanges sur le marché intermédiaire français s'est établie à 34% au second trimestre 2013. Le spot représentait 33% des échanges au trimestre précédent et 37% au second trimestre 2012.

²⁹ Produits de type *Mois*, *Trimestre*, *Saison* et *Année*.

³⁰ Produits de type *Day*, *Weekend* et *Autres*.

Répartition des volumes négociés par produit sur le marché intermédiaire



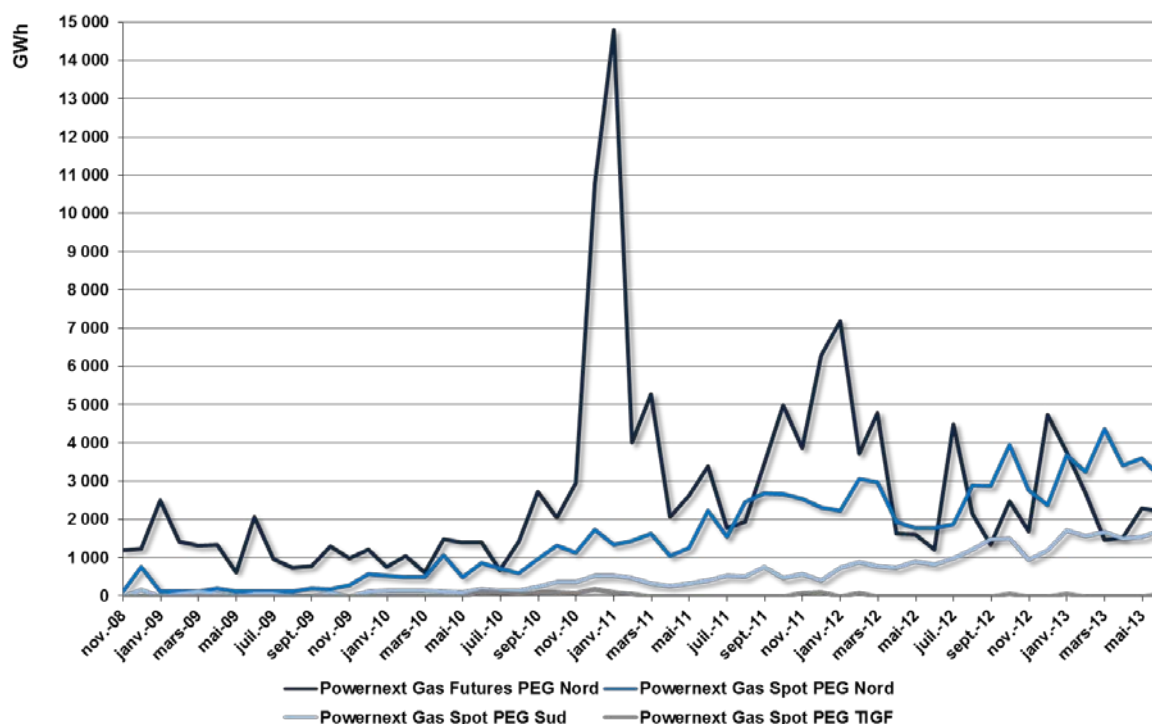
Source: Pownext, Brokers – Analyse : CRE

3.2 Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Le volume négocié sur le marché organisé *Pownext Gas Spot* au second trimestre 2013 s'est situé à 15 TWh, soit une baisse de 8% par rapport au trimestre précédent mais une hausse de 88% par rapport au second trimestre 2012. 14 134 transactions ont été effectuées au cours du trimestre, contre 13 517 au trimestre précédent et 5 785 au second trimestre 2012.

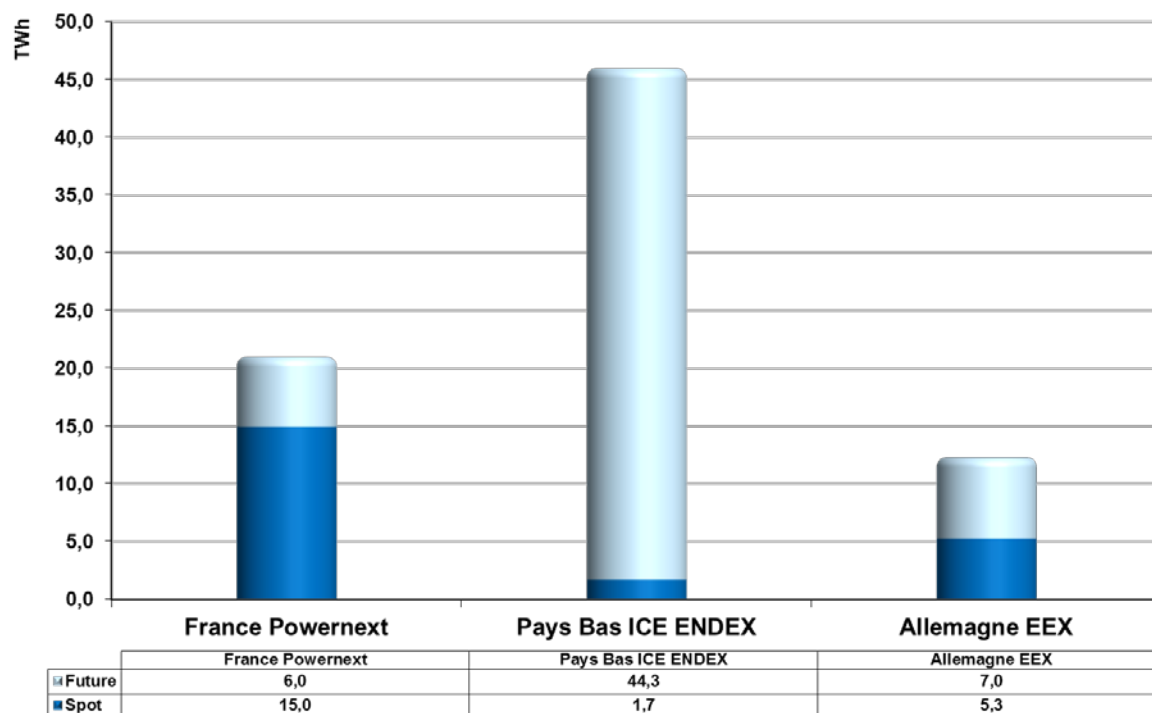
Sur *Pownext Gas Futures* au PEG Nord, le volume négocié s'est situé à 6 TWh, soit une baisse de 24% par rapport au trimestre précédent mais une hausse de 36% par rapport au second trimestre 2012. Au total, 194 transactions ont été conclues sur ce marché au second trimestre 2013, contre 299 au cours du trimestre précédent et 117 au second trimestre 2012.

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



Source : Powernext – Analyse : CRE
(Données novembre 2008 : du 26 au 30 novembre)

Activité sur les principaux marchés organisés en Europe continentale
– Volumes trimestriels (TWh) 2^{ème} trimestre 2013 –



Sources : Powernext, ICE-ENDEX³¹, EEX — Analyse : CRE

³¹ Depuis mars 2013, ICE est devenu le principal actionnaire d'ENDEX. La nouvelle compagnie s'appelle ICE-ENDEX.

