



Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

4^{ème} trimestre 2009

SOMMAIRE

Introduction	4
Le marché de l'électricité.....	5
Le marché de détail de l'électricité	5
1. Introduction	5
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif.....	6
3. Etat des lieux au 31 décembre 2009	7
4. Analyse en dynamique : 4 ^{ème} trimestre 2009.....	14
Le marché de gros de l'électricité.....	16
1. Introduction	16
2. Activité sur le marché de gros français.....	17
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne	21
4. Les fondamentaux du marché de l'électricité.	25
5. Volumes d'imports/exports	26
6. Concentration du marché français de l'électricité.....	27
Le marché du gaz.....	30
Le marché de détail du gaz.....	30
1. Introduction	30
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif.....	30
3. Etat des lieux au 31 décembre 2009	32
4. Analyse en dynamique : 4 ^{ème} trimestre 2009.....	38
Le marché de gros du gaz	40
1. Les principales dates concernant le marché de gros français	40
2. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe	40
3. Activité sur le marché de gros français.....	43
4. Prix <i>day-ahead</i> sur le marché de gros français et comparaison européenne.....	46
5. Suivi des infrastructures	48
6. Concentration du marché français du gaz	48
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz	50
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité	51
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz.....	53

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 :

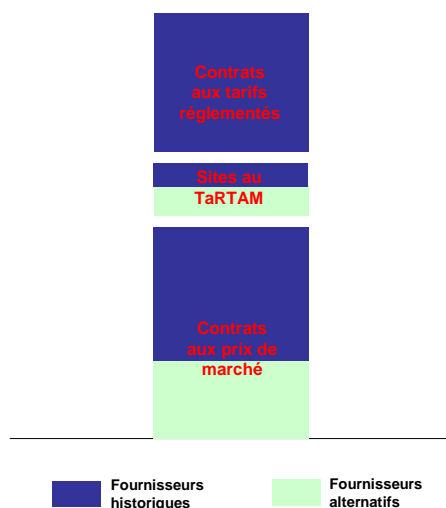
- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises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

Au 31 décembre 2009, 34,8 millions de sites sont éligibles¹, ce qui représente environ 446² TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients peuvent disposer de 3 types de contrats :

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

Répartition des contrats d'électricité -schéma illustratif-



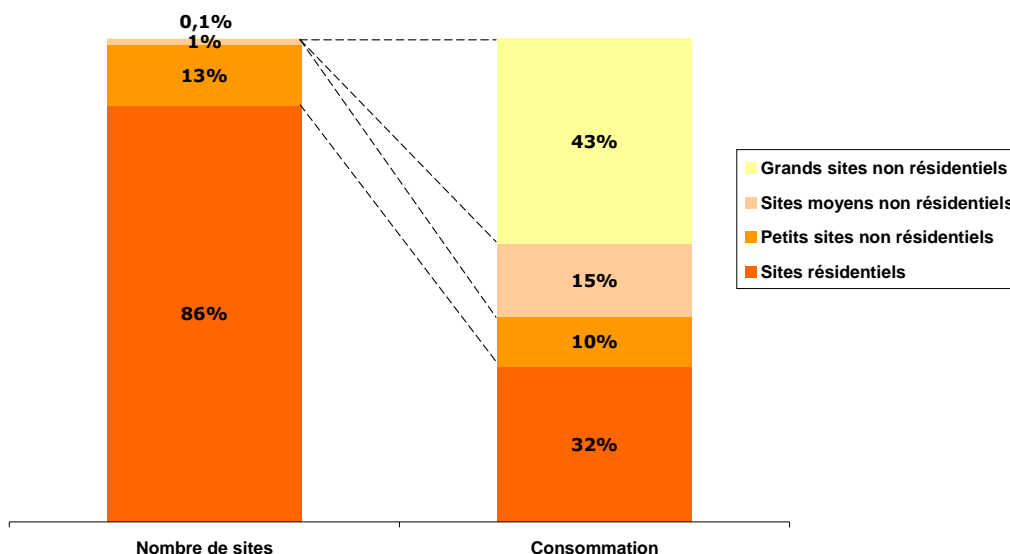
¹ Hors zones non interconnectées (voir le glossaire électricité pour la définition des zones non interconnectées).

² Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité à la consommation des clients raccordés aux principaux gestionnaires de réseaux, qui représente 439 TWh.

