



Marchés

Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

1^{er} trimestre 2012

SOMMAIRE

Introduction	4
Le marché de l'électricité.....	5
Le marché de détail de l'électricité.....	5
1. Introduction	5
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif	6
3. Etat des lieux au 31 mars 2012	7
4. Analyse en dynamique : Premier trimestre 2012.....	14
5. Prix de vente sur le marché de détail de l'électricité.....	17
Le marché de gros de l'électricité	22
1. Introduction	22
2. Activité sur le marché de gros français.....	23
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne	28
4. Les fondamentaux du marché de l'électricité	36
5. Volumes d'imports/exports.....	38
6. Concentration du marché français de l'électricité	39
Le marché du gaz	42
Le marché de détail du gaz	42
1. Introduction	42
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif	43
3. Etat des lieux au 31 mars 2012	44
4. Analyse en dynamique : Premier trimestre 2012.....	51
5. Prix de vente du gaz naturel sur le marché de détail.....	54
Le marché de gros du gaz	58
1. 1. Les principales dates concernant le marché de gros français.....	58
2. 2. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe	58
3. 3. Activité sur le marché de gros français.....	62
4. 4. Suivi des infrastructures.....	66
5. 5. Concentration du marché français du gaz	66
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz.....	69
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité	70
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz	72

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.

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 :

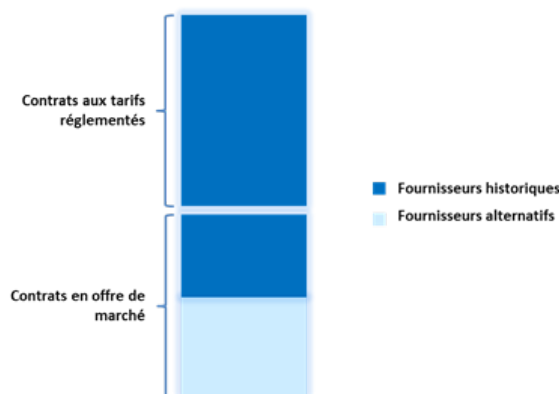
- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises et collectivités locales
- à partir de juillet 2007, éligibilité de tous les consommateurs, y compris les clients résidentiels.

Au 31 mars 2012, 35,5 millions de sites sont éligibles¹, ce qui représente environ 446² 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).

**Répartition des contrats d'électricité
-schéma illustratif-**

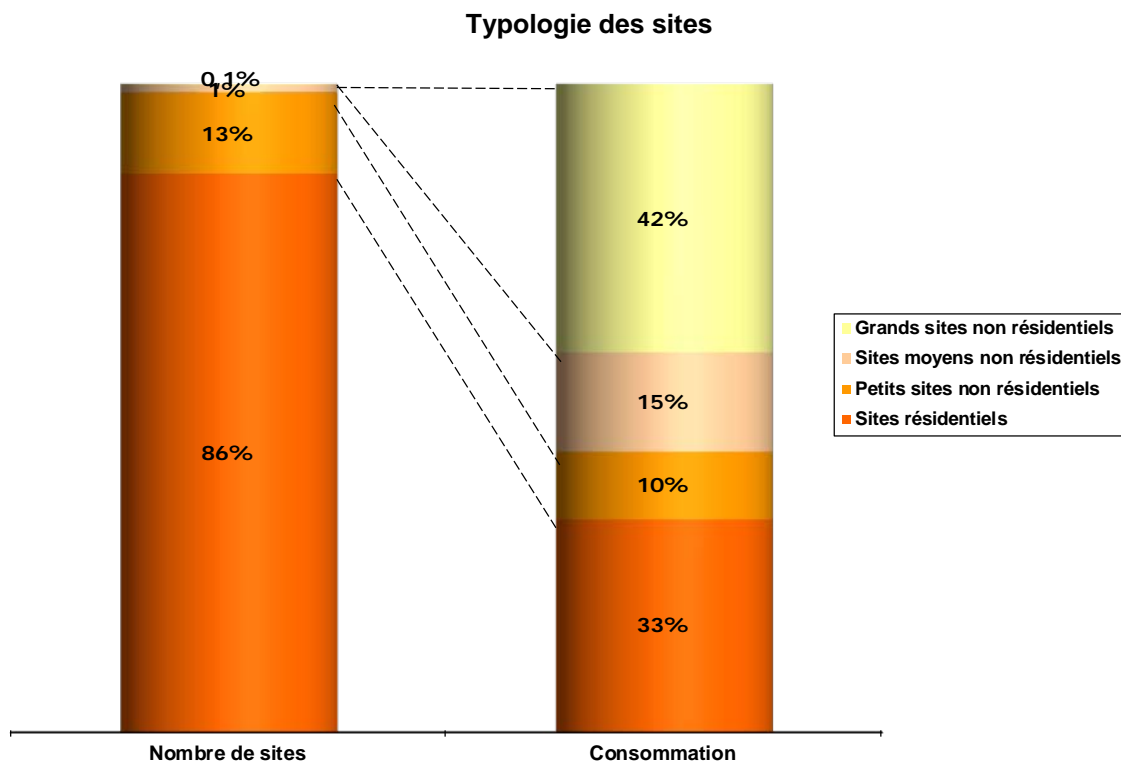


Les principales sources de l'observatoire sont les fournisseurs historiques, RTE et les sept plus grands gestionnaires de réseaux de distribution : Electricité Réseau Distribution France, Electricité de Strasbourg, Gaz et Electricité de Grenoble, URM, SICAE de l'Oise, Geredis Deux-Sèvres et SRD (Sorégies). 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 439 TWh.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif



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. Leur consommation annuelle est 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. Leur consommation annuelle est 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 31 mars 2012

A) Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

	Sites résidentiels		Sites non résidentiels	
Situation (en nombre de sites)	Au 31 mars 2012	Au 31 décembre 2011	Au 31 mars 2012	Au 31 décembre 2011
Nombre total de sites	30 677 000	30 611 000	4 921 000	4 921 000
– Sites aux tarifs réglementés	28 756 000	28 773 000	4 235 000	4 227 000
– Sites en offre de marché, dont :	1 921 000	1 838 000	686 000	693 000
o fournisseurs historiques	11 000	12 000	316 000	325 000
o fournisseurs alternatifs	1 910 000	1 826 000	370 000	368 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	6,2%	5,9%	7,5%	7,5%

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

Synthèse en consommation annualisée

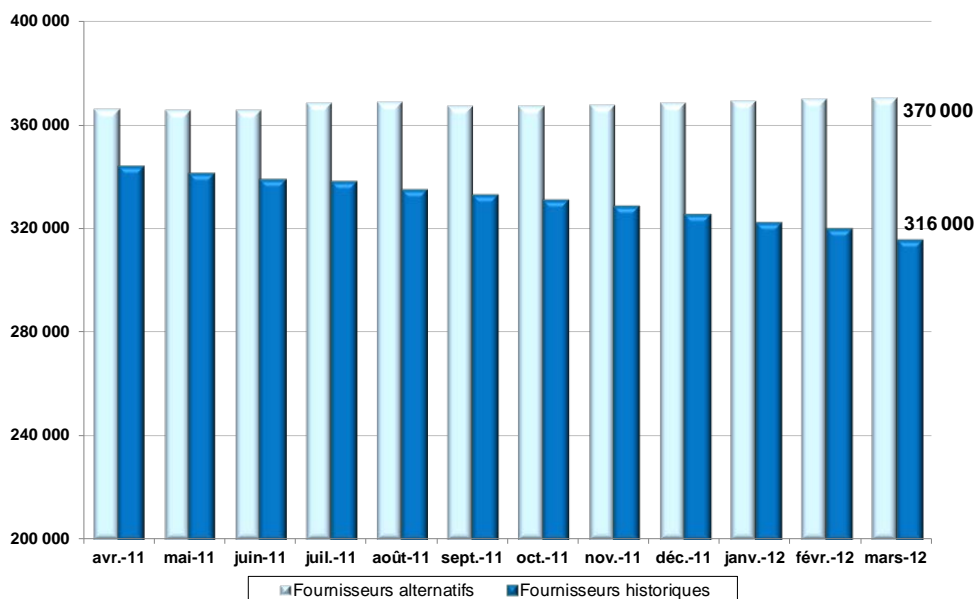
	Sites résidentiels		Sites non résidentiels	
Situation (en consommation annualisée)	Au 31 mars 2012	Au 31 décembre 2011	Au 31 mars 2012	Au 31 décembre 2011
Consommation totale des sites	144,3 TWh	143,8 TWh	294,8 TWh	296,1 TWh
– Sites aux tarifs réglementés	135,3 TWh	135,2 TWh	161,2 TWh	166,2 TWh
– Sites en offre de marché, dont :	9,0 TWh	8,6 TWh	133,6 TWh	129,9 TWh
o fournisseurs historiques	~ 0,1 TWh	~ 0,1 TWh	69,3 TWh	69,0 TWh
o fournisseurs alternatifs	8,9 TWh	8,5 TWh	64,3 TWh	60,9 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	6,1%	5,9%	21,8%	20,5 %

Sources : RTE, GRD, 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.

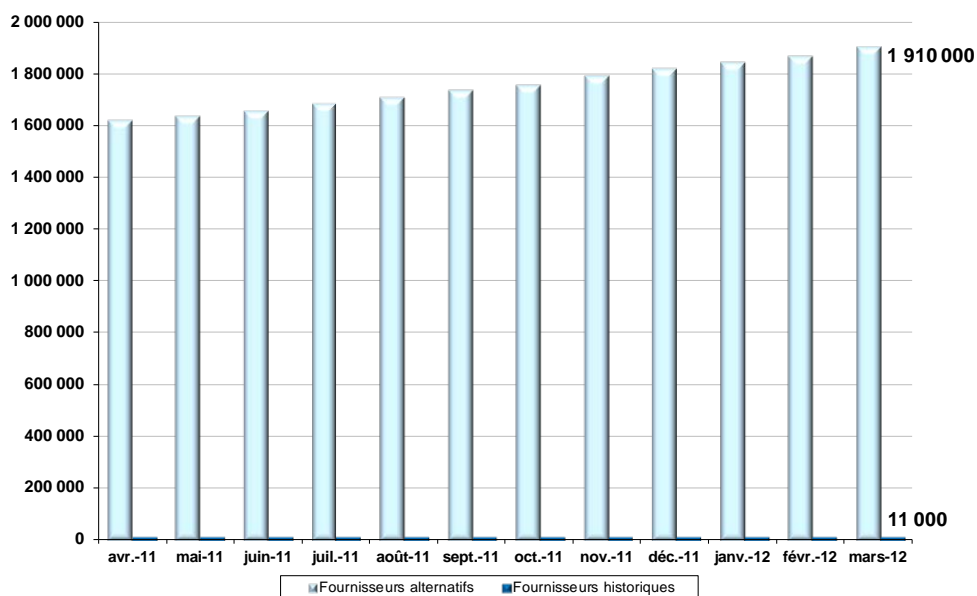
B) Evolution du nombre de sites en offre de marché

Nombre de sites en offre de marché - sites NON RÉSIDENTIELS -



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

Nombre de sites en offre de marché - sites RÉSIDENTIELS –

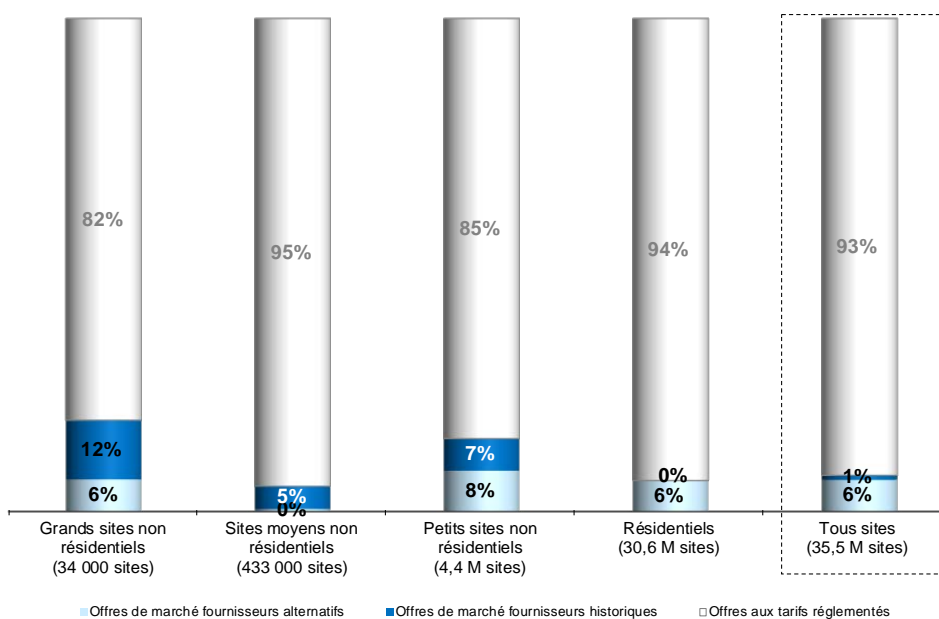


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 mars 2012, environ 686 000 sites non résidentiels et 1 921 000 sites résidentiels sont en offre de marché.

C) Parts de marché en nombre de sites au 31 mars 2012

Répartition des sites par type d'offre au 31 mars 2012

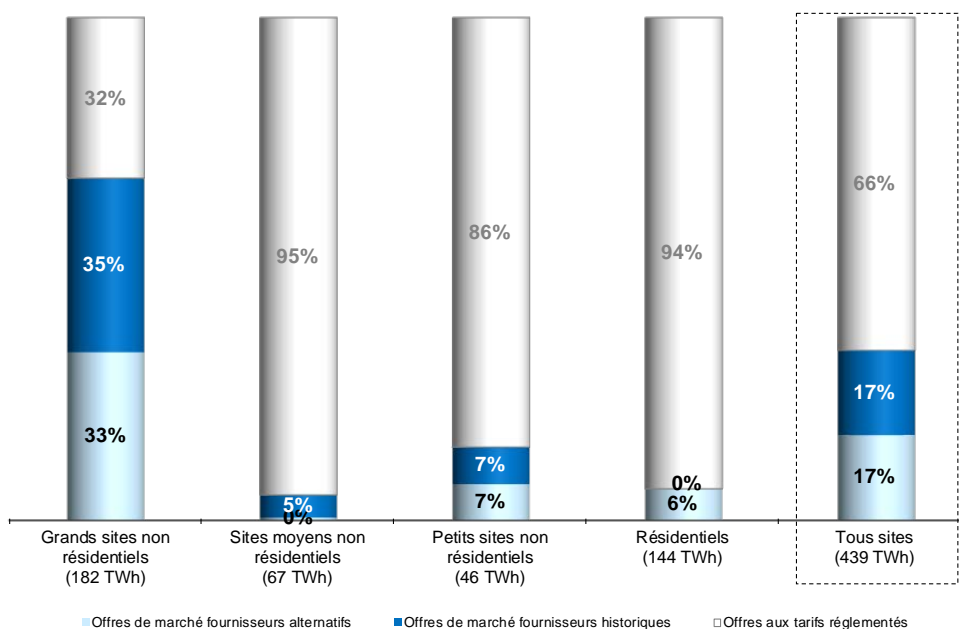


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 mars 2012, environ 7% des sites sont en offre de marché. Parmi eux, environ 86% ont fait le choix d'un fournisseur alternatif.

D) Parts de marché en consommation au 31 mars 2012

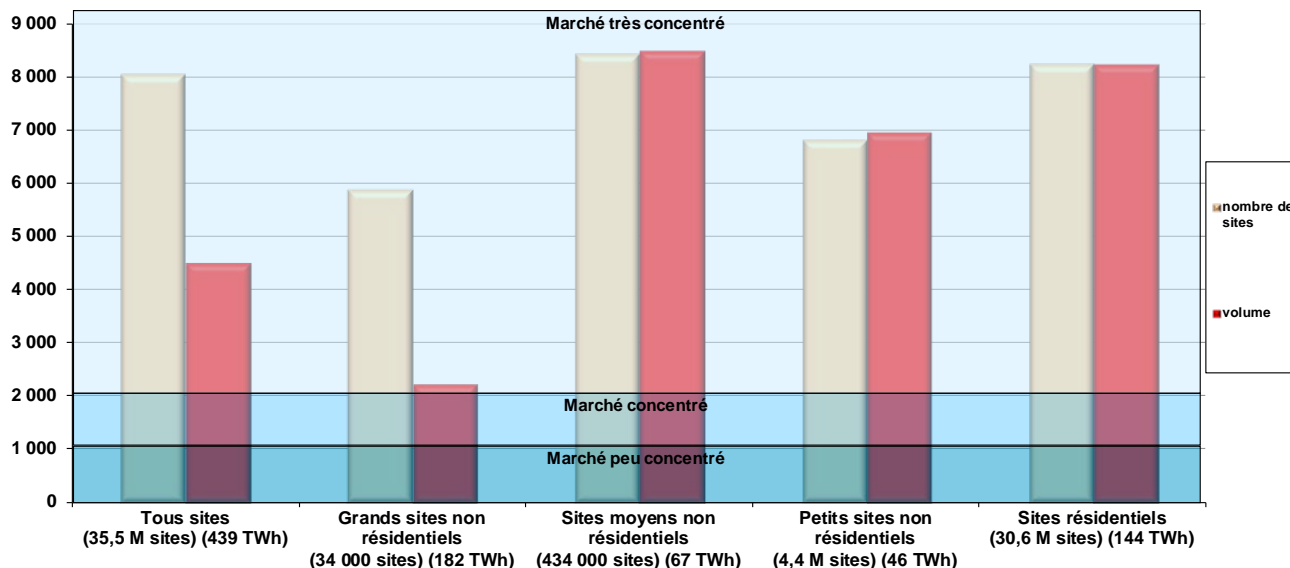
Répartition des consommations par type d'offre au 31 mars 2012



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

E) 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.



Source : Analyses CRE

F) 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.

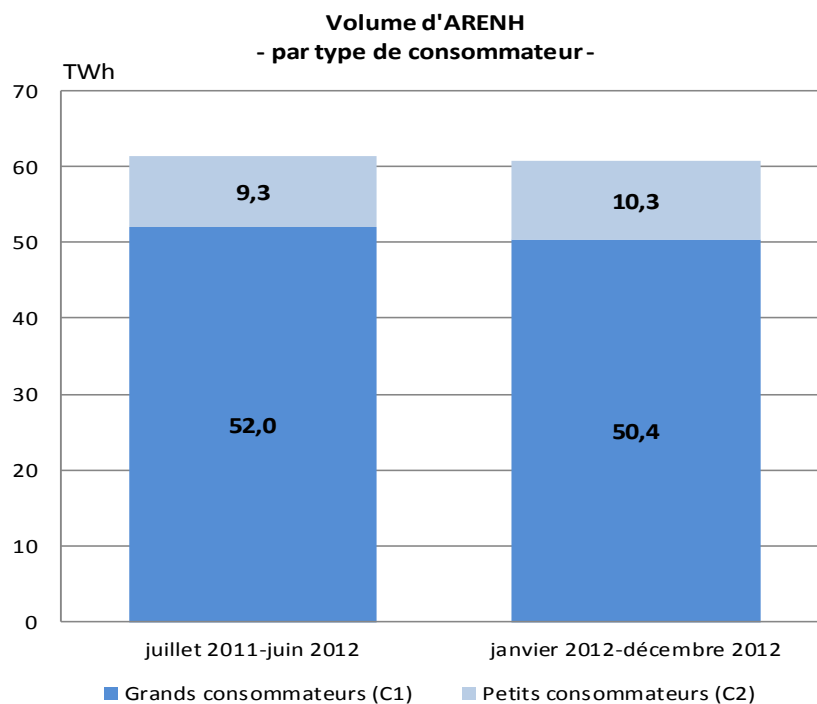
Les périodes de livraison sont de douze mois avec des guichets semestriels qui permettent aux fournisseurs de réviser le volume d'ARENH nécessaire à couvrir la consommation de leurs clients, sous des contraintes de monotonie et de volume global qui ne peut excéder 100 TWh par an pour l'ensemble des fournisseurs.

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

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.

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.



Source : Analyse 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>

G) Fournisseurs d'électricité actifs au 31 mars 2012

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE⁴
et actifs⁵ au 31 mars 2012








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					●
EGL		●			
Endesa Energia		●			
Enel France		●			
Energem				●	●
Enovos		●			
GDF Suez	 	●		●	●
Lampiris				●	●

⁴ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 29 mai 2012 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.

Vattenfall		•			
Fournisseur, Marques commerciales		Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites Résidentiels
Iberdrola		•			
Planète UI				•	•
Poweo				•	•
SNET		•			
Fournisseurs historiques ⁷ d'électricité					
Alterna				•	•
EDF	 	•	•	•	•
GEG Source d'Energies		•	•	•	•

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.

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.

Au 31 mars 2012, 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.

4. Analyse en dynamique : 1^{er} trimestre 2012

A) Tableau de synthèse du trimestre écoulé

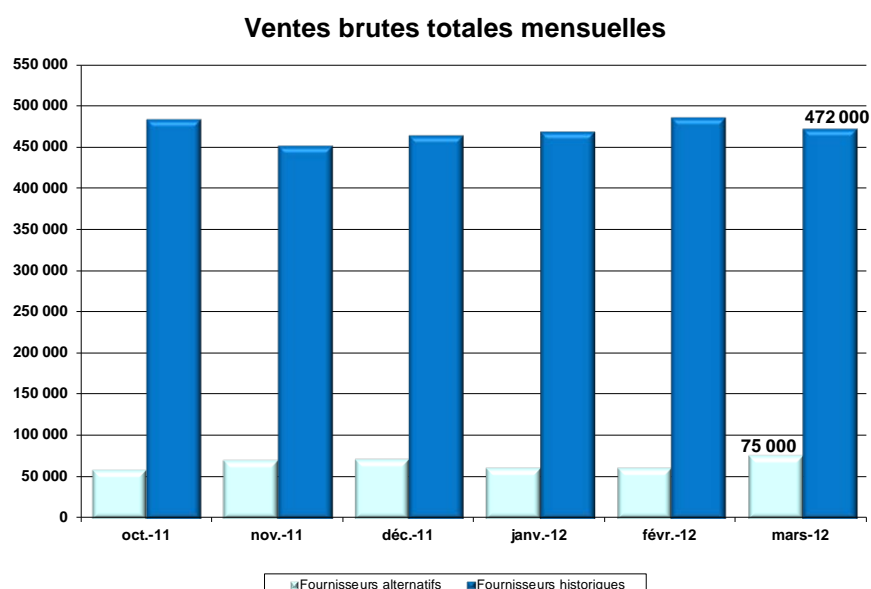
Les ventes brutes mensuelles d'un fournisseur correspondent au nombre de sites ayant conclu un contrat au cours du trimestre considéré à l'occasion d'une mise en service ou d'un changement de fournisseur. Les ventes brutes, en offre de marché ou au tarif réglementé, mesurent l'efficacité commerciale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

AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	T1 2012	T4 2011	T1 2012	T4 2011
Ventes brutes totales, dont :	1 357 000	1 429 000	266 000	168 000
• fournisseurs historiques	1 174 000	1 241 000	254 000	158 000
• fournisseurs alternatifs	183 000	188 000	12 000	9 700
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	13,4%	13,1%	4,5%	5,7%

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.

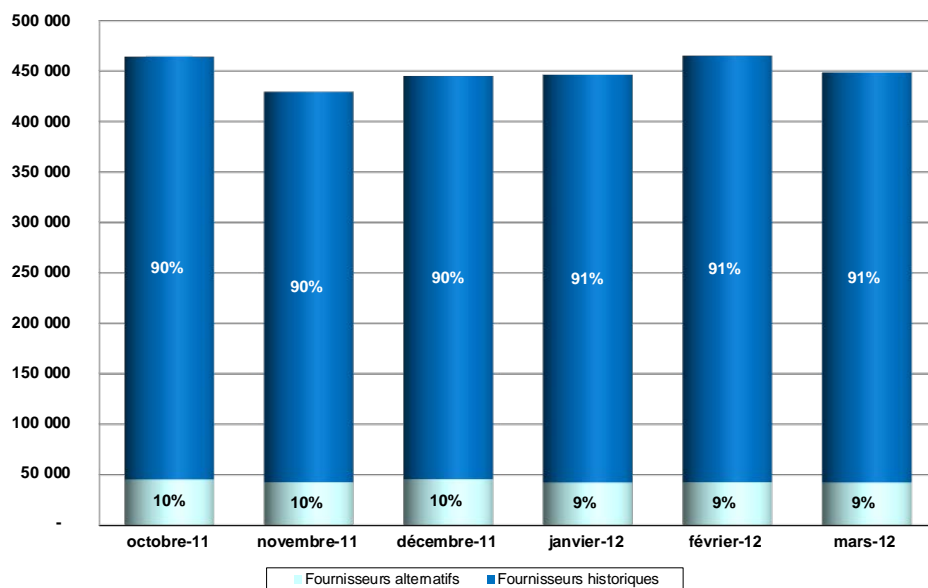
B) Ventes brutes sur les mois écoulés



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

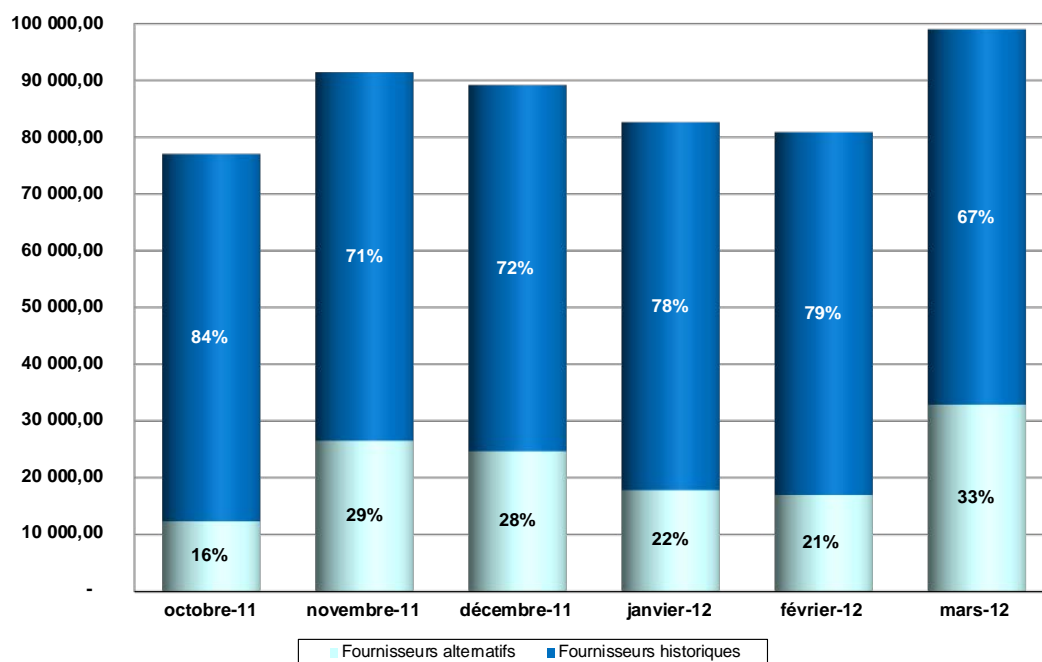
⁹ Voir le glossaire pour la définition d'une entreprise locale de distribution.