Au cours du second trimestre 2013, le volume négocié sur les bourses françaises, allemandes et néerlandaises s'est situé à 79 TWh (dont 22 TWh sur le spot), soit une baisse de 39% par rapport au trimestre précédent et une baisse de 20% par rapport au second 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

Au deuxième trimestre 2013, la consommation totale de gaz en France s'est élevée à 90 TWh, en hausse de 5 % par rapport à la même période de l'année précédente. L'effet de hausse significative (+ 10 %) de la consommation résidentielle et tertiaire, à 56 TWh, ainsi qu'une hausse de 1 % de la consommation des sites industriels, contrebalancé la baisse de 36 % de la consommation en gaz des sites de production d'électricité TAC et CCG (hors cogénérations).

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 pendant les 7 premiers jours d'avril. Quand bien même, au deuxième trimestre 2013, les terminaux méthaniers, essentiellement ceux de Fos sur mer, ont pourvu à hauteur de 28 TWh le marché français, en hausse de 45% par rapport au T1 2013 et de 14% par rapport au T2 2012.

L'interconnexion de Dunkerque alimentant la France via les champs d'exploitation norvégiens a connu un taux d'utilisation de 93% de la capacité rendue disponible par GRTgaz et Gassco. Par ailleurs, depuis le 1er avril 2013, les capacités fermes commercialisables sur l'interconnexion avec l'Espagne à Larrau sont passées de 100 à 165 GWh/j en sortie de la France et de 30 à 165 GWh/j en entrée. Si les flux physiques sont toujours fortement dans le sens de l'exportation, on constate pour la première fois depuis le 1er trimestre 2011 que 2 TWh de gaz ont été alloués dans le sens Espagne vers France. Les flux physiques vers l'Espagne se sont établis à 8 TWh au cours du deuxième trimestre 2013 (-11% par rapport au trimestre précédent). Les flux bruts ont donc connu un maximum de 12 TWh entre la France et l'Espagne illustrant une meilleure intégration des réseaux de transport gazier des deux pays au sein du réseau européen.

Enfin, sur la sortie située à Oltingue, reliée au PEG Nord, on observe une forte baisse des exportations vers la Suisse et l'Italie au deuxième trimestre, par rapport à l'année précédente. Cette tendance, marquée depuis l'été 2012, s'explique par un prix italien en baisse. Le prix PSV s'est rapproché du prix M+1 au PEG Nord sur la période étudiée, à 27,7€ contre 27,3€ en France. Ainsi, les exportations s'élèvent à 3 TWh, au deuxième trimestre, en baisse de plus de 60% par rapport aux niveaux de l'année précédente, qui s'élevaient à 8 TWh.

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 deuxième trimestre 2013, le taux d'utilisation journalier des capacités disponibles PEG Nord vers PEG Sud s'élève à 95 %, tendance déjà observée depuis début 2012. Cependant, des flux physiques ont été constatés dans le sens sud vers nord pendant 3 jours début avril. Par ailleurs, le taux d'affermissement des capacités interruptibles s'élève à 47 % au deuxième trimestre 2013, contre 78 % au deuxième trimestre 2012, générant une difficulté croissante pour les expéditeurs à trouver les capacités pour acheminer le gaz au sud.

En ce qui concerne les stockages, les soutirages ont continué après le 31 mars, prolongeant la période de soutirage jusqu'à début avril. Les niveaux des stockages très bas à 11 TWh au 1er avril 2013 contre 30 TWh l'année dernière à la même époque traduisent notamment la volonté des expéditeurs d'optimiser l'utilisation de leur tunnel contractuel. Cela alors que l'écart des prix à terme entre été et hiver sont tombés à leur plus bas depuis au moins 5 ans à environ 1,6 €/MWh rendant moins intéressant et plus risqué économiquement la souscription au stockage dont le prix unitaire de vente commence à partir de 4 €/MWh. Cette perspective s'est traduite par une très faible souscription

des stockages de Storengy et TIGF (-13 TWh de volume utile par rapport à l'année précédente) situation jamais rencontrée auparavant en France.

5. Concentration du marché français du gaz

Au total, 119 expéditeurs sont actifs sur le marché français, dont 47 sont présents sur *Powernext Gas Spot* et 43 sur *Powernext Gas Futures*.

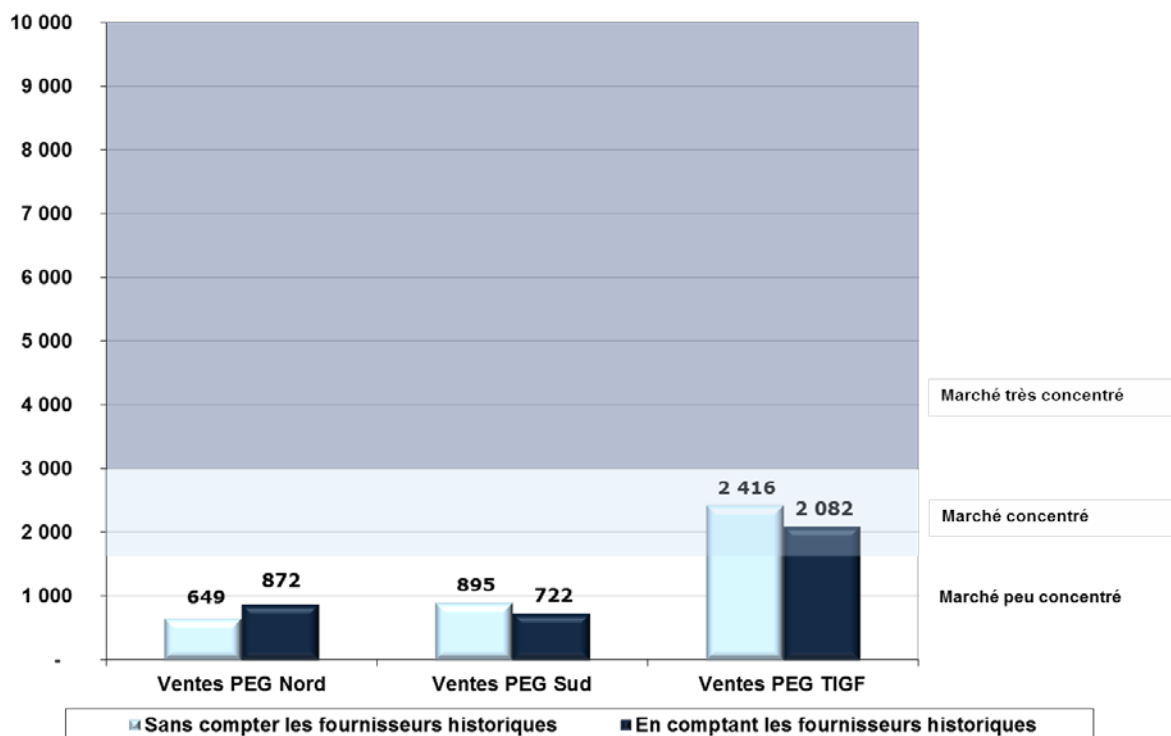
5.1 Concentration aux PEG

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 second trimestre 2013, la concentration à la vente au PEG Nord a augmenté par rapport au trimestre précédent. Celle à l'achat reste stable. Le poids des fournisseurs historiques sur ce PEG reste limité. Le PEG Sud affiche une baisse de concentration à la vente et s'approche maintenant des niveaux de concentration du PEG Nord. En revanche, à l'achat la concentration reste stable au-dessus de celle du PEG Nord.

