



Marchés

# Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

4<sup>e</sup> trimestre 2011

# SOMMAIRE

<b>Introduction .....</b>	<b>3</b>
<b>Le marché de l'électricité.....</b>	<b>4</b>
<b>Le marché de détail de l'électricité.....</b>	<b>4</b>
1. Introduction .....	4
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif .....	5
3. Etat des lieux au 31 décembre 2011 .....	6
4. Analyse en dynamique : Quatrième trimestre 2011.....	13
5. Prix de vente sur le marché de détail de l'électricité.....	16
<b>Le marché de gros de l'électricité .....</b>	<b>21</b>
1. Introduction .....	21
2. Activité sur le marché de gros français.....	22
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne .....	27
4. Les fondamentaux du marché de l'électricité .....	33
5. Volumes d'imports/exports.....	36
6. Concentration du marché français de l'électricité .....	37
<b>Le marché du gaz .....</b>	<b>39</b>
<b>Le marché de détail du gaz .....</b>	<b>39</b>
1. Introduction .....	39
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif .....	40
3. Etat des lieux au 31 décembre 2011 .....	41
4. Analyse en dynamique : Quatrième trimestre 2011.....	48
5. Prix de vente du gaz naturel sur le marché de détail.....	51
<b>Le marché de gros du gaz.....</b>	<b>55</b>
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.....	60
4. Suivi des infrastructures.....	63
5. Concentration du marché français du gaz .....	64
<b>Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz.....</b>	<b>66</b>
<b>Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité .....</b>	<b>67</b>
<b>Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz .....</b>	<b>69</b>

# 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](http://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 :

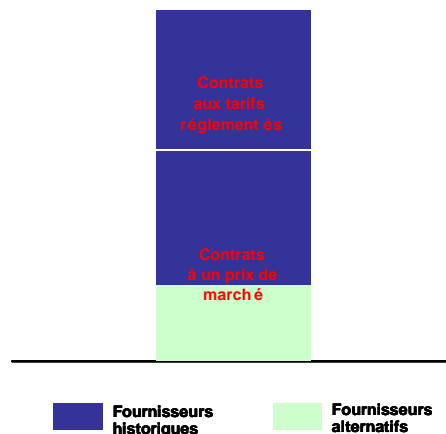
- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises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

Au 31 décembre 2011, 35,5 millions de sites sont éligibles<sup>1</sup>, ce qui représente environ 447<sup>2</sup> TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients peuvent disposer de 2 types de contrats :

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

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



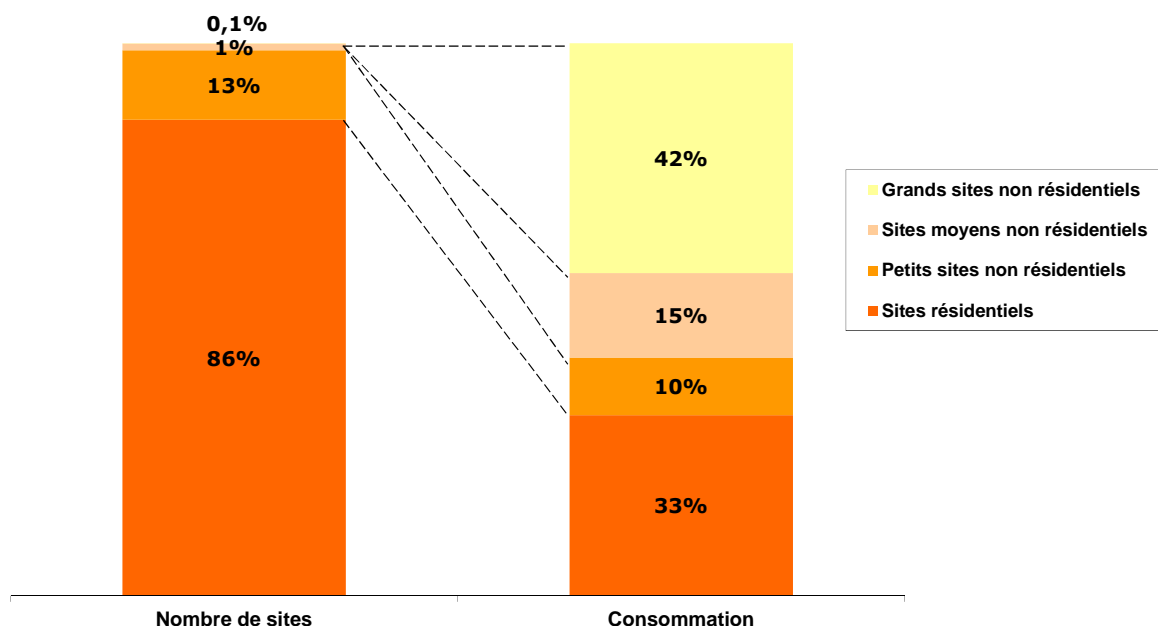
Les principales sources de l'observatoire sont les fournisseurs historiques, RTE et les sept plus grands gestionnaires de réseaux de distribution : Electricité Réseau Distribution France (ex EDF Réseau de Distribution), Electricité de Strasbourg, Gaz et Electricité de Grenoble, URM (ex Usine d'Electricité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

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

<sup>2</sup> Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité à la consommation des clients raccordés aux principaux gestionnaires de réseaux, qui représente 440 TWh.

## 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 décembre 2011

#### A) Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

##### Synthèse en nombre de sites

	Sites résidentiels		Sites non résidentiels	
Situation (en nombre de sites)	Au 31 décembre 2011	Au 30 septembre 2011	Au 31 décembre 2011	Au 30 septembre 2011
<b>Nombre total de sites</b>	<b>30 611 000</b>	30 490 000	<b>4 921 000</b>	4 909 000
– Sites aux tarifs réglementés	<b>28 773 000</b>	28 739 000	<b>4 227 000</b>	4 209 000
– Sites en offre de marché, dont :	<b>1 838 000</b>	1 751 000	<b>693 000</b>	700 000
o fournisseurs historiques	<b>12 000</b>	12 000	<b>325 000</b>	333 000
o fournisseurs alternatifs	<b>1 826 000</b>	1 739 000	<b>368 000</b>	367 000
<b>Parts de marché des fournisseurs alternatifs</b>	<b>5,9%</b>	5,7 %	<b>7,5%</b>	7,5 %

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

##### Synthèse en consommation annualisée

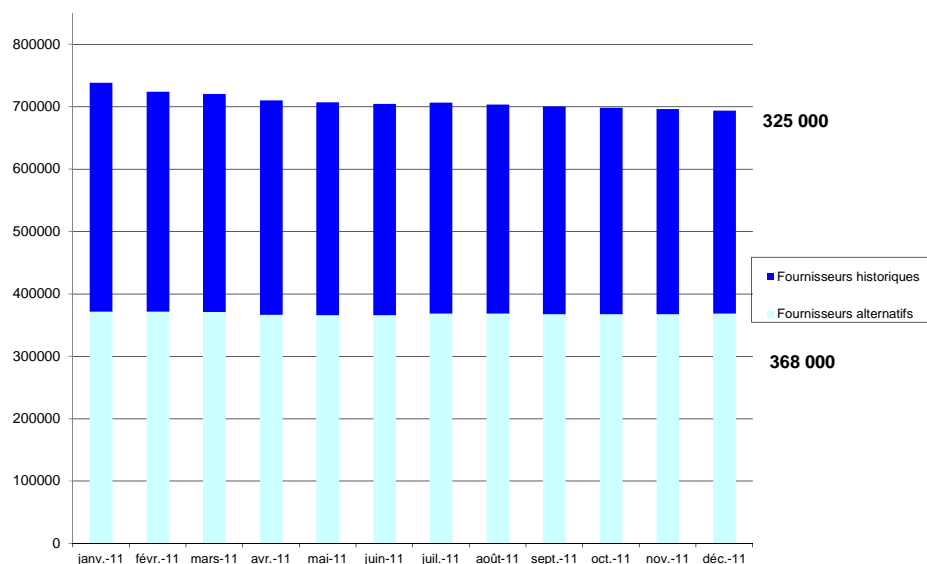
	Sites résidentiels		Sites non résidentiels	
Situation (en consommation annualisée)	Au 31 décembre 2011	Au 30 septembre 2011	Au 31 décembre 2011	Au 30 septembre 2011
<b>Consommation totale des sites</b>	<b>143,8 TWh</b>	143,2 TWh	<b>296,1 TWh</b>	293,5 TWh
– Sites aux tarifs réglementés	<b>135,2 TWh</b>	135 TWh	<b>166,2 TWh</b>	162 TWh
– Sites en offre de marché, dont :	<b>8,6 TWh</b>	8,2 TWh	<b>129,9 TWh</b>	131,5 TWh
o fournisseurs historiques	~ 0,1 TWh	~ 0,1 TWh	<b>69,0 TWh</b>	74,2 TWh
o fournisseurs alternatifs	<b>8,5 TWh</b>	8,1 TWh	<b>60,9 TWh</b>	57,3 TWh
<b>Parts de marché des fournisseurs alternatifs</b>	<b>5,9%</b>	5,6 %	<b>20,5 %</b>	19,5 %

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

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

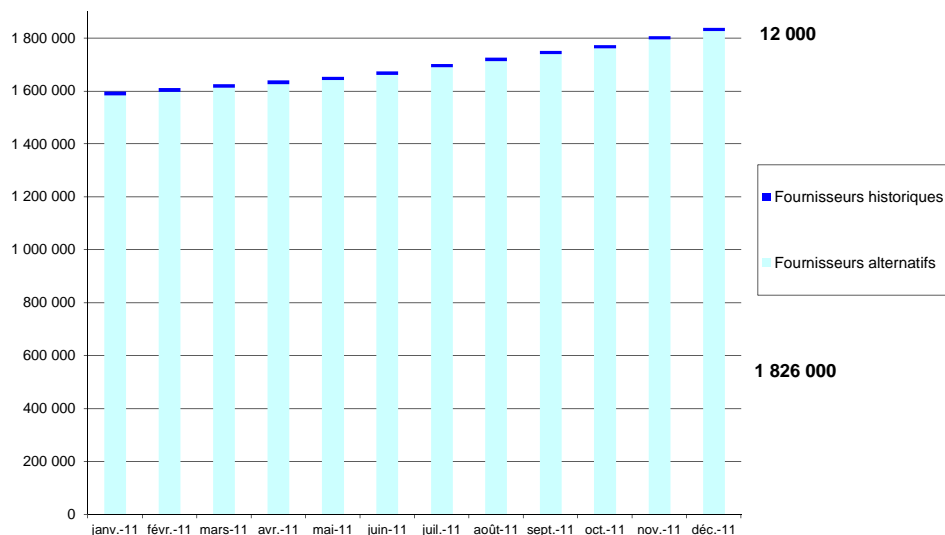
## B) Evolution du nombre de sites en offre de marché

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



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

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

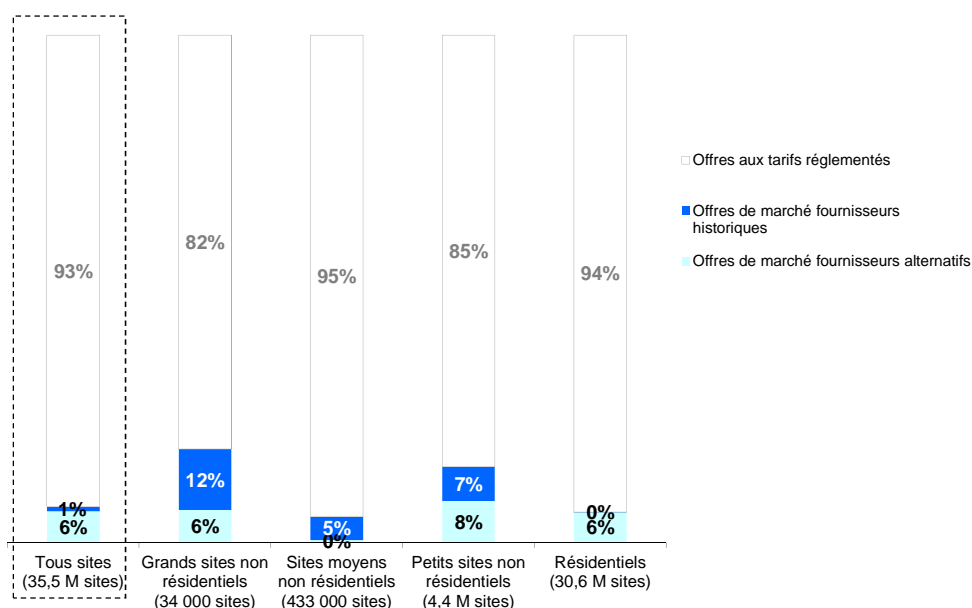


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 décembre 2011, environ 693 000 sites non résidentiels et 1 838 000 sites résidentiels sont en offre de marché.

### C) Parts de marché en nombre de sites au 31 décembre 2011

#### Répartition des sites par type d'offre au 31 décembre 2011

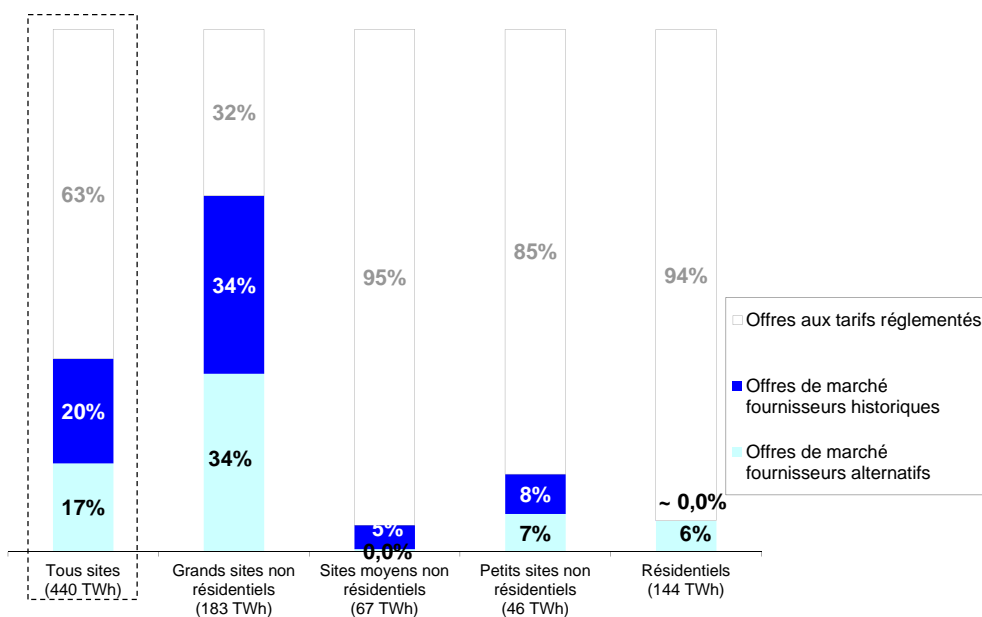


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 décembre 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 décembre 2011

#### Répartition des consommations par type d'offre au 31 décembre 2011

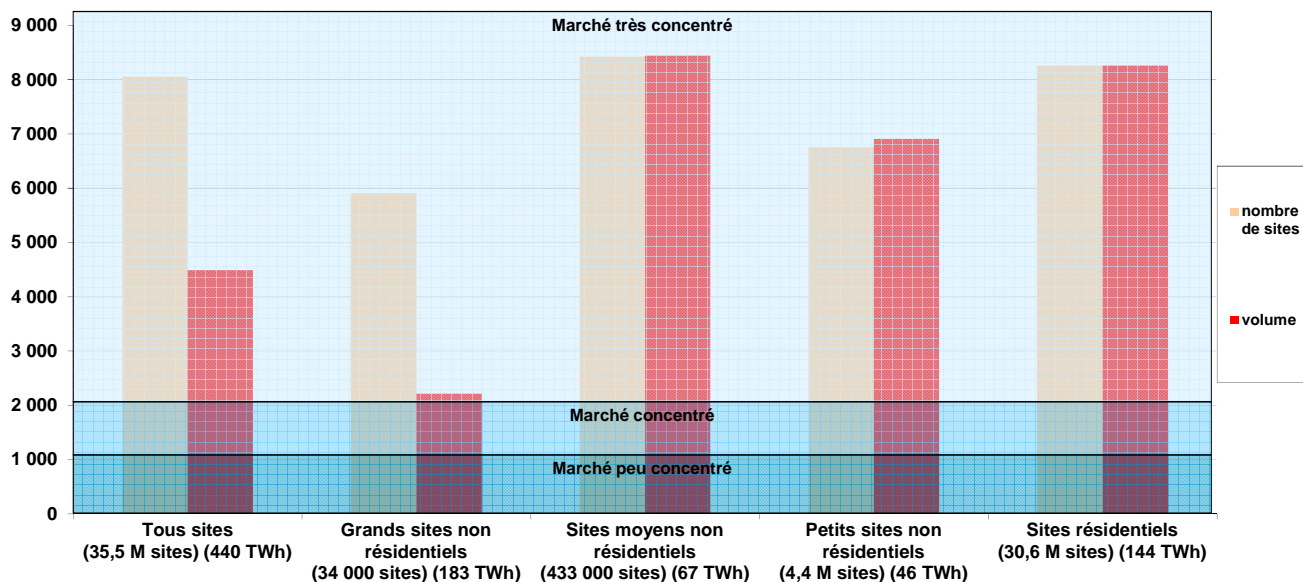


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE



### E) Indice HHI par segment de marché

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)<sup>3</sup> 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.



### F) Données sur le dispositif ARENH

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

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

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

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

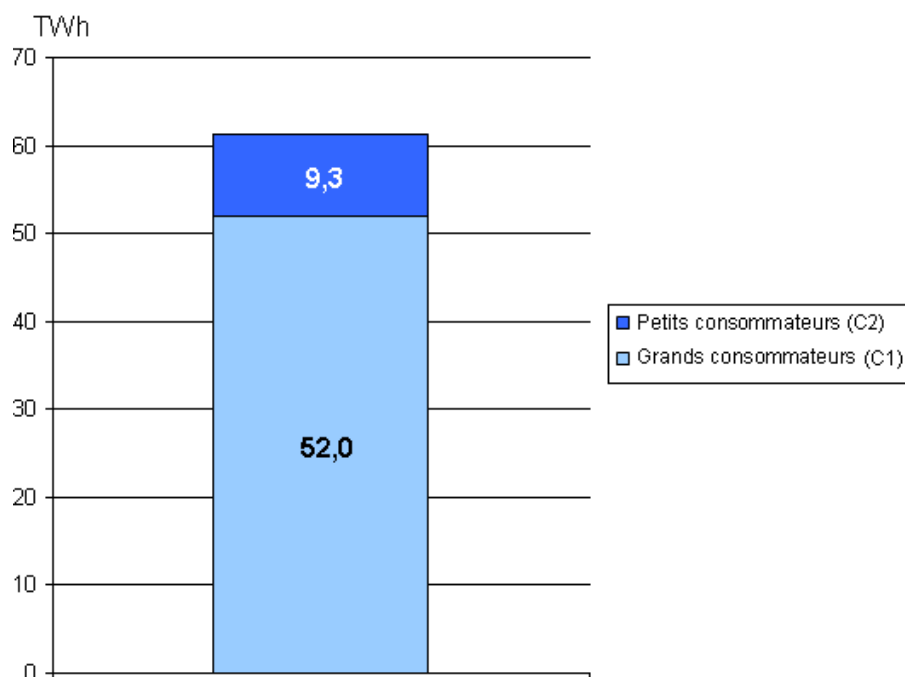
Le produit livré est défini par l'arrêté du 16 mai 2011 et peut être de deux formes, selon que le fournisseur alimente des clients profilés relevant des profils RES et PRO, dits petits consommateurs (catégorie C2) ou des clients ne relevant pas de cette catégorie, dits grands consommateurs ainsi que les acheteurs pour les pertes (catégorie C1). Jusqu'en 2015, le produit livré pour la catégorie C1 est plat, tandis que le produit livré pour la catégorie C2 est modulé. Par ailleurs, le prix de l'ARENH a été

<sup>3</sup> L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800.

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

fixé par l'arrêté du 17 mai 2011 à 40 €/MWh du 1<sup>er</sup> juillet 2011 au 31 décembre 2011, puis à 42 €/MWh à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012.

#### Volume total d'ARENH prévu pour la première période de livraison juillet 2011- juin 2012



Source : Analyse CRE

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

G) Fournisseurs d'électricité actifs au 31 décembre 2011

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE<sup>4</sup>  
et actifs<sup>5</sup> au 31 décembre 2011












Fournisseur, Marques commerciales		Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites Résidentiels
<b>Fournisseurs alternatifs<sup>6</sup> d'électricité</b>					
Alpiq Energie		•			
Direct Energie – EBM Entreprises SAS		•		•	•
Edenkia		•			
E.ON Energie		•			
Enercoop		•	•	•	•
EGL		•			
Endesa Energia		•			
Enel France		•			
Energem				•	•
Enovos		•			
GDF Suez	 	•		•	•
Lampiris				•	•

<sup>4</sup> Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 24 février 2012 à partir du moteur de recherche des fournisseurs par code postal.

<sup>5</sup> 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.

<sup>6</sup> 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
Vattenfall		•			
Iberdrola		•			
Oddo Power		•			
Planète UI				•	•
Poweo		•	•	•	•
Proxelia					•
SNET		•			
<b>Fournisseurs historiques<sup>7</sup> d'électricité</b>					
Alterna				•	•
EDF	 	•	•	•	•
GEG Source d'Energies		•	•	•	•

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

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

- ☐ sont inscrits dans le moteur de recherche des fournisseurs par code postal, en ligne sur le site [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr) ;
- ☐ 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.

<sup>7</sup> Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur historique.

Au 31 décembre 2011, environ 160 fournisseurs non nationaux d'électricité sont actifs sur le territoire, dont les fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution). Ces fournisseurs présents localement ou régionalement sur le territoire proposent des offres à un ou plusieurs segments de clientèle.

#### 4. Analyse en dynamique : Quatrième trimestre 2011

##### A) Tableau de synthèse du trimestre écoulé

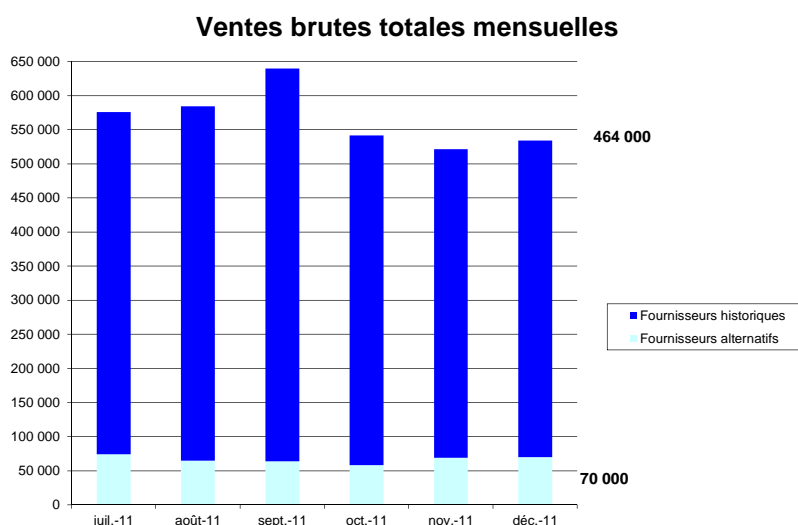
Les ventes brutes mensuelles d'un fournisseur correspondent au nombre de sites ayant conclu un contrat au cours du trimestre considéré à l'occasion d'une mise en service ou d'un changement de fournisseur. Les ventes brutes, en offre de marché ou au tarif réglementé, mesurent l'efficacité commerciale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

AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	T4 2011	T3 2011	T4 2011	T3 2011
<b>Ventes brutes totales, dont :</b>	<b>1 429 000</b>	1 638 000	<b>168 000</b>	161 000
• fournisseurs historiques	<b>1 241 000</b>	1 448 000	<b>158 000</b>	149 000
• fournisseurs alternatifs	<b>188 000</b>	190 000	<b>9 700</b>	12 000
<b>Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment</b>	<b>13,1%</b>	11,6 %	<b>5,7%</b>	7,4 %

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

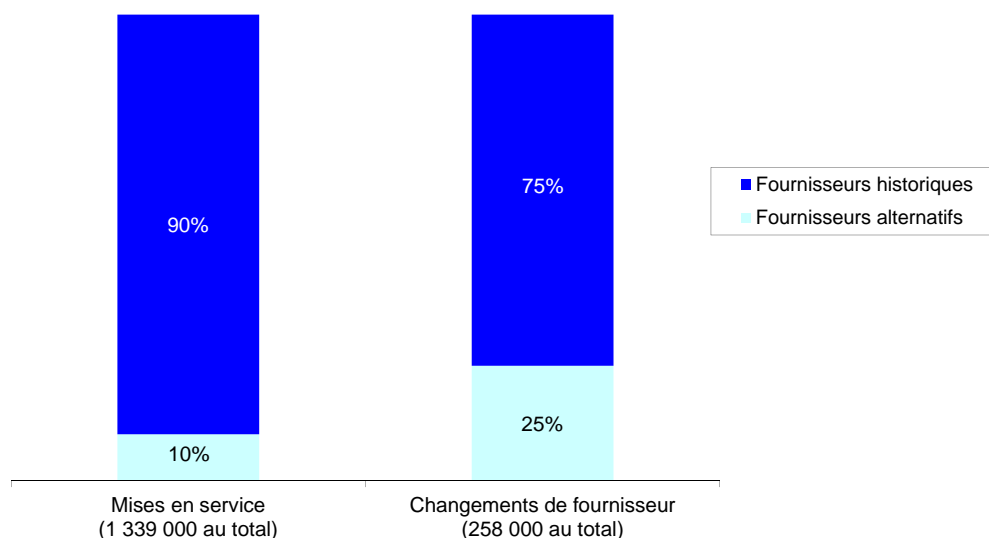
Note technique : Les données de ventes brutes sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont calculées à partir des données réelles.

