



Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

Premier trimestre 2011

SOMMAIRE

Introduction	3
Le marché de l'électricité.....	4
Le marché de détail de l'électricité.....	4
1. Introduction	4
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif	5
3. Etat des lieux au 31 mars 2011	6
4. Analyse en dynamique : Premier trimestre 2011	13
5. Prix de vente sur le marché de détail de l'électricité.....	13
Le marché de gros de l'électricité	21
1. Introduction	21
2. Activité sur le marché de gros français.....	22
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne	26
4. Les fondamentaux du marché de l'électricité	33
5. Volumes d'imports/exports.....	35
6. Concentration du marché français de l'électricité	37
Le marché du gaz	39
Le marché de détail du gaz	39
1. Introduction	39
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif	40
3. Etat des lieux au 31 mars 2011	41
4. Analyse en dynamique : Premier trimestre 2011	48
5. Prix de vente sur le marché de détail du gaz.....	51
Le marché de gros du gaz.....	55
1. Les principales dates concernant le marché de gros français.....	55
2. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe	55
3. Activité sur le marché de gros français	59
4. Suivi des infrastructures.....	62
5. Concentration du marché français du gaz	63
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz.....	65
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité	66
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz.....	68

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 :

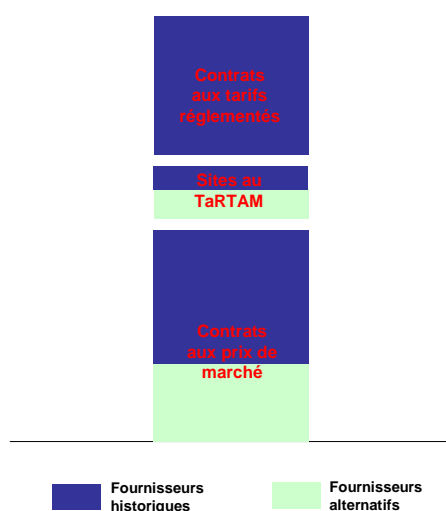
- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises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

Au 31 mars 2011, 35,2 millions de sites sont éligibles¹, ce qui représente environ 443² TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients peuvent disposer de 3 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).
- Les contrats au TaRTAM. L'accès à ce type de contrat suppose d'avoir préalablement souscrit un contrat en offre de marché.

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



Les principales sources de l'observatoire sont les fournisseurs historiques, RTE et les sept plus grands gestionnaires de réseaux de distribution : Electricité Réseau Distribution France (ex EDF

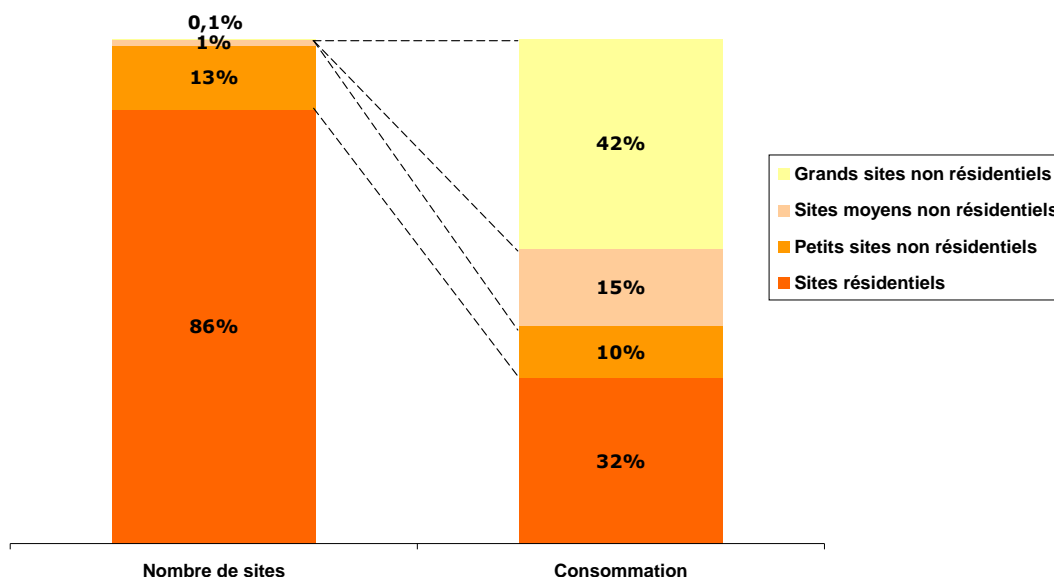
¹ Hors zones non interconnectées (voir le glossaire électricité pour la définition des zones non interconnectées).

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 437 TWh.

Réseau de Distribution), Electricité de Strasbourg, Gaz et Electricité de Grenoble, URM (ex Usine d'Electricité de Metz), SICAE de l'Oise, Gérédis Deux-Sèvres (ex Sorégies Deux-Sèvres) et SRD (Sorégies). Ces gestionnaires de réseaux couvrent plus de 98% des sites français et de la consommation nationale d'électricité.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif

Typologie des sites



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

Le marché se divise en quatre segments :

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

3. Etat des lieux au 31 mars 2011

A. Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

	Sites résidentiels		Sites non résidentiels	
	Au 31 mars 2011	Au 31 décembre 2010	Au 31 mars 2011	Au 31 décembre 2010
Nombre total de sites	30 300 000	30 200 000	4 894 000	4 846 000
– Sites aux tarifs réglementés	28 674 000	28 615 000	4 174 000	4 143 000
– Sites en offre de marché, dont :	1 626 000	1 585 000	720 000	728 000
• Sites au TaRTAM tous fournisseurs, dont :	–	–	12 300	11 900
o fournisseurs historiques	–	–	1 800	2 300
o fournisseurs alternatifs	–	–	10 500	9 600
• Sites non au TaRTAM tous fournisseurs, dont :	1 626 000	1 585 000	708 000	716 000
o fournisseurs historiques	14 000	14 000	347 000	354 000
o fournisseurs alternatifs	1 612 000	1 571 000	361 000	362 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	5,3 %	5,2%	7,6%	7,6%

Sources : RTE GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Synthèse en consommation annualisée

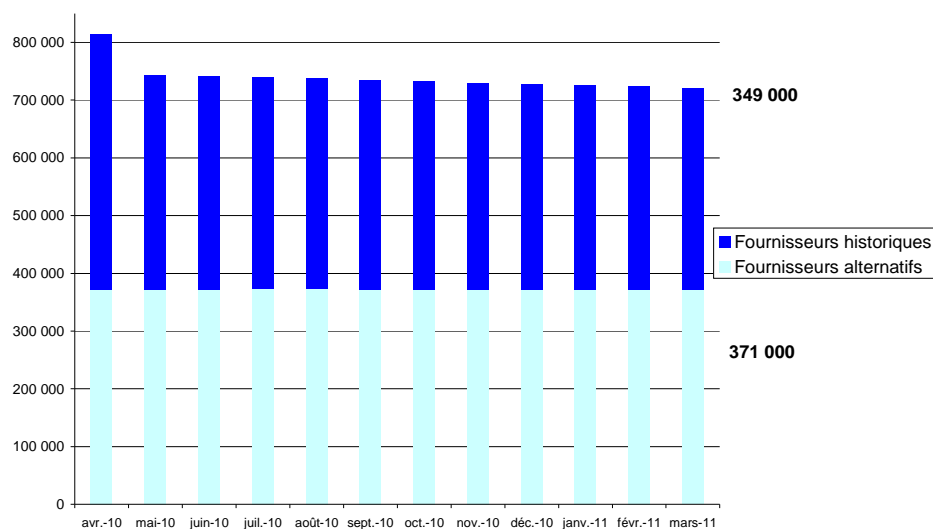
	Sites résidentiels		Sites non résidentiels	
	Au 31 mars 2011	Au 31 décembre 2010	Au 31 mars 2011	Au 31 décembre 2010
Consommation totale des sites	143 TWh	142 TWh	294 TWh	299 TWh
– Sites aux tarifs réglementés	135,4 TWh	134,5 TWh	162,3 TWh	159,7 TWh
– Sites en offre de marché, dont :	7,6 TWh	7,5 TWh	131,7 TWh	139,3 TWh
• Sites au TaRTAM tous fournisseurs, dont :	–	–	73,7 TWh	75,3 TWh
o fournisseurs historiques	–	–	34,3 TWh	39,6 TWh
o fournisseurs alternatifs	–	–	39,4 TWh	35,7 TWh
• Sites non au TaRTAM tous fournisseurs, dont :	7,6 TWh	7,5 TWh	57,9 TWh	64 TWh
o fournisseurs historiques	0,1 TWh	0,2 TWh	50,8 TWh	51,5 TWh
o fournisseurs alternatifs	7,5 TWh	7,3 TWh	7,1 TWh	12,5 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	5,2%	5,1%	15,8 %	16,1 %

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.

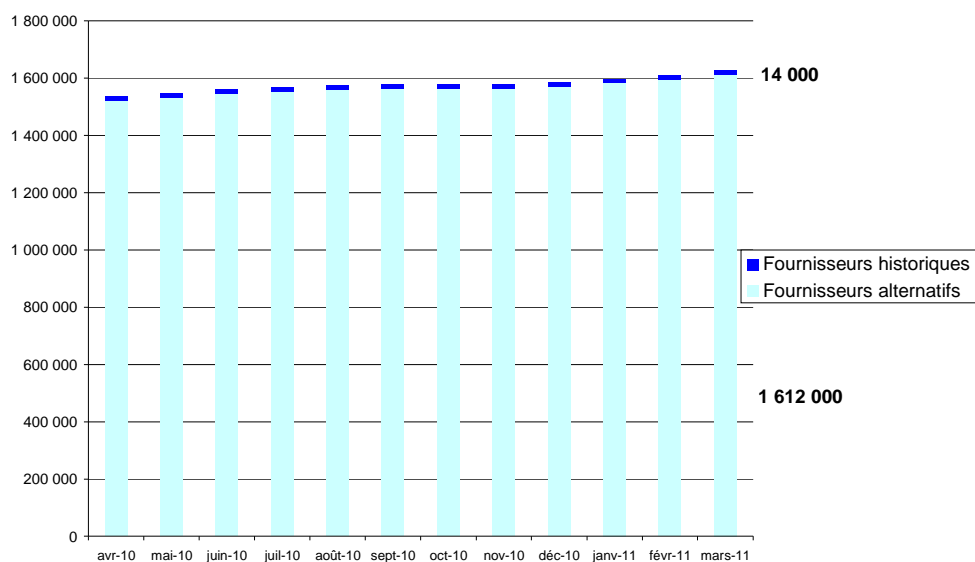
B. Evolution du nombre de sites en offre de marché

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



Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE
NB : Les sites au TaRTAM sont comptabilisés avec les sites en offre de marché.

Nombre de sites en offre de marché - sites RÉSIDENTIELS -

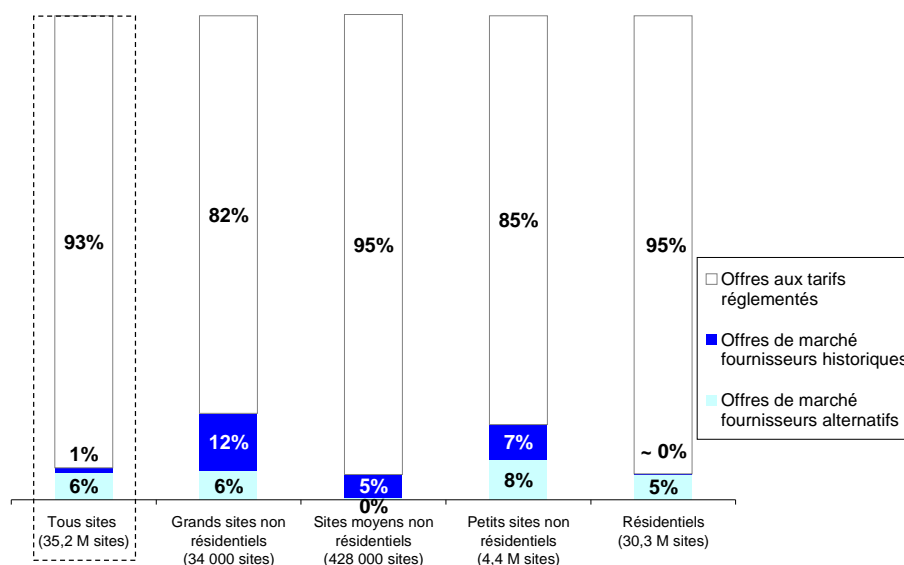


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 mars 2011, environ 720 000 sites non résidentiels et 1 626 000 sites résidentiels sont en offre de marché.

C. Parts de marché en nombre de sites au 31 mars 2011

Répartition des sites par type d'offre au 31 mars 2011

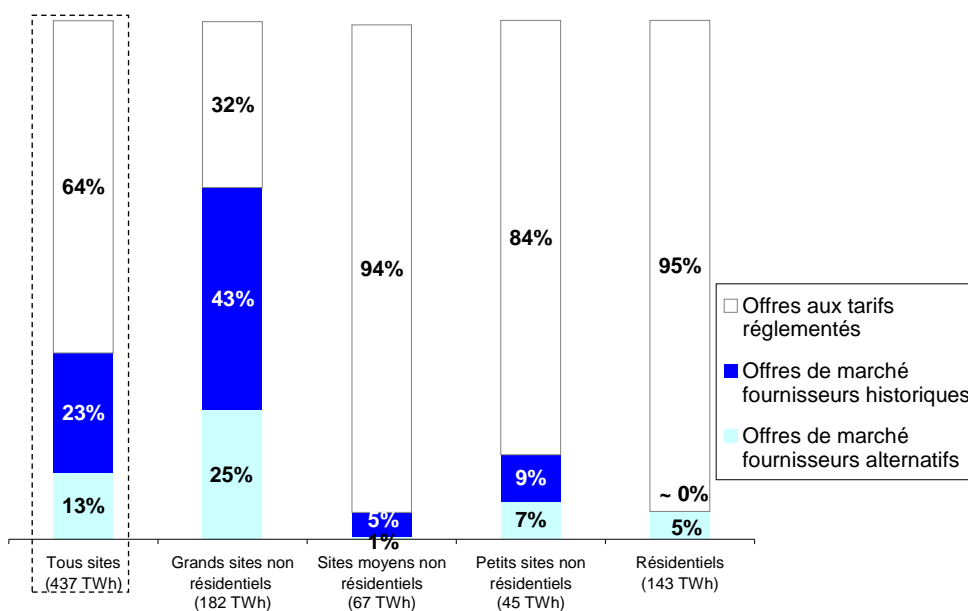


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE
NB : Les sites au TaRTAM sont comptabilisés avec les sites en offre de marché.

Au 31 mars 2011, 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 2011

Répartition des consommations par type d'offre au 31 mars 2011

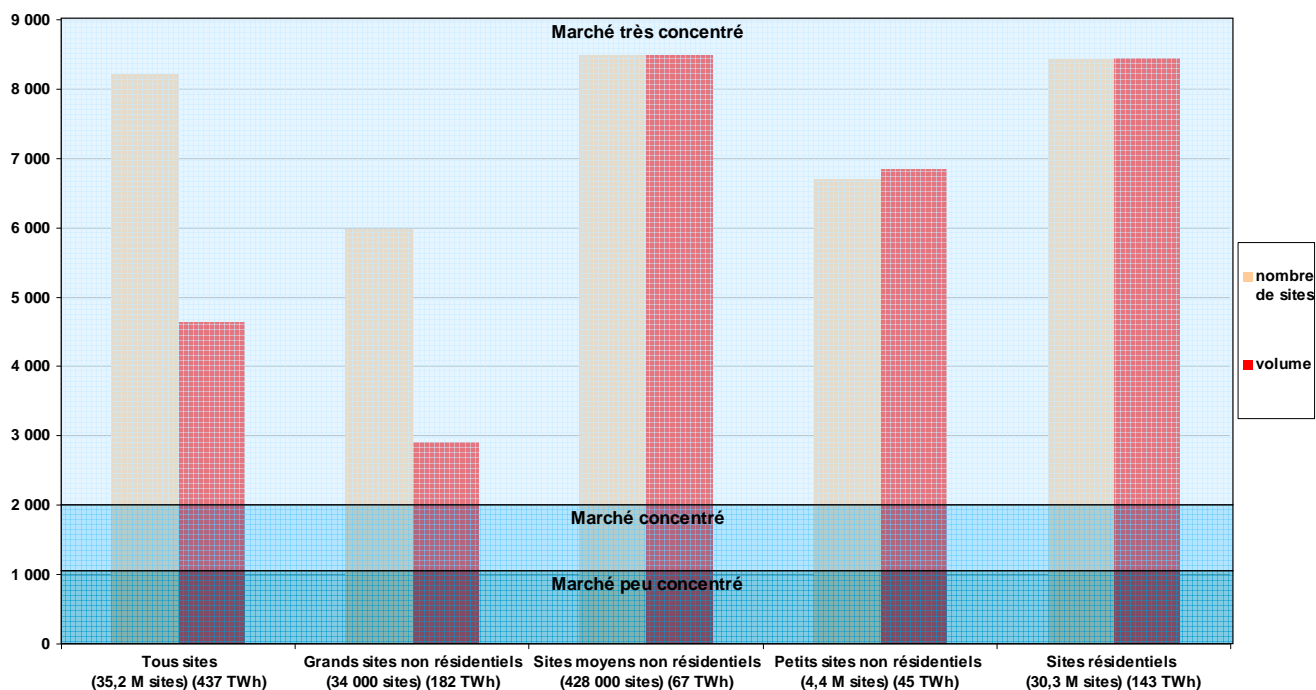


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE
NB : Les sites au TaRTAM sont comptabilisés avec les sites en offre de marché.

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.

Evolution de l'indice HHI par segment de clientèle en nombre de sites et en volume



Source : Analyse CRE

F. Données sur le TaRTAM

La loi du 7 décembre 2006 a instauré un Tarif Réglementé et Transitoire d'Ajustement au Marché (TaRTAM) qui donnait le droit aux clients d'en bénéficier jusqu'à 2009 à condition d'avoir fait la demande avant le 1^{er} juillet 2007. Cette loi a été modifiée par la loi du 7 décembre 2010 (loi NOME) qui donne le droit à un client en offre de marché de bénéficier du TaRTAM jusqu'à l'entrée en vigueur de la loi NOME à condition d'y avoir souscrit avant le 1^{er} juillet 2010. Le TaRTAM est égal au tarif réglementé de vente hors taxes applicable au 15/08/2008, à un site de consommation présentant les mêmes caractéristiques, majoré de 23% pour les tarifs verts, 20% pour les tarifs jaunes et 10% pour les tarifs bleus.

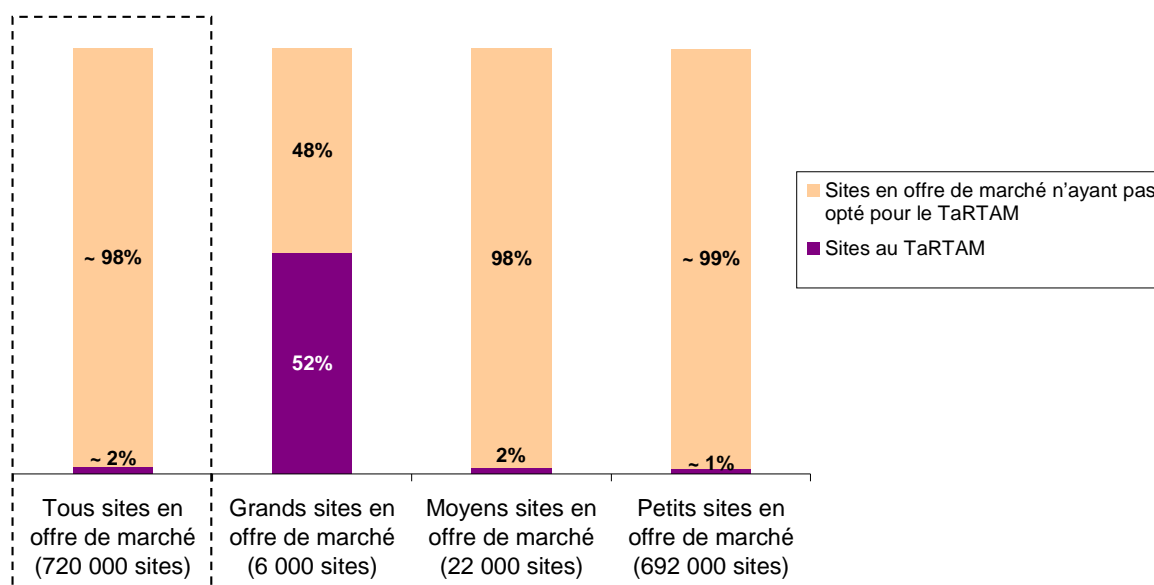
Au 31 mars 2011, 12 300 sites environ, soit 1,7% des sites non résidentiels en offre de marché, sont au TaRTAM. Ils représentent une consommation annuelle de 74 TWh, soit 56% de la consommation des sites non résidentiels en offre de marché. Les nouveaux sites au TaRTAM sont des petits sites non résidentiels.

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.

25 fournisseurs alimentent des clients au TaRTAM. Les fournisseurs alternatifs alimentent 85% des sites et 53% de la consommation au TaRTAM.

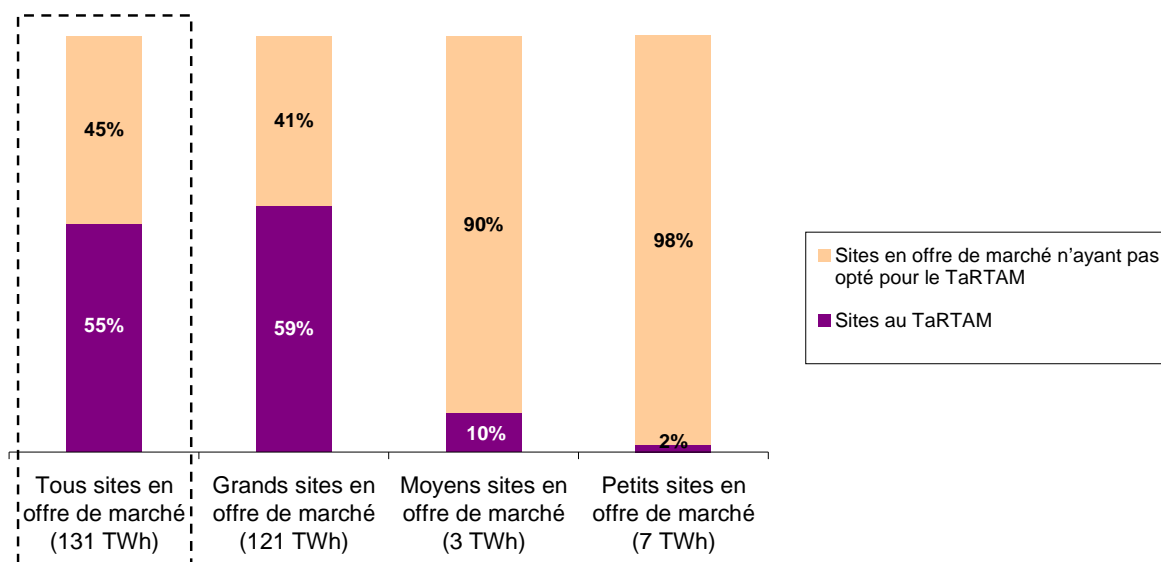
Part des sites au TaRTAM rapportée à l'ensemble des sites non résidentiels en offre de marché au 31 mars 2011



Sources : Fournisseurs – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au 31 mars 2011, sur les 22 000 sites moyens en offre de marché, 2% ont choisi le TaRTAM.