Répartition mises en services par type de fournisseur



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

Répartition des changements de fournisseur par type de fournisseur



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

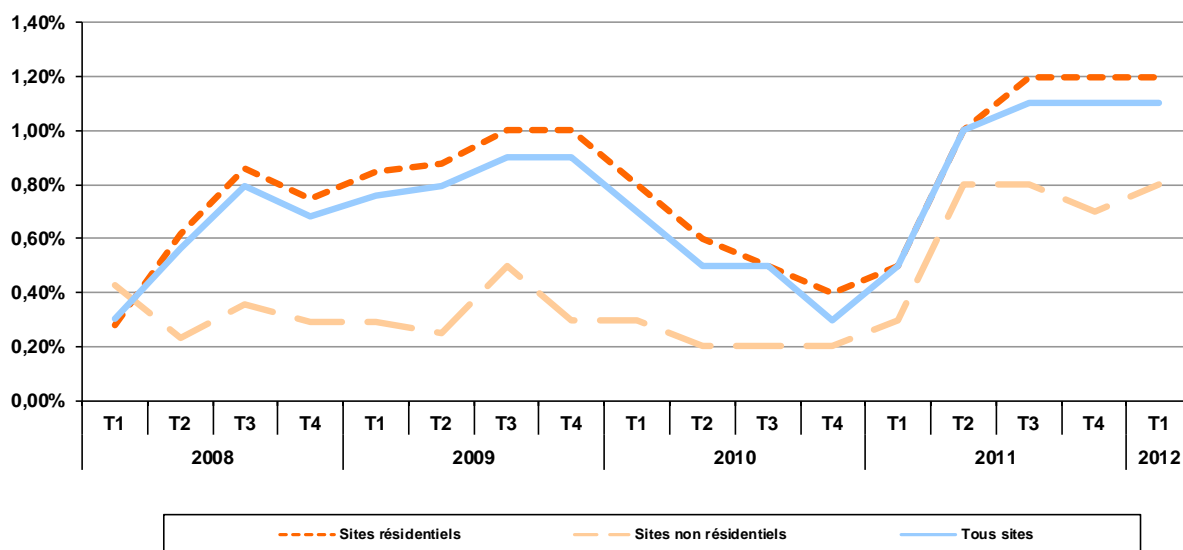
C) Taux de changement de fournisseur (taux de switch)

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

Évolution du taux de switch par segment de clientèle



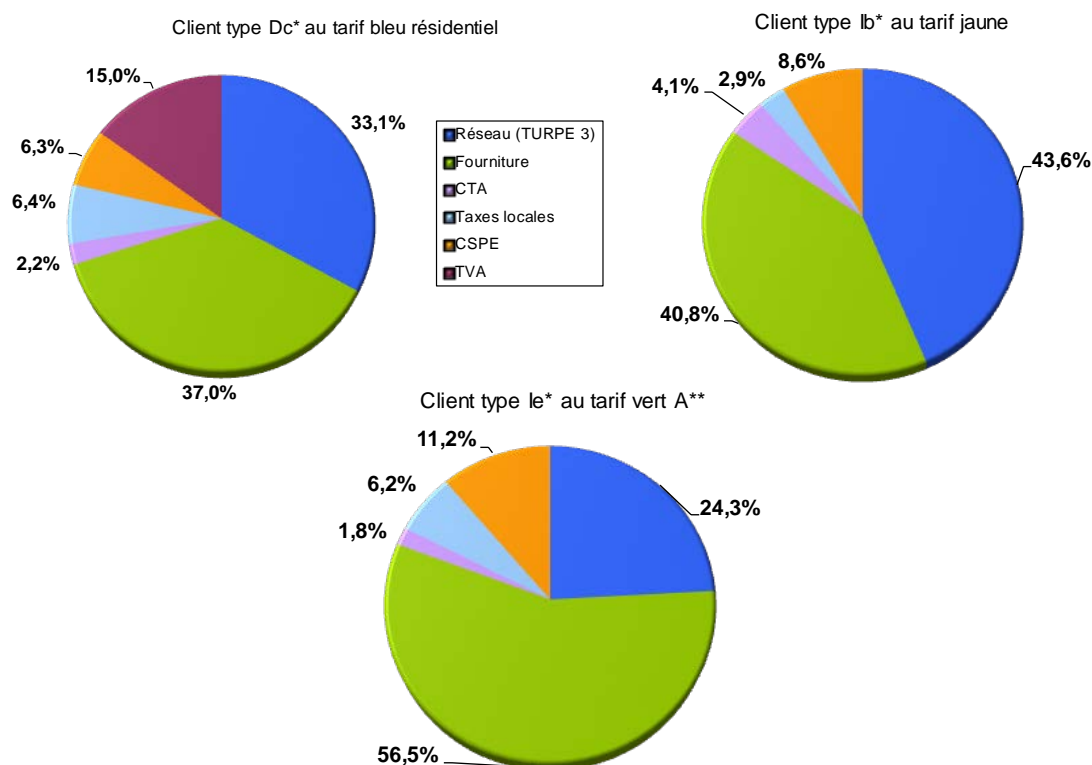
Sources : RTE, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au cours du premier trimestre 2012, 1,2 % 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

A) Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente au 31 mars 2012



Source : Analyses 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

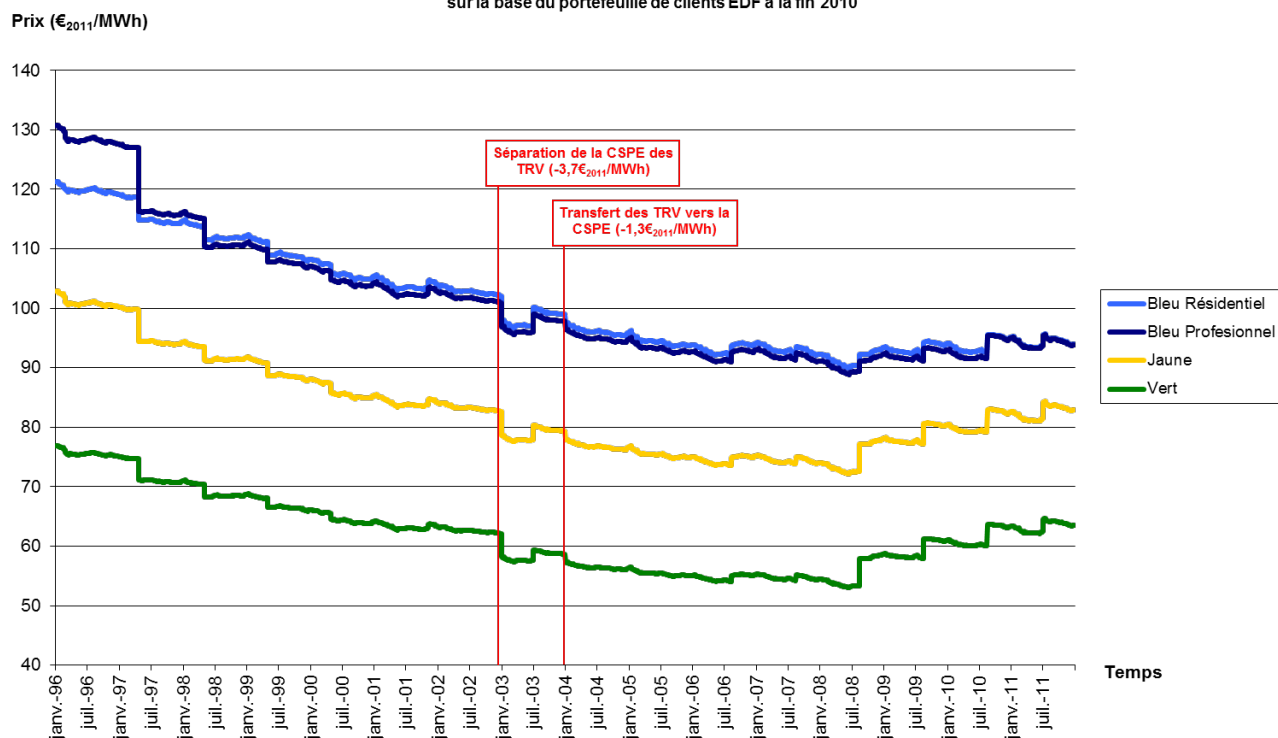
le : client industriel consommation entre 20 000 et 70 000 MWh

** 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'Énergie.

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

Historique des tarifs réglementés de vente d'électricité hors taxes en euros constants 2011
sur la base du portefeuille de clients EDF à la fin 2010



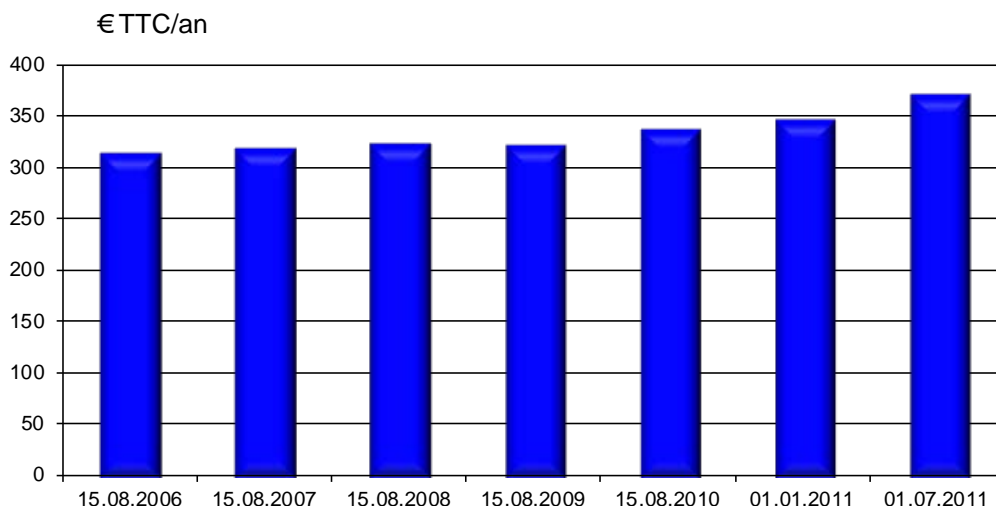
Source : Analyses CRE

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%
*Hausse moyenne tenant compte d'une modification tarifaire en structure.			

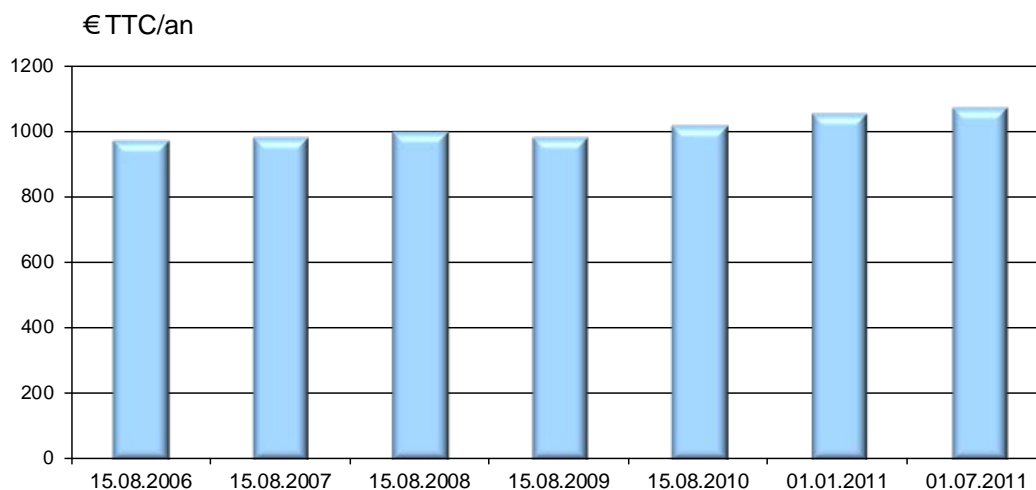
C) Evolution de la facture annuelle au tarif réglementé de vente

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 TVA¹⁰.

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



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



Source : Analyse CRE

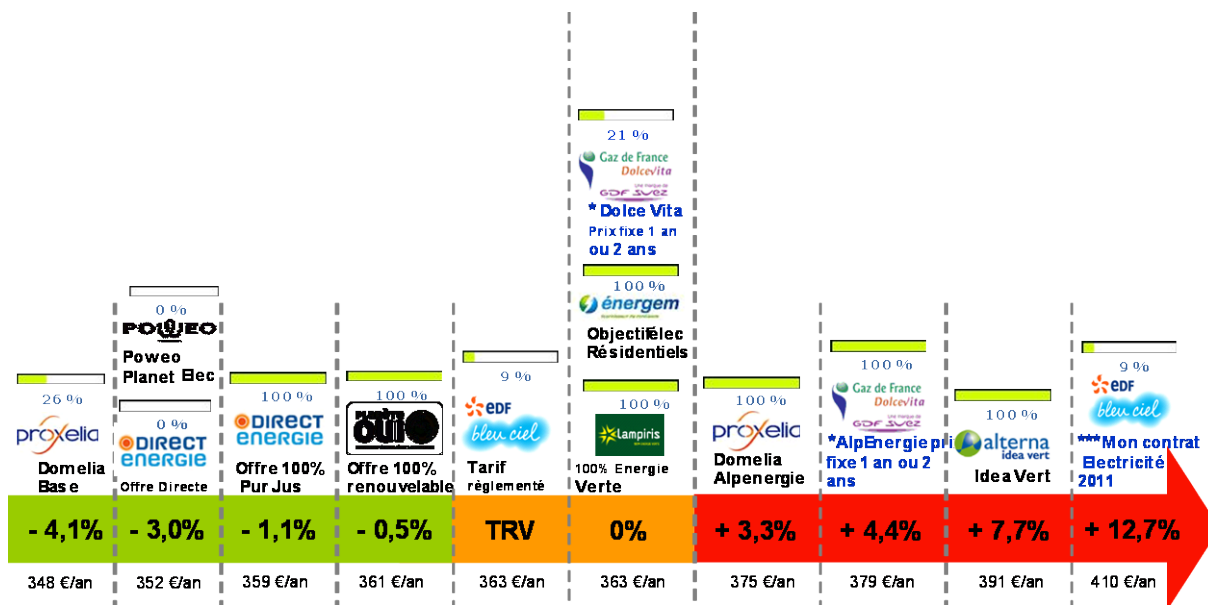
¹⁰ Depuis le 1er trimestre 2011, les taxes locales ont été établies sur la base du maximum réglementaire prévu.

D) 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

Comparaison des offres pour un client Base 6 kVA¹¹



Exemple de lecture:

Comparaison réalisée sur un client résidentiel :	
• de puissance souscrite 6 kVA	% d'énergie verte
• de consommation annuelle 2 400 kWh en Base	Logo fournisseur:
• Situé à Paris	Nom offre:
Facture TTC estimée par an hors « promo »	Différence de prix par rapport aux TRV
	Estimation de facture annuelle

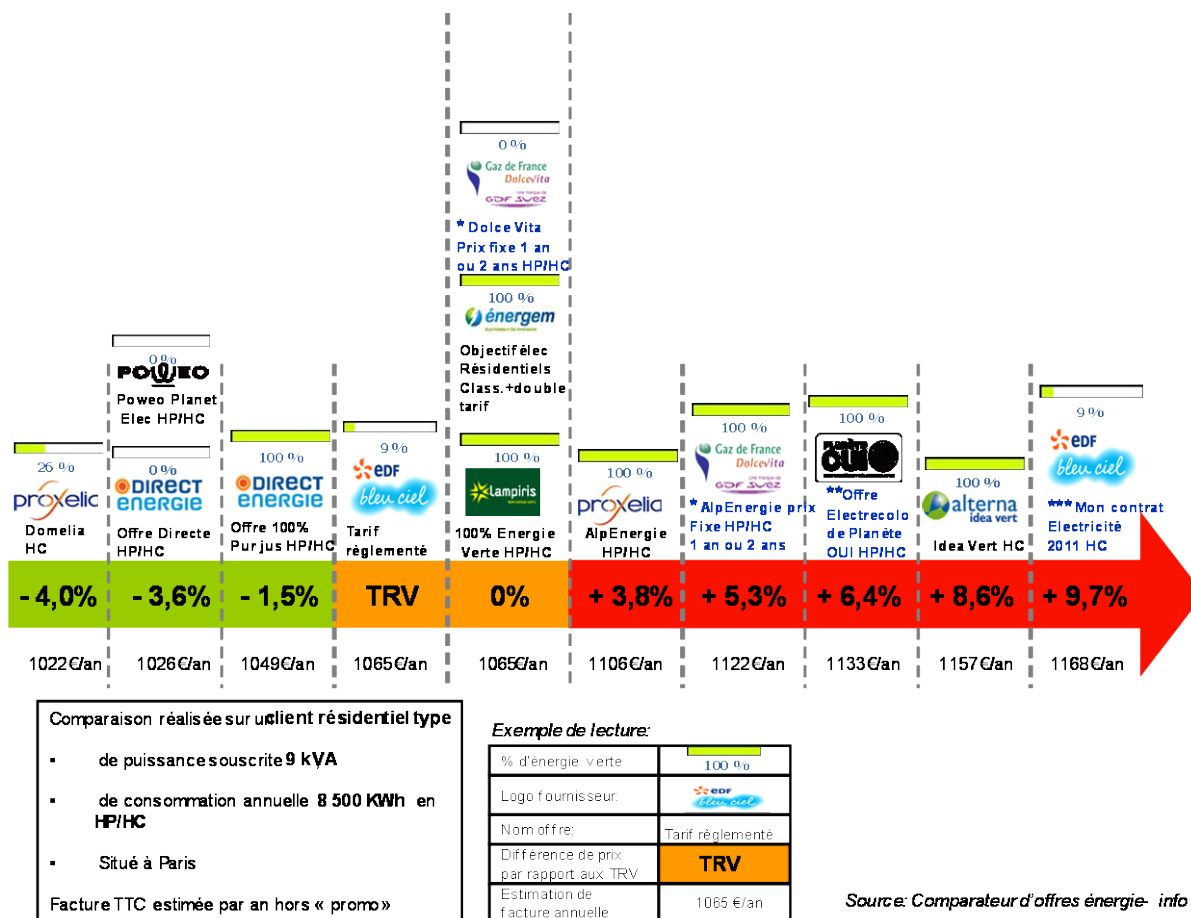
Source: Comparateur d'offres énergie-info

* Offres à prix fixes pendant la durée du contrat et révision des prix à date d'échéance.

** La part acheminement de la facture est indexée sur le Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (Turpe, fixé par les pouvoirs publics). La part fourniture évolue librement, une fois par an et dans la limite de 0,5c€/kWh. (Cf. CGV)

¹¹ Offres actualisés au 29 mai 2012 à partir du comparateur d'offres sur le site energie-info.fr

Comparaison des offres pour un client HP/HC 9 kVA¹²



* Offres à prix fixes pendant la durée du contrat et révision des prix à date d'échéance.

** Prix indexé sur le tarif réglementé de vente, sauf sur les Heures creuses.

*** La part acheminement de la facture est indexée sur le Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (Turpe, fixé par les pouvoirs publics). La part fourniture évolue librement, une fois par an et dans la limite de 0,5c€/kWh. (Cf. CGV)

¹² Offres actualisés au 29 mai 2012 à partir du comparateur d'offres sur le site energie-info.fr

Le marché de gros de l'électricité

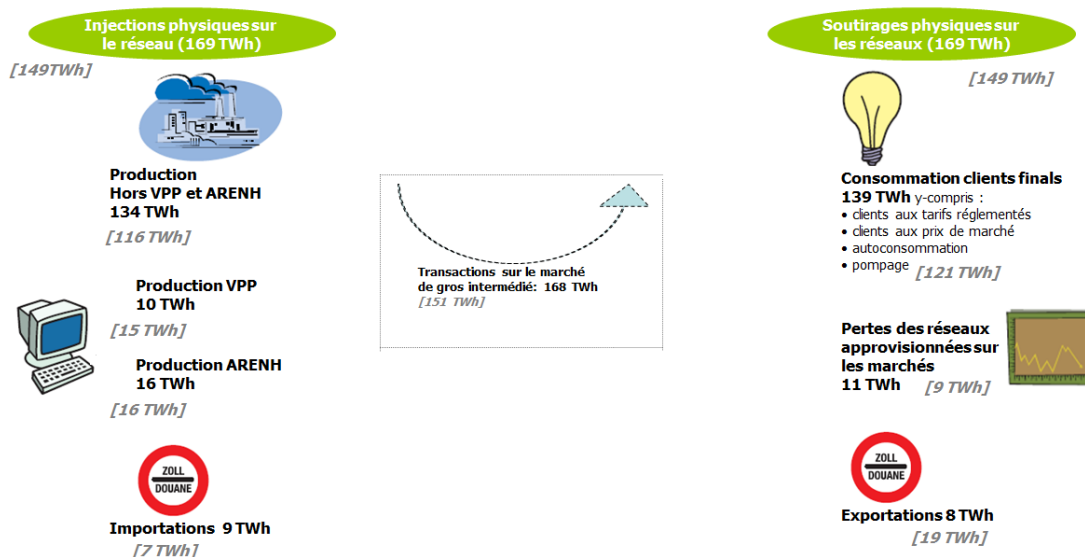
1. Introduction

A) 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.
- **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 VPP¹³
- **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 infrajournalières de capacités d'interconnexion entre la France et la Suisse

B) 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 premier trimestre 2012. 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 [T42011] et T1 2012 - Analyse : CRE

¹³ http://encherescapacites.edf.com/fichiers/fckeditor/File/Encheres/DecisionCE_Fin_VPP_301111.pdf

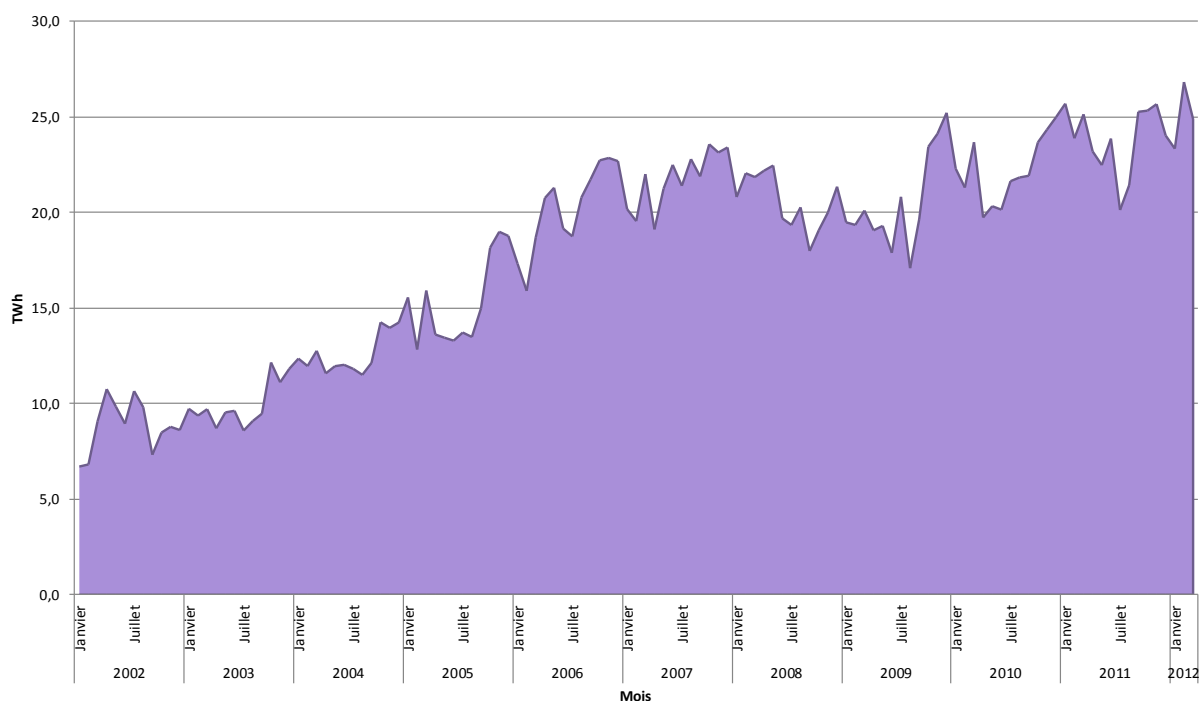
2. Activité sur le marché de gros français

A) 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).

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



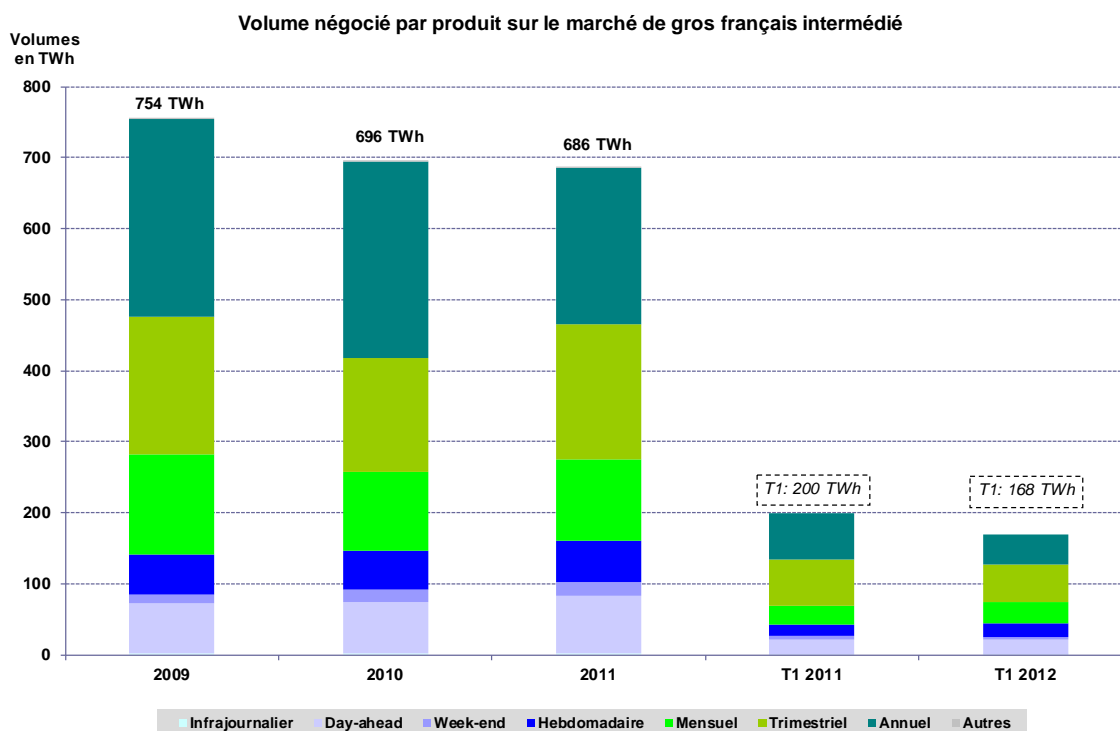
Source : RTE – Analyse : CRE

Le volume des livraisons sur le marché de gré à gré s'élève à 75,1 TWh au premier trimestre 2012. En hausse de 0,03 TWh (30 GWh) par rapport au trimestre précédent et de 0,34 TWh (336 GWh) par rapport à la même période l'année précédente, ce volume a représenté 52% de la consommation nationale, contre 59% au quatrième trimestre 2011 et 52% à la même période l'année précédente.