##### B) Ventes brutes sur les mois écoulés



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

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



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

*Exemple de lecture : au cours du quatrième trimestre 2011, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 10% des 1 339 000 mises en service effectuées.*

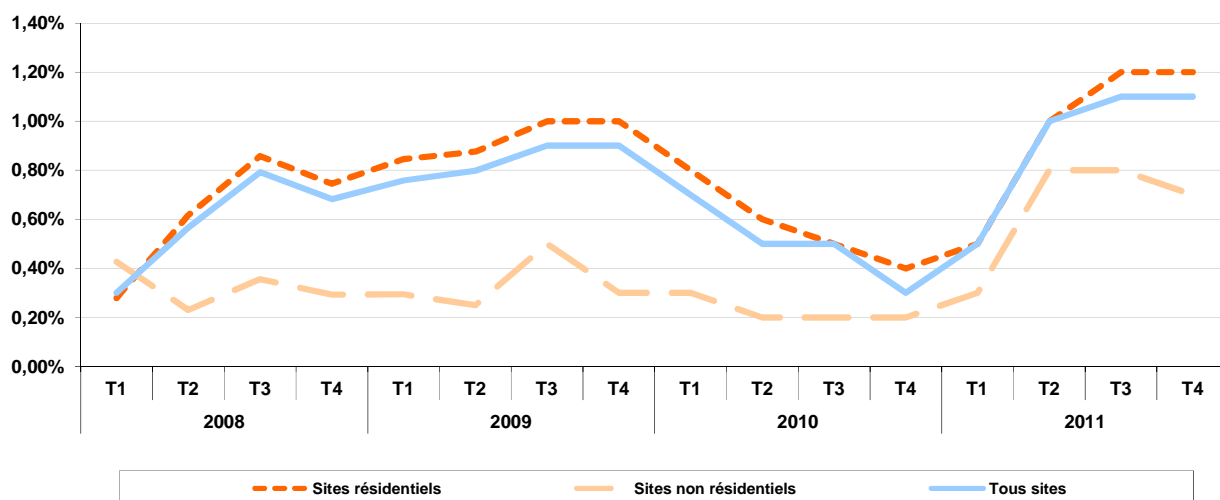
### C) Taux de changement de fournisseur (taux de switch)

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

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

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

## Évolution du taux de switch par segment de clientèle



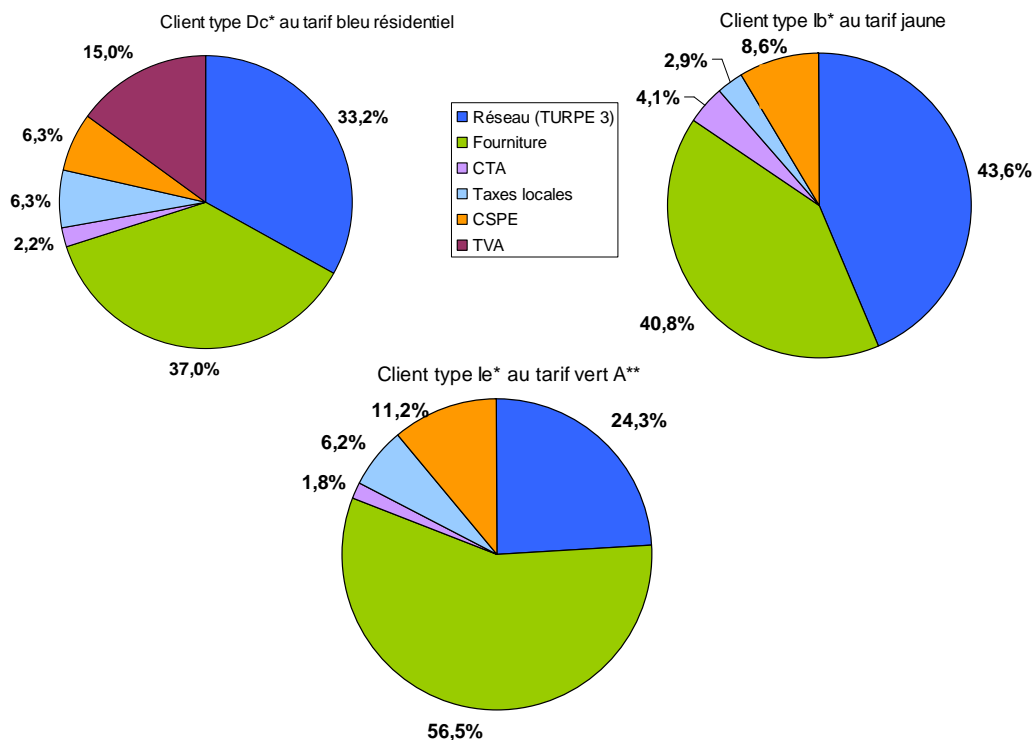
Sources : RTE, GRD – Analyse : CRE

*Exemple de lecture : au cours du troisième trimestre 2011, 1,2 % des clients résidentiels ont soit :*

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

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

### A) Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente au 31 décembre 2011



Source : Analyses CRE

\* Selon la définition de client type d'Eurostat :

Dc : client résidentiel consommation entre 2500 et 5000 KWh

Ib : client industriel consommation entre 20- 500 MWh

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

\*\* Note : Pour les tarifs jaunes et les tarifs verts A, la TVA ne figure pas parmi les postes de coûts couverts par la facture car les clients à ces tarifs bénéficient généralement d'une exonération de TVA.

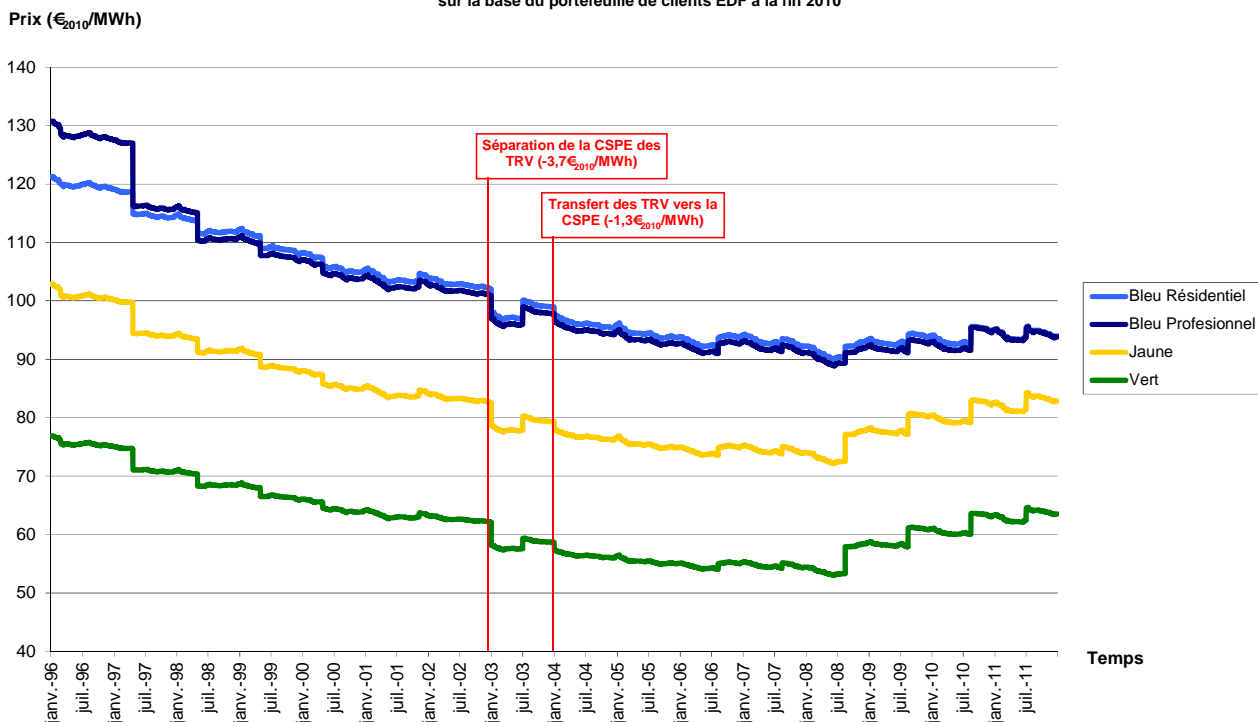
Les clients au tarif vert A sont reliés au réseau de distribution.

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



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

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

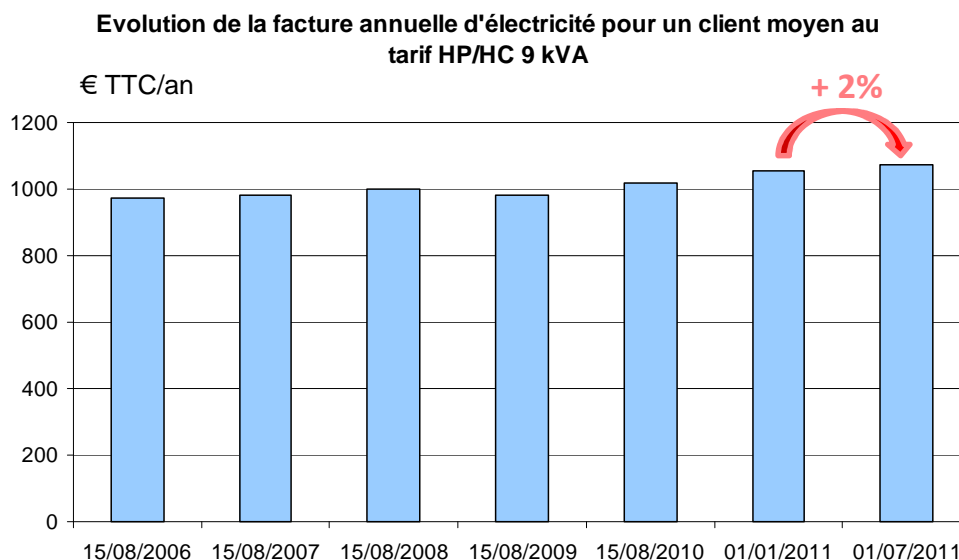
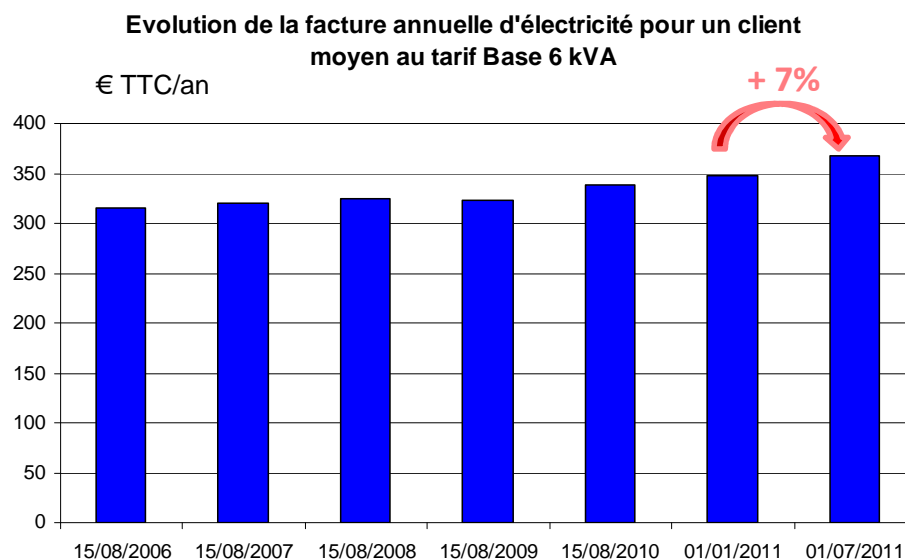


Source : Analyses CRE

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

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

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



Source : Analyse CRE

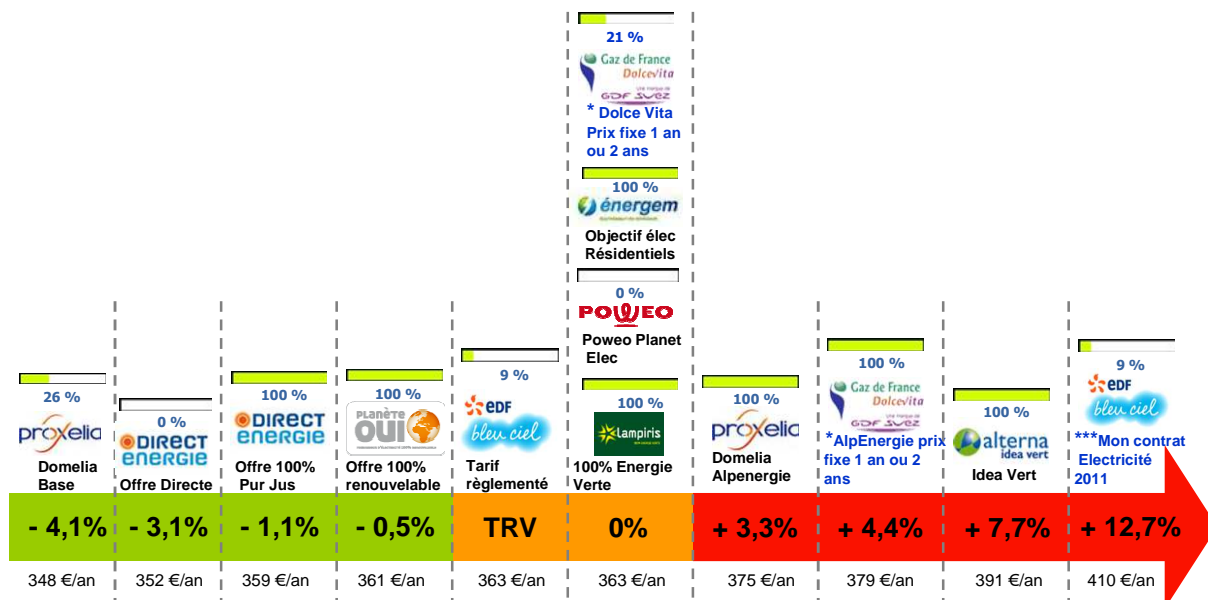
<sup>8</sup> Depuis le 1er trimestre 2011, les taxes locales ont été établies sur la base du maximum réglementaire prévu.

## D) Comparaison des offres

Deux offres existent sur le marché :

- les tarifs réglementés de vente
- les offres de marché, soit à prix indexé sur les tarifs réglementés de vente, soit à prix fixe indépendant des tarifs réglementés de vente

### Comparaison des offres pour un client Base 6 kVA<sup>9</sup>



Exemple de lecture:

Comparaison réalisée sur un <b>client résidentiel</b> :	
• de puissance souscrite <b>6 kVA</b> ,	% d'énergie verte: 100 %
• de consommation annuelle <b>2 400 KWh</b> en <b>Base</b>	Logo fournisseur: EDF
• Situé à Paris	Nom offre: Tarif réglementé
Facture TTC estimée par an hors « promo »	Différence de prix par rapport aux TRV: <b>TRV</b>
	Estimation de facture annuelle: 363€/an

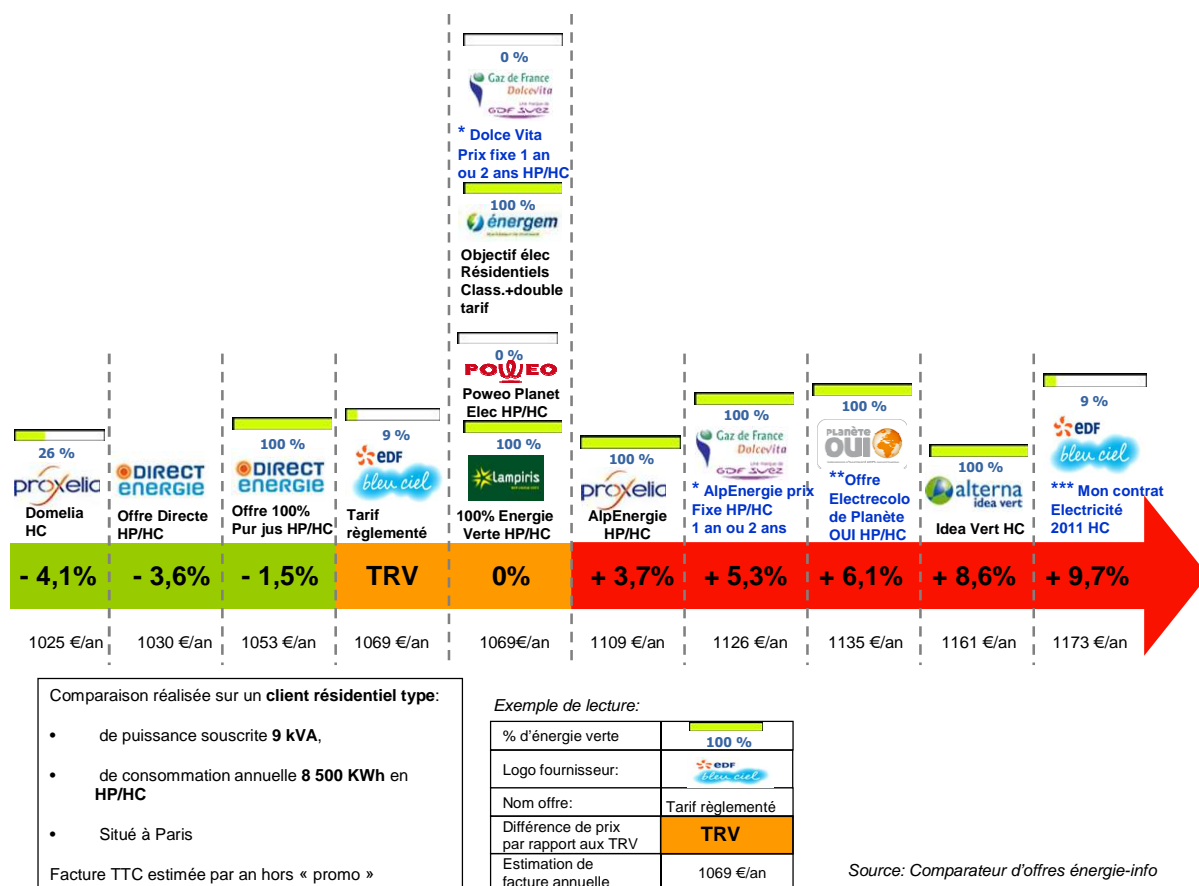
Source: Comparateur d'offres énergie-info

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

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

<sup>9</sup> Offres actualisés au 24 février 2012 à partir du comparateur d'offres sur le site energie-info.fr

## Comparaison des offres pour un client HP/HC 9 kVA<sup>10</sup>



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

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

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

<sup>10</sup> Offres actualisés au 24 février 2012 à partir du comparateur d'offres sur le site energie-info.fr

# Le marché de gros de l'électricité

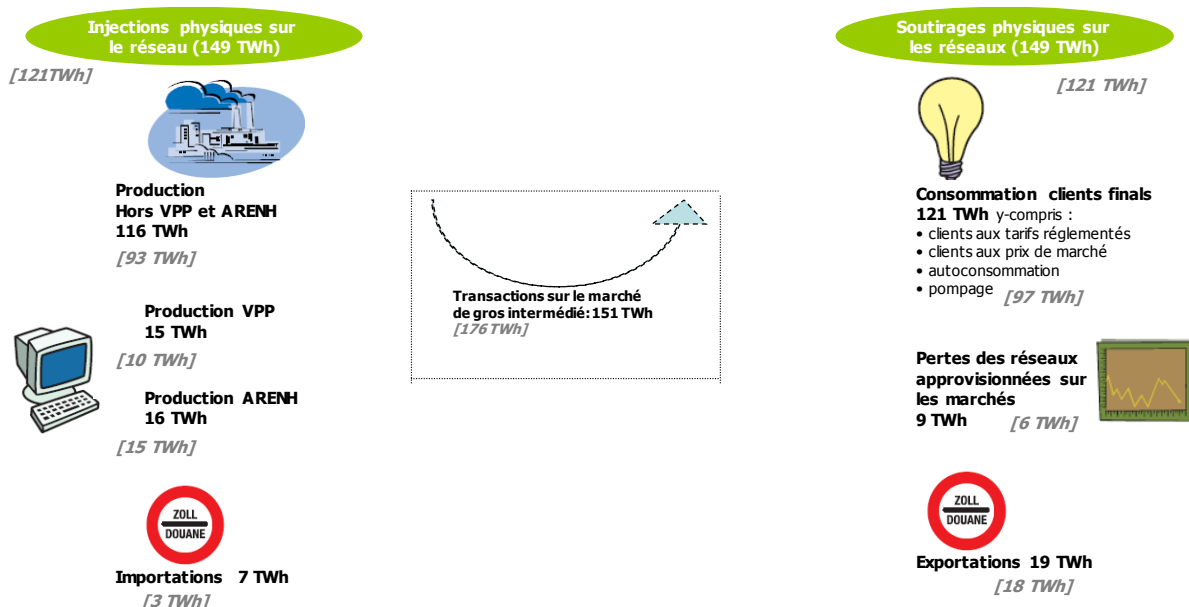
## 1. Introduction

### A) Les principales dates concernant le marché de gros français

- **Novembre 2000** : la CRE valide la première version du contrat de responsable d'équilibre (RE)
- **Début 2001** : premiers achats de pertes sur le marché par RTE
- **Mai 2001** : premières cotations OTC publiées concernant le marché français
- **Septembre 2001** : premières mises aux enchères de capacités de production par EDF (VPP)
- **Novembre 2001** : lancement du marché Powernext Day-Ahead
- **Juin 2004** : lancement du marché Powernext Futures
- **Juillet 2004** : premiers achats de pertes sur le marché par ERDF
- **Janvier 2006** : mise en place d'enchères de capacités explicites aux frontières (à l'exception de la Suisse)
- **Novembre 2006** : démarrage du market coupling entre la France, la Belgique et les Pays-Bas.
- **Juillet 2007** : lancement des marchés Powernext Intraday et Continuous
- **Avril 2009** : fusion de Powernext et EEX ; lancement d'EPEX Spot et d'EPD pour les produits à terme
- **Novembre 2010** : extension du market coupling entre la France, la Belgique et les Pays-Bas au Luxembourg et à l'Allemagne.
- **Juillet 2011** : ouverture des droits à l'ARENH
- **Novembre 2011** : les produits *futurs* négociés sur EPD France deviennent à règlement financier
- **Novembre 2011** : arrêt des enchères VPP<sup>11</sup>

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



Source : RTE – données [T3] et T4 2011 - Analyse : CRE

<sup>11</sup> [http://encherescapacites.edf.com/fichiers/fckeditor/File/Encheres/DecisionCE\\_Fin\\_VPP\\_301111.pdf](http://encherescapacites.edf.com/fichiers/fckeditor/File/Encheres/DecisionCE_Fin_VPP_301111.pdf)

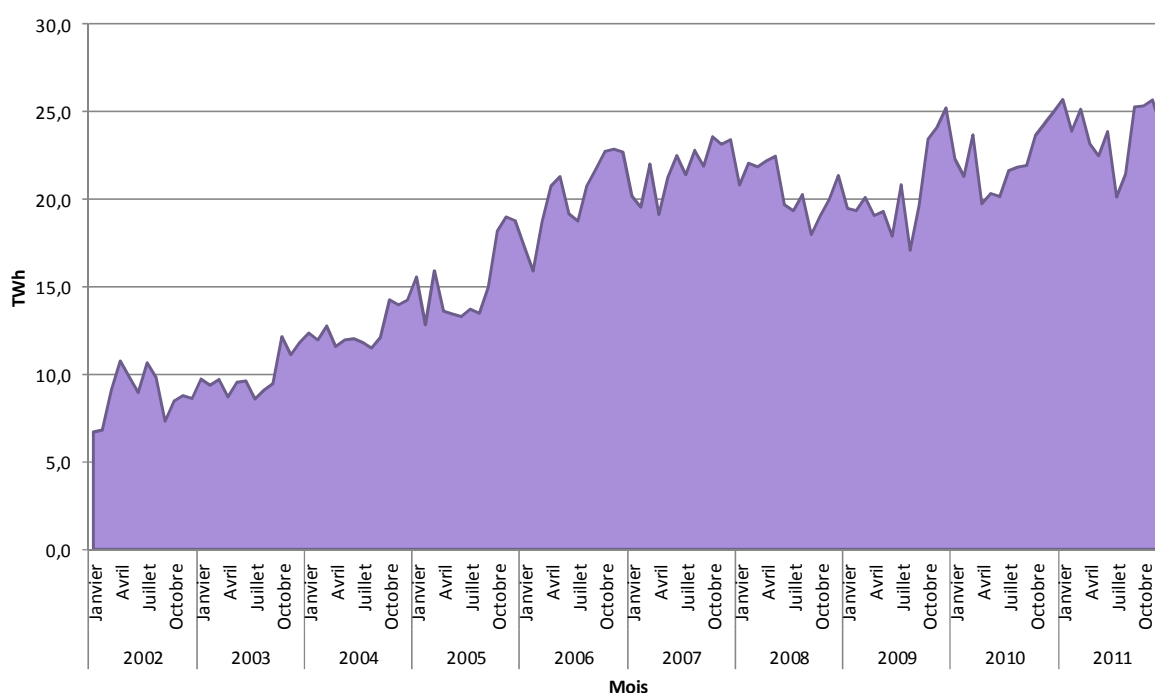
## 2. Activité sur le marché de gros français

### A) Activité sur le marché de gré à gré

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

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

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



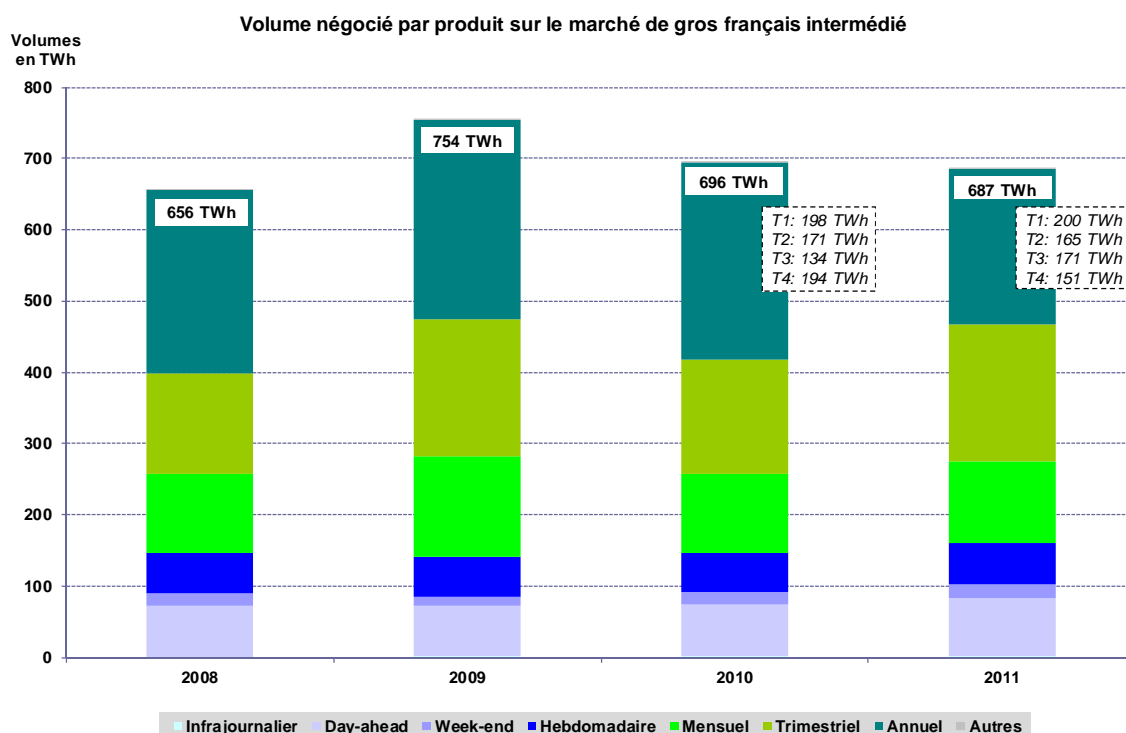
Source : RTE – Analyse : CRE

Le volume des livraisons sur le marché de gré à gré s'élève à 75 TWh au quatrième trimestre 2011. En hausse de 12% par rapport au trimestre précédent et de 3% par rapport à la même période l'année précédente, ce volume a représenté 59% de la consommation nationale, contre 67% au troisième trimestre 2011 et 51% à la même période l'année précédente.

