

Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

Quatrième trimestre 2010

SOMMAIRE

Introduction	3
Le marché de l'électricité.....	4
Le marché de détail de l'électricité.....	4
1. Introduction	4
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif	5
3. Etat des lieux au 31 décembre 2010	6
4. Analyse en dynamique : Quatrième trimestre 2010.....	13
Le marché de gros de l'électricité	15
1. Introduction	15
2. Activité sur le marché de gros français.....	16
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne	20
4. Les fondamentaux du marché de l'électricité	24
5. Volumes d'imports/exports.....	26
6. Concentration du marché français de l'électricité	27
Le marché du gaz	29
Le marché de détail du gaz	29
1. Introduction	29
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif	30
3. Etat des lieux au 31 décembre 2010	31
4. Analyse en dynamique : Quatrième trimestre 2010.....	37
Le marché de gros du gaz.....	39
1. Les principales dates concernant le marché de gros français.....	39
2. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe	39
3. Activité sur le marché de gros français.....	43
4. Suivi des infrastructures.....	46
5. Concentration du marché français du gaz	47
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz.....	49
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité	50
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz	52

Introduction

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

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

Depuis le 1^{er} 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 :

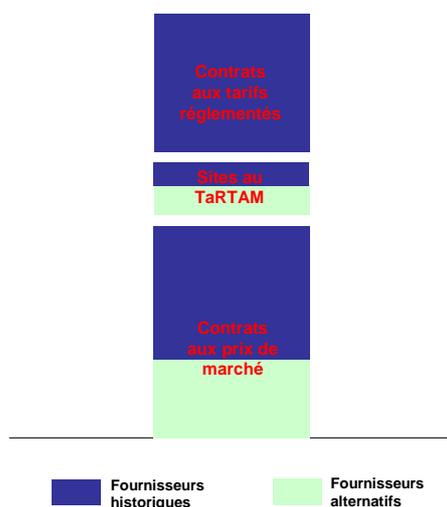
- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises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

Au 31 décembre 2010, 35 millions de sites sont éligibles¹, ce qui représente environ 449 TWh² de consommation annuelle d'électricité.

Les clients peuvent disposer de 3 types de contrats :

- les contrats aux tarifs réglementés (proposés uniquement par des fournisseurs historiques)
- les contrats en offre de marché (proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs).
- Les contrats au TaRTAM. L'accès à ce type de contrat suppose d'avoir préalablement souscrit un contrat en offre de marché.

Répartition des contrats d'électricité – schéma illustratif –



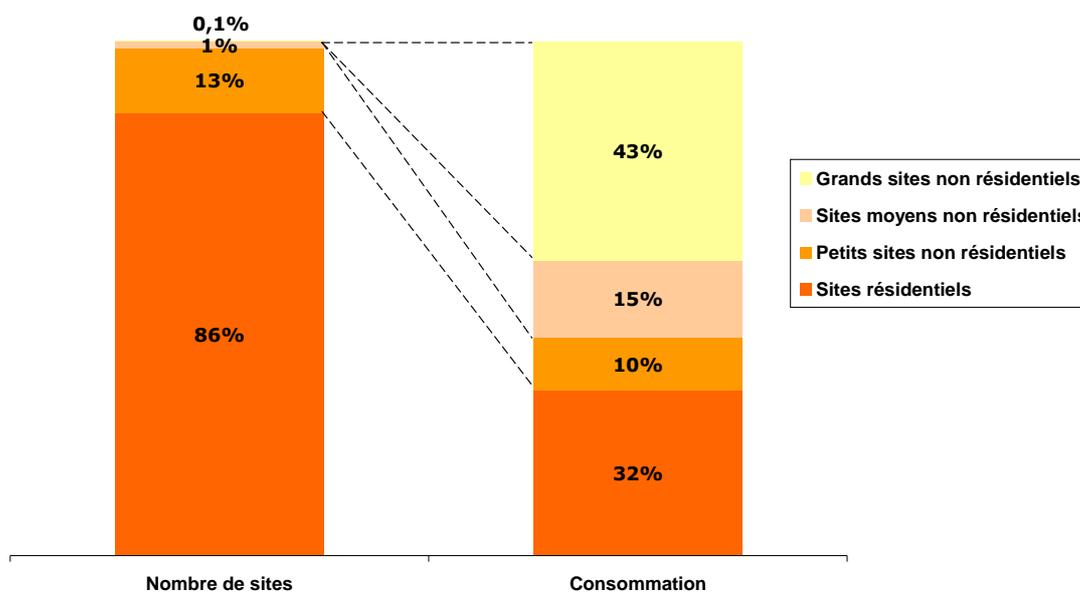
¹ Hors zones non interconnectées (voir le glossaire électricité pour la définition des zones non interconnectées).

² Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité à la consommation des clients raccordés aux principaux gestionnaires de réseaux, qui représente 441 TWh.

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.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif

Typologie des sites



Source : 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 2010

A) Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

	Sites résidentiels		Sites non résidentiels	
	Au 31 décembre 2010	Au 30 septembre 2010	Au 31 décembre 2010	Au 30 septembre 2010
Nombre total de sites	30 200 000	30 000 000	4 871 000	4 846 000
– Sites aux tarifs réglementés	28 615 000	28 422 000	4 143 000	4 102 000
– Sites en offre de marché, dont :	1 585 000	1 578 000	728 000	744 000
• Sites au TaRTAM tous fournisseurs, dont :	–	–	11 900	11 600
o fournisseurs historiques	–	–	2 300	2 300
o fournisseurs alternatifs	–	–	9 600	9 300
• Sites non au TaRTAM tous fournisseurs, dont :	1 585 000	1 578 000	716 000	733 000
o fournisseurs historiques	14 000	15 000	354 000	361 000
o fournisseurs alternatifs	1 571 000	1 563 000	362 000	372 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	5,2 %	5,2 %	7,6%	7,7 %

Sources : RTE GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

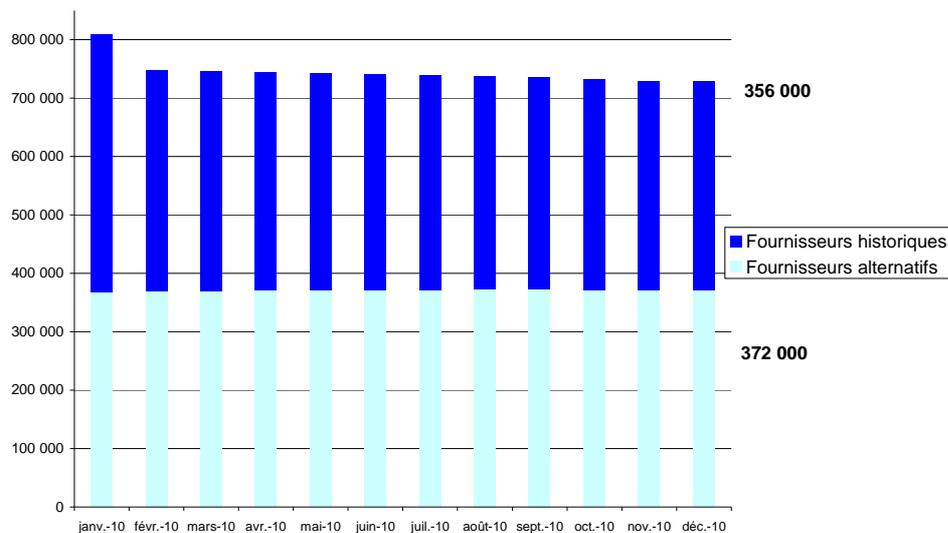
Synthèse en consommation annualisée

	Sites résidentiels		Sites non résidentiels	
	Au 31 décembre 2010	Au 30 septembre 2010	Au 31 décembre 2010	Au 30 septembre 2010
Consommation totale des sites	142 TWh	142 TWh	299 TWh	298 TWh
– Sites aux tarifs réglementés	134,5 TWh	134,6 TWh	159,7 TWh	159 TWh
– Sites en offre de marché, dont :	7,5 TWh	7,4 TWh	139,3 TWh	139 TWh
• Sites au TaRTAM tous fournisseurs, dont :	–	–	75,3 TWh	73 TWh
o fournisseurs historiques	–	–	39,6 TWh	40 TWh
o fournisseurs alternatifs	–	–	35,7 TWh	33 TWh
• Sites non au TaRTAM tous fournisseurs, dont :	7,5 TWh	7,4 TWh	64 TWh	66 TWh
o fournisseurs historiques	0,2 TWh	~ 0 TWh	51,5 TWh	55 TWh
o fournisseurs alternatifs	7,3 TWh	7,4 TWh	12,5 TWh	11 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	5,1%	5,2 %	16,1 %	14,8 %

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

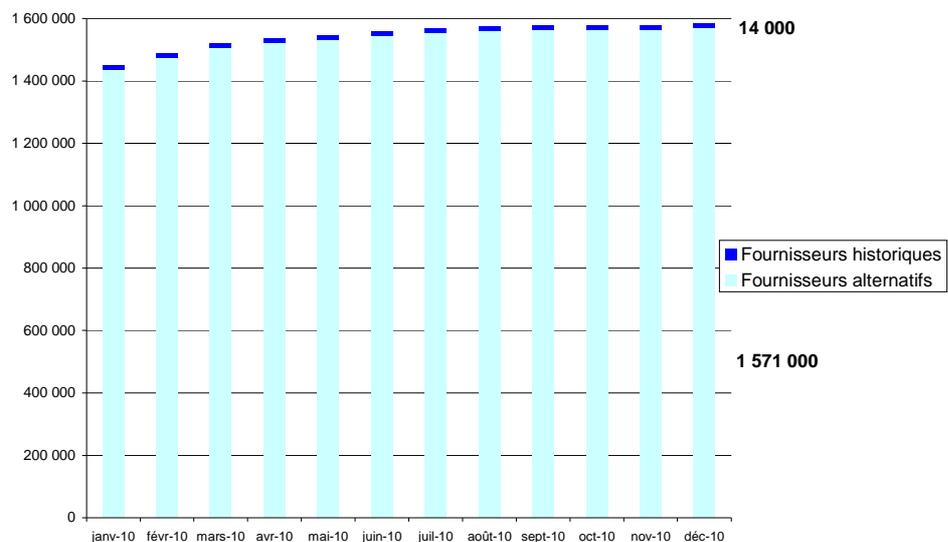
B) Evolution du nombre de sites en offre de marché

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



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

Nombre de sites en offre de marché – sites RÉSIDENTIELS –

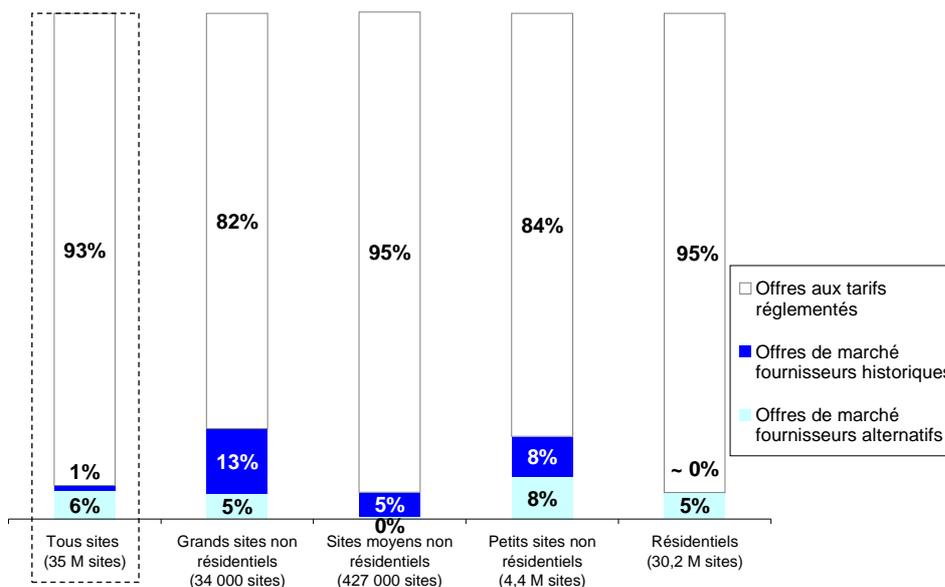


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 décembre 2010, environ 728 000 sites non résidentiels et 1 585 000 sites résidentiels sont en offre de marché.

C) Parts de marché en nombre de sites au 31 décembre 2010

Répartition des sites par type d'offre au 31 décembre 2010

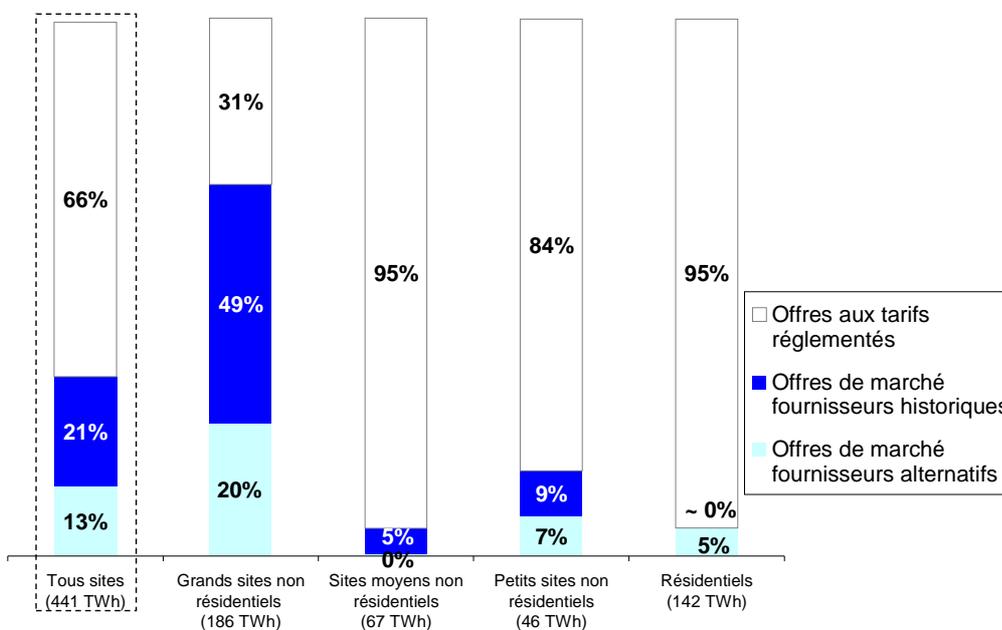


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE
 NB : Les sites au TaRTAM sont comptabilisés avec les sites en offre de marché.

Au 31 décembre 2010, environ 7% des sites sont en offre de marché et 6% ont fait le choix d'un fournisseur alternatif.

D) Parts de marché en consommation au 31 décembre 2010

Répartition des consommations par type d'offre au 31 décembre 2010



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

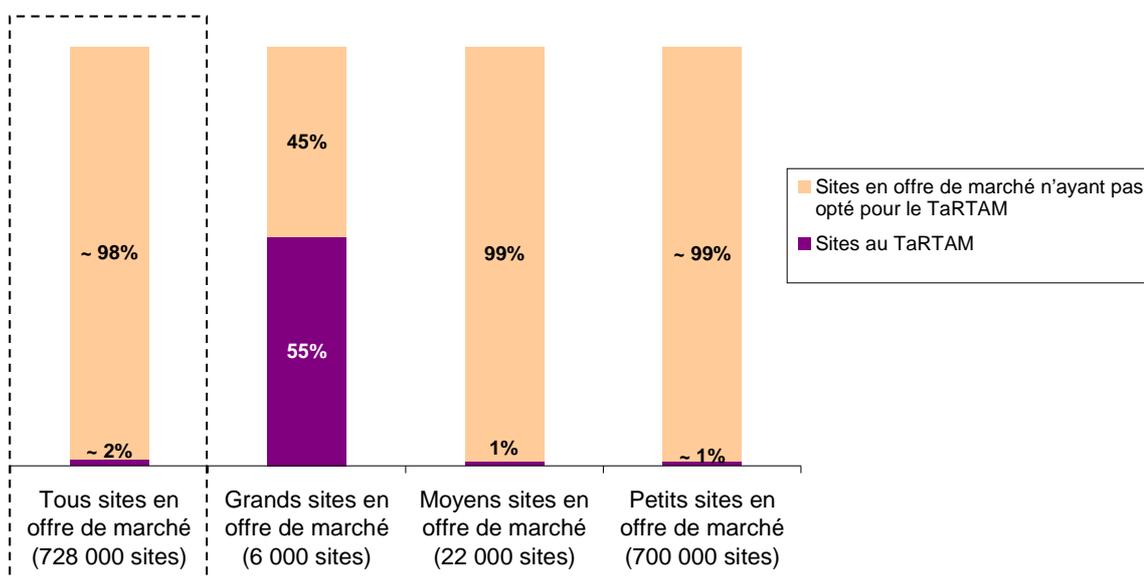
E) Données sur le TaRTAM

La loi du 7 décembre 2006 a instauré un Tarif Réglementé et Transitoire d'Ajustement au Marché (TaRTAM) qui a été modifié plusieurs fois. La dernière loi du 7 décembre 2010 donne le droit aux clients de bénéficier du TaRTAM si la demande de souscription a été faite avant le 1^{er} juillet 2010 et jusqu'à la date de mise en place effective d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique. Le TaRTAM est égal au tarif réglementé de vente hors taxes applicable au 15/08/2008, à un site de consommation présentant les mêmes caractéristiques, majoré de 23% pour les tarifs verts, 20% pour les tarifs jaunes et 10% pour les tarifs bleus.