B) Evolution du négoce sur le marché intermédié français

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

Vue globale du négoce sur le premier trimestre 2012



Produits spot¹⁴ :

Près de 22 TWh ont été échangés sur le marché spot au premier trimestre 2012 : les volumes ont augmenté de 1% par rapport au trimestre précédent, et diminué de 2% par rapport à l'année 2011 à la même période.

Le marché de l'intraday représente 4% du total des volumes échangés sur le spot, et la quasi-totalité des échanges se fait sur EPEX SPOT. L'activité s'est réduite avec 0,81 TWh échangés pour 29 000 transactions, contre 0,85 TWh et 280 transactions de plus le trimestre précédent. Les échanges cross-border représentent 53% des volumes et 58% des transactions, des chiffres en retrait par rapport au 4^{ème} trimestre 2011 (respectivement 77% et 81%).

Sur le *day-ahead*, les volumes ont stagné par rapport au trimestre précédent (+1%) et légèrement diminué par rapport au dernier trimestre 2011 (-2%). Cette évolution est le résultat d'une forte hausse sur les marchés OTC (+13% par rapport au trimestre précédent) et d'une légère baisse sur le marché organisé (-2%). La part des volumes *day-ahead* négociés sur EPEX SPOT recule donc au premier trimestre 2012 : elle s'établit à 73% contre 76% au trimestre précédent et au premier trimestre 2011.

Produits à terme¹⁵ :

Au premier trimestre 2012, 144 TWh ont été échangés sur l'ensemble des produits à terme¹⁶, en hausse de 13% par rapport au trimestre précédent mais en baisse de 17% par rapport au premier

¹⁴ 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.

¹⁵ 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*.

¹⁶ Les produits à terme dont la période de livraison est supérieure ou égale une semaine (Produits Hebdomadaires, Mensuels, Trimestriels ou Annuels). Les Observatoires des Marchés précédents prenaient une période de livraison supérieure ou égale à un mois.

trimestre 2011. Avec environ 12 200 transactions, la liquidité a augmenté (+40% par rapport au trimestre précédent et +10% comparé à la même période en 2011).

La hausse des volumes constatés sur les produits à terme, par rapport au 4^{ème} trimestre 2011, est due à une forte augmentation des volumes échangés sur les produits hebdomadaire (+44%), mensuels (+69%) et trimestriels (+99%), compensée dans une certaine mesure par une forte baisse des volumes échangés sur les produits annuels (-39%).

La hausse de l'activité sur les marchés à terme est essentiellement due à la hausse de l'activité sur les plateformes de courtage (+13% en volumes) : la très grande majorité des échanges pour les produits à terme se fait sur les marchés OTC avec 96% des volumes et des transactions. On note une augmentation moins prononcée des volumes sur EPD France (+4% par rapport au trimestre précédent), ces derniers s'étant cependant réduit de près de 50% par rapport au 1^{er} trimestre 2011.

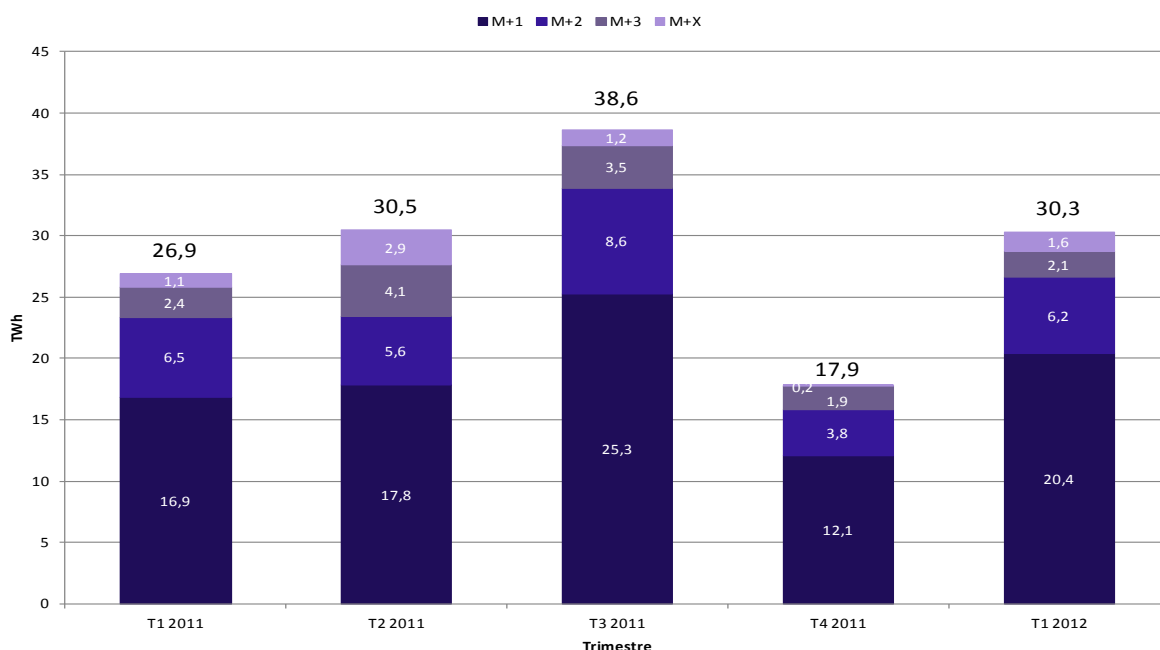
Par ailleurs, la répartition entre les différentes maturités des échanges, qui était similaire sur le marché OTC et la bourse au trimestre précédent, s'est modifiée. Les volumes d'échanges sont dominés par le négoce des produits trimestriels en OTC (36% des volumes), mais restent marqués par les produits annuels sur la bourse (52% des volumes).

Produits mensuels :

Les volumes échangés sur les produits mensuels ont fortement augmenté au cours du 1^{er} trimestre 2012 : environ 3000 transactions de produits mensuels représentant 30,3 TWh ont eu lieu, soit une hausse de près de 70% par rapport au trimestre précédent et de 13% par rapport à 2011.

Tous les produits mensuels sont concernés par cette augmentation, et notamment les produits M+1 et M+2 qui représentent environ 90% du volume total négocié.

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



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

Produits trimestriels :

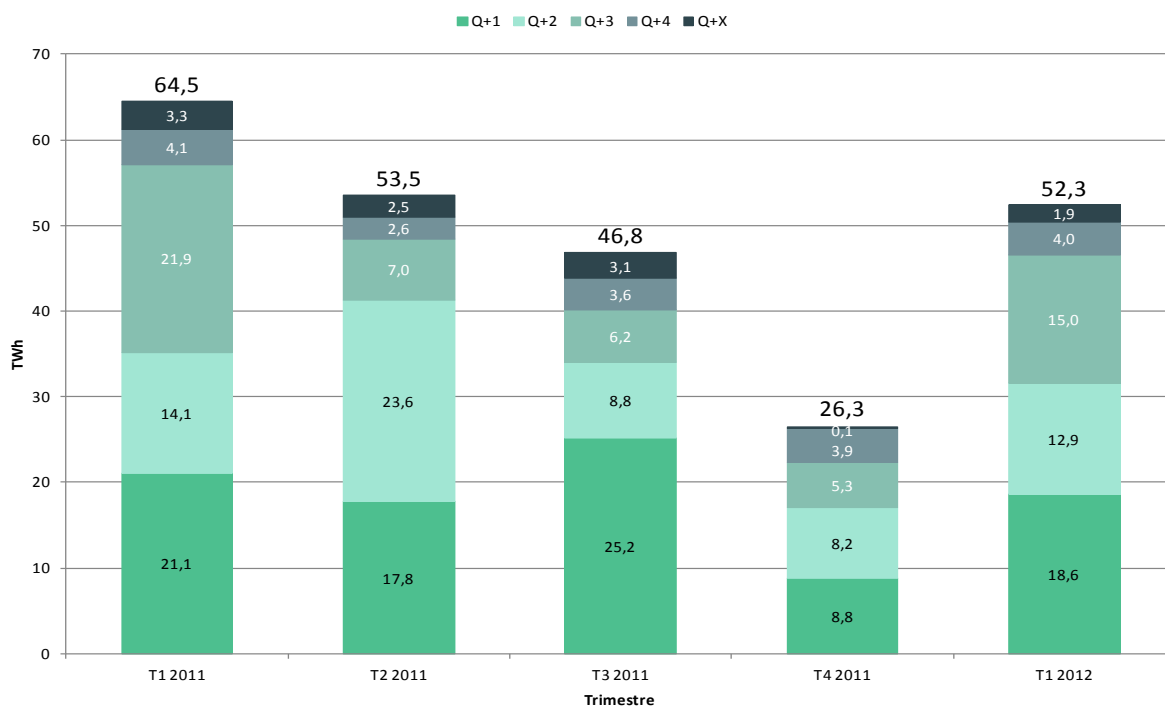
Le négoce de produits trimestriels au premier trimestre 2012 a très fortement progressé dans son ensemble. Les volumes échangés se sont élevés à 52,3 TWh pour 2400 transactions, soit une hausse en volume de 99% par rapport au trimestre précédent, mais une baisse de 20% par rapport à 2011 à

la même période. Celle-ci est en grande partie due au changement de comportements de quelques acteurs, qui ont été nettement moins actifs, tant à l'achat qu'à la vente.

La hausse des volumes a été particulièrement importante pour les produits Q+1 (+111%) et Q+3 (+182%), tandis que le négoce du produit Q+2 a augmenté de 57%. La maturité Q+4, peu liquide a vu son volume rester stable par rapport au quatrième trimestre 2011.

Comparativement à 2011 à la même période, les volumes ont diminué d'environ 10% pour les maturités Q+1 et Q+2, et de 32% pour le contrat Q+3.

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



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

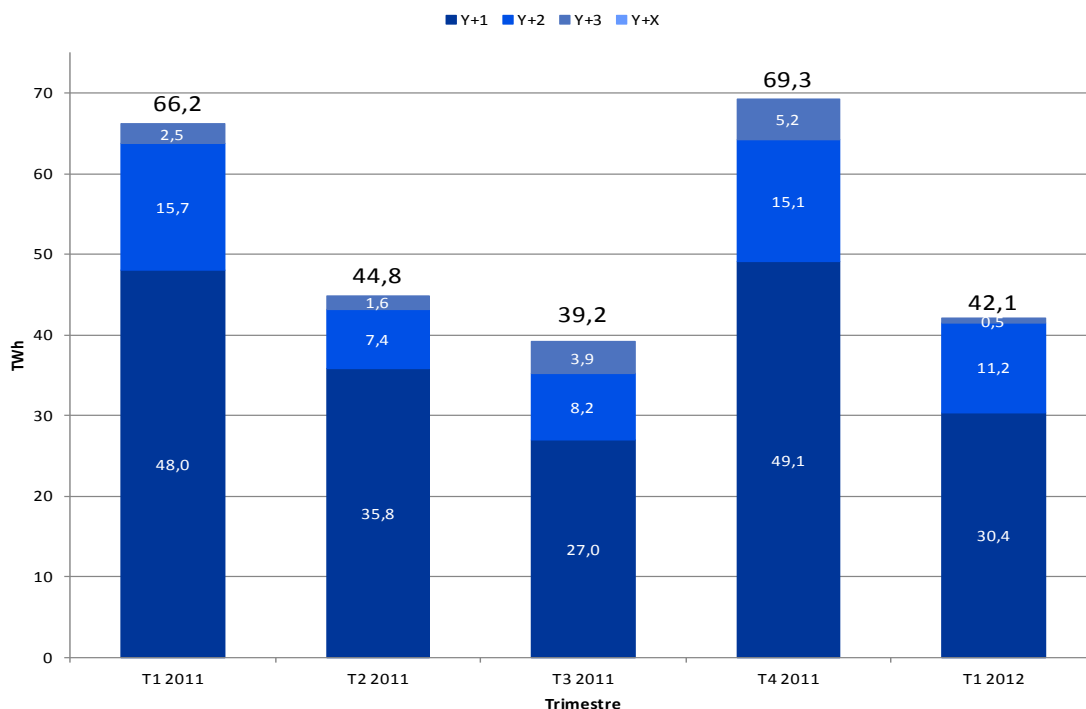
Produits annuels :

Les volumes échangés sur les produits annuels ont fortement reculé au premier trimestre 2012 par rapport au dernier trimestre 2011 avec 42 TWh échangés pour 800 transactions, soit -39% et -41% respectivement par rapport au trimestre précédent. Ces chiffres sont également en retrait par rapport au premier trimestre 2011 (-35% en volumes et en nombre de transactions).

La baisse des volumes par rapport au trimestre précédent est générale à toutes les maturités (Y+1 à Y+3). Elle a été la plus importante pour le produit Y+1 en termes de volume (-19 TWh), mais la plus marquée en termes de proportion est sur la maturité Y+3 (-90%).

En comparaison avec le premier trimestre de 2011, l'activité a également diminué sur l'ensemble des produits annuels. Cette baisse est en grande partie due au changement de comportements de quelques acteurs, qui ont été nettement moins actifs, tant à l'achat qu'à la vente.

Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire – produits annuels

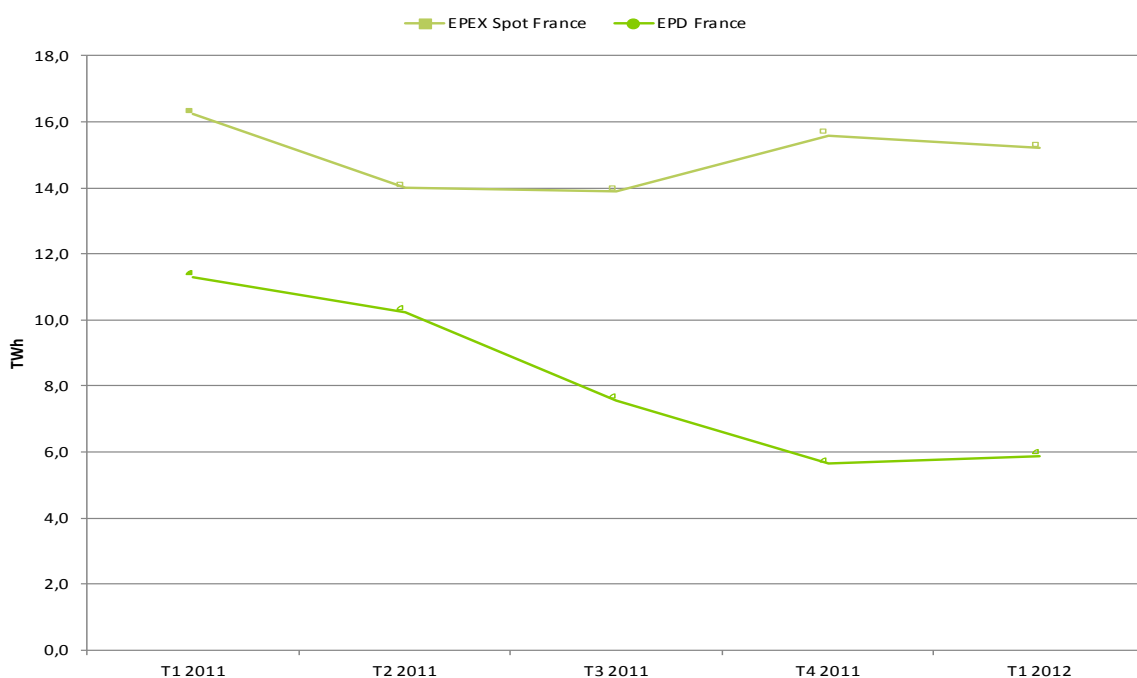


Sources : brokers, EPEX SPOT France, EPD France ; Analyse : CRE

C) Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Le volume en *day-ahead* échangé sur EPEX SPOT a reculé de 2% au cours du premier trimestre 2012 par rapport au trimestre précédent, et de 6% par rapport à la même période l'année précédente avec 15,2 TWh échangés. Sur le marché *futures* d'EPD France, les volumes remontent légèrement par rapport au trimestre précédent avec 5,9 TWh échangés (+4%), mais restent près de deux fois inférieurs aux volumes enregistrés lors de la même période en 2011.

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

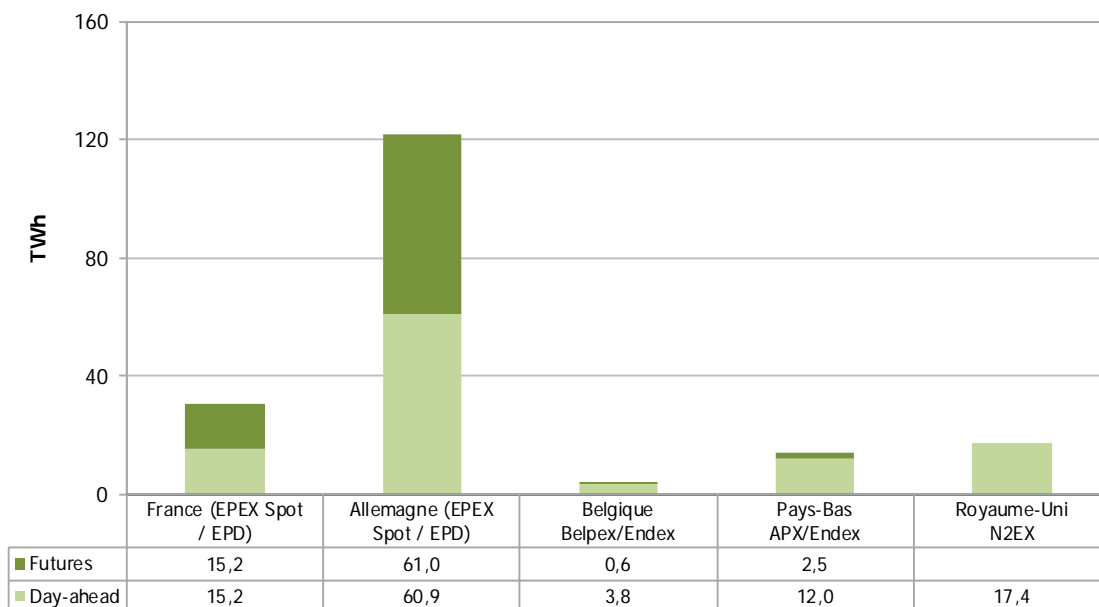


Sources : EPEX SPOT, EPD France

L'activité sur les marchés français se situe en deuxième place par rapport aux autres marchés européens mais reste très largement inférieure à l'activité en Allemagne. Par ailleurs, l'activité *day-ahead* sur le marché organisé au Royaume-Uni (N2EX), en très fort développement, dépasse désormais le marché français en termes de volumes.

Volumes trimestriels échangés sur les principaux marchés organisés européens (hors OTC clearing)¹⁷

–Premier trimestre 2012 –



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

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

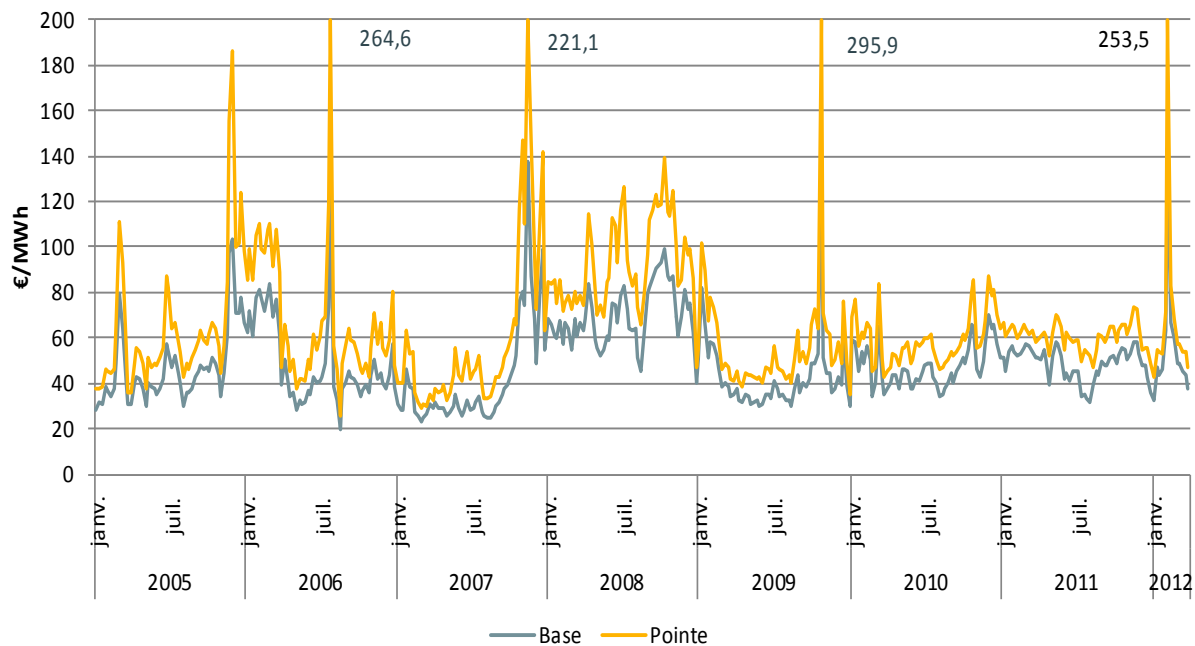
Cette section porte sur l'évolution des prix observés sur les bourses de l'électricité en Europe, sur les prix issus de la presse spécialisée pour les prix britanniques. Les évolutions commentées sont observables dans la section *Evolution des prix de l'électricité* des indicateurs électricité publiés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

A) Prix day-ahead

Les prix *day-ahead* cotés sur EPEX SPOT ont affiché une moyenne de 56 €/MWh en base et 73 €/MWh en pointe au premier trimestre 2012 pour la France, soit des augmentations respectives de 10% et 18% par rapport au trimestre précédent. Les prix en base et en pointe ont été supérieurs de 5% et 16% respectivement par rapport à 2011 à la même période.

¹⁷ Depuis octobre 2011, le marché organisé pris comme référence pour le Royaume-Uni n'est plus APX mais N2EX.

Prix *day-ahead* France sur EPEX SPOT - moyennes hebdomadaires -



Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

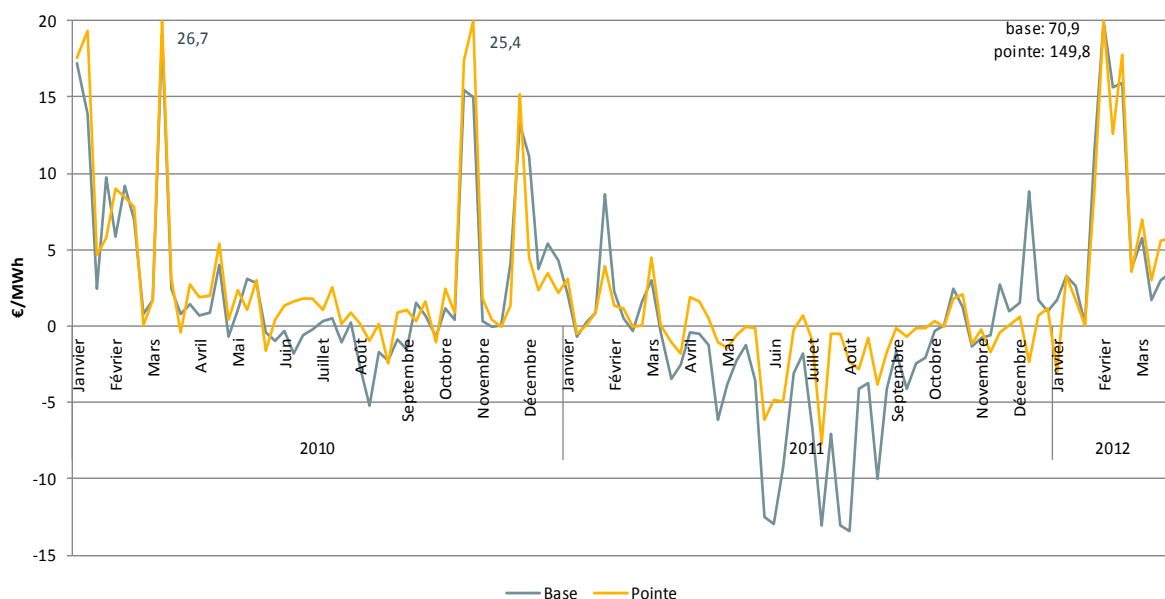
Il y a eu un pic de prix notoire sur le marché *day-ahead* EPEX France au cours du premier trimestre 2012 (voir ci-dessous).

Sur le marché allemand, les prix spot base et pointe ont diminué respectivement de 9% et 8% par rapport au quatrième trimestre 2011 à 45 €/MWh et 56 €/MWh. Ils sont inférieurs à ceux de 2011 de 14% en base et de 9% en pointe.

Le différentiel de prix France-Allemagne est resté positif en moyenne trimestrielle, et augmente nettement en passant de 1,0 €/MWh à 10,7 €/MWh en base, et de 0,3 €/MWh à 16,6 €/MWh en pointe, les prix français base et pointe étant supérieurs aux prix allemands pour presque toute la période.

Au premier trimestre 2011, la moyenne des différentiels France-Allemagne en base et en pointe était nettement plus faible qu'au 1er trimestre 2012, à environ 1 €/MWh. Ceci est dû aux pics de prix la semaine du 6 février en France (précisément les 9 et 10 février), avec un différentiel de prix moyen France-Allemagne qui atteint 70,9 €/MWh en base et 149,8 €/MWh en pointe. La semaine du 6 février, les prix allemands moyens ont en effet augmenté plus modérément, à 73,0 €/MWh en base et 103,7 €/MWh en pointe, par rapport aux prix français à 143,9 €/MWh en base et à 253,5 €/MWh en pointe.