### B) Evolution du négoce sur le marché intermédié français

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

## Vue globale du négoce sur le quatrième trimestre 2011



### Produits spot<sup>12</sup> :

21 TWh ont été échangés sur le marché spot au quatrième trimestre 2011 : les volumes sont donc restés stables par rapport au trimestre précédent et ont augmenté de 5% par rapport à l'année 2010 à la même période.

Le marché de l'intraday représente 4% du total des volumes échangés sur le spot, et la quasi-totalité des échanges se fait sur EPEX Spot. L'activité a fortement progressé par rapport au trimestre précédent avec 0,81 TWh échangés pour 29 000 transactions, contre 0,67 TWh et 22 000 transactions le trimestre précédent. Les échanges cross-border représentent 77% des volumes et 81% des transactions, des chiffres en progression par rapport au trimestre précédent (respectivement 73% et 77%).

Sur le *day-ahead*, les volumes ont stagné par rapport au trimestre précédent (-1%) et légèrement progressé par rapport à 2010 (+3%). Cette évolution est le résultat d'une forte baisse sur les marchés OTC (-28% par rapport au trimestre précédent) et d'une forte hausse sur le marché organisé (+12%). La part des volumes *day-ahead* négociés sur EPEX Spot progresse donc nettement au quatrième trimestre 2011 : elle s'établit à 76% contre 67% au trimestre précédent et 70% en 2010.

### Produits à terme<sup>13</sup> :

Au quatrième trimestre 2011, 113 TWh ont été échangés sur l'ensemble des produits à terme<sup>14</sup>, en baisse de 6% par rapport au trimestre précédent et de 20% par rapport au 4<sup>ème</sup> trimestre 2010. Avec

<sup>12</sup> A partir de ce trimestre, et contrairement aux précédentes publications, les chiffres pour les produits spot incluent les échanges intraday cross-border ; les évolutions sont calculées à périmètre constant et peuvent donc ne pas correspondre aux chiffres publiés dans les précédents observatoires.

<sup>13</sup> 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.

environ 4 700 transactions, la liquidité a également baissé (-20% par rapport au trimestre précédent et -17% comparé à la même période en 2010).

La baisse des volumes constatés sur les produits à terme est due à une forte diminution des volumes échangés sur les produits mensuels et trimestriels, compensée dans une certaine mesure par une forte hausse des volumes échangés sur les produits annuels : on constate ainsi un effet de substitution des maturités de moyen terme vers des maturités plus longues.

La baisse de l'activité sur les marchés à terme est essentiellement due à la baisse de l'activité sur les plateformes de courtage : la très grande majorité des échanges pour les produits à terme se font sur les marchés OTC avec 95% des volumes (93% des transactions). On note cependant une baisse encore plus prononcée sur EPD France où les volumes ont baissé de 25% par rapport au trimestre précédent et de 43% par rapport à 2010.

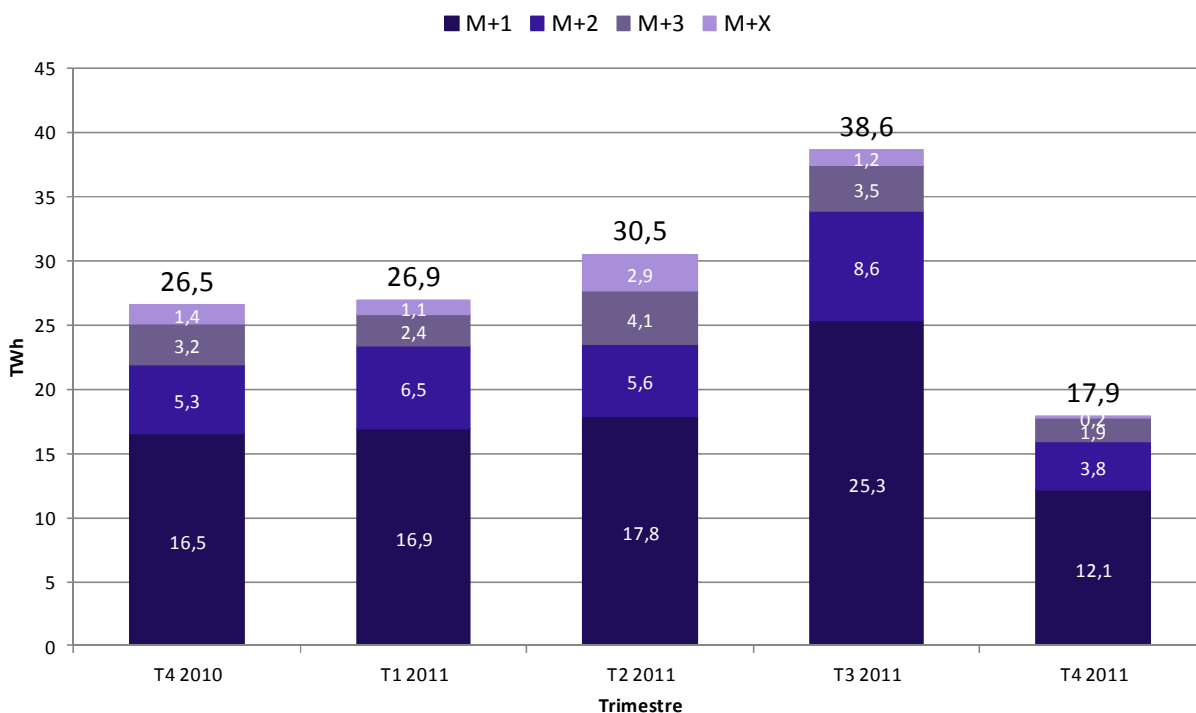
Par ailleurs, la structure des échanges est similaire sur le marché OTC et la bourse. Les volumes d'échanges sont dominés par le négoce des produits annuels (61% des volumes).

### **Produits mensuels :**

Les volumes échangés sur les produits mensuels ont fortement diminué au quatrième trimestre 2011 : environ 1800 transactions de produits mensuels représentant 17,9 TWh ont eu lieu, soit une baisse de plus de 50% par rapport au trimestre précédent et de 30% par rapport à 2010.

Tous les produits mensuels sont touchés par cette diminution, et notamment le produit M+1 qui représente plus de deux tiers du volume total négocié.

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



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

<sup>14</sup> Les produits à terme dont la période de livraison est supérieure ou égale au mois (Produits Mensuels, Trimestriels ou Annuels).

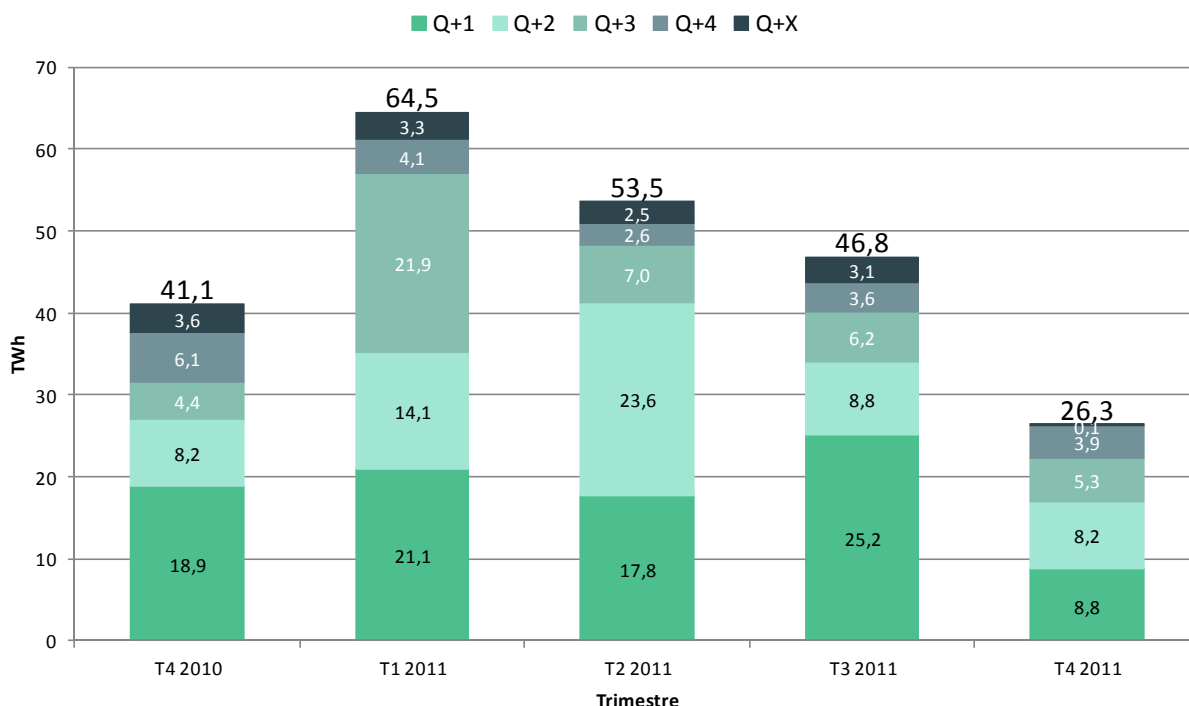


### Produits trimestriels :

Le négoce de produits trimestriels au quatrième trimestre 2011 a également fortement reculé dans son ensemble. Les volumes échangés se sont élevés à 26,3 TWh pour 1400 transactions, soit une baisse de 40% par rapport au trimestre précédent et de 30% par rapport à 2010 à la même période.

La baisse des volumes a été particulièrement importante pour les produits Q+1 (-65%), qui représentent généralement la majorité des produits trimestriels négociés : au quatrième trimestre 2011, 9 TWh seulement ont été négociés pour 2012 Q1, soit environ autant que pour 2012 Q2. Comparativement à 2010 à la même période, les volumes et les transactions ont fortement diminué pour les maturités Q+1 et Q+4 mais ont progressé pour le produit Q+3.

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



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

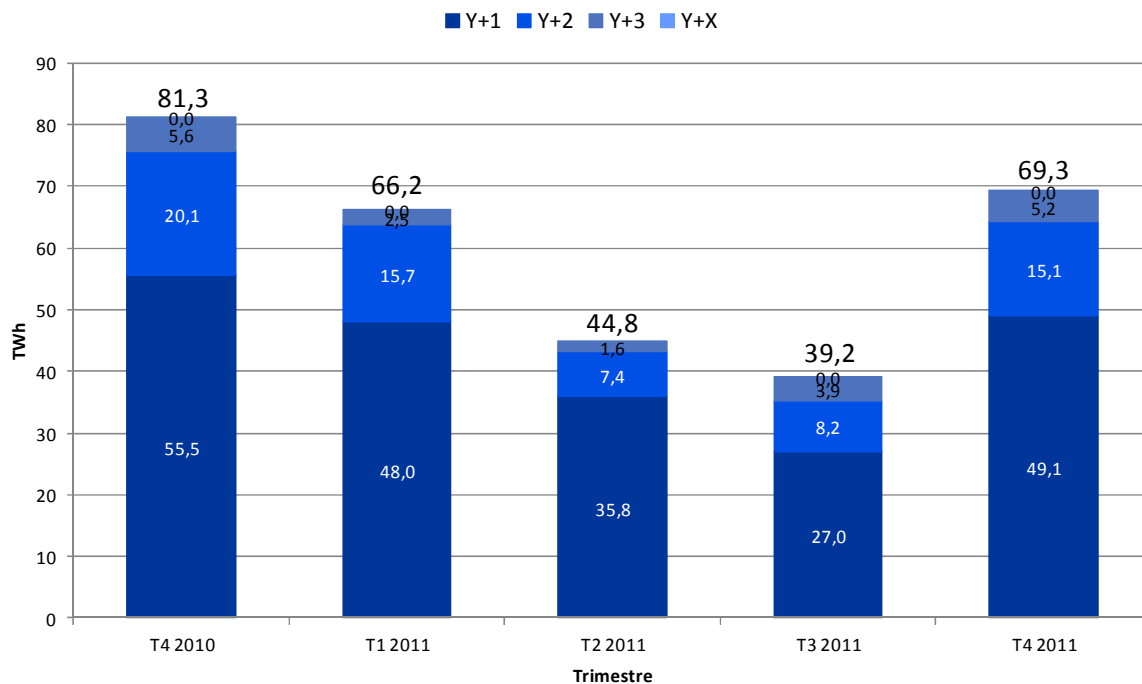
### Produits annuels :

Les volumes échangés sur les produits annuels ont fortement progressé au quatrième trimestre 2011 avec 69 TWh échangés pour 1400 transactions, soit +77% et +60% respectivement par rapport au trimestre précédent. Ces chiffres sont cependant en retrait par rapport à 2010 (-15% en volumes et en nombre de transactions).

La hausse des volumes par rapport au trimestre précédent est générale à toutes les maturités (Y+1 à Y+3). Elle a été particulièrement marquée pour le produit Y+1 (+80%) qui représente plus de 70%, ainsi que pour le produit Y+2.

En comparaison avec le quatrième trimestre de 2010, l'activité a diminué sur l'ensemble des produits annuels.

## Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié – produits annuels

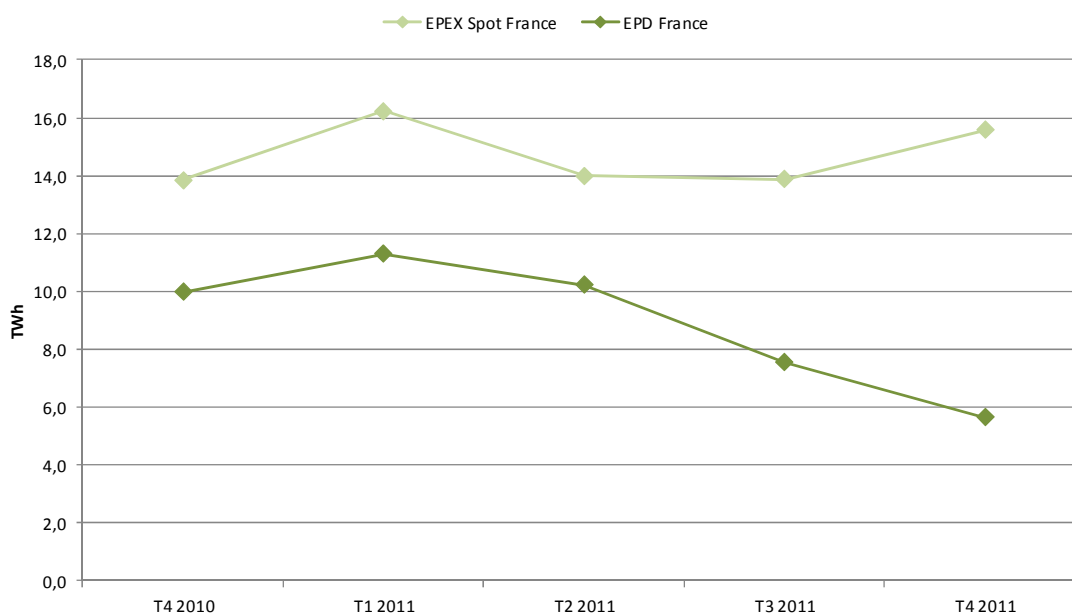


Source : brokers, EPEX Spot France, EPD France ; Analyse : CRE

### C) Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Le volume en *day-ahead* échangé sur EPEX Spot a augmenté au cours du quatrième trimestre 2011 par rapport au trimestre précédent et par rapport à la même période l'année précédente avec 15,6 TWh échangés. Sur le marché *futures* d'EPD France, les volumes poursuivent leur baisse avec 5,6 TWh échangés, soit -2 TWh par rapport au trimestre précédent et -4 TWh par rapport à 2010 à la même période.

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

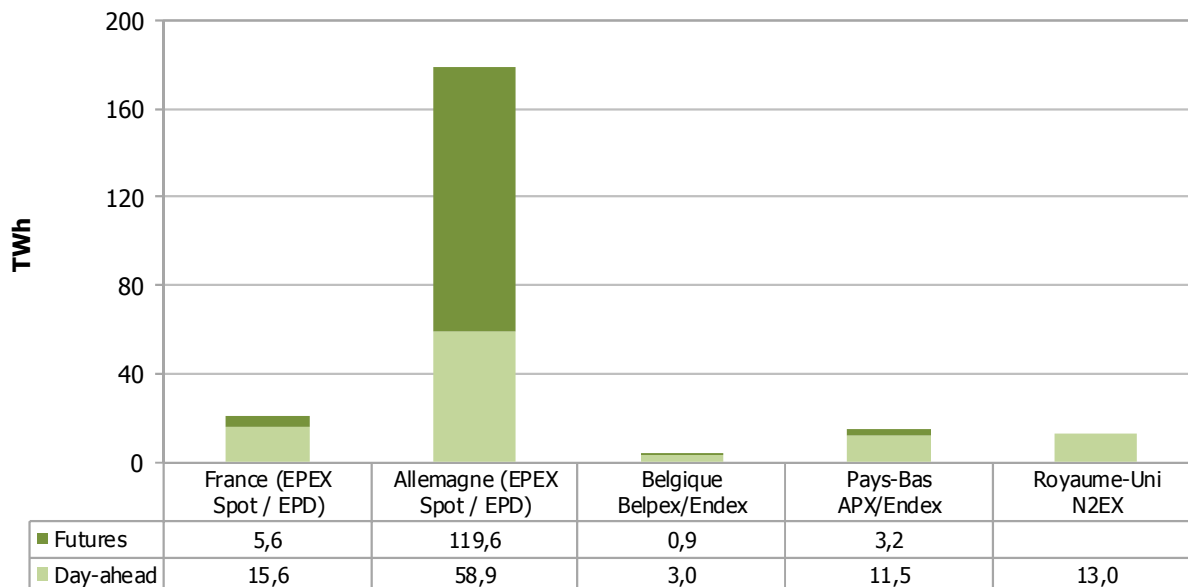


Source : EPEX Spot, EPD France

L'activité sur les marchés français se situe en deuxième place par rapport aux autres marchés européens mais reste très largement inférieure à l'activité en Allemagne.

### Volumes trimestriels échangés sur les principaux marchés organisés européens (hors OTC clearing)<sup>15</sup>

– Quatrième trimestre 2011 –



Source : EPEX Spot, EPD France, Belpex, Endex, APX, N2EX

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

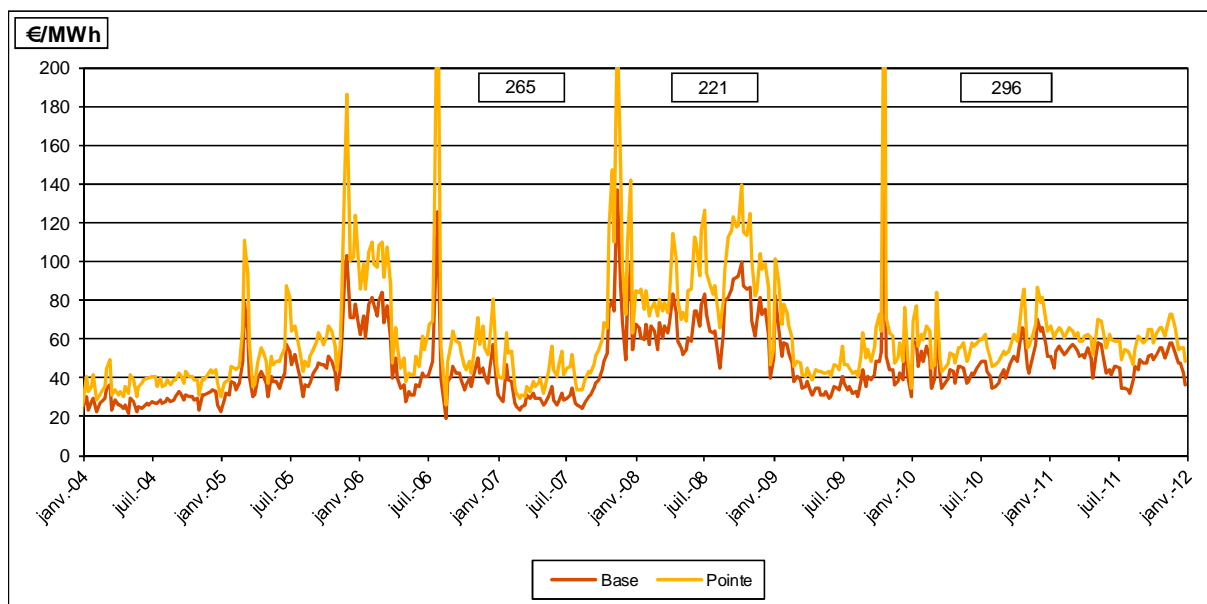
Cette section porte sur l'évolution des prix observés sur les bourses de l'électricité en Europe, sur les prix issus de la presse spécialisée pour les prix britanniques. Les évolutions commentées sont observables dans la section *Evolution des prix de l'électricité* des indicateurs électricité publiés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

#### A) Prix day-ahead

Les prix *day-ahead* cotés sur EPEX Spot ont affiché une moyenne de 51 €/MWh en base et 62 €/MWh en pointe au quatrième trimestre 2011 pour la France, soit des augmentations respectives de 18% et 9% par rapport au trimestre précédent. Le prix en base et en pointe est inférieur de 11% et 12% respectivement par rapport à 2010 à la même période.

<sup>15</sup> Le marché organisé pris comme référence pour le Royaume-Uni n'est plus APX mais N2EX.

### Prix day-ahead France sur EPEX Spot - moyennes hebdomadaires -

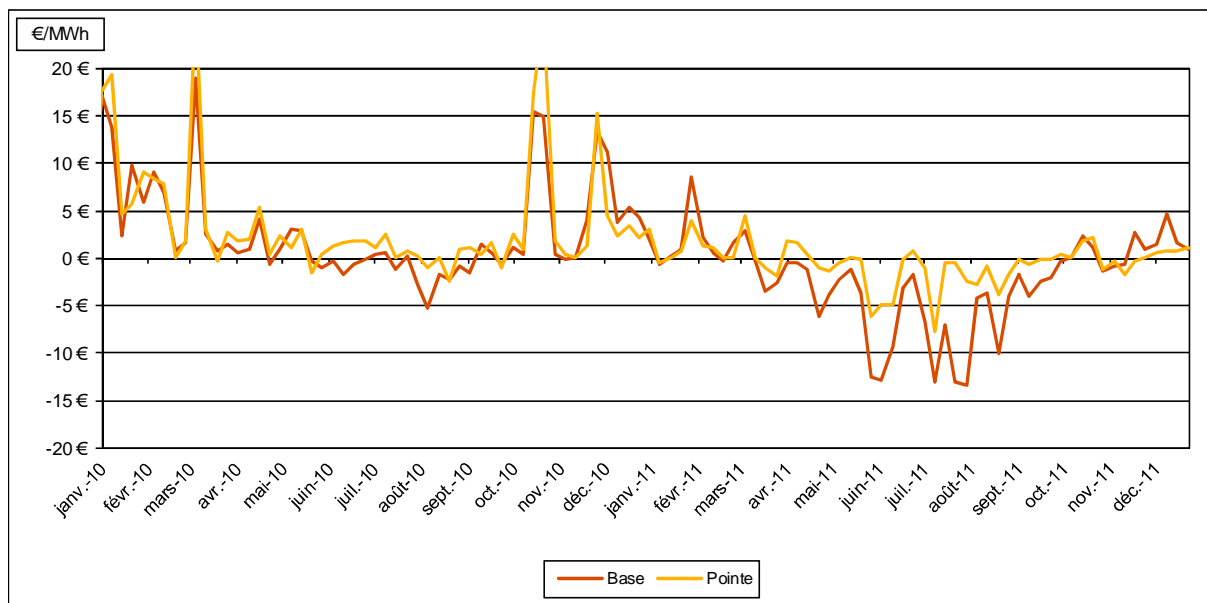


Sources : EPEX Spot – Analyse : CRE

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

Sur le marché allemand, les prix spot base et pointe ont augmenté respectivement de 1% et 5% par rapport au troisième trimestre à 50 €/MWh et 62 €/MWh. Ils sont inférieurs à ceux de 2010 (environ moins 3% en base et en pointe).