Part de la consommation des sites au TaRTAM rapportée à la consommation de l'ensemble des sites non résidentiels en offre de marché au 31 mars 2011



Sources : Fournisseurs – Analyse : CRE

G. Fournisseurs d'électricité actifs au 31 mars 2011

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE⁴
et actifs⁵ au 31 mars 2011











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		●		●	●
Edenkia		●			
E.ON Energie		●			
Enercoop		●	●	●	●
EGL		●			
Endesa Energia		●			
Enel France		●			
Energem				●	●
GDF Suez	 	●		●	●
		●		●	
Lampiris				●	●

⁴ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 18 mai 2011 à partir du moteur de recherche des fournisseurs par code postal.

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

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

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

Fournisseur, Marques commerciales		Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites Résidentiels
HEW Energies		●			
Iberdrola		●			
Oddo Power		●			
Planète UI				●	●
Poweo				●	●
SNET		●			
Fournisseurs historiques⁷ d'électricité					
Alterna				●	●
EDF	 	●	●	●	●
GEG Source d'Energies		●	●	●	●

Source : 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 2011, 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 : Premier trimestre 2011

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.

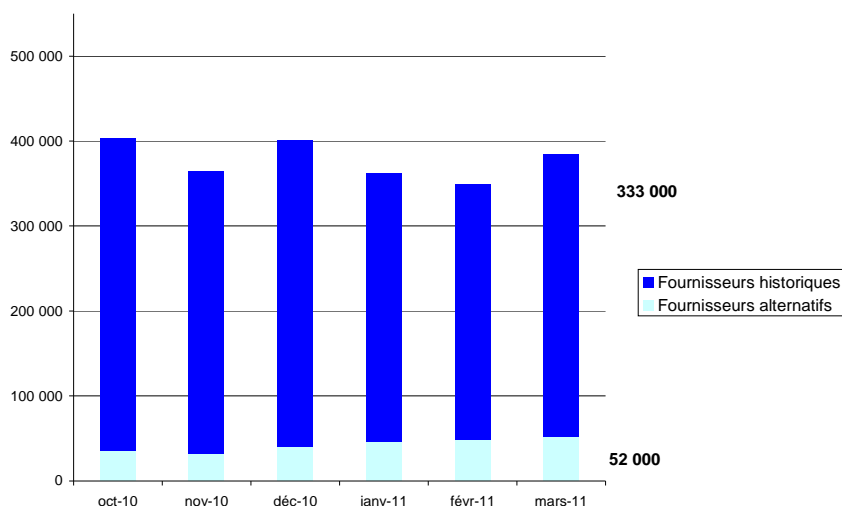
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	T1 2011	T4 2010	T1 2011	T4 2010
Ventes brutes totales, dont :	982 000	1 059 000	116 000	109 000
a. fournisseurs historiques	849 000	960 000	101 000	100 500
b. fournisseurs alternatifs	133 000	99 000	15 000	8 500
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	13,5%	9,3%	12,9%	7,8%

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

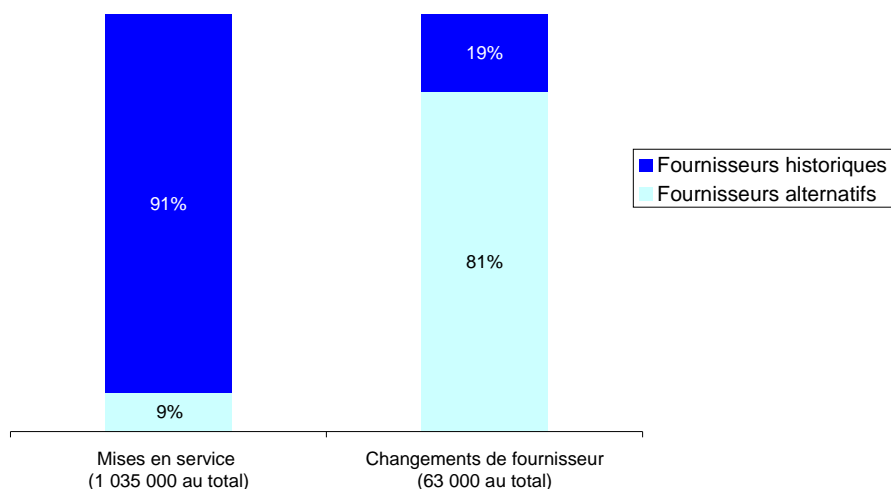
Ventes brutes totales mensuelles



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

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

Répartition des ventes brutes par type de fournisseur au cours du premier trimestre 2011



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

Exemple de lecture : au cours du premier trimestre 2011, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 9% des 1 035 000 mises en service effectuées.

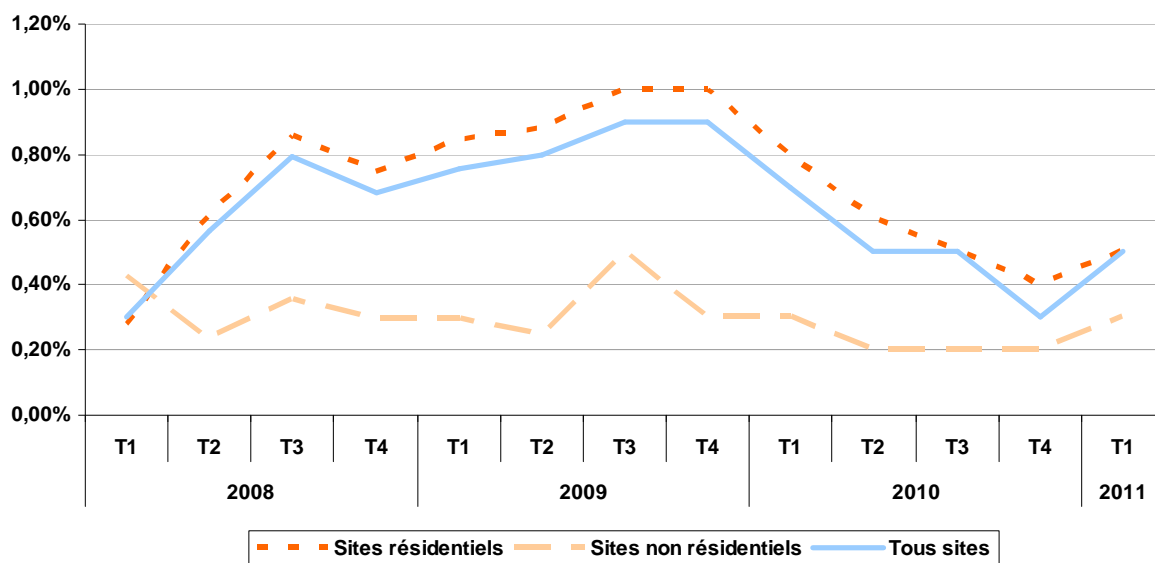
C. Taux de changement de fournisseurs (taux de switch)

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



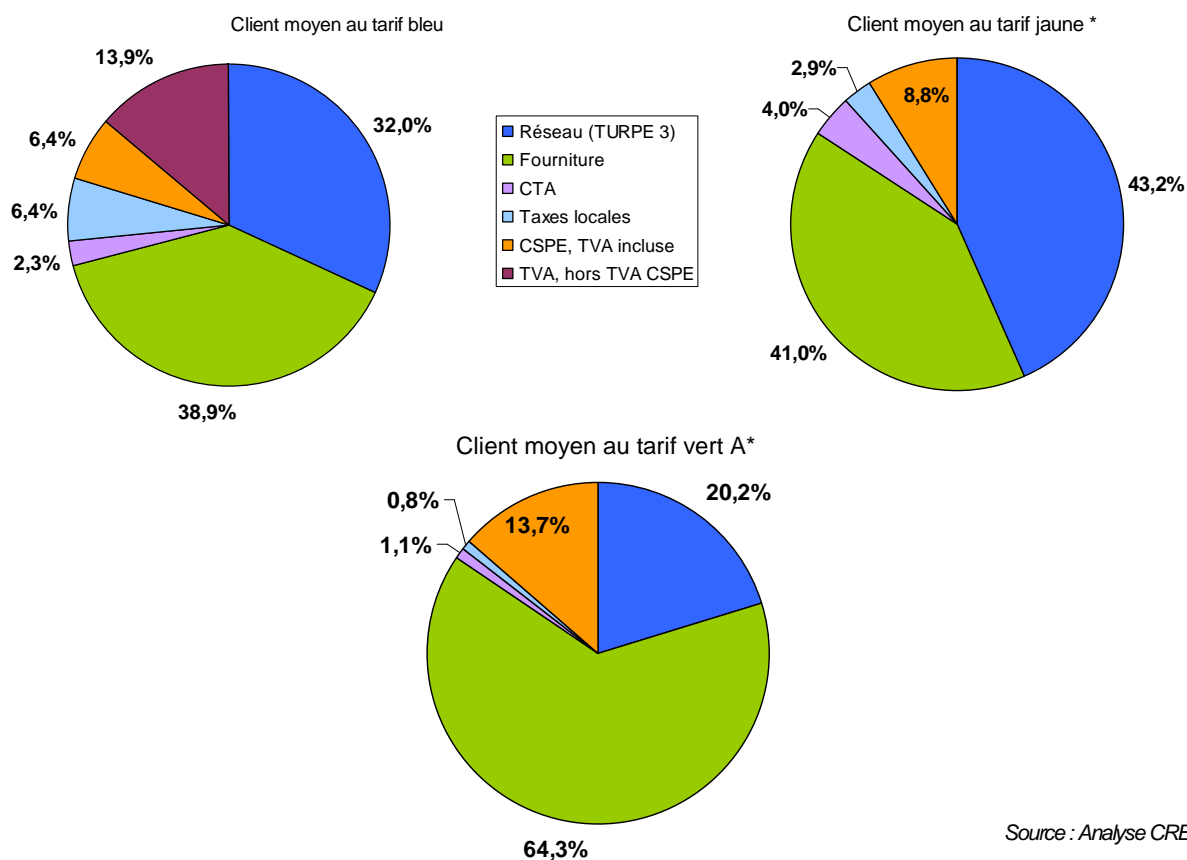
Sources : RTE, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au cours du premier trimestre 2011, 0,5% des clients résidentiels ont soit :

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

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

A. Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente au 31 mai 2011



- **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.

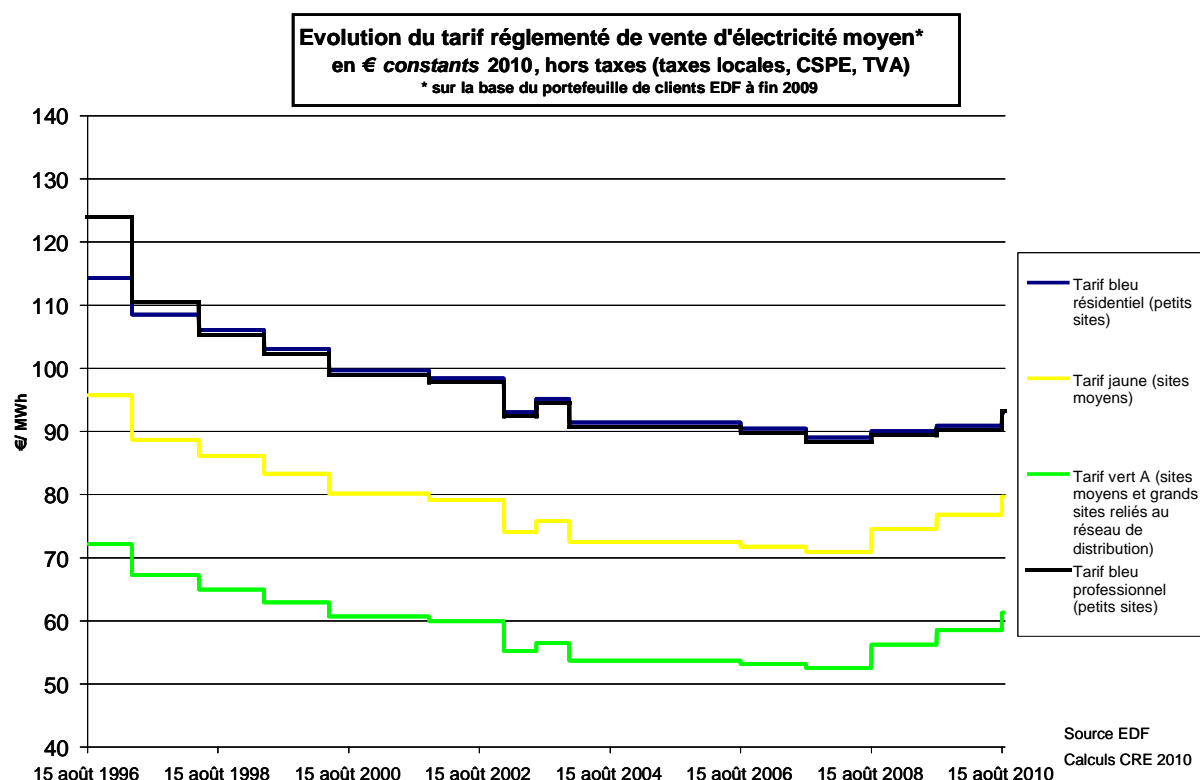
- **CTA**: Contribution Tarifaire d'Acheminement qui permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières.

- **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.

* 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.

B. Évolution des tarifs réglementés de vente de l'électricité sur le marché de détail



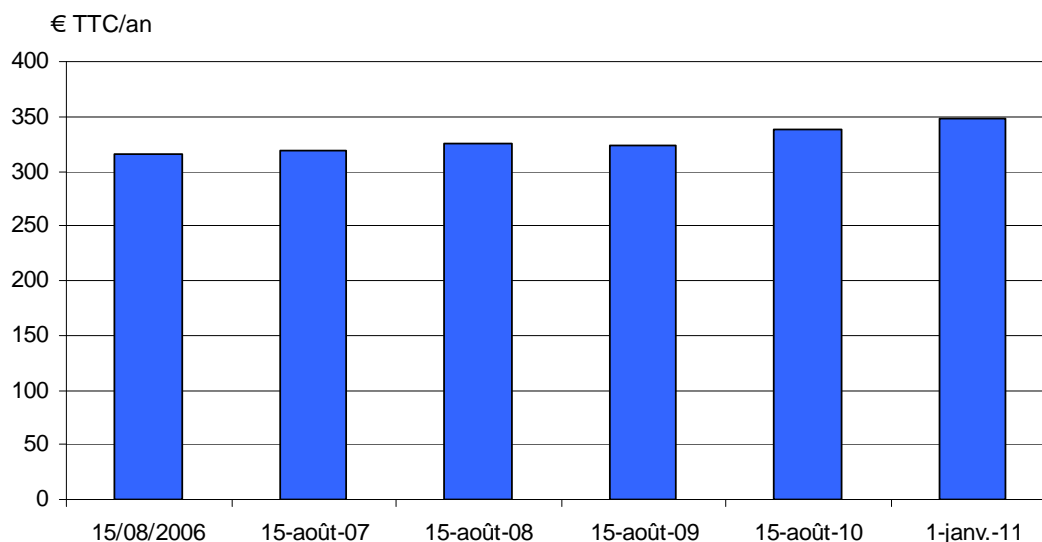
Date	Tarifs Bleus	Tarifs jaunes	Tarifs verts
16 août 2008	+ 2%	+ 6%	+ 8%
15 août 2009 *	+ 1,9%	+ 4%	+ 5%
15 août 2010 *	+ 3,2%	+ 4,5%	+ 5,5%

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

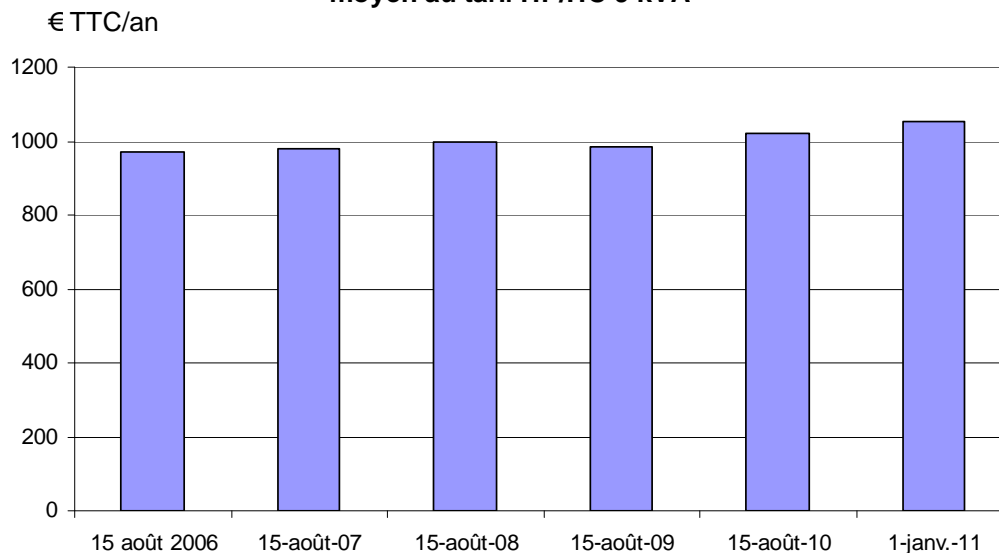
C. Evolution de la facture annuelle au tarif réglementé de vente

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 locales¹⁰ et la TVA.**

**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

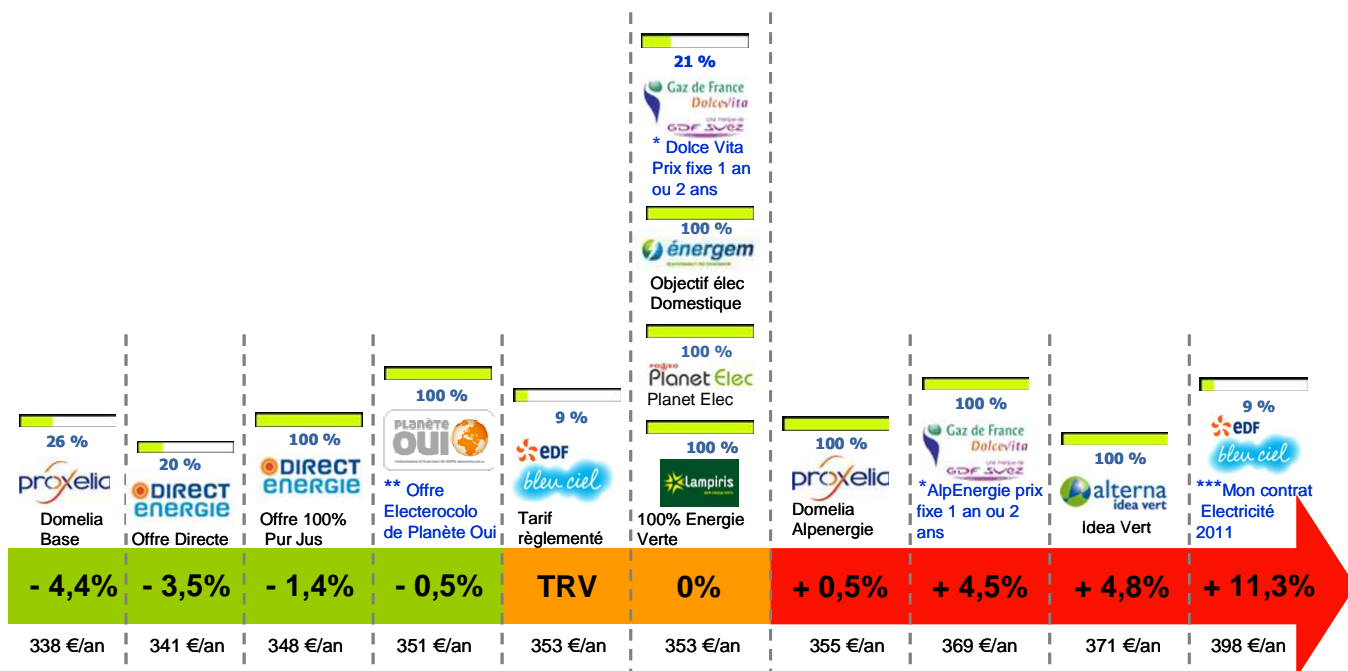
¹⁰ Au 1^{er} trimestre 2011, les taxes locales ont été établies sur la base du maximum réglementaire prévu.

D. Comparaison des offres au 31 mai 2011

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 kVA



Exemple de lecture:

Comparaison réalisée sur un client résidentiel type : • de puissance souscrite 6 kVA , • de consommation annuelle 2 400 KWh en Base • Situé à Paris Facture TTC estimée par an hors « promo »	Logo fournisseur:	
	Nom offre:	Tarif réglementé
	Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
	Estimation de facture annuelle	353€/an
	% d'énergie verte	100 %

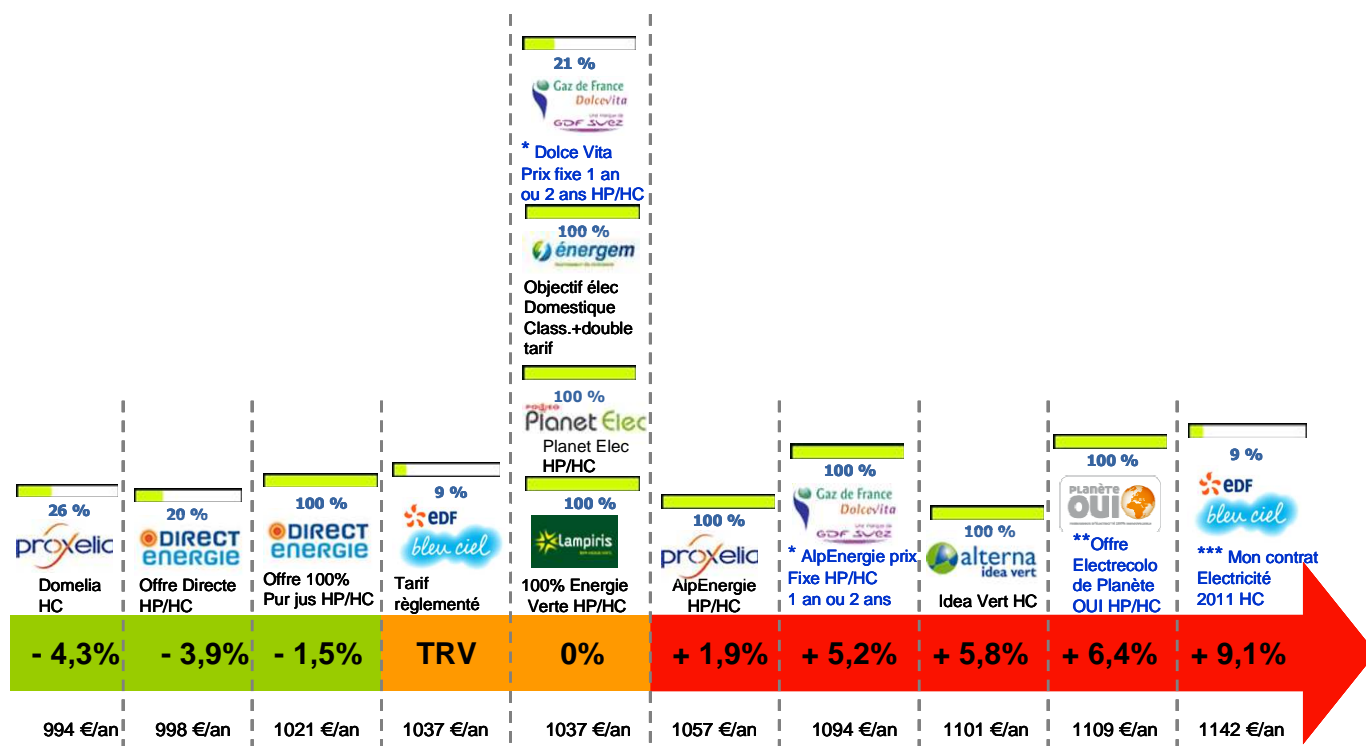
Source: Compateur d'offres énergie-info

* 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. Les tarifs sont modifiés dans les 6 mois suivant la publication du tarif réglementé de vente au journal officiel.