Au 31 décembre 2010, 11 900 sites environ, soit 1,6% des sites non résidentiels en offre de marché, sont au TaRTAM. Ils représentent une consommation annuelle de 75 TWh, soit 55% de la consommation des sites non résidentiels en offre de marché. Les nouveaux sites au TaRTAM sont des petits sites non résidentiels.

25 fournisseurs alimentent des clients au TaRTAM. Les fournisseurs alternatifs alimentent 80% des sites et 47% de la consommation au TaRTAM.

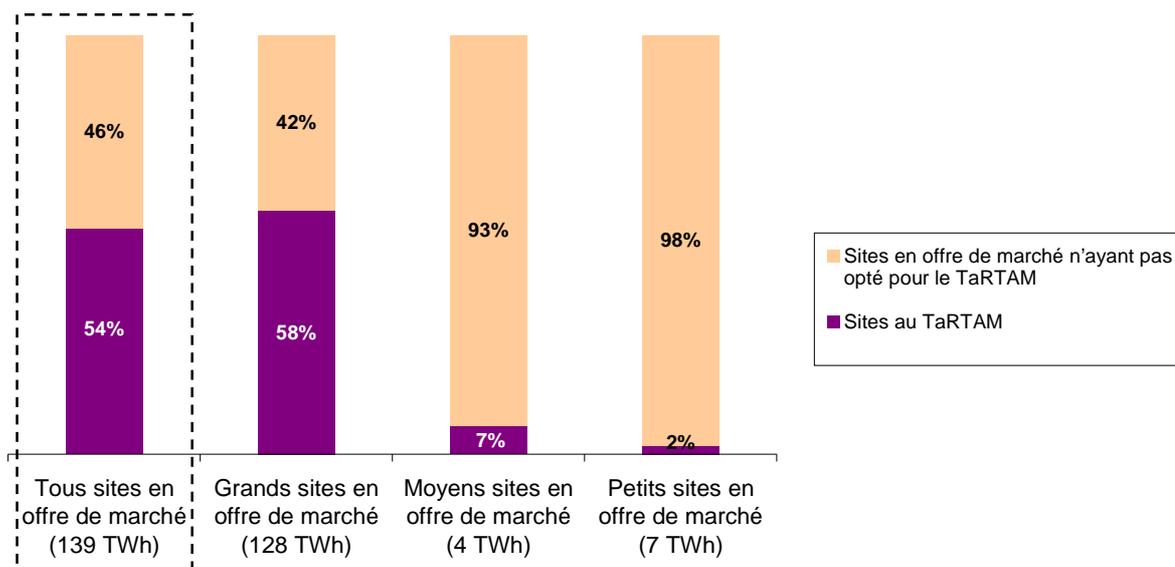
Part des sites au TaRTAM rapportée à l'ensemble des sites non résidentiels en offre de marché au 31 décembre 2010



Sources : Fournisseurs – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au 31 décembre 2010, sur les 22 000 sites moyens en offre de marché, 1% ont choisi le TaRTAM.

Part de la consommation des sites au TaRTAM rapportée à la consommation de l'ensemble des sites non résidentiels en offre de marché au 31 décembre 2010



Sources : Fournisseurs – Analyse : CRE

F) Fournisseurs d'électricité actifs au 31 décembre 2010

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE³
et actifs⁴ au 31 décembre 2010

Fournisseur, Marques commerciales		Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites résidentiels
Fournisseurs alternatifs⁵ d'électricité					
Alpiq Energie		•			
Direct Energie				•	•
Edenkia		•			
E.ON Energie		•			
Enercoop			•	•	•
EGL		•			
Endesa Energia		•			
Enel France		•			
Energem				•	•
GDF Suez	 	•		•	•
		•		•	
Lampiris				•	•

³ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 24 février 2011 à partir du moteur de recherche des fournisseurs par code postal.

⁴ 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.

⁵ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif.

Fournisseur, Marques commerciales		Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites résidentiels
HEW Energies		●			
Iberdrola		●			
Kalibraxe		●			
Oddo Power		●			
Planète UI				●	●
Poweo		●		●	●
SNET		●			
Fournisseurs historiques⁶ d'électricité					
Alterna				●	●
EDF	 	●	●	●	●
GEG Source d'Energies		●	●	●	●

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

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

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.fr⁷;
- sont nationaux, c'est-à-dire qu'ils ont déclaré proposer des offres dans au moins 90% des communes de France métropolitaine raccordées au réseau de l'électricité (hors Corse) ;
- sont actifs, c'est-à-dire qu'ils remplissent l'une de ces conditions :
 - avoir au moins un site en contrat unique ;
 - être responsable d'équilibre d'au moins un site en CARD/CART ;
 - être responsable d'équilibre et avoir livré une partie de la consommation d'un site au cours du trimestre précédent.

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

Au 31 décembre 2010, environ 160 fournisseurs non nationaux d'électricité sont actifs sur le territoire, dont les fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution⁸). 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 2010

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 2010	T3 2010	T4 2010	T3 2010
Ventes brutes totales, dont :	1 059 000	1 270 000	109 000	99 000
o <i>fournisseurs historiques</i>	960 000	1 124 000	100 500	90 000
o <i>fournisseurs alternatifs</i>	99 000	146 000	8 500	9 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	9,3%	11,5%	7,8%	9,0%

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

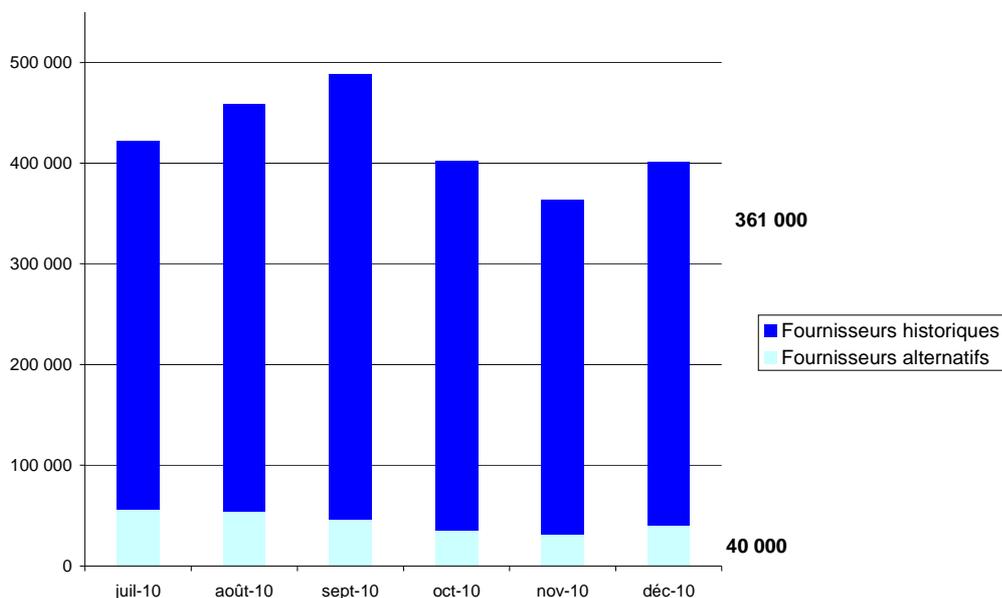
⁷ Mis en ligne en septembre 2008, le moteur de recherche est construit à partir des renseignements donnés volontairement par les fournisseurs. Le site internet www.energie-info.fr est développé par la CRE et le médiateur national de l'énergie, en collaboration avec la DGCCRF et la DGEC.

⁸ Voir le glossaire pour la définition d'une entreprise locale de distribution.

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

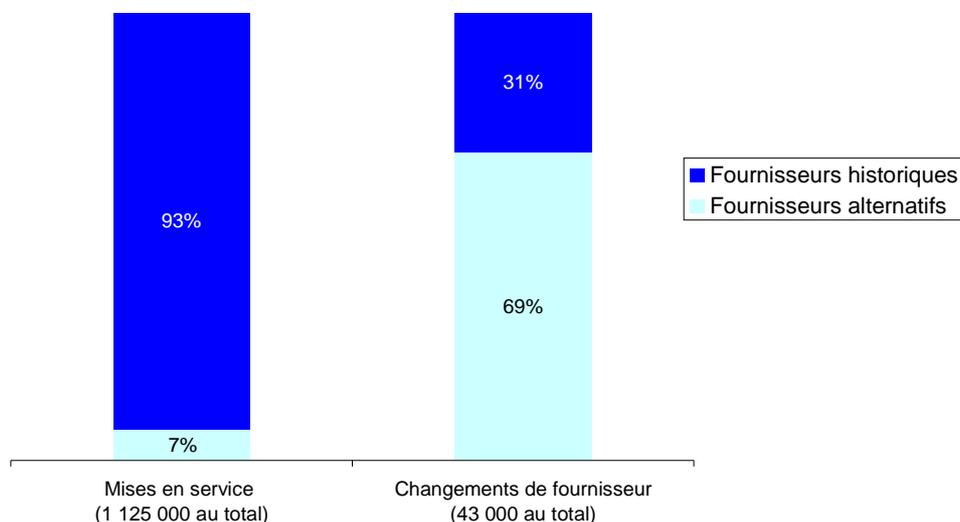
B) Ventes brutes sur les mois écoulés

Ventes brutes totales mensuelles



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

Répartition des ventes brutes par type de fournisseur au cours du Quatrième trimestre 2010



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

Exemple de lecture : au cours du Quatrième trimestre 2010, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 7% des 1 125 000 mises en service effectuées.

Le marché de gros de l'électricité

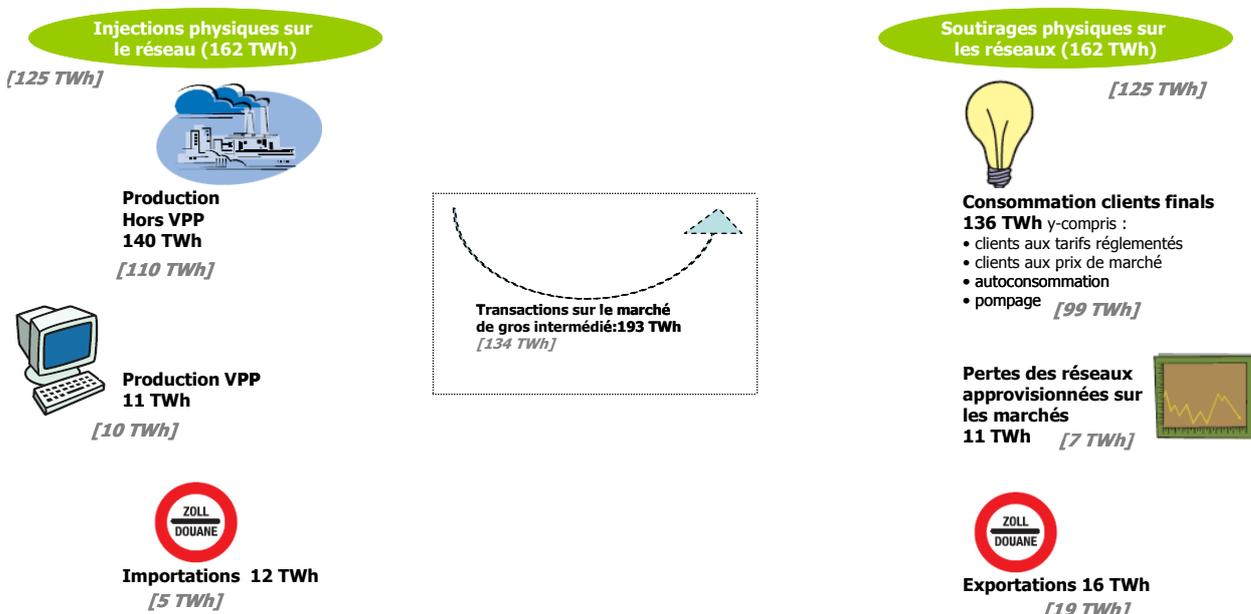
1. Introduction

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*
- Mars 2009 : apparition d'un sixième courtier sur le marché de gros de l'électricité
- 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.

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 2010. 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 2010 - Analyse : CRE

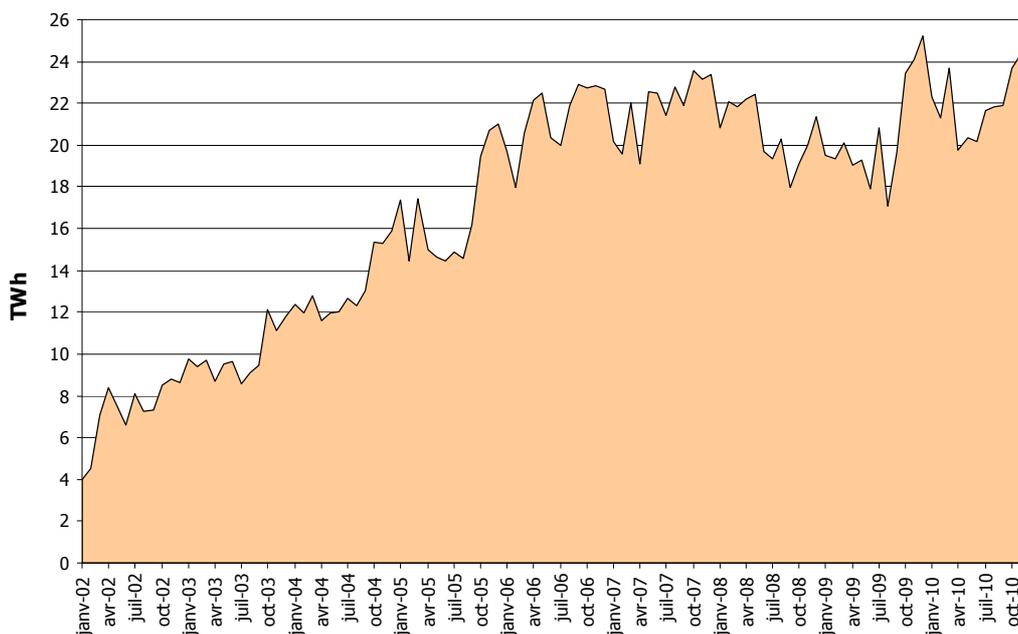
2. Activité sur le marché de gros français

A) Activité sur le marché de gré à gré

Une partie non négligeable du négoce d'électricité s'effectue de gré à gré (OTC), par des transactions directes entre les acteurs, ou via des intermédiaires (société de courtage et plateformes de négoce). La CRE publie les volumes agrégés des transactions effectuées via ces intermédiaires (cf. cahier d'indicateurs électricité).