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



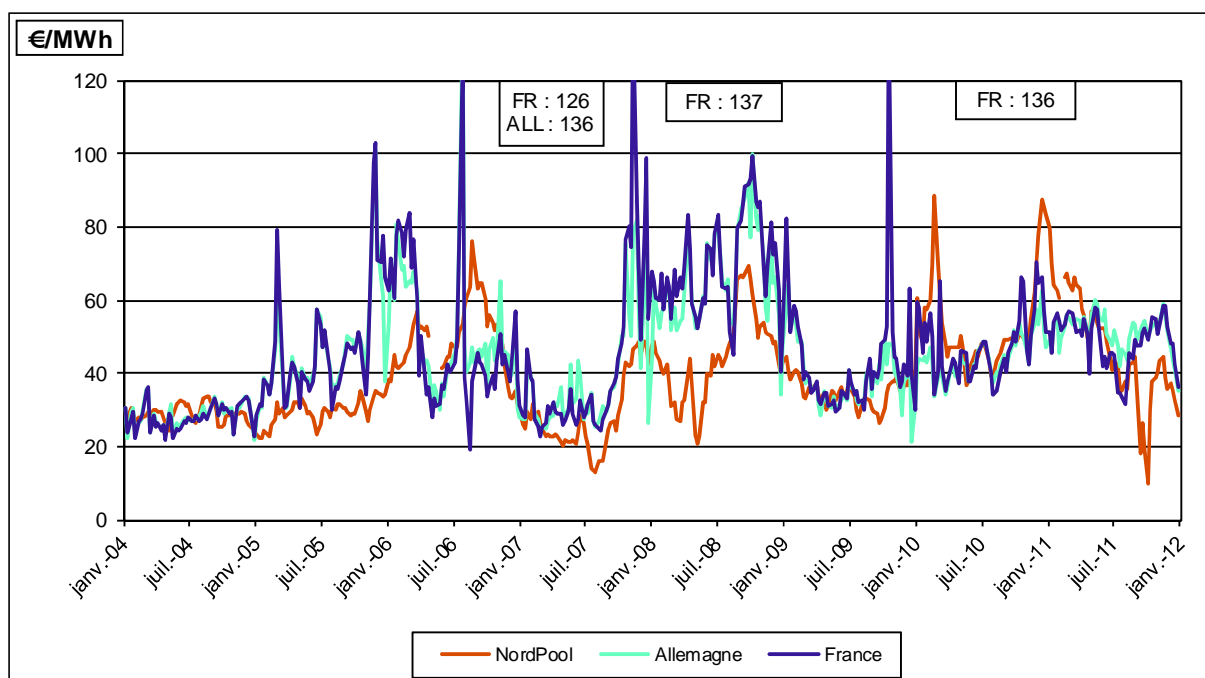
Sources : EPEX Spot – Analyse : CRE

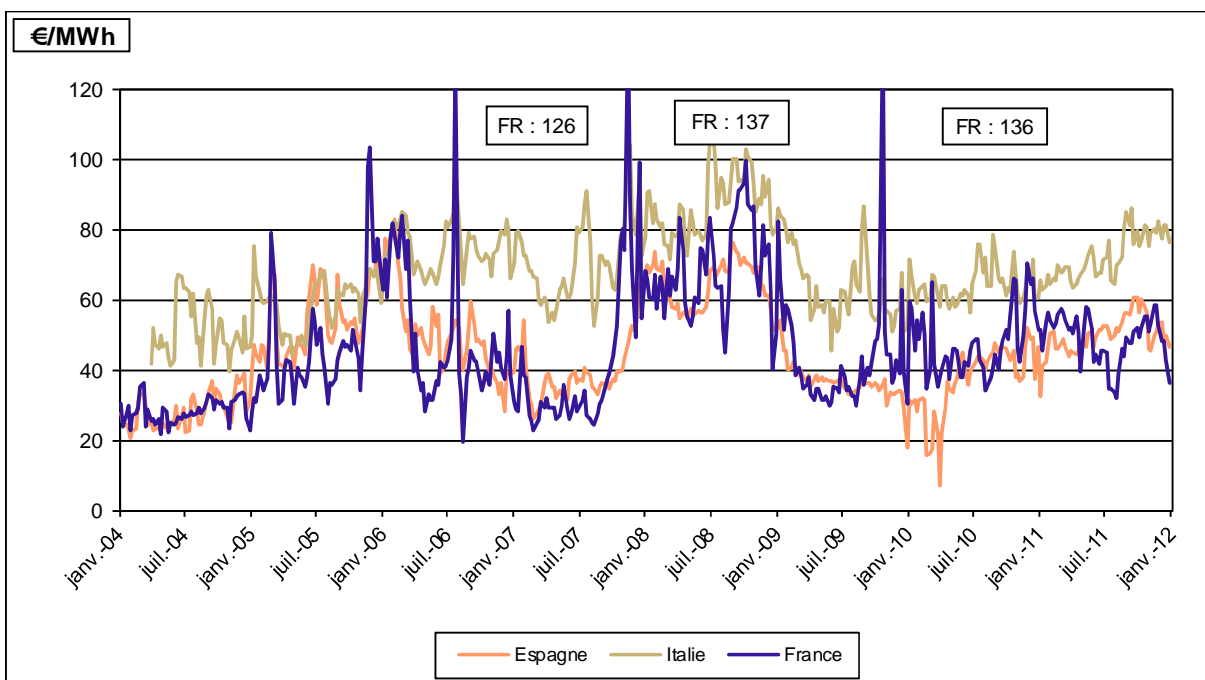
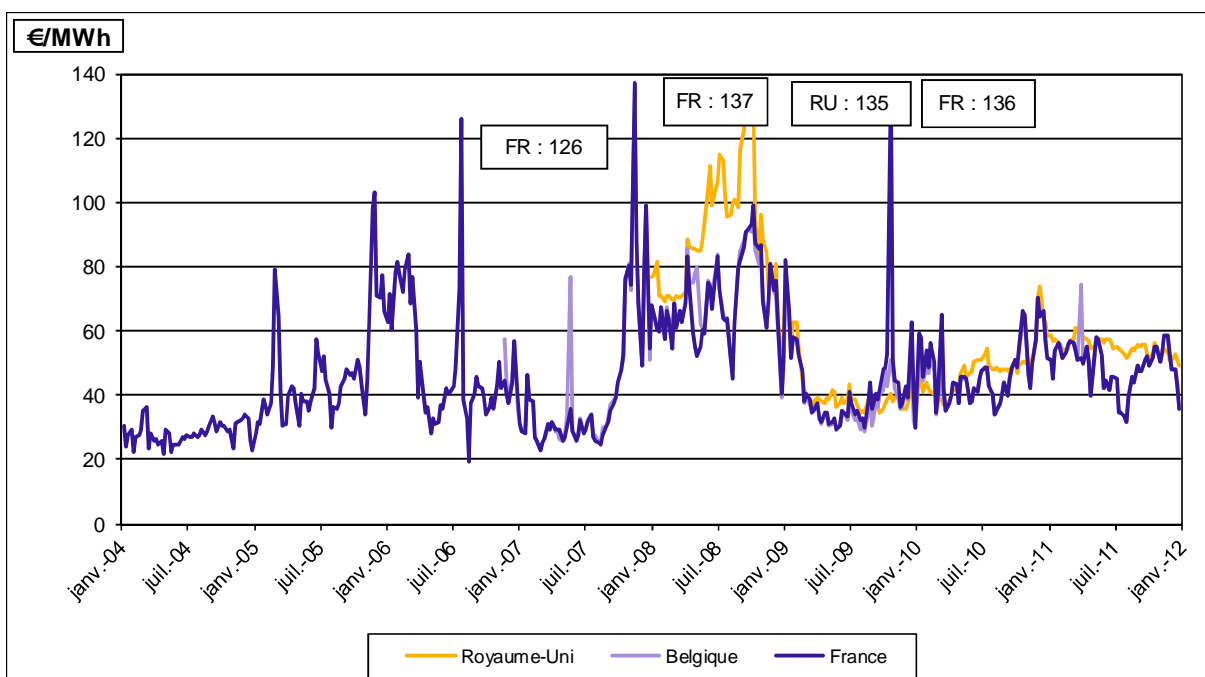
Le différentiel de prix France-Allemagne s'est inversé en moyenne trimestrielle en passant de -6,6 €/MWh à 1,0 €/MWh en base, et de -1,7 €/MWh à 0,3 €/MWh en pointe, les prix français base et pointe étant supérieurs aux prix allemands pour une grande partie de la période. Au quatrième trimestre 2010, la moyenne des différentiels France-Allemagne en base et en pointe était nettement plus élevée qu'au 4ème trimestre 2011, à environ 6 €/MWh.

Les prix base belges sont restés similaires aux prix français avec une augmentation de 18%. Les prix base italiens et suisses ont augmenté respectivement de 5% et de 21%. Au contraire, les prix du Royaume-Uni et de l'Espagne ont baissé de 3% et de 5% respectivement par rapport au trimestre dernier. Les prix base Nordpool sont bas et s'établissent en moyenne à 35 €/MWh, soit en ligne avec le trimestre précédent. La première semaine du trimestre les prix NordPool ont plongé à 10 €/MWh.

En dehors de NordPool, les prix base allemands ont été les plus bas et les prix italiens ont été les plus élevés des prix européens, à 50 €/MWh et 79 €/MWh respectivement. Les prix espagnols et anglais se sont rapprochés des prix français en base, tandis que les prix italiens ont encore un différentiel en base de 28 €/MWh avec les prix français.

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





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

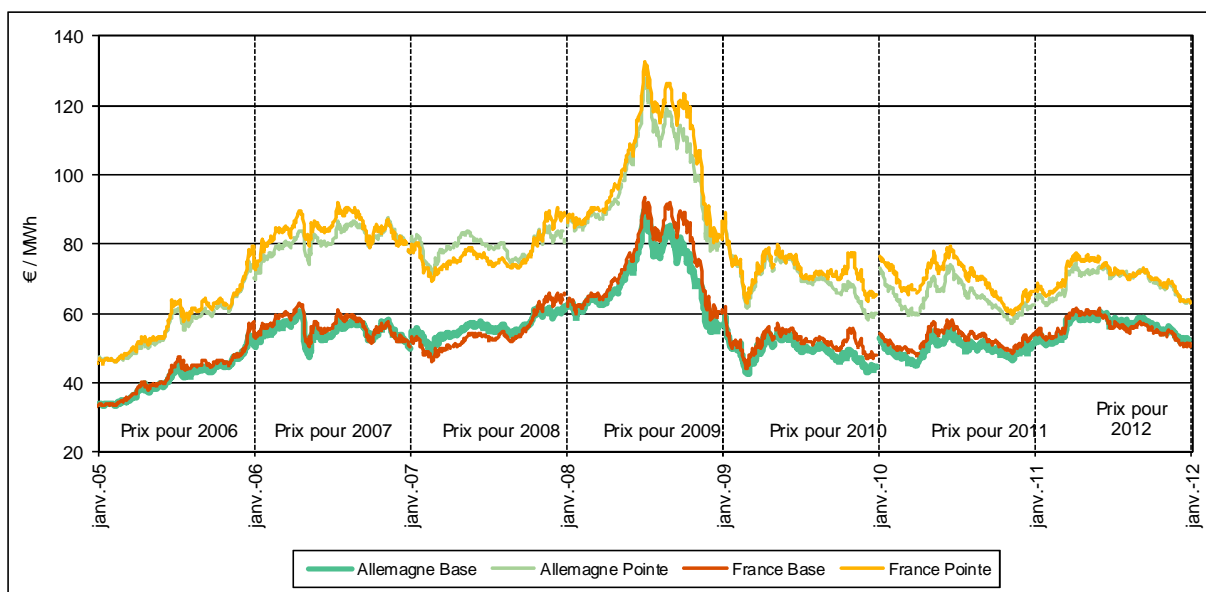
## B) Prix futures

### Produits calendaires :

Les prix des produits calendaires poursuivent leur baisse en T4 2011 par rapport à T3 2011, en France et en Allemagne.

Les prix du *future* annuel (Y+1) en base ont baissé de 5% en France et 6% en Allemagne à respectivement 53,2 €/MWh et 54,2 €/MWh en moyenne. Les prix français ont continué à être moins chers que les prix allemands tout au long du trimestre. La baisse était autour de 6% sur les produits pointe français et allemands, dont les prix moyens s'établissent à 67,0 €/MWh en France et 66,5 €/MWh en Allemagne.

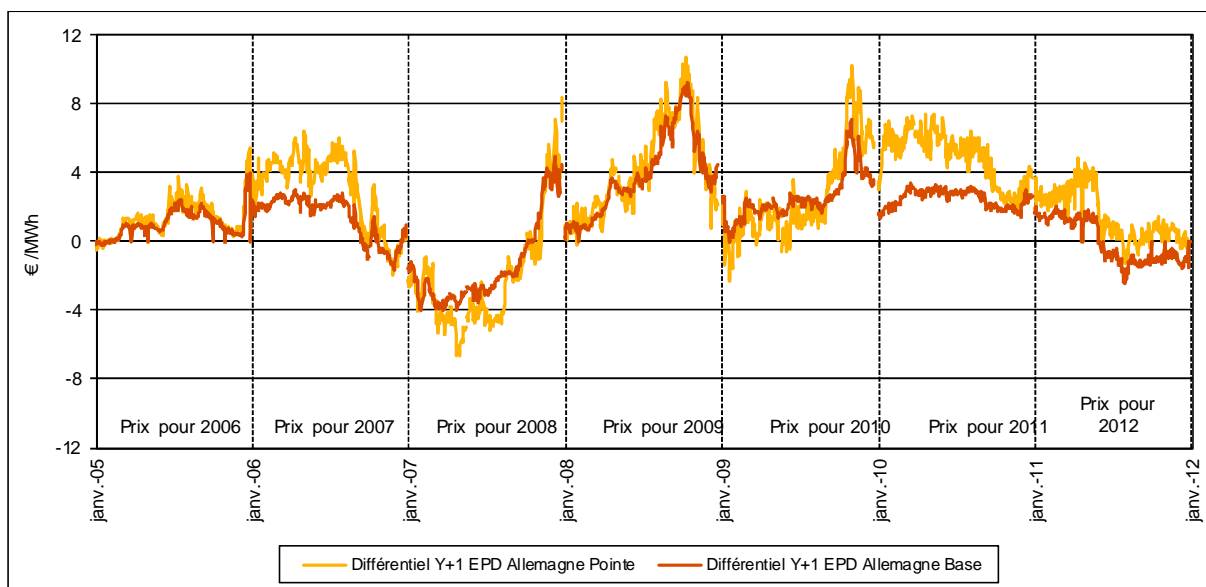
### Prix futures Y+1 en France et en Allemagne - prix journaliers -



Sources : EPD France / Allemagne

Toutefois, si l'écart de prix moyen Y+1 entre la France et l'Allemagne est resté négatif en base, il s'est réduit à -0,99 €/MWh par rapport à -1,25 €/MWh au trimestre précédent. En pointe, cet écart est désormais proche de 0,5 €/MWh par rapport à 0,1 €/MWh le trimestre précédent.

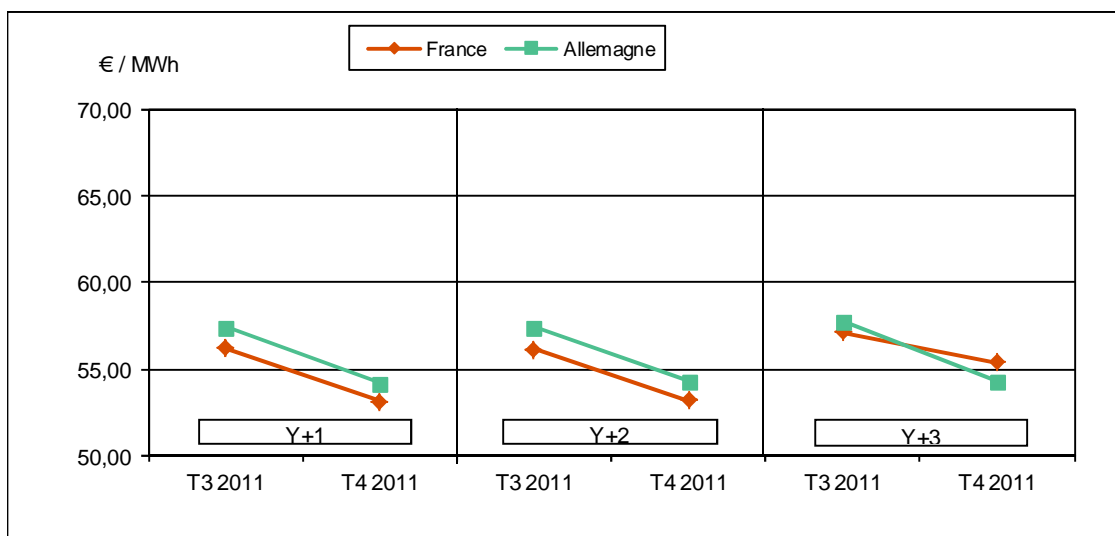
### Différentiels de prix futures Y+1 entre la France et l'Allemagne - différentiels de prix journaliers -



Sources : EPD France / Allemagne

Les prix Y+2 base baissent de 5% pour la France et l'Allemagne, tandis que les prix Y+3 base baissent de 3% et de 6% respectivement. Les prix français restent inférieurs aux prix allemands pour le produit Y+2 base, mais pas pour le Y+3 base où le prix français est supérieur au prix allemand de 2%.

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



Sources : EPD France / Allemagne

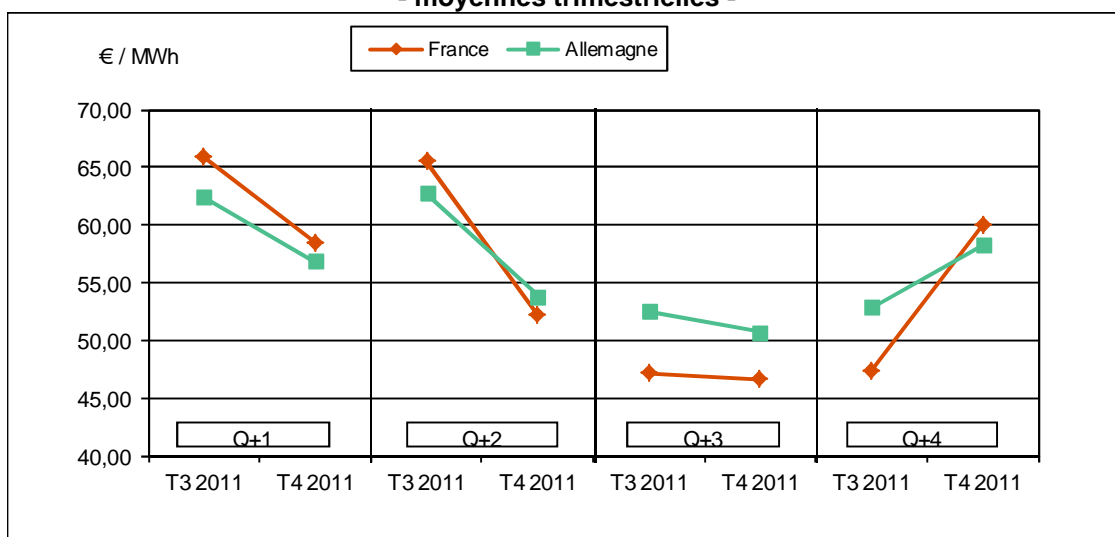
#### Produits trimestriels :

Au quatrième trimestre 2011, les prix des produits Q+1 français et allemands sont en baisse de 11% et de 9% respectivement et conservent le même sens de *spread* (période hivernale).

Les prix des produits Q+2 à la sortie de l'hiver sont plus chers en Allemagne qu'en France. A l'inverse, en Q+4 pour la livraison en hiver, les prix français redeviennent plus chers que les prix allemands. Cette variation est le reflet de la thermo-sensibilité de la consommation française.

Pour Q+3, la baisse des prix français et allemands est de 1% et 3% respectivement, sans chagement du sens de spread.

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



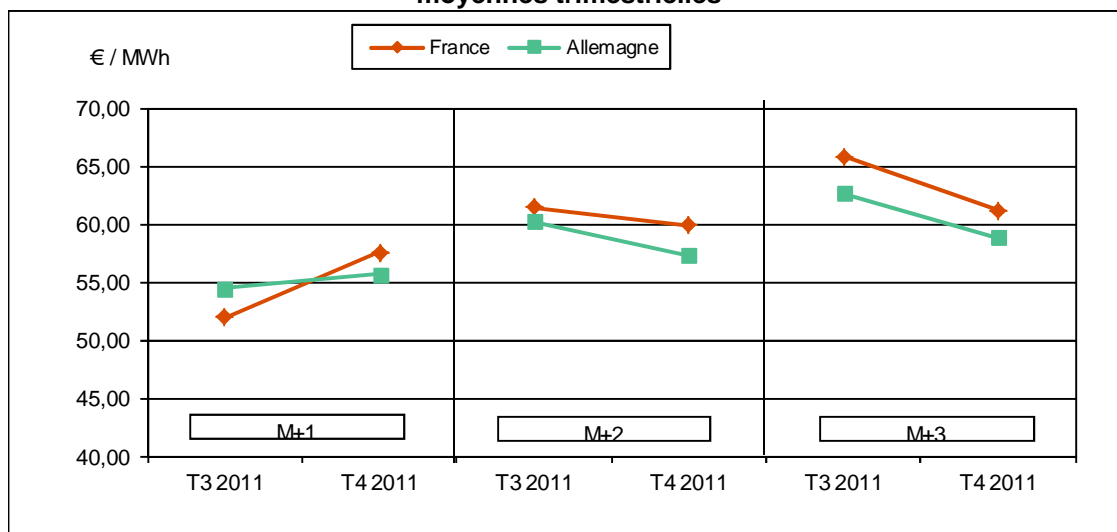
Sources : EPD France / Allemagne



### Produits mensuels :

Au quatrième trimestre 2011, les prix moyens des produits mensuels M+1, M+2 et M+3 pour livraison en hiver sont plus élevés en France qu'en Allemagne, du fait de la thermo-sensibilité de la consommation française. Les prix des produits M+2 baissent pour la France et l'Allemagne de 3% et de 5% respectivement et les prix M+3 baissent d'environ 7%.

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



Sources : EPD France / Allemagne

## **4. Les fondamentaux du marché de l'électricité**

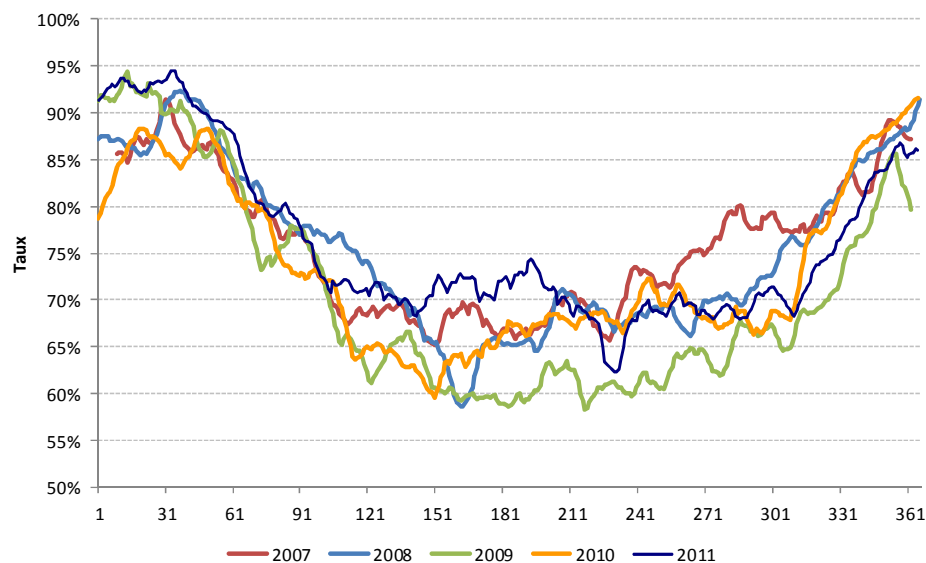
En moyenne trimestrielle, les prix à terme pour livraison en 2012 de l'électricité étaient orientés à la baisse entre T3 2011 et T4 2011 (cf. partie précédente), de même que les prix des combustibles associés.

Les prix à terme de l'électricité pour livraison en 2012 ont ainsi poursuivi la baisse entamée sur le trimestre précédent (-5,4% par rapport à T3 2011). Cette évolution est concomitante avec un mouvement globalement similaire des cours des combustibles fossiles. Sur le trimestre, les prix du gaz et du charbon diminuaient ainsi respectivement de 7% et 4%, une baisse de 4% étant également observée sur le prix du baril de pétrole brut. Le prix du CO<sub>2</sub> a diminué de 25%.

La comparaison cette fois avec les prix constatés l'an passé à la même période laisse apparaître une hausse des prix de l'électricité et des combustibles. Le prix moyen de l'électricité constaté au quatrième trimestre n'augmente toutefois que de 4,3% contre 10,0% pour le charbon. La hausse de prix est encore plus importante pour le pétrole et pour le gaz, respectivement de 16,2% et 21,5%. Le prix du CO<sub>2</sub> a diminué au quatrième trimestre de 38,2% par rapport à la même période de l'an passé.