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 Sorégies. Ces gestionnaires de réseaux couvrent plus de 98% des sites français et de la consommation nationale d'électricité.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif

Typologie des sites



Source : données 2009 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 2009

A. Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 31 décembre 2009	Au 30 septembre 2009	Au 31 décembre 2009	Au 30 septembre 2009
Nombre total de sites	29 900 000	29 800 000	4 854 000	4 850 000
Sites en offre de marché	1 399 000	1 215 000	752 000	760 000
• dont sites au TaRTAM	-	-	3500	3700
• dont sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	1 385 000	1 202 000	367 000	364 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	4,6%	4,0%	7,6%	7,5%

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

Synthèse en consommation annualisée

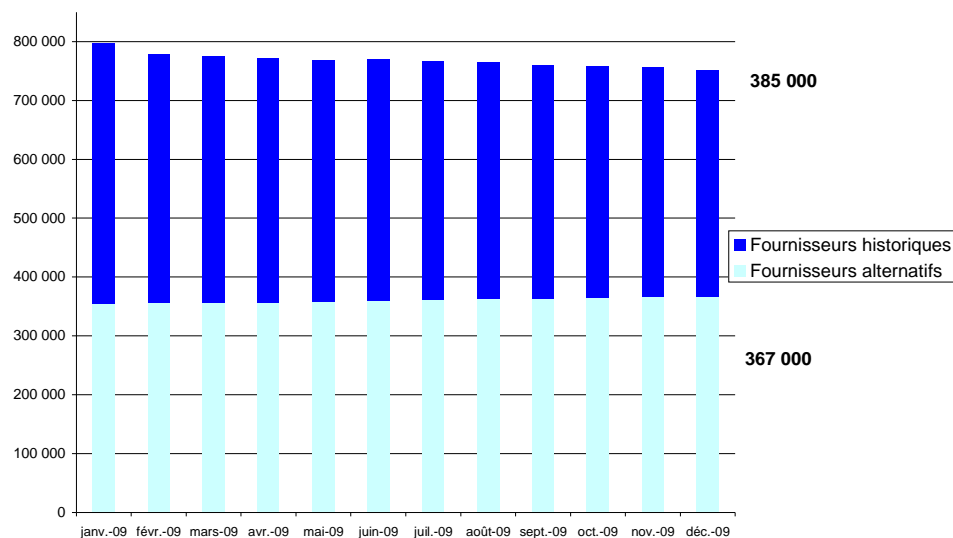
Situation (en consommation annualisée)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 31 décembre 2009	Au 30 septembre 2009	Au 31 décembre 2009	Au 30 septembre 2009
Consommation totale des sites	141 TWh	140 TWh	298 TWh	297 TWh
Consommation des sites en offre de marché	5,6 TWh	5,7 TWh	139 TWh	139 TWh
• dont consommation des sites au TaRTAM	-	-	72 TWh	78 TWh
• dont consommation des sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	5,6 TWh	5,6 TWh	39 TWh	36 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	4,0%	4,0%	13,0%	12,3%

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

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

B. Evolution du nombre de sites en offre de marché

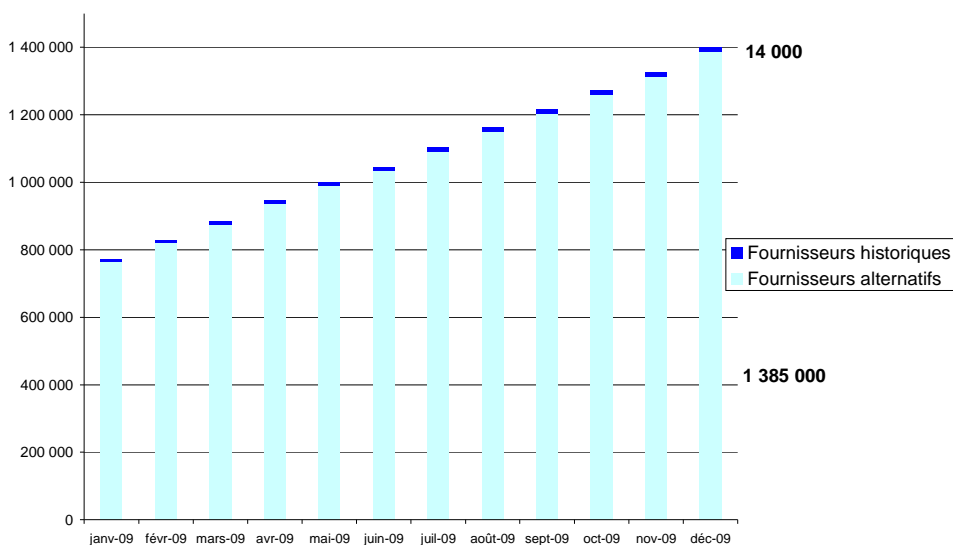
Nombre de sites en offre de marché - Sites NON RÉSIDENTIELS -



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

NB : Les sites au TaRTAM sont comptabilisés avec les sites en offre de marché.