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

Volume des nominations résultant de transactions de gré à gré



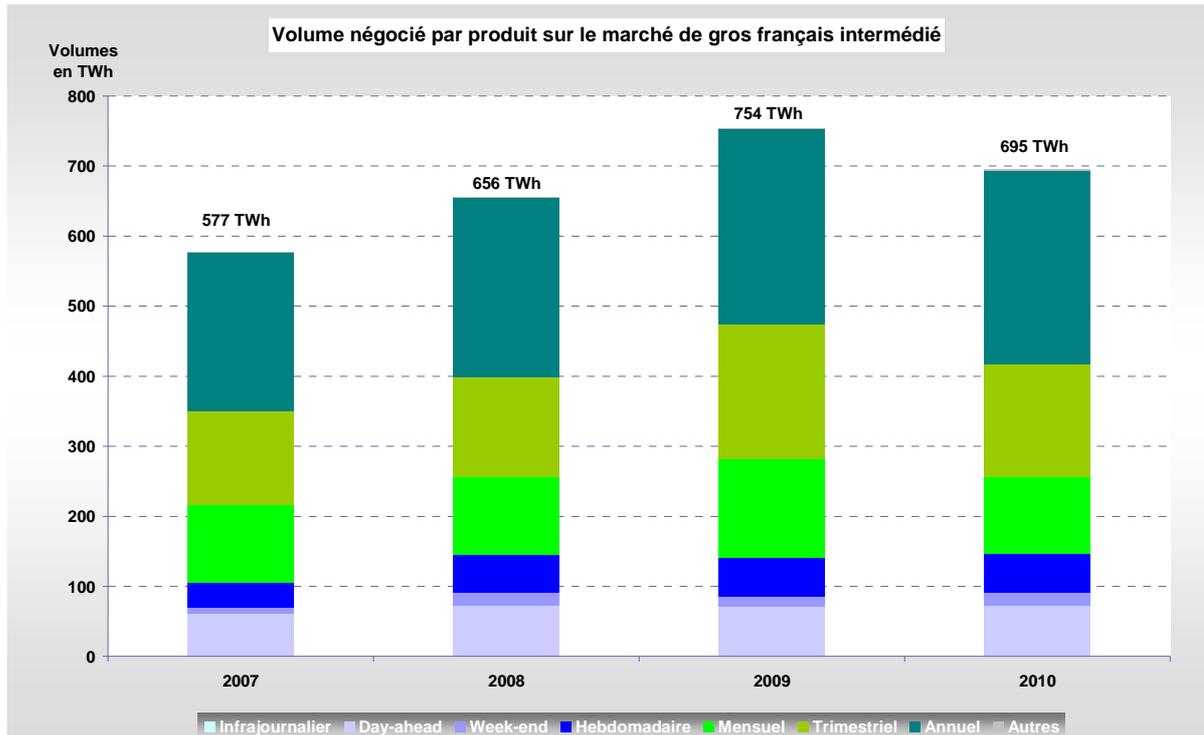
Source : RTE – Analyse : CRE

Le volume des nominations d'échanges de blocs sur le marché de gré à gré s'est élevé à 73 TWh au quatrième trimestre 2010, en hausse de 12% par rapport au trimestre précédent et de 0,3% par rapport à la même période l'année précédente. Ce volume a représenté 51% de la consommation nationale au quatrième trimestre 2010, contre 55% au quatrième trimestre 2009.

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 sont observables dans la section *Développement du négoce en France* des indicateurs électricité publiés par la CRE.

Vue globale du négoce au quatrième trimestre 2010



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

Produits spot

Les volumes échangés sur le marché spot ont diminué de 11% au quatrième trimestre 2010 par rapport au même trimestre de 2009. Sur le marché intra-day et Day-ahead Auction ils ont diminué de 15% et 18%, tandis que la taille du marché continu a augmenté de 11%.

Il convient de noter que les volumes échangés sur le marché spot ont augmenté de 13% au quatrième trimestre 2010 par rapport au troisième trimestre de 2010. Les volumes échangés sur le marché Day-ahead Auction sont restés stables, tandis que les volumes échangés sur le marché continu et Intraday ont augmenté de 50% et 92%.

Produits à terme⁹

Au quatrième trimestre 2010, 144 TWh ont été échangés sur l'ensemble des produits à terme¹⁰, soit une croissance de 43% par rapport au trimestre précédent et un recul de 22% par rapport à la même période l'année précédente.

La très grande majorité des échanges pour les produits à terme se font sur les marchés OTC, EPD France ne captant que 7% des volumes (8% des transactions). La croissance des échanges a cependant été plus importante sur le marché organisé (+178% en volume et +127% en nombre de transactions en comparaison du trimestre précédent) que sur les plateformes de courtage (respectivement +38% et +29%).

⁹ 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.

¹⁰ Les produits à terme dont la période de livraison est supérieure ou égale au mois (Produits Mensuels, Trimestriels ou Annuels).

Comparativement à la même période en 2009, l'activité sur EPD France a augmenté de 40% en volumes échangés, alors que sur les plateformes de courtage les volumes ont baissé de 25%.

Le nombre de transactions de produits annuels et trimestriels a augmenté de 45% et 48% entre le troisième et le quatrième trimestre, tandis que les transactions de produits mensuels ont augmenté seulement de 18%. Sur un an, le nombre de transactions de produits annuels est resté stable, tandis que le nombre de transactions de produits mensuels et trimestriels a diminué de 52% et 31%.

Produits mensuels :

2 346 transactions de produits mensuels représentant 25 TWh ont eu lieu au quatrième trimestre 2010, soit respectivement +18% et +8% par rapport au trimestre précédent. Les volumes échangés sont cependant inférieurs à ceux de 2009 pour la même période, de même que les transactions (-51% et -52%).

Les volumes de produits mensuels échangés ont augmenté de 76% au quatrième trimestre par rapport au troisième trimestre sur la bourse, et de 7% sur les plateformes de courtage. Par rapport à la même période en 2009, les volumes de produits mensuels échangés ont diminué de 10% sur la bourse et de 51% sur les plateformes de courtage.

La baisse de 14% en volume des produits M+2, qui représentent 27% du total des volumes de produits mensuels, a été compensée par la hausse des produits M+1 (+19%) et M+3 (+5%). La liquidité pour ces différents produits a suivi la même évolution.

Par rapport à l'année précédente, les volumes échangés ont baissé de 25 TWh : cette baisse est essentiellement due à une diminution des produits M+1 et M+2 (-56% et -55%), alors que les produits M+3 ont été davantage échangés (+93%).

Produits trimestriels :

Le négoce de produits trimestriels au quatrième trimestre 2010 a nettement augmenté dans son ensemble par rapport au trimestre précédent (+48% en volume), tandis que les volumes échangés ont diminué de 26% en comparaison avec la même période en 2009.

Les volumes de produits trimestriels échangés ont augmenté de 272% (+2 TWh) au quatrième trimestre par rapport au troisième trimestre sur la bourse, et de 41% (+10 TWh) sur les plateformes de courtage. Par rapport à la même période en 2009, les volumes de produits trimestriels échangés ont augmenté de 51% sur la bourse et diminué de 29% sur les plateformes de courtage.

Les produits Q+1, comptaient au quatrième trimestre pour la moitié des produits trimestriels en termes de volumes. Leur liquidité a augmenté de 8% avec 880 transactions au quatrième trimestre 2010. En comparaison avec 2009 à la même période, les volumes de produits Q+1 négociés sont en baisse de 46%.

Produits annuels :

Le négoce des produits calendaires a augmenté de 56% au quatrième trimestre 2010, avec 81 TWh échangés pour 1 702 transactions contre 52 TWh pour 1 176 transactions au trimestre précédent. Les chiffres du quatrième trimestre 2010 sont en ligne avec ceux de l'année précédente à la même période, avec une très légère baisse de 2% des volumes échangés.

Les volumes de produits annuels échangés ont augmenté de 166% (+3,7 TWh) au quatrième trimestre par rapport au troisième trimestre sur la bourse, et de 51% (+25 TWh) sur les plateformes de

courtage. Par rapport à la même période en 2009, les volumes de produits annuels échangés ont augmenté de 46% sur la bourse et diminué de 5% sur les plateformes de courtage.

Par rapport au trimestre précédent, la croissance du négoce des produits calendaires a touché tous les produits : les volumes ont augmenté de 63% pour les produits Y+1, de 33% pour les produits Y+2 et de 100% pour les produits Y+3.

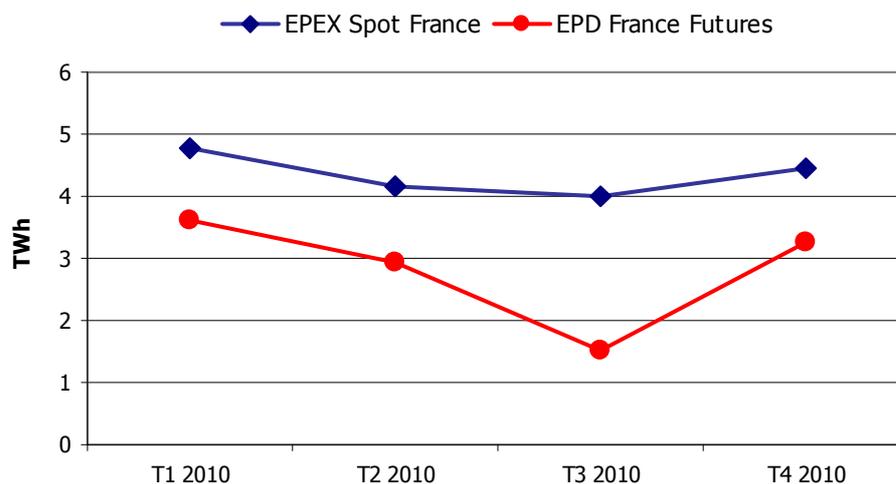
En comparaison avec le quatrième trimestre de 2009, si le négoce des produits Y+1 ne diminue que modérément en termes de volumes (-7%), les volumes négociés de produits Y+2 augmentent de 35%. A l'inverse, les produits Y+ 3 diminuent de 36% en volume.

Le négoce des produits Y+1 représente environ 68% des produits calendaires en volume, contre 25% pour les produits Y+2 et 7% pour les produits Y+3.

C) Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Le volume mensuel moyen en *day-ahead* échangé sur EPEX Spot a légèrement augmenté au cours du quatrième trimestre 2010 par rapport au trimestre précédent. Sur le marché *futures* d'EPD France, les volumes mensuels moyens ont fortement augmenté par rapport au trimestre précédent, et ont rattrapé la forte baisse qui avait eu lieu au trimestre précédent.

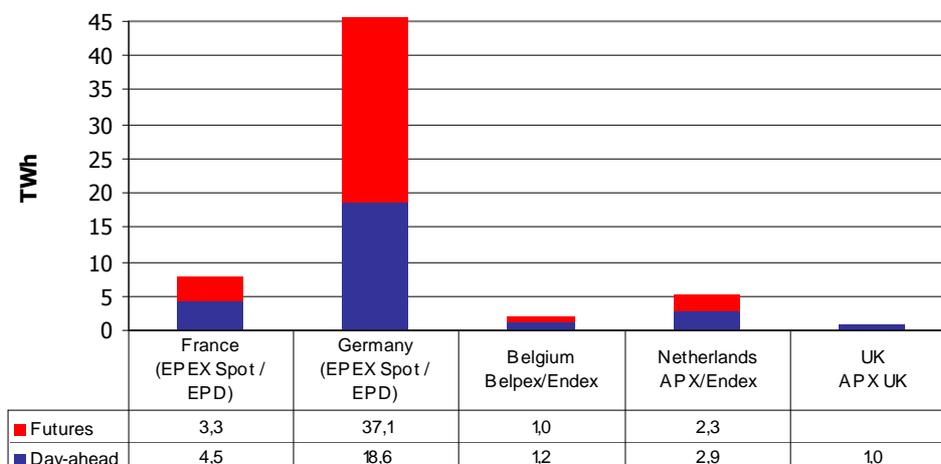
Volumes moyens mensuels des transactions sur les marchés organisés français – toutes échéances confondues –



Source : EPEX Spot, EPD France

L'activité sur les marchés français a été presque deux fois plus importante que l'activité sur les marchés néerlandais. Elle reste très largement inférieure à l'activité en Allemagne.

**Volumes moyens mensuels des transactions sur les principaux marchés organisés européens
(hors marchés obligatoires ou quasi-obligatoires)
– quatrième trimestre 2010 –**



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

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

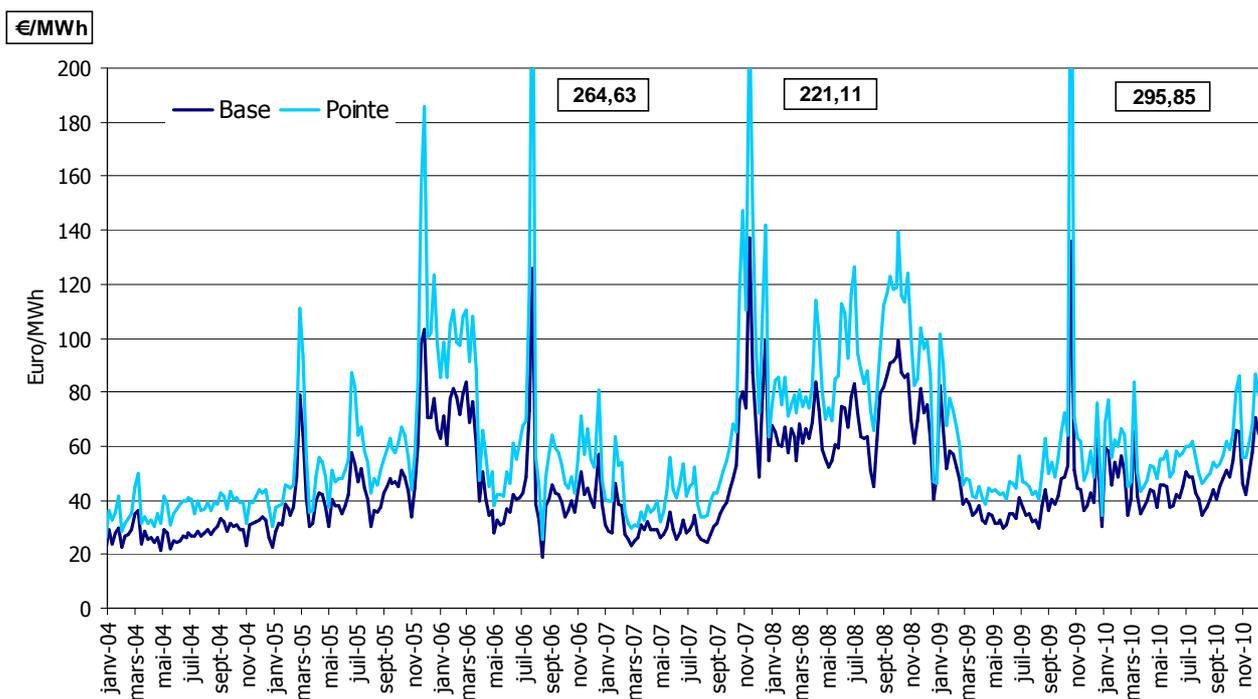
Cette section porte sur l'évolution des prix observés sur les bourses de l'électricité en Europe, sur les prix issus de la presse spécialisée pour les prix britanniques. Les évolutions commentées sont observables dans la section *Evolution des prix de l'électricité* des indicateurs électricité publiés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

A) Prix day-ahead

Les prix *day-ahead* en base cotés sur EPEX Spot ont affiché une moyenne de 56,9 €/MWh au quatrième trimestre 2010, soit +33% par rapport au trimestre précédent et +10% par rapport au quatrième trimestre 2009.

Les prix *day-ahead* en pointe cotés sur EPEX Spot ont affiché une moyenne de 70,0 €/MWh au quatrième trimestre 2010. Ils ont augmenté de 30% par rapport au troisième trimestre 2010 mais baissé de 9% par rapport au même trimestre en 2009.

Prix day-ahead sur EPEX Spot
– moyennes hebdomadaires –



Sources : EPEX Spot – Analyse : CRE

Des pics de prix horaires d'amplitude modérée ont été observés en octobre 2010 en raison de tensions particulièrement fortes sur le système électrique français (pics de consommation et disponibilité réduite du parc de production).