En ce qui concerne la production d'électricité en France, le taux de production moyen du parc nucléaire ressort en baisse au 4<sup>ème</sup> trimestre 2011 relativement au taux enregistré au 4<sup>ème</sup> trimestre 2010 (75,4 % contre 77,3%, soit une diminution de 3%), mais en hausse par rapport au trimestre précédent (+6,7%), suivant la saisonnalité observée depuis plusieurs années. La diminution par rapport au 4<sup>ème</sup> trimestre 2010 est la conséquence directe d'une baisse du taux de disponibilité du parc nucléaire qui passe ainsi de 81% en 2010 à 78% en 2011 au quatrième trimestre. On observe également une baisse importante du taux de production du parc nucléaire entre le 1 et le 8 novembre (figure ci-dessous) qui s'explique notamment par une augmentation des indisponibilités fortuites durant cette période.

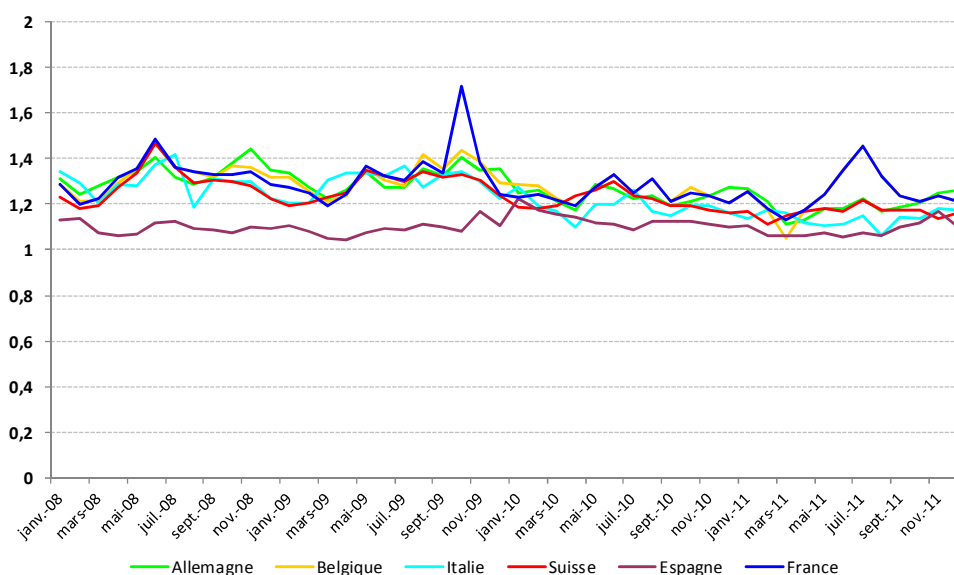
### Taux de production du parc nucléaire : - moyenne mobile sur 30 -



Source : RTE – Analyse : CRE

Le ratio Pointe/Base a diminué au quatrième trimestre 2011 (-9% en T4 2011 par rapport au T3 2011), ce qui traduit la divergence observée entre prix base et pointe. Cet écart peut s'expliquer par une augmentation du prix spot base plus rapide que l'augmentation du prix spot pointe sur la période considérée (+19,4% pour la base, +9,71% pour la pointe). Cette observation semble être plus spécifique à la France qu'aux autres pays interconnectés (en particulier l'Allemagne, où les prix spot base et pointe ont augmenté de façon moins accentuée et dans des proportions relativement similaires, +2% pour la base et +6% pour la pointe).

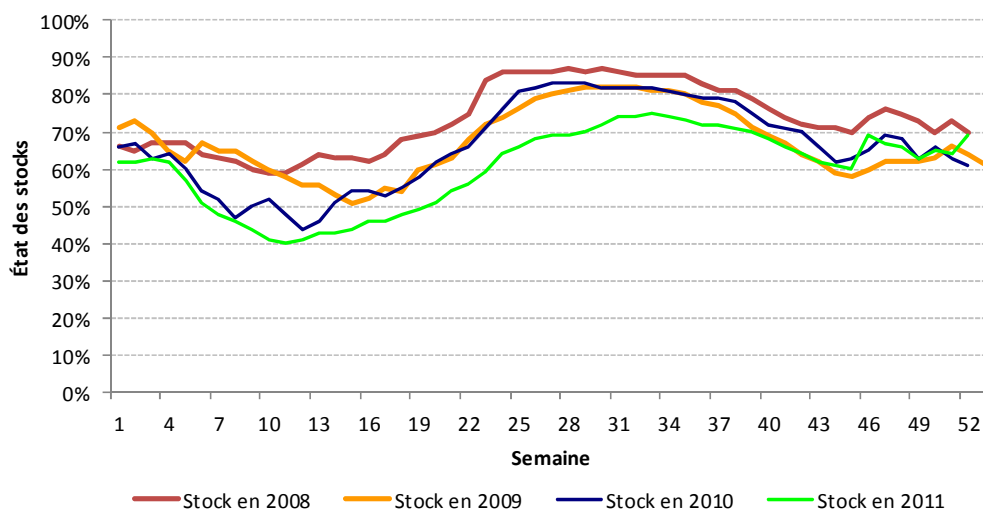
### Ratio Pointe/Base – prix spots moyens



Source : EPEX Spot, IPEX, Belpex, Omel

Le niveau des stocks hydrauliques a légèrement diminué et atteint fin décembre 69% contre 70% début octobre. Toutefois, il reste supérieur relativement au niveau enregistré fin décembre de l'année précédente (+13%).

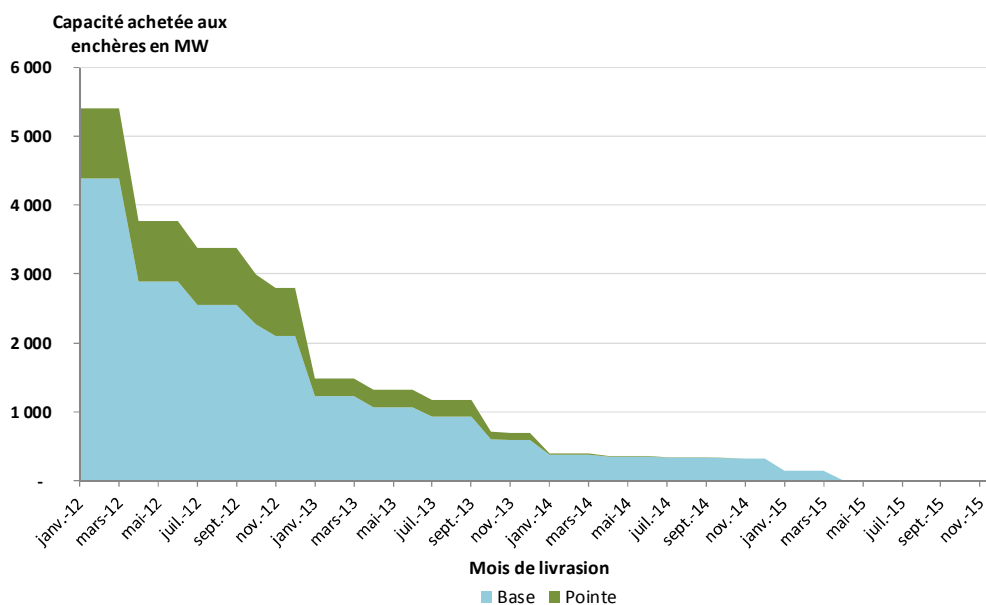
### Stocks hydrauliques



Source : RTE – Analyse : CRE

En ce qui concerne les capacités de production issues des enchères VPP, la Commission Européenne, par décision du 30 novembre 2011, a mis fin au programme des enchères VPP mis en place suite à la prise de participation d'EDF dans la société EnBW en 2001. En conséquence une baisse progressive des capacités de VPP disponibles pour livraison après le 1<sup>er</sup> janvier 2012 aura lieu (figure ci-dessous).

### Capacités mensuelles achetées aux enchères pour livraison après le 1er janvier 2012

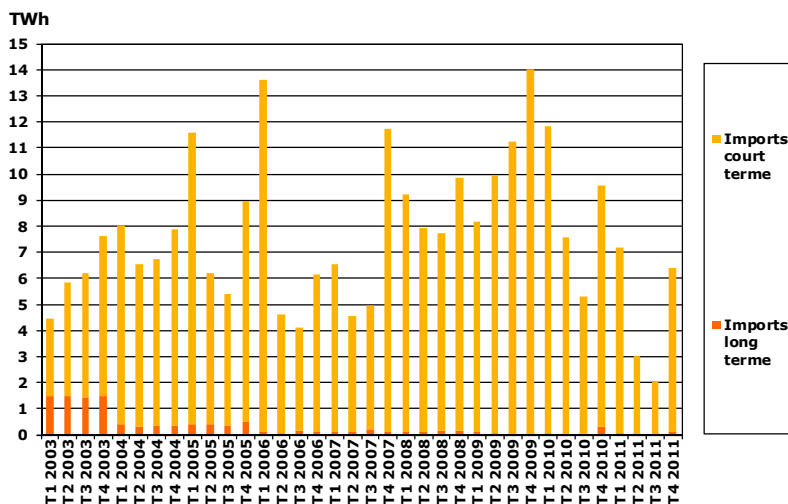


Source : EDF – Analyse : CRE

## 5. Volumes d'imports/exports

Les importations ont fortement augmenté en T4 2011. Cette augmentation est de 213% par rapport au T3 2011, et ce malgré la hausse de la disponibilité moyenne du parc nucléaire français (+6,7% par rapport au troisième trimestre 2011). En effet, la hausse de la production (+21%) en résultant n'a pas compensé la forte hausse de la consommation (+27%) et des exports (+6%). En revanche, les importations ont diminué de 33% par rapport au même trimestre de l'année 2010.

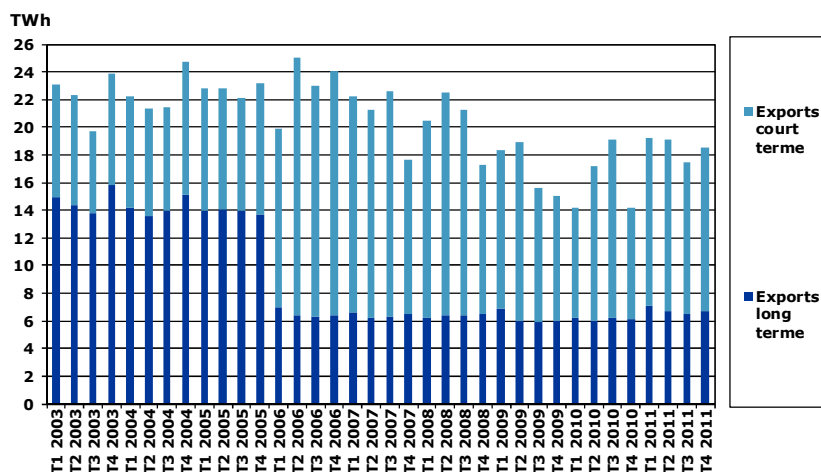
### Somme des importations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

Les exportations ont augmenté de 6% en volume en T4 2011 par rapport au T3 2011. Par rapport au 4<sup>ème</sup> trimestre de l'année précédente les volumes exportés affichent également un niveau supérieur passant de 14,2 TWh en T4 2010 à 18,6 TWh en T4 2011, soit une augmentation de 31%. Le solde net exportateur se situe à 12,2 TWh, en baisse de 21% par rapport au T3 2011 (solde net exportateur de 15,5 TWh) et en hausse de 163% par rapport au T4 2010 (solde net exportateur 4,6 TWh).

### Somme des exportations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

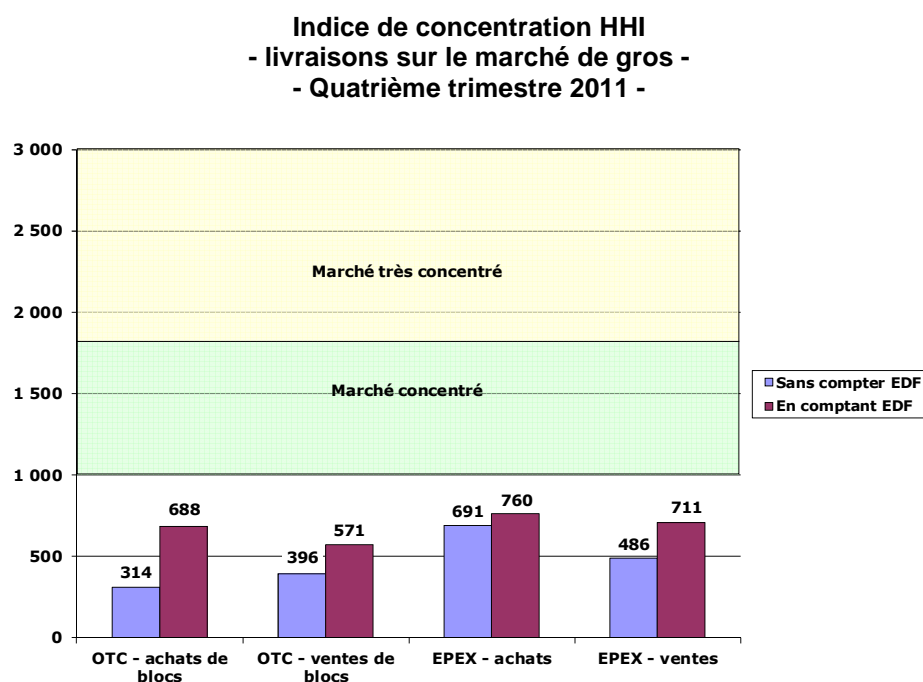
## 6. Concentration du marché français de l'électricité

Au cours du 4<sup>ème</sup> trimestre 2011, sur les 171 responsables d'équilibre présents sur le marché, seuls 19 étaient actifs dans le domaine de la production d'électricité en France. 34 d'entre eux détenaient des capacités issues des enchères VPP et 16 des droits d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), tandis que 24 effectuaient des ventes à des consommateurs. 72 responsables d'équilibre étaient par ailleurs actifs à l'import ou à l'export, et 98 avaient notifié des échanges de blocs dont 84 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)<sup>16</sup> 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 4<sup>ème</sup> trimestre 2011, les achats et les ventes sur les marchés OTC et sur EPEX Spot sont restés des segments de marché peu concentrés avec ou sans le groupe EDF.



Source : RTE – Analyse : CRE

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

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

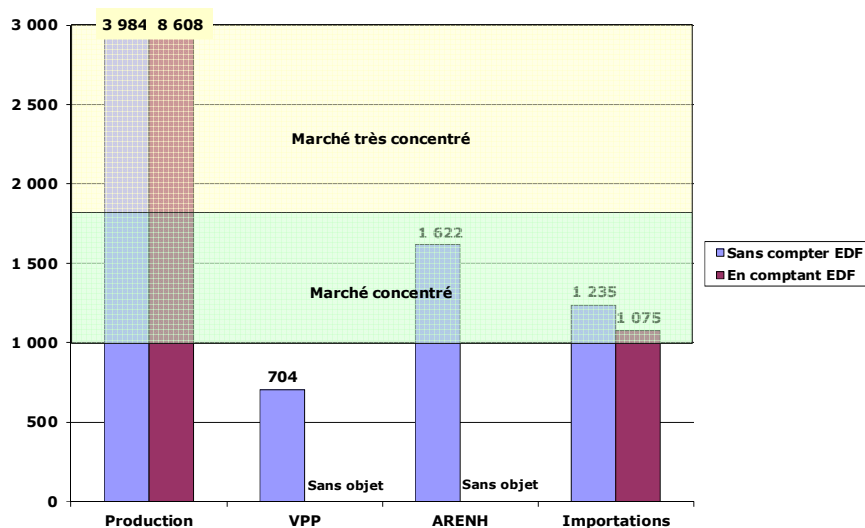
Parmi les injections, la production est particulièrement concentrée, que le groupe EDF soit pris en compte ou non. Ceci reflète le faible nombre de grands producteurs français. Le segment des VPP apparaît comme un segment de marché peu concentré tandis que les autres segments (ARENH,

<sup>16</sup> 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.

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

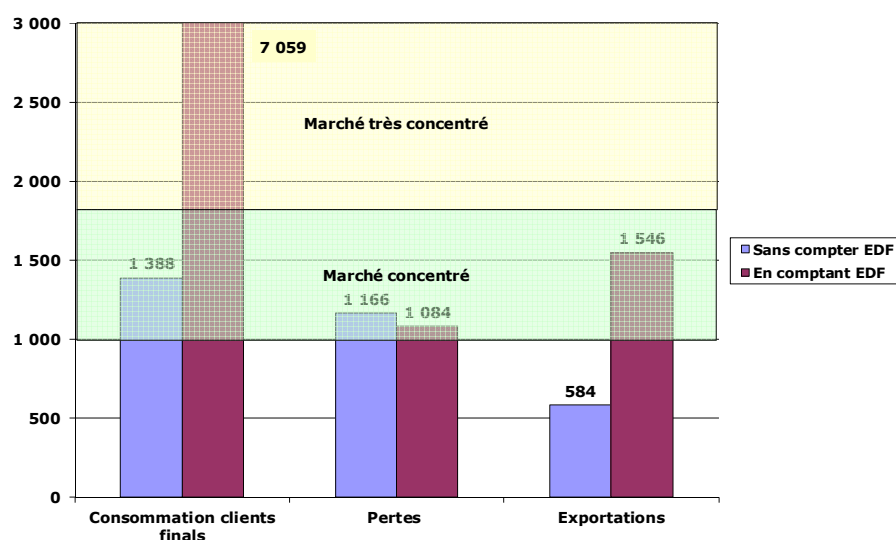
### Indice de concentration HHI – injections - Quatrième trimestre 2011 -



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 comme des segments de marché beaucoup moins concentrés lorsque le groupe EDF n'est pas pris en compte. Le marché des pertes se situe dans la fourchette basse de la zone de moyenne concentration que le groupe EDF soit pris en compte ou non.

### Indice de concentration HHI – soutirages - Quatrième trimestre 2011 -



Source : RTE – Analyse : CRE

# Le marché du gaz

## Le marché de détail du gaz

### 1. Introduction

L'ouverture du marché français du gaz<sup>17</sup> a connu plusieurs étapes :

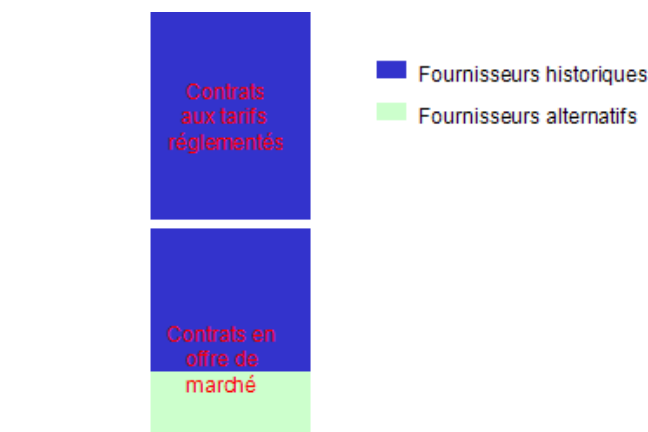
- à partir d'août 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 237 GWh et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quel que soit leur niveau de consommation annuelle,
- à partir d'août 2003, éligibilité de tous 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 décembre 2011, 11,4 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 522 TWh<sup>18</sup>.

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 -



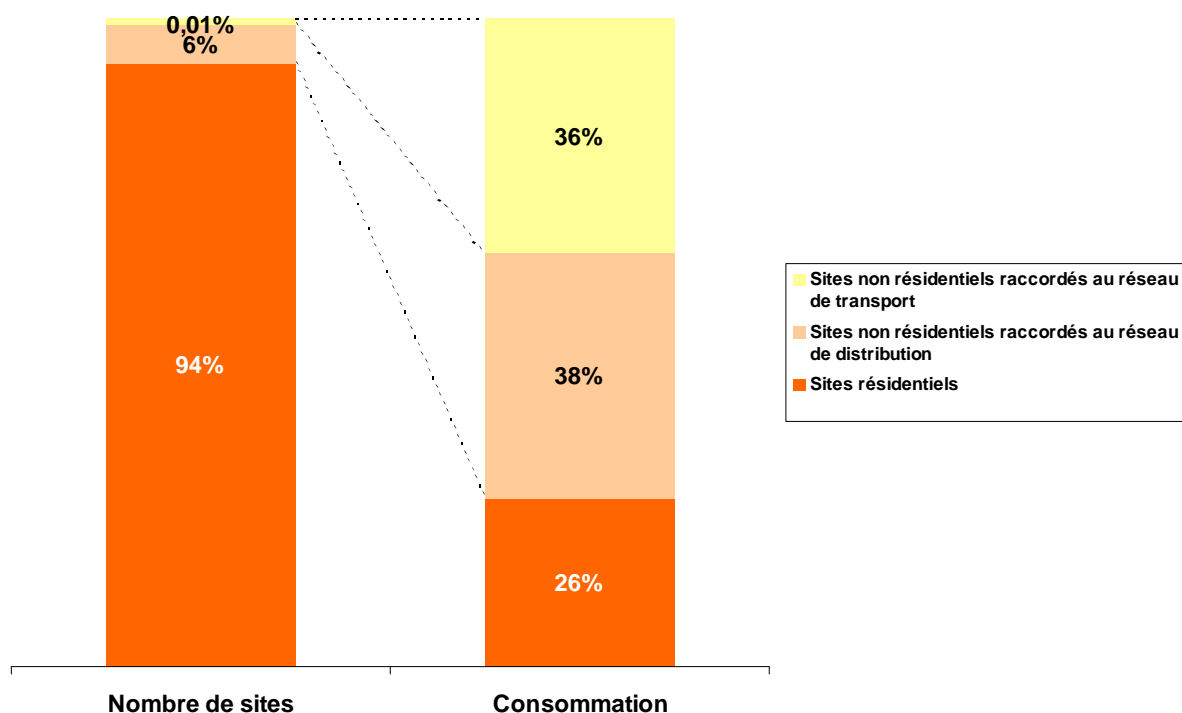
Les principales sources d'information de l'observatoire sont les gestionnaires de réseaux de transport (GRTgaz et TIGF), les 4 principaux gestionnaires de réseaux de distribution (GrDF, Régaz, Réseau GDS et Gaz Électricité de Grenoble) et les principaux fournisseurs historiques (GDF Suez, Tegaz, Énerest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

<sup>17</sup> Gaz naturel, hors grisous, gaz industriels et réseaux de GPL.

<sup>18</sup> Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité aux clients raccordés aux principaux réseaux (distribution et transport) qui représentent 520 TWh.

## 2. Les segments de clientèle et leur poids respectif

### Typologie des sites



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Le marché se divise en trois segments :

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



### 3. Etat des lieux au 31 décembre 2011

#### A) Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

##### Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 31 décembre 2011	Au 30 septembre 2011	Au 31 décembre 2011	Au 30 septembre 2011
<b>Nombre total de sites</b>	<b>10 652 000</b>	10 630 000	<b>677 000</b>	673 000
- Sites en offre de marché, dont :	<b>1 459 000</b>	1 412 000	<b>287 000</b>	280 000
• fournisseurs historiques	<b>479 000</b>	480 000	<b>149 000</b>	146 000
• fournisseurs alternatifs	<b>980 000</b>	932 000	<b>138 000</b>	134 000
- Sites au tarif réglementé	<b>9 193 000</b>	9 218 000	<b>390 000</b>	393 000
<b>Parts de marché des fournisseurs alternatifs</b>	<b>9,2 %</b>	8,8 %	<b>20,4 %</b>	19,9 %

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

##### Synthèse en consommation annualisée

Situation (en consommation annualisée)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 31 décembre 2011	Au 30 septembre 2011	Au 31 décembre 2011	Au 30 septembre 2011
<b>Consommation totale de sites</b>	<b>134,7 TWh</b>	134,4 TWh	<b>384,5 TWh</b>	390 TWh
- Consommation fournie en offre de marché, dont :	<b>18,8 TWh</b>	18,1 TWh	<b>285,2 TWh</b>	283 TWh
• fournisseurs historiques	<b>7,0 TWh</b>	7,0 TWh	<b>147,6 TWh</b>	155 TWh
• fournisseurs alternatifs	<b>11,8 TWh</b>	11,1 TWh	<b>137,6 TWh</b>	128 TWh
- Consommation fournie au tarif réglementé	<b>115,9 TWh</b>	116,3 TWh	<b>99,3 TWh</b>	107 TWh
<b>Parts de marché des fournisseurs alternatifs</b>	<b>8,8 %</b>	8,3 %	<b>35,8%</b>	32,8%

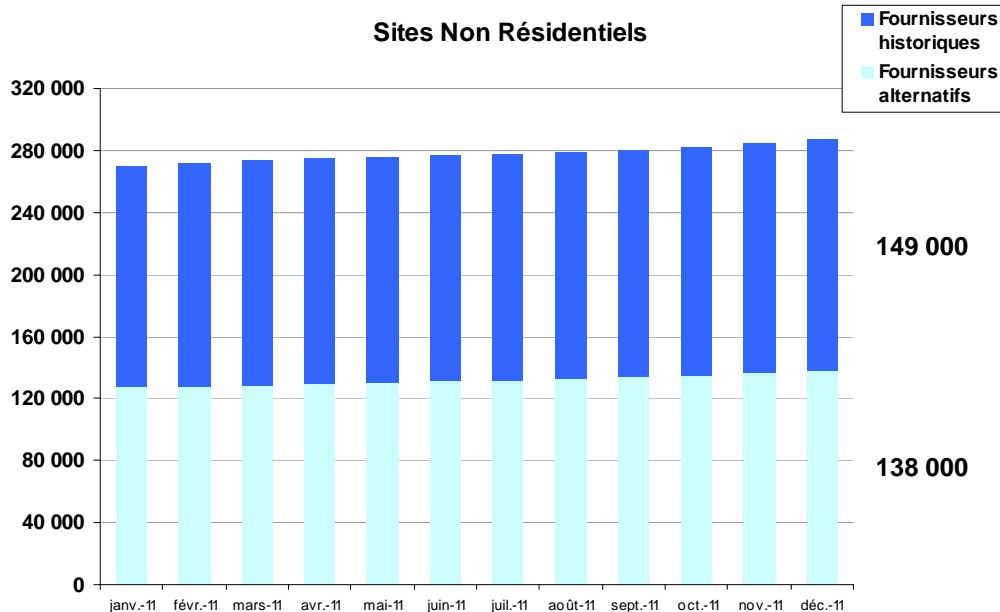
Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

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

Sur le segment non résidentiel, la part de marché des fournisseurs alternatifs reste assez stable en nombre de sites mais augmente significativement en volume.