Différentiels *day-ahead* France - Allemagne - moyennes hebdomadaires -

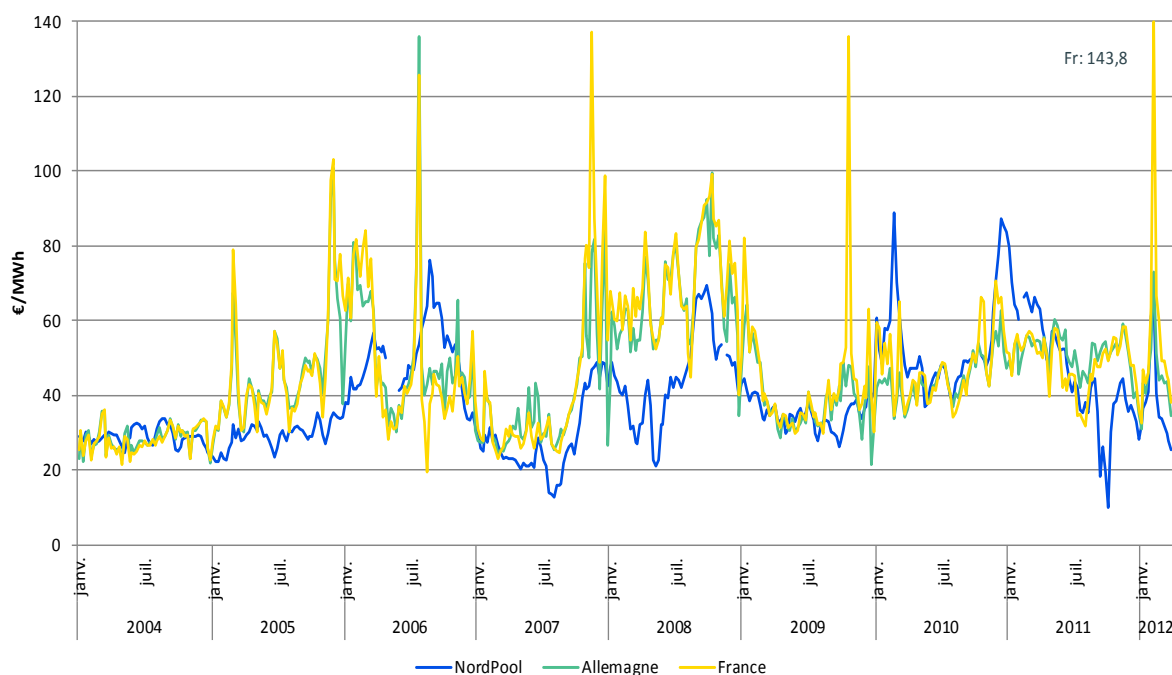


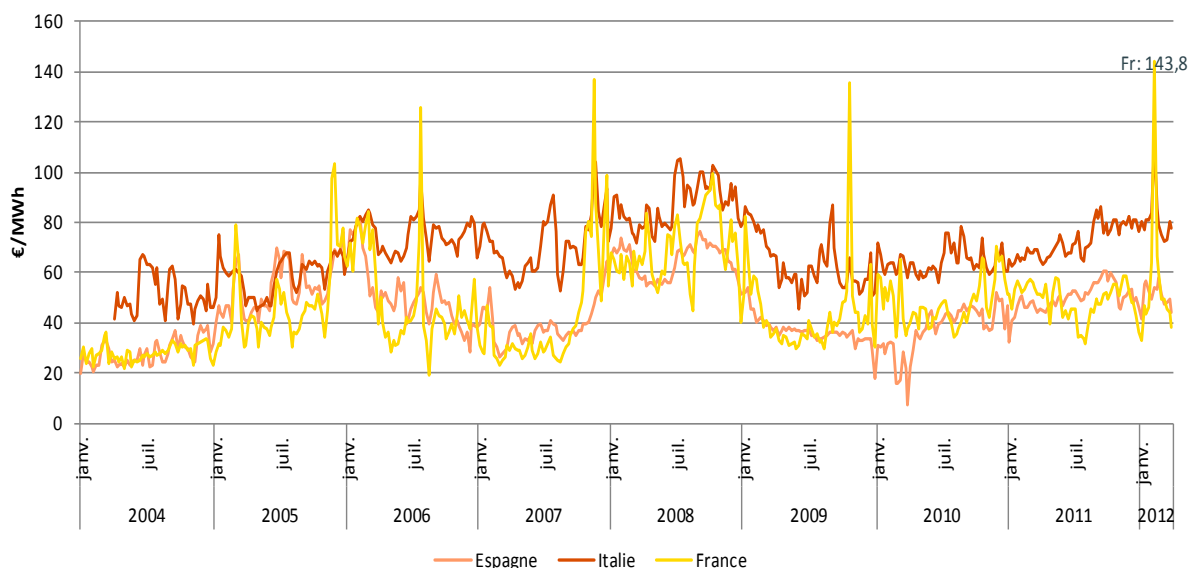
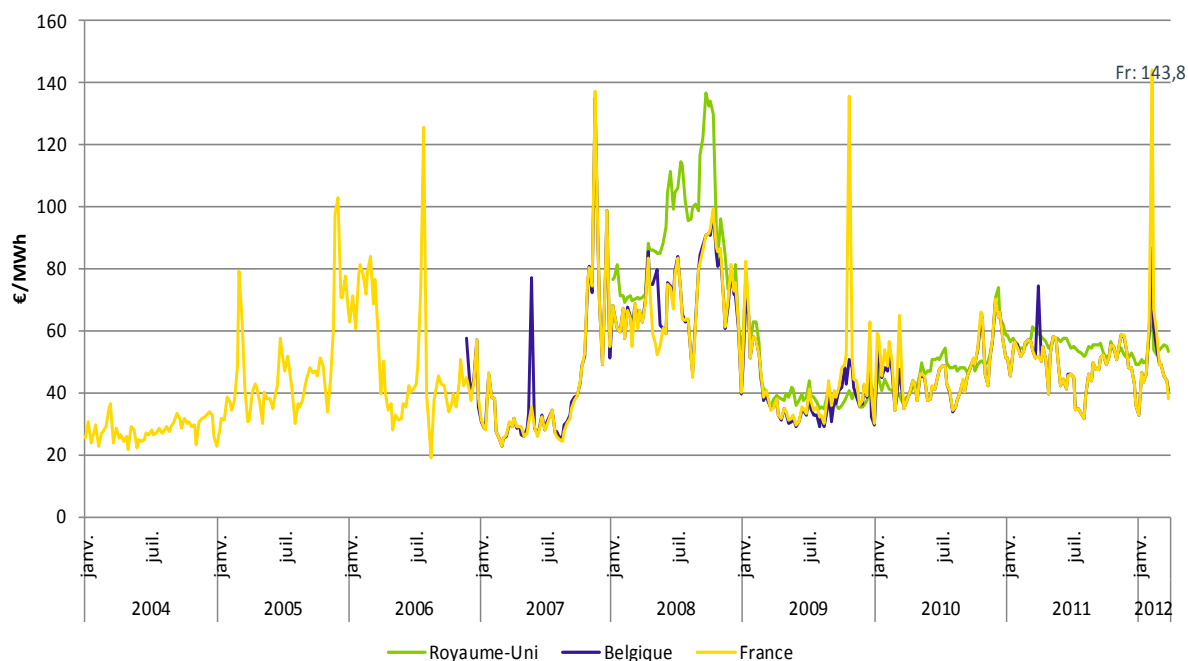
Sources : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Les prix base belges sont restés stables par rapport au quatrième trimestre 2011. Les prix base italiens, britanniques et suisses ont augmenté d'environ 3%. Les prix Nordpool ont augmenté de 10%. A l'inverse, les prix espagnols ont baissé de 2%.

Les prix britanniques sont en ligne avec les prix français en base, tandis que les prix espagnols et belges sont un peu inférieurs. Les prix Nordpool sont nettement plus bas que les prix français, à 38 €/MWh. Au contraire, les prix base suisses sont plus élevés que les prix français, à 63 €/MWh, et les prix italiens ont été les plus élevés des prix européens, à 81 €/MWh.

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





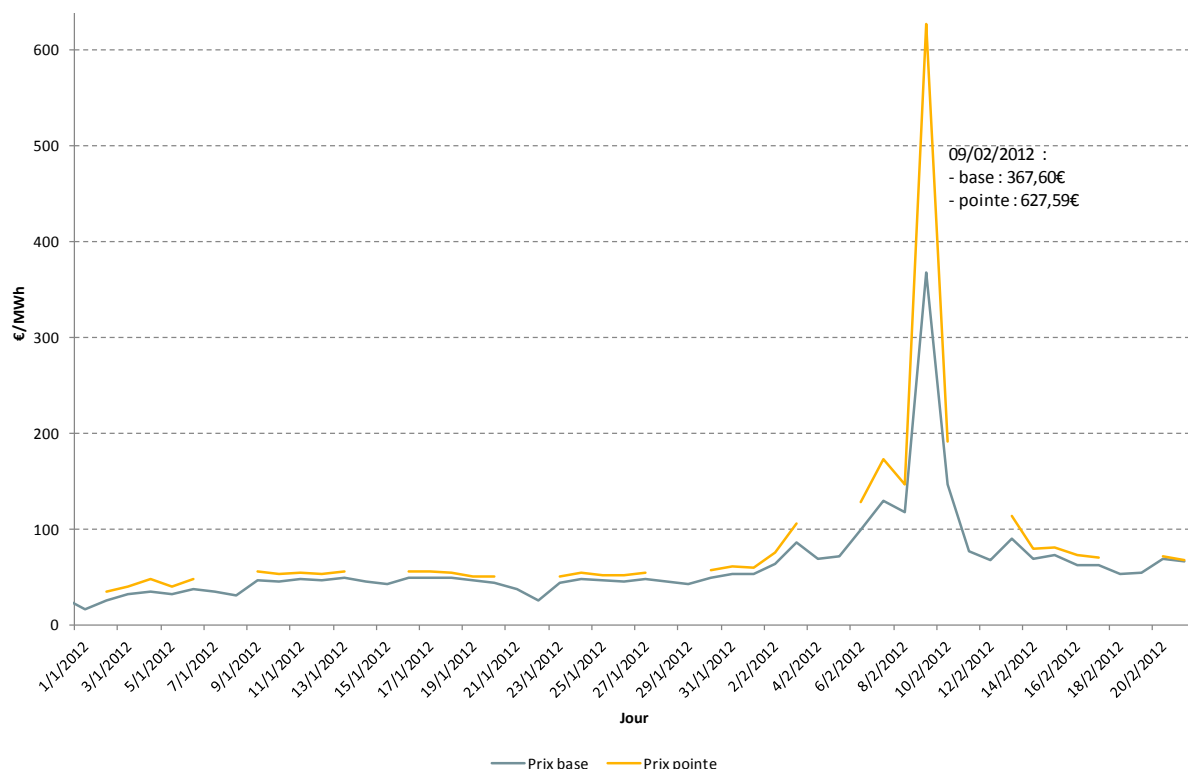
Sources : EPEX SPOT France / Allemagne, Belpex, Omel, NordPool, Ipx, Heren – Analyse : CRE

Pics de prix des 9 et 10 février 2012 :

Début février 2012, dans un contexte de vague de froid généralisée sur l'Europe, avec des températures très inférieures aux moyennes saisonnières du 1^{er} au 13 février, les prix spot de l'électricité ont atteint des valeurs importantes en France, et des records de consommation française ont été atteints.

Le prix de l'électricité sur le marché spot français a atteint le jeudi 9 février un niveau de 367,6 €/MWh sur le produit base et 627,6 €/MWh sur le produit pointe. Les prix ont été proches de 1000 €/MWh pendant plusieurs heures le matin, atteignant même 1938,5 €/MWh à 10h. Le lendemain, les prix moyens se sont établis à 147,3 €/MWh en base et 192,2€/MWh en pointe. Ces prix ont été fixés dans le cadre des opérations de bourse effectuées en J-1, soit les mercredi 8 et jeudi 9 février. Les prix horaires ont dépassé à plusieurs reprises le seuil de 500€/MWh, déclenchant pour ces deux jours une procédure de seconde enchère, ou second fixing.

Evolution des prix *day-ahead* sur EPEX SPOT Auction France



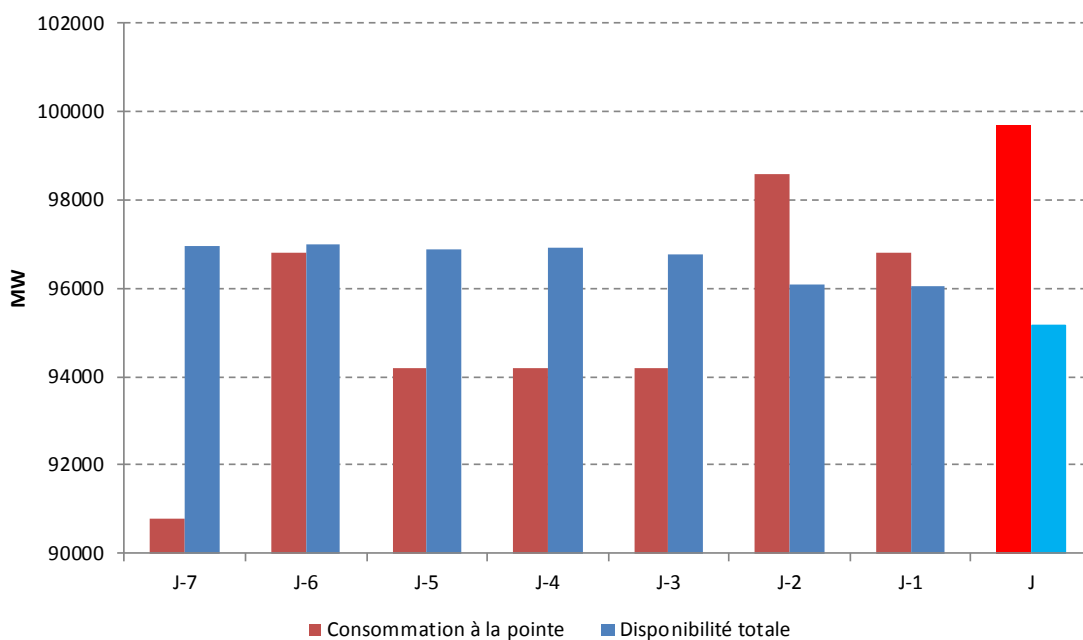
Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

La CRE a constaté dans sa délibération du 10 mai 2012¹⁸ que la tension entre l'offre et la demande expliquait la formation de prix élevés. L'examen des données réelles et prévisionnelles de disponibilité et de consommation conforte ce constat. Ainsi, la consommation à la pointe du 9 février était estimée à 94,2 GW vue de J-3. Elle passe à 98,6 GW en J-2 avant d'être revue à la baisse à 96,8 GW en J-1. La consommation réelle s'établira en définitive à 99,7 GW, au-dessus de l'estimation en J-2.

La séquence opérationnelle relative au déroulement des enchères correspondantes a fait l'objet d'un examen et de recommandations spécifiques formulées dans cette délibération. La CRE examinera toute suite appropriée à donner aux aspects opérationnels à l'issue des démarches d'EPEX SPOT.

¹⁹ 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.

Evolution des prévisions de disponibilité et de consommation pour le 9 février 2012



Sources : RTE, UFE – Analyse : CRE

B) Prix futures

Produits calendaires :

Les prix des produits calendaires poursuivent leur baisse en T1 2012 par rapport à T4 2011, en France et en Allemagne.

Les prix du *future* annuel (Y+1) en base ont baissé de 2% en France et 4% en Allemagne à respectivement 51,9 €/MWh et 52,2 €/MWh en moyenne.

La baisse des prix Y+1 était autour de 3% sur les produits pointe français et allemands, dont les prix moyens s'établissent à 64,9 €/MWh en France et 64,1 €/MWh en Allemagne.

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



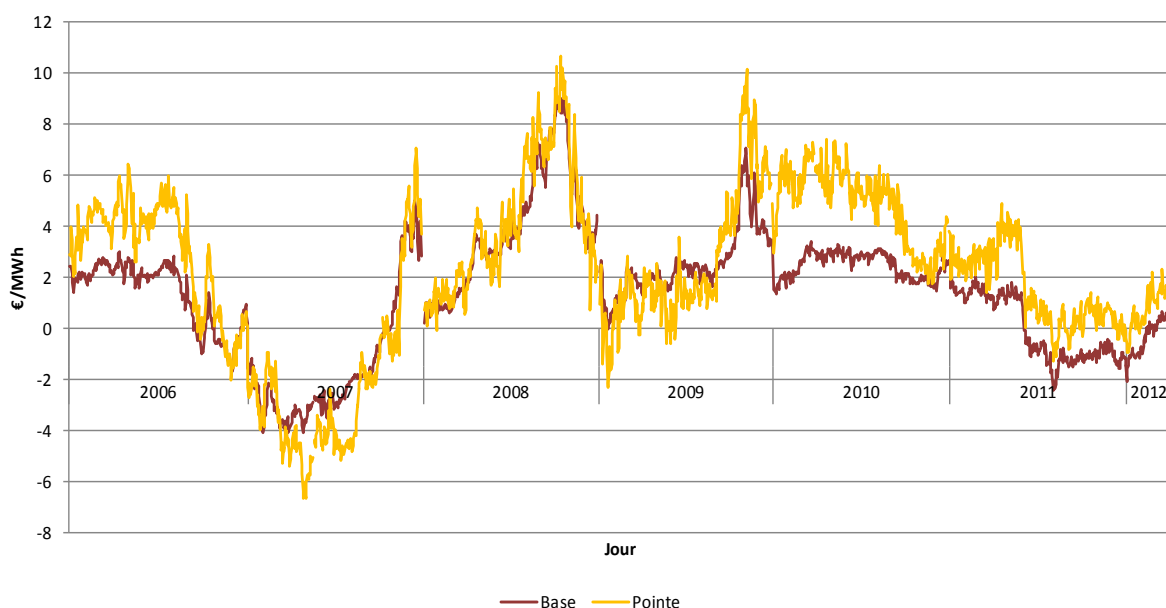
Sources : EPD France / Allemagne

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, et ce jusqu'à la fin du trimestre. Cette inversion peut s'expliquer par une perception accrue du risque sur le marché français.

En pointe, les prix français sont devenus temporairement moins chers que les prix allemands pendant le mois de janvier, avant de redevenir plus chers à partir du mois de février.

Toutefois, en moyenne l'écart de prix Y+1 entre la France et l'Allemagne est resté négatif en base, baissant à -0,28 €/MWh par rapport à au trimestre précédent à -0,99 €/MWh. En pointe, cet écart est resté positif et a augmenté à 0,8 €/MWh par rapport à 0,5 €/MWh le trimestre précédent.

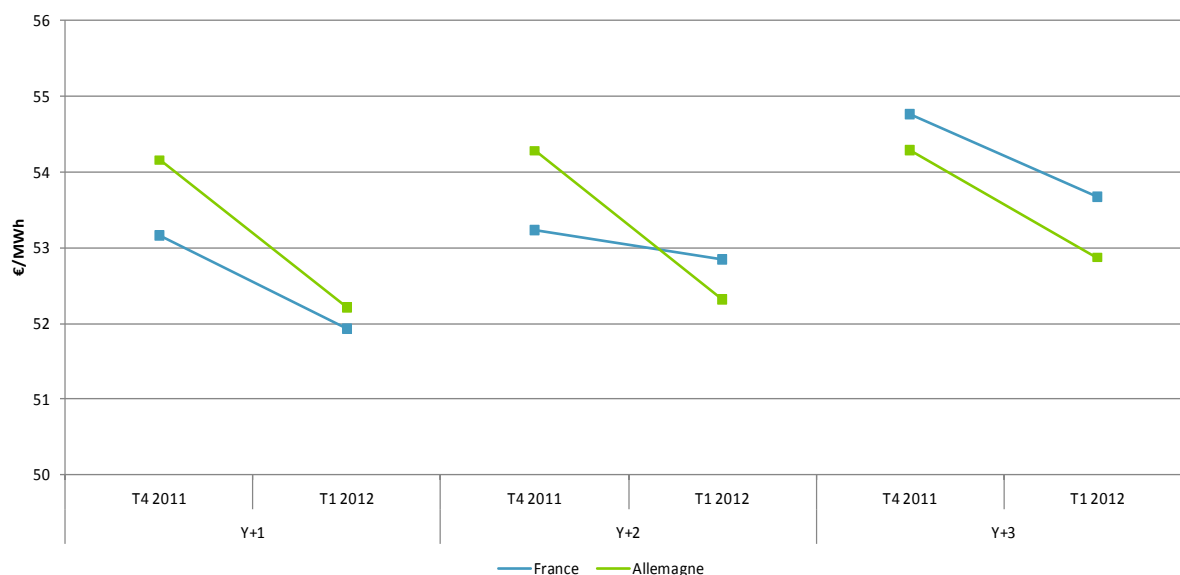
Différentiels de prix futures Y+1 entre la France et l'Allemagne - différentiels de prix journaliers –



Sources : EPD France / Allemagne

Les prix Y+2 base baissent de 1% pour la France et de 4% pour l'Allemagne. Les prix Y+3 base baissent de 3% pour les deux pays. Il y a une inversion du différentiel France- Allemagne pour le produit Y+2 base, avec les prix français supérieurs aux prix allemands de 1% en moyenne. Le différentiel de prix s'accroît à partir du pic de prix du mois de février. Pour les prix Y+3 base, les prix français continuent à être supérieurs aux prix allemands, avec un écart qui s'accroît à partir de février également.

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



Sources : EPD France / Allemagne

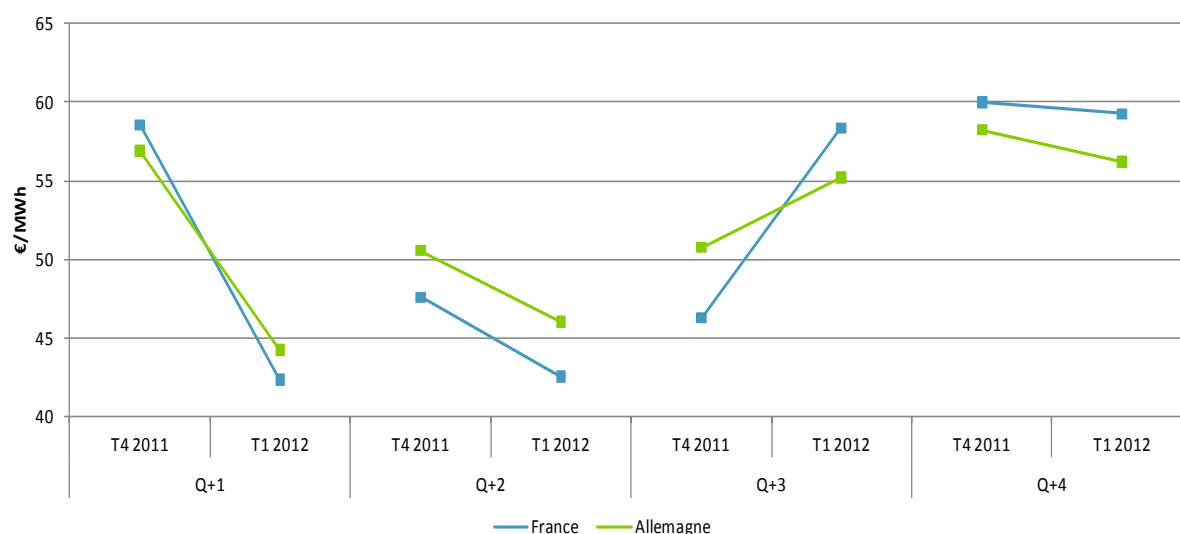
Produits trimestriels :

Au premier trimestre 2012, les prix des produits Q+1 français et allemands sont en baisse de 28% et de 22% respectivement, et le différentiel de prix s'inverse, les prix français devenant moins chers que les prix allemands à la sortie de l'hiver. A l'inverse les prix des produits Q+3 français et allemands sont en hausse (de 25% et 9% respectivement) et les prix français redeviennent plus chers que les prix allemands pour la livraison en hiver. Cette variation est le reflet de la thermo-sensibilité de la consommation française.

Les prix des produits Q+2 français et allemands baissent de 19% et de 14% respectivement, gardant le même sens du spread (prix allemands plus chers).

Pour Q+4, les prix français et allemands baissent de 1% et 4% respectivement et conservent le même sens du spread (prix français plus chers).

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

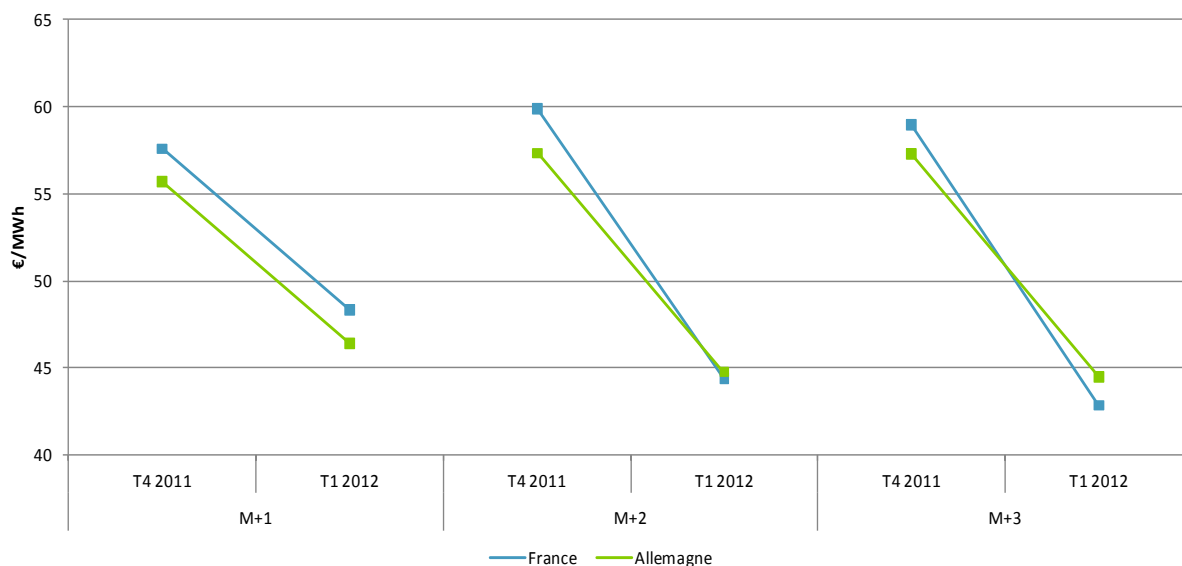


Sources : EPD France / Allemagne

Produits mensuels :

Au premier trimestre 2012, les prix moyens des produits mensuels M+1, M+2 et M+3 sont en baisse : les prix M+1 français et allemands diminuent d'environ 17%, les prix M+2 de 26% et 22% respectivement, et les prix M+3 de 30% et de 24% respectivement. Le *spread* change de sens en M+2 et M+3, les prix français devenant moins chers que les prix allemands. Ceci est le reflet de la sortie de l'hiver et de la thermo-sensibilité de la consommation française.