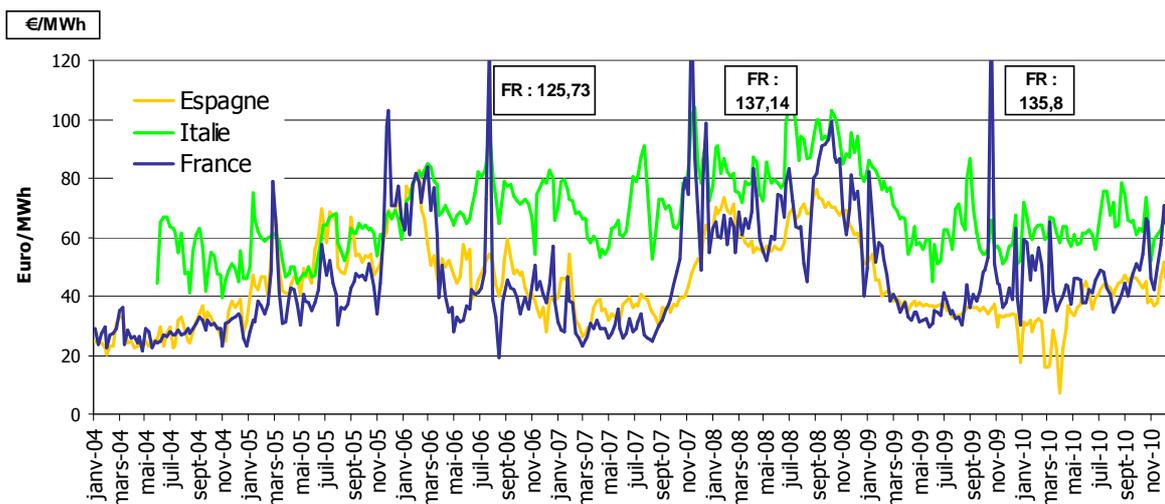
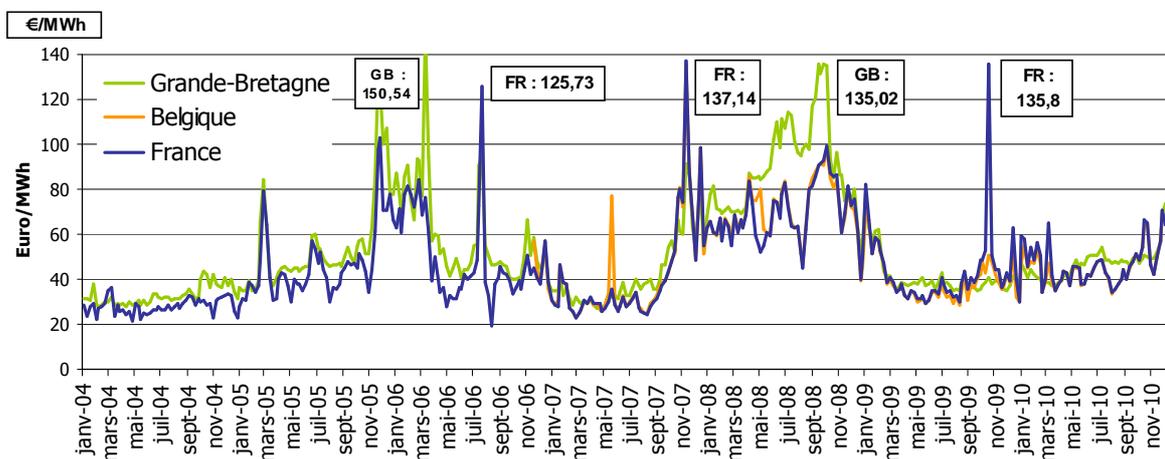
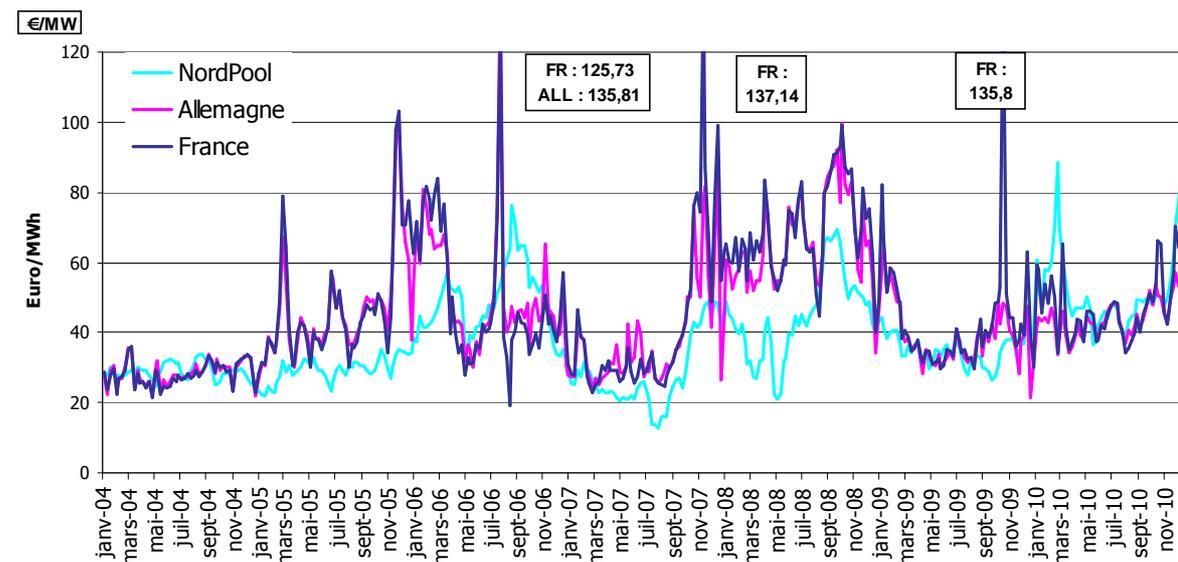
Sur le marché allemand, la hausse des prix Spot en base a été de 18% au cours du quatrième trimestre par rapport au trimestre précédent et de 33% par rapport à la même période de l'année précédente.

Les différentiels de prix France-Allemagne en base (5,5 €/MWh) et en pointe (5,9€/MWh) se sont creusés par rapport aux niveaux observés pendant le troisième trimestre 2010 : malgré le couplage de marché qui a pris effet au 9 novembre 2010, les prix français sont restés supérieurs, ce qui s'explique par la thermo-sensibilité de la demande française. Les prix français et allemands n'ont exactement convergé que durant 51% des heures entre le début du couplage et la fin de l'année.

De façon générale, les pris européens ont augmenté au quatrième trimestre 2010 (de 14% à 35% d'augmentation), reflétant une hausse de la consommation liée au début de la saison hivernale. Seuls les prix espagnol et italien ont stagné (-2% en Espagne) voire baissé (-8% en Italie).

Les prix français sont restés très proches des prix belges du fait du couplage, ainsi que des prix britanniques (baisse du différentiel). Les différentiels avec la Suisse et Nordpool se sont légèrement creusés (France moins chère), alors que le différentiel avec les prix italiens diminuait nettement, même si les prix français restaient moins chers. Enfin, les prix espagnols ont été nettement plus bas que les prix français, augmentant ainsi le différentiel.

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



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

B) Prix futures

Le *future* annuel (Y+1) en base sur EPD France s'établit en moyenne à 51,1 €/MWh, soit une baisse de 4% par rapport au trimestre précédent, alors que le *future* annuel en pointe diminue de 10% à 63 €/MWh en moyenne. Ces évolutions sont similaires quoique moins marquées sur le marché allemand (respectivement -3% et -8%).

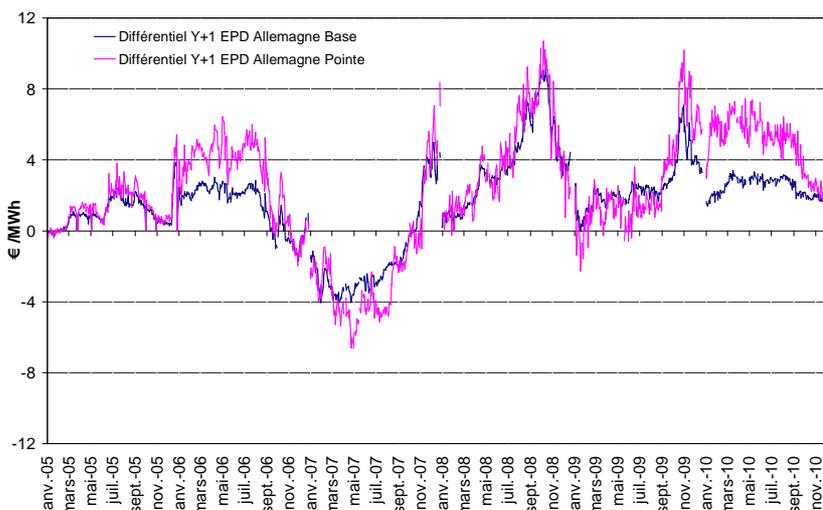
Prix futures Y+1 en France et en Allemagne – prix journaliers –



Sources : EPD France / Allemagne

Les différentiels de prix sur les produits calendaires entre la France et l'Allemagne se sont en effet réduits au dernier trimestre 2010, pour le produit base (2,1 €/MWh contre 2,7 €/MWh précédemment) comme pour le produit pointe (2,9 €/MWh contre 5,0 €/MWh au troisième trimestre 2010). Les acteurs du marché semblent ainsi avoir intégré dans leurs anticipations les effets du couplage de marché, même si les différentiels s'accroissent sur les dernières semaines du trimestre.

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



Sources : EPD France / Allemagne

Produits calendaires :

Les prix des produits calendaires Y+1, Y+2 et Y+3 ont diminué en moyenne au dernier trimestre 2010, en France comme en Allemagne. Comme observé habituellement, le différentiel moyen entre la France et l'Allemagne sur les produits calendaires diminue avec la maturité : il est deux fois supérieur pour le Y+1 que pour le Y+2, le différentiel pour le Y+3 étant inférieur à 1 €/MWh.

A l'inverse, les prix des produits Y+1 ont légèrement augmenté en Grande-Bretagne (+1%) et plus nettement sur Nordpool (+13%) au dernier trimestre 2010.

Produits trimestriels :

Le prix moyen du produit trimestriel français Q+1 base a baissé de 7% par rapport au trimestre précédent, et de 10% par rapport au produit Q+2 du trimestre précédent correspondant à la même période de livraison. Cette baisse s'observe également de l'autre côté du Rhin, signe d'une anticipation d'une fin d'hiver plus douce, mais de façon plus modérée en Allemagne (en raison de la thermo-sensibilité de la consommation française).

En France comme en Allemagne, les prix pour le produit Q+2 (pour livraison au deuxième trimestre 2011) sont nettement inférieurs aux prix Q+2 du trimestre précédent (pour livraison au premier trimestre 2011) : la consommation diminue en effet généralement au printemps. Cependant, ils sont identiques aux prix des produits Q+3 du trimestre précédent.

On observe enfin que les différentiels de prix présentent la saisonnalité usuelle due à la thermo-sensibilité de la consommation française : les prix français sont nettement supérieurs aux prix allemands pour les produits Q+1 et Q+4 (livraison aux premier et dernier trimestres 2011) alors qu'ils sont légèrement inférieurs pour les produits Q+2 et Q+3 (livraison aux deuxième et troisième trimestres 2011).

Produits mensuels :

Par rapport au trimestre précédent, les prix moyens des produits mensuels M+1 ont augmenté en France (+20%) et en Allemagne (+8%), alors que les prix ont plutôt stagné pour les produits M+2 voire baissé pour les produits M+3 en France. Ces évolutions sont cohérentes avec une consommation plus élevée en hiver qu'en été.

4. Les fondamentaux du marché de l'électricité

Si en moyenne trimestrielle, les prix à terme pour livraison en 2011 de l'électricité et des combustibles associés ont été relativement stables (respectivement -4%, +1% et +4% pour l'électricité, le gaz et le charbon), une telle présentation masque le fort rebond qu'ont connu dès la mi-novembre les prix à terme des combustibles fossiles.

Les prix à terme de l'électricité pour livraison en 2011 ont ainsi poursuivi leur baisse jusqu'à début novembre sur une tendance similaire à celle observée au cours du troisième trimestre, puis sont remontés à partir de novembre pour atteindre fin décembre des niveaux légèrement supérieurs à ceux constatés à la fin du mois de septembre : la hausse de prix est ainsi de 4% sur le trimestre. Cette évolution est concomitante avec un mouvement globalement similaire des cours des combustibles fossiles, dont le rebond fut toutefois beaucoup plus marqué. Ceux-ci ont en effet reflué jusqu'en novembre, puis se sont appréciés jusqu'à la fin du trimestre en même temps que les prix de l'électricité. Sur le trimestre, les prix du gaz et du charbon progressent ainsi respectivement de 16% et 23%, hausse qui peut être reliée à l'augmentation de près de 15 % du prix du baril de pétrole brut (hors effet de change). Le prix du CO₂ est lui resté stable sur cette même période.

La comparaison avec les prix constatés l'an passé à la même période pour les produits de maturité plus courte (M+1) laisse par ailleurs apparaître un fort renchérissement du coût des combustibles n'ayant pas réellement affecté le prix de l'électricité. Le prix moyen au quatrième trimestre du MWh

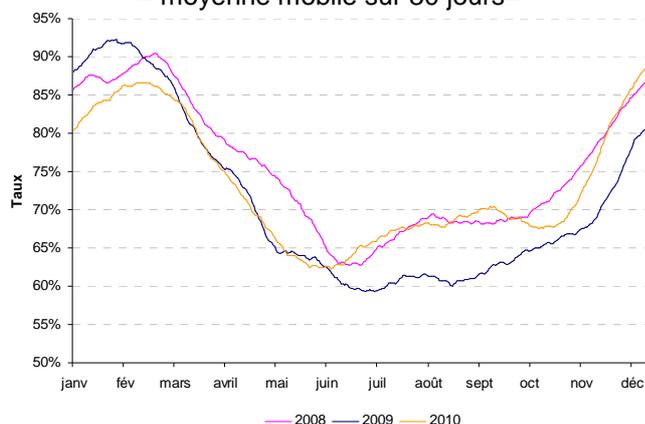
d'électricité est ainsi inférieur de 4% à celui observé en 2009 au quatrième trimestre, tandis des hausses respectives de 56% et 69% apparaissent sur les prix moyens du charbon et du gaz.

L'avantage comparatif de la production au charbon relativement à celle au gaz (l'écart entre les coûts marginaux théoriques des deux filières de production matérialisés par les clean spark spread et clean dark spread) était d'environ 5 €/MWh fin septembre, puis s'élève à presque 10 €/MWh fin décembre. Cette évolution ne reflète pas l'évolution en pourcentage plus importante pour le prix du charbon que pour le prix du gaz car ces spreads se calculent sur une différence des valeurs absolues du charbon et du gaz et non sur leurs valeurs relatives.

En ce qui concerne la production d'électricité en France, le taux de production moyen du parc nucléaire ressort en forte hausse au quatrième trimestre relativement au taux enregistré l'année précédente (75% contre 69%), cette amélioration est la conséquence directe d'un important rétablissement du taux de disponibilité du parc nucléaire qui passe ainsi de 75 % en 2009 à 80% en 2010 au quatrième trimestre.

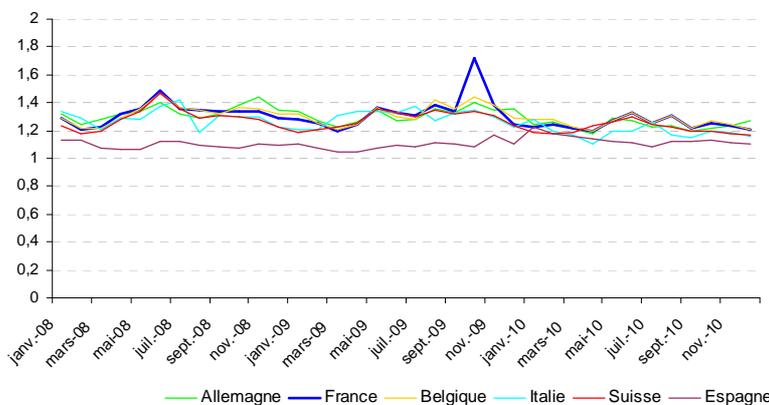
Le ratio base/pointe est en baisse légère (-2%) sur 2010, ce qui traduit une très légère convergence entre prix base et pointe. Cette tendance est observable à partir du début de l'année 2008 sur les marchés de gros de l'électricité, et semble être un phénomène commun à l'ensemble des pays interconnectés avec la France, à l'exception de l'Espagne.

Taux de production du parc nucléaire
– moyenne mobile sur 30 jours–



Source : RTE – Analyse : CRE

Ratio Pointe/Base – prix spots moyens

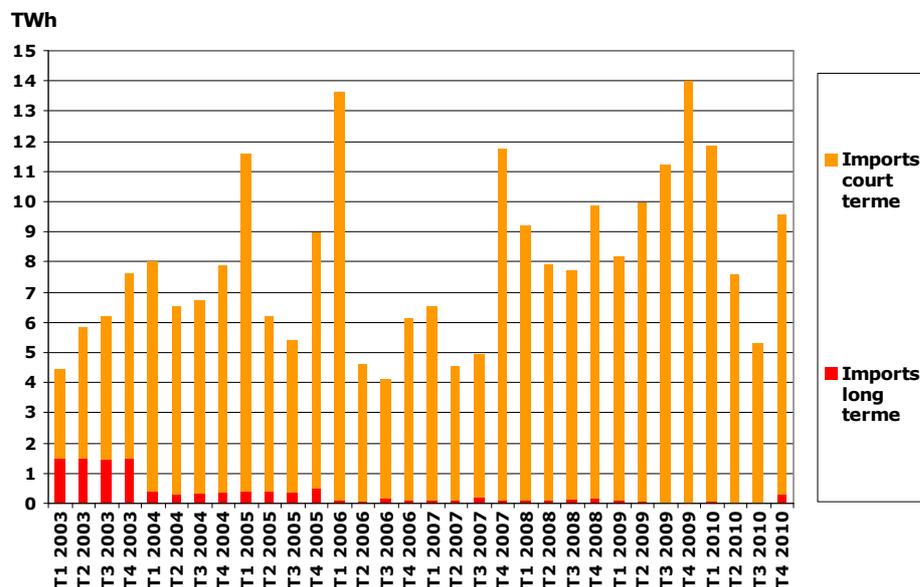


Source : EPEX Spot, IPEX, Belpex, Omel

5. Volumes d'imports/exports

Les importations ont augmenté de 81% au quatrième trimestre 2010 par rapport au trimestre précédent. En revanche, ces importations ont diminué de 32% par rapport au même trimestre de l'année 2009.