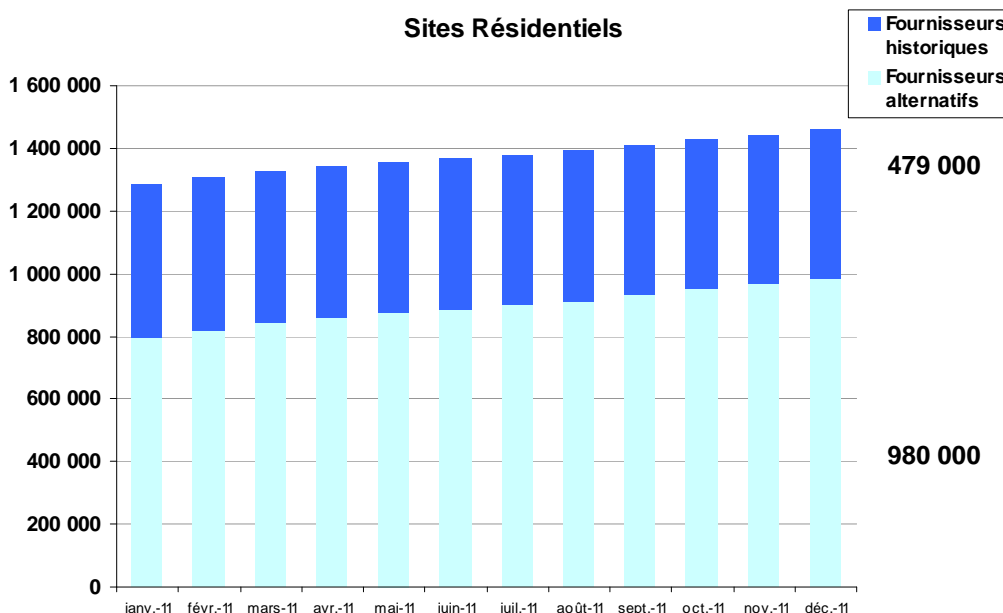
## B) Evolution du nombre de sites en offre de marché

### Nombre de sites en offre de marché



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

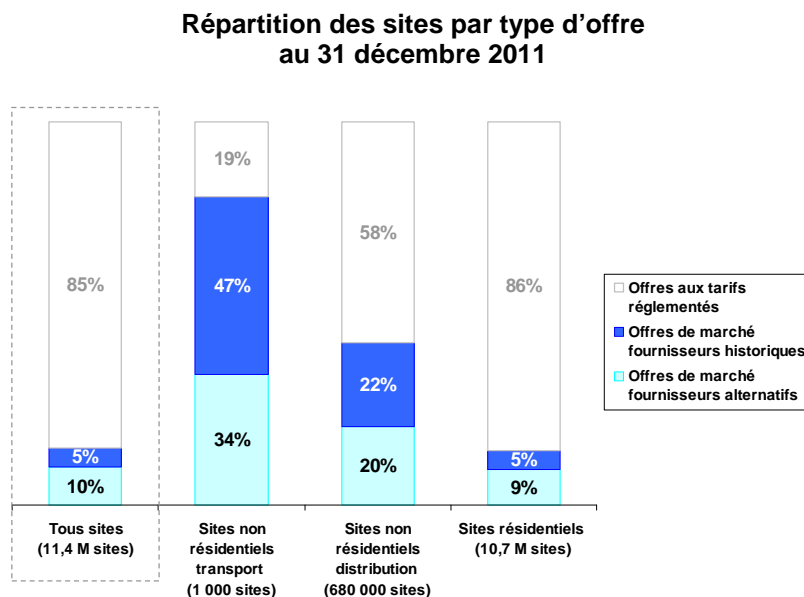
### Nombre de sites en offre de marché



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

Au 31 décembre 2011, 1 746 000 sites ont choisi une offre de marché, dont 1 118 000 auprès d'un fournisseur alternatif.

### C) Parts de marché en nombre de sites au 31 décembre 2011

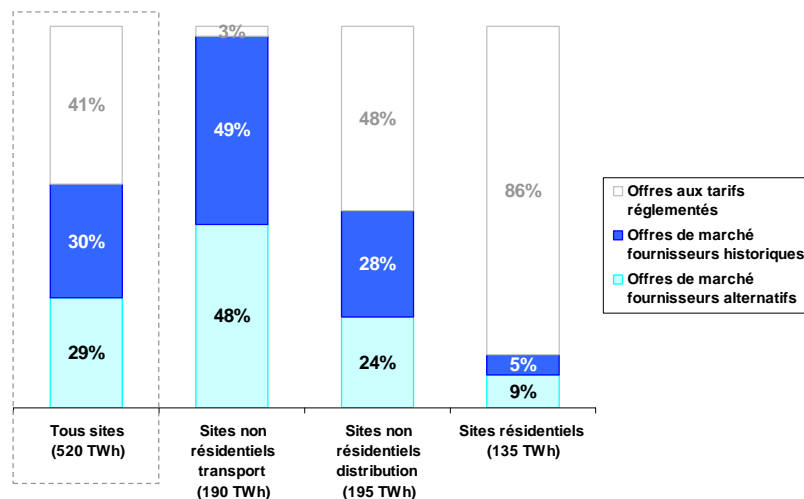


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 décembre 2011, environ 15% des sites sont en offre de marché, dont 10% auprès d'un fournisseur alternatif.

### D) Parts de marché en consommation annualisée au 31 décembre 2011

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

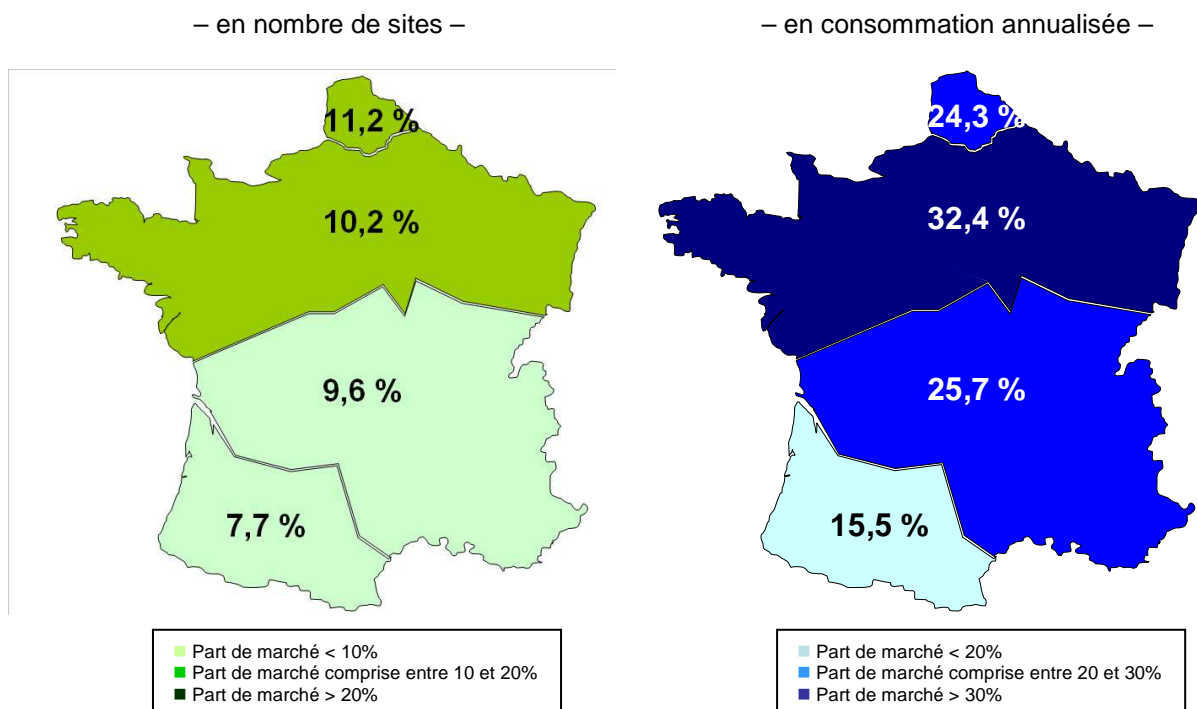


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 décembre 2011, environ 59% de la consommation est fournie par des offres de marché, dont 29% auprès d'un fournisseur alternatif.

E) Analyse par zone géographique

**Parts de marché des fournisseurs alternatifs par zone d'équilibrage<sup>19</sup>  
au 31 décembre 2011**



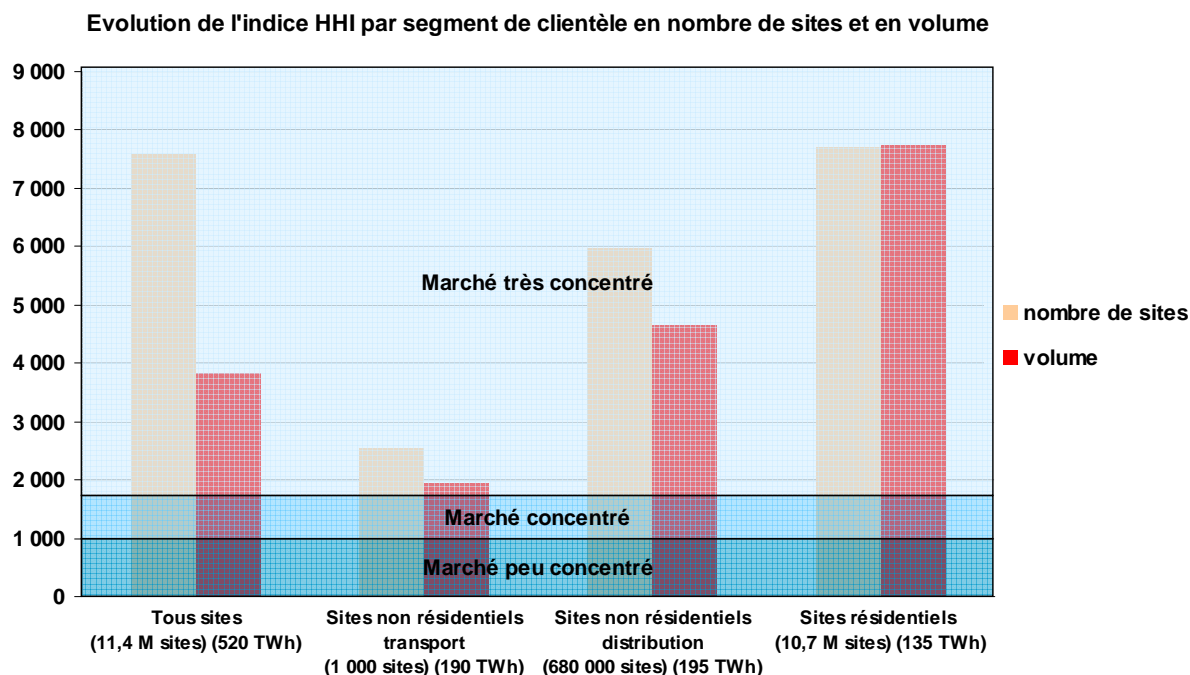
Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

*Exemple de lecture : Au 31 décembre 2011, dans la zone Nord-gaz B, 11,2% des sites et 24,3% de la consommation sont approvisionnés par un fournisseur alternatif.*

<sup>19</sup> 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)<sup>20</sup> 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.


















20 L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800.

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

G) Fournisseurs de gaz naturel actifs au 31 décembre 2011

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE<sup>21</sup>  
et actifs<sup>22</sup> au 31 décembre 2011

Fournisseur, Marque(s) commerciale(s)		Sites non résidentiels transport	Sites non résidentiels distribution	Sites résidentiels
Fournisseurs alternatifs <sup>23</sup> 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			•	
Gazprom Marketing & Trading Ltd		•	•	
Iberdrola		•		
Poweo		•	•	•
VNG – Verbundnetz Gas AG		•	•	

<sup>21</sup> Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 2 janvier 2012 à partir du moteur de recherche des fournisseurs par code postal.

<sup>22</sup> 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.

<sup>23</sup> Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif et d'un fournisseur historique.

Fournisseurs historiques <sup>24</sup> 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.fr](http://www.energie-info.fr)<sup>25</sup>
- 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 naturel<sup>26</sup> ;
- 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 décembre 2011, environ 30 fournisseurs non nationaux sont actifs sur le territoire : 22 fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution<sup>27</sup>) et 8 fournisseurs alternatifs. Ces fournisseurs présents localement ou régionalement sur le territoire proposent des offres à un ou plusieurs segments de clientèle.

<sup>24</sup> Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif et d'un fournisseur historique.

<sup>25</sup> 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](http://energie-info.fr) est développé par la CRE et le Médiateur national de l'énergie, en collaboration avec la DGCCRF et la DGEC.

<sup>26</sup> 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.

<sup>27</sup> Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif et d'un fournisseur historique.

#### 4. Analyse en dynamique : Quatrième 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.

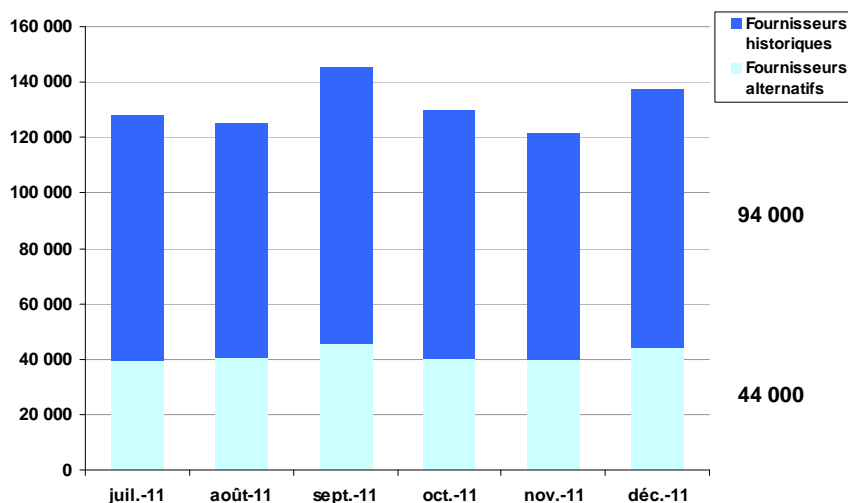
	Résidentiels		Non résidentiels	
<b>AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)</b>	<b>T4 2011</b>	T3 2011	<b>T4 2011</b>	T3 2011
<b>Ventes brutes totales</b>	<b>362 000</b>	372 000	<b>28 000</b>	26 000
<b>fournisseurs historiques</b>	<b>247 000</b>	256 000	<b>18 000</b>	16 000
<b>fournisseurs alternatifs</b>	<b>115 000</b>	116 000	<b>10 000</b>	10 000
<b>Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment</b>	<b>31,8 %</b>	31,2 %	<b>35,7 %</b>	38,5 %

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

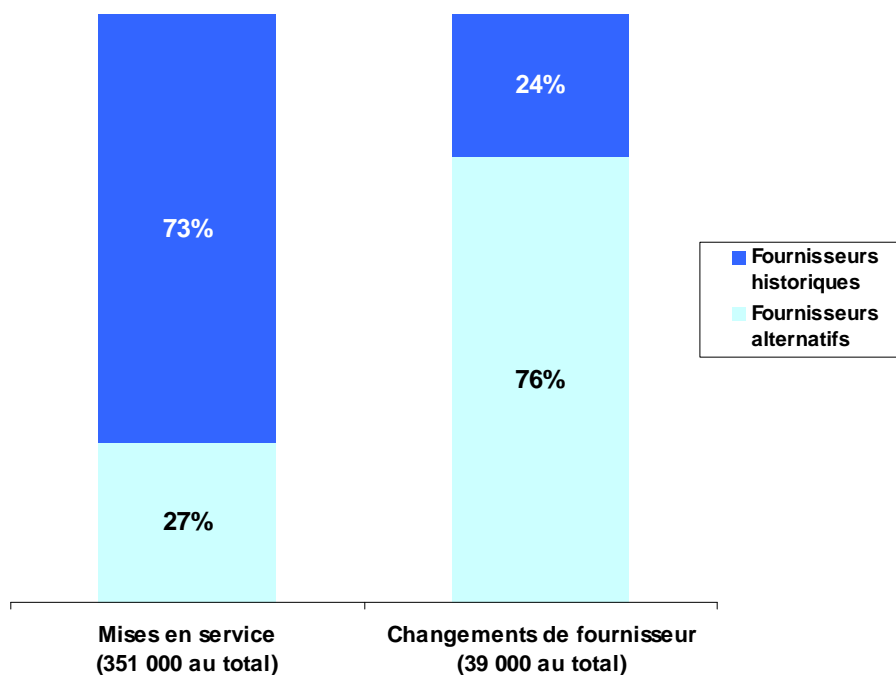
##### Ventes brutes totales mensuelles



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE



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



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

*Exemple de lecture : Au cours du quatrième trimestre 2011, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 27% des 351 000 mises en service effectuées.*

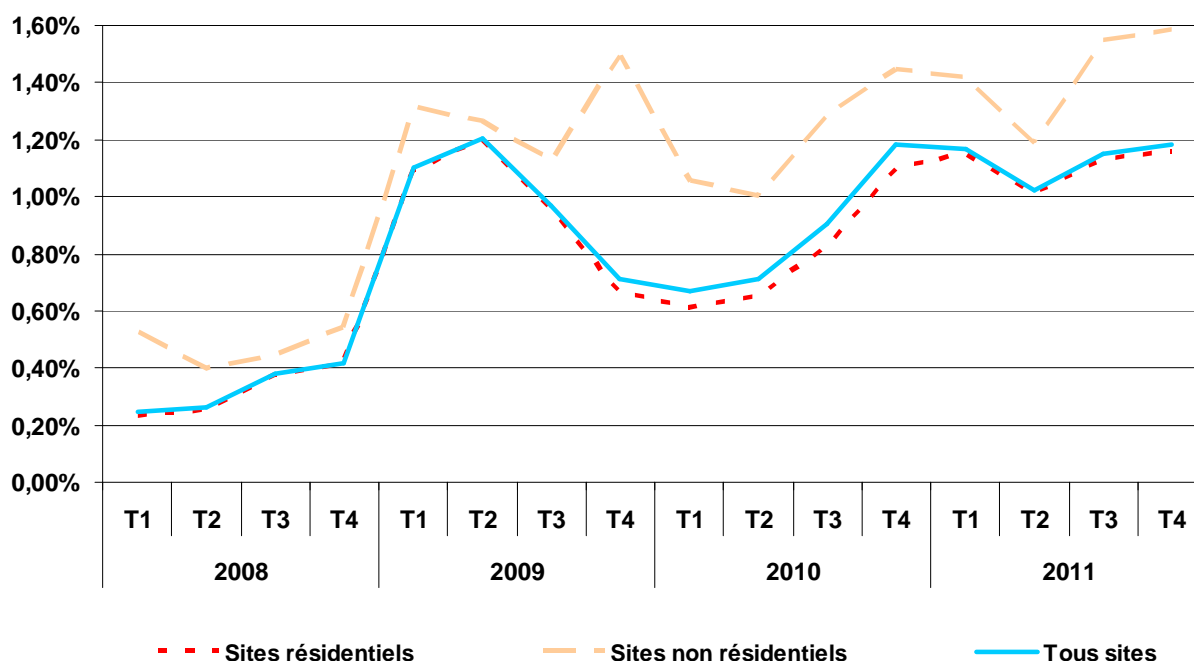
### C) Taux de changement de fournisseurs (taux de *switch*)

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 2011

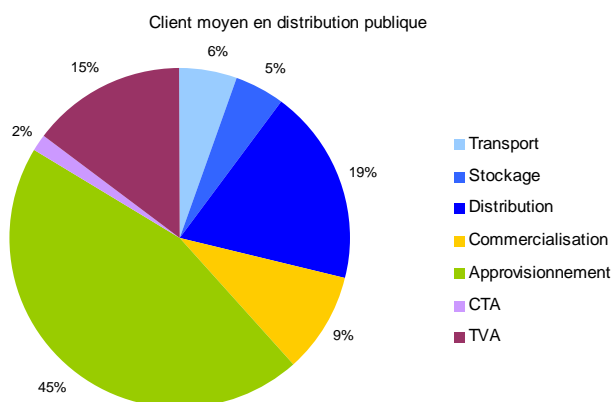


Exemple de lecture : au cours du quatrième trimestre 2011, 1,16% des clients résidentiels ont soit :

- 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 décembre 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

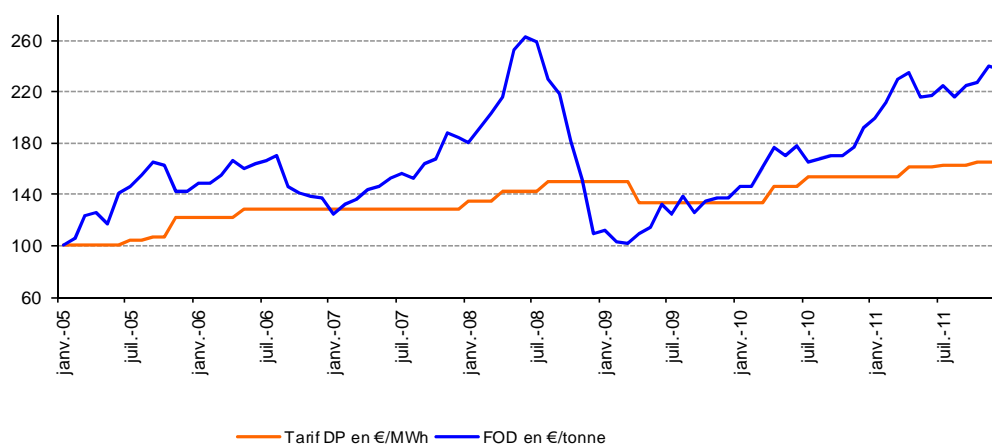
**CTA** : Contribution Tarifaire d'Acheminement. Elle permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières

## B) Evolution des prix de vente du gaz naturel sur le marché de détail

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

On constate qu'entre janvier 2005 et décembre 2011, le gaz naturel a augmenté de 65% alors que le fioul a augmenté de 138 %.