*** 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)

Comparaison des offres pour un client HP/HC 9 kVA



Comparaison réalisée sur un client résidentiel type:

- de puissance souscrite **9 kVA**,
- de consommation annuelle **8 500 KWh** en **HP/HC**
- Situé à Paris

Facture TTC estimée par an hors « promo »

Exemple de lecture:

Logo fournisseur:	
Nom offre:	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	1037€/an
% d'énergie verte	100 %

Source: Comparateur d'offres énergie-info

* 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. Les tarifs sont modifiés dans les 6 mois suivant la publication du tarif réglementé de vente au journal officiel.

*** 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)

Le marché de gros de l'électricité

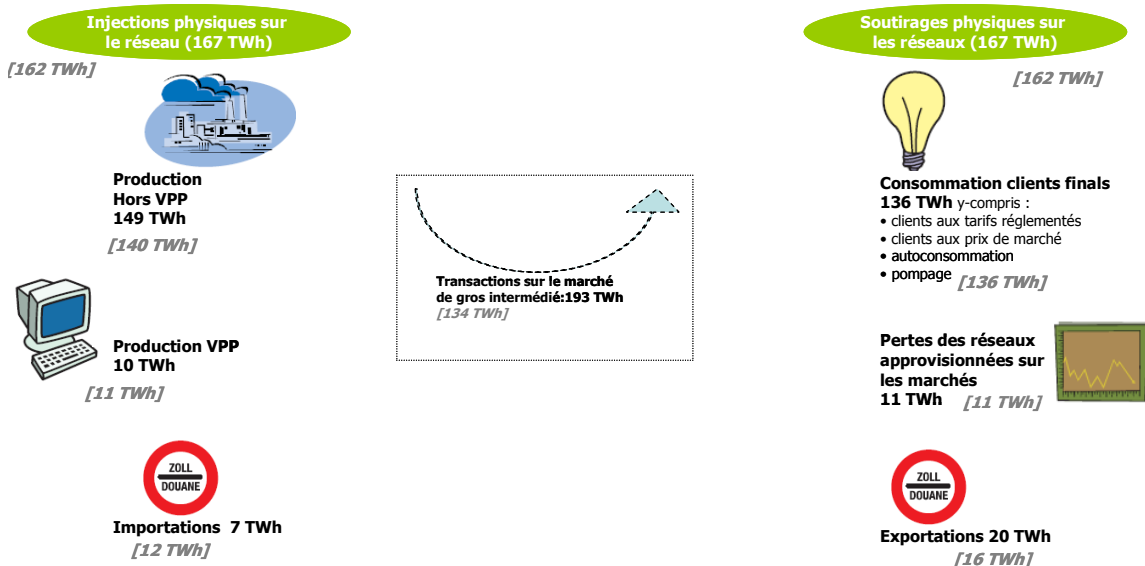
1. Introduction

A. Les principales dates concernant le marché de gros français

6. **Novembre 2000** : la CRE valide la première version du contrat de responsable d'équilibre (RE)
7. **Début 2001** : premiers achats de pertes sur le marché par RTE
8. **Mai 2001** : premières cotations OTC publiées concernant le marché français
9. **Septembre 2001** : premières mises aux enchères de capacités de production par EDF (VPP)
10. **Novembre 2001** : lancement du marché Powernext Day-Ahead
11. **Juin 2004** : lancement du marché Powernext Futures
12. **Juillet 2004** : premiers achats de pertes sur le marché par ERDF
13. **Janvier 2006** : mise en place d'enchères de capacités explicites aux frontières (à l'exception de la Suisse)
14. **Novembre 2006** : démarrage du market coupling entre la France, la Belgique et les Pays-Bas.
15. **Juillet 2007** : lancement des marchés Powernext Intraday et Continuous
16. **Mars 2009** : apparition d'un sixième courtier sur le marché de gros de l'électricité
17. **Avril 2009** : fusion de Powernext et EEX ; lancement d'EPEX Spot et d'EPD pour les produits à terme
18. **Novembre 2010** : extension du *market coupling* entre la France, la Belgique et les Pays-Bas au Luxembourg et à l'Allemagne.
- 19.

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 2011. Il fait apparaître les volumes injectés et soutirés, ainsi que les transactions ayant eu lieu sur le marché de gros intermédiaire français.



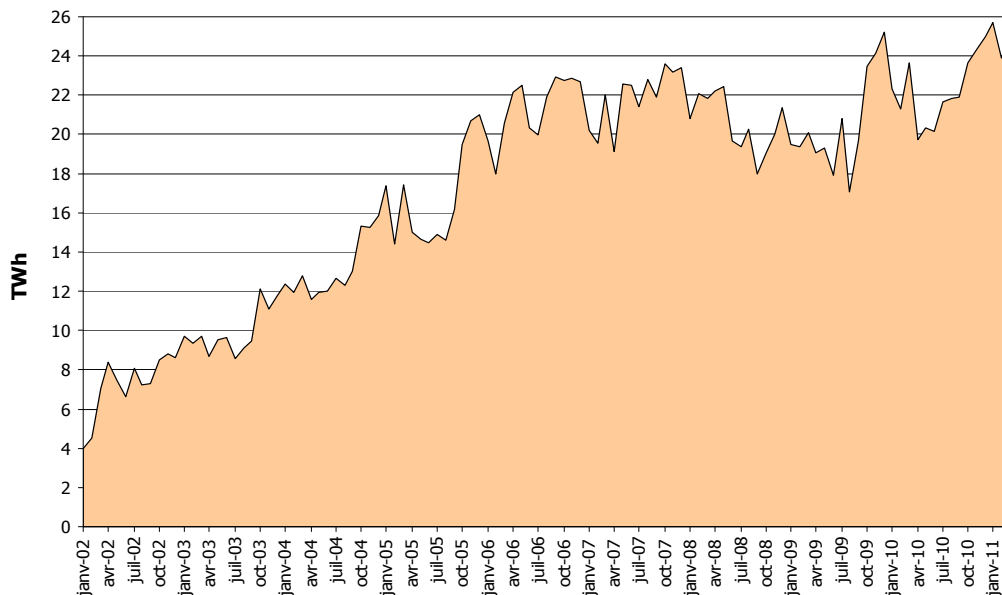
2. Activité sur le marché de gros français

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.

Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré



Source : RTE – Analyse : CRE

Le volume des livraisons sur le marché de gré à gré s'élève à 74,7 TWh au premier trimestre 2011. En hausse de 2% par rapport au trimestre précédent et de 11% par rapport à la même période l'année précédente, ce volume a représenté 52% de la consommation nationale au premier trimestre 2011, similaire au chiffre du dernier trimestre 2010, mais en augmentation par rapport au premier trimestre 2010 (44%).

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 sous revue 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 2011

Produits spot

21,1 TWh ont été échangés sur le marché spot au premier trimestre 2011, pour environ 14 000 transactions. L'activité a donc légèrement progressé par rapport au trimestre précédent en volume (+4%) mais le nombre de transactions a diminué d'un tiers. L'évolution est similaire par rapport à l'année 2010 à la même période : +2% en volume et -42% en liquidité.

Sur le *day-ahead*, les volumes ont progressé de 5% par rapport au trimestre précédent et de 3% par rapport à 2010. Cette évolution est le résultat combiné d'une forte augmentation des volumes négociés sur la bourse (+17% par rapport à T4 2010) et d'une forte baisse des volumes négociés sur les plateformes de courtage (-23%).

En conséquence, la part des volumes négociés en *day-ahead* sur les marchés organisés est passée de 70% au quatrième trimestre 2010 à 78% au premier trimestre 2011.

Produits à terme¹¹

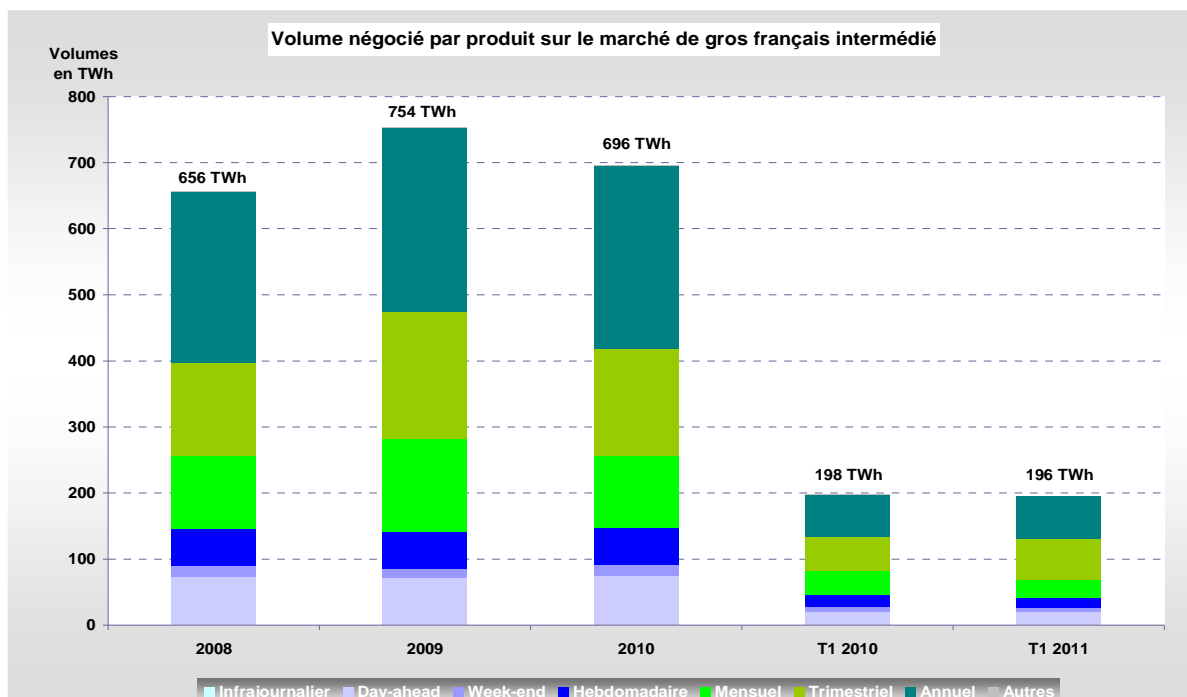
Au premier trimestre 2011, 150 TWh ont été échangés sur l'ensemble des produits à terme¹², soit une hausse de 4% par rapport au trimestre précédent et de 5% par rapport à la même période l'année précédente. Le nombre de transactions a quant à lui augmenté de 16% par rapport à T4 2010.

La très grande majorité des échanges pour les produits à terme se font sur les marchés OTC, EPD France ne captant que 6% des volumes et des transactions. La hausse des échanges a été tirée par une progression sur les plateformes de courtage (+5% en volume et +19% en nombre de transactions) alors que l'activité a plutôt diminué sur le marché organisé (respectivement -6% et -17%).

Comparativement à 2010, les volumes échangés ont augmenté de 5% (+6% sur les plateformes et -14% sur la bourse) alors que la liquidité a légèrement baissé de 2% (-2% sur les plateformes et -4% sur la bourse).

¹¹ 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*.

¹² Les produits à terme dont la période de livraison est supérieure ou égale au mois (Produits Mensuels, Trimestriels ou Annuels).



Source : brokers, EPEX Spot France, EPD France ; Analyse : CRE

Produits mensuels :

Les volumes échangés au premier trimestre 2011 sont restés stables alors que la liquidité a augmenté de 7% : 2 500 transactions de produits mensuels représentant 25,6 TWh ont ainsi eu lieu au premier trimestre 2011. Ces chiffres sont toutefois nettement inférieurs à ceux de 2010 à la même période (-20% environ en termes de volumes comme de transactions).

Les produits M+1, qui représentent environ 65% du total des volumes pour les produits mensuels, ont stagné en volumes, même si le nombre de transactions a progressé par rapport au trimestre précédent. Les échanges sur les produits M+2 ont progressé, à la fois en termes de volumes et de liquidité, alors que l'inverse s'est produit pour les produits M+3.

Par rapport à l'année précédente, les volumes échangés sur les produits mensuels ont baissé de 6,8 TWh : cette baisse est essentiellement due à une diminution des produits M+1 (-29%) et des produits M+2 (-13%), alors que le volume des produits M+3 a augmenté de 80%. La liquidité a suivi la même évolution sur les différents segments.

Produits trimestriels :

Le négoce de produits trimestriels au premier trimestre 2011 connaît la plus forte progression, par rapport au trimestre précédent (+61% pour les volumes, +72% pour le nombre de transactions) de même que par rapport à 2010 à la même période (+29% pour les volumes et +34% pour les transactions). Les volumes échangés se sont élevés à 60,5 TWh pour 2850 transactions.

Les volumes et les transactions ont augmenté pour les produits Q+1 à Q+3, alors qu'ils ont diminué pour les produits Q+4. L'augmentation la plus importante concerne les produits Q+3, dont les volumes négociés ont dépassé le niveau des produits Q+1 : 21,6 TWh ont été négociés pour livraison au dernier trimestre 2011 à travers environ 1000 transactions. Ces chiffres ont été multipliés par 4 par rapport au trimestre précédent, et par 2 par rapport à 2010 au premier trimestre.

Après les produits Q+3, les produits Q+1 ont été les plus négociés. Avec 20,8 TWh échangés au premier trimestre 2011, ces volumes ont augmenté de 10% par rapport au trimestre précédent (et de

24% par rapport à 2010). Le nombre de transactions correspondant (environ 1000) a quant à lui progressé respectivement de 16% et 23%.

Les produits Q+2 ont également connu une forte augmentation, avec 14 TWh échangés soit 72% de plus qu'au trimestre précédent (mais 10% de moins qu'en 2010 à la même période). Leur liquidité progressait de respectivement 95% et 11% avec 660 transactions.

Quant aux produits Q+4, ils restent les moins négociés : 180 transactions ont permis d'échanger 4 TWh, soit une baisse d'un tiers par rapport au trimestre précédent et d'environ 20% par rapport à 2010.

Produits annuels :

Contrairement aux autres produits à terme, le négoce des produits calendaires a baissé d'environ 20% au premier trimestre 2011, avec 64 TWh échangés pour 1250 transactions contre 81 TWh pour 1 700 transactions au trimestre précédent. Les volumes du premier trimestre 2011 sont similaires à ceux de l'année précédente à la même période, avec parallèlement une baisse de 17% pour la liquidité.

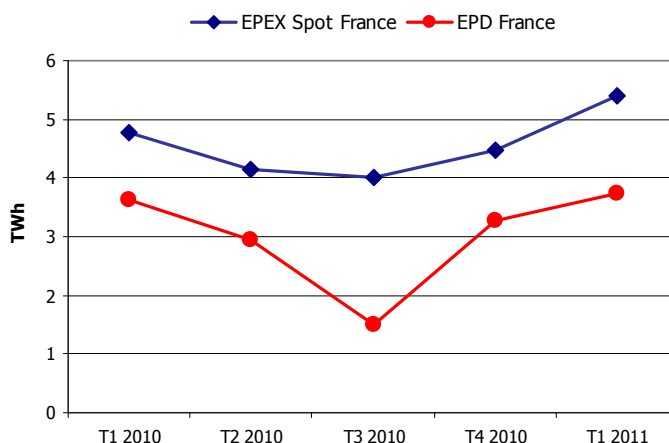
Par rapport au trimestre précédent, le recul du négoce a touché tous les produits : les volumes ont baissé de respectivement 16%, 25% et 62% pour les produits Y+1 à Y+3 et le nombre de transactions correspondant a suivi une évolution similaire.

En comparaison avec le premier trimestre de 2010, les volumes sont semblables pour tous les produits. La liquidité diminue toutefois nettement pour les produits Y+1 alors qu'elle reste stable pour les produits Y+2 et Y+3.

C. Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Le volume en *day-ahead* échangé sur EPEX Spot a continué à augmenter au cours du premier trimestre 2011 (5,4TWh échangés en moyenne par mois) et est supérieur à celui de la même période l'année précédente. Sur le marché *futures* d'EPD France, les volumes ont progressé également par rapport au trimestre précédent et retrouve le niveau de 2010 à la même période.

Volumes moyens mensuels des transactions sur les marchés organisés français - toutes échéances confondues -

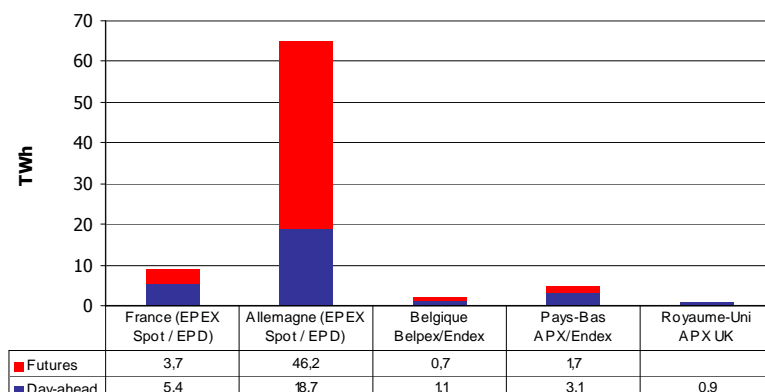


Source : EPEX Spot, EPD France

Les marchés organisés français se situent en deuxième place par rapport aux autres marchés européens mais restent loin derrière les bourses allemandes.

Volumes moyens mensuels des transactions sur les principaux marchés organisés européens (hors marchés obligatoires ou quasi-obligatoires)

– Premier trimestre 2011 –



Source : EPEX Spot, EPD France, Belpex, Endex, APX

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

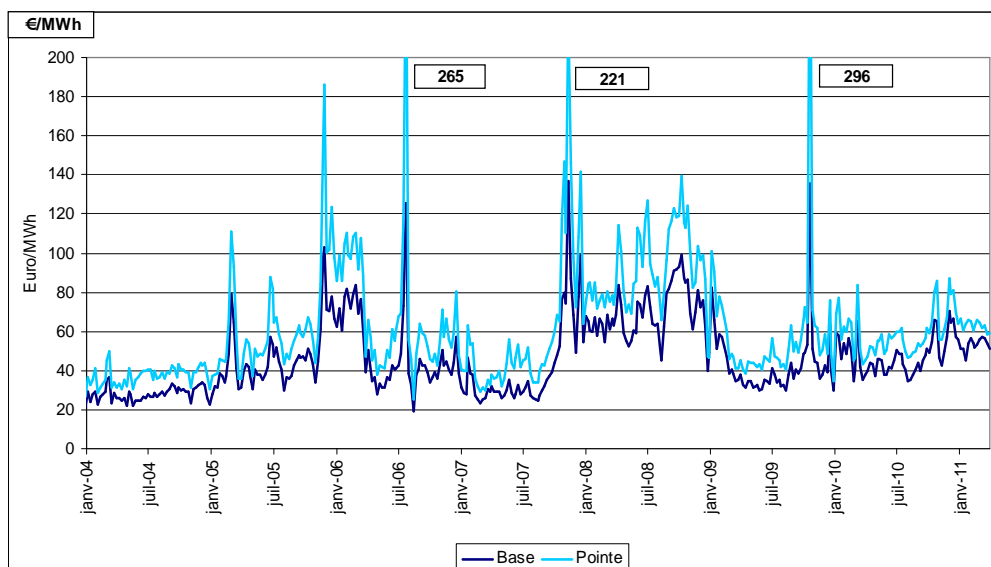
Cette section porte sur l'évolution des prix observés sur les bourses de l'électricité en Europe, sur les prix issus de la presse spécialisée pour les prix britanniques. Les évolutions commentées sont observables dans la section *Evolution des prix de l'électricité* des indicateurs électricité publiés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

Le premier trimestre 2011 a été marqué par l'accident nucléaire survenu au Japon après le séisme et le tsunami de vendredi 11 mars. A la suite de cette catastrophe, le gouvernement allemand a décidé lundi 14 mars de suspendre pour 3 mois l'accord prolongeant la durée de vie des centrales nucléaires en Allemagne et le lendemain, la chancelière allemande annonçait l'arrêt de sept centrales nucléaires (dont deux étaient déjà en maintenance), diminuant la disponibilité du parc allemand de 5,3 GW. Cette décision a eu un impact sur les prix de l'électricité, plus ou moins marqué selon les marchés.

A. Prix day-ahead

Les prix *day-ahead* cotés sur EPEX Spot ont affiché une moyenne de 53,3 €/MWh en base et 62,8 €/MWh en pointe au premier trimestre 2011, soit une baisse respectivement de 6% et 10% par rapport au trimestre précédent. Ils ont en revanche été plus élevés qu'en 2010 à la même période : +10% pour le prix base et +6% pour le prix pointe. Le ratio pointe/base continue donc de diminuer.