Prix des produits mensuels pour la France et l'Allemagne - moyennes trimestrielles -



Sources : EPD France / Allemagne

4. Les fondamentaux du marché de l'électricité

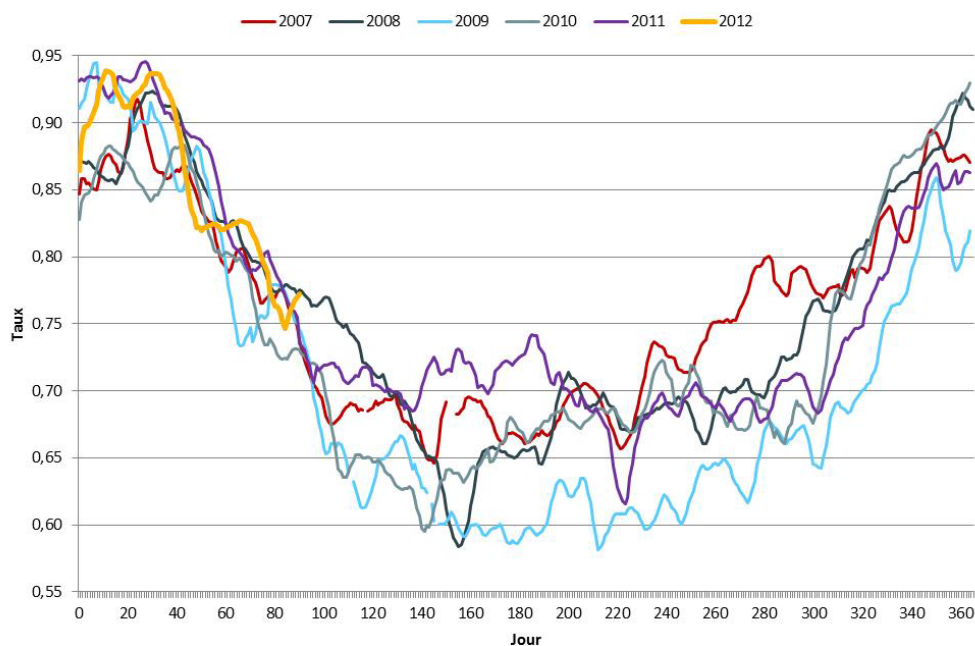
En moyenne trimestrielle, les prix à terme pour livraison en 2013 de l'électricité étaient orientés à la baisse entre T1 2012 et T4 2011 (cf. partie précédente), et ce malgré la hausse de prix des combustibles associés.

Les prix à terme de l'électricité pour livraison en 2013 ont ainsi poursuivi la baisse entamée sur le trimestre précédent (-2,2% par rapport à T4 2011). Le cours du baril de pétrole brut (Brent) exprimé en euros a progressé de 5,6% (8,5% de hausse pour le prix exprimé en dollars) au cours du premier trimestre. Sur la même période, les prix du gaz et du charbon étaient également à la hausse respectivement de 7,5% et de 0,9%. Le prix du CO₂ voyait son cours continuer la tendance baissière observée depuis T3 2010, le prix du produit Y+1 baissant de 11,8%.

La comparaison cette fois avec les prix constatés l'an passé à la même période laisse apparaître une baisse des prix de l'électricité et des combustibles à l'exception du prix du gaz. Le prix moyen de l'électricité constaté au premier trimestre a diminué de 5,8% contre 1,5% pour le charbon. La baisse de prix est encore plus importante pour le CO₂ atteignant un recul de 48,8%. Quant au prix du gaz, il a augmenté au premier trimestre de 9,1% par rapport à la même période de l'an passé.

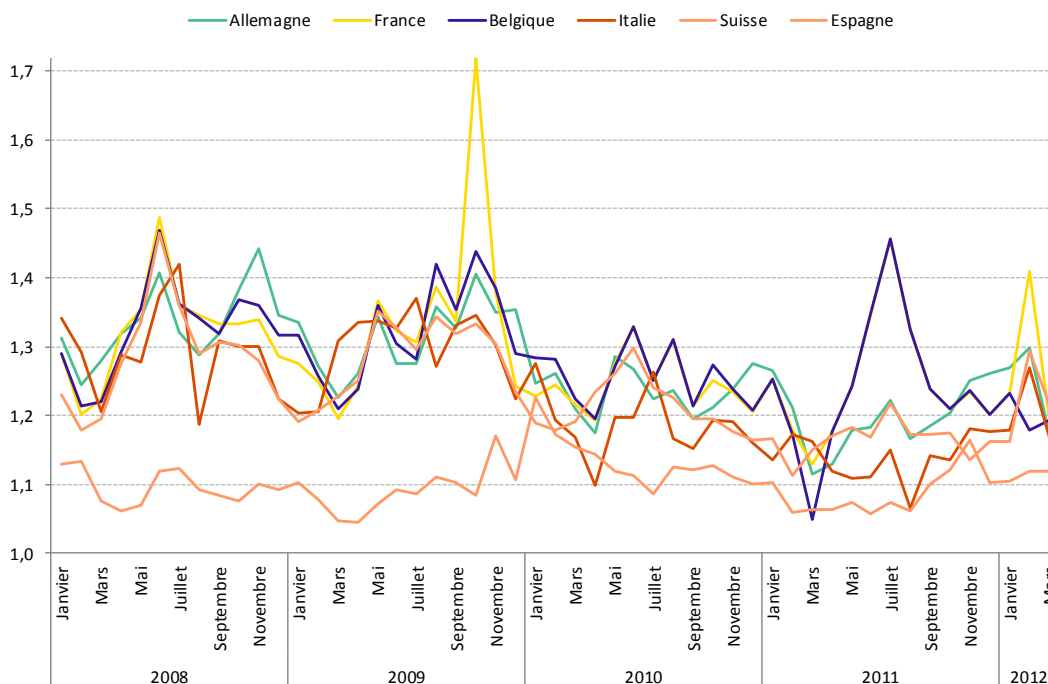
En ce qui concerne la production d'électricité en France, le taux de production moyen du parc nucléaire ressort en légère baisse au 1^{er} trimestre 2012 relativement au taux enregistré au 1^{er} trimestre 2011 (85,9% contre 87,0%, soit une diminution de 1,1%), mais en hausse par rapport au trimestre précédent (+13,9%), suivant la saisonnalité observée depuis plusieurs années. La diminution par rapport au 1^{er} trimestre 2011 est la conséquence directe d'une baisse du taux de disponibilité du parc nucléaire qui passe ainsi de 89,6% en 2011 à 88,6% en 2012 au premier trimestre.

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

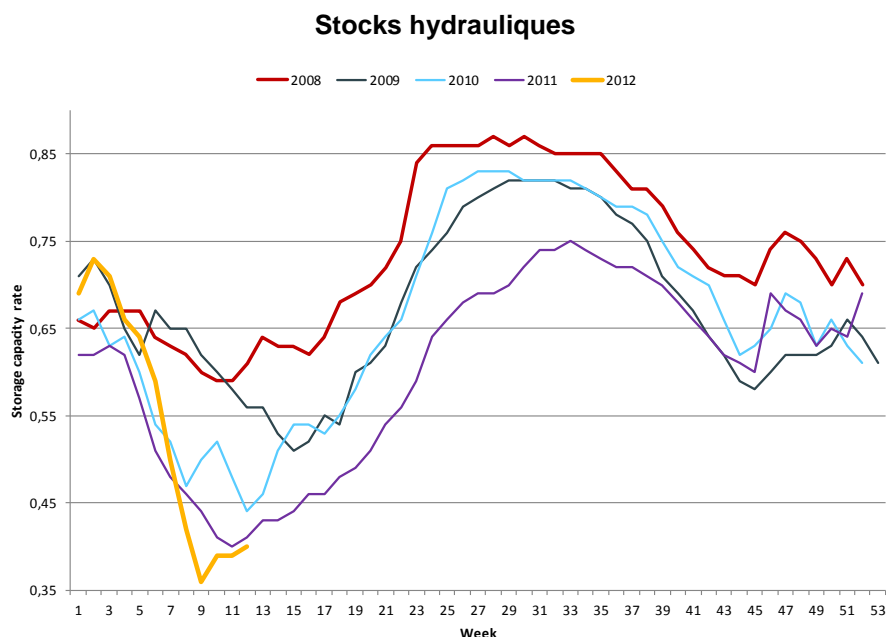


Le ratio Pointe/Base a augmenté au premier trimestre 2012 (+5,2% en T1 2012 par rapport au T4 2011), ce qui traduit la divergence observée entre prix base et pointe. Cet écart s'explique par une augmentation du prix spot pointe plus rapide que l'augmentation du prix spot base sur la période de vague de froid début février (+17,1% pour la pointe, +9,3% pour la base par rapport au T4 2011 et +5,2% pour la pointe, +16,4% pour la base par rapport au T1 2011). Cette observation semble être plus spécifique à la France qu'aux autres pays interconnectés (en particulier l'Allemagne, où les prix spot pointe et base ont évolué dans des proportions relativement similaires, -9,1% pour la pointe et -9,9% pour la base par rapport au T4 2011). Elle est en partie due aux pics de prix de début février.

Ratio Pointe/Base – prix spots moyens

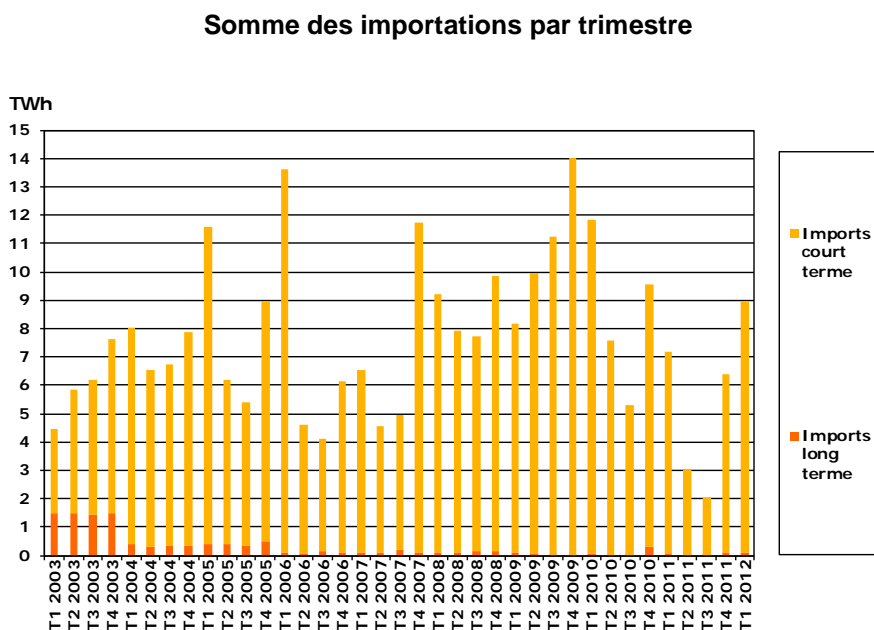


Le niveau des stocks hydrauliques a diminué atteignant fin mars 40% contre 69% début janvier et est légèrement inférieur au niveau enregistré fin mars de l'année précédente (-3%). En effet, partant d'un niveau historiquement élevé début janvier, les stocks hydrauliques ont fortement baissé au cours de la vague de froid qui a touché l'ensemble de l'Europe début février.



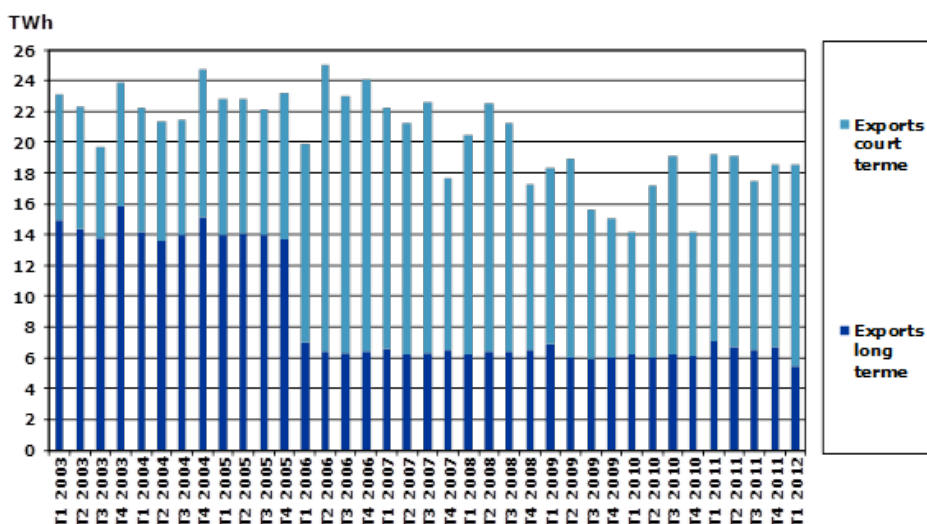
5. Volumes d'imports/exports

Les importations ont fortement augmenté en T1 2012. Cette augmentation est de 40% par rapport au T4 2011, et de 25% par rapport au même trimestre l'année dernière. Ceci est notamment dû à la forte augmentation des importations en lien avec la consommation très élevée observée au cours la vague de froid de début février 2012



Les exportations sont restées stables en volume en T1 2012 par rapport au T4 2011. Par rapport au 1^{er} trimestre de l'année précédente les volumes exportés affichent un niveau inférieur passant de 19,2 TWh en T1 2011 à 18,6 TWh en T1 2012, soit une diminution de 3%. Le solde net exportateur se situe à 9,6 TWh, en baisse de 21% par rapport au T4 2011 (solde net exportateur de 12,2 TWh) et en baisse également de 20% par rapport au T1 2011 (solde net exportateur 12,0 TWh).

Somme des exportations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

6. Concentration du marché français de l'électricité

Au cours du 1^{er} trimestre 2012, sur les 174 responsables d'équilibre présents sur le marché, seuls 18 étaient actifs dans le domaine de la production d'électricité en France. 30 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 25 effectuaient des ventes à des consommateurs. 77 responsables d'équilibre étaient par ailleurs actifs à l'import ou à l'export, et 94 avaient notifié des échanges de blocs dont 86 d'entre eux suite à des transactions effectuées sur la bourse.

A) Concentration des différents segments du marché de gros français

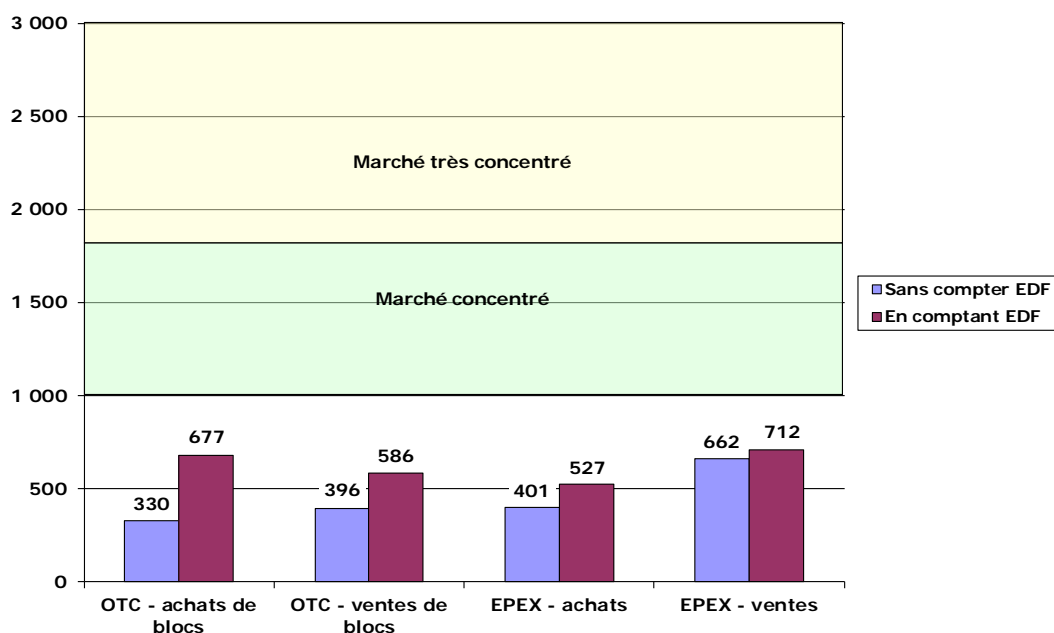
Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)¹⁹ pour les différents segments du marché de gros français. L'indice est calculé sur les livraisons nominées auprès de RTE, et non sur les transactions conclues sur le marché pendant la période.

Au 1^{er} trimestre 2012, 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.

¹⁹ 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.

**Indice de concentration HHI
- livraisons sur le marché de gros -
- Premier trimestre 2012 -**

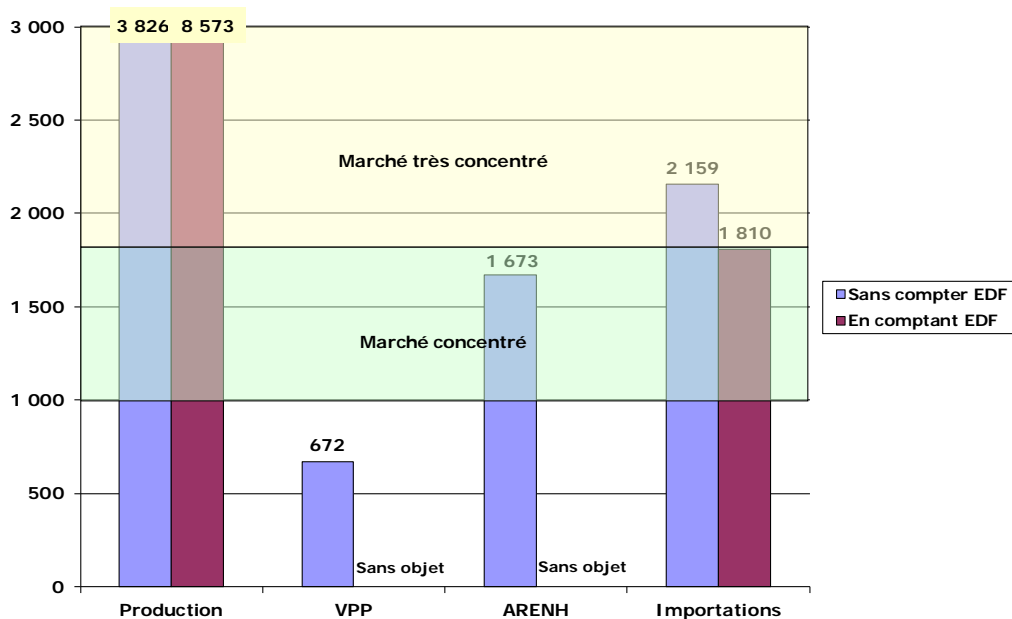


Source : RTE – Analyse : CRE

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

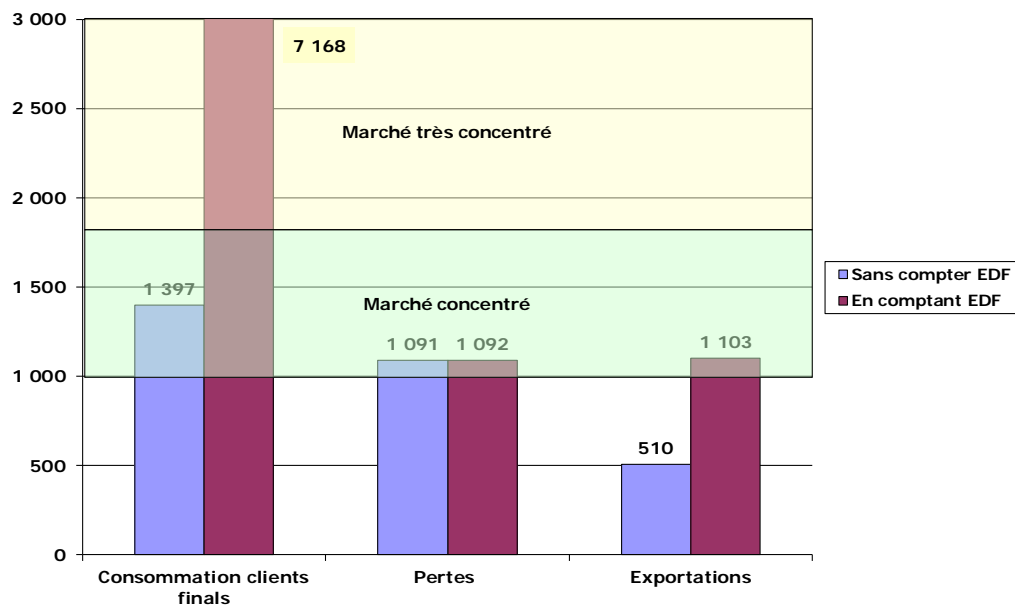
Les graphiques suivants montrent la concentration des marchés amont (injections) et aval (soutirages). Parmi les injections, la production est particulièrement concentrée, que le groupe EDF soit pris en compte ou non. Ceci reflète le faible nombre de grands producteurs français. Le segment des VPP apparaît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

**Indice de concentration HHI – injections
- Premier trimestre 2012 -**



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

Indice de concentration HHI – soutirages - Premier trimestre 2012 –



Source : RTE – Analyse : CRE

Le marché du gaz

Le marché de détail du gaz

1. Introduction

L'ouverture du marché français du gaz²⁰ a connu plusieurs étapes :

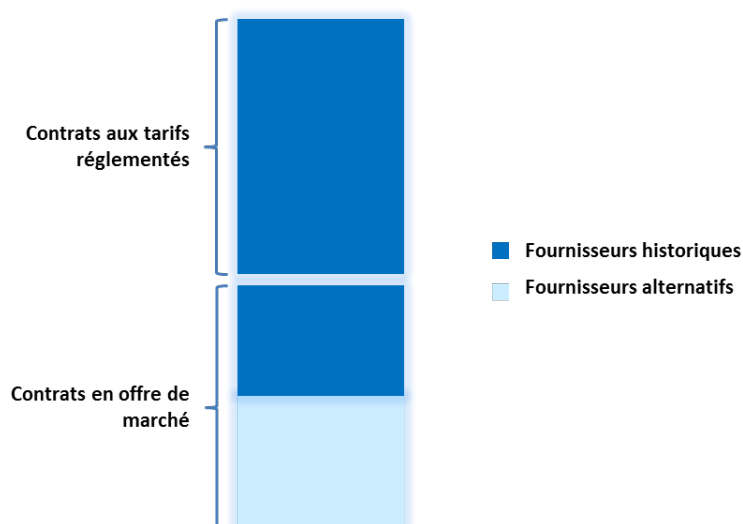
- à partir d'août 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 237 GWh et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quel que soit leur niveau de consommation annuelle,
- à partir d'août 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 83 GWh,
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises et collectivités locales,
- à partir de juillet 2007, éligibilité de tous les consommateurs, y compris les résidentiels.

L'ensemble du marché représente, au 31 mars 2012, 11,4 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 514 TWh²¹.

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).

Répartition des contrats de gaz
- schéma illustratif -



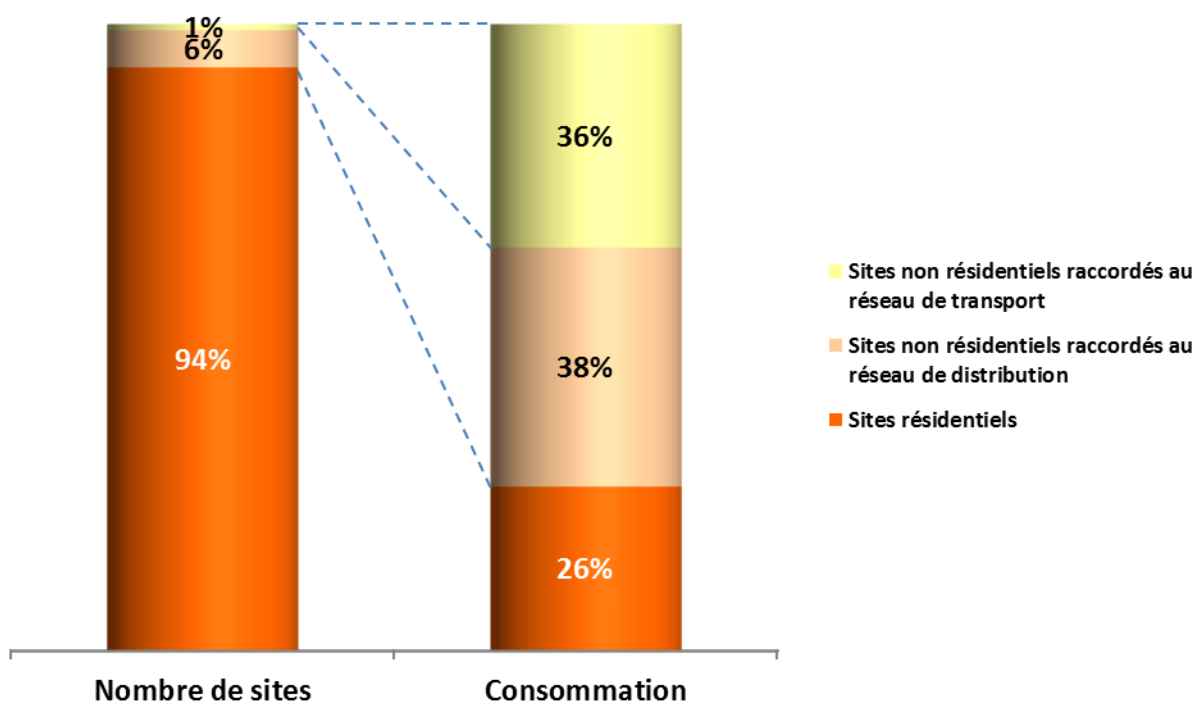
Les principales sources d'information de l'observatoire sont les gestionnaires de réseaux de transport (GRTgaz et TIGF), les 4 principaux gestionnaires de réseaux de distribution (GrDF, Régaz, Réseau GDS et Gaz Électricité de Grenoble) et les principaux fournisseurs historiques (GDF Suez, Tégaz, Énerest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

²⁰ Gaz naturel, hors grisous, gaz industriels et réseaux de GPL.

²¹ Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité aux clients raccordés aux principaux réseaux (distribution et transport) qui représentent 512 TWh de consommation annualisée.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif

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 31 mars 2012

A) Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 31 mars 2012	Au 31 décembre 2011	Au 31 mars 2012	Au 31 décembre 2011
Nombre total de sites	10 648 000	10 652 000	676 000	677 000
- Sites en offre de marché, dont :	1 507 000	1 459 000	293 000	287 000
• fournisseurs historiques	483 000	479 000	152 000	149 000
• fournisseurs alternatifs	1 024 000	980 000	141 000	138 000
- Sites au tarif réglementé	9 141 000	9 193 000	383 000	390 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	9,6 %	9,2 %	20,9 %	20,4 %

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

Synthèse en consommation annualisée

Situation (en consommation annualisée)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 31 mars 2012	Au 31 décembre 2011	Au 31 mars 2012	Au 31 décembre 2011
Consommation totale de sites	134,1 TWh	134,7 TWh	377,5 TWh	384,5 TWh
- Consommation fournie en offre de marché, dont :	19,1 TWh	18,8 TWh	282,3 TWh	285,2 TWh
• fournisseurs historiques	7,0 TWh	7,0 TWh	143,8 TWh	147,6 TWh
• fournisseurs alternatifs	12,1 TWh	11,8 TWh	138,5 TWh	137,6 TWh
- Consommation fournie au tarif réglementé	115,0 TWh	115,9 TWh	95,2 TWh	99,3 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	9,0 %	8,8 %	36,7 %	35,8 %

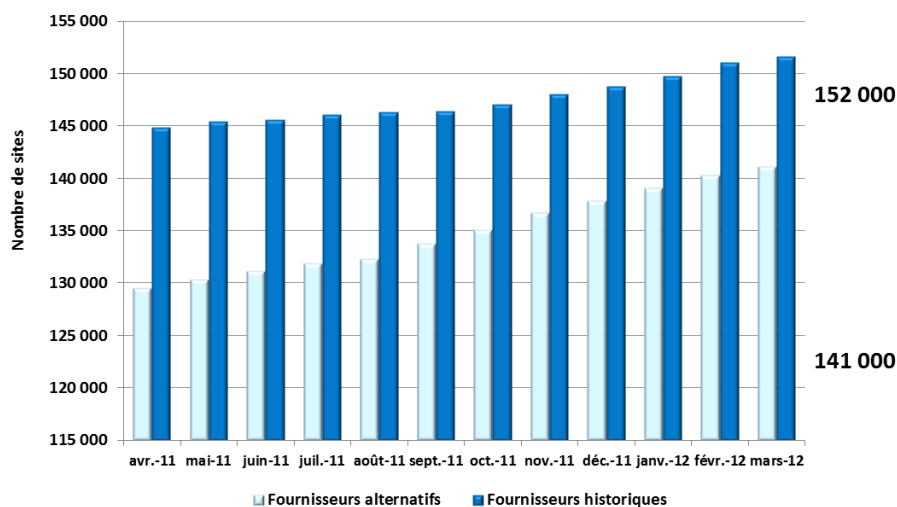
Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

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 de manière plus significative en volume.