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



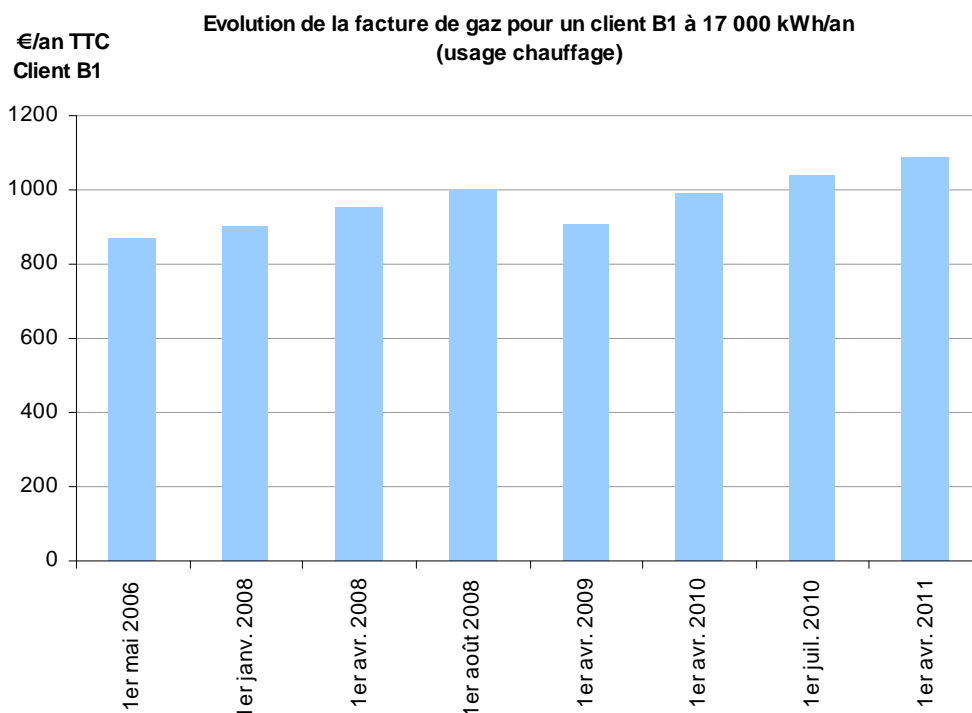
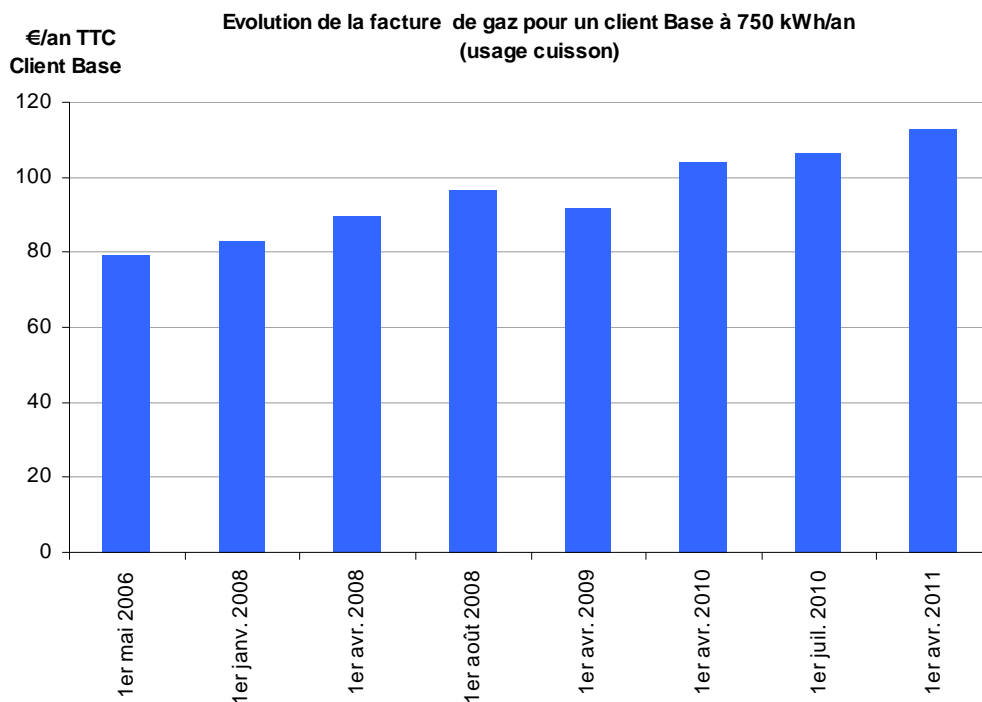
Date	Evolution moyenne des tarifs en distribution publique
juil-05	+ 4,1%
sept-05	+ 2,8%
nov-05	+ 13,7%
mai-06	+ 5,8%
janv-08	+ 4,3%
avr-08	+ 6,3%
août-08	+ 5,3%
avr-09	- 11,3%
avr-10	+ 9,7%
juil-10	+ 5,1%
avr-11	+ 5,2%
juil-11	+ 0,7%*
oct-11	+ 1,1%*

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

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

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

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

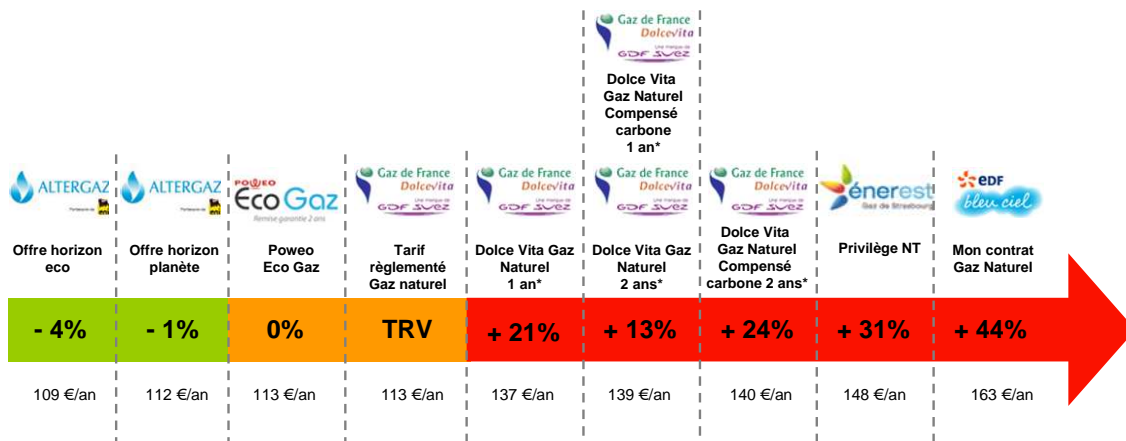


## D) Comparaison des offres (au 31/12/2011)

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 type Base (cuisson)



exemple de lecture :

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

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

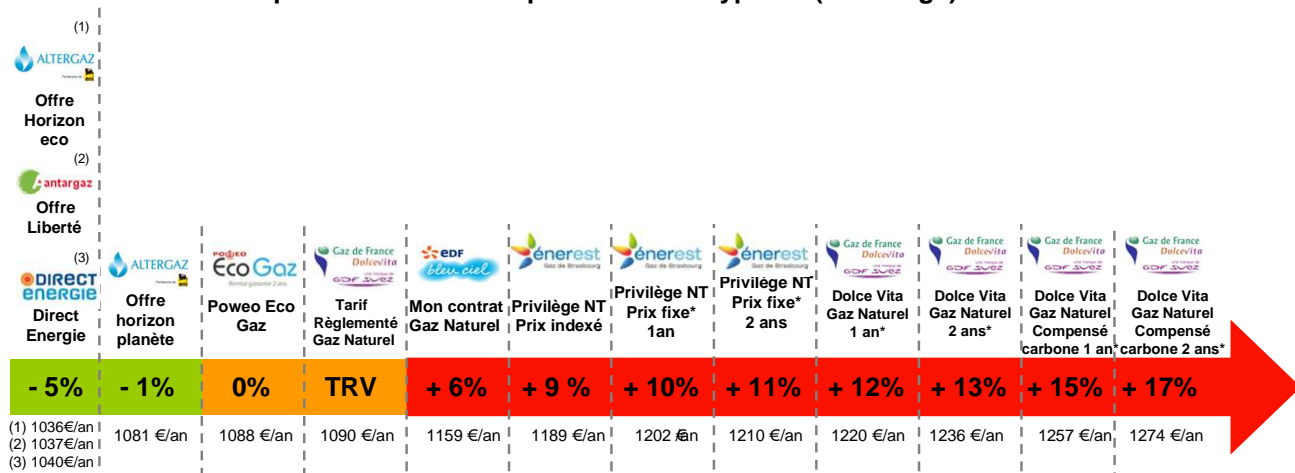
Facture TTC estimée par an hors « promo »

Logo fournisseur	
Nom de l'offre	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	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 »

Logo fournisseur	
Nom de l'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 le PEG Nord
- **Janvier 2011** : GRT gaz et le luxembourgeois CREOS lancent une consultation de marché pour le développement de capacités de transport fermes de la France vers le Luxembourg
- **Mai 2011** : Powernext lance un produit *Spread PEG Sud/ PEG Nord* sur sa plateforme *Powernext Gas Spot*
- **Juillet 2011** : Mise en place du premier service de couplage de marchés entre les PEG Nord et Sud de GRTGaz sur la plateforme *Powernext Gas Spot*
- **Décembre 2011** : TIGF devient membre de *Powernext Gas Spot* afin de couvrir une partie de ses besoins d'équilibrage journalier sur le PEG Sud-Ouest

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

### A) Structure de l'approvisionnement français

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

Au cours du quatrième trimestre 2011, les importations ont représenté 151 TWh contre 131 TWh au trimestre précédent, soit une hausse de 15%. Les volumes importés ont diminué de 3% en comparaison avec le quatrième trimestre 2010 (156 TWh).

La structure des approvisionnements est relativement stable mais moins bien diversifiée que les années précédentes, la dépendance vis-à-vis de la Norvège étant à la hausse. Les principaux fournisseurs sont donc la Norvège (44%), les Pays-Bas (17%), l'Algérie (13%) et la Russie (11%). Des importations depuis d'autres pays, dont le Nigeria et le Qatar, se font sous forme de GNL. A noter que les imports depuis l'Egypte ont été nuls lors de ce trimestre.

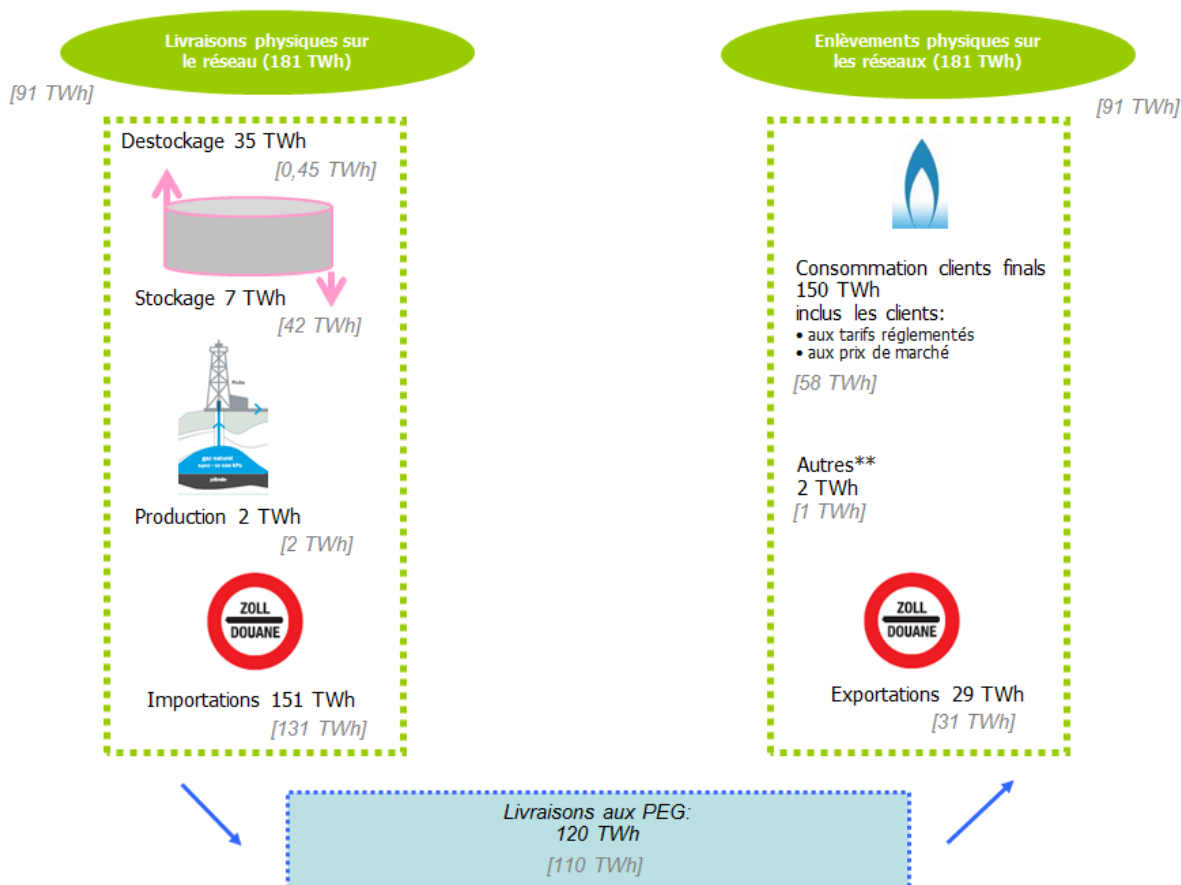
Les importations nettes ont représenté près de 121 TWh, couvrant la totalité des besoins de consommation, contre 100 TWh au troisième trimestre 2011, soit une hausse de 21%. Les imports nets au même trimestre de 2010 étaient de 137 TWh.

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. Les renégociations engagées peuvent porter sur de telles clauses ou également sur les volumes contractuels<sup>28</sup>.

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

### Approvisionnement et débouchés des acteurs du marché français au quatrième trimestre 2011



Sources : GRTgaz, TIGF – Données [T3] et T4 2011

\*sur base de la consommation prévisionnelle

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

### B) Evolution de la consommation en France

La consommation française a augmenté de près de 154% au cours du quatrième trimestre 2011, enregistrant un volume de 147 TWh contre 58 TWh au troisième trimestre 2011. En revanche, celle-ci a baissé de 20% par rapport au quatrième trimestre 2010 (184 TWh).

<sup>28</sup> Voir à titre illustratif le communiqué de presse de GDF Suez du 9 février 2012, relatif aux résultats du groupe <http://www.gdfsuez.com/document/?f=files/fr/cp-gdf-suez-fy-2011-vf.pdf> p. 3 : « Les contrats de gaz à long terme ont, en quasi totalité, été revus afin d'augmenter l'indexation sur les prix de marché au dessus de 25 % », ainsi que la planche 25 de la présentation des résultats annuels 2011 de GDF Suez <http://www.gdfsuez.com/document/?f=files/fr/fy-2011-results-vf.pdf> : «

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

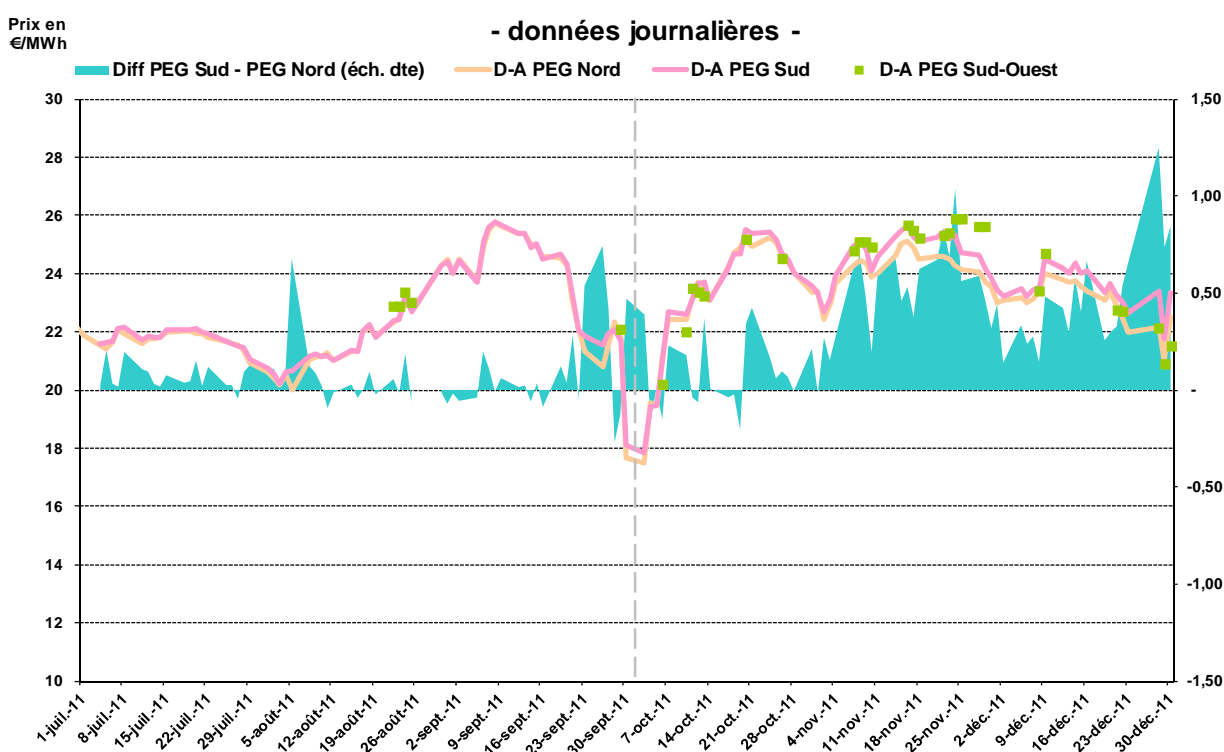


### C) Prix *day-ahead* en France<sup>29</sup> et comparaison européenne

En moyenne, le prix *day-ahead* au PEG Nord est en hausse de 5% au quatrième trimestre 2011 (23,5 €/MWh) par rapport au trimestre précédent (22,4 €/MWh). Ce prix se situe également en hausse (+11,6%) par rapport au quatrième trimestre 2010, où le prix *day-ahead* moyen était de 21,1 €/MWh.

En France, les prix *day-ahead* sur le marché organisé ont d'abord affiché un redressement par rapport à la chute subie à la fin du troisième trimestre 2011. D'octobre à décembre, les prix ont été orientés à la baisse, tout comme les indices des autres hubs européens. Le fait le plus marquant réside dans l'élargissement du différentiel de prix (en valeur absolue) entre le PEG Nord et le PEG Sud, qui fut en moyenne de 0,34 €/MWh sur l'ensemble de la période (contre 0,11 €/MWh au troisième trimestre 2011). Ce fort écart de prix est apparu en novembre, atteignant près de 0,50 €/MWh, et se réduisant légèrement sur décembre, à 0,37 €/MWh. La formation de cet écart de prix sur le mois de novembre peut être notamment reliée à la réduction de capacité sur la liaison Nord-Sud, entre le 7 et le 26 du même mois.

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



Source : Powernext

Sur l'ensemble des hubs européens, les prix *day-ahead* ont affiché sur le début du mois d'octobre un redressement équivalent à la chute subie à la fin du mois précédent. A l'exception du prix sur le NBP, les moyennes mensuelles furent en baisse par rapport au mois de septembre. La quasi-saturation de l'interconnexion entre le Royaume-Uni et la Belgique fin août/début septembre conséquence de l'indisponibilité de l'Europipe (qui relie la Norvège et l'Allemagne) entre le 25 août et le 5 septembre déviant les importations norvégiennes vers le hub britannique, puis la maintenance de l'Interconnector entre le 7 et le 22 septembre, avaient provoqué un écart entre les prix du NBP et ceux des hubs continentaux sur la fin août et l'essentiel de septembre. En effet, le gaz excédentaire a été bloqué au Royaume-Uni conservant le prix spot au NBP à des niveaux plus bas que dans le continent, où la consommation tirait les prix à la hausse. Le retour de la liaison entre le Royaume-Uni et la Belgique a

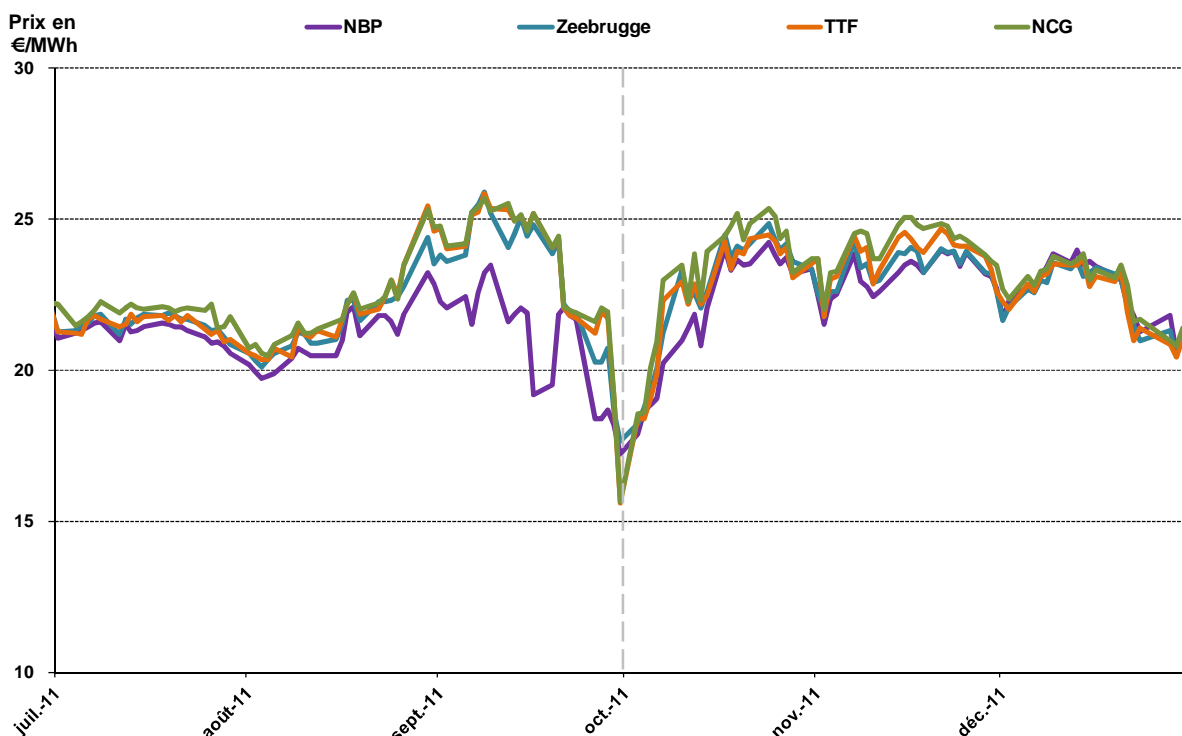
<sup>29</sup> Les prix des transactions bilatérales sur l'OTC n'étant pas publics, les prix utilisés dans cette section sont les prix de référence publiés dans la presse spécialisée ou les références de prix déterminées sur les bourses du gaz.

réduit l'écart de prix précédemment généré, via la baisse des indices sur les hubs continentaux et la hausse du prix au NBP.

Au mois de novembre, l'augmentation de la consommation a tiré les prix spot à la hausse, les prix *day-ahead* sur l'ensemble des PEG européens affichant une moyenne de 23,7 €/MWh (+4% par rapport au mois précédent). Les hausses de prix les plus importantes ont été constatées sur le TTF et Zeebrugge, où les cours se sont appréciés de 5%. Les températures sont cependant restées au-dessus des normales saisonnières.

La douceur des températures pour décembre sur le continent a permis aux hubs TTF et Zeebrugge d'avoir un prix *day-ahead* moyen inférieur à celui sur le NBP. Les flux sur l'Interconnector sont cependant restés à destination de la Belgique. De manière globale, la douceur des températures, de bons approvisionnements et niveaux dans les stockages face à une demande modérée, ainsi que la baisse d'activité liée à la période de fin d'année ont tiré l'ensemble des prix spots européens à la baisse. La moyenne mensuelle des indices européens en décembre s'affiche à 22,7 €/MWh, en baisse de 4% par rapport à novembre. Les baisses les plus importantes sont observées sur les hubs TTF et NCG, où les prix ont perdu 6%.

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



Source : Heren

#### D) Prix à terme en Europe

Au cours du quatrième trimestre 2011, le prix des produits à terme s'est réduit en moyenne de 5% par rapport au trimestre précédent sur l'ensemble des places de marché, mais est à la hausse de 21% par rapport au quatrième trimestre 2010. Au PEG Nord, la seule progression a été constatée sur les contrats mensuels qui affichent une moyenne de 24,8 €/MWh contre 23,4 €/MWh au troisième trimestre (+6%). Les autres produits à terme au PEG Nord étaient en baisse, tout comme les contrats Y+1 aux hubs TTF et NBP en recul de 8% par rapport au trimestre précédent.

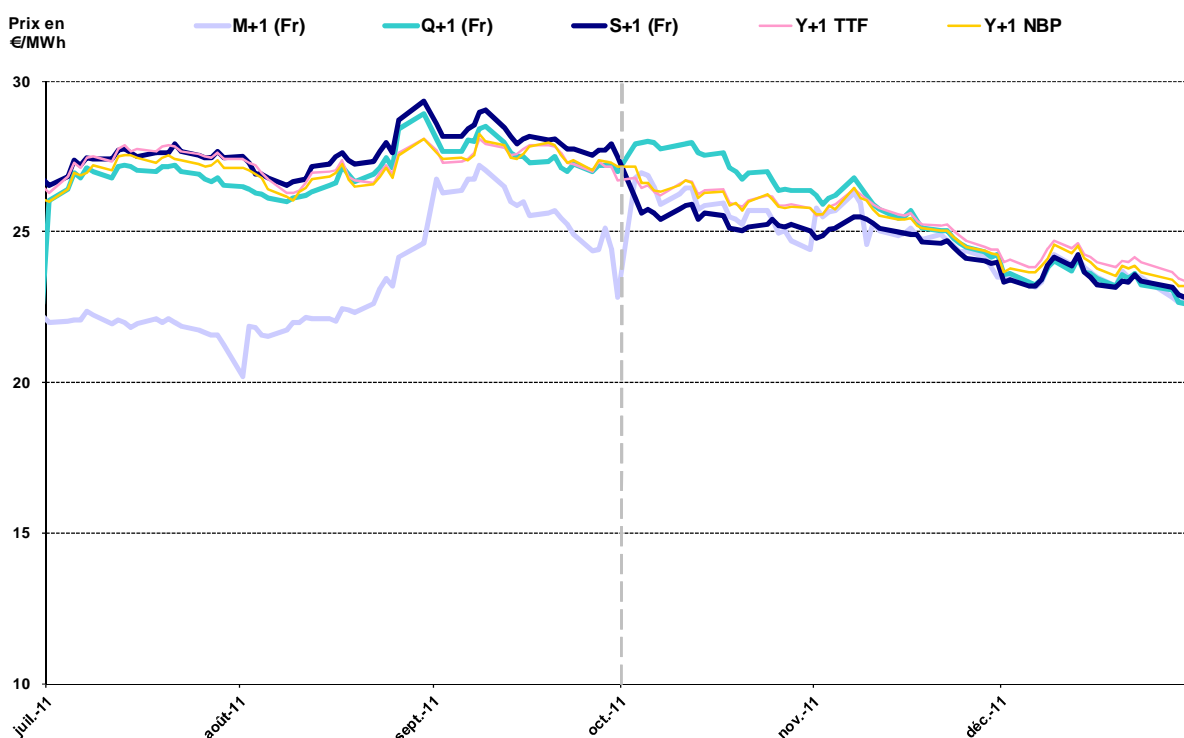
En moyennes mensuelles, les prix décroissent entre le début du mois d'octobre et la fin du mois de décembre. Au PEG Nord, les prix à terme ont décliné en moyenne de 4,2% entre octobre et novembre,

et de 6,4% entre novembre et décembre. Le contrat Q+1 est le produit enregistrant la plus forte dégradation sur l'ensemble de la période, perdant 14,1% entre octobre et décembre. De manière identique, les prix Y+1 aux hubs TTF et NBP ont diminué en moyenne de 3,4% d'octobre à novembre, et de 5,6% de novembre à décembre. Ces réductions de prix au cours du quatrième trimestre sont à attribuer en partie aux prévisions de consommation en baisses pour l'année 2012, vis-à-vis du contexte de crise traversé par l'ensemble des pays européens. Le contexte météorologique est également à prendre en compte : les niveaux des températures au cours du quatrième trimestre ayant été très au-dessus des normales saisonnières, les niveaux des stockages en Europe sont restés élevés, abaissant ainsi les prix pour livraison en 2012.