Prix *day-ahead* sur EPEX Spot - moyennes hebdomadaires -



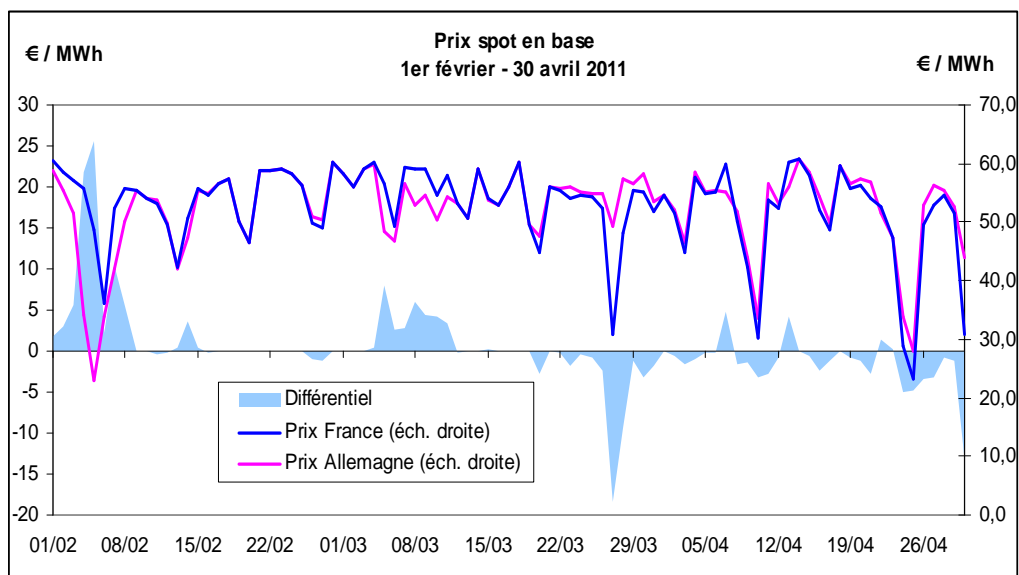
Sources : EPEX Spot – Analyse : CRE

Il n'y a pas eu de pic de prix notable sur le marché day-ahead EPEX France entre janvier et mars 2011.

Sur le marché allemand, les prix spot sont restés plutôt stables : +2% en base (à 52,3 €/MWh) et -3% en pointe (61,9 €/MWh). Les prix français et allemands ont exactement convergé durant 71% des heures au cours du premier trimestre 2011, contre 30% au dernier trimestre (et 51% entre le début du couplage et la fin 2010).

Les différentiels de prix France-Allemagne se sont donc considérablement réduits, à la fois en base (1,1 €/MWh) et en pointe (0,7€/MWh), par rapport aux niveaux observés pendant le quatrième trimestre 2010 ; les prix français sont restés en moyenne légèrement supérieurs.

Si les prix spot ont été relativement peu affectés par le moratoire allemand annoncé le 14 mars, on note une évolution du spread France Allemagne dans un sens favorable à la France après le 15 mars. Ce changement intervient également dans un contexte de températures particulièrement douces en France et d'une disponibilité nucléaire confortable.

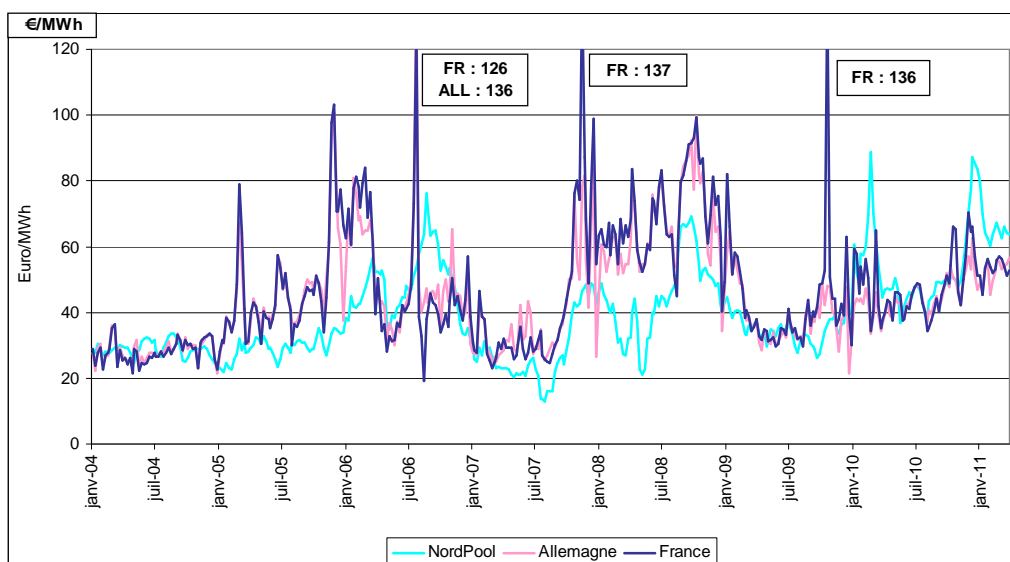


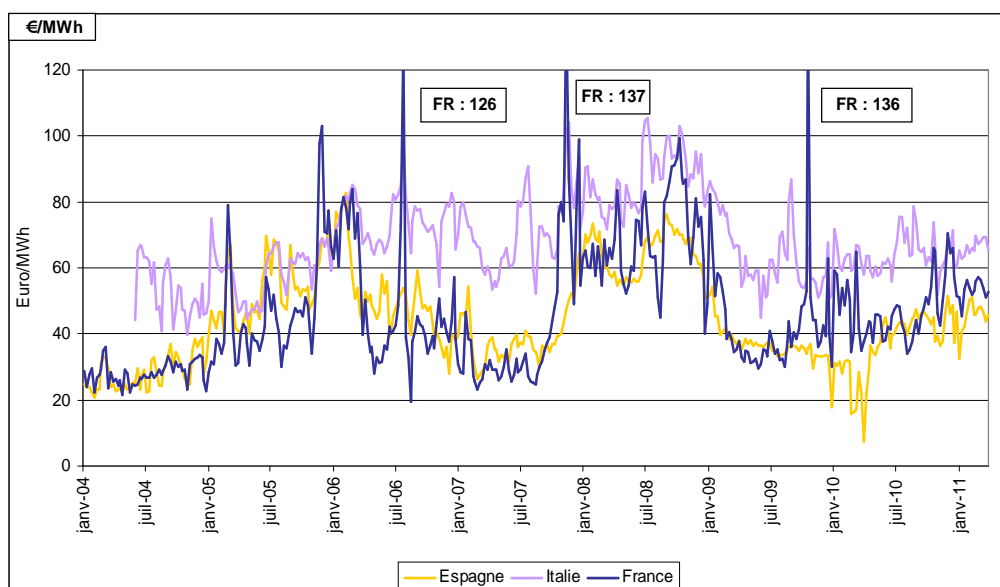
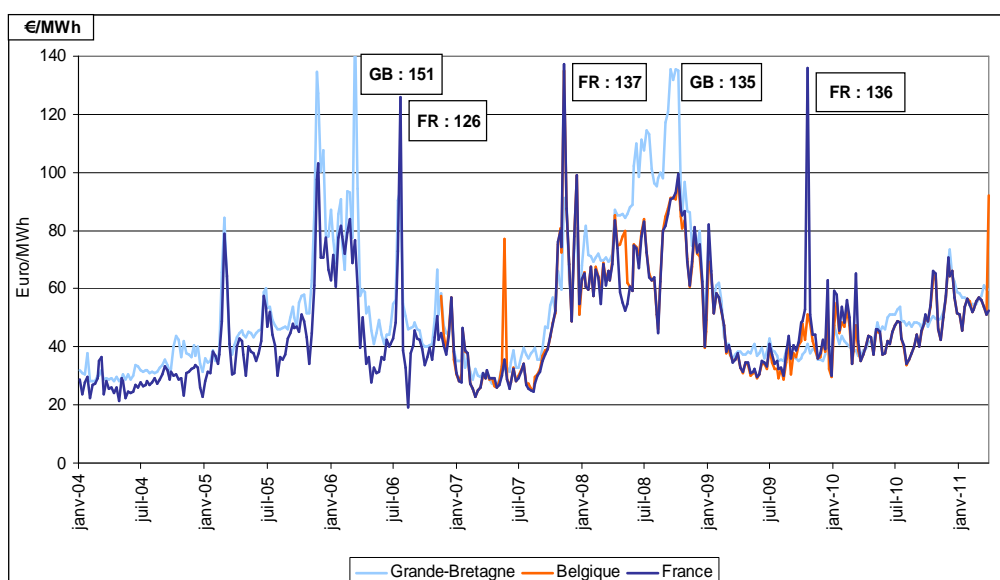
Sources : EPEX Spot – Analyse : CRE

De façon générale, les autres prix européens ont évolué à la hausse mais dans une fourchette restreinte (+1% au Royaume-Uni à +6% au Nordpool). Seuls les prix belges, similaires aux prix français, ont légèrement baissé (-2%).

Hormis avec l'Espagne et l'Allemagne, les différentiels de prix se sont creusés par rapport au trimestre précédent entre la France et les autres pays européens avec des prix français inférieurs à ceux des autres places. Les différentiels ont été les plus importants avec l'Italie et Nordpool (respectivement 13,5 €/MWh et 13,2 €/MWh) alors que les prix français étaient en moyenne 6,7 €/MWh moins chers que les prix suisses et 3,9 €/MWh moins chers que les prix britanniques. Enfin, si les prix espagnols sont restés nettement plus bas que les prix français, le différentiel a diminué (7,8 €/MWh contre 13,9 €/MWh au trimestre précédent).

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

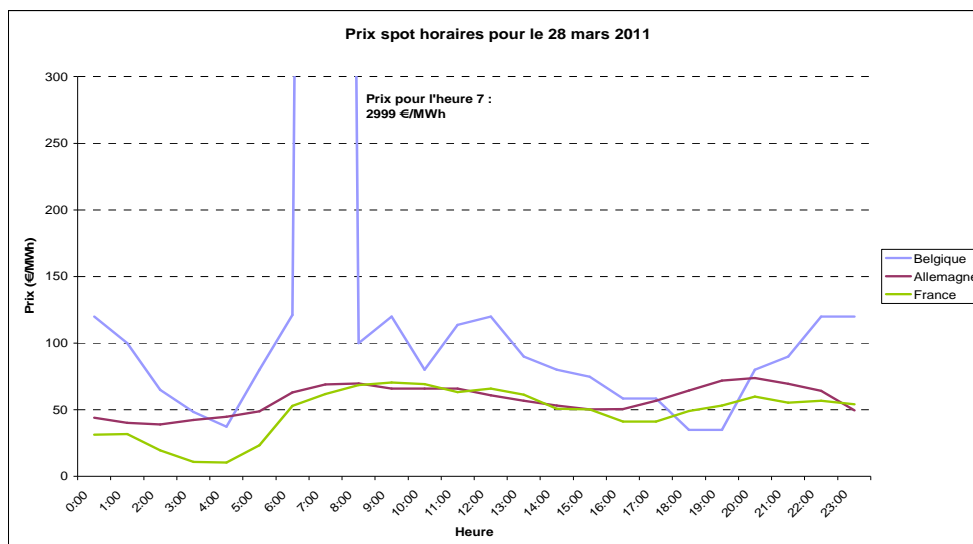




Sources : EPEX Spot France / Allemagne, Belpex, Omel, NordPool, Ipx – Analyse : CRE

Découplage du 27 mars pour la journée du 28 mars

Le dimanche 27 mars, un incident technique, lié au passage à l'heure d'été, a entraîné du retard dans la publication des résultats des enchères pour le lendemain. Devant l'impossibilité de publier les prix avant l'heure limite, la décision de découpler les marchés CWE a été prise. Si ce découplage n'a eu aucun effet particulier sur les prix allemand et français, le prix a atteint le plafond de 2 999 €/MWh sur le marché belge pour l'heure 7. Le prix est ensuite revenu à des niveaux similaires à ceux des autres marchés : le prix de base pour le lundi 28 mars en Belgique s'établit donc à 206 €/MWh.

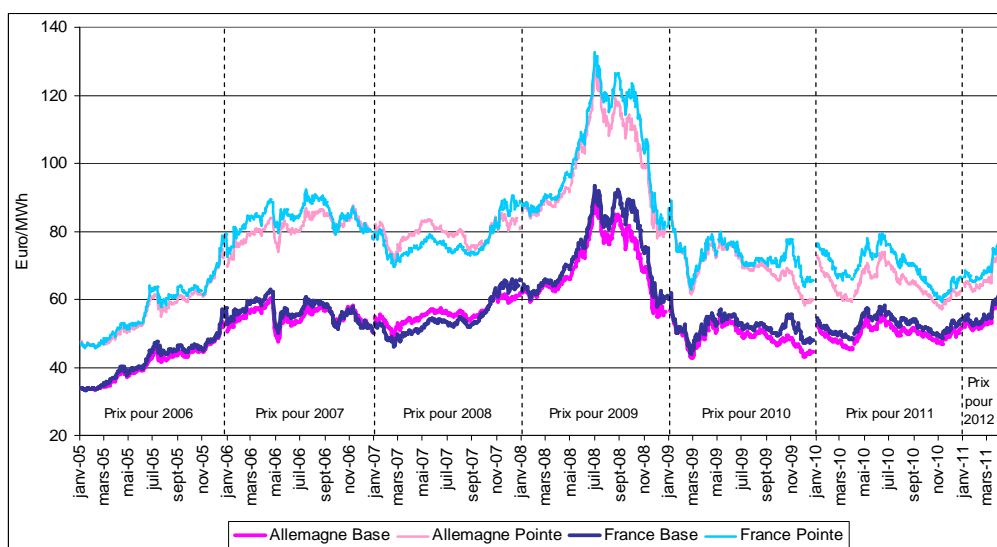


Sources : EPEX Spot France / Allemagne, Belpex – Analyse : CRE

B. Prix futures

Le prix du *future* annuel (Y+1) en base sur EPD France a augmenté en moyenne de 8,0% en T1 2011 par rapport au T4 2010, passant de 51,1 €/MWh à 55,2 €/MWh en moyenne. Cette forte hausse a été également constatée sur le prix du *future* allemand en base (+9,6%).

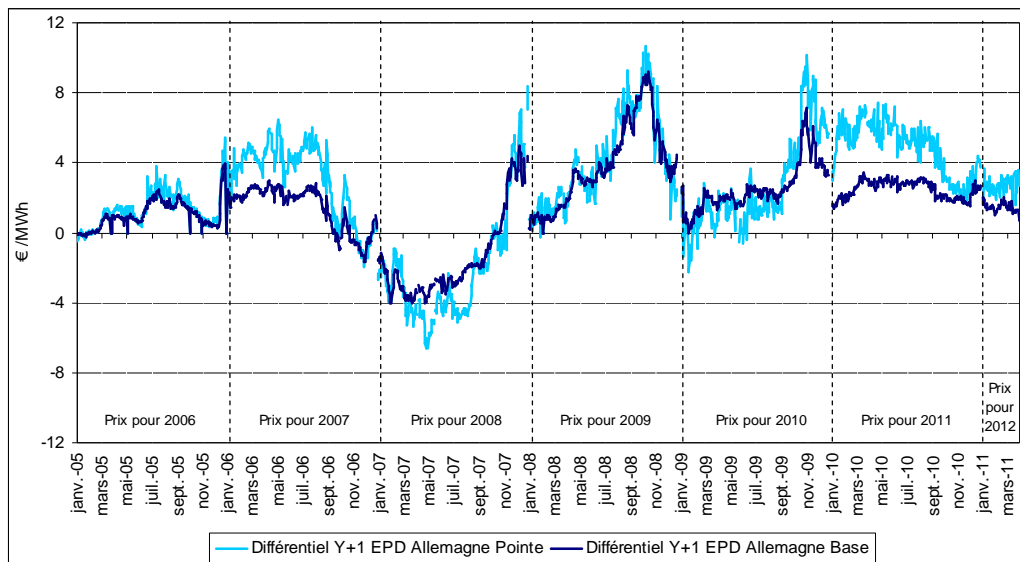
Prix futures Y+1 en France et en Allemagne - prix journaliers -



Sources : EPD France / Allemagne

L'écart de prix moyen Y+1 base entre la France et l'Allemagne a connu un recul important entre T4 2010 et T1 2011, en passant de 2,0 €/MWh à 1,5 €/MWh (Allemagne moins chère) en moyenne. En revanche en pointe, la baisse de l'écart de prix France/Allemagne a été plus modeste, avec une moyenne de 2,7 €/MWh en T1 2011, contre 2,9 €/MWh en T4 2010 (Allemagne moins chère).

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



Sources : EPD France / Allemagne

Produits calendaires :

Les prix des produits calendaires ont augmenté en moyenne en T1 2011 comparativement à T4 2010, qu'il s'agisse des produits Y+1, Y+2 ou Y+3, en France comme en Allemagne. En T1 2011, comme au trimestre précédent, l'écart de prix constaté entre France et Allemagne est plus réduit pour les maturités longues : celui-ci est en effet de 1,5 €/MWh sur le Y+1, contre 0,8 €/MWh sur le Y+2 et 0,6 €/MWh sur le Y+3 (Allemagne moins chère).

Les prix des produits Y+1 constatés en Grande-Bretagne ont également connu une hausse importante entre T1 2011 et T4 2010 (+8,0%). En revanche les prix relevés sur la plateforme Nordpool ont reculé de 3,0% sur cette période

Produits trimestriels :

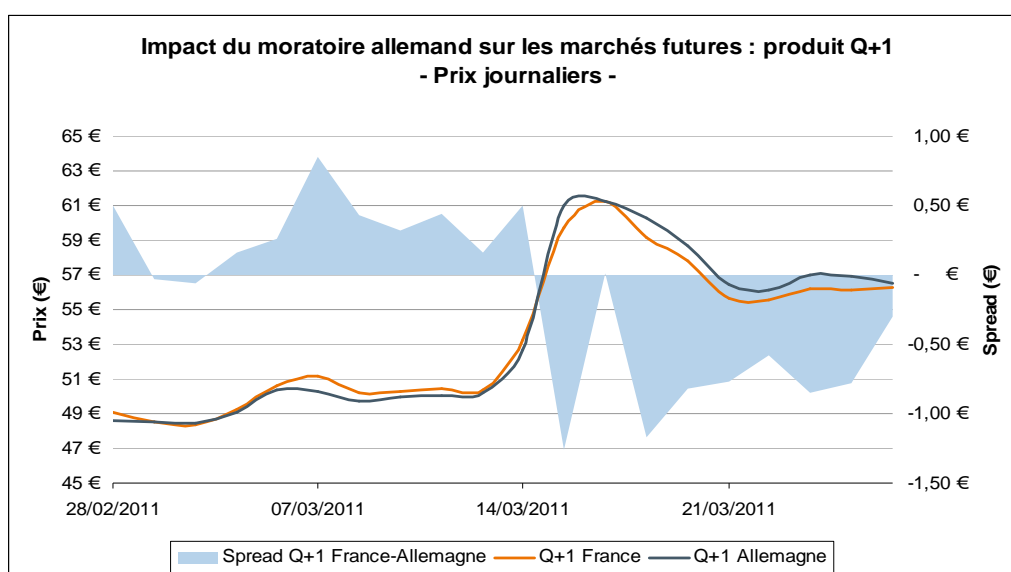
Entre T4 2010 et T1 2011, le prix moyen du produit trimestriel français Q+1 base a baissé de -11%, alors que le prix du produit Q+2 base a augmenté de 12%, et le prix du produit Q+3 base a augmenté en moyenne de 33%. En Allemagne sur la même période, le prix du Q+1 base a baissé de 2%, alors que le prix du Q+2 base a augmenté de 11%, et le prix du Q+3 base a augmenté de 21% en moyenne. L'écart des évolutions observées entre les deux pays s'explique par les effets du moratoire allemand (voir paragraphe en fin de partie) et par le fait que la consommation française est davantage thermosensible que la consommation allemande.

Produits mensuels :

Les prix moyens des produits mensuels français M+1 à M+3 ont reculé (de 6 à 12%) entre T4 2010 et T1 2011. Ce phénomène n'a pas été observé en Allemagne, où les prix des produits mensuels ont augmenté d'environ 2% sur les maturités M+1 et M+2, tandis que le prix du contrat M+3 a reculé de 2% environ. Cette évolution des prix allemands peut être attribuée au moratoire décrété sur le nucléaire allemand (voir paragraphe en fin de partie), qui compense l'effet de saisonnalité traditionnellement observé (prix moins élevés pour les contrats à livraison en été).

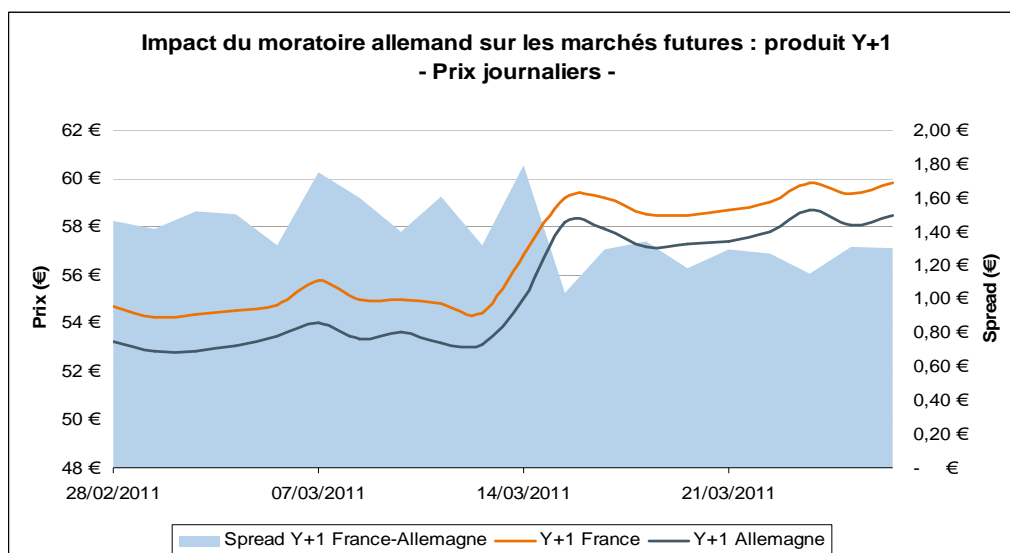
Effets du moratoire allemand sur l'évolution des prix futures autour du 14/03/2011

Les prix des produits Q2 2011 base ont évolué à la hausse après l'annonce du 14 mars. On constate également une inversion du spread à compter du 15 mars (France moins chère que l'Allemagne). Il est logique que le produit Q2 2011 soit fortement impacté, dans la mesure où la fermeture des unités de production concernées est certaine sur ce trimestre.



Sources : EPD France / Allemagne

Les prix des produits Y+1 base ont également évolué à la hausse après l'annonce du 14 mars. Il convient de noter que le spread France-Allemagne n'a été que modérément affecté (spread restant positif, mais à un niveau plus faible).



Sources : EPD France / Allemagne

4. Les fondamentaux du marché de l'électricité

En moyenne trimestrielle, les prix à terme pour livraison en 2011 de l'électricité et des combustibles associés ont connu une nette progression entre T4 2010 et T1 2011.