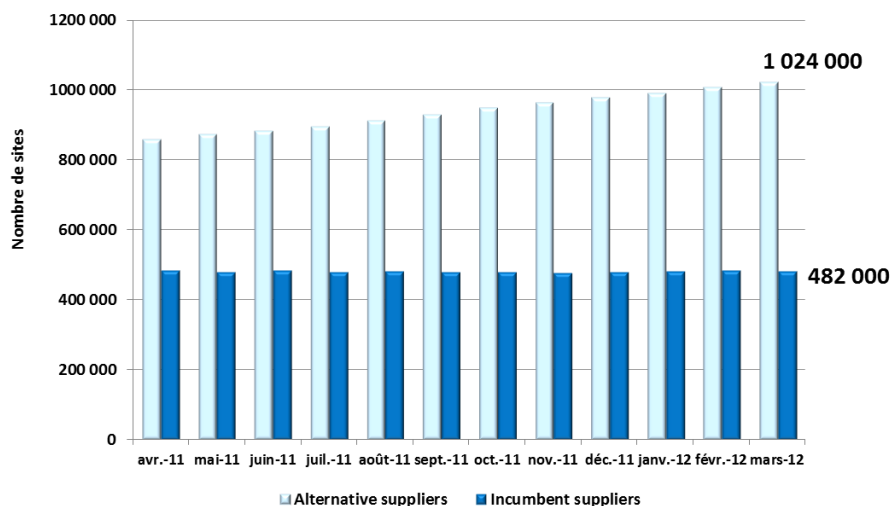
B) Evolution du nombre de sites en offre de marché

Nombre de sites en offre de marché - Sites non résidentiels -



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

Nombre de sites en offre de marché - Sites résidentiels –

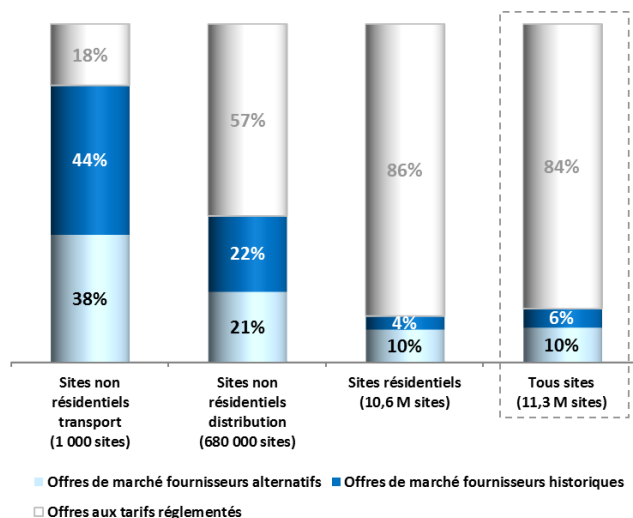


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 mars 2012, 1 800 000 sites ont choisi une offre de marché, dont 1 165 000 auprès d'un fournisseur alternatif.

C) Parts de marché en nombre de sites au 31 mars 2012

Répartition des sites par type d'offre au 31 mars 2012

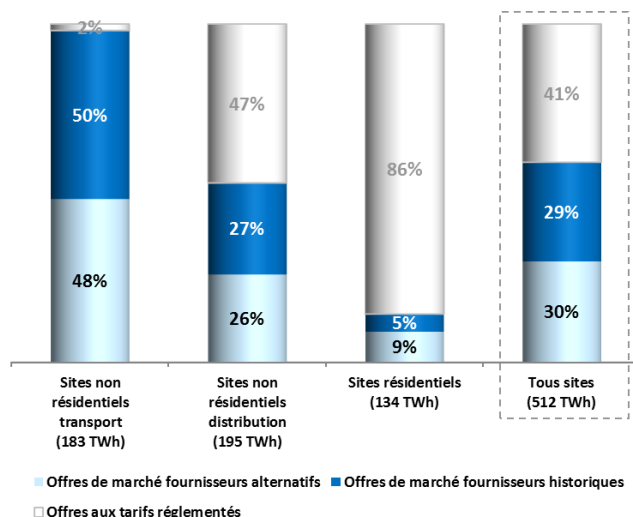


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 mars 2012, environ 16% des sites sont en offre de marché, dont 10% auprès d'un fournisseur alternatif.

D) Parts de marché en consommation annualisée au 31 mars 2012

Répartition des consommations annualisées par type d'offre au 31 mars 2012



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

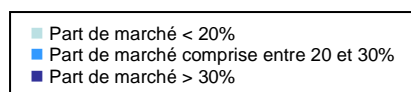
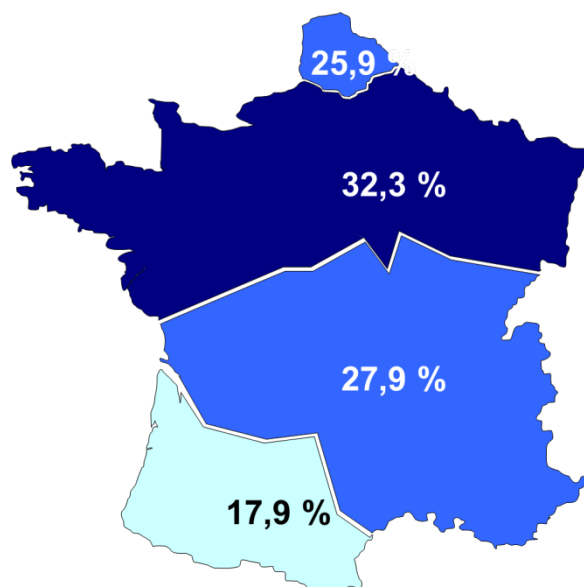
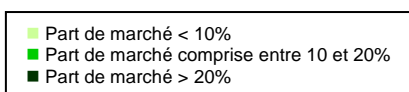
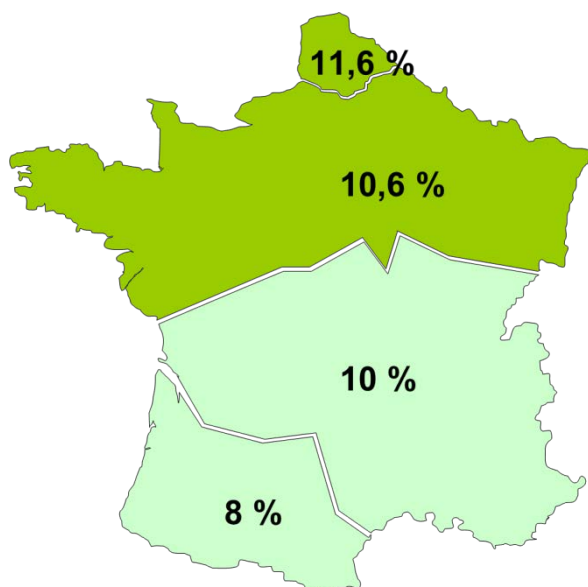
Au 31 mars 2012, environ 59% de la consommation est fournie par des offres de marché, dont 30% auprès d'un fournisseur alternatif.

E) Analyse par zone géographique

**Parts de marché des fournisseurs alternatifs par zone d'équilibrage²²
au 31 mars 2012**

– en nombre de sites –

– en consommation annualisée –



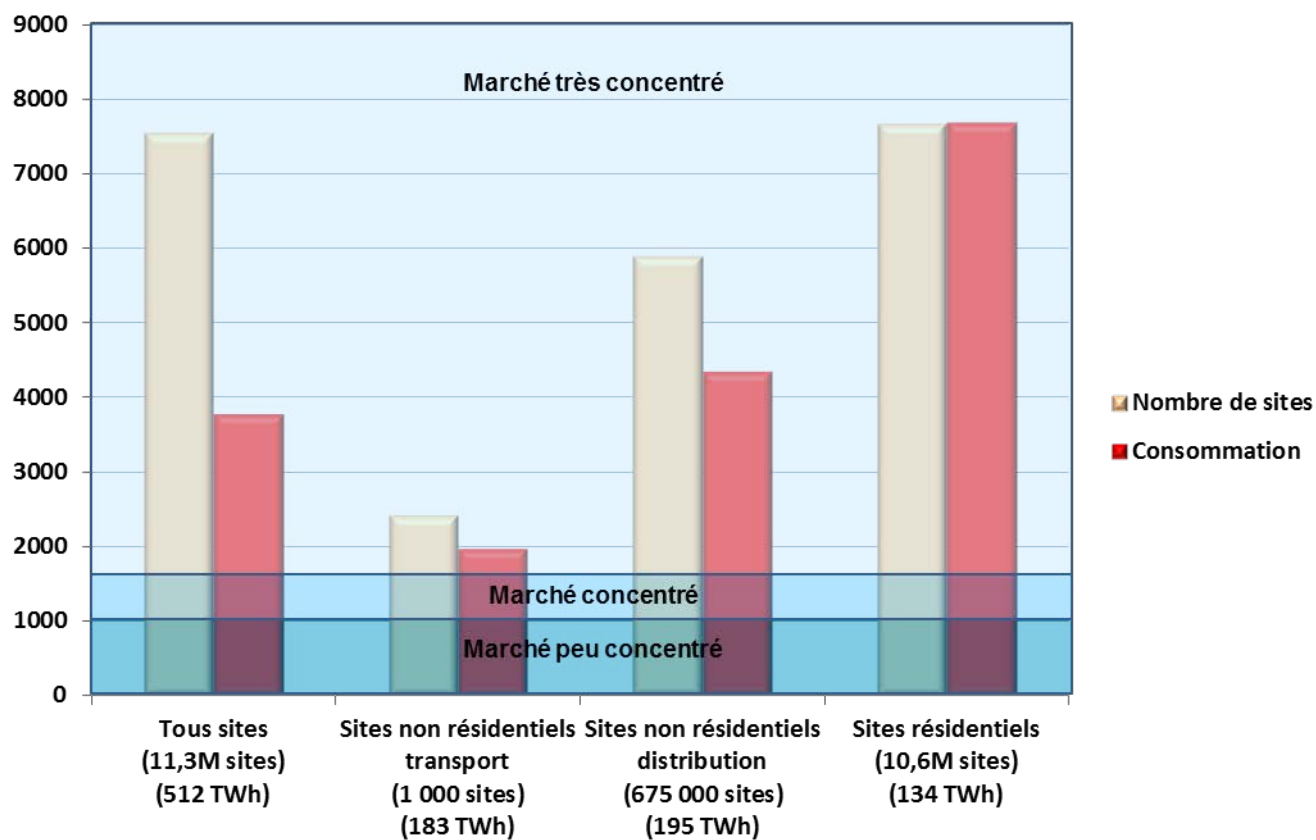
Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au 31 mars 2012, dans la zone Nord-gaz B, 11,6% des sites et 25,9% de la consommation sont approvisionnés par un fournisseur alternatif.

²² Voir glossaire en fin de document pour la définition des zones d'équilibrage.

F) Indice HHI par segment de marché

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)²³ 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.



















Source : Analyses CRE

²³ 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.

G) Fournisseurs de gaz naturel actifs au 31 mars 2012

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE²⁴
et actifs²⁵ au 31 mars 2012

Fournisseur, Marque(s) commerciale(s)		Sites non résidentiels transport	Sites non résidentiels distribution	Sites résidentiels
Fournisseurs alternatifs²⁶ de gaz naturel				
Altergaz		•	•	•
Antargaz			•	•
Direct Énergie			•	•
E.ON Energie		•	•	
EDF		•	•	•
Endesa Energia		•	•	
ENI S.p.A succursale France		•	•	
		•	•	
Enovos		•	•	
Gas Natural Fenosa		•	•	
Gaz de Paris			•	
Gazprom Energy		•	•	
Iberdrola		•		
Lampiris			•	•
Poweo		•	•	•
VNG – Verbundnetz Gas AG		•	•	

²⁴ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 31 mars 2012 à partir du moteur de recherche des fournisseurs par code postal.

²⁵ 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.

²⁶ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif et d'un fournisseur historique.

Fournisseurs historiques ²⁷ de gaz naturel				
Enerest			●	●
GDF Suez		●	●	●
Tégaz		●	●	

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

La table recense les fournisseurs qui, au dernier 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.fr²⁸
- 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 naturel²⁹ ;
- 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.

Au 31 mars 2012, environ 30 fournisseurs non nationaux sont actifs sur le territoire : 22 fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution³⁰) et 8 fournisseurs alternatifs. Ces fournisseurs présents localement ou régionalement sur le territoire proposent des offres à un ou plusieurs segments de clientèle.

²⁷ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif et d'un fournisseur historique.

²⁸ 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.

²⁹ 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.

³⁰ Voir le glossaire pour la définition d'une entreprise locale de distribution.

4. Analyse en dynamique : 1^{er} trimestre 2012

A) Tableau de synthèse du trimestre écoulé

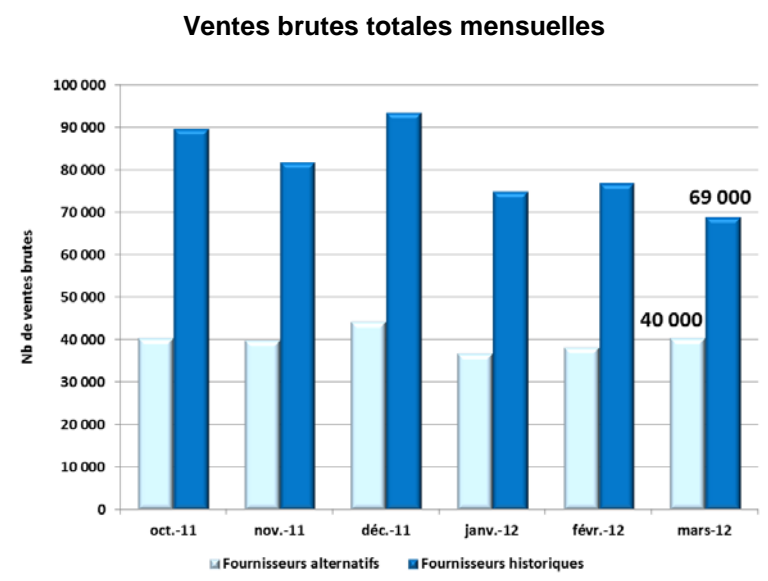
Les ventes brutes mensuelles d'un fournisseur correspondent au nombre de sites ayant conclu un contrat au cours du mois considéré à l'occasion d'une mise en service ou d'un changement de fournisseur. Les ventes brutes, en offre de marché ou au tarif réglementé, mesurent l'efficacité commerciale du fournisseur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

	Résidentiels		Non résidentiels	
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	T1 2012	T4 2011	T1 2012	T4 2011
Ventes brutes totales	311 000	362 000	25 000	28 000
fournisseurs historiques	205 000	247 000	16 000	18 000
fournisseurs alternatifs	106 000	115 000	9 000	10 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	34,1 %	31,8 %	36 %	35,7 %

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

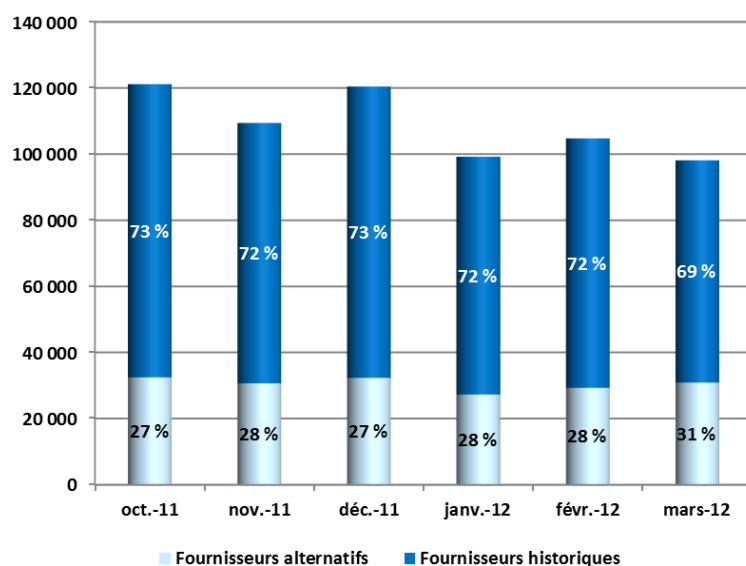
Note technique : Les données de ventes brutes sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont calculées à partir des données réelles.

B) Evolution et répartitions des ventes brutes par mois



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

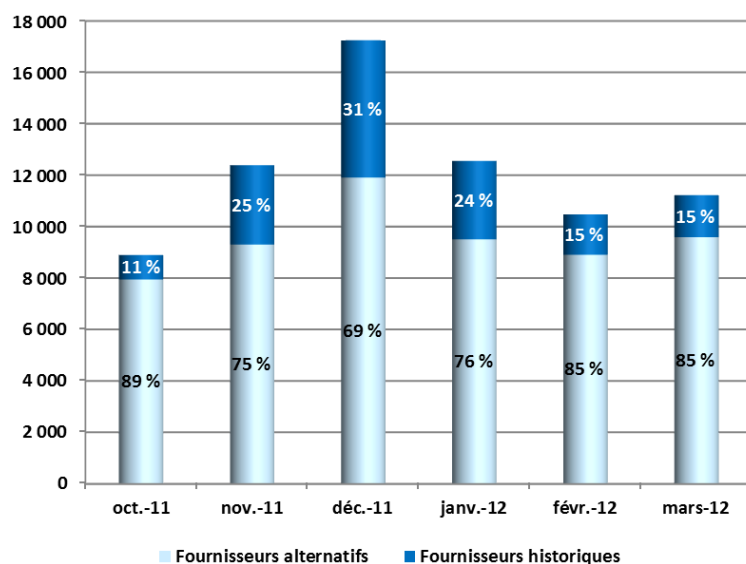
Mises en service mensuelles



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au cours du mois de mars 2012, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 31% des 98 000 mises en service effectuées.

Nombre de changements de fournisseur par mois



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

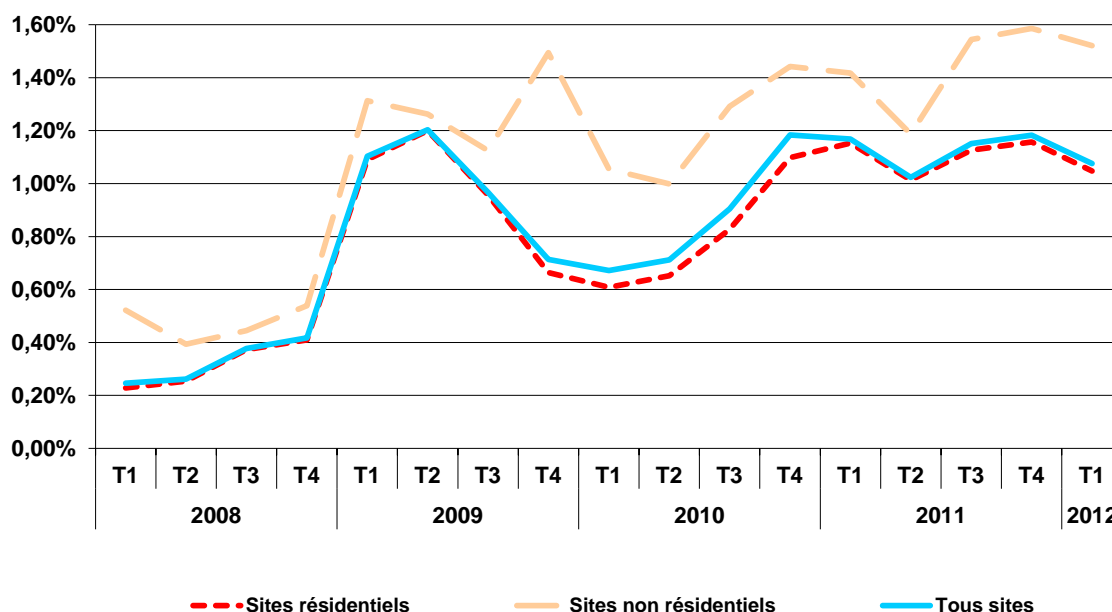
C) Taux de changement de fournisseurs (taux de *switch*)

D'après la définition de l'ERGEG, 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'ERGEG 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

Évolution du taux de *switch* par segment de clientèle entre le 1^{er} trimestre 2008 et le 1^{er} trimestre 2012



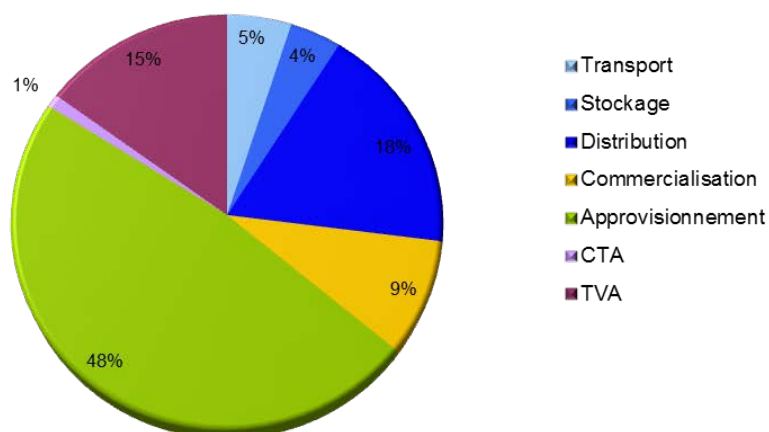
Exemple de lecture : au cours du premier trimestre 2012, 1,1% des clients résidentiels ont soit :

- 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

A) Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente de GDF Suez au 31 mars 2012

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

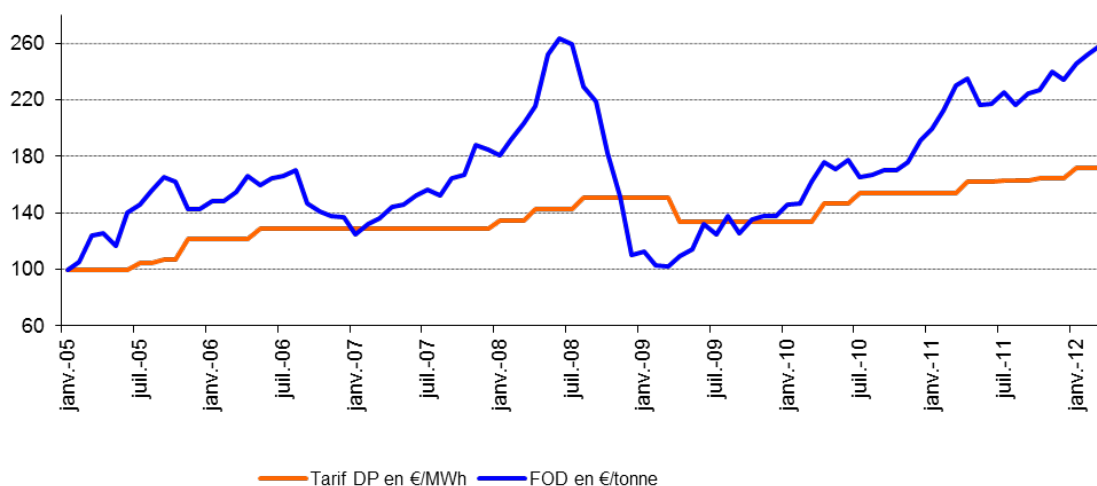
CTA : Contribution Tarifaire d'Acheminement. Elle permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières

B) 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 2005 et mars 2012, le gaz naturel a augmenté de 72 % alors que le fioul a augmenté de 158 %.