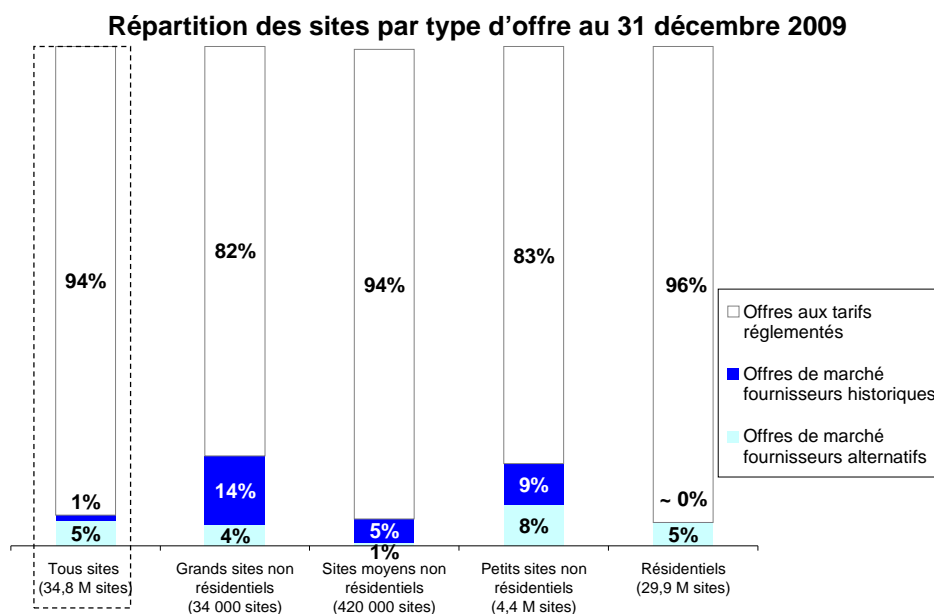
Nombre de sites en offre de marché - sites RÉSIDENTIELS -



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

Au 31 décembre 2009, environ 752 000 sites non résidentiels et 1 399 000 sites résidentiels sont en offre de marché.

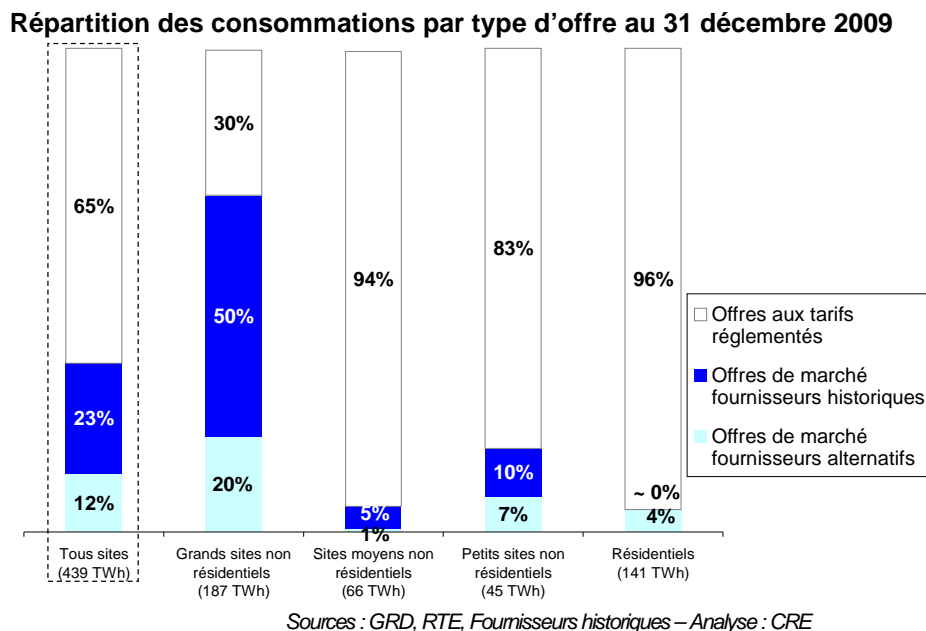
C. Parts de marché en nombre de sites au 31 décembre 2009



NB : Les sites au TaRTAM sont comptabilisés avec les sites en offre de marché.

Au 31 décembre 2009, environ 6% des sites sont en offre de marché. Parmi eux, environ 83% ont fait le choix d'un fournisseur alternatif.

D. Parts de marché en consommation au 31 décembre 2009



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 donnait le droit aux clients d'en bénéficier jusqu'à 2009 à condition d'avoir fait la demande avant le 1^{er} juillet 2007. Cette loi a été modifiée par la loi du 4 août 2008 qui donne le droit à un client en offre de marché de bénéficier du TaRTAM pour un site à condition d'en avoir fait la demande à son fournisseur avant le 30 juin 2010. Le TaRTAM est égal au tarif réglementé de vente hors taxes applicable au 15/08/2008, à un site de consommation présentant les mêmes caractéristiques, majoré de 23% pour les tarifs verts, 20% pour les tarifs jaunes et 10% pour les tarifs bleus.