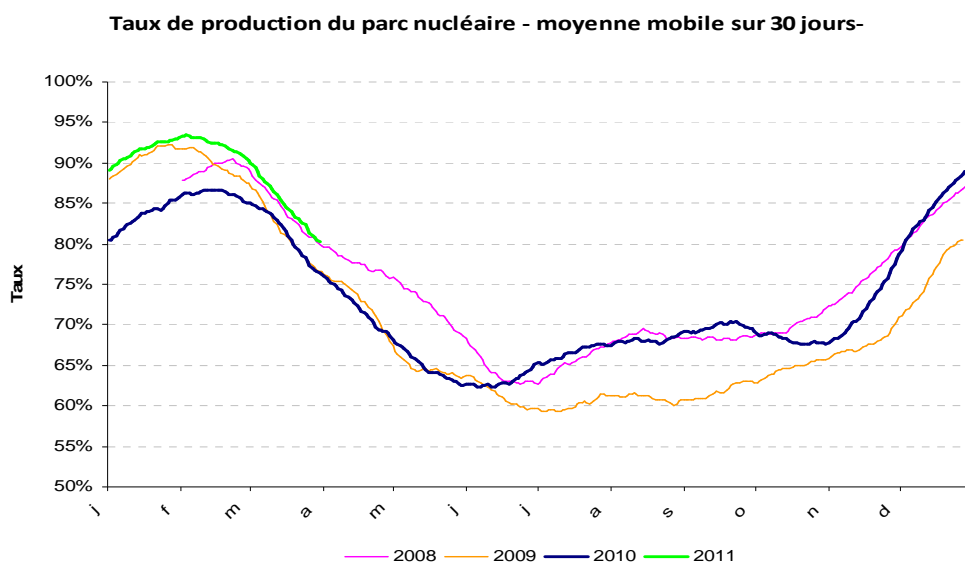
Les prix à terme de l'électricité pour livraison en 2011 ont ainsi poursuivi la hausse entamée sur le trimestre précédent. Cette évolution est concomitante avec un mouvement globalement similaire des cours des combustibles fossiles. Sur le trimestre, les prix du gaz et du charbon progressent ainsi respectivement de 13% et 14%, hausse qui peut être reliée à l'augmentation de près de 21% du prix du baril de pétrole brut (en dollars hors effet de change). L'augmentation du prix de l'électricité est également liée aux effets du moratoire sur le nucléaire allemand décrété en mars. Le prix du CO₂ a progressé de 5% sur cette même période, également porté par la décision de moratoire outre-Rhin et par les annonces institutionnelles de la Commission Européenne (notamment discussions sur la possibilité d'abaisser le plafond des émissions autorisées).

Avec des prix de l'électricité augmentant moins rapidement que les prix des combustibles fossiles, les marges des installations de production ont poursuivi leur dégradation en T1 2011 (-24% pour la filière charbon, et -47% pour la filière gaz en moyenne par rapport à T4 2010). De plus, l'avantage comparatif de la production au charbon relativement à celle au gaz (écart entre les coûts marginaux théoriques des deux filières de production matérialisés par les clean spark spread et clean dark spread) a augmenté de 20% sur la même période (marge de la filière charbon plus importante).

En termes de production d'électricité pour le parc français, le taux de production nucléaire moyen ressort en forte hausse en T1 2011 relativement au taux enregistré en T1 2010 l'année précédente (90% contre 84%). L'amélioration ainsi constatée provient de la poursuite de l'augmentation du taux de disponibilité du parc nucléaire.

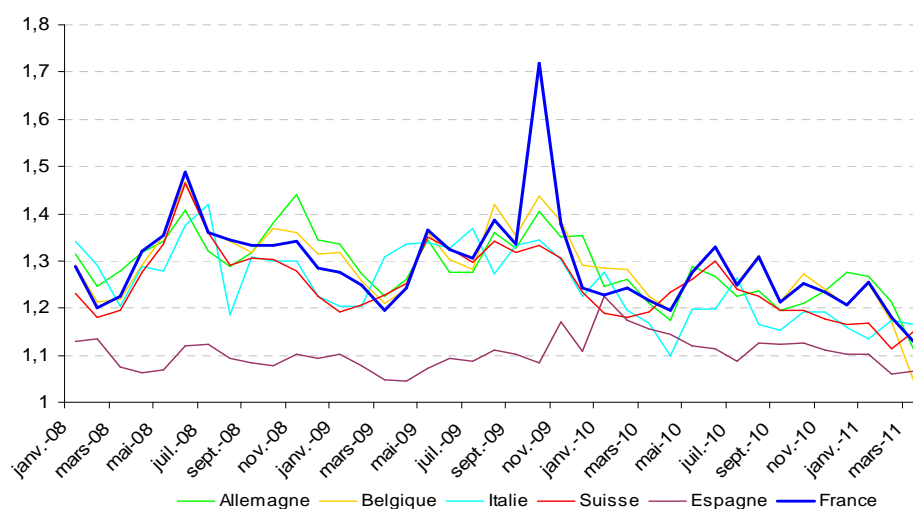
Comme au trimestre précédent, le ratio base/pointe est en baisse légère (-3% en T1 2011 par rapport au T4 2010), ce qui traduit une légère convergence entre prix base et pointe. Cette tendance est observable à partir du début de l'année 2008 sur les marchés de gros de l'électricité, et semble être un phénomène commun à l'ensemble des pays interconnectés avec la France.

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



Source : RTE – Analyse : CRE

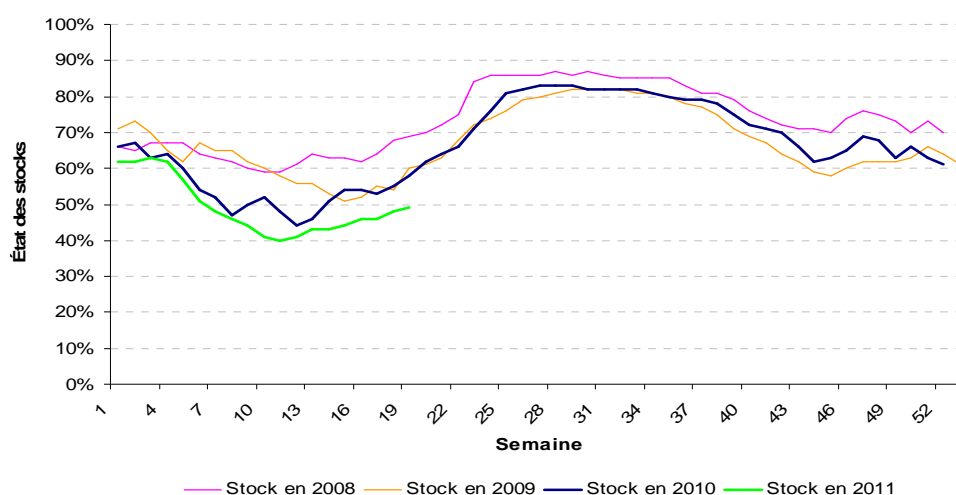
Ratio Pointe/Base – prix spots moyens



Source : EPEX Spot, IPEX, Belpex, Omel

Les stocks hydrauliques ont poursuivi leur déclin saisonnier au T1 2011 et atteignent fin mars un niveau de 46% contre 61% fin 2010, et 54% un an plus tôt. Le niveau des stocks hydrauliques était donc fin mars à un niveau relativement bas en comparaison des années précédentes, puisqu'il s'agit du taux le plus bas enregistré à cette époque de l'année depuis le suivi de cet indicateur en 2007.

Stocks Hydrauliques

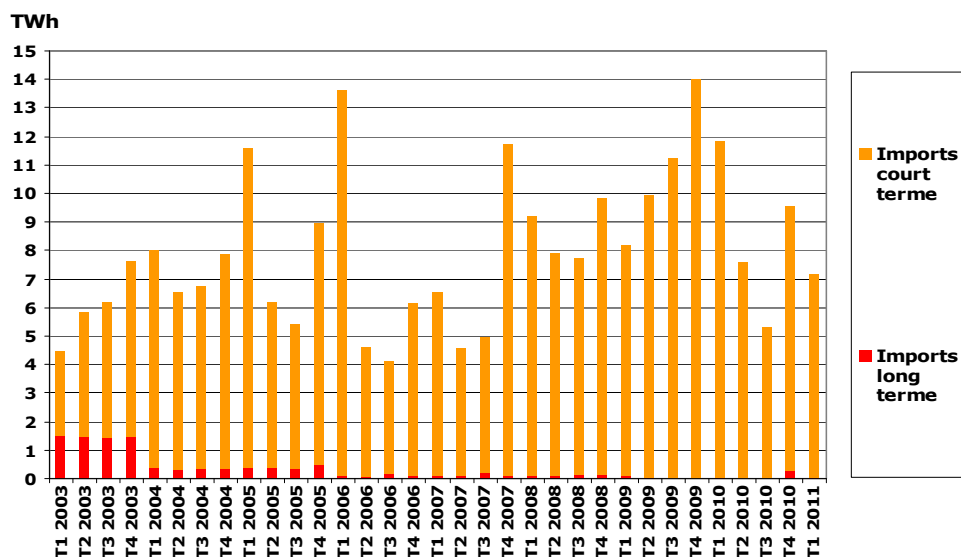


Source : RTE – Analyse : CRE

5. Volumes d'imports/exports

Les importations ont diminué de 25% en T1 2011 par rapport au T4 2010, et de 39% par rapport au même trimestre l'année dernière. Ceci est notamment dû à une inversion du solde importateur avec l'Allemagne à partir de mars en raison de la mise à l'arrêt pour au moins trois mois des sept plus vieux réacteurs du pays.

Somme des importations par trimestre

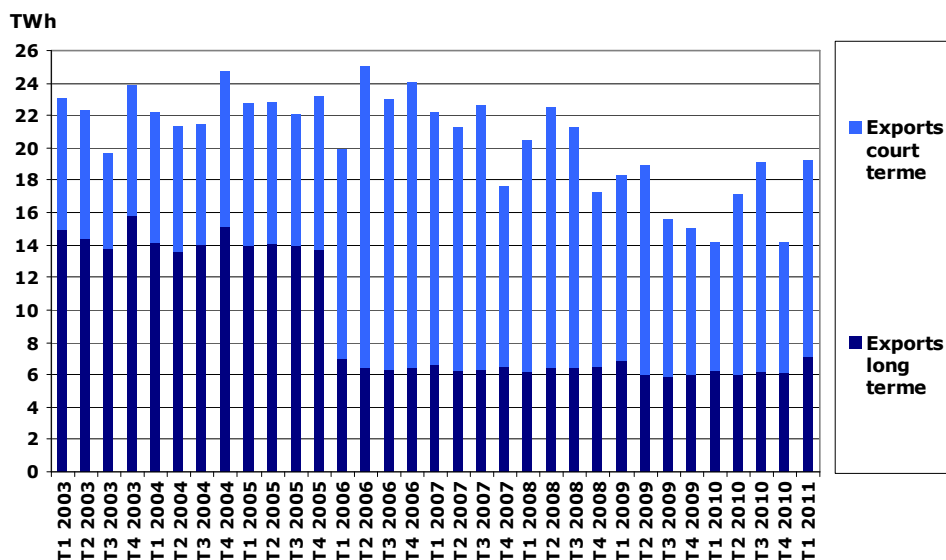


Source : RTE – Analyse : CRE

Les exportations ont augmenté de 35% en volume en T1 2011 par rapport au T4 2010. Les volumes exportés au premier trimestre 2011 affichent ainsi un niveau largement supérieur à celui observé l'année précédente (+35%). Cette augmentation est elle aussi due en partie au moratoire allemand sur le nucléaire.

Le solde net exportateur se situe à 12 TWh, en augmentation de près de 160 % par rapport au T4 2010 (solde net exportateur de 4,6 TWh).

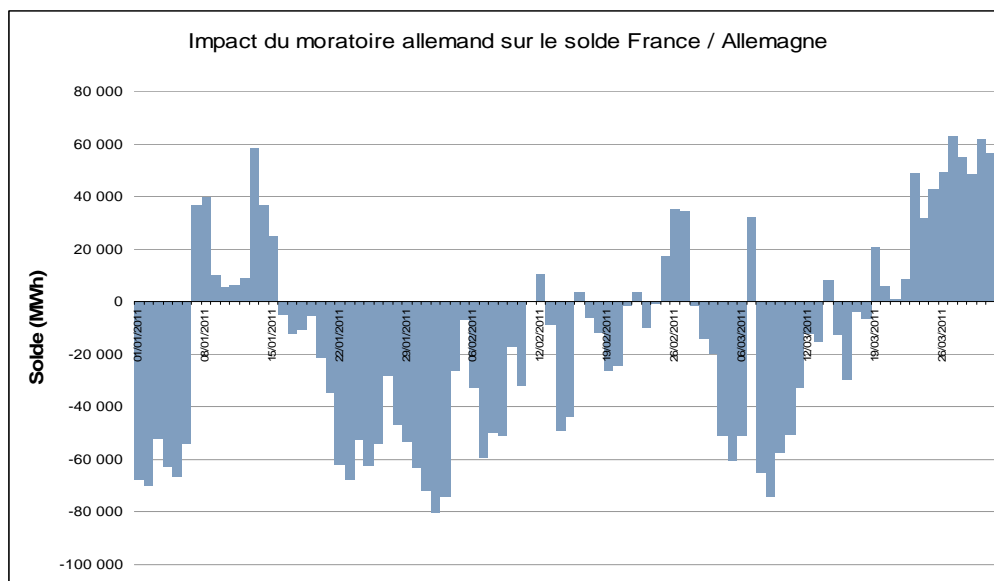
Somme des exportations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

Effet du moratoire allemand sur l'évolution du solde des échanges France / Allemagne autour du 14/03/2011

Le solde à la frontière allemande est devenu positif au cours de la seconde partie du mois de mars : on note une tendance à la hausse plus importante des échanges avec l'Allemagne que des échanges avec les autres pays au cours de la seconde quinzaine de mars. Le lien entre ce constat et la décision du 14 mars doit toutefois être mitigé dans la mesure où l'évolution du solde pourrait également être le reflet des conditions météorologiques par exemple.



Source : RTE – Analyse : CRE

6. Concentration du marché français de l'électricité

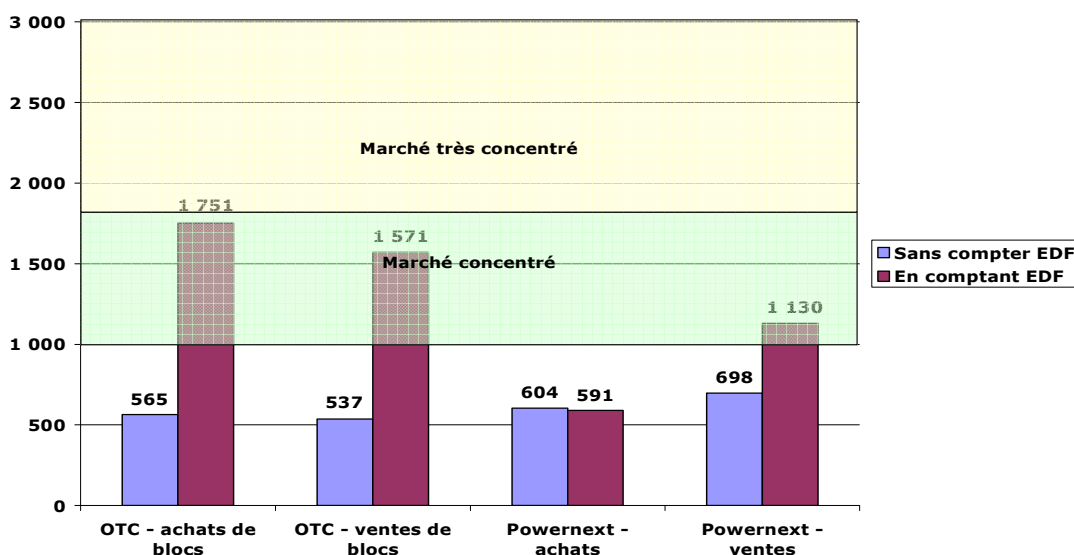
Au T1 2011, sur les 148 responsables d'équilibre présents sur le marché, seuls 16 étaient actifs dans le domaine de la production d'électricité en France. 33 d'entre eux détenaient des capacités issues des enchères VPP, tandis que 26 effectuaient des ventes à des consommateurs. 61 responsables d'équilibre étaient par ailleurs actifs à l'import ou à l'export, et 88 avaient notifié des échanges de blocs dont 71 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)¹³ 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 T1 2011, les achats et les ventes sur les marchés OTC ainsi que les ventes sur Pownernext sont des segments concentrés lorsqu'on inclut le groupe EDF. Les achats sur Pownernext demeurent en revanche un segment de marché peu concentré.

Indice de concentration HHI
- livraisons sur le marché de gros -
- Premier trimestre 2011 -



Source : RTE – Analyse : CRE

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

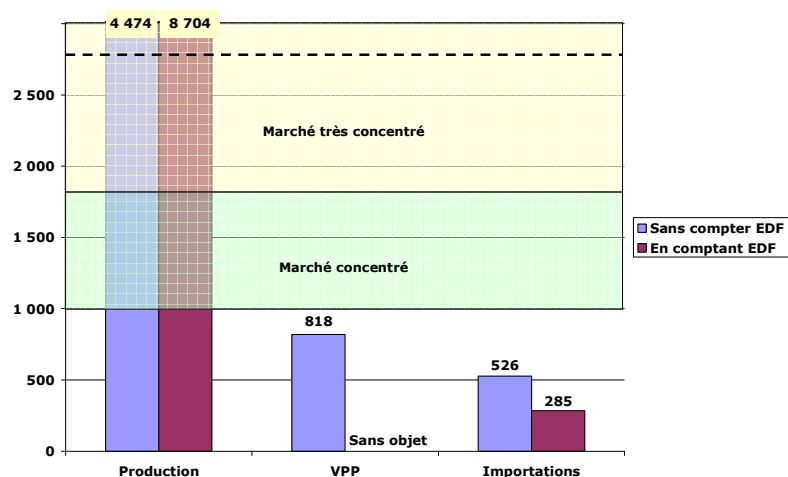
Les graphiques suivants montrent la concentration des marchés amont (injections) et aval (soutirages).

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. Les autres segments (VPP, importations) apparaissent comme des segments de marché peu concentrés, que le groupe EDF soit pris en compte ou non.

¹³ 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.

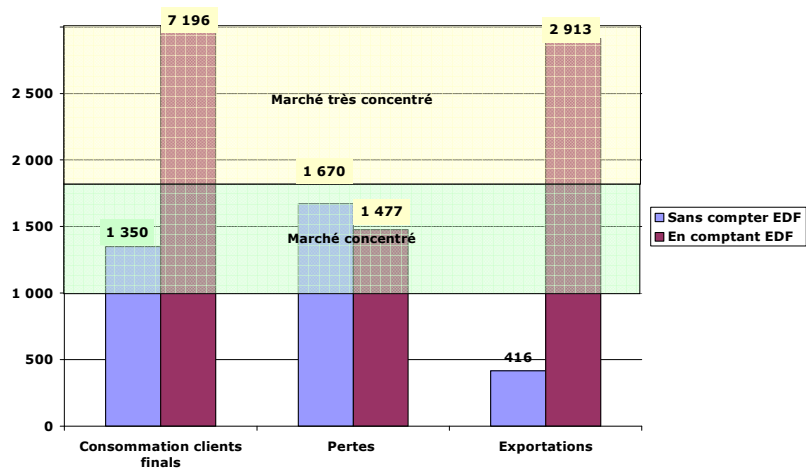
Indice de concentration HHI – injections - Premier trimestre 2011 -



Source : RTE – Analyse : CRE

La vente aux clients finals et les exportations sont quant à elles particulièrement concentrées lorsque le groupe EDF est pris en compte, mais apparaissent uniquement comme des segments de marché relativement concentrés lorsque le groupe EDF n'est pas pris en compte. Le marché des pertes est concentré que le groupe EDF soit pris en compte ou non. Enfin, le marché des exportations est très fortement concentré, mais reste faiblement concentré lorsque le groupe EDF n'est pas pris en compte.

Indice de concentration HHI – soutirages - Premier trimestre 2011 -



Source : RTE – Analyse : CRE

Le marché du gaz

Le marché de détail du gaz

1. Introduction

L'ouverture du marché français du gaz¹⁴ a connu plusieurs étapes :

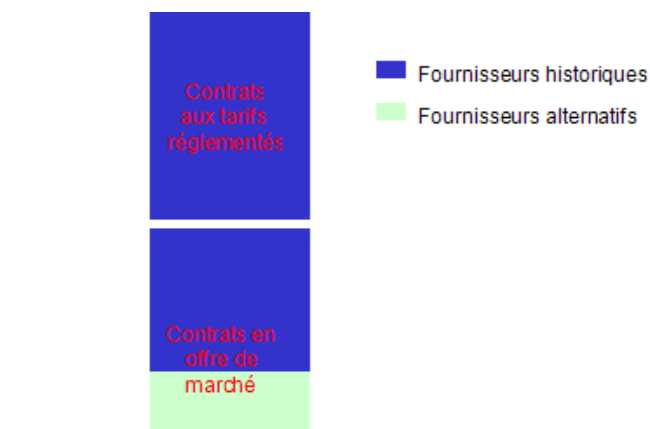
- à partir d'août 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 237 GWh et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quel que soit leur niveau de consommation annuelle,
- à partir d'août 2003, éligibilité de tous 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 2011, 11,5 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 516 TWh¹⁵.

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 -

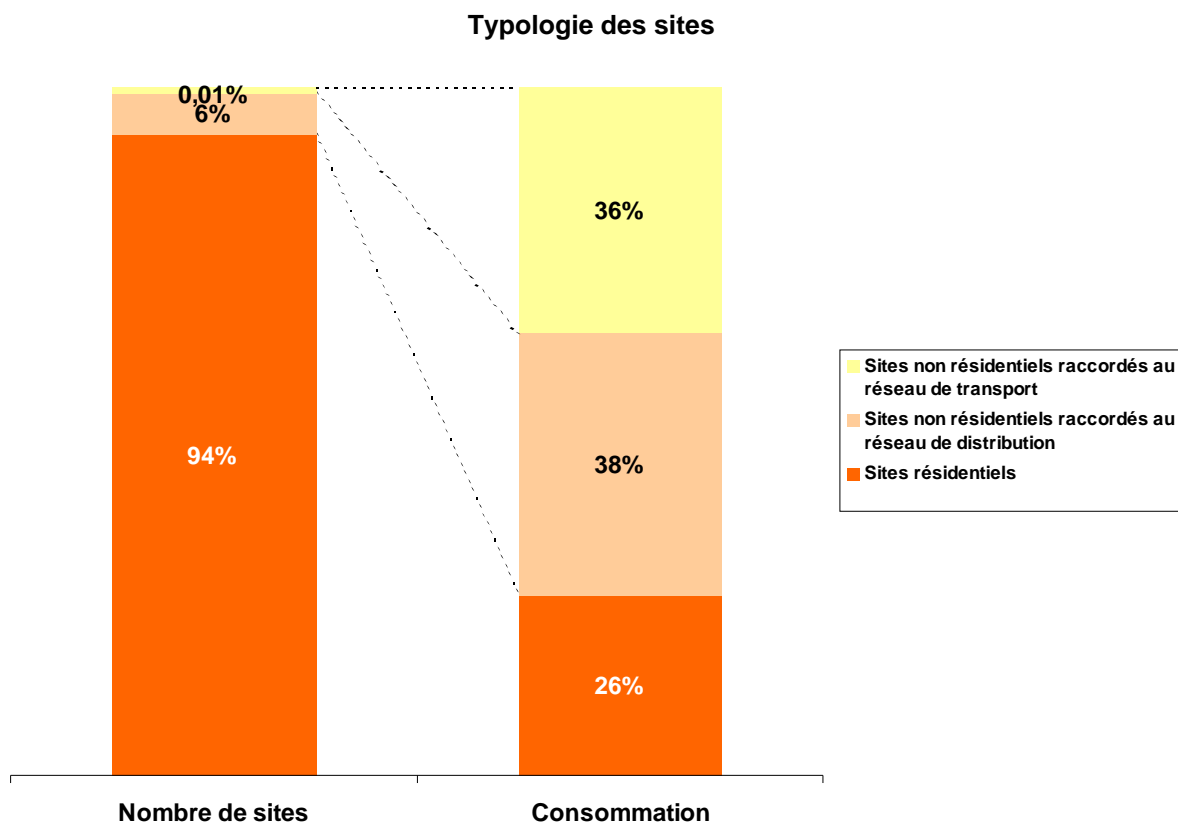


Les principales sources d'information de l'observatoire sont les gestionnaires de réseaux de transport (GRTgaz et TIGF), les 4 principaux gestionnaires de réseaux de distribution (GrDF, Régaz, Réseau GDS et Gaz Électricité de Grenoble) et les principaux fournisseurs historiques (GDF Suez, Tégaz, Énerest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

¹⁴ Gaz naturel, hors grisous, gaz industriels et réseaux de GPL..