**Prix du gaz (en €/MWh) et du FOD (en €/tonne) HT
Base 100 en 2005**



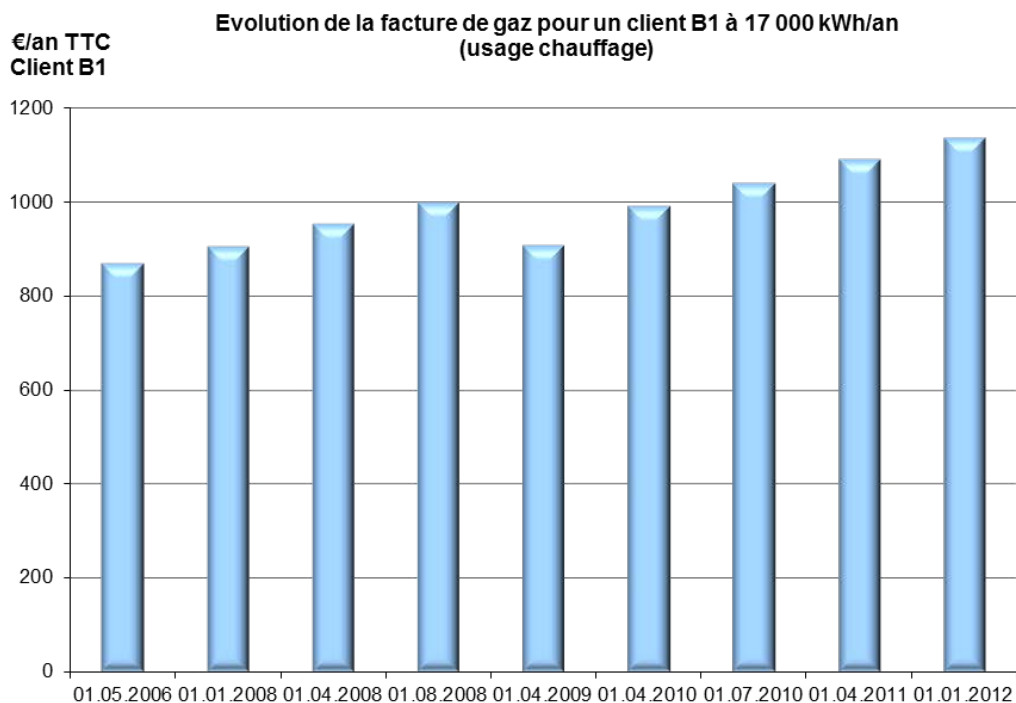
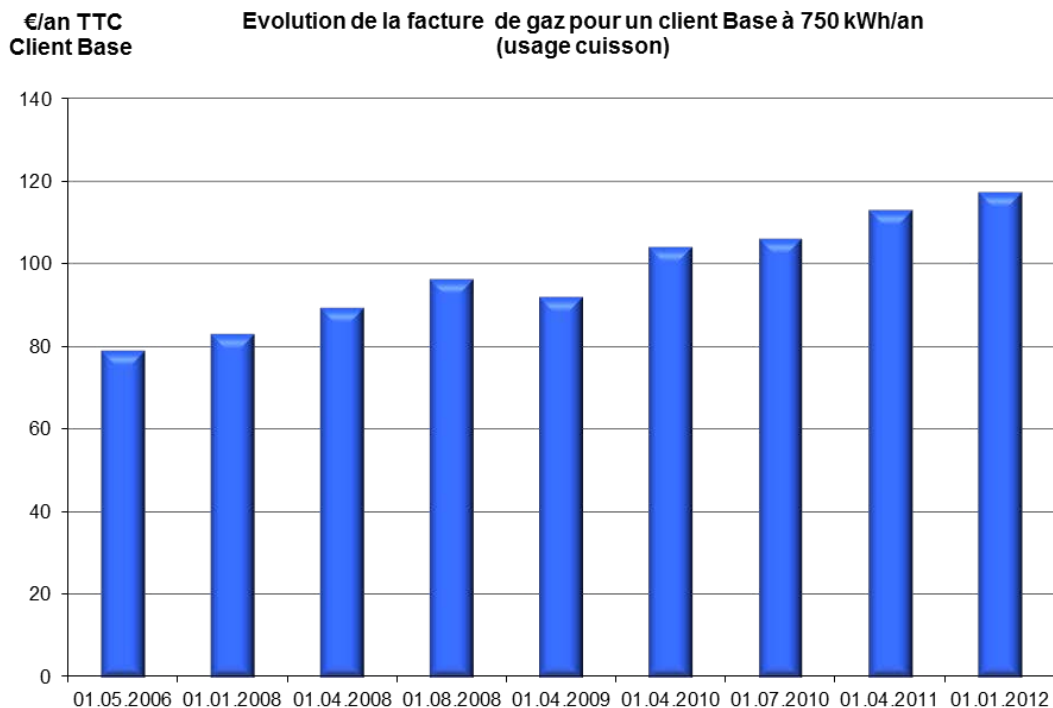
Date	Tarifs en distribution publique
juil-05	+ 4,1%
sept-05	+ 2,8%
nov-05	+ 13,7%
mai-06	+ 5,8%
janv-08	+ 4,3%
avr-08	+ 6,3%
août-08	+ 5,3%
avr-09	- 11,3%
avr-10	+ 9,7%
juil-10	+ 5,1%
avr-11	+ 5,2%
juil-11	+ 0,7%*
oct-11	+ 1,1%*
janv-12	+4,4%

* en juillet et en octobre 2011, la hausse des tarifs en distribution publique n'a été appliquée qu'aux clients non résidentiels ayant souscrit un tarif supérieur au B2I. Le pourcentage donne l'évolution globale moyenne, tous clients confondus.

C) 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.

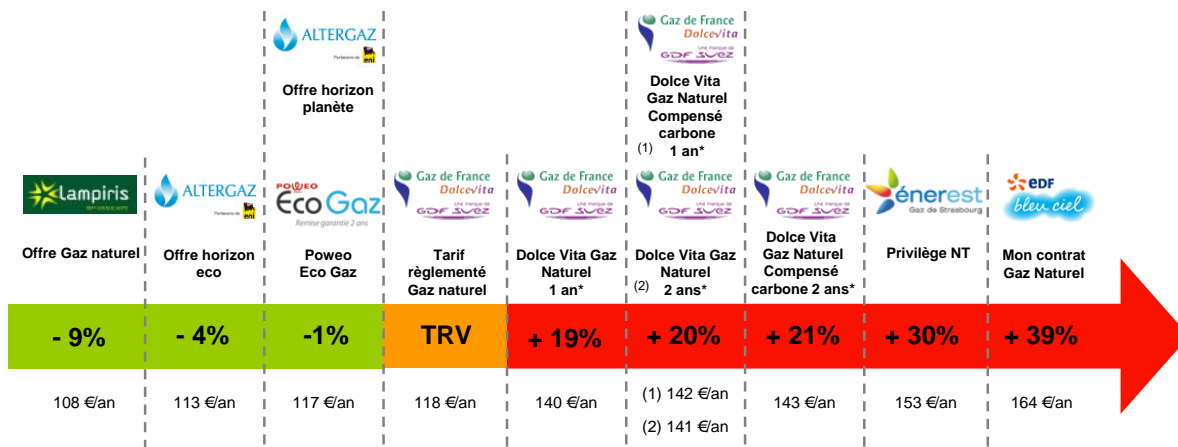


D) Comparaison des offres

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

Comparaison des offres pour un client type Base (cuisson)



exemple de lecture :

Comparaison réalisée sur un **client résidentiel type** :

- de consommation annuelle **750 KWh (BASE)**
- situé à Paris

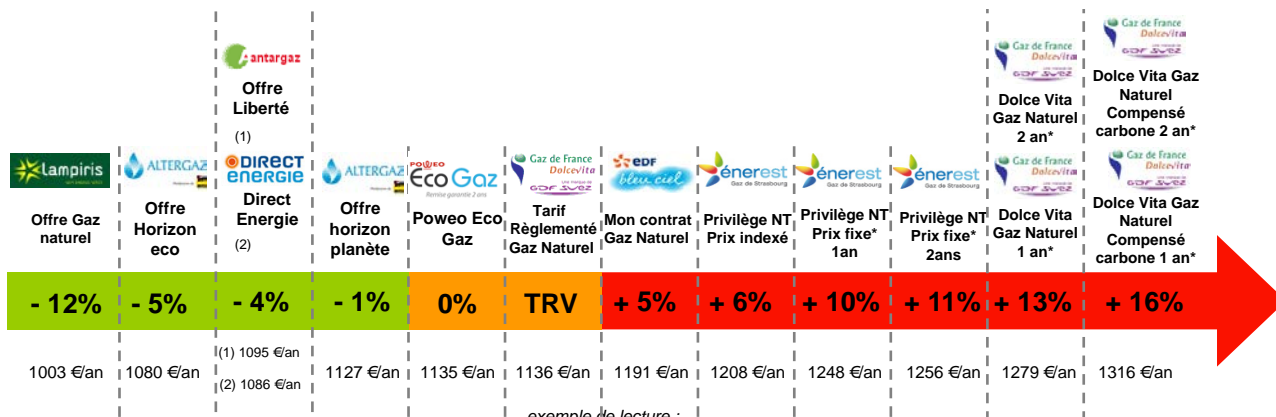
Facture TTC estimée par an hors « promo »

Logo fournisseur	
Nom de l'offre	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	118 €/an

Source: Comparateur d'offres énergie-info

* Offres à prix fixes pendant la durée du contrat et révision des prix à date d'échéance.

Comparaison des offres pour un client type B1 (chauffage)



exemple de lecture :

Comparaison réalisée sur un **client résidentiel type** :

- de consommation annuelle **17 000 KWh (B1)**
- situé à Paris

Facture TTC estimée par an hors « promo »

Logo fournisseur	
Nom de l'offre	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	1136 €/an

Source: Comparateur d'offres énergie-info

* Offres à prix fixes pendant la durée du contrat et révision des prix à date d'échéance.

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** : GRT gaz 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 SudOuest

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

A) Structure de l'approvisionnement français

La quasi-totalité de la consommation française de gaz 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.

Les importations ont représenté 166 TWh au cours du premier trimestre 2012 contre 151 TWh au précédent, soit une progression de 10%. Les volumes importés ont cependant diminué de plus de 9% en comparaison avec le premier trimestre 2011 (183 TWh).

La structure des approvisionnements est relativement stable en comparaison avec le trimestre précédent avec une dépendance du gaz norvégien de plus en plus marquée (45%). Les Pays-Bas représentent le deuxième fournisseur du marché français avec une part de 18% suivi de la Russie (15%) puis de l'Algérie (9%)³¹. Des importations depuis d'autres pays, dont le Nigeria, le Qatar et l'Egypte (2%), se font sous forme de GNL.

Les importations nettes ont représenté près de 134 TWh contre 120 TWh au dernier trimestre 2011, soit une hausse de plus de 11%. A période identique en 2011, les importations nettes étaient de 153 TWh.

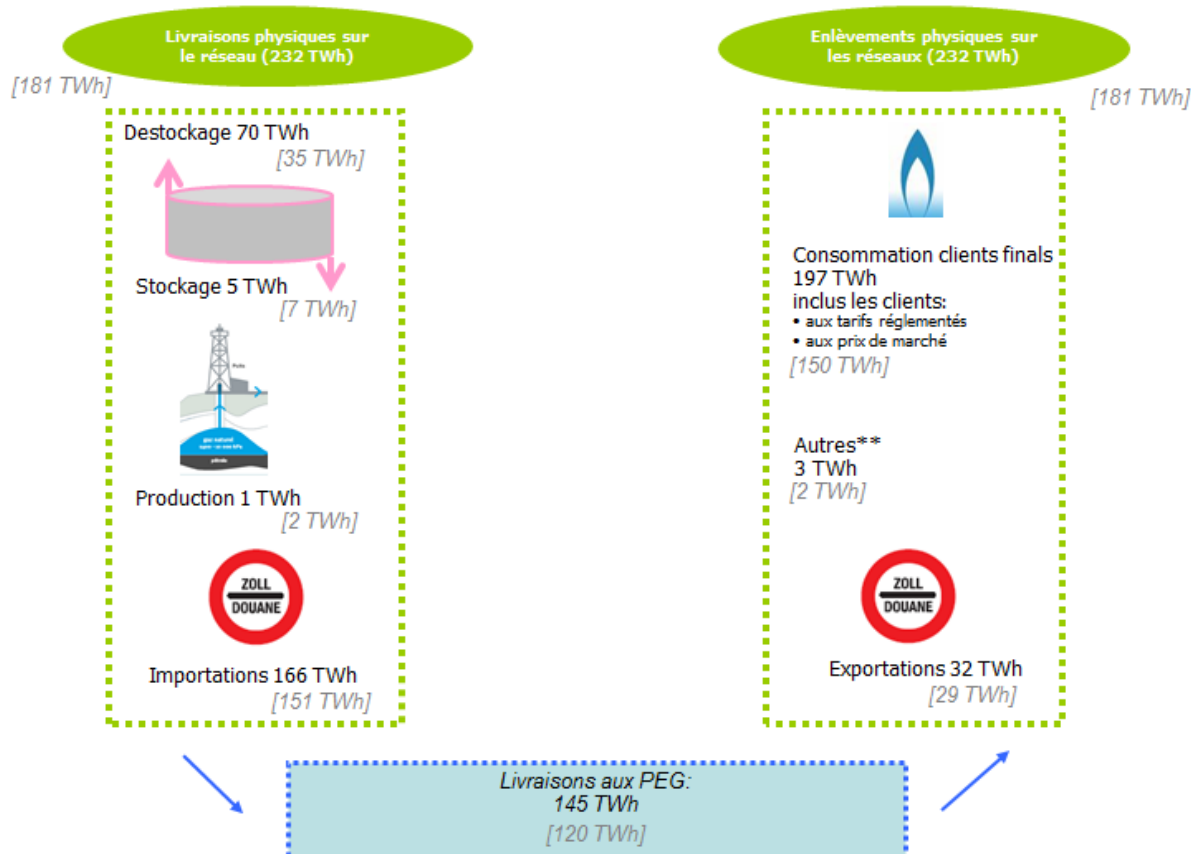
Depuis la chute du prix du gaz en 2009, de nombreux pays importateurs ont demandé à leurs fournisseurs d'introduire une variable marché spot à leurs clauses d'indexation des contrats long-

³¹ Source : Base de données PEGASE, Direction Générale Energie et Climat

terme. Les renégociations engagées peuvent porter sur de telles clauses ou également sur les volumes contractuels³².

Les approvisionnements en France restent largement dominés par les contrats de long terme conclus entre les principales compagnies européennes et leurs fournisseurs, dont Gazprom (Russie), Sonatrach (Algérie), Statoil (Norvège) ou encore Gas Terra (Pays-Bas).

Approvisionnement et débouchés des acteurs du marché français au premier trimestre 2012



Sources : GRTgaz, TIGF – Données [T4 2011 et T1 2012]

*sur base de la consommation prévisionnelle

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

B) Evolution de la consommation en France

La consommation française a enregistré une hausse de près de 31% au cours du premier trimestre 2012 en comparaison avec le trimestre précédent alors qu'elle est restée relativement stable par rapport au premier trimestre 2011 (194 TWh).

³² Voir à titre illustratif le communiqué de presse de GDF Suez du 9 février 2012, relatif aux résultats du groupe <http://www.gdfsuez.com/document/?f=files/fr/cp-gdf-suez-fy-2011-vf.pdf> p. 3 : « Les contrats de gaz à long terme ont, en quasi totalité, été revus afin d'augmenter l'indexation sur les prix de marché au dessus de 25 % », ainsi que la planche 25 de la présentation des résultats annuels 2011 de GDF Suez <http://www.gdfsuez.com/document/?f=files/fr/fy-2011-results-vf.pdf> : «

- Augmentation de la part indexée marché : au dessus de 25% (jan. 2012) contre 10% (jan. 2011)
- Baisse des prix indexés pétrole »

C) Prix *day-ahead* en France³³ et comparaison européenne

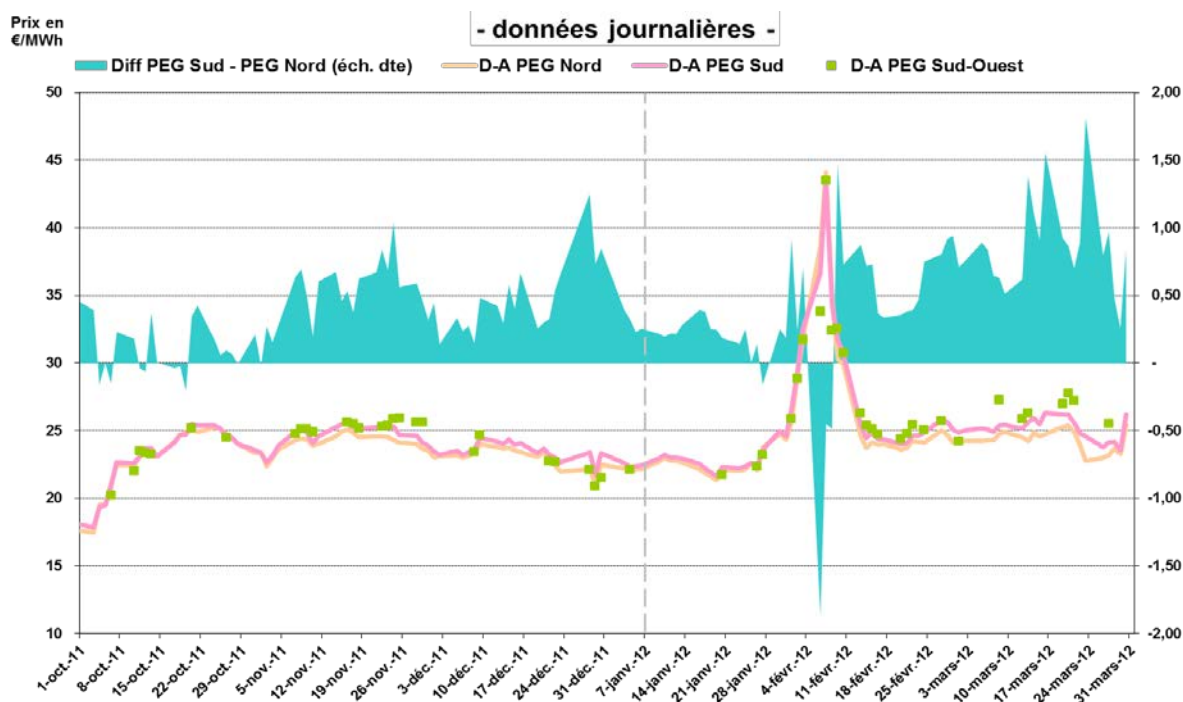
Les prix des produits *day-ahead* sur le marché français ont globalement augmenté durant ce premier trimestre 2012 affichant une progression de 7% par rapport au trimestre précédent. En moyenne, le *day-ahead* a été coté à 25,3 €/MWh au cours du premier trimestre 2012 contre 23,6 €/MWh au dernier trimestre 2011 et 22,9 €/MWh au premier trimestre 2011. Cette hausse a été essentiellement portée par la forte augmentation de la demande au mois de février du fait de rudes conditions climatiques. L'augmentation des prix a été plus marquée entre le 1er et le 7 février avec des pics enregistrés sur la quasi-totalité des places de marché (32,6 €/MWh en moyenne)³⁴, l'un des plus importants étant attribué au PEG Nord avec 44,1 €/MWh. Il s'agit du prix le plus élevé atteint sur le PEG Nord depuis le 17 mars 2006 où le *day-ahead* avait avoisiné les 66 €/MWh.

Les prix des produits journaliers ont progressé de 6% sur le PEG Nord (24,8 €/MWh en moyenne) par rapport au trimestre précédent (23,4 €/MWh). Sur le PEG Sud, les prix ont également évolué à la hausse atteignant un prix moyen de 25,3 €/MWh au cours du premier trimestre 2012, soit 1,5 €/MWh de plus qu'au trimestre précédent.

Le différentiel moyen entre le PEG Nord et le PEG Sud a représenté 0,5 €/MWh sur le premier trimestre 2012 contre 0,34 €/MWh le trimestre précédent. L'écart de prix s'est rétréci en janvier mais cette tendance s'est renversée sur le reste du trimestre. Ce *spread* a principalement résulté du décalage des niveaux des stockages entre la zone Nord et la zone Sud mais aussi à des réductions ponctuelles de capacités sur la liaison Nord-Sud combinées avec des baisses de livraisons de GNL sur Fos.

Il est à noter que l'inversion du *spread* des prix entre le PEG Nord et PEG Sud illustrée en page 5 du cahier des indicateurs gaz (et sur le graphique ci-dessous), qui a eu lieu début février est principalement due à la très forte volatilité de prix *day-ahead* constatée pendant cette période de pics de consommation et de prix et reste spécifique à l'indice considéré (moyenne de prix). En effet, avec un indice de prix Powernext de fin de journée (End of Day Price) ou un indice de prix broker, l'écart est positif (prix du PEG Sud supérieurs à ceux du PEG Nord) et se maintient à des niveaux habituels durant la période étudiée.

Prix *day-ahead* sur les marchés de gros français



Source : Powernext

³³ Les prix des transactions bilatérales sur l'OTC n'étant pas publics, les prix utilisés dans cette section sont les prix de référence publiés dans la presse spécialisée ou les références de prix déterminées sur les bourses du gaz.

³⁴ La moyenne des prix calculée sur les marchés : NBP, Zeebrugge, TTF, NCG, PEG Nord et PSV

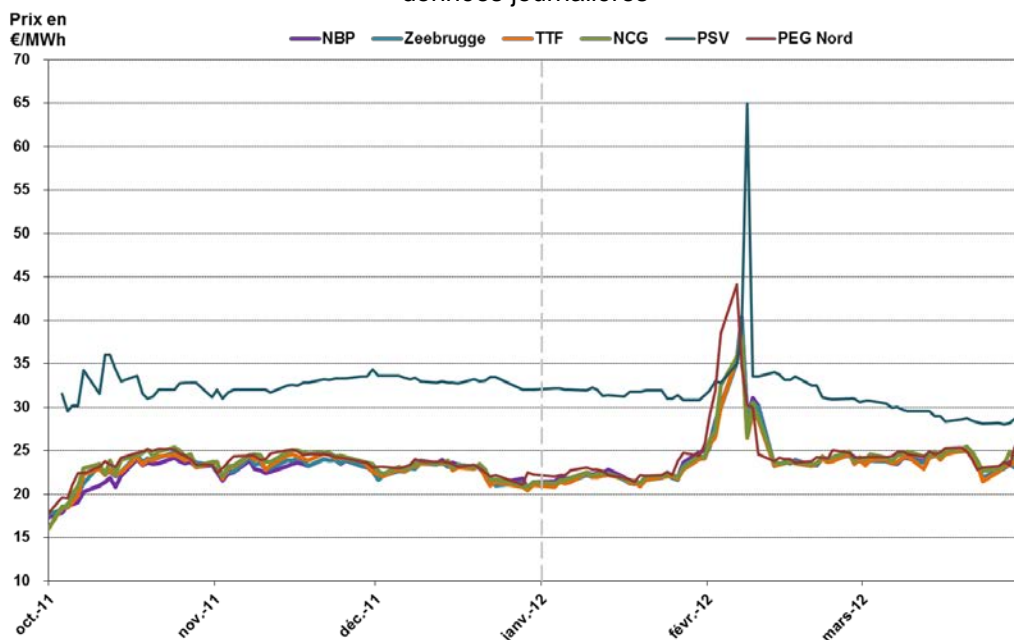
L'évolution des prix a été similaire sur l'ensemble des places de marché européennes au gré des changements climatiques au cours du premier trimestre 2012. Les prix du *day-ahead* ont en moyenne augmenté au premier trimestre 2012 de 4% et 12% en comparaison avec le dernier trimestre 2011 (24,6 €/MWh) et le premier trimestre 2011 (22,7 €/MWh), respectivement.

Les prix ont baissé au mois de janvier par rapport au mois de décembre 2011, puis au cours du mois de mars alors qu'ils s'étaient raffermis au mois de février. Une sévère vague de froid en Europe début février, a porté la demande à la hausse sur l'ensemble des marchés européens et, combinée à la limitation des livraisons de gaz russe, a fait progresser les prix du spot jusqu'à atteindre des pics inégalés depuis 2006. En effet, avec des températures anormalement basses pour la saison, la consommation a augmenté rapidement et significativement, incitant les expéditeurs à demander à leurs fournisseurs d'accroître leurs livraisons de gaz. Gazprom a ainsi augmenté sa capacité de production de 20 à 30% afin de faire face à une importante demande de son marché domestique et honorer ses engagements sur ses contrats de long terme. Toutefois, les livraisons de gaz russe ont été réduites à destination des pays européens particulièrement en Slovaquie, en Autriche, en Pologne, en Hongrie, en Bulgarie, en Roumanie, en Grèce et en Italie. Concernant ce dernier pays, un plan d'alerte a été décrété en raison de la situation critique de l'approvisionnement suite à la réduction des flux en provenance de la Russie. Cet état d'urgence a inévitablement affecté les prix du spot sur le hub italien (PSV) qui ont atteint leur plus haut niveau à 65 €/MWh le 8 février.

Les différentiels de prix *day-ahead* entre le PEG Nord et le TTF ont été particulièrement élevés au mois de février enregistrant jusqu'à 8 €/MWh, favorisant l'augmentation des importations en provenance des Pays-Bas à destination de la France, et une utilisation importante des capacités sur le point d'entrée de Taisnières H. Le *spread* entre les prix du PEG Nord et ceux du NCG a atteint sa valeur la plus élevée, en février également, affichant 7,40 €/MWh. En revanche, les capacités n'ont pas été pleinement exploitées sur l'interconnexion d'Obergailbach dans le sens France vers l'Allemagne malgré ce différentiel de prix. Des réductions de capacités côté allemand peuvent en partie expliquer cette situation. En effet, le marché allemand était tendu et volatil en raison de la baisse des flux russes, une forte demande due au froid et un recours massif aux stockages. **Dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros, la CRE analyse de façon systématique les occurrences de pics des prix de l'électricité et du gaz. Les travaux relatifs aux pics de prix du gaz pourront aussi, le cas échéant, faire l'objet d'une communication spécifique.**

Sur le reste du trimestre, les prix se sont corrigés à la baisse sur l'ensemble des places de marché sous l'effet d'une remontée progressive des températures, passant de 27,9 €/MWh en février à 24,9 €/MWh en mars 2012.

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



Source : Heren

D) Prix à terme en Europe

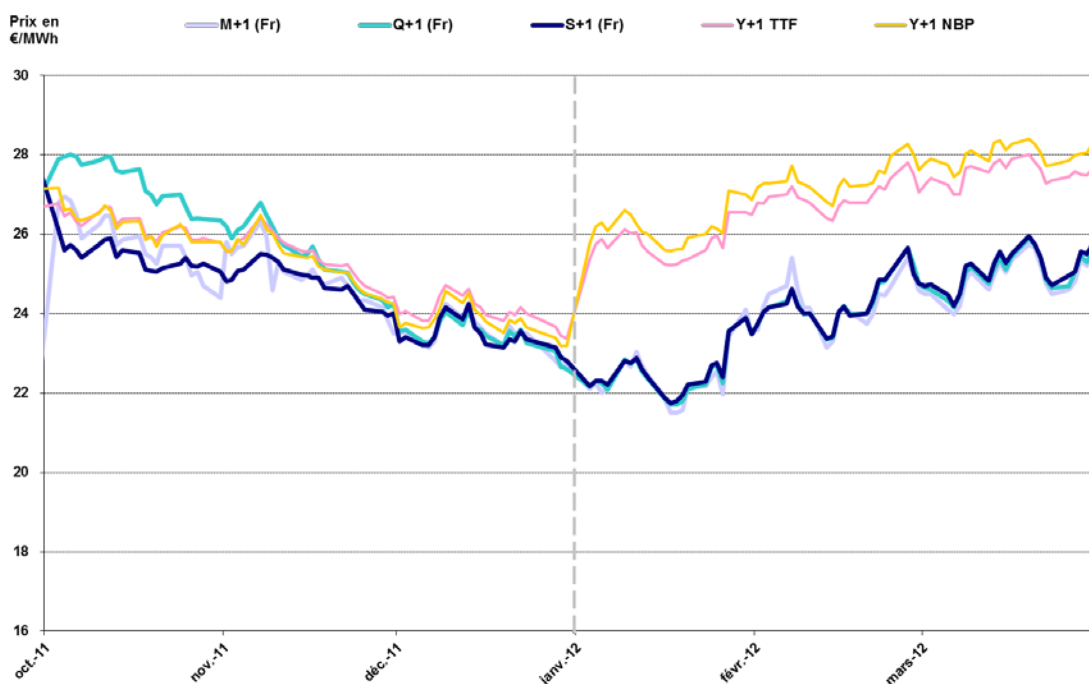
Au cours du premier trimestre 2012, les prix des produits à terme sont en baisse en moyenne par rapport au trimestre précédent sur les maturités autres que les produits annuels. Au PEG Nord, le prix a reculé de 4% sur le M+1, de 6% sur le Q+1 et de 2% sur le S+1. En revanche, le prix du Y+1, en moyenne au NBP et au TTF, a progressé de près de 7% sous l'effet du changement de période de livraison avec le début de la nouvelle année.