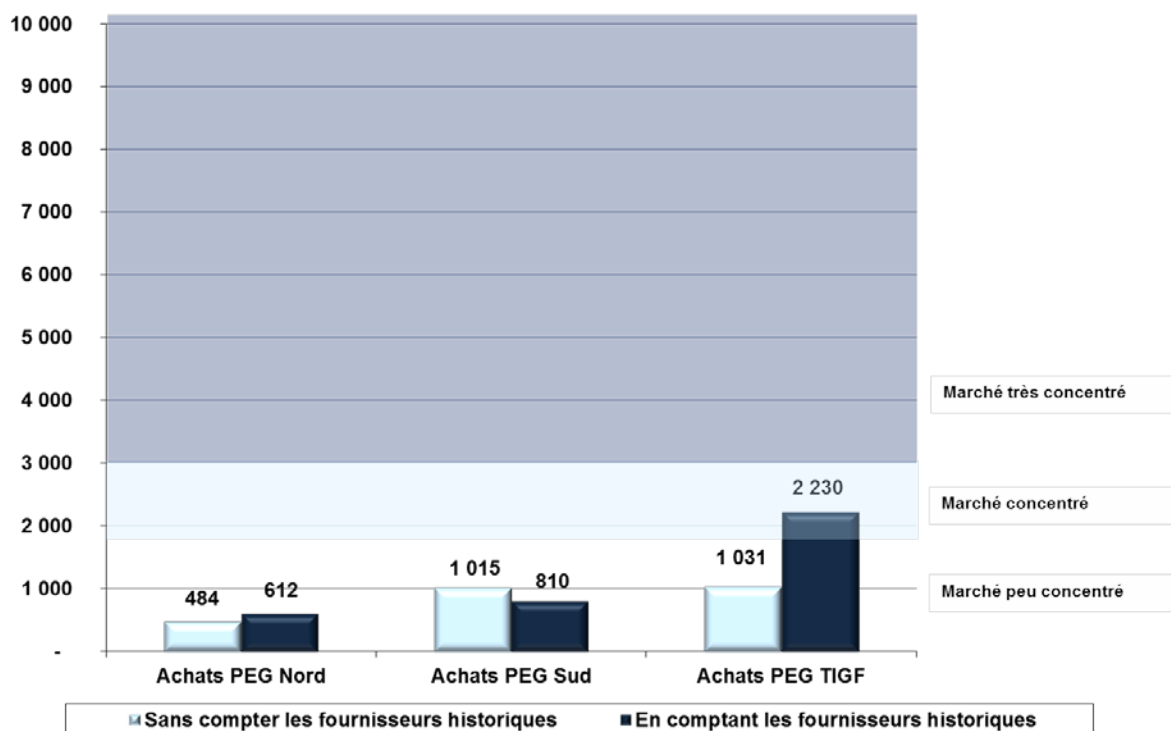
Enfin, la concentration au PEG TIGF a diminué fortement tant à l'achat qu'à la vente au second trimestre 2013. Le poids des fournisseurs historiques sur ce PEG reste cependant significatif.

Indice de concentration HHI – Ventes aux PEG – 2^{ème} trimestre 2013 –



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Indice de concentration HHI – Achats aux PEG – 2^{ème} trimestre 2013 –

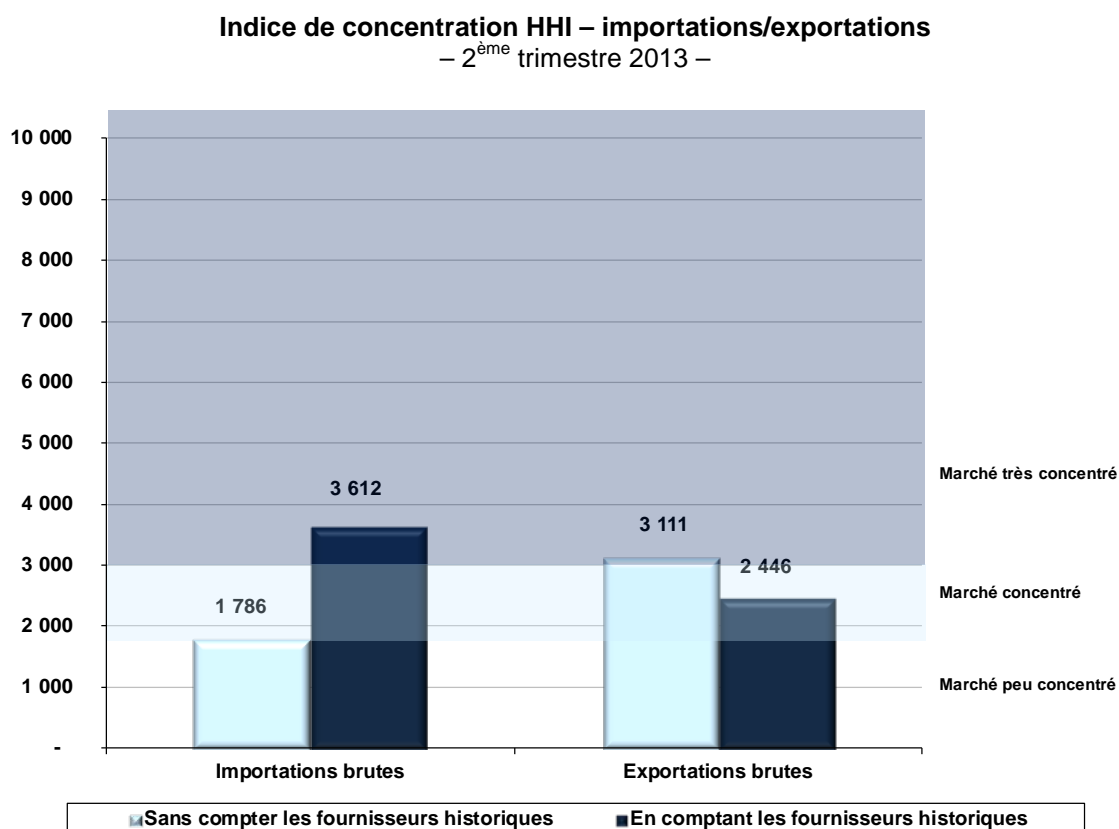


Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

5.2 Concentration aux interconnexions

Les graphiques suivants montrent la concentration des importations (livraisons sur le réseau de transport aux points d'interconnexion) et des exportations (enlèvements depuis le réseau français aux points d'interconnexion).