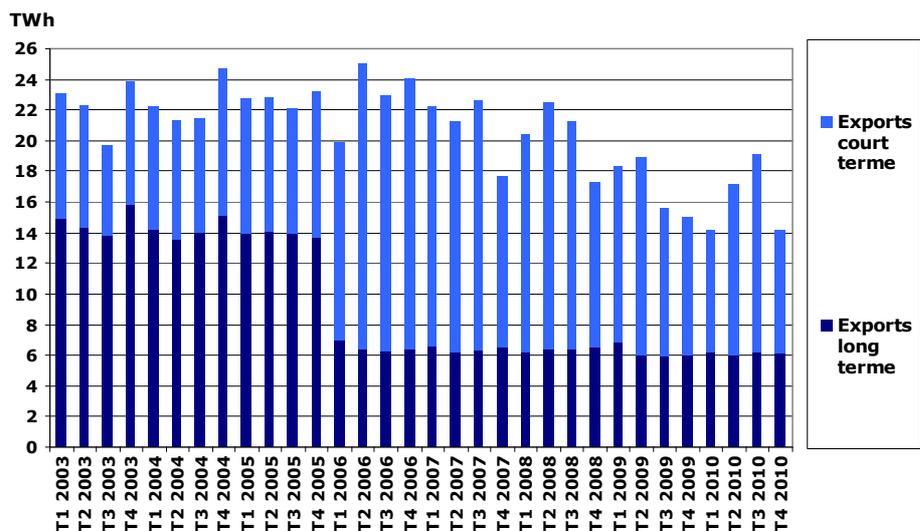
Somme des importations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

Les exportations ont diminué de 26% en volume au quatrième trimestre 2010 par rapport au trimestre précédent. Les volumes exportés au quatrième trimestre 2010 affichent ainsi un niveau légèrement inférieur à celui observé l'année précédente pour ce même trimestre (-5%). Le solde net exportateur se situe à 4,6 TWh, en diminution de 67% par rapport au troisième trimestre 2010 (solde net exportateur de 13,9 TWh). Au total le solde net du quatrième trimestre 2010 est toutefois environ 4 fois supérieur à celui du quatrième trimestre 2009.

Somme des exportations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

6. Concentration du marché français de l'électricité

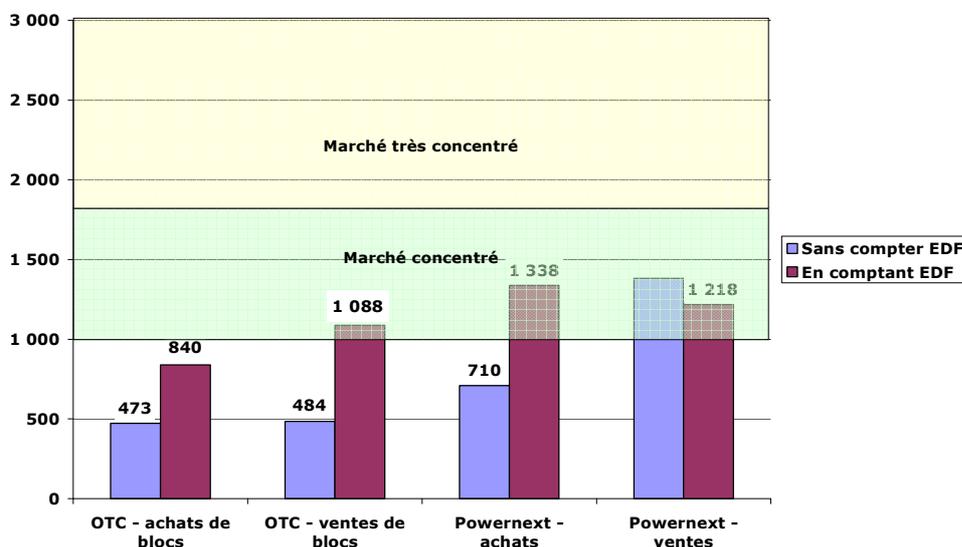
Au cours du quatrième trimestre 2010, sur les 149 responsables d'équilibre présents sur le marché, seuls 16 étaient actifs dans le domaine de la production d'électricité en France. 36 d'entre eux détenaient des capacités issues des enchères VPP, tandis que 25 effectuaient des ventes à des consommateurs. 66 responsables d'équilibre étaient par ailleurs actifs à l'import ou à l'export, et 88 avaient notifié des échanges de blocs dont 66 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 (HHI¹¹) 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 quatrième trimestre 2010, les achats sur les marchés OTC sont restés des segments de marché relativement peu concentrés avec ou sans le groupe EDF. Les achats et ventes sur Powernext ainsi que les ventes sur l'OTC demeurent en revanche des segments de marchés concentrés.

Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros
– Quatrième trimestre 2010 –



Source : RTE – Analyse : CRE

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

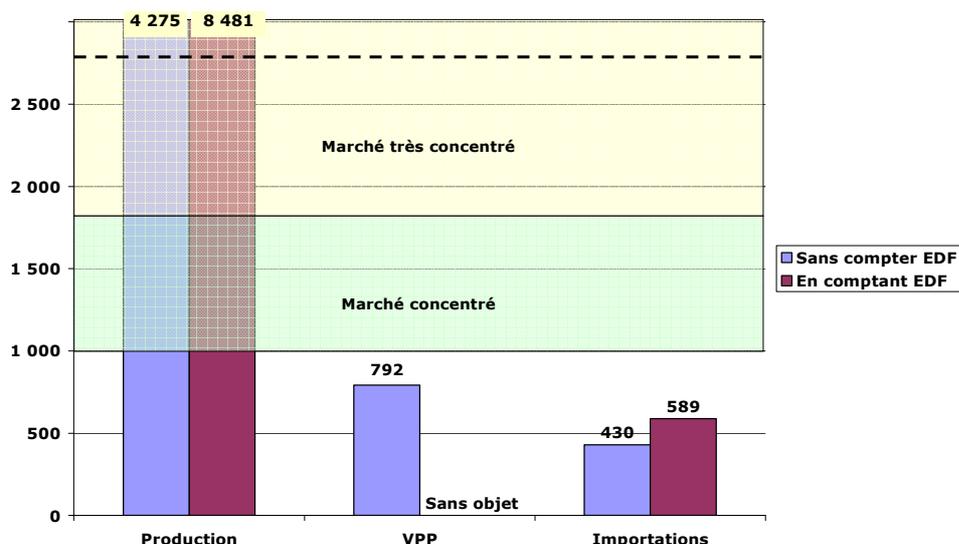
Les graphiques suivants montrent la concentration des marchés amont (injections) et aval (soutirages).

Parmi les injections, la production est particulièrement concentrée, que le groupe EDF soit pris en compte ou non. Ceci reflète le faible nombre de grands producteurs français. Les autres segments (VPP, importations) apparaissent comme des segments de marché peu concentrés, que le groupe EDF soit pris en compte ou non.

¹¹ L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000 et très concentré s'il est supérieur à 1 800

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

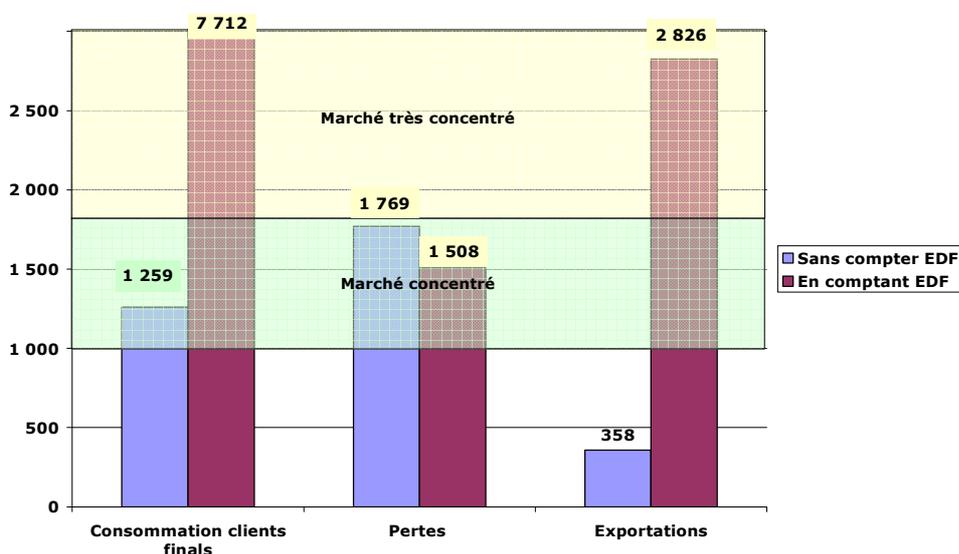
Indice de concentration HHI – injections – Quatrième trimestre 2010 –



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 est très concentré que le groupe EDF soit pris en compte ou non.

Indice de concentration HHI – soutirages – Quatrième trimestre 2010 –



Source : RTE – Analyse : CRE

Le marché du gaz

Le marché de détail du gaz

1. Introduction

L'ouverture du marché français du gaz¹² a connu plusieurs étapes :

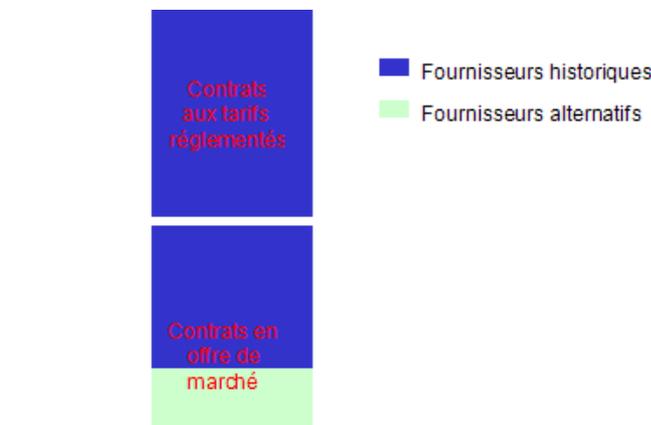
- à partir d'août 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 237 GWh et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quel que soit leur niveau de consommation annuelle,
- à partir d'août 2003, éligibilité de tous 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 2010, 11,4 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 510 TWh¹³.

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 -



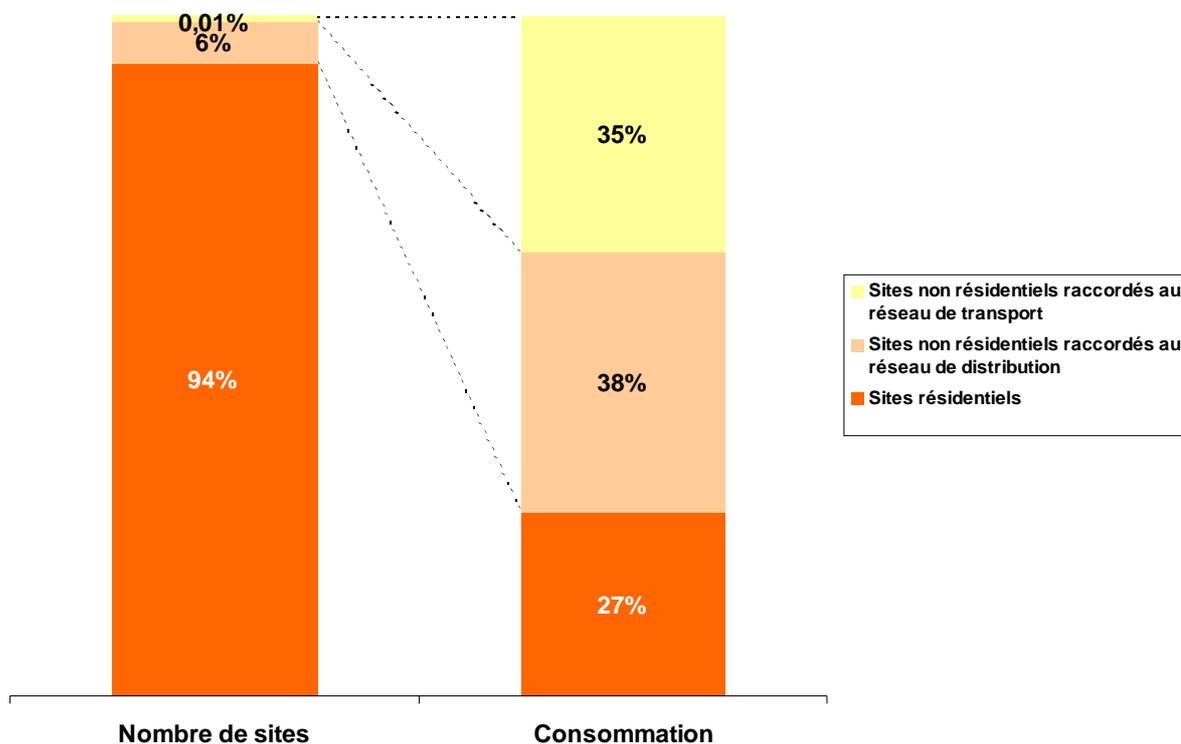
Les principales sources d'information de l'observatoire sont les gestionnaires de réseaux de transport (GRTgaz et TIGF), les 4 principaux gestionnaires de réseaux de distribution (GrDF, Régaz, Réseau GDS et Gaz Électricité de Grenoble) et les principaux fournisseurs historiques (GDF Suez, Tegaz, Énerest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

¹² Gaz naturel, hors grisous, gaz industriels et réseaux de GPL.