Malgré le recul des prix moyens sur le M+1, le Q+1 et le S+1, les prix ont affiché une tendance à la hausse au cours du premier trimestre 2012. L'évolution des prix à la baisse, constatée au trimestre précédent en conséquence de la douceur de l'hiver, s'est inversée à compter de mi-janvier. Cet effet s'explique en partie par l'impact de la vague de froid, la reconstitution des stocks de gaz et la hausse de prix des produits pétroliers au cours de ce premier trimestre 2012.

Par rapport au premier trimestre 2011, les prix sur l'ensemble des produits à terme sont en hausse. Au PEG Nord, les prix du M+1, du Q+1 et du S+1, ont progressé de 4% chacun. Les prix du Y+1 au NBP et au TTF affichent une hausse moyenne de 9%.

Il est à noter que le *spread* des prix, sur les produits annuels entre le NBP et le TTF, est positif et constant sur l'ensemble du premier trimestre 2012.

Prix à terme sur les marchés européens



Source : Heren

3. Activité sur le marché de gros français

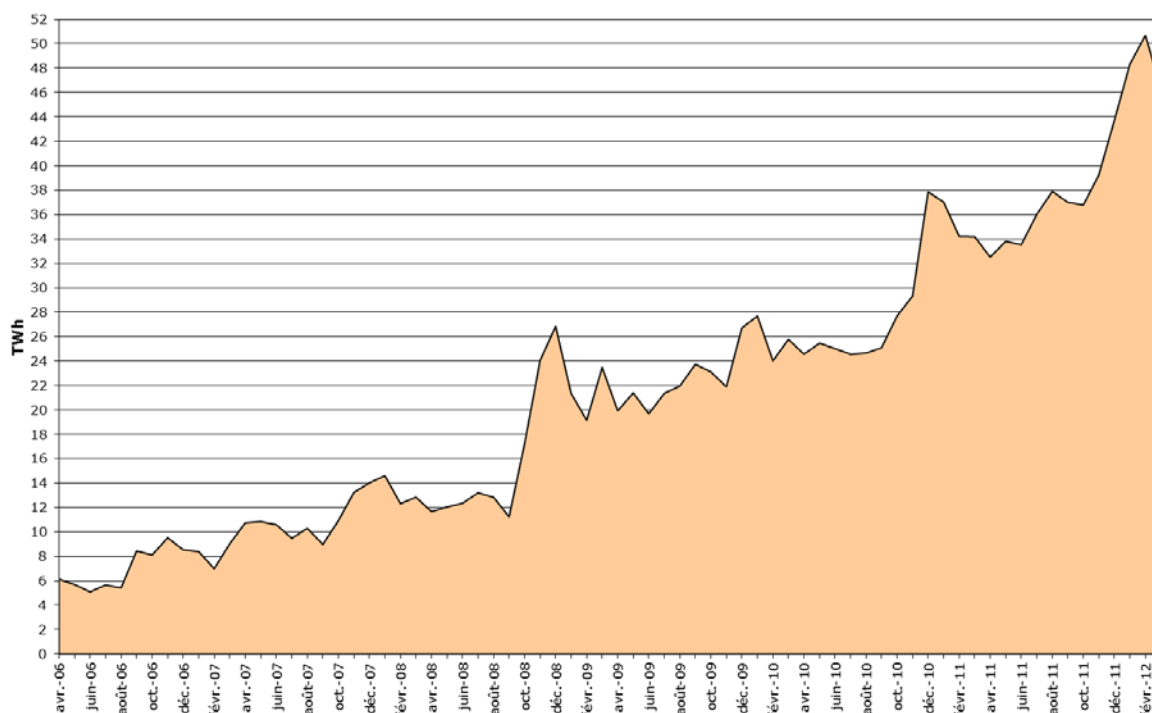
L'essentiel du commerce de gros du gaz s'effectue sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plates-formes de négoce). La CRE rend public (cf. cahier d'indicateurs gaz) les volumes agrégés des transactions effectuées via ces intermédiaires.

Les livraisons résultant de ces transactions se réalisent 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 ;
- des livraisons correspondant aux programmes de cession temporaire de gaz (*Gas Release*) ;
- de l'approvisionnement en gaz des opérateurs de réseau pour leurs besoins propres.

Le graphique suivant montre les nominations journalières des acteurs aux PEG. Il ne s'agit pas du volume des transactions observées sur la période, mais des livraisons physiques issues des échanges entre les acteurs du marché de gros.

Volume des livraisons de gaz aux PEG Français



Source : GRT – Analyse : CRE

NB : sur ce graphique figurent toutes les livraisons issues des échanges de gaz entre les acteurs du marché de gros, y compris les livraisons correspondant au programme de cession temporaire de gaz (*gas release*) et l'approvisionnement des opérateurs de réseau pour des besoins de fonctionnement

Au cours du premier trimestre 2012, les livraisons de gaz ont avoisiné 145 TWh, soit une hausse de 21% par rapport au trimestre précédent. Ce volume représente une augmentation de 38% par rapport au premier trimestre 2011 (105 TWh).

A) Evolution du négoce sur le marché intermédiaire français

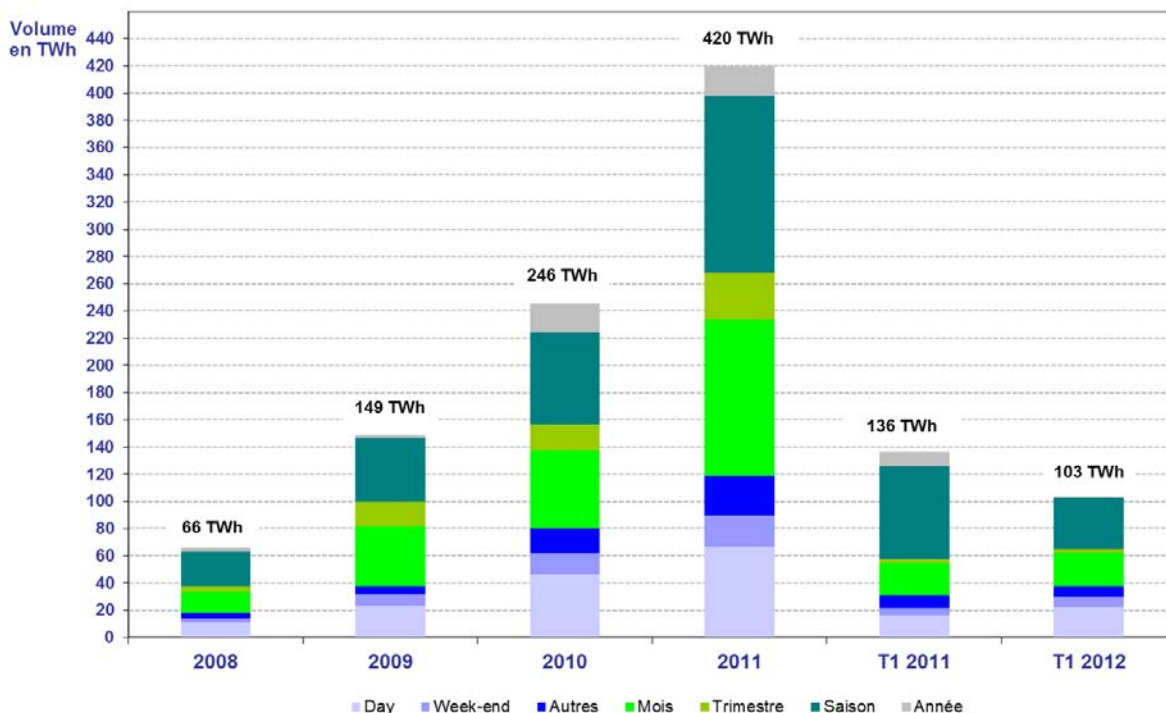
Le volume négocié sur le marché intermédiaire français a reculé de 2% au premier trimestre 2012 par rapport au 4^{ème} trimestre 2011, s'établissant à 103 TWh contre 105 TWh au trimestre précédent. Cette baisse a été portée par le marché à terme (-5%), où la progression des produits saisonniers (+23 TWh) a été comblée par le recul des produits mensuels (-17 TWh), trimestriels (-6 TWh) et annuels (-7 TWh). Le volume négocié sur le marché spot a quant à lui progressé, affichant 38 TWh au premier trimestre 2012 contre 33 TWh au trimestre précédent.

Le négoce sur le marché intermédiaire français est également en recul par rapport au premier trimestre 2011 (-25%, soit environ 33 TWh). Cette baisse a été constatée sur le marché à terme (-38%), notamment sur des produits à plus longue maturité (trimestriels, saisonniers et annuels), et ce malgré l'augmentation de 21% sur le spot. La baisse du négoce sur des produits saisonniers (-45%, soit

environ 30 TWh), s'explique en grande partie par le changement de comportement d'un acteur qui, au premier trimestre 2011, avait fait part à la CRE d'un important développement de ses activités de négoce sur le marché de gros (voir Observatoire des marchés du premier trimestre 2011³⁵).

La part du marché spot sur le négoce est en augmentation au premier trimestre 2012, affichant 37% du volume total négocié contre 32% au trimestre précédent. Au premier trimestre 2011, le spot représentait 23% du négoce (soit 31 TWh).

Répartition des volumes négociés par produit sur le marché intermédiaire



Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

B) Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

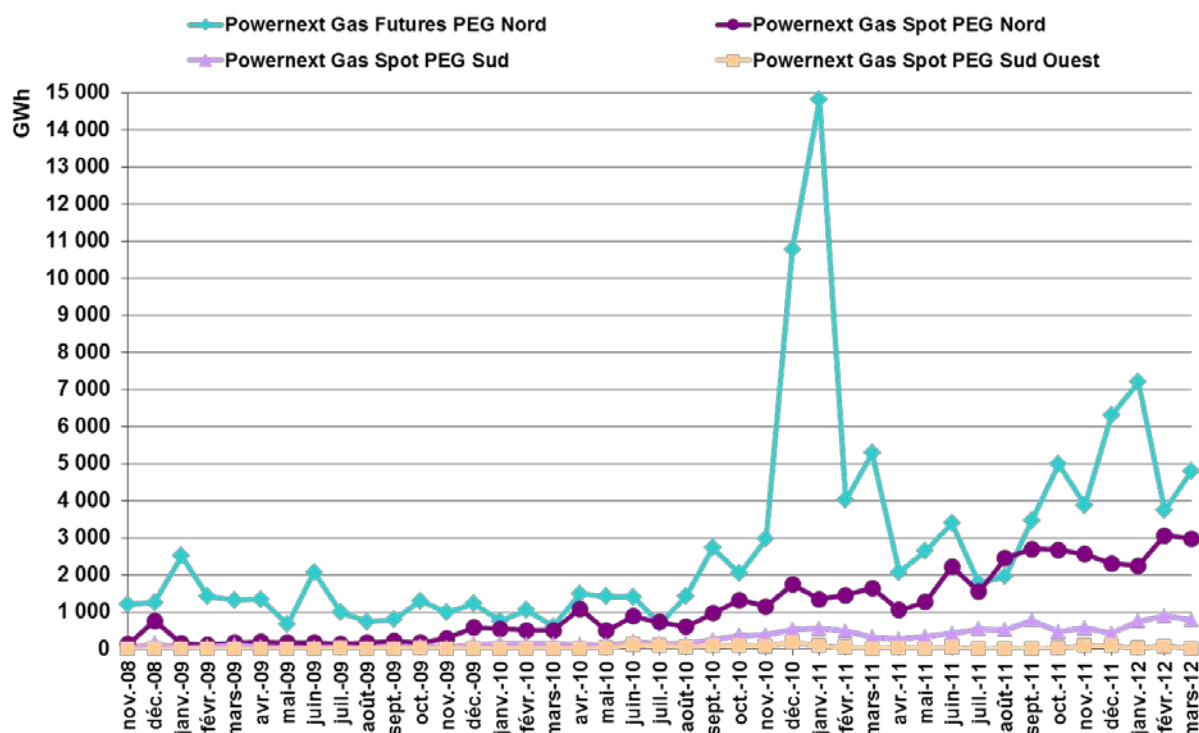
Le volume négocié sur le marché organisé *Powernext Gas Spot* au premier trimestre 2012 s'élève à 10,8 TWh, soit une hausse de 18% par rapport au trimestre précédent et de 83% par rapport au premier trimestre 2011. Au total, 7 413 transactions ont été conclues sur ce marché au premier trimestre 2012 contre 6 097 au trimestre précédent et 3 973 au premier trimestre 2011.

La majorité de la hausse d'activité sur *Powernext Gas Spot* entre le dernier trimestre 2011 et le premier trimestre 2012 s'est réalisée au PEG Sud (+981 GWh). Le PEG Nord poursuit sa dynamique de croissance (+743 GWh) tandis que le négoce au PEG TIGF est en recul (-77 GWh). Les échanges sur le spot restent concentrés au PEG Nord avec 77% du volume négocié, suivi par le PEG Sud (22%) et le PEG TIGF (1%). Au trimestre précédent, 82% du négoce a été réalisé au PEG Nord et 16% au PEG Sud.

Au cours du premier trimestre 2012, le volume négocié sur le marché organisé *Powernext Gas Futures* au PEG Nord s'élève à 15,7 TWh, soit une hausse de 4% par rapport au trimestre précédent. Celui-ci est cependant en recul de 35% par rapport au premier trimestre 2011, notamment sur des produits saisonniers (-55%). Il convient toutefois de noter que le premier trimestre 2011 avait été marqué par les très forts volumes d'un acteur (voir Observatoire des marchés du premier trimestre 2011). 389 transactions ont été conclues sur ce marché au premier trimestre 2012, contre 576 au trimestre précédent et 352 au premier trimestre 2011.

³⁵ <http://www.cre.fr/marches/observatoire-et-indicateurs-des-marches>

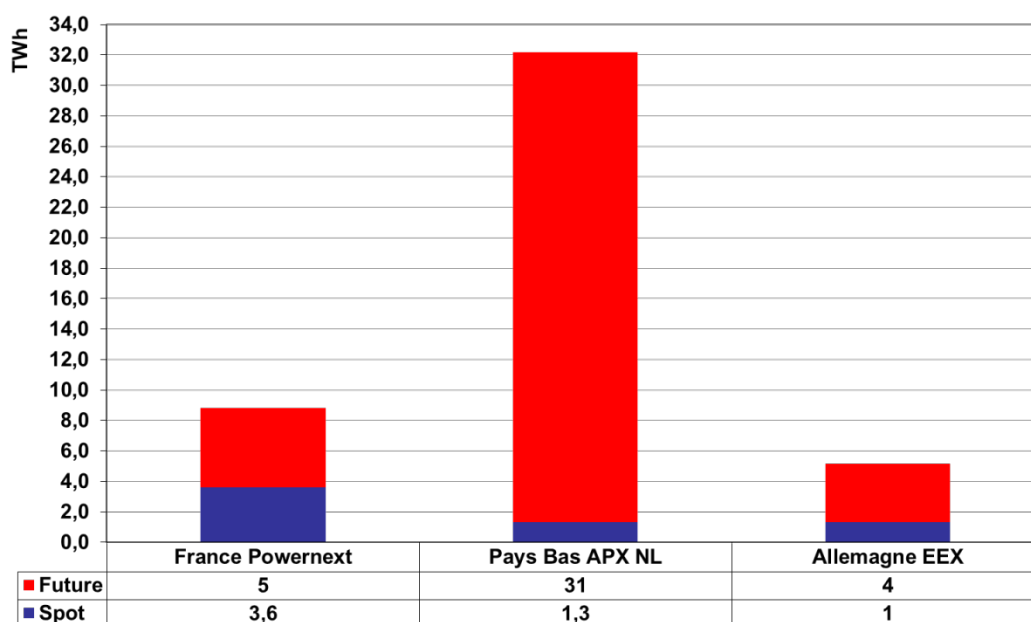
Volume mensuel échangé sur les marchés organisés français depuis leur création – toutes échéances confondues –



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

Les variations des volumes échangés sur Powernext doivent en outre être nuancées par le fait que la liquidité des échanges sur la bourse ne représente qu'une part de l'ensemble des échanges sur les marchés de gros du gaz.

Activité sur les principaux marchés organisés européens – Volume mensuel moyen au premier trimestre 2012 –



Sources : Powernext, APX, EEX — Analyse : CRE

Au premier trimestre 2012, le volume négocié sur les bourses française, allemande, et néerlandaise, s'élève à près de 46 TWh en moyenne mensuelle (dont 40 TWh sur le marché à terme et 6 TWh sur le spot), soit une hausse de 22% par rapport au quatrième trimestre 2011. L'essentiel de cette augmentation s'explique par la progression du marché à terme néerlandais (+7 TWh) et du spot français (+0,5 TWh). Au cours du trimestre précédent, les volumes négociés avaient atteint 33 TWh en moyenne mensuelle sur le marché à terme et de 5 TWh sur le spot.

Sur l'ensemble des hubs européens, le National Balancing Point (NBP) demeure le marché le plus liquide et maintient son influence sur les hubs continentaux, particulièrement ceux avec lesquels il existe une interconnexion physique directe (TTF via le BBL et Zeebrugge via l'Interconnector). Le TTF est en développement continu de son activité 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). La place néerlandaise permet par ailleurs la possibilité de négoce 24 heures sur 24 sur les marchés du gaz naturel via APX NL. En France, le PEG Nord poursuit sa dynamique de liquidité croissante.

4. Suivi des infrastructures

Les points d'entrée terrestres des réseaux de transport ont été utilisés à des niveaux sensiblement identiques à ceux observés au premier trimestre 2011. Les importations de gaz via les terminaux méthaniers sont en baisse significative de près de 27% (à 33 TWh contre 45 TWh en 2011) par rapport au premier trimestre 2011.

La première quinzaine du mois de février a été marquée par une vague de froid importante. La consommation totale a atteint un premier pic de 3,5 TWh le 3 février, puis un second le 8 février à 3,7 TWh (contre 2,2 TWh par jour en moyenne sur janvier 2012). La consommation a principalement été tirée par le secteur résidentiel, mais également par les centrales à cycle combiné à gaz. Celles-ci ont été sollicitées de façon importante et constante sur l'ensemble des heures de la journée dès la fin janvier. Des exportations de gaz importantes ont également été observées sur cette période sur les points d'interconnexions vers l'Espagne et l'Italie (via la Suisse, à hauteur de 197 GWh par jour en moyenne entre le 1er et 12 février, comparé aux 124 GWh par jour en moyenne sur janvier 2012). Les stockages ont été fortement mis à contribution pendant la première quinzaine de février, avec un niveau moyen de soutirage de 1,4 TWh par jour, en forte hausse par rapport aux niveaux observés en janvier 2012 (457 GWh par jour en moyenne sur le mois). Les stockages ont pourvu à hauteur de 54 % les consommations sur les réseaux de GRTgaz et de TIGF entre le 1er et le 12 février 2012, avec 1,9 TWh par jour (en moyenne), soit un total de 23 TWh soutirés sur la période.

5. Concentration du marché français du gaz

A la fin du premier trimestre 2012, 107 expéditeurs étaient actifs aux PEG. 43 acteurs étaient présents sur Pownext *Gas Spot* et 37 sur Pownext *Gas Futures*.

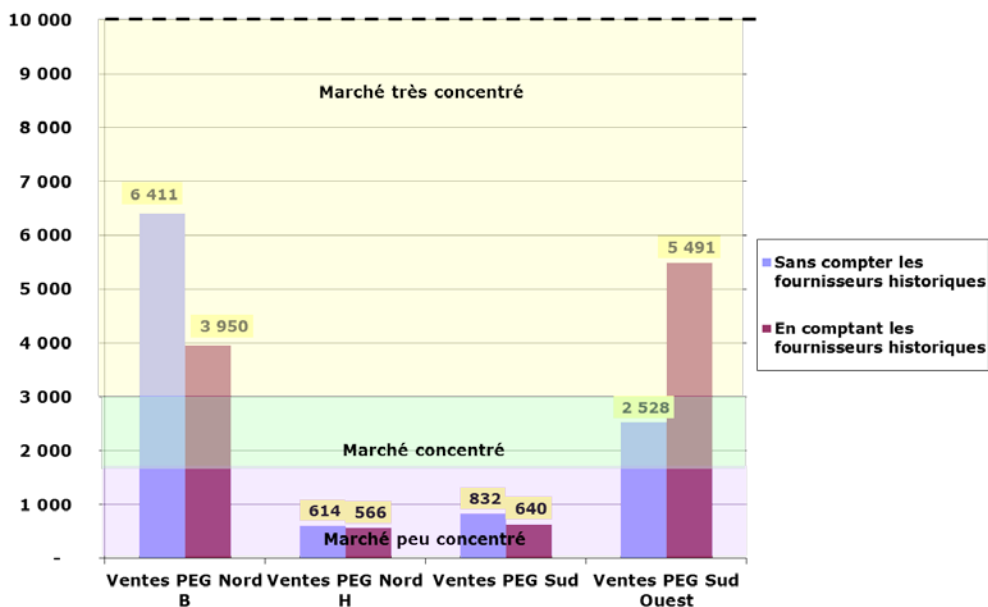
A) Concentration aux PEG

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 cours du premier trimestre 2012, la concentration du marché à l'achat a augmenté par rapport au trimestre précédent sur l'ensemble des PEG, hausse qui n'a été significative que sur le PEG TIGF. En revanche, l'ensemble des PEG, à l'exception du PEG TIGF, affichent une réduction de concentration à la vente. La hausse de concentration au PEG TIGF s'explique notamment par l'activité du fournisseur historique, tant à l'achat qu'à la vente. Au PEG Nord B, le niveau de concentration a augmenté à l'achat et diminué à la vente. En revanche, les ventes des fournisseurs alternatifs au PEG Nord B affichent une concentration plus élevée.

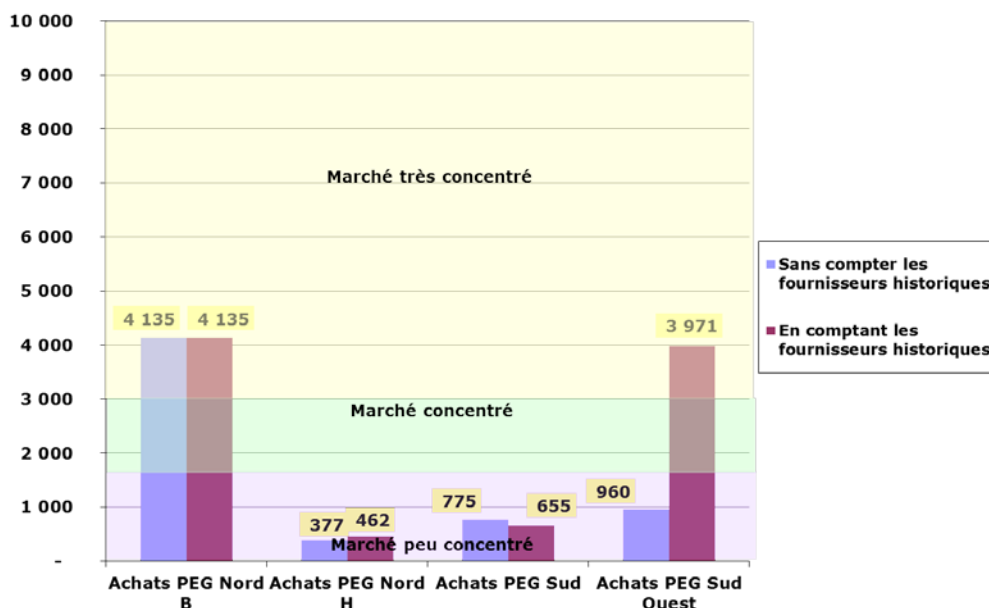
Le PEG Nord H continue à afficher la concentration la plus faible du marché français, suivi par le PEG Sud. En revanche, le PEG Nord B, caractérisé par l'intervention d'un faible nombre d'acteurs sur le marché, reste le PEG le plus concentré.

Indice de concentration HHI – Ventes aux PEG – premier trimestre 2012 –



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Indice de concentration HHI – Achats aux PEG – premier trimestre 2012 –



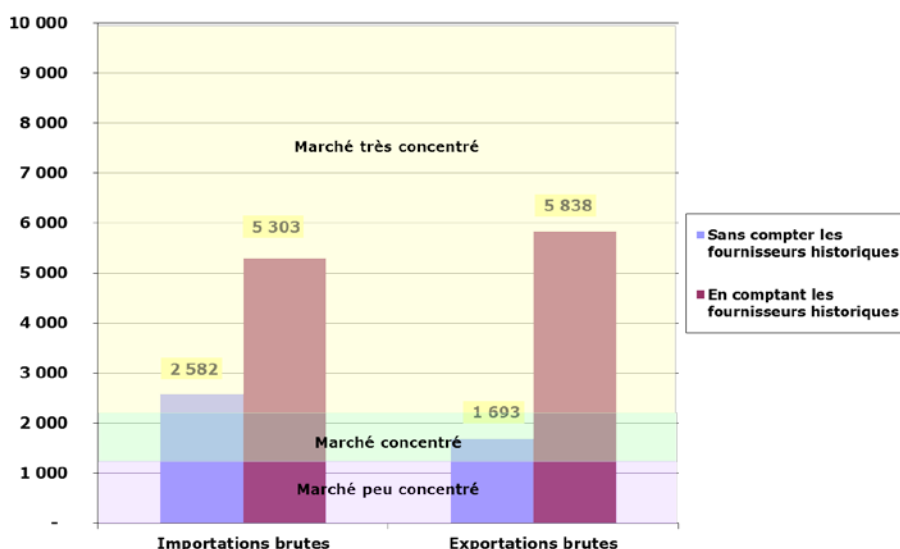
Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

B) Concentration aux interconnexions

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

Au cours du premier trimestre 2012, la concentration des importations et des exportations a augmenté par rapport au trimestre précédent. Contrairement au trimestre précédent, le segment des exportations a été plus concentré que celui des importations. La part des fournisseurs historiques sur l'importation et l'exportation se maintient à des niveaux très importants au premier trimestre 2012.

Indice de concentration HHI – importations/exportations – premier trimestre 2012 –



Sources: GRTGaz, TIGF – Analyse : CRE

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) :

- **EPEX SPOT** : bourse spot EPEX SPOT, non obligatoire (www.epexspot.com).
- **EEX** : bourse produits dérivés 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)**³⁶ : 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
 - **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).

³⁶ « Over the Counter » ou de gré à gré

Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz

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

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

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

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

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

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

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

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

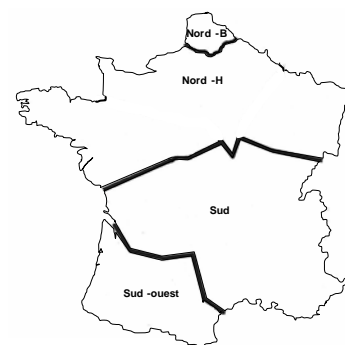
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution
- les clients résidentiels raccordés au réseau de distribution

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.

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



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

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

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