Au cours du second trimestre 2013, la concentration des importations est restée stable. La concentration des exportations a en revanche beaucoup diminué. Les fournisseurs historiques occupent toujours une grande proportion des importations.



Sources: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

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)

Janvier 2013 marque le début de la Phase III du Système Communautaire d'Echange de Quotas d'Emission (SCEQE)³². Celle-ci est caractérisée par la mise aux enchères d'environ 50% des quotas d'émission, soit environ un milliard de quotas par an.

Au deuxième trimestre 2013, les enchères de quotas ont continué sur la plateforme commune EEX pour 25 des 27 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 30 avril 2013 marque la date de restitution des quotas par les acteurs soumis au SCEQE pour l'année 2012. C'est également la dernière date de restitution des quotas pour la Phase II.

Le 18 juin, la plateforme de marché EEX a été élue plateforme définitive pour les enchères de quotas en Allemagne pour la Phase III. Jusqu'alors EEX était la plateforme transitoire pour l'Allemagne.

La Commission européenne a publié les premiers rapports sur les enchères de quotas pour la Phase III³³. Les rapports montrent que le prix des enchères était généralement en ligne avec le prix du quota sur le marché secondaire.

La Commission européenne s'est par ailleurs prononcée sur une révision de la limite prévue pour la restitution des CER à la place des EUA en fin de période de conformité du SCEQE. L'utilisation des crédits Kyoto pour les besoins de conformité des assujettis au SCEQE a en effet été un facteur d'accumulation du surplus de quotas.

1.2 Annonces politiques liées au secteur de l'énergie

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

A la suite des votes des Comités ITRE et ENVI du Parlement européen au premier trimestre 2013, le **Parlement européen a voté en séance plénière le 16 avril contre la proposition de « *backloading* » de quotas**. Le vote était de 334 votes pour, 315 voix contre et 63 abstentions, et ce en dépit du soutien de la Grande-Bretagne, de la France et de l'Italie en faveur de la mise en réserve de quotas d'émission. La proposition a dès lors été renvoyée pour révision au Comité ENVI. Le prix du carbone a par la suite chuté dans la journée du 16 avril (voir point 2.1).

Le 7 mai, les ministres français, allemand, britannique, néerlandais, suédois, danois, portugais, finlandais et slovène de l'Environnement et de l'Énergie ont affirmé dans une déclaration commune soutenir le « *backloading* » de quotas.

Le 19 juin, le comité ENVI du Parlement européen a voté en faveur du texte de compromis concernant le « *backloading* » de quotas. Ce texte amendé stipulait que la Commission européenne n'interviendrait sur le marché SCEQE qu'une seule fois et qu'une grande majorité des quotas qui seraient remis sur le marché à la fin de la Phase III financeraient le développement de technologies bas-carbone.

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

³² Voir la Directive 2009/29/CE et le règlement n°1031/2010 relatif à la mise aux enchères de quotas

³³ Voir le lien http://ec.europa.eu/clima/news/articles/news_2013051701_en.htm

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.

Par ailleurs, la Commission européenne a présenté un Livre Vert portant sur le financement à long terme de l'économie européenne au mois d'avril. Au mois de mai, elle a ouvert les négociations sur le lien entre les systèmes de trading de quotas européen et australien.

2. Evolution des prix

2.1 Prix spot

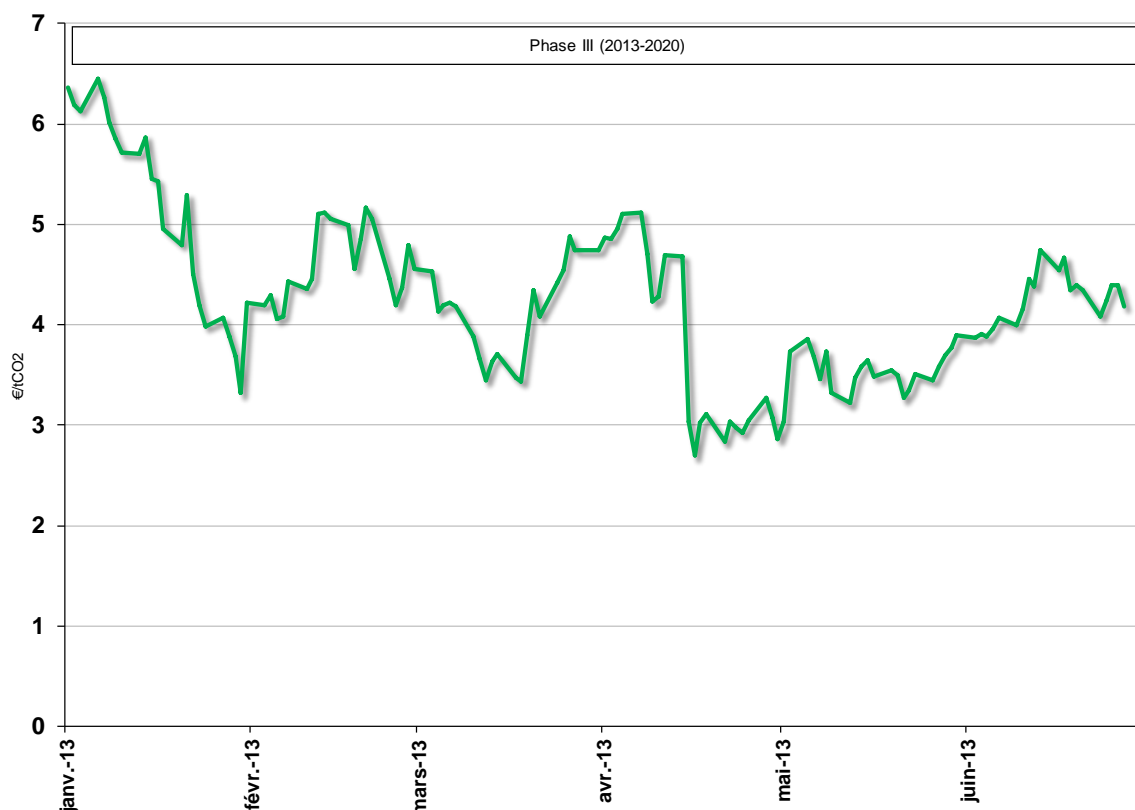
Les prix spot EUA ont baissé au deuxième trimestre 2013 et ont affiché une moyenne de 3,86 €/tCO₂, soit une baisse de 17% par rapport au premier trimestre 2013 (à 4,64 €/tCO₂) et une baisse de 43% par rapport au deuxième trimestre 2012 (à 6,79 €/tCO₂).