¹⁵ Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité aux clients raccordés aux principaux réseaux (distribution et transport) qui représentent 513 TWh de consommation annualisée.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif



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 2011

A. Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

	Résidentiels		Non résidentiels	
Situation (en nombre de sites)	Au 31 mars 2011	Au 31 décembre 2010	Au 31 mars 2011	Au 31 décembre 2010
Nombre total de sites, dont :	10 703 000	10 723 000	680 000	681 000
– Sites en offre de marché, dont :	1 326 000	1 269 000	274 000	269 000
• fournisseurs historiques	483 000	494 000	145 000	144 000
• fournisseurs alternatifs	843 000	775 000	129 000	125 000
– Sites au tarif réglementé	9 377 000	9 454 000	406 000	412 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	7,9 %	7,2 %	19 %	18,4 %

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

Synthèse en consommation annualisée

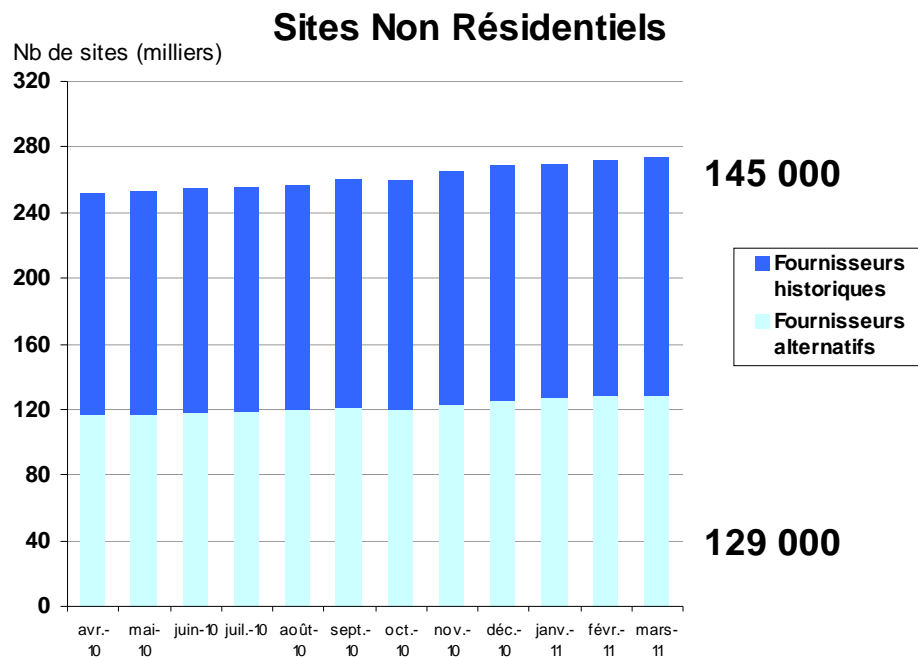
	Résidentiels		Non résidentiels	
Situation (en consommation annualisée)	Au 31 mars 2011	Au 31 décembre 2010	Au 31 mars 2011	Au 31 décembre 2010
Consommation totale des sites	136,4 TWh	136,6 TWh	377 TWh	370 TWh
– Consommation fournie en offre de marché, dont :	17,2 TWh	16,3 TWh	271 TWh	261 TWh
• fournisseurs historiques	7,3 TWh	7,4 TWh	153 TWh	152 TWh
• fournisseurs alternatifs	9,9 TWh	8,9 TWh	118 TWh	109 TWh
– Consommation fournie aux tarifs réglementés	119,2 TWh	120,3 TWh	106 TWh	109 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	7,3 %	6,5 %	31,3 %	29,5 %

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

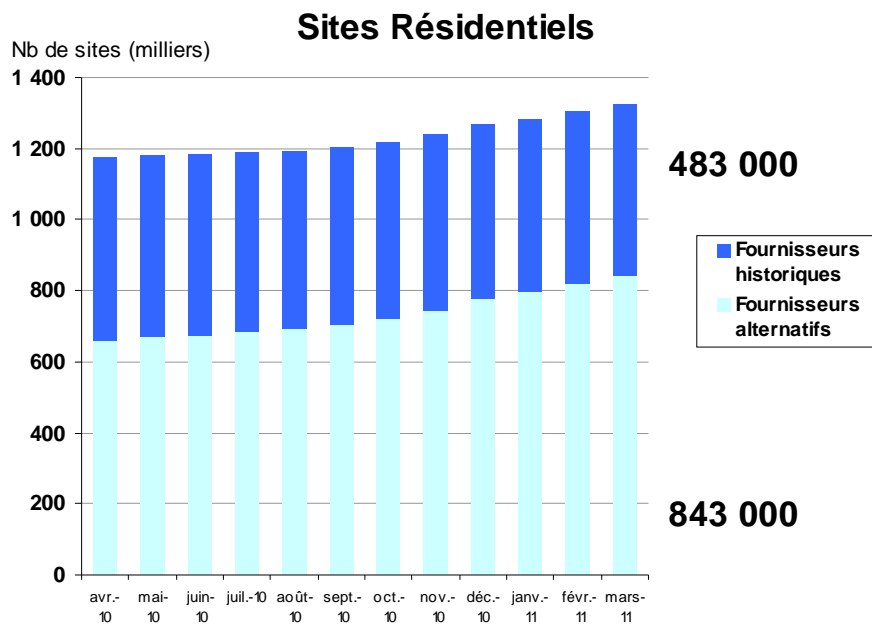
Note technique : Les données en nombre de sites et consommation annualisée sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont calculées à partir des données réelles.

B. Evolution du nombre de sites en offre de marché

Nombre de sites en offre de marché



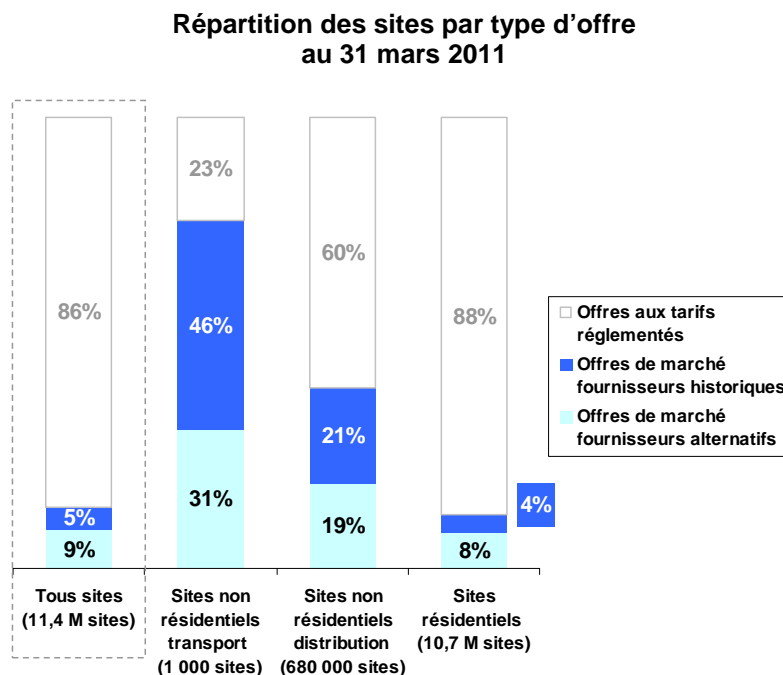
Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE



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

Au 31 mars 2011, 1 600 000 sites ont choisi une offre de marché, dont 972 000 auprès d'un fournisseur alternatif.

C. Parts de marché en nombre de sites au 31 mars 2011

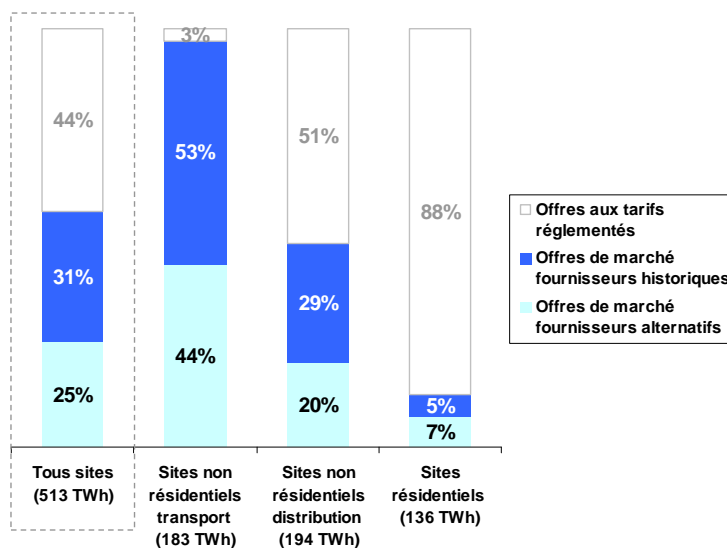


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 mars 2011, environ 14% des sites sont en offre de marché, dont 9% auprès d'un fournisseur alternatif.

D. Parts de marché en consommation annualisée au 31 mars 2011

**Répartition des consommations annualisées par type d'offre
au 31 mars 2011**



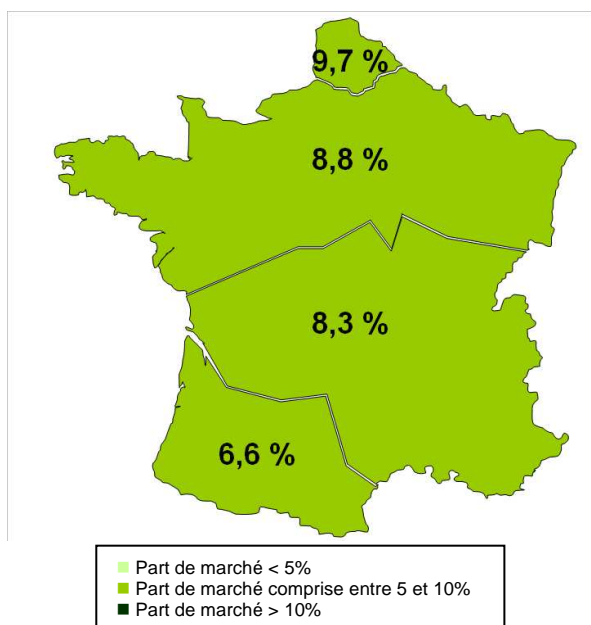
Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 mars 2011, environ 56% de la consommation est fournie par des offres de marché, dont 25% auprès d'un fournisseur alternatif.

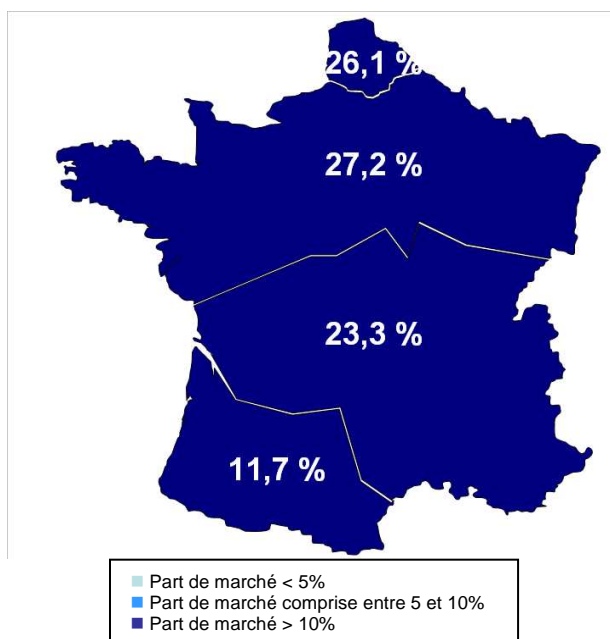
E. Analyse par zone géographique

Parts de marché des fournisseurs alternatifs par zone d'équilibrage¹⁶ au 31 mars 2011

– en nombre de sites –



– en consommation annualisée –



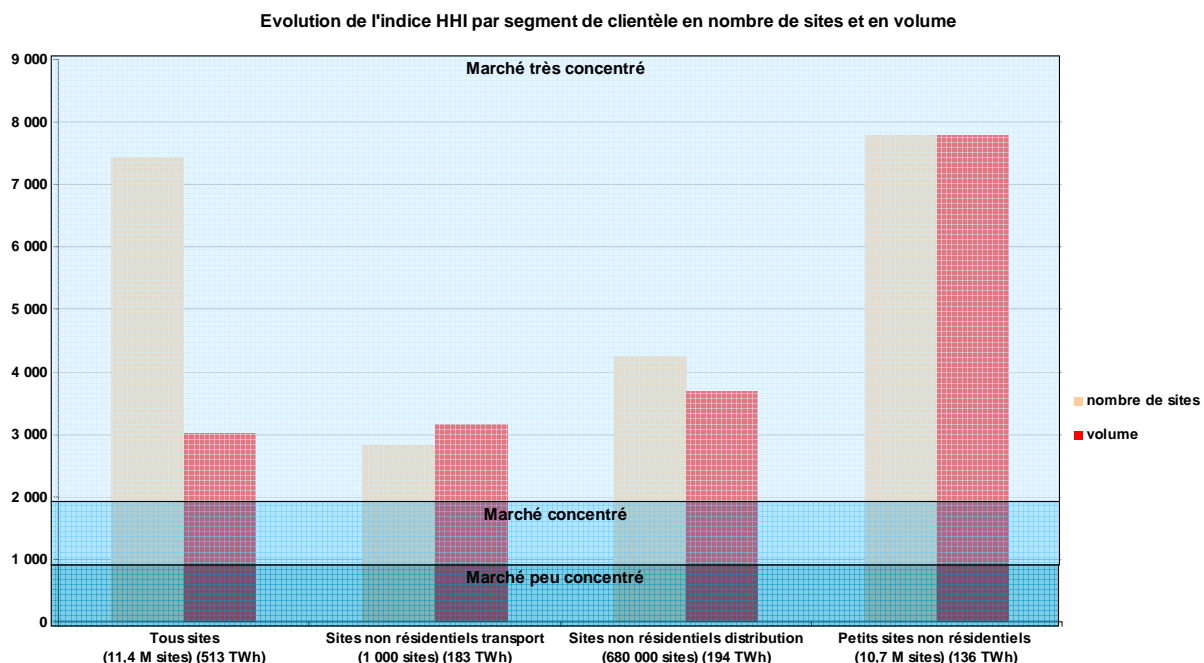
Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au 31 mars 2011, dans la zone Nord-gaz B, 9,7% des sites et 26,1% de la consommation sont approvisionnés par un fournisseur alternatif.

¹⁶ 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)¹⁷ 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

¹⁷ 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 2011

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE¹⁸
et actifs¹⁹ au 31 mars 2011

Fournisseur, Marque(s) commerciale(s)		Sites non résidentiels transport	Sites non résidentiels distribution	Sites résidentiels
Fournisseurs alternatifs²⁰ de gaz naturel				
Altergaz		•	•	•
Antargaz			•	•
Direct Énergie			•	•
E.ON Energie		•	•	
EDF	 	•	•	•
Endesa Energia		•	•	
ENI S.p.A succursale France		•	•	
		•	•	
Enovos		•	•	
Gas Natural		•	•	
Gaz de Paris			•	

¹⁸ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 31 mai 2010 à partir du moteur de recherche des fournisseurs par code postal.

¹⁹ 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.

²⁰ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif et d'un fournisseur historique.

Iberdrola		•	•	
Poweo		•	•	•
VNG – Verbundnetz Gas AG		•	•	
Fournisseurs historiques²¹ 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.fr²²
- 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 naturel²³ ;
- 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 2011, environ 30 fournisseurs non nationaux de gaz naturel sont actifs sur le territoire, dont 22 fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution²⁴). Ces fournisseurs présents localement ou régionalement sur le territoire proposent des offres à un ou plusieurs segments de clientèle.

²¹ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif et d'un fournisseur historique.

²² 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.

²³ 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.

²⁴ Voir le glossaire pour la définition d'une entreprise locale de distribution.

4. Analyse en dynamique : Premier trimestre 2011

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.

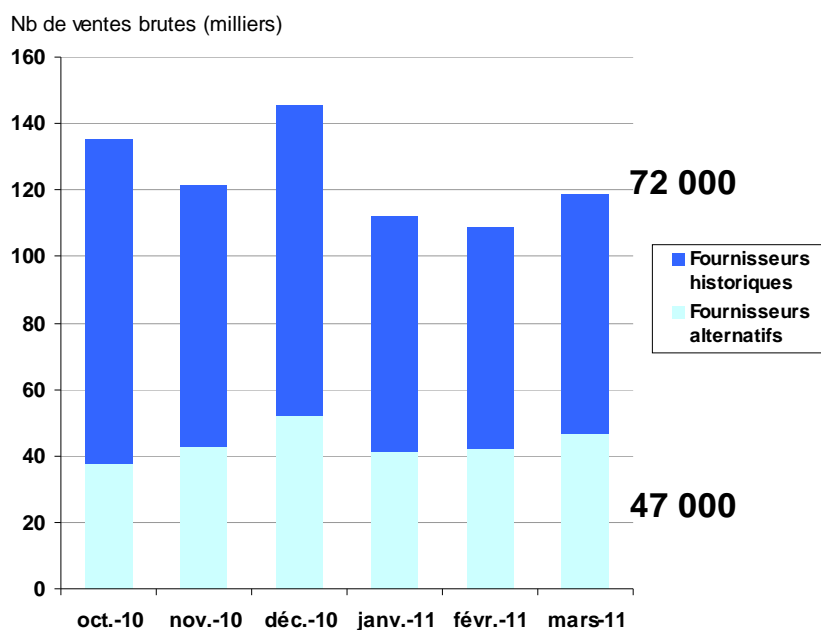
	Résidentiels		Non résidentiels	
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	T1 2011	T4 2010	T1 2011	T4 2010
Ventes brutes totales, dont :	315 000	375 000	24 000	27 000
– fournisseurs historiques	194 000	252 000	15 000	18 000
– fournisseurs alternatifs	121 000	123 000	9 000	9 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	38,4 %	32,8 %	37,5 %	33,3 %

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.

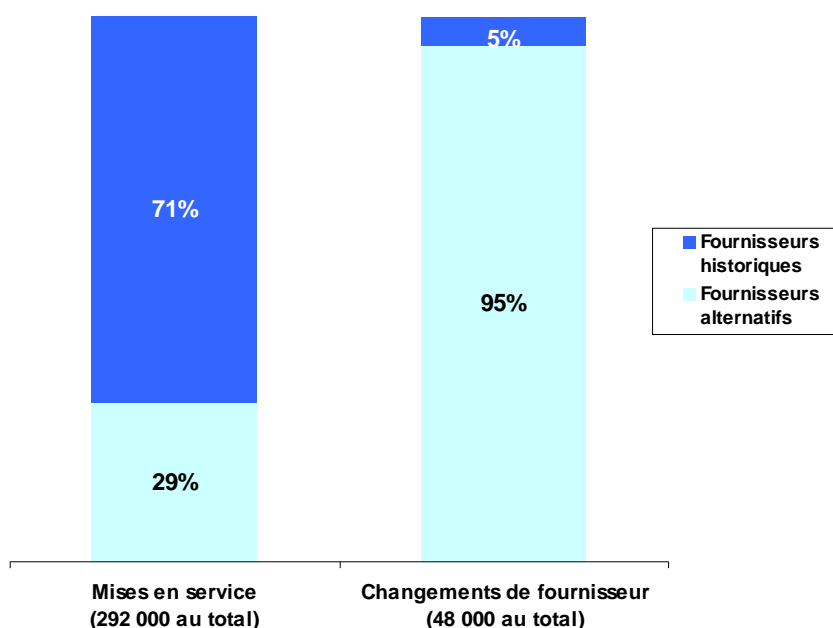
B. Ventes brutes des trimestres écoulés

Ventes brutes totales mensuelles



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Répartition des ventes brutes par type de fournisseur au cours du Premier trimestre 2011



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au cours du premier trimestre 2011, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 29% des 292 000 mises en service effectuées.