¹³ Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité aux clients raccordés aux principaux réseaux (distribution et transport) qui représentent 507 TWh de consommation annualisée.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif

Typologie des sites



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Le marché se divise en trois segments :

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

3. Etat des lieux au 31 décembre 2010

A) Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 31 décembre 2010	Au 30 septembre 2010	Au 31 décembre 2010	Au 30 septembre 2010
Nombre total de sites	10 723 000	10 698 000	681 000	678 000
– Sites aux tarifs réglementés	9 454 000	9 495 000	412 000	418 000
– Sites en offre de marché, dont :	1 269 000	1 203 000	269 000	260 000
o <i>fournisseurs historiques</i>	494 000	501 000	144 000	139 000
o <i>fournisseurs alternatifs</i>	775 000	702 000	125 000	121 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	7,2 %	6,6 %	18,4 %	17,8 %

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

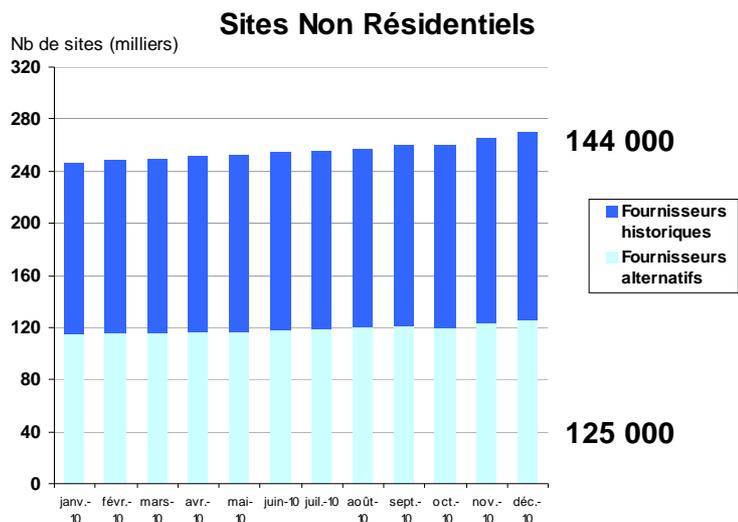
Synthèse en consommation annualisée

	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 31 décembre 2010	Au 30 septembre 2010	Au 31 décembre 2010	Au 30 septembre 2010
Consommation totale des sites	136,6 TWh	136,3 TWh	370 TWh	364 TWh
– Sites aux tarifs réglementés	120,3 TWh	120,9 TWh	104 TWh	114 TWh
– Sites en offre de marché, dont :	16,3 TWh	15,4 TWh	266 TWh	250 TWh
o <i>fournisseurs historiques</i>	7,4 TWh	7,5 TWh	157 TWh	154 TWh
o <i>fournisseurs alternatifs</i>	8,9 TWh	7,9 TWh	109 TWh	96 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	6,5 %	5,8 %	29,5 %	26,4 %

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

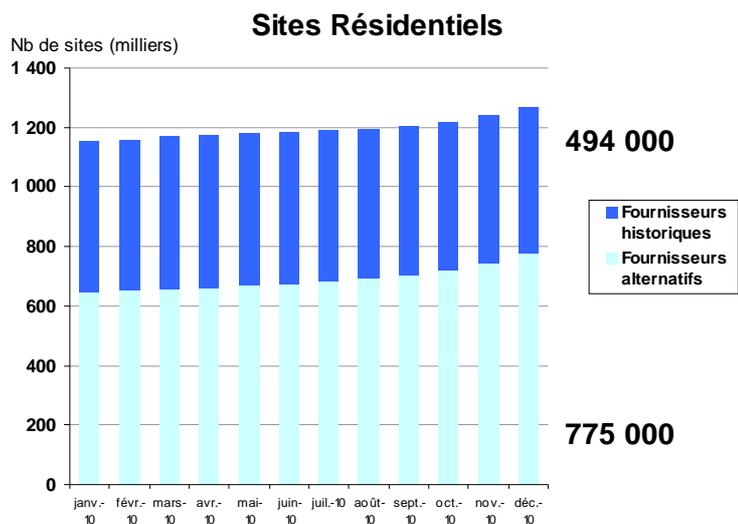
B) Evolution du nombre de sites en offre de marché

Nombre de sites en offre de marché



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

Nombre de sites en offre de marché

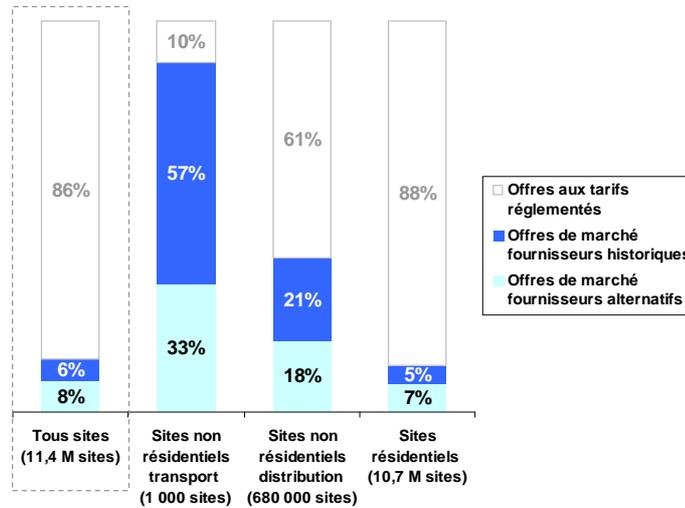


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 décembre 2010, 1 538 000 sites ont choisi une offre de marché, dont 900 000 auprès d'un fournisseur alternatif.

C) Parts de marché en nombre de sites au 31 décembre 2010

Répartition des sites par type d'offre au 31 décembre 2010

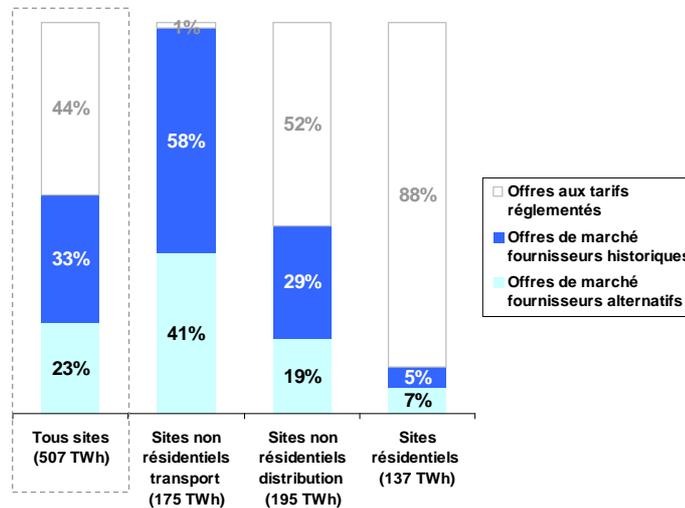


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 décembre 2010, environ 14% des sites sont en offre de marché, et 8% auprès d'un fournisseur alternatif.

D) Parts de marché en consommation annualisée au 31 décembre 2010

Répartition des consommations annualisées par type d'offre au 31 décembre 2010



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

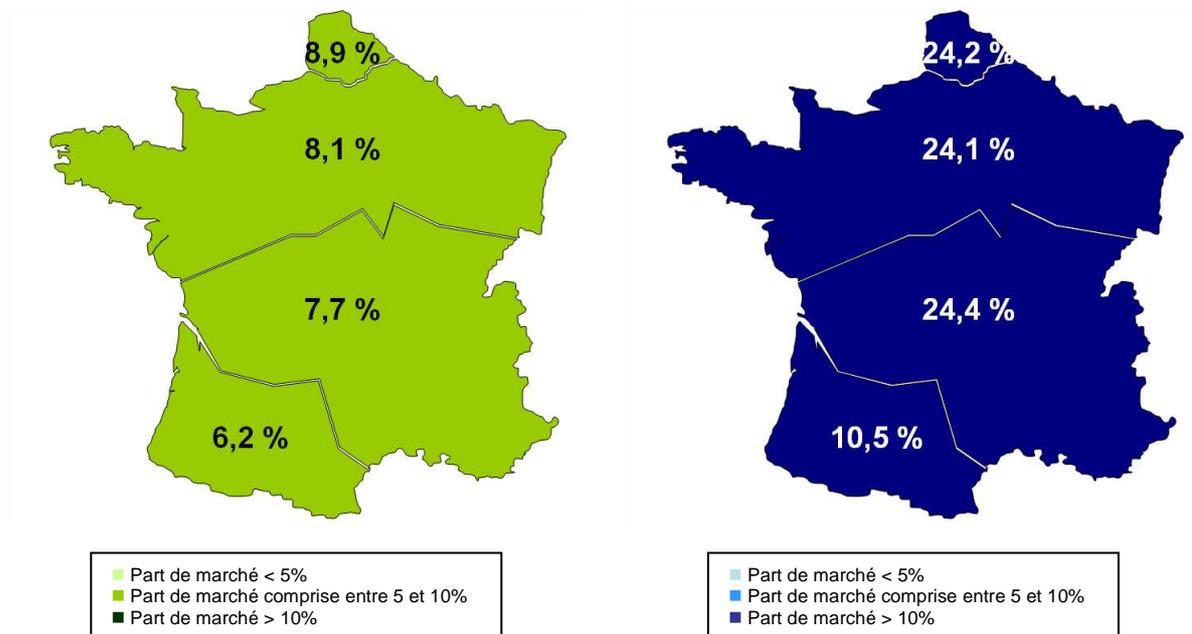
Au 31 décembre 2010, environ 56% de la consommation est fournie par des offres de marché, et 23% auprès d'un fournisseur alternatif.

E) Analyse par zone géographique

**Parts de marché des fournisseurs alternatifs par zone d'équilibrage¹⁴
au 31 décembre 2010**

– en nombre de sites –

– en consommation annualisée –



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au 31 décembre 2010, dans la zone Nord-gaz B, 8,9% des sites et 24,2% de la consommation sont approvisionnés par un fournisseur alternatif.

¹⁴ Voir glossaire en fin de document pour la définition des zones d'équilibrage.

F) Fournisseurs de gaz naturel actifs au 31 décembre 2010

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE¹⁵
et actifs au 31 décembre 2010

Fournisseur, Marque(s) commerciale(s)		Sites non résidentiels transport	Sites non résidentiels distribution	Sites résidentiels
Fournisseurs alternatifs¹⁶ 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			•	
Iberdrola		•		

¹⁵ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 24 février 2011 à partir du moteur de recherche des fournisseurs par code postal.

Poweo		•	•	•
VNG – Verbundnetz Gas AG		•	•	
Fournisseurs historiques¹⁶ 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.fr¹⁷
- 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 naturel¹⁸ ;
- 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 2010, environ 30 fournisseurs non nationaux sont actifs sur le territoire : 22 fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution¹⁹) et 8 fournisseurs alternatifs. Ces fournisseurs présents localement ou régionalement sur le territoire proposent des offres à un ou plusieurs segments de clientèle.

¹⁶ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif et d'un fournisseur historique.

¹⁷ Mis en ligne en septembre 2008, le moteur de recherche est construit à partir des renseignements donnés volontairement par les fournisseurs. Le site internet energie-info.fr est développé par la CRE et le Médiateur national de l'énergie, en collaboration avec la DGCCRF et la DGEC.

¹⁸ 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.

¹⁹ Voir le glossaire pour la définition d'une entreprise locale de distribution.

4. Analyse en dynamique : Quatrième trimestre 2010

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.

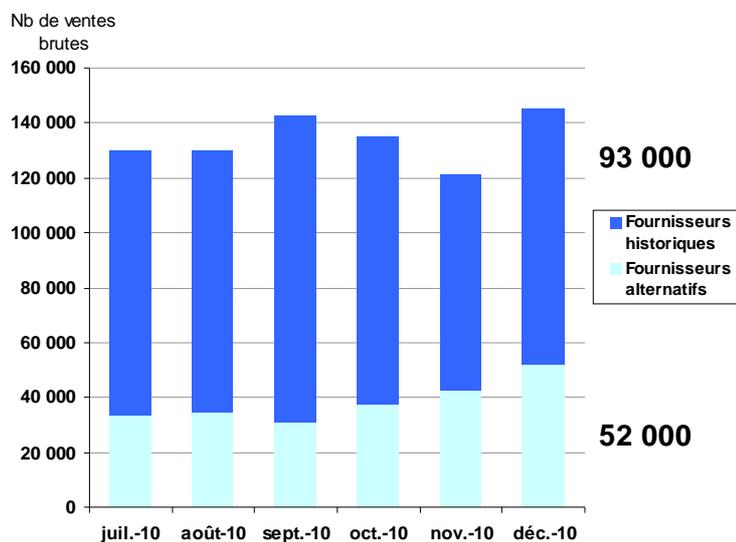
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	T4 2010	T3 2010	T4 2010	T3 2010
Ventes brutes totales, dont :	375 000	380 000	27 000	23 000
o fournisseurs historiques	252 000	290 000	18 000	15 000
o fournisseurs alternatifs	123 000	90 000	9 000	8 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	32,8 %	23,7 %	33,3 %	34,8 %

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.

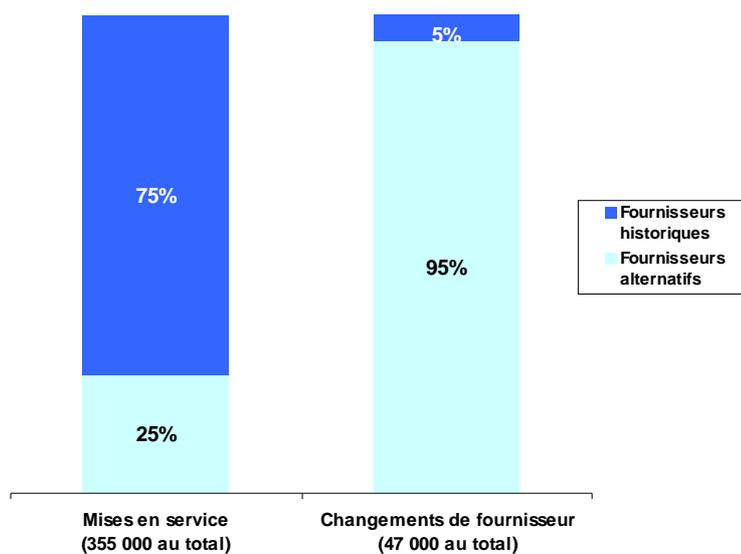
B) Ventes brutes des trimestres écoulés

Ventes brutes totales mensuelles



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Répartition des ventes brutes par type de fournisseur au cours du Quatrième trimestre 2010



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au cours du quatrième trimestre 2010, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 25% des 355 000 mises en service effectuées.

Le marché de gros du gaz

1. Les principales dates concernant le marché de gros français

- 2004 : premiers indices publiés concernent les prix PEG Nord.
- Janvier 2005 : lancement du programme de *Gas release* en France portant sur un volume annuel de 16,3 TWh pendant 3 ans.
- Avril 2007 : lancement de la plateforme *Powernext Balancing* GRTGaz destinée à permettre à GRTGaz de couvrir ses besoins d'équilibrage journaliers en faisant appel au marché.
- Novembre 2008 : lancement du marché *Powernext Gas Spot* et *Powernext Gas Futures*.
- Janvier 2009 : fusion des 3 zones d'équilibrage GRTgaz au Nord de la France (Nord-H, Est et Ouest).
- Décembre 2009 : GRTgaz couvre une partie de ses besoins d'équilibrage journalier directement sur la plateforme *Powernext Gas Spot* (abandon de la plateforme *Powernext Balancing* GRTGaz)
- Novembre 2010 : mise en service du terminal méthanier de Fos Cavaou à 100%.
- Décembre 2010 : commercialisation de capacités de transport journalières et mensuelles entre Zeebrugge et PEG Nord

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 gazier français entre l'amont et l'aval est illustré par le diagramme ci-dessous.

Au quatrième trimestre 2010, les importations (nettes des exportations contractuelles) ont représenté 137 TWh, en hausse de 30% par rapport au trimestre précédent, en raison d'une hausse de la demande conjoncturelle. Comparé à la même période de 2009, on note un niveau équivalent.

La structure de ces importations reste bien diversifiée. Toutefois, les parts des principaux fournisseurs évoluent par rapport au dernier trimestre. Alors que la Norvège représente 38% des approvisionnements, les Pays-Bas (17%) passent devant l'Algérie et la Russie qui représentent, ensemble, 20%²⁰. La part des importations court terme diminue fortement au dernier trimestre, en lien avec une prépondérance des importations via les contrats long-terme en hiver.

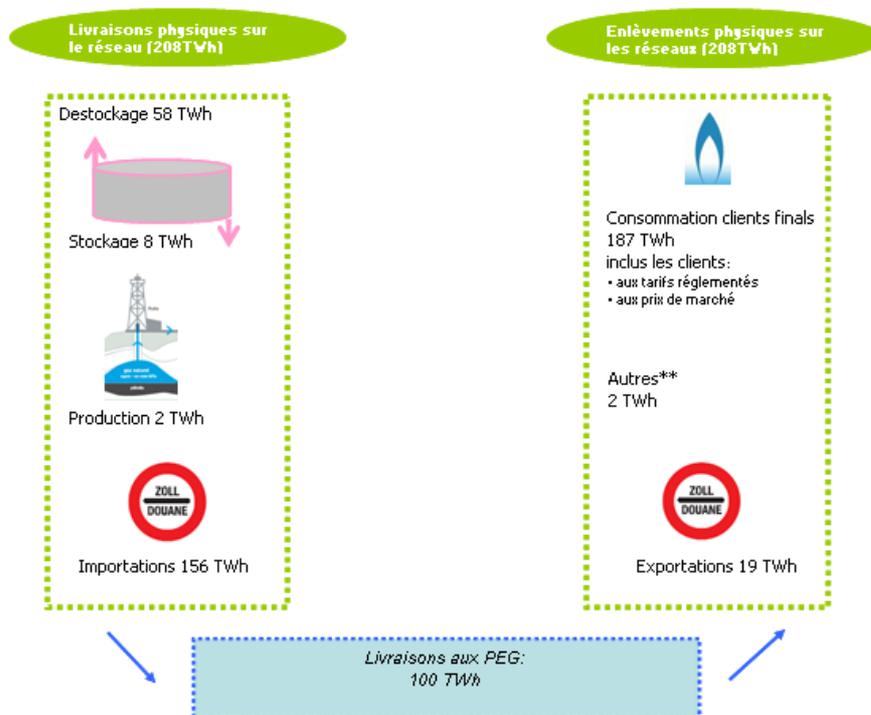
Alors qu'au troisième trimestre, les importations couvraient plus du double de la consommation française, ce n'est plus le cas au quatrième trimestre où les importations couvrent 73% des besoins. Les stockages ont permis l'ajustement de l'offre, à hauteur de 50 TWh.