Les prix du carbone sont particulièrement 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 le volume de quotas en circulation.

Au deuxième trimestre 2013, le cours du quota de CO₂ est passé sous la barre des 4 €/tonne, dû principalement au vote du Parlement européen le 16 avril contre la proposition de « *backloading* » de la Commission européenne (voir partie 1.2). Le 16 avril, le prix du carbone a en effet très fortement baissé, d'environ 35% sur le marché spot par rapport au jour précédent et atteignant 3,04 €/tCO₂ en moyenne. Le 19 juin, le prix spot du quota a été peu impacté par le deuxième vote du comité ENVI du Parlement européen en faveur du « *backloading* » (voir partie 1.2) avec une moyenne de 4,35 €/tCO₂. Le 3 juillet, le prix du carbone a augmenté de 9% atteignant 4,66 €/tCO₂ en moyenne sur le marché spot à la suite du vote du Parlement européen en faveur du « *backloading* » (voir partie 1.2).

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

Evolution du prix EUA spot depuis 2005

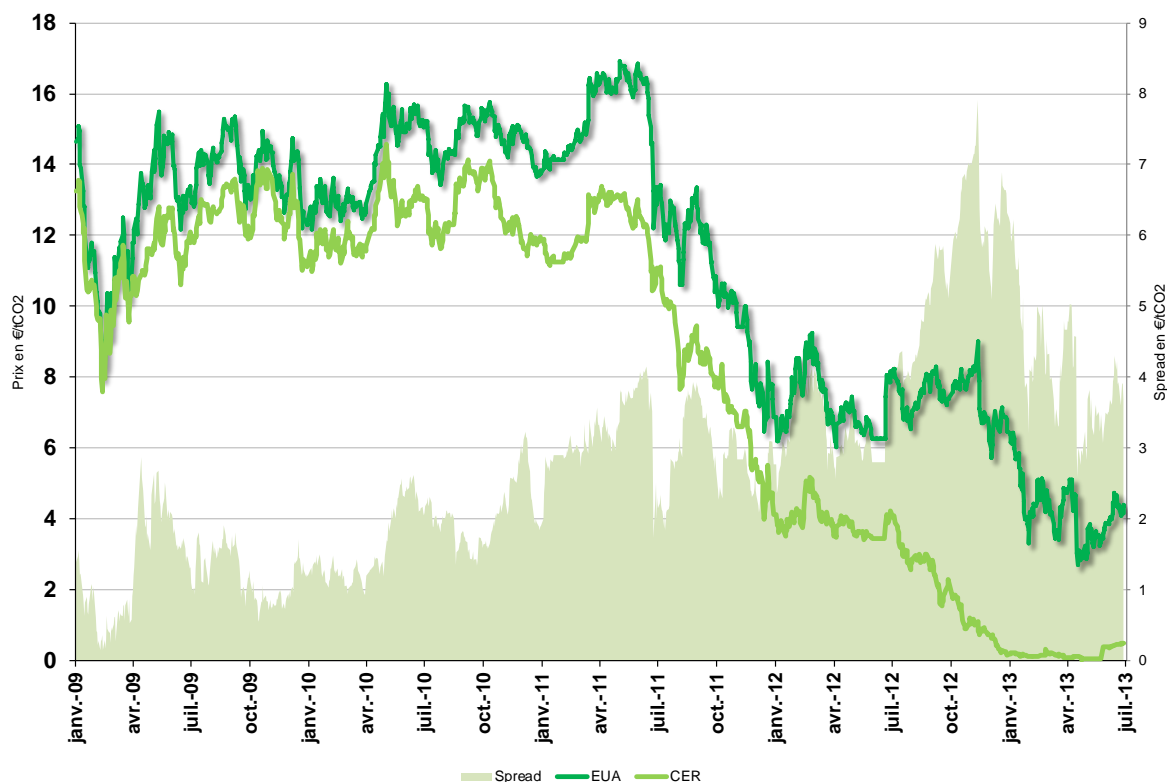


Sources : Bluenext, ECX (à partir du 6 décembre 2012)

Le prix spot du quota européen CER (Certified Emission Reduction) a augmenté de 25% au deuxième trimestre 2013 par rapport au trimestre précédent, passant de 0,16 €/tCO₂ à 0,20 €/tCO₂. Il a en particulier atteint des valeurs quasi nulles pendant plusieurs semaines avant la suspension du produit de la plateforme ECX pendant la majorité du mois de mai, en vue du passage de la Phase II à la Phase III. Par comparaison, le cours du CER était de 3,69 €/tCO₂ au deuxième trimestre 2012.

L'écart entre les prix spot EUA et CER a baissé de 18% au deuxième trimestre 2013 par rapport au trimestre précédent, passant de 4,48 €/tCO₂ à 3,66 €/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 deuxième trimestre 2013, les prix des produits à terme ont suivi une tendance très similaire aux produits spot, tant pour les produits EUA que CER. Les produits à terme CER sont proches de zéro pendant toute la période.

Evolution des prix depuis 2011



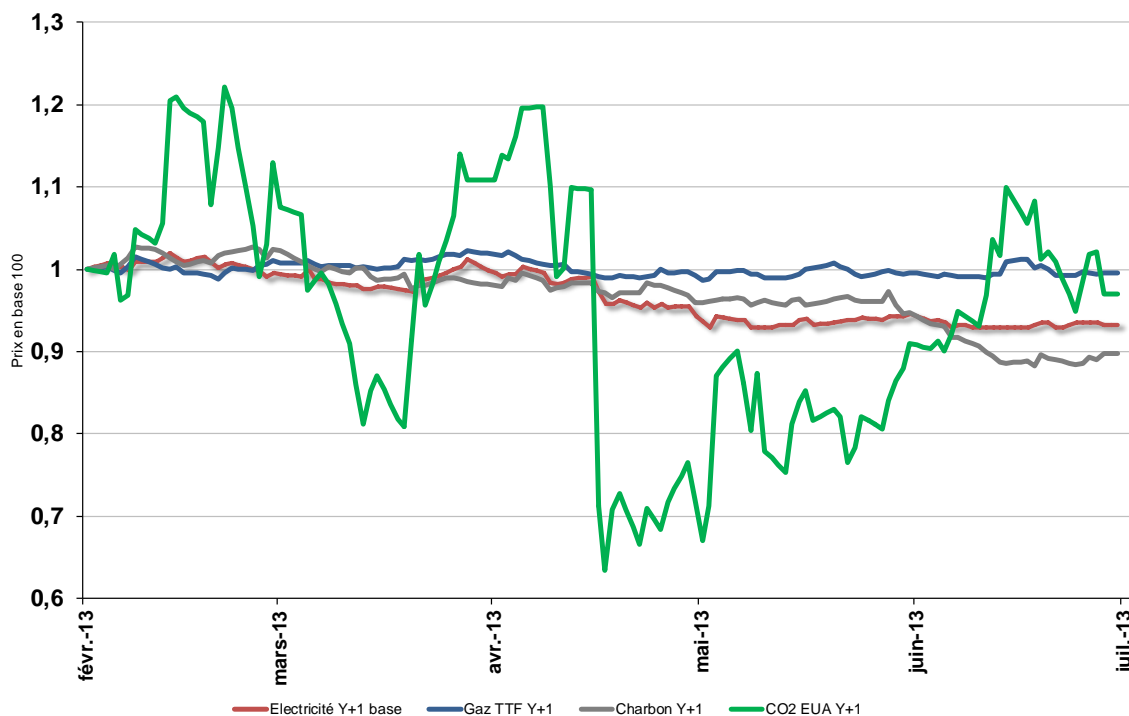
Sources : Bluenext (jusqu'au 5 déc. 2012), ECX