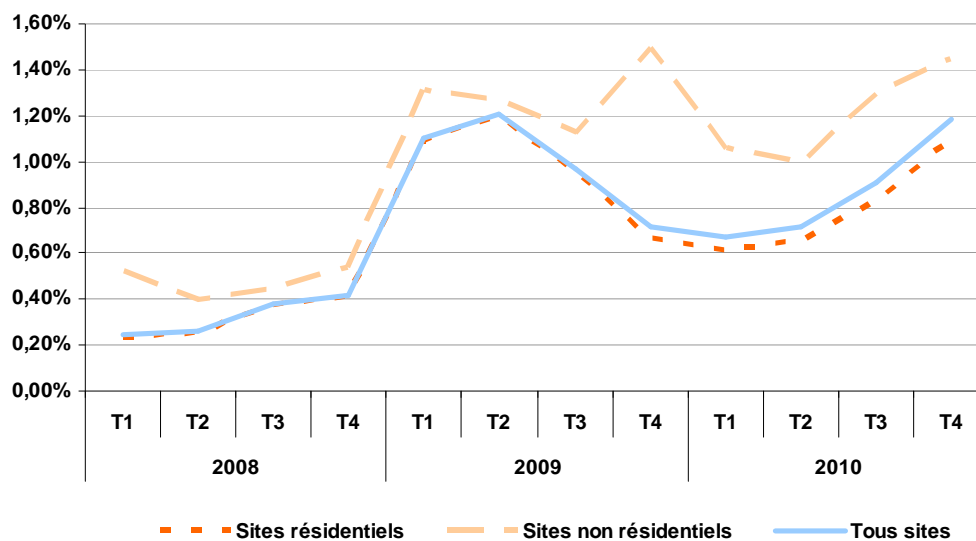
C. Taux de changement de fournisseurs (taux de switch)

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 2008 et 2010

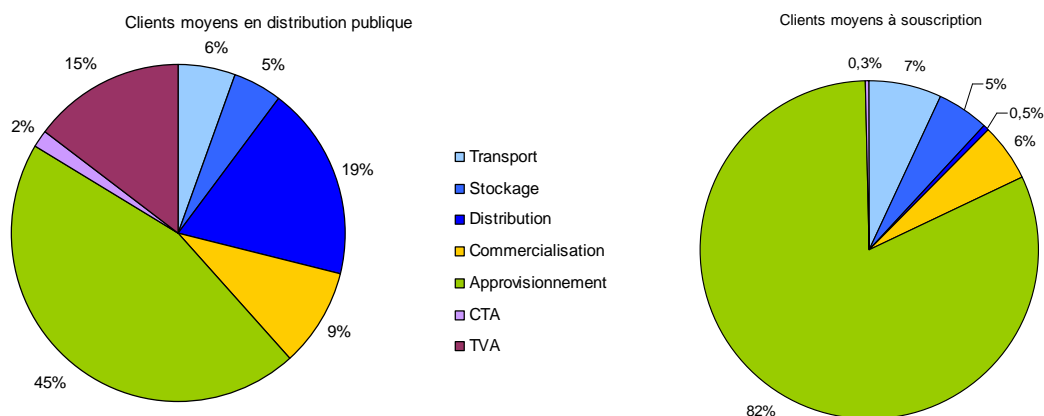


Exemple de lecture : au cours du quatrième trimestre 2010, 1,1% des clients résidentiels ont soit :

- *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 mai 2011



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

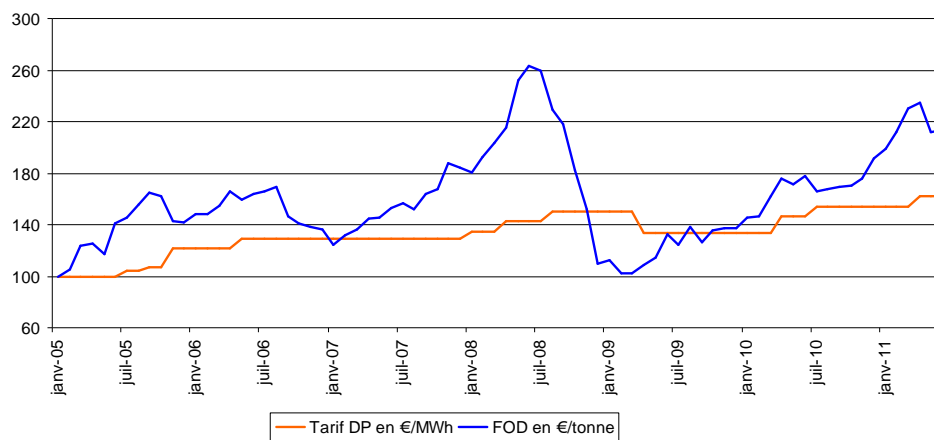
CTA : Contribution Tarifaire d'Acheminement. Elle permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières

B. Évolution 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 avril 2011, le gaz naturel a augmenté de 60% alors que le fioul a augmenté de 130 %.

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

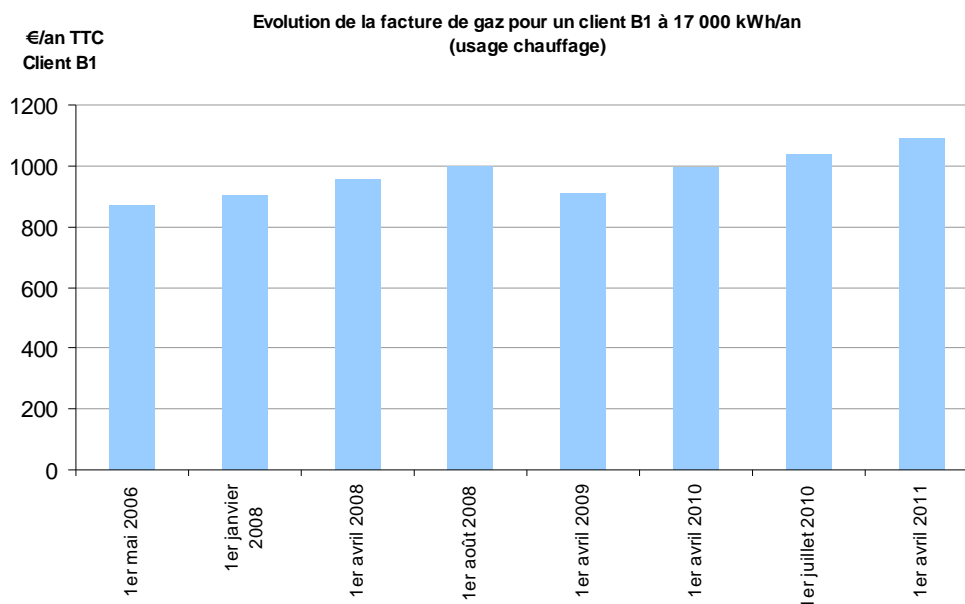
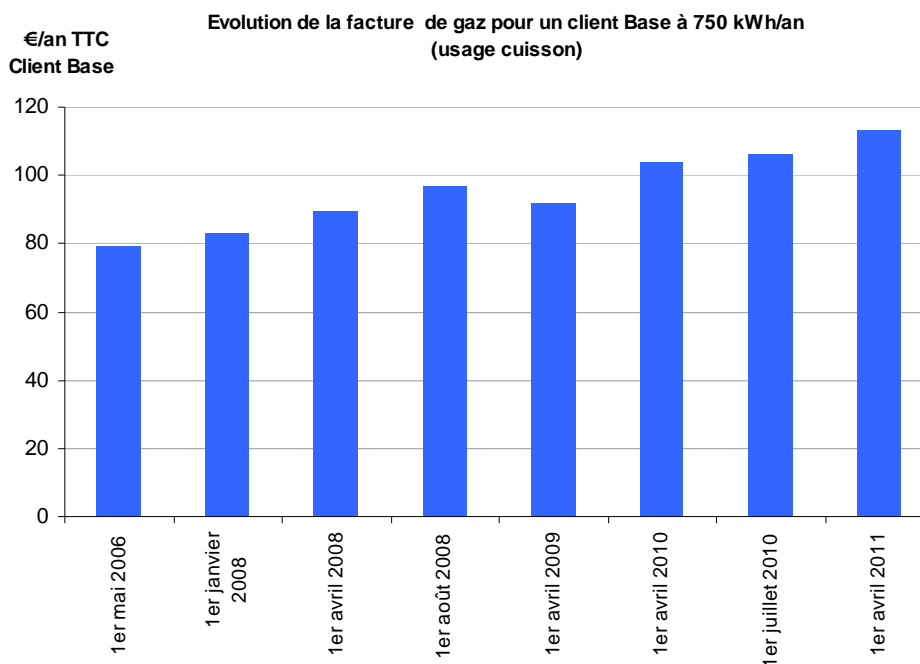


Date	Evolution moyenne des tarifs en distribution publique
juil-05	+ 4,1%
sept-05	+ 2,8%
nov-05	+ 13,7%
mai-06	+ 5,8%
janv-08	+ 4,3%
avr-08	+ 6,3%
août-08	+ 5,3%
avr-09	- 11,3%
avr-10	+ 9,7%
juil-10	+ 5,1%
avr-11	+ 5,2%

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.

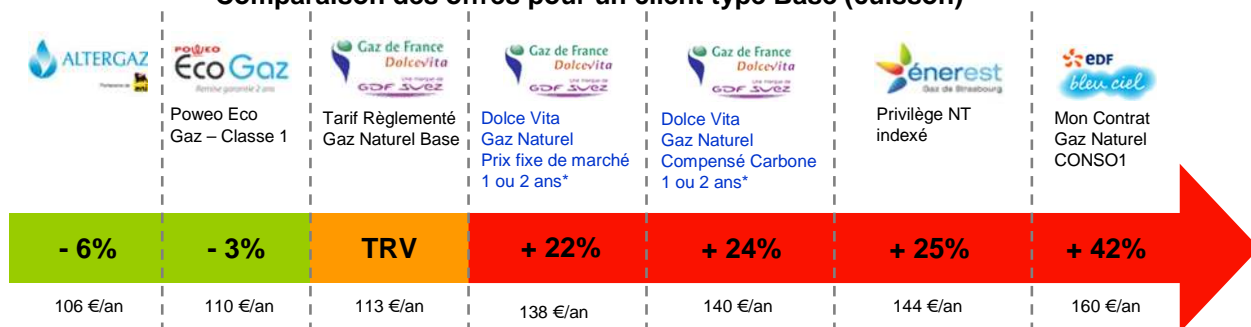


D. Comparaison des offres

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)



Comparaison réalisée sur un client résidentiel type:

- de consommation annuelle 750 KWh (BASE)
- Situé à Paris

Facture TTC estimée par an hors « promo »

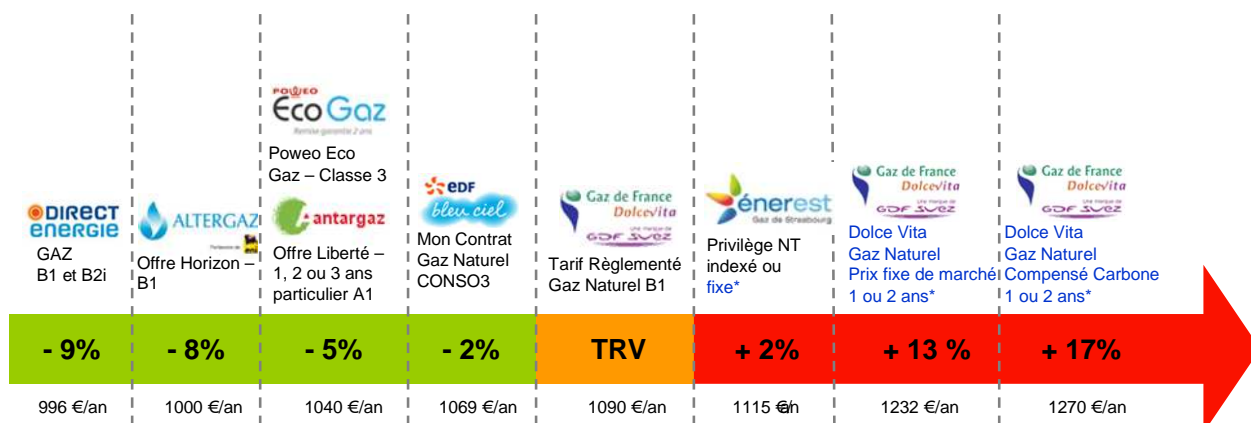
exemple de lecture :

Logo fournisseur:	
Nom offre:	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	113 €/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)



Comparaison réalisée sur un client résidentiel type:

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

Facture TTC estimée par an hors « promo »

exemple de lecture :

Logo fournisseur:	
Nom offre:	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	1090 €/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.
- 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 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

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

20.

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 183 TWh au cours du premier trimestre 2011 contre 137 TWh par rapport au dernier trimestre 2010, soit une hausse de 17%. Les volumes importés ont progressé de 30% en comparaison avec le premier trimestre 2010.

La structure des approvisionnements est stable et bien diversifiée. Les principaux fournisseurs restent la Norvège (45%), les Pays-Bas (22%), la Russie (15%) et l'Algérie (11%)²⁵. Des importations depuis d'autres pays, dont le Nigeria, l'Égypte et le Qatar, se font sous forme de GNL.

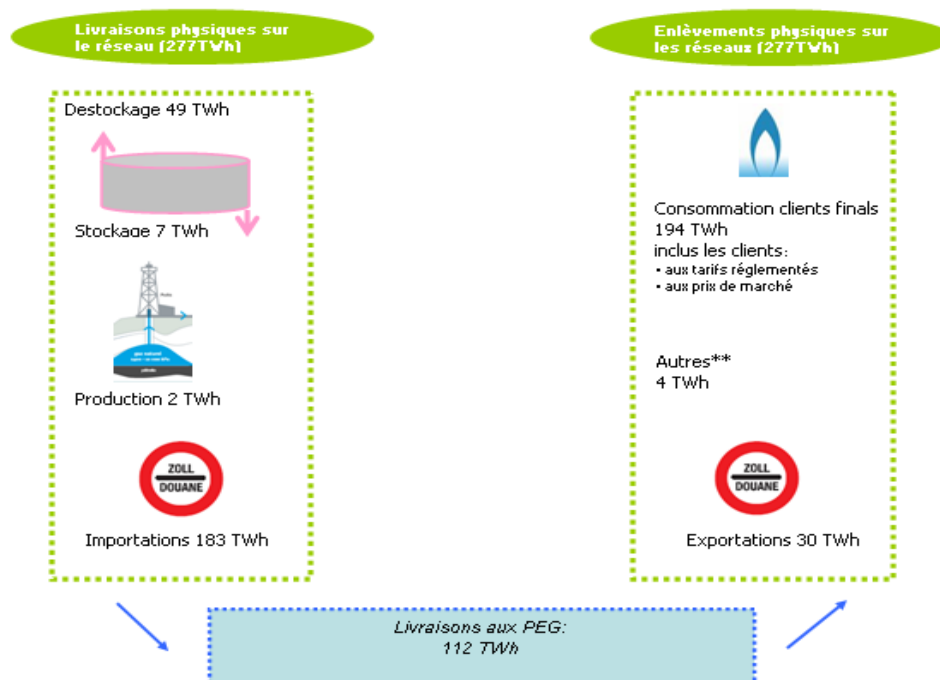
Au cours de ce premier trimestre 2011, les importations ont couvert près de 94% des besoins de la consommation contre 73% au trimestre précédent. Les stockages ont complété l'offre à hauteur de 42 TWh.

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-terme. Plusieurs exportateurs ont accepté d'introduire cette variable, mais dans une certaine mesure. L'indexation des contrats reste principalement basée sur les prix du pétrole et ses dérivés.

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).

²⁵ Source : Base de données PEGASE, Direction générale Énergie et climat

Approvisionnement et débouchés des acteurs du marché français au premier trimestre 2011



Sources : GRTgaz, TIGF

*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

Au premier trimestre 2011, la consommation française a augmenté de 4% passant de 187 TWh au dernier trimestre 2010 à 194 TWh. Elle a enregistré une baisse de 8% en comparaison au premier trimestre de l'année dernière (210 TWh) en raison de températures plus élevées par rapport aux normales de saison.

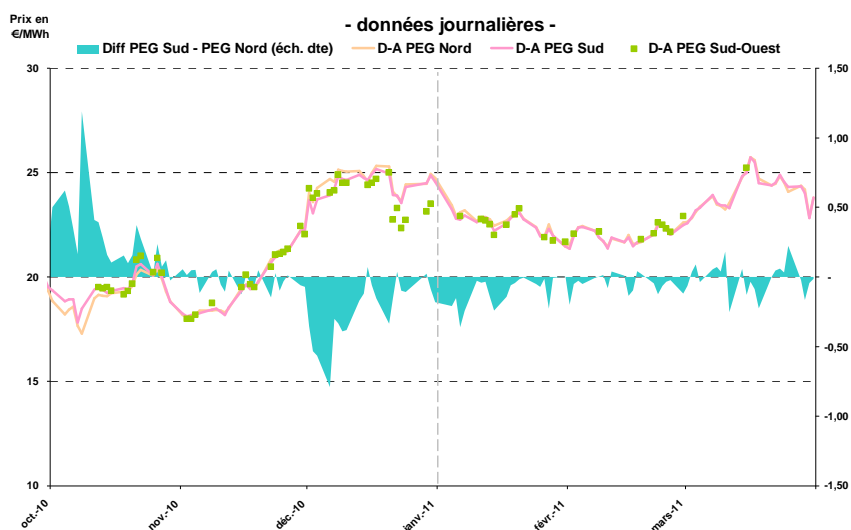
C. Prix *day-ahead* en France²⁶ et comparaison européenne

Les prix *day-ahead* français ont augmenté en moyenne de 7% au cours du 1^{er} trimestre 2011 par rapport au précédent et ont été similaires sur les trois Hubs. Au PEG Nord le prix moyen du *day-ahead* est passé de 21,10€/MWh au cours du dernier trimestre 2010 à 22,96€/MWh au premier trimestre 2011. La tendance a été baissière sur les mois de janvier et février avant de se réorienter à nouveau à la hausse au mois de mars, atteignant un pic de prix de 25,74 €/MWh sur ce mois. Les niveaux de prix au premier trimestre 2011 se situent toutefois en nette hausse par rapport au premier trimestre 2010. Le prix du *day-ahead* au PEG Nord a progressé de 69% en comparaison avec le premier trimestre 2010 (13,62 €/MWh). Au PEG Sud, le *day-ahead* a coté en moyenne 22,91 €/MWh au premier trimestre 2011 contre 21,10 €/MWh au trimestre précédente et 13,72 €/MWh au premier trimestre 2010. Les épisodes de différentiels négatifs entre les prix *day-ahead* PEG Nord et ceux du PEG Sud sont dus à une demande plus faible en Zone Sud qu'en Zone Nord combinée à un approvisionnement abondant.

Le PEG Sud Ouest a été peu liquide en ce premier trimestre 2011 [particulièrement au mois de mars avec une cotation unique] atteignant un prix *day-ahead* moyen de 22,52 €/MWh, soit plus de 4% par rapport au dernier trimestre 2010.

²⁶ 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.

Prix day-ahead sur les marchés de gros français



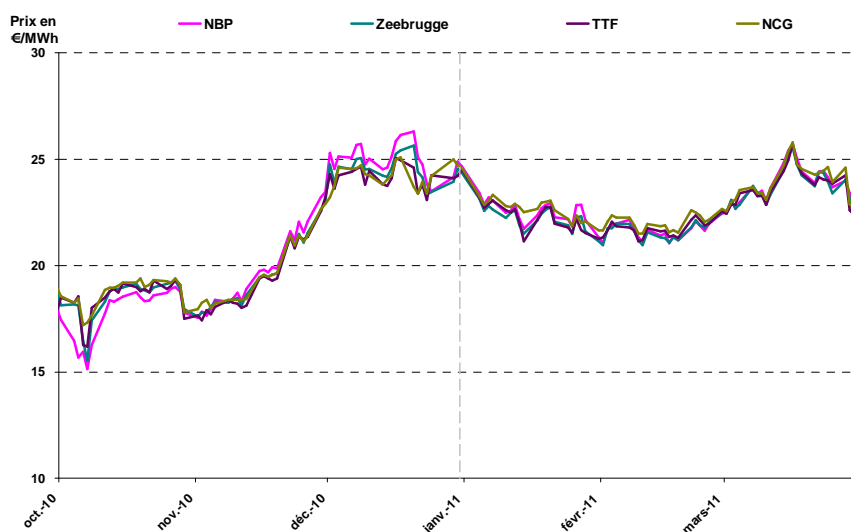
Source : Powernext

L'évolution des prix *day-ahead* sur les autres places de marché a été semblable à celle des PEGs sur ce premier trimestre 2011. En effet, après une baisse des prix *day-ahead* sur les mois de janvier et février la tendance s'est brusquement renversée. L'augmentation des prix a été amorcée par des baisses de températures et soutenue par la forte progression des prix du pétrole impactés par les problèmes géopolitiques en Afrique du Nord et au Moyen-Orient.

Suite au séisme au Japon qui a endommagé la centrale de Fukushima et l'annonce d'arrêt de 7 centrales nucléaires en Allemagne, des craintes se sont exprimées par des tensions sur les prix [sur l'ensemble des marchés européens] quant à la potentielle hausse de la demande japonaise sur le GNL et l'augmentation des importations de gaz à destination de l'Allemagne.

Les prix *day-ahead* ont augmenté en moyenne de 9% par rapport au dernier trimestre 2010 affichant un prix moyen de 22,70 €/MWh. Le différentiel moyen de prix entre le PEG Nord et les marchés voisins est passé de 0,42 €/MWh au quatrième trimestre 2010 à 0,25 €/MWh en ce premier trimestre 2011.

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



Source : Heren

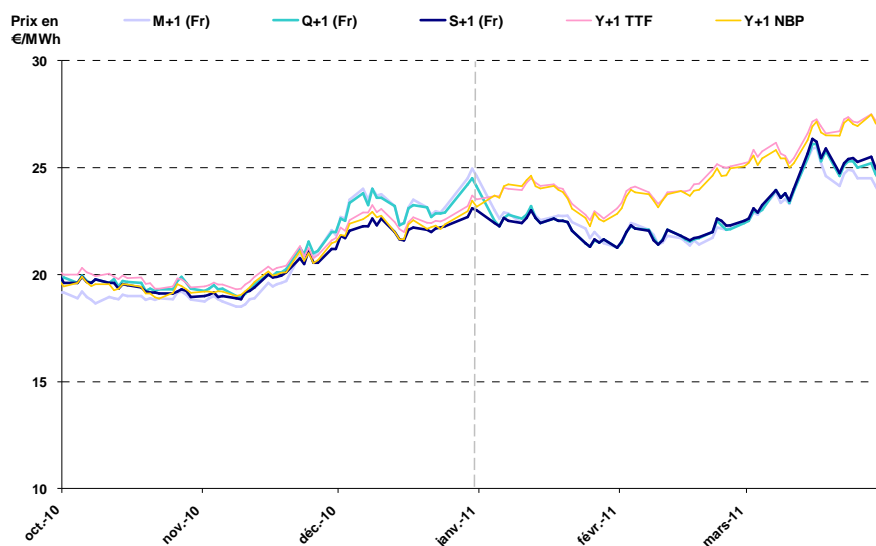
D. Prix à terme en Europe

L'évolution des courbes des prix à terme illustre une hausse sur l'ensemble des marchés européens, davantage marquée sur le NBP et le TTF. En effet, La forte progression des prix du brut inhérente aux tensions persistantes aux Moyen-Orient et en Afrique du Nord, est à l'origine de l'augmentation des prix sur les marchés à terme le long du premier trimestre 2011. Par ailleurs, le GNL est une composante importante du Mix énergétique au Royaume-Uni. Aussi, la dépendance au GNL du NBP est plus marquée par rapport à celle du continent, d'où une plus grande sensibilité au risque d'augmentation de la demande japonaise qui pourrait détourner des volumes de GNL à moyen terme. Le TTF étant physiquement interconnecté avec le NBP, il a évolué de façon similaire avec ce dernier. Le marché français à terme a suivi la tendance haussière initiée par le NBP, toutefois, les prix se sont établis à un niveau inférieur par rapport aux marchés britannique et néerlandais avec un différentiel de l'ordre de 1,83 €/MWh.

Les prix à terme ont augmenté de près de 19% sur le TTF et de 20% sur le NBP affichant en moyenne, respectivement, 24,86 €/MWh et 24,71 €/MWh au premier trimestre 2011 par rapport au précédent.

Au PEG Nord, les prix se sont accrus en moyenne de près de 11% atteignant 22,88 €/MWh pour les produits mensuels, 22,96 €/MWh sur les contrats trimestriels et 23,01 €/MWh sur les saisonniers.