Fin septembre au PEG Nord, le niveau de prix du produit M+1 était en baisse, dans le sillage des prix *day-ahead* à la fin du mois. De concert avec le redressement des prix *day-ahead*, le contrat M+1 s'est établi à 25,8 €/MWh sur le mois d'octobre, en très légère hausse par rapport à septembre (+0,4%). A l'inverse, le produit trimestriel Q+1 pour livraison au premier trimestre 2012 a diminué de 0,9% par rapport au mois précédent, et était valorisé à 27,3 €/MWh en moyenne sur octobre. Le mois de novembre a amorcé la chute des cours de ces deux produits, les prix des contrats mensuels et trimestriels perdant respectivement 3,3% et 6,8%. Cette tendance s'est accentuée sur le mois de décembre, à l'approche du début de livraison des produits : les contrats M+1 et Q+1 se sont valorisés en moyenne à 23,47 €/MWh et 23,44 €/MWh, en baisses de 5,9% et 7,8%.

Les produits saisonniers et annuels ont accusé une forte baisse tout au long du quatrième trimestre. Sur le quatrième trimestre en moyenne, les produits S+1 au PEG Nord et Y+1 aux hubs NBP et TTF ont respectivement été valorisés à 24,6 €/MWh, 25,1 €/MWh et 25,3 €/MWh. D'un mois sur l'autre, les produits ont respectivement perdu 9,5%, 4,7% et 4,8% de septembre à octobre. Une baisse moins marquée d'environ 3% est observée d'octobre à novembre, tandis que le mois de décembre a vu les prix de ces produits se réduire de 5,5%, 5,4% et 5,8% respectivement.

#### Prix à terme sur les marchés européens



Source : Heren

### 3. Activité sur le marché de gros français

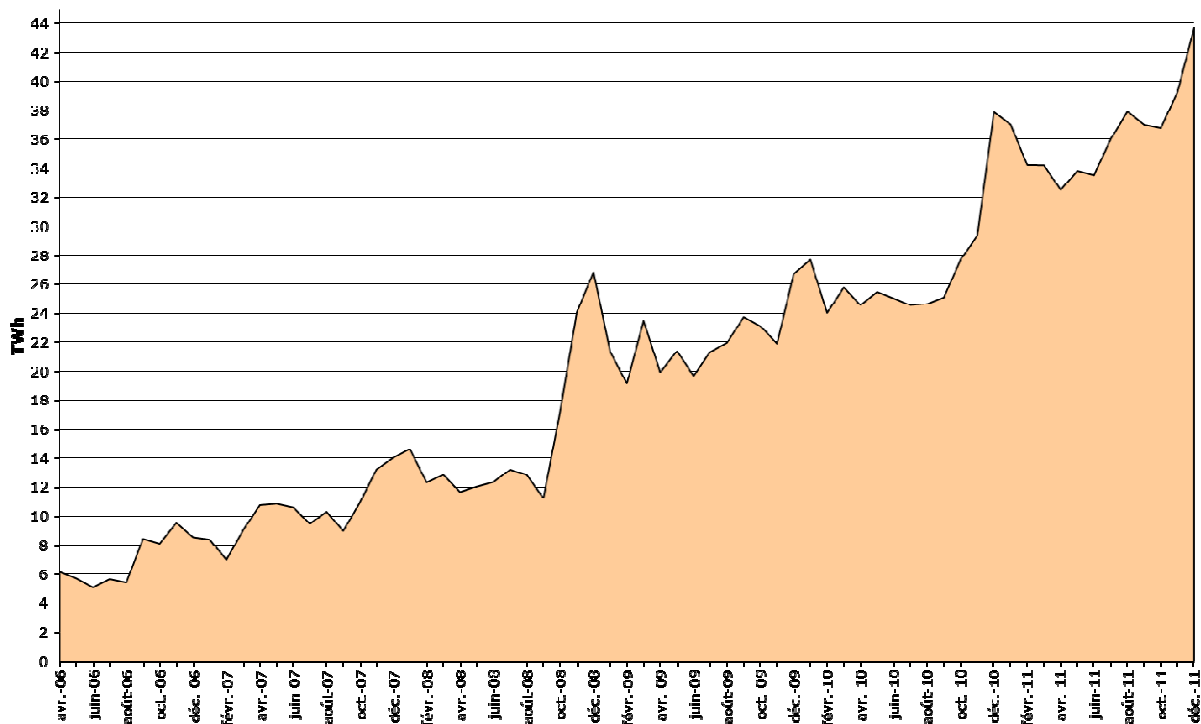
L'essentiel du commerce de gros du gaz s'effectue sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plates-formes de négoce). La CRE rend public (cf. cahier d'indicateurs gaz) les volumes agrégés des transactions effectuées via ces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

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

- des transactions OTC conclues entre les acteurs ;
- des transactions boursières conclues entre les acteurs ;
- des livraisons correspondant aux programmes de cession temporaire de gaz (*Gas Release*) ;
- de l'approvisionnement en gaz des opérateurs de réseau pour leurs besoins propres.

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

**Volume des livraisons de gaz aux PEG Français**



Source : GRT – Analyse : CRE

NB : sur ce graphique figurent toutes les livraisons issues des échanges de gaz entre les acteurs du marché de gros, y compris les livraisons correspondant au programme de cession temporaire de gaz (*gas release*), l'intervention de GRTgaz au titre du couplage N-S et l'approvisionnement en gaz des opérateurs de réseau.

Durant le quatrième trimestre 2011, les livraisons de gaz ont avoisiné 120 TWh, soit une hausse de 8% par rapport au trimestre précédent. Ce volume représente une augmentation de 26% par rapport au quatrième trimestre 2010 (95 TWh).

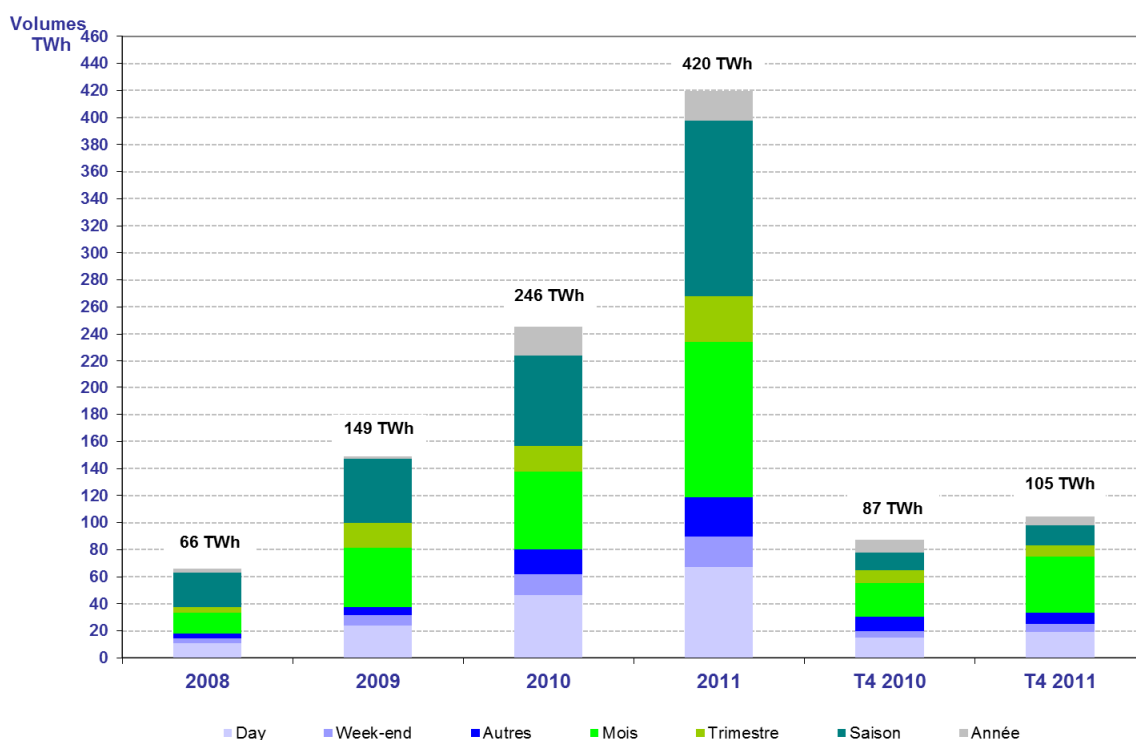
### A) Evolution du négoce sur le marché intermédiaire français

L'activité sur le marché intermédiaire a augmenté de 24% ce quatrième trimestre 2011, affichant un volume négocié de 105 TWh contre 85 TWh au trimestre précédent. Cette hausse a été portée notamment par les produits mensuels (+42%), annuels (+174%) et trimestriels (+73%). Les volumes négociés sur les produits Day, Weekend et Autres maturités spot ont quant à eux progressé de 14%, 4% et 30%. En revanche, le négoce sur les produits saisonniers est en baisse de 24%.

Le volume négocié au cours du quatrième trimestre 2011 représente une augmentation de 20% par rapport au quatrième trimestre 2010 (87 TWh). Cette augmentation a été constatée notamment sur les produits à terme (+26%), parmi lesquels les produits mensuels ont affiché une augmentation de 67%. Le volume négocié sur les produits spot a augmenté de 10%, porté par la hausse de 24% sur les produits Day (*within-day* et *day-ahead*) et de 34% sur les produits weekend, et ce malgré la baisse de 23% sur les produits d'Autres maturités spot. Le marché à terme a représenté 68% du volume global négocié au cours du quatrième trimestre 2011 contre 65% à période identique l'année dernière.

L'année 2011 clôture avec une augmentation significative des volumes négociés sur le marché intermédiaire français (+68%). Par rapport à l'année précédente, les volumes échangés ont augmenté de 78% sur les produits à terme et de 48% sur les produits spot.

#### Répartition des volumes négociés par produit sur le marché intermédiaire



Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

### B) Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

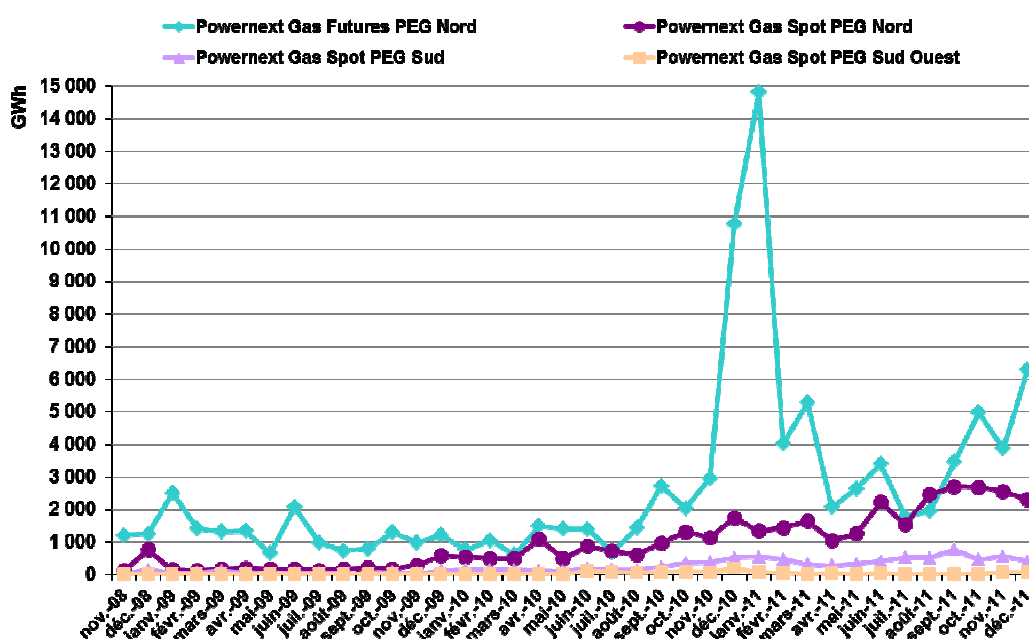
Le nombre de transactions conclues sur le marché organisé *Powernext Gas Spot* en France au quatrième trimestre 2011 s'élève à 6 097 transactions portant sur un volume de 9,1 TWh, soit une hausse de 7% par rapport au trimestre précédent et de 57,7% par rapport au quatrième trimestre 2010. Cette augmentation a été portée notamment par la hausse de volume négocié au PEG Nord (+842 GWh) et au PEG Sud-Ouest (+167 GWh). Le PEG Sud a affiché en revanche une régression de 20,7% sur les volumes négociés (-375 GWh), s'expliquant par une baisse importante sur les produits *day-ahead* et *weekend* (-187 GWh chacun).

Le négoce sur le spot s'est concentré au PEG Nord avec 82,4% du volume trimestriel, suivi par le PEG Sud (15,8%) et le PEG Sud-Ouest (1,86%). Au trimestre précédent, 78,6% du volume a été négocié au PEG Nord tandis que le PEG Sud a représenté 21,3%.

Les transactions sur *Powernext Gas Spot* au PEG Sud-Ouest ont augmenté significativement au cours du quatrième trimestre 2011 affichant 71 transactions contre 7 au trimestre précédent. Le volume négocié est passé de 3,3 GWh à 170,4 GWh entre les troisième et quatrième trimestres 2011. Celui-ci est en revanche moindre en comparaison au quatrième trimestre 2010 (343,3 GWh).

Au cours du quatrième trimestre 2011, le volume négocié sur le marché organisé *Powernext Gas Futures* au PEG Nord s'élève à 15,2 TWh, soit une augmentation de 111% par rapport au trimestre précédent et une baisse de 4% par rapport au quatrième trimestre 2010. Par rapport au trimestre précédent, les volumes négociés ont plus que doublé sur les produits mensuels et trimestriels et ont augmenté de 67% sur les produits saisonniers.

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

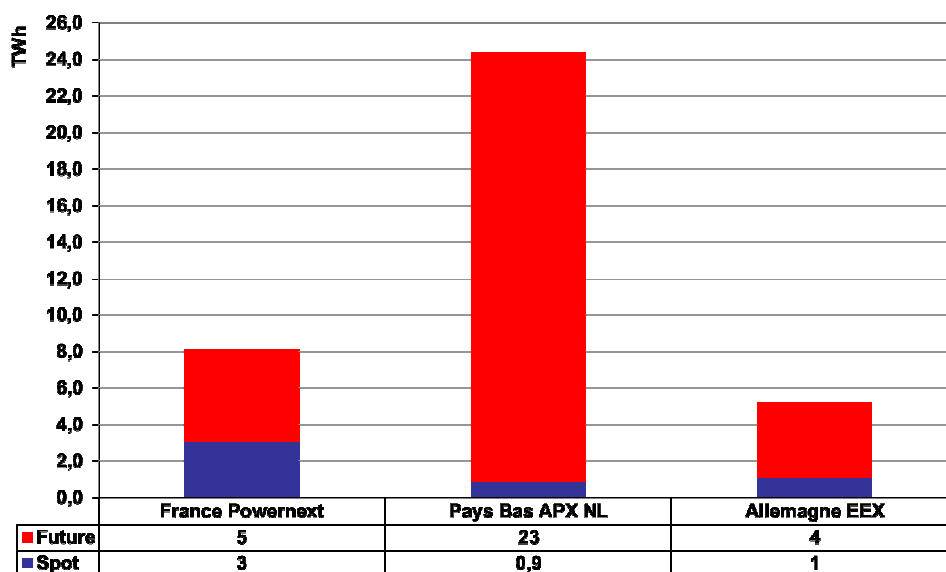


Source : Powernext – Analyse : CRE  
(Données novembre 2008 : du 26 au 30 novembre)

Les variations des volumes échangés sur Powernext doivent 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 quatrième trimestre 2011 –



Sources : Powernext, APX, EEX — Analyse : CRE

Au quatrième trimestre 2011, le volume mensuel moyen négocié sur les marchés de gros européens (30 TWh) est en hausse de 24% par rapport au trimestre précédent. Cette augmentation a été portée notamment par les marchés à terme français (+2.7 TWh) et néerlandais (+3.9 TWh).

Sur le marché spot, le volume mensuel moyen négocié a augmenté en France (+7%) et en Allemagne (+194%), tandis qu'il a diminué sur le marché néerlandais (-35%). Sur le marché à terme, le volume négocié a augmenté en France (+111%), en Allemagne (+7%) et aux Pays-Bas (+20%).

Le National Balancing Point (NBP) demeure le marché le plus liquide et maintient son influence sur les hubs continentaux, particulièrement ceux avec lesquels il existe une interconnexion physique directe (BBL pour TTF et Interconnector pour ZEE). Le TTF est en développement continu de son activité tant en volume qu'en nombre de transactions du fait notamment de la flexibilité de son offre de gaz et sa proximité avec d'autres réserves physiques (Royaume-Uni et Norvège). La place néerlandaise permet par ailleurs la possibilité de négoce 24 heures sur 24 sur les marchés du gaz naturel via APX NL. En France, le PEG Nord poursuit sa dynamique de liquidité croissante.

### 4. Suivi des infrastructures

Au quatrième trimestre 2011 les consommations de gaz naturel sur l'ensemble des zones d'équilibrage ont marqué un recul de 19% par rapport au quatrième 2010 (149 TWh contre 185 TWh en 2010).

En 2011, la liaison entre les zones GRTgaz Nord et Sud a été moins utilisée pour la troisième année consécutive. Ainsi, le taux d'utilisation de la capacité disponible est en baisse depuis 2009, à 67% en 2011, contre 73% en 2010 et 92% en 2009. Néanmoins, avec un taux d'utilisation des capacités fermes de 70% sur le quatrième trimestre, la liaison aura davantage été utilisée sur les trois derniers mois de l'année.

Au quatrième trimestre 2011, 46 déchargements de méthaniers ont été effectués dans les 3 terminaux français pour un volume total de 34 TWh. Le terminal de Fos Cavaou a réceptionné 40% des quantités de GNL déchargées en France (14 TWh), le terminal de Montoir 33% (11 TWh) et le terminal de Fos Tonkin 27% (9 TWh).

Les niveaux de gaz en stock ont été supérieurs à ceux observés sur la même période les années précédentes. Au 31 décembre 2011, les stocks cumulés pour Storengy et TIGF sont de 95,7 TWh contre 74,7 TWh en 2010. Ce dernier point s'explique par des niveaux inférieurs de soutirage du fait, notamment, de conditions météorologiques plus clémentes.

## 5. Concentration du marché français du gaz

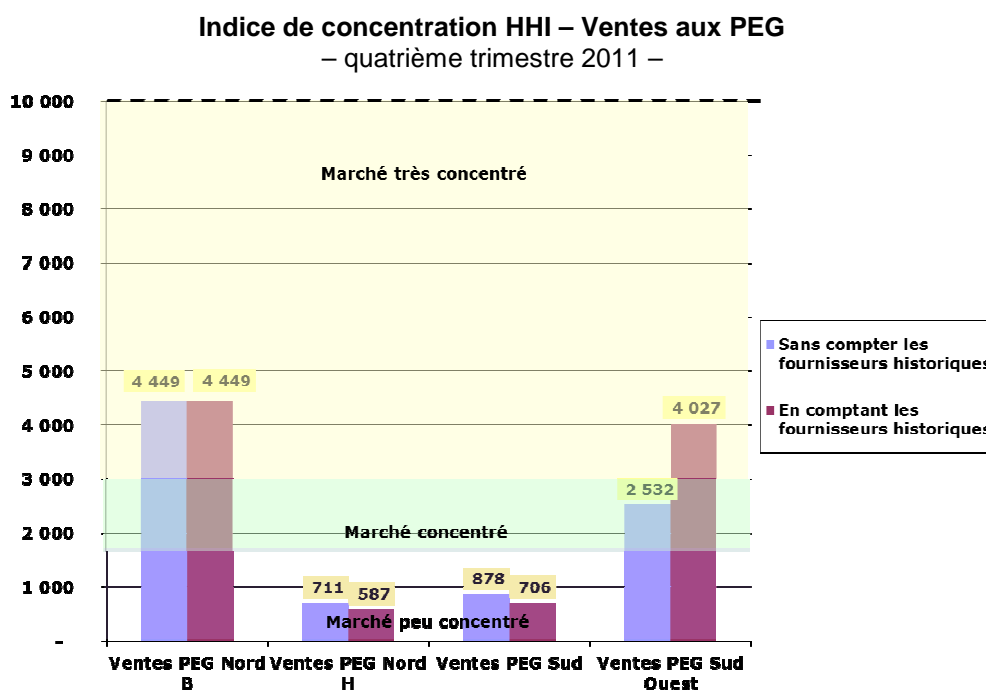
A la fin du quatrième trimestre 2011, 103 expéditeurs sont actifs aux PEG. 44 acteurs étaient présents sur Powernext *Gas Spot* et 36 sur Powernext *Gas Futures*.

### A) Concentration aux PEG

Les graphiques suivants donnent l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI<sup>26</sup>) pour les différents segments du marché de gros français. Cet indice est calculé sur la base des enlèvements et des livraisons nominés auprès de GRTgaz ou TIGF, et non sur les transactions conclues sur le marché pendant la période.

Au cours du quatrième trimestre 2011, les concentrations à la vente et à l'achat sur les PEG Nord H et Nord B ont diminué par rapport au trimestre précédent. Le PEG Nord B, caractérisé par l'intervention d'un nombre faible d'acteurs sur le marché, reste le PEG le plus concentré. Le PEG Nord H continue à afficher la concentration la plus faible.

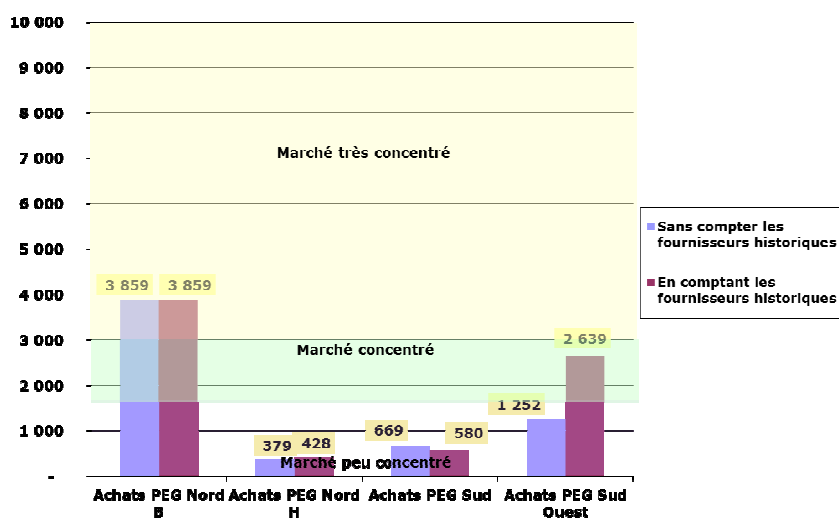
Le niveau de concentration a globalement diminué au PEG Sud, principalement à l'achat. En revanche, la concentration au PEG Sud-Ouest a augmenté tant à l'achat qu'à la vente et affiche une influence des fournisseurs historiques plus élevée par rapport aux autres PEG.



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE



### Indice de concentration HHI – Achats aux PEG – quatrième trimestre 2011 –

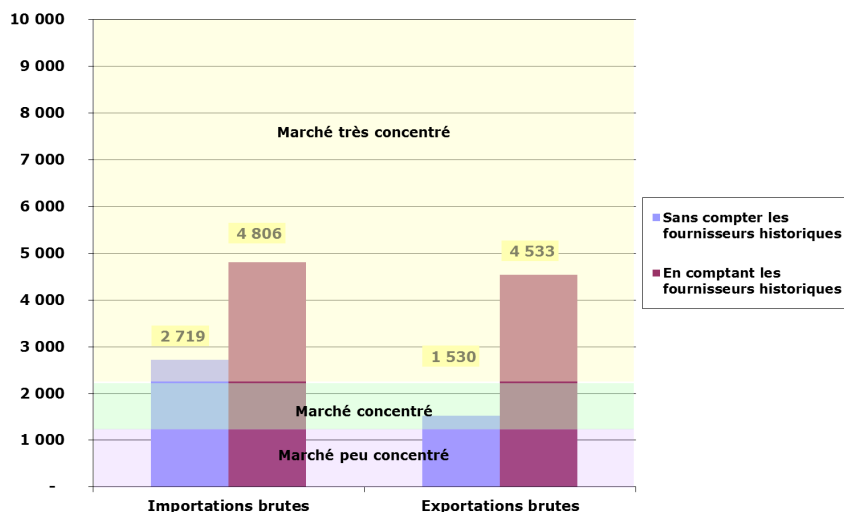


Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

### B) Concentration aux interconnexions

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

Au cours du quatrième trimestre 2011, l'influence des fournisseurs historiques sur les niveaux de concentration des importations et des exportations a diminué, notamment sur ce dernier segment. Le marché reste relativement plus concentré à l'importation qu'à l'exportation.



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

## Produits de gros :

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

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

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

## Segments du marché de gros :

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

- **Achats et ventes en gros (OTC)<sup>30</sup>** : notifications d'échanges de blocs c'est à dire quantités nominées à RTE la veille pour le lendemain, hors les transactions sur Pownernext
  - **Importations et exportations** : [http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre\\_inter\\_1.htm](http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_inter_1.htm)
  - **Achats et ventes sur Pownernext**, la bourse française de l'électricité : [www.pownernext.fr](http://www.pownernext.fr)
  - **Consommation finale** : ventes à des sites en tant que responsable d'équilibre ou sous forme de blocs
  - **Ventes aux gestionnaires de réseaux pour la compensation de leurs pertes** : [http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre\\_perte.htm](http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_perte.htm)
- **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).

---

<sup>30</sup> « 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 :

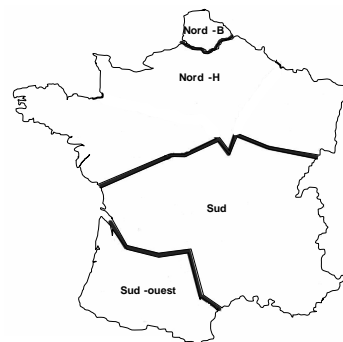
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution
- les clients résidentiels raccordés au réseau de distribution

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.