Depuis la chute du prix du gaz en 2009, de nombreux pays importateurs ont demandé à leurs fournisseurs d'introduire une variable marché spot à leurs clauses d'indexation des contrats long-terme. Plusieurs exportateurs ont accepté d'introduire cette variable, mais dans une certaine mesure. L'indexation des contrats reste principalement basée sur les prix du pétrole et ses dérivés.

Les approvisionnements en France restent ainsi 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).

²⁰ Source : Base de données PEGASE, Direction générale Energie et climat, données en TWh PCS

Approvisionnement et débouchés des acteurs du marché français au quatrième trimestre 2010



Sources : GRTgaz, TIGF

*sur base de la consommation prévisionnelle

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

B) Evolution de la consommation en France

Au troisième trimestre 2010, la consommation française était en baisse par rapport au trimestre précédent, en lien avec la période estivale. La consommation finale est chiffrée à 56 TWh, en baisse de 35% par rapport au trimestre précédent.

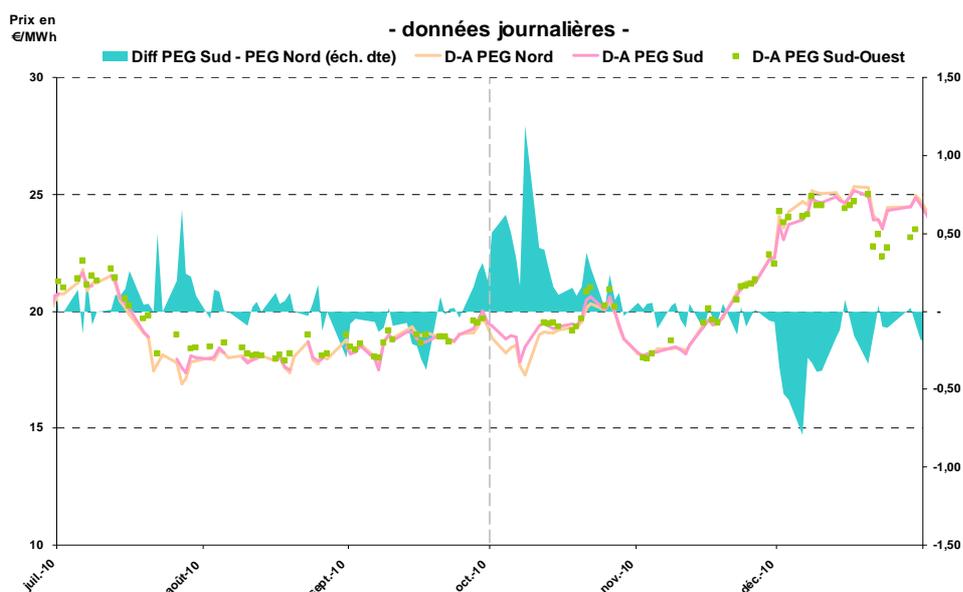
Au quatrième trimestre, la consommation française est en forte hausse, du fait de la structure de la demande. Elle a triplé par rapport au trimestre précédent, avec 187 TWh. Comparée à la période de l'année dernière, la consommation est en hausse de 16%, en lien avec un contexte économique plus favorable en 2010.

C) Prix *day-ahead* en France²¹ et comparaison européenne

Au quatrième trimestre 2010, les prix *day-ahead* français ont globalement augmenté. Le prix moyen du *day-ahead* au PEG Nord est ainsi passé de 18,8€/MWh au cours du troisième trimestre à 21,1€/MWh au quatrième trimestre 2010. La hausse s'est accentuée à partir de mi-novembre et s'est poursuivie en décembre. Le prix a atteint un pic à 24,6€/MWh sur le dernier mois de l'année. Il a doublé par rapport au niveau de 2009 où il affichait 11,5€/MWh en décembre. A noter, fin décembre, le prix au PEG Sud Ouest est plus faible que le prix au PEG Nord, en raison d'importantes quantités disponibles et peu de débouchés.

²¹ Les prix des transactions bilatérales sur l'OTC n'étant pas publics, les prix utilisés dans cette section sont les prix de référence publiés dans la presse spécialisée ou les références de prix déterminées sur les bourses du gaz.

Prix day-ahead sur les marchés de gros français

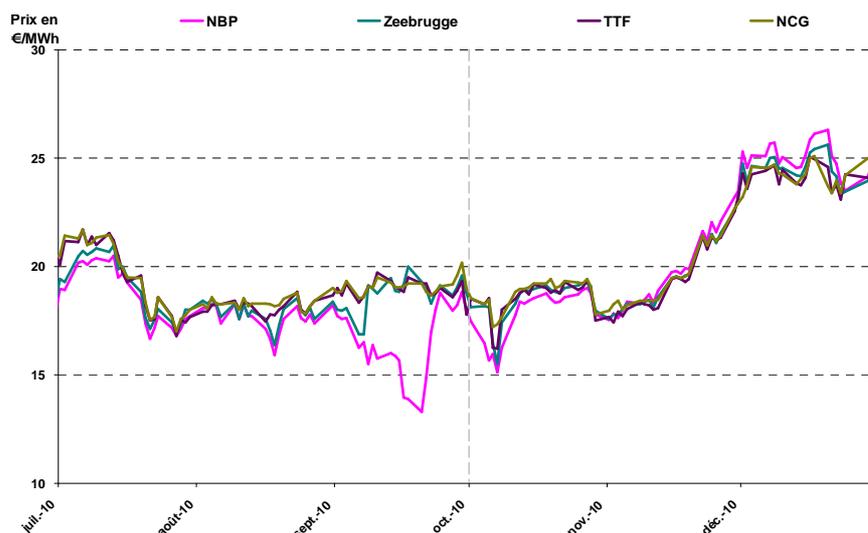


Source : Powernext

Sur les zones voisines, les prix ont suivi la même évolution que les prix français : la hausse hivernale a principalement été marquée à partir de la mi-novembre. L'augmentation moyenne des prix en décembre était de 25% sur les marchés européens par rapport au mois précédent.

Alors qu'en octobre, le différentiel de prix entre le PEG Nord et les marchés voisins était supérieur à 0,5€/MWh, voire même supérieur à 1€/MWh avec le marché belge, celui-ci s'est résorbé en novembre et les prix européens ont terminé l'année à des niveaux comparables, le différentiel ne dépassant pas 0,42€/MWh.

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

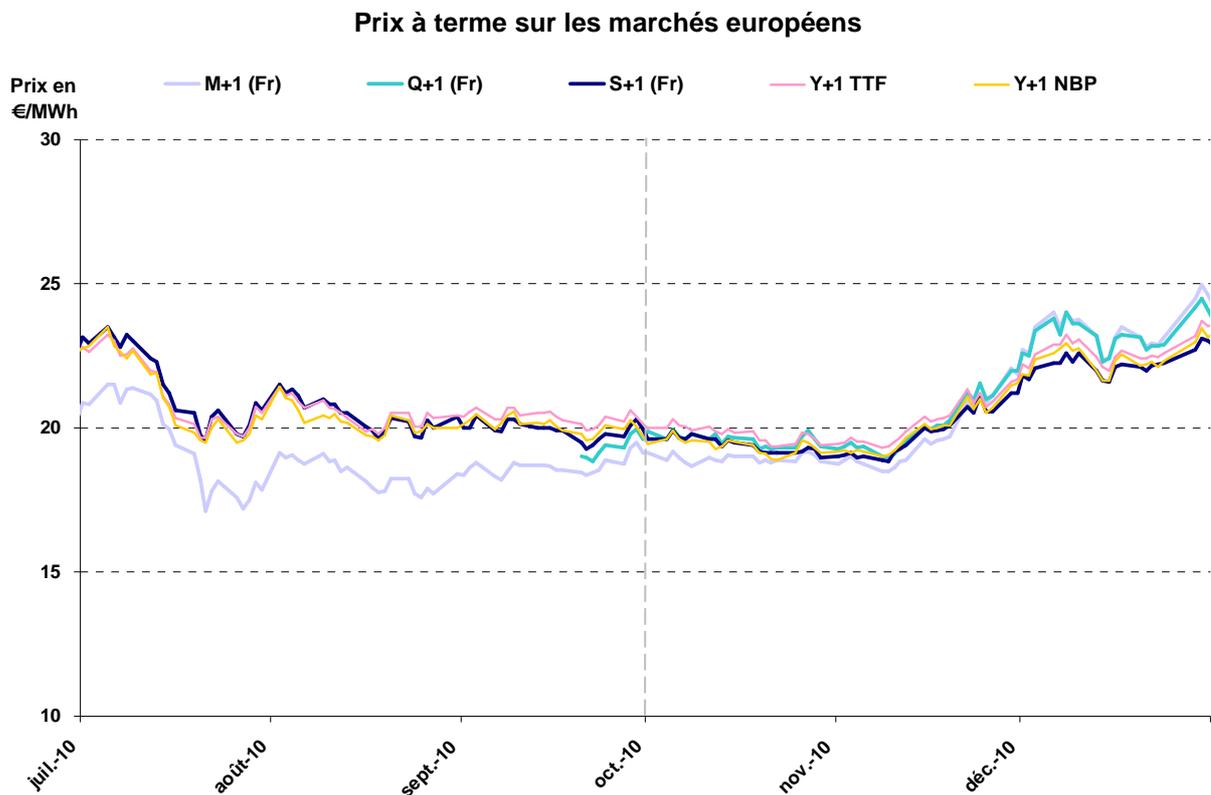


Source : Heren

D) Prix à terme en Europe

Après le pic de juin, avec le Y+1 au NBP à 21,82 €/MWh et au TTF à 21,85 €/MWh, le produit à 1 an sur le TTF a baissé jusqu'en octobre, à 19,8€/MWh. Les produits à terme sur les marchés voisins ont connu la même évolution. Depuis novembre, ils sont en hausse, mais restent inférieurs aux prix des produits de plus courte échéance. Ainsi, en décembre, le produit Y+1 sur TTF était à 22,7€/MWh, alors que le *day-ahead* était à 24,2€/MWh.

En parallèle, le produit Q+1 au PEG Nord est resté dans ce tunnel, à 22,2€ en décembre 2010. Sur le dernier mois, les produits Q+1 et S+1 au PEG Nord ont fortement augmenté, du fait de l'échéance de ces contrats.



Source : Heren

3. Activité sur le marché de gros français

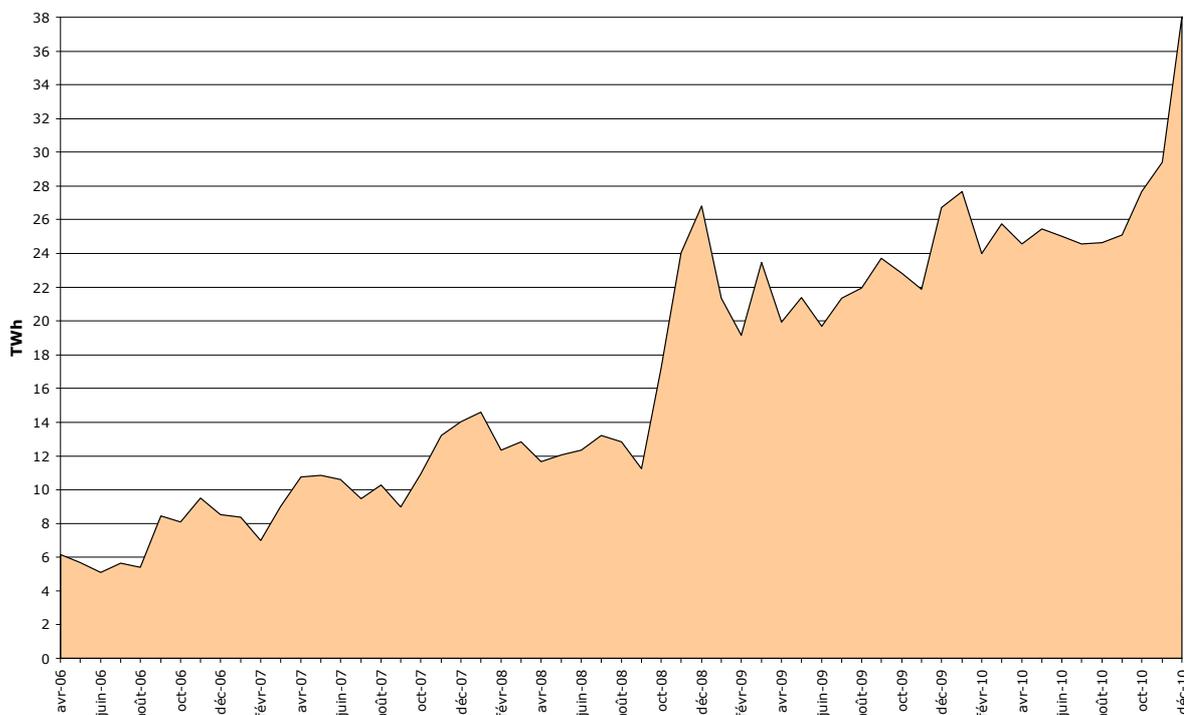
L'essentiel du commerce de gros du gaz s'effectue sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plates-formes de négoce). La CRE rend public (cf. cahier d'indicateurs gaz) les volumes agrégés des transactions effectuées via ces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

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

Le graphique suivant montre les nominations journalières des acteurs auprès des GRT. Il ne s'agit pas du volume des transactions observées sur la période, mais des livraisons nettes physiques entres acteurs.

Volume des livraisons de gaz aux PEG Français



Source : GRT – Analyse : CRE

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

Au cours du quatrième trimestre 2010, les livraisons de gaz ont atteint 95,1 TWh. Ce volume a augmenté de 28% par rapport au trimestre précédent et de 33% en comparaison avec la même période de l'année dernière.

A) Evolution du négoce sur le marché intermédié français

Le marché intermédié est en forte croissance avec un volume négocié qui a doublé au quatrième trimestre 2010 affichant 83 TWh contre 41 TWh au quatrième trimestre 2009. Cette progression est portée par l'ensemble des segments du marché de gros.

Le négoce sur le marché à terme a enregistré 52,72 TWh au cours du quatrième trimestre 2010 contre 30,26 TWh à la même période l'année dernière, soit une hausse de 74%.

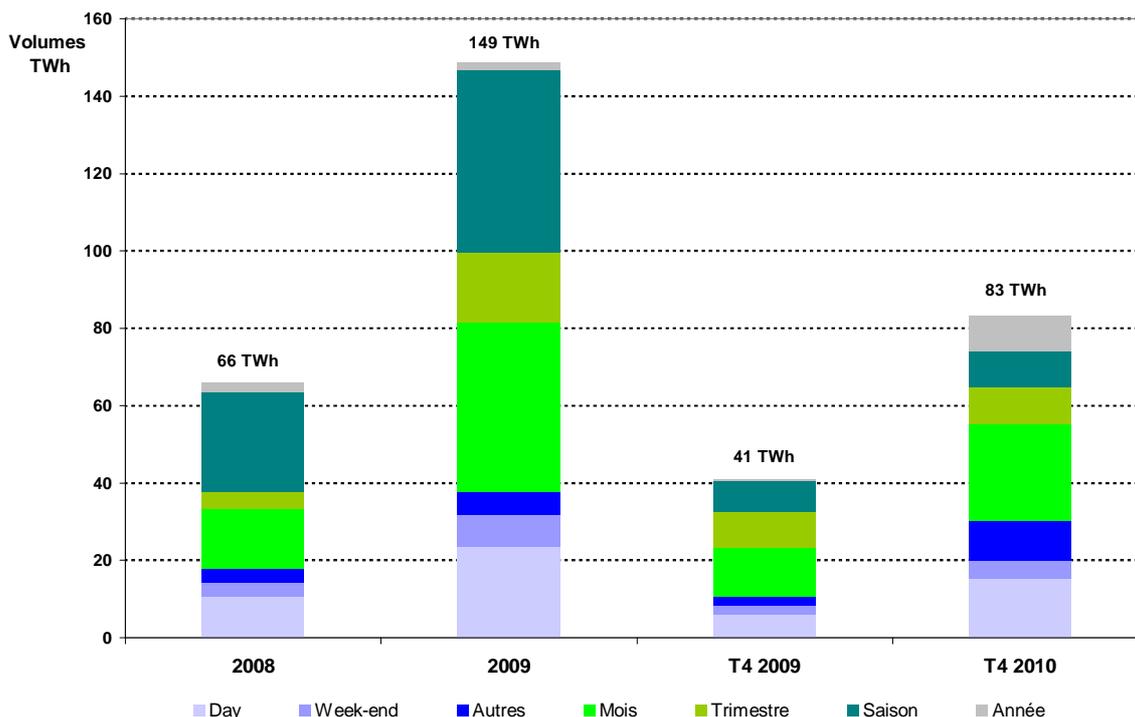
L'activité sur les différentes plateformes a augmenté de + 96% sur les contrats mensuels, de + 17% sur les produits saisonniers et de + 3% sur les contrats trimestriels. Le négoce sur les produits annuels a atteint près de 9 TWh au cours du quatrième trimestre alors qu'il n'était que de 0,36 TWh à période identique en 2009.