Prix à terme sur les marchés européens



Source : Heren

21. 3. Activité sur le marché de gros français

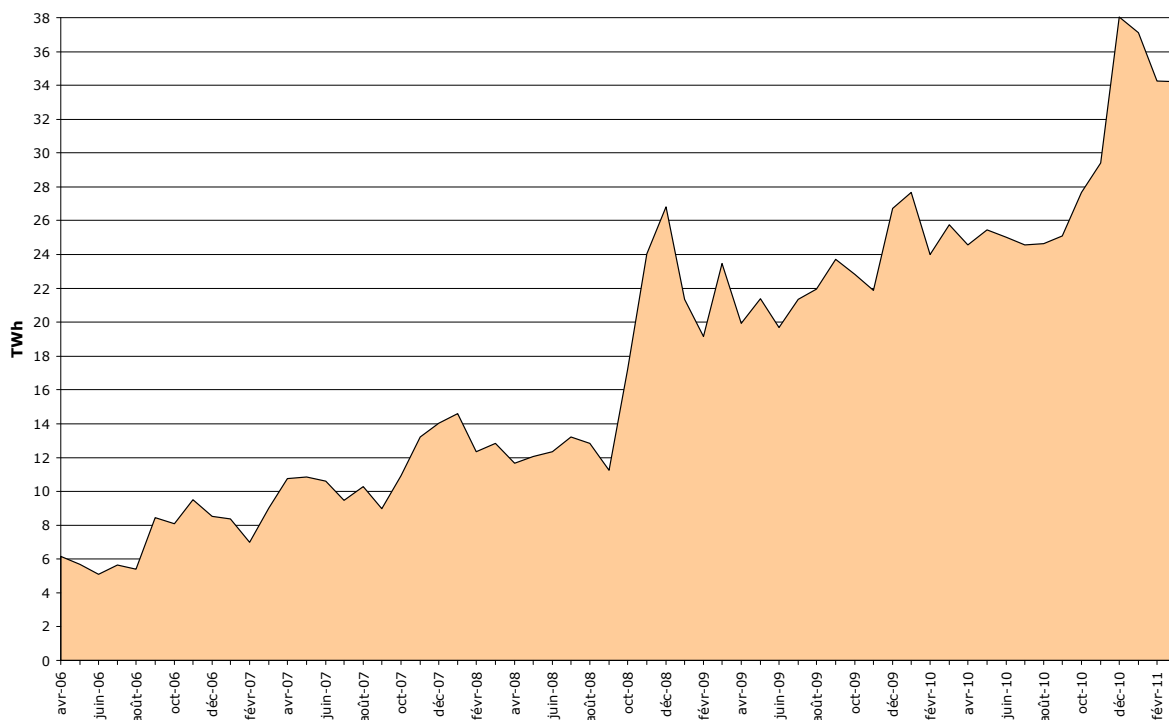
L'essentiel du commerce de gros du gaz s'effectue sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plates-formes de négoce). La CRE rend public (cf. cahier d'indicateurs gaz) les volumes agrégés des transactions effectuées via ces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

- des transactions OTC conclues entre fournisseurs ;
- des transactions boursières conclues entre fournisseurs ;
- 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 auprès des GRT. Il ne s'agit pas du volume des transactions observées sur la période, mais des livraisons nettes physiques entrées acteurs.

Volume des livraisons de gaz aux PEG Français



Source : GRT – Analyse : CRE

NB : sur ce graphique figurent tous les échanges de gaz entre fournisseurs, y compris les livraisons correspondant au programme de cession temporaire de gaz (*gas release*) et l'approvisionnement en gaz des opérateurs de réseau.

Au cours du premier trimestre 2011, les livraisons de gaz ont atteint 105,6 TWh. Ce volume a augmenté de 11% par rapport au trimestre précédent et de 36% en comparaison avec le premier trimestre de l'année dernière.

A. Evolution du négoce sur le marché intermédiaire français

Le marché intermédiaire est en progression continue au premier trimestre 2011 avec un volume négocié de 119 TWh contre 80 TWh au premier trimestre 2010, soit une croissance de 48% portée par l'ensemble des segments du marché de gros.

Au cours du premier trimestre 2011, le volume échangé sur le marché à terme a représenté 87,18 TWh contre 52,72 TWh à période identique l'année dernière, soit une hausse de 65%.

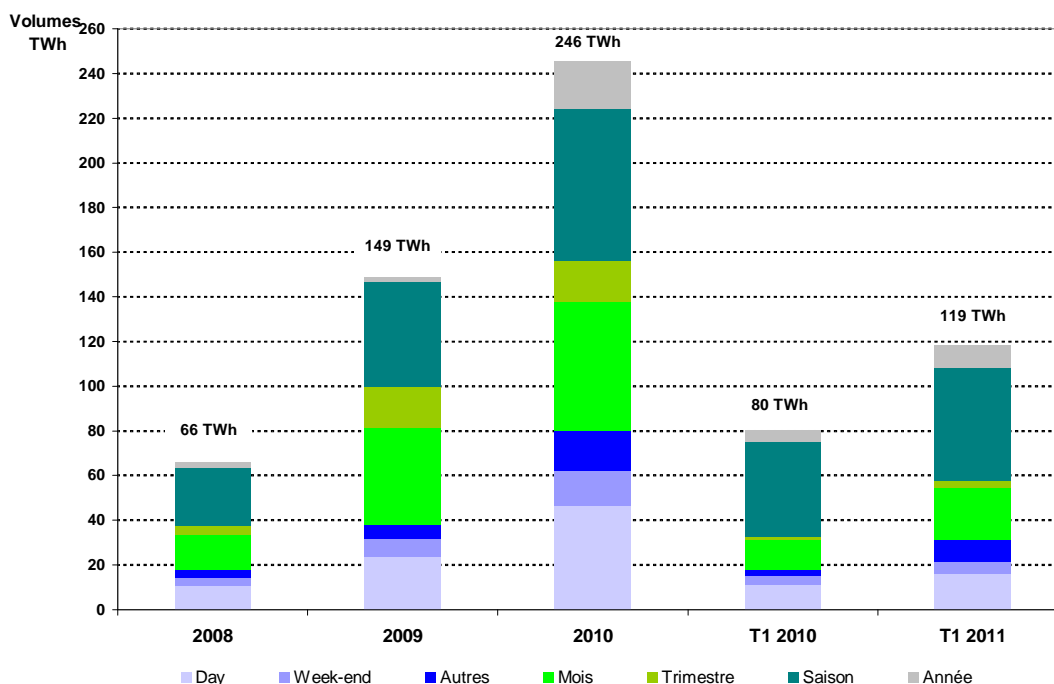
Les plus fortes progressions ont été enregistrées par les produits trimestriels (+ 211%), les contrats annuels (+ 110%) et les produits mensuels (+ 75%). Le négoce sur les produits saisonniers a atteint 50,37 TWh au cours du premier trimestre 2011 contre 9,26 TWh au trimestre précédent (4,5 fois plus). Cette forte progression est due au changement de saison gazière et à la finalisation des allocations de capacités de stockage qui donnent plus de visibilité aux acteurs du marché quant aux les stratégies à adopter sur les opérations à terme. Les produits saisonniers ont augmenté de 18% par rapport au premier trimestre 2010.

Le marché à terme a représenté 74% du volume global négocié au cours du premier trimestre 2011 contre 77% à période identique l'année dernière.

Le négoce sur le marché spot a enregistré 31,36 TWh de volume échangé au premier trimestre 2011 contre 18,13 TWh à la même période en 2010, soit une progression de 73%. L'activité sur le court terme a été essentiellement portée par le négoce des produits journaliers [standards et non standards]. Les produits Day ahead ont totalisé 42% d'augmentation d'activité avec un volume négocié de 16,10 TWh durant le premier trimestre 2011 contre 11,31 TWh à période identique en 2010.

Le marché spot a représenté 26% du volume échangé au cours du premier trimestre 2011 contre 23% à période identique l'année dernière.

Répartition des volumes négociés par produit sur le marché intermédiaire



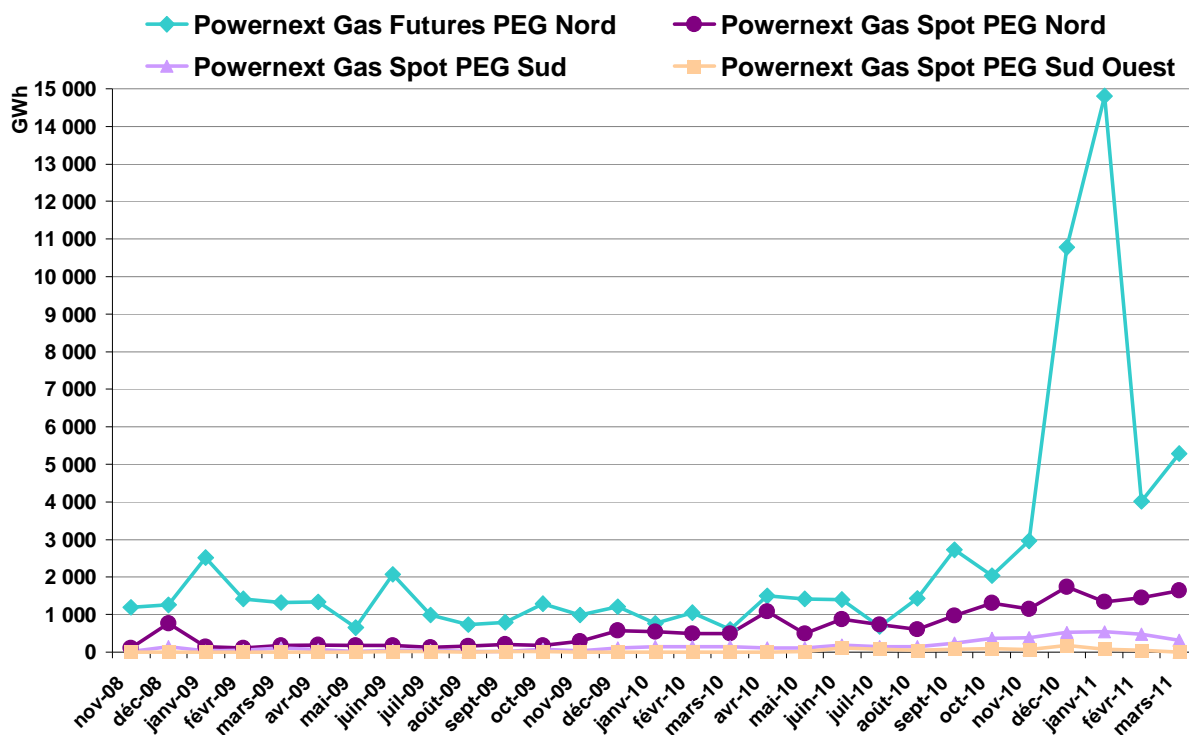
Source: Powemext, Brokers – Analyse : CRE

B. Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Le nombre de transactions conclues sur le marché organisé *Powernext Gas Spot* en France au premier trimestre 2011 s'élève à 3 973 transactions portant sur un volume de 5,9 TWh, soit une légère progression de 2% en comparaison avec le trimestre précédent.

Au cours du premier trimestre 2011, le volume des transactions conclues sur le marché organisé *Powernext Gas Futures* au PEG Nord s'élève à 24,10 TWh, soit une progression de 53% par rapport au dernier trimestre 2010.

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



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

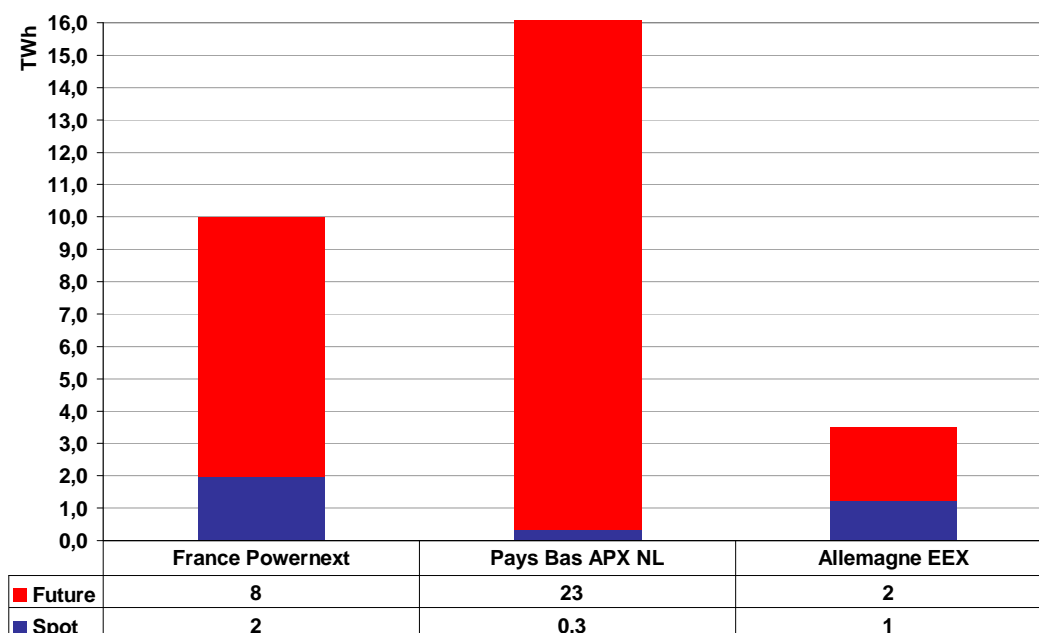
Le volume des transactions sur *Powernext Gas Futures* est resté soutenu début 2011 et, en particulier, en janvier. Cette hausse, dans la continuité de celle de décembre, est fortement liée aux opérations d'un acteur, qui avait fait part à la CRE d'un important développement de ses activités de négoce sur le marché de gros, tant dans une logique d'optimisation de son portefeuille que dans un but d'arbitrage. Cet acteur, qui n'est pas un acteur historique du marché français, a également saisi l'opportunité de conditions économiques jugées favorables au mois de janvier sur *Powernext Gas Futures* pour intervenir sur des volumes importants.

Sur le reste du premier trimestre 2011, les volumes ont globalement baissé sur *Powernext Gas Futures*, notamment dans le sillage de moindres activités de trading de cet acteur. Ce dernier a indiqué à la CRE que cette baisse s'inscrit dans le contexte d'évolution de la stratégie de l'entreprise dans les activités de trading et par ailleurs de renforcement de ses méthodes de gestion du risque.

Ces variations des volumes échangés sur Powernext doivent 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 2011 –



Sources : Powernext, APX, EEX — Analyse : CRE

Les marchés de gros européens sont en forte progression avec une nette amélioration de leur liquidité. Le National Balancing Point (NBP) demeure le plus mature de par sa liquidité et maintient son influence sur les hubs continentaux particulièrement ceux avec lesquels il existe une interconnexion physique directe (BBL pour TTF et Interconnector pour ZEE). Le TTF affiche toujours des records en matière de développement de son activité en volume et nombre de transactions en raison de la flexibilité de son offre de gaz et sa proximité avec d'autres réserves physiques (Royaume-Uni et Norvège) mais aussi grâce à la possibilité de négoce 24 heures sur 24 sur les marchés du gaz naturel via APX NL. Sur le PEG Nord la liquidité s'est fortement appréciée sur le segment des produits à terme au cours de ce premier trimestre 2011 et continu d'afficher une proximité toujours aussi importante avec le TTF et le NCG. Par ailleurs, le marché italien (PSV) a été relativement impacté par la fermeture Gazoduc libyen Green Stream alors que l'activité reste en constante progression sur le hub autrichien de Baumgarten (CEGH).

22. 4. Suivi des infrastructures

Une fin d'année 2010 particulièrement froide combinée à un faible volume de gaz injecté dans les stockages pendant l'été 2010 ont eu pour conséquence un niveau de remplissage des stockages plus bas au sortir de l'hiver 2011 que de l'hiver précédent. Ceci s'explique notamment par la faiblesse des *spreads* de prix sur les marchés de gros entre l'hiver 2010/11 et l'été 2010 qui n'a pas incité les expéditeurs à réserver des capacités de stockages au-delà de leurs obligations réglementaires. Ces faibles taux de souscriptions en comparaison des années précédentes soulignent une baisse de l'attractivité du recours au stockage par rapport aux autres sources de flexibilité accessibles aux expéditeurs (achat de *spreads* saisonniers sur les marchés de gros).

Les importations de gaz via les points d'entrée terrestres des réseaux de transport et le taux d'utilisation des terminaux méthaniers sont globalement en hausse. Cette augmentation compense la baisse des soutirages sur les stockages.

23. 5. Concentration du marché français du gaz

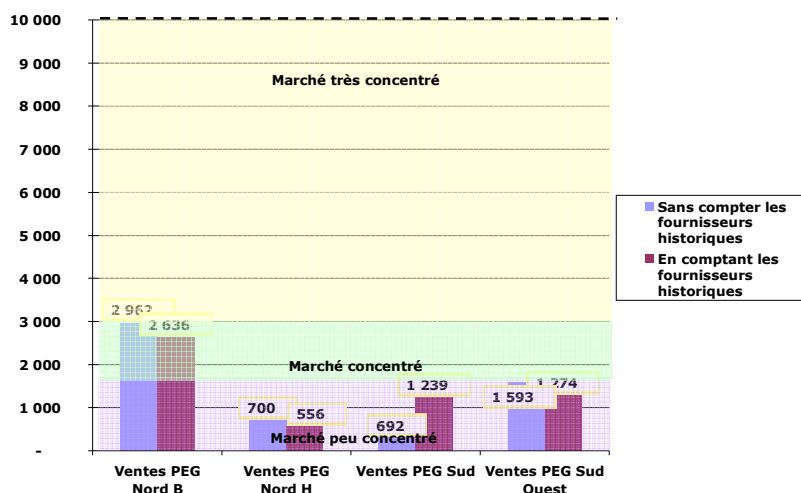
A la fin du premier trimestre 2011, 83 expéditeurs sont actifs aux PEG. 38 acteurs étaient présents sur Powernext Gas Spot et 32 sur Powernext Gas Futures.

A. Concentration aux PEG

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI²⁶) pour les différents segments du marché de gros français. L'indice est calculé sur les enlèvements et livraisons nominés auprès de GRTgaz ou TIGF, et non sur les transactions conclues sur le marché pendant la période.

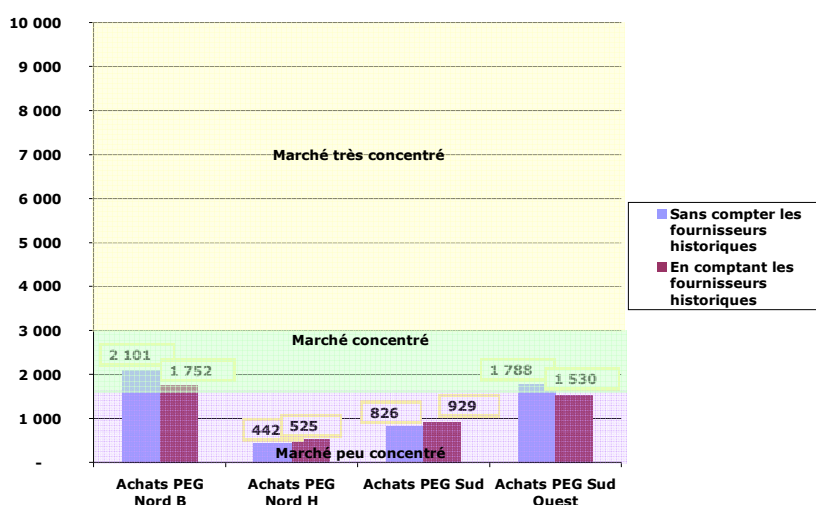
Au premier trimestre 2011, les disparités en matière de concentration se sont réduites sur le segment des achats/ventes aux PEGs en raison de la présence d'un plus grand nombre d'acteurs sur les zones Nord B, Nord H et Sud.

Indice de concentration HHI – Ventes aux PEG
– premier trimestre 2011 –



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Indice de concentration HHI – Achats aux PEG
– premier trimestre 2010 –



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

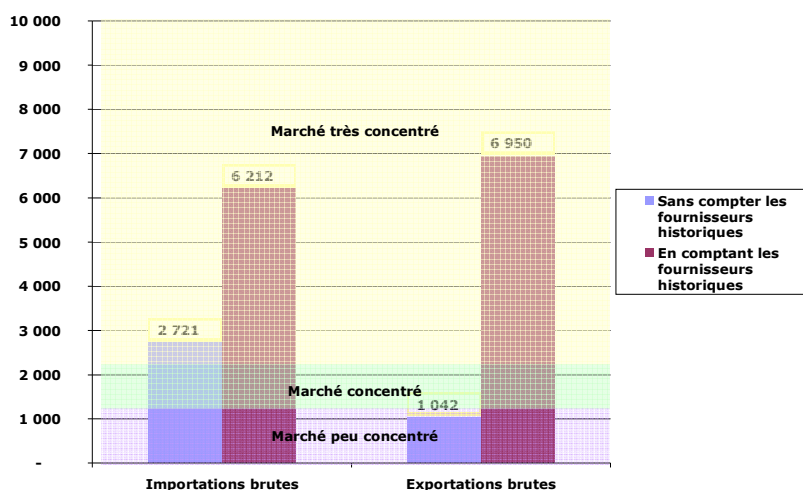
B. Concentration aux interconnexions

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).

Les exportations sont peu concentrées lorsque les fournisseurs historiques ne sont pas pris en compte.

A l'inverse, les importations sont très concentrées que les fournisseurs historiques soient pris en compte ou non.

Indice de concentration HHI – importations/exportations – premier trimestre 2011 –



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) :

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

Produits de gros :

- **Day ahead** : contrat passé la veille pour livraison le lendemain
- **Future** : contrat standard passé pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée, nécessitant le versement d'une prime et d'un dépôt de garantie. Les échéances proposées varient selon les marchés organisés (semaine, semestre, trimestre, mois, année). L'échéance Y+1 correspond à l'année calendaire suivant l'année en cours.
- **Base** : 24 heures sur 24, 7 jours sur 7 (c'est pourquoi les moyennes mensuelles glissantes pour les produits Base sont calculées sur 28 jours i.e. sur les jours ouvrés ainsi que les week-ends).
- **Pointe (Europe continentale)** : de 8 heures à 20 heures, du lundi au vendredi (c'est pourquoi les moyennes mensuelles glissantes pour les produits Pointe sont calculées sur 20 jours i.e. sur les jours ouvrés uniquement).

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

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

Segments du marché de gros :

C. 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)²⁷** : 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.

D. 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).

²⁷ « Over the Counter » ou de gré à gré

Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz

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

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

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

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

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

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

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

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

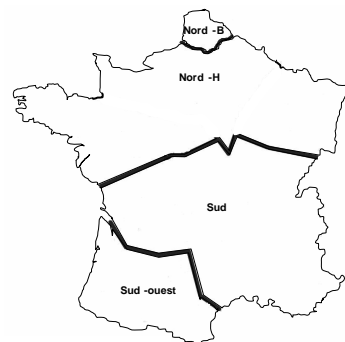
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution
- les clients résidentiels raccordés au réseau de distribution

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

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

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

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



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

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

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