3. Matières premières énergétiques et fondamentaux

3.1 Matières premières énergétiques

Au deuxième trimestre, on observe toujours un décrochage des prix du carbone des autres matières premières énergétiques. Depuis février 2013, tandis que les prix de l'électricité et du charbon ont diminué de 7% et de 10% respectivement et que le prix du gaz est resté stable, le prix futur du carbone a fortement varié en fonction des annonces politiques liées au secteur de l'énergie (voir partie 1.2).

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

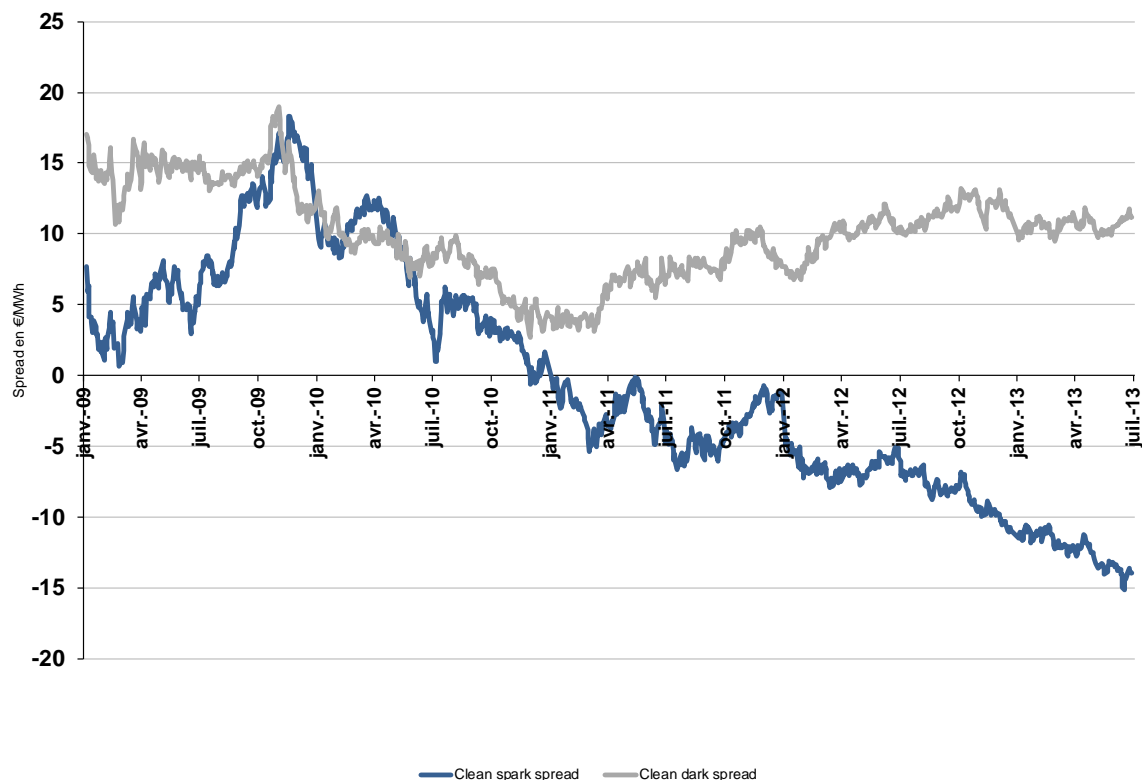


Sources : EPD, Heren, EEX, ECX

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 deuxième trimestre, le profit théorique de la production à partir de charbon a stagné autour de 11 €/MWh tandis que le clean spark spread a chuté jusqu'à -15 €/MWh.

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

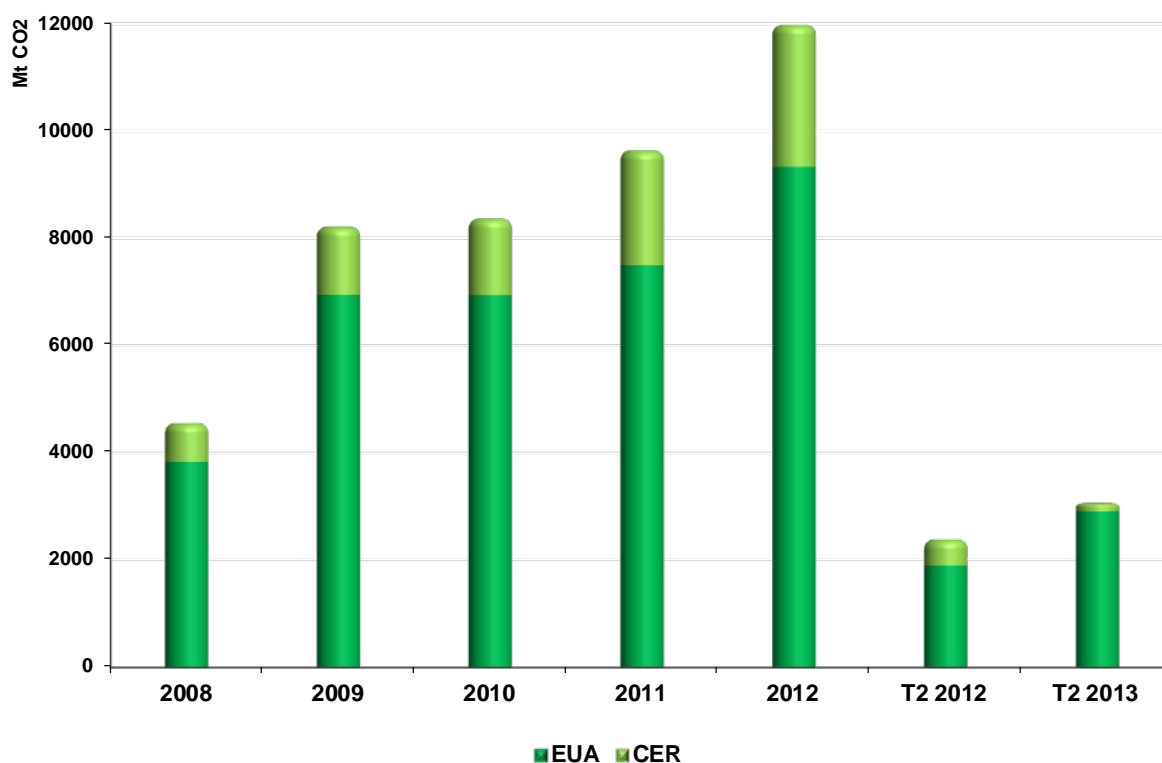
Enchères primaires de quotas en vue de la Phase III

Au deuxième 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). Le prix des enchères des EUA a été en ligne avec le prix des EUA sur le marché secondaire sur la période.