Le marché à terme a représenté 63% du volume global négocié au cours du quatrième trimestre 2010 contre 74% au dernier trimestre 2009.

Le volume échangé sur le marché spot a représenté 30,48 TWh au cours du quatrième trimestre 2010 contre 10,67 TWh à période identique en 2009, soit une progression de 185%. Les produits Day ahead ont totalisé 152% d'augmentation d'activité avec un volume négocié de 15,29 TWh durant le quatrième trimestre 2010 contre près de 6 TWh à période identique en 2009.

Le spot a représenté 37% du volume échangé au cours du dernier trimestre 2010 contre 26% à période identique en 2009.

Répartition des volumes négociés par produit sur le marché intermédié



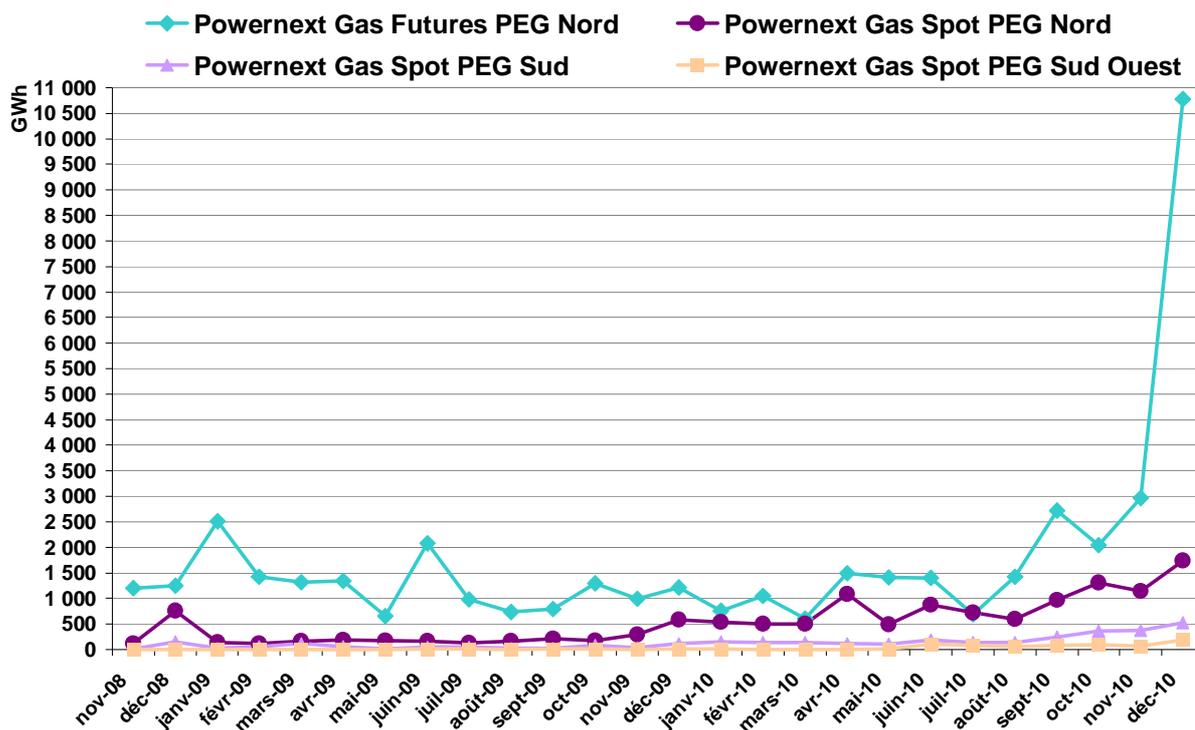
Source : Powemext, Brokers – Analyse : CRE

B) Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Le nombre de transactions conclues sur le marché organisé *Powernext Gas Spot* en France au quatrième trimestre 2010 s'élève à 3 901 transactions portant sur un volume de 5,8 TWh, soit une progression de 91% en comparaison avec le trimestre précédent.

Au cours du dernier trimestre 2010, le volume des transactions conclues sur le marché organisé *Powernext Gas Futures* au PEG Nord s'élève à 15,78 TWh, soit plus du triple (+226%) par rapport au troisième trimestre 2010.

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

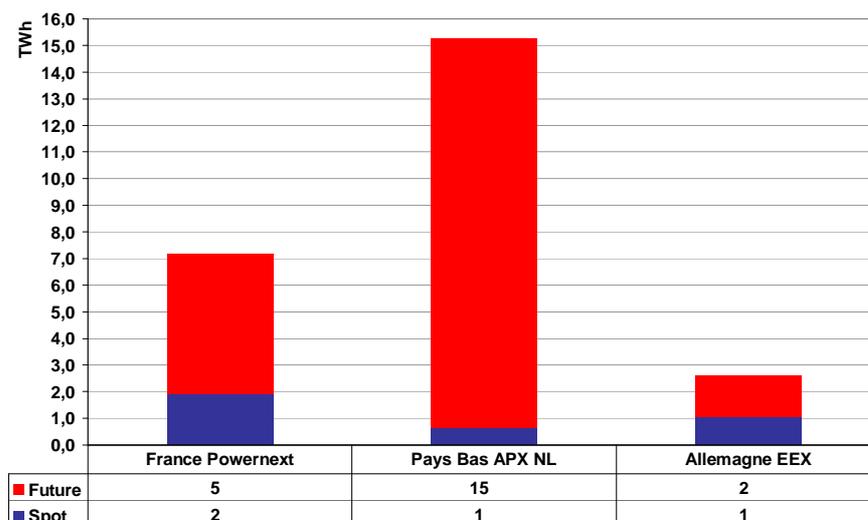


Source : Powernext – Analyse : CRE
(Données novembre 2008 : du 26 au 30 novembre)

L'augmentation spectaculaire des transactions à terme sur *Powernext Gas Futures* est liée en particulier aux opérations d'un acteur. Ce dernier a indiqué à la CRE avoir fortement développé ses activités, tant dans une logique d'optimisation de son portefeuille que dans un but d'arbitrage. L'augmentation totale des échanges sur Powernext peut être nuancée 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 2010 –



Sources : Powernext, APX, EEX — Analyse : CRE

Les marchés de gros européens sont en forte progression avec une nette amélioration de leur liquidité, ce qui améliore la crédibilité de leurs indices de prix. Le National Balancing Point (NBP) demeure le plus mature de par sa liquidité et maintient son influence sur les hubs continentaux particulièrement ceux avec lesquels il existe une interconnexion physique directe (BBL pour TTF et Interconnector pour ZEE). Toutefois, le TTF affiche des records en matière de développement de son activité en volume et nombre de transactions en raison de la flexibilité de son offre de gaz et sa proximité avec d'autres réserves physiques (Royaume-Uni et Norvège). En France, le PEG Nord est en développement continu, sa liquidité s'est fortement appréciée en raison du recours du GRT gaz à ce PEG pour ses besoins d'équilibrage et à l'amélioration de la gestion des déséquilibres par les autres acteurs du marché français. Par ailleurs, le PEG Nord affiche au cours de ce quatrième trimestre 2010 une proximité toujours aussi importante avec le TTF et le NCG qu'avec Zeebrugge. Les transactions sont également en progression sur le marché italien (PSV), ainsi que sur le hub autrichien de Baumgarten.

4. Suivi des infrastructures

Sur la liaison entre GRTgaz Nord et GRTgaz Sud, au quatrième trimestre 2010, les flux réalisés saturent moins qu'auparavant la capacité technique réduite²² (taux d'utilisation de 59% de la capacité sur la période 1^{er} octobre 2010 – 31 décembre 2010, contre 92% sur l'année 2009 et 84% au quatrième trimestre 2009). La liaison nord-sud a été moins utilisée en 2010 (73 % de taux d'utilisation sur l'année) principalement du fait du gaz émis par le terminal de Fos Cavaou pendant la phase d'essais d'octobre 2009 à mars 2010 ainsi que depuis sa mise en service commerciale partielle au 1^{er} avril 2010 puis à pleine capacité depuis le 1^{er} novembre 2010. Le GNL déchargé à Fos Cavaou vient approvisionner le sud de la France réduisant ainsi la contrainte sur la liaison Nord vers Sud de GRTgaz. A ce titre, pour la première fois il a été constaté sur quelques jours de décembre 2010, des flux physiques de gaz dans le sens Sud vers Nord des zones d'équilibrage de GRTgaz.

²² La capacité technique réduite représente la somme des capacités fermes et interruptibles effectivement disponibles après travaux.

5. Concentration du marché français du gaz

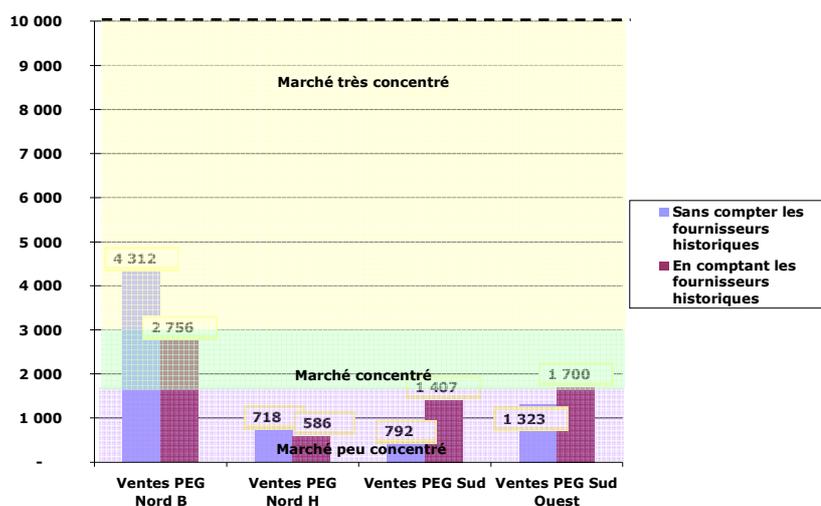
A la fin du quatrième trimestre 2010, 81 expéditeurs sont actifs aux PEG. 38 acteurs étaient présents sur Powernext Gas Spot et 32 sur Powernext Gas Futures.

A) Concentration aux PEG

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

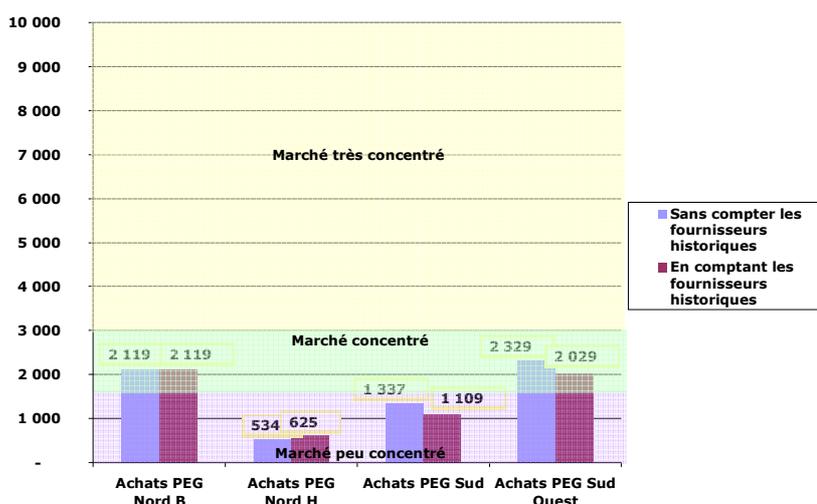
Au quatrième trimestre 2010, les disparités en matière de concentration se sont réduites sur le segment des achats/ventes aux PEGs en raison de la présence d'un plus grand nombre d'acteurs sur les zones Nord B, Nord H et Sud.

Indice de concentration HHI – Ventes aux PEG
– quatrième trimestre 2010 –



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

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



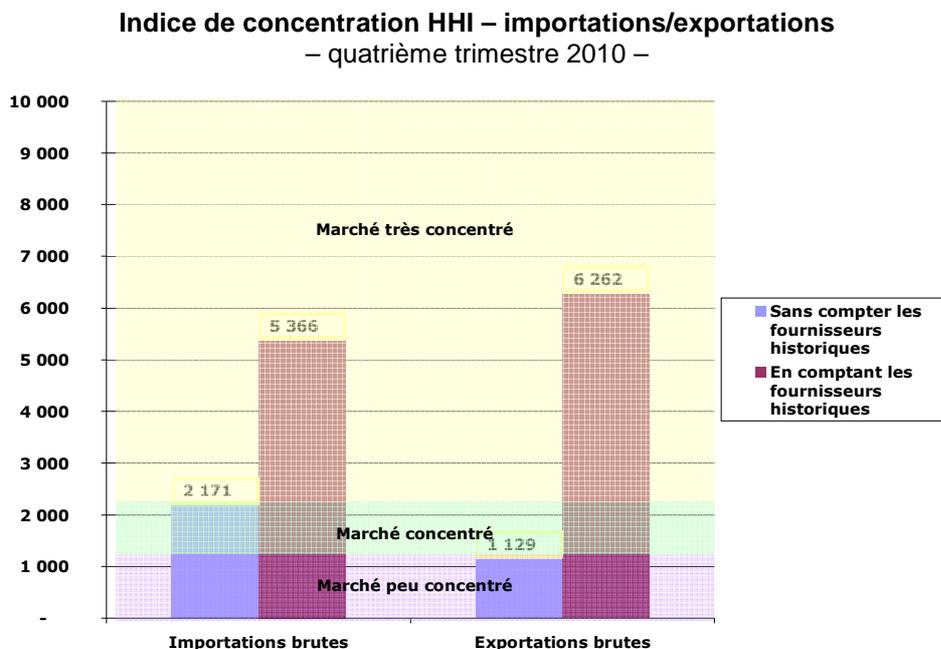
Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

B) Concentration aux interconnexions

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

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

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



Sources: GRTgaz, TIGF – Analyse: CRE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Principales bourses électriques en Europe (électricité) :

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

Produits de gros :

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

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

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

Segments du marché de gros :

- **Production**

- **VPP** : « Virtual Power Plant » ou enchères de capacités organisées par EDF suite à une décision de la Commission Européenne (http://www.edf.fr/index.php4?coe_i_id=244)
 - **Achats et ventes en gros (OTC)**²³ : notifications d'échanges de blocs c'est à dire quantités nominées à RTE la veille pour le lendemain, hors les transactions sur Powernext
 - **Importations et exportations** : http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_inter_1.htm
 - **Achats et ventes sur Powernext**, la bourse française de l'électricité : www.powernext.fr
 - **Consommation finale** : ventes à des sites en tant que responsable d'équilibre ou sous forme de blocs
 - **Ventes aux gestionnaires de réseaux pour la compensation de leurs pertes** : http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_perte.htm
- **TaRTAM** : Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement au Marché. Sauf mention contraire, les sites au TaRTAM sont toujours comptabilisés avec les sites en offres de marché.
- **VPP - Produits vendus aux enchères par EDF** :
- **Les VPP base** : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en base. Le principe est que les enchérisseurs paient une prime fixe (en Euro/MW) chaque mois pour réserver une puissance disponible, et qu'ils envoient régulièrement à EDF un planning d'utilisation de ces capacités. Ils paient alors un prix d'exercice par MWh soutiré, proche du coût marginal des centrales nucléaires d'EDF. On a ainsi une structure de prix de la forme "coût fixe + coût variable".
 - **Les VPP pointe** : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en pointe. Le principe est le même que pour les VPP base, mais le prix payé pour chaque MWh soutiré est une approximation du coût marginal des centrales de pointe d'EDF. Compte tenu de ce coût variable élevé, la prime fixe payée par les enchérisseurs est plus faible que pour les VPP base.

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

²³ « 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 :

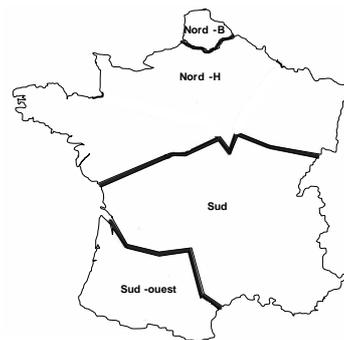
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution
- les clients résidentiels raccordés au réseau de distribution

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.