Volumes totaux EUA et CER

Les volumes totaux EUA et CER échangés sur bourses et brokers ont tous les deux baissé au deuxième trimestre 2013 par rapport au premier trimestre 2013, mais dans des proportions différentes. En effet, tandis que le volume des EUA a baissé de 1% (à 2 910 Mt), le volume des CER a baissé de 42% (à 157 Mt). Ceci peut être expliqué par les incertitudes liées au « *backloading* » de quotas pendant le trimestre, en particulier après le vote du Parlement européen contre la mesure en avril (voir partie 1.2). Les volumes EUA et CER ont par ailleurs respectivement augmenté de 53% et baissé de 68% par rapport au deuxième trimestre 2012.

Volumes annuels EUA et CER depuis 2008

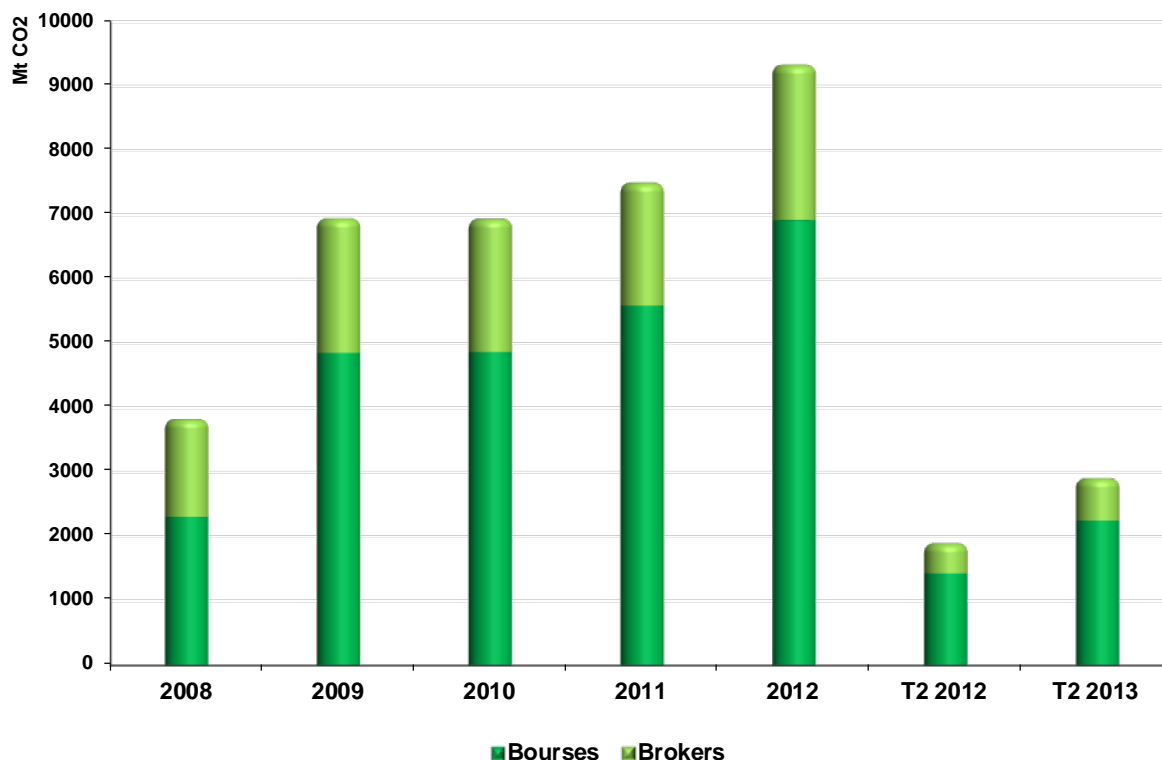


Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

Volumes EUA

Au deuxième trimestre 2013, les volumes EUA sur bourses (2 249 Mt) ont baissé de 5% par rapport au premier trimestre 2013 et ont augmenté de 57% par rapport au deuxième trimestre 2012. Les volumes EUA sur brokers (661 Mt) ont augmenté de 13% par rapport au premier trimestre 2013 et de 40% par rapport au deuxième trimestre 2012. Les bourses et brokers représentent respectivement 77% et 23% des volumes EUA totaux échangés au deuxième trimestre 2013.

Volumes annuels EUA

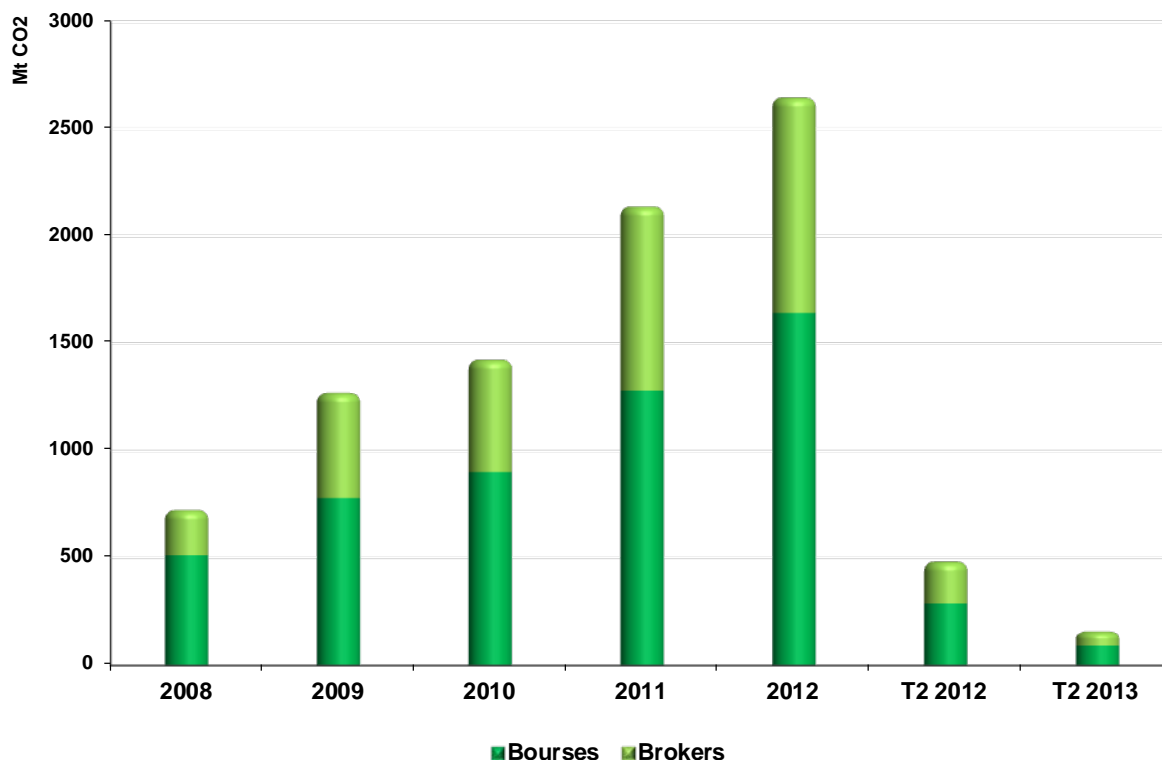


Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

Volumes CER

Sur le marché des CER, les volumes échangés ont très fortement baissé au cours du deuxième trimestre 2013, toutes places de marché confondues. En effet, les volumes sur bourses (92 Mt) ont baissé de 47% par rapport au premier trimestre 2013 et de 68% par rapport au deuxième trimestre 2012. Les volumes CER sur brokers (65 Mt) ont diminué de 34% par rapport au premier trimestre 2013 et de 67% par rapport au deuxième trimestre 2012. Ceci est notamment dû au fait que certains produits CER ont été exclus du marché SCEQE à partir de mai 2013, dû aux nouvelles exigences de conformité de la Phase III. Les bourses et brokers représentent respectivement 59% et 41% du marché en volume au deuxième trimestre 2013.

Volumes annuels CER



Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

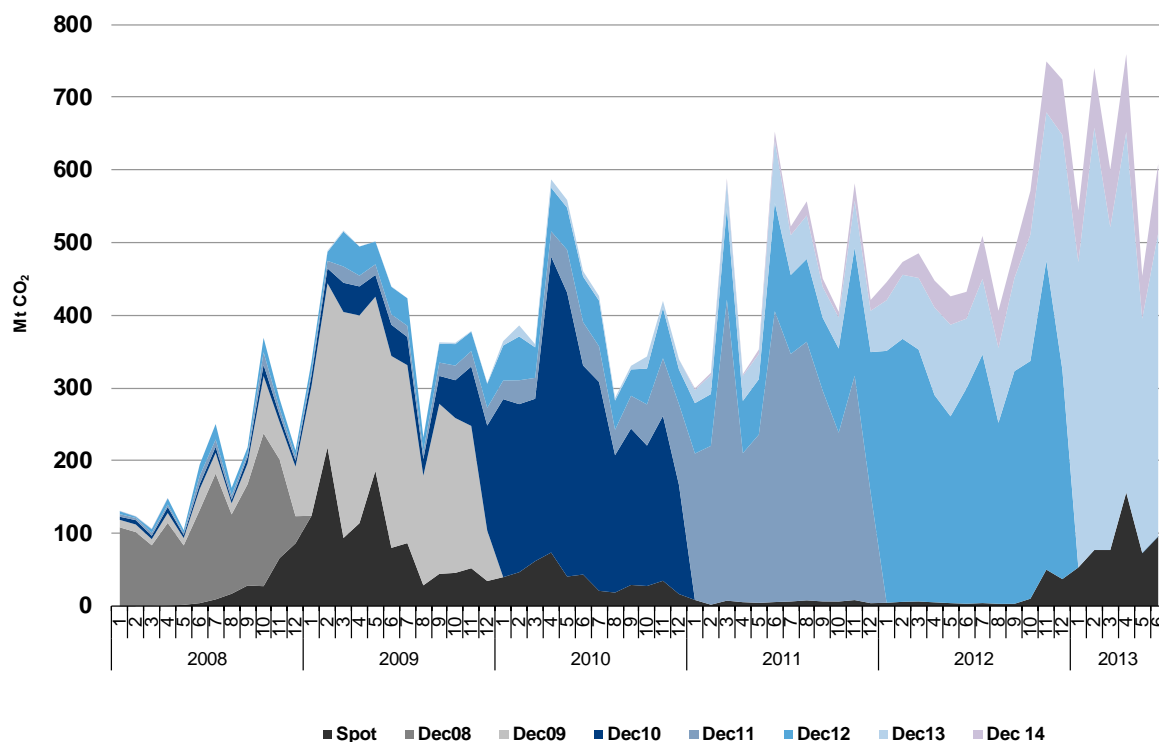
Volumes EUA spot

Au cours du deuxième trimestre 2013, environ 325 Mt d'EUA spot ont été échangés sur les bourses. Les volumes ont augmenté de plus de la moitié par rapport au premier trimestre 2013, et ont été multipliés par près de 30 par rapport au deuxième trimestre 2012. Ceci est notamment dû au très grand volume de quotas spot échangés sur le marché au mois d'avril, soit 156 Mt, comparé à 5 Mt en avril 2012. En particulier, il y a eu un très grand volume de transactions spot le 16 avril 2013, jour du vote du Parlement européen contre le « *backloading* » de quotas (voir partie 1.2).

Volumes EUA futurs

Au deuxième trimestre 2013, les volumes des produits EUA sur bourses s'effectuent de nouveau essentiellement sur le marché à terme, principalement des produits futures Y+1. Près de 1 235 Mt de produits Déc. 2013 ont été échangés au deuxième trimestre 2013, en baisse de 15% par rapport au premier trimestre 2013 et près de quatre fois plus qu'au deuxième trimestre 2012. Les volumes échangés sur les produits Dec. 2014 (Y+2) ont atteint 261 Mt au deuxième trimestre 2013, soit une hausse de 13% par rapport au premier trimestre 2013 et deux fois plus qu'au deuxième 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)**³⁴ : notifications d'échanges de blocs c'est à dire quantités nominées à RTE la veille pour le lendemain, hors les transactions sur Powernext
 - **Importations et exportations** : http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_inter_1.htm
 - **Achats et ventes sur Powernext**, la bourse française de l'électricité : www.powernext.fr

³⁴ « Over the Counter » ou de gré à gré

- **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).

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 : côté demande, le marché est divisé en 3 segments :

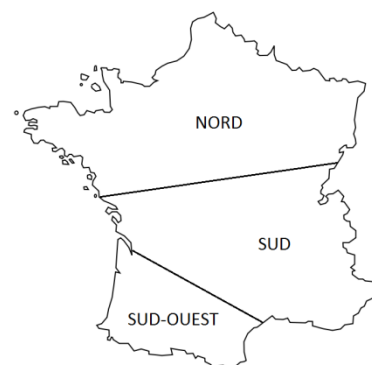
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution
- les clients résidentiels raccordés au réseau de distribution

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.

Gaz H / Gaz B : la zone d'équilibrage Nord est alimentée en partie 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" versus gaz-H, H pour "Haut pouvoir calorifique"). Contractuellement, les anciennes zones Nord H et Nord B ont fusionné au 1er avril 2013.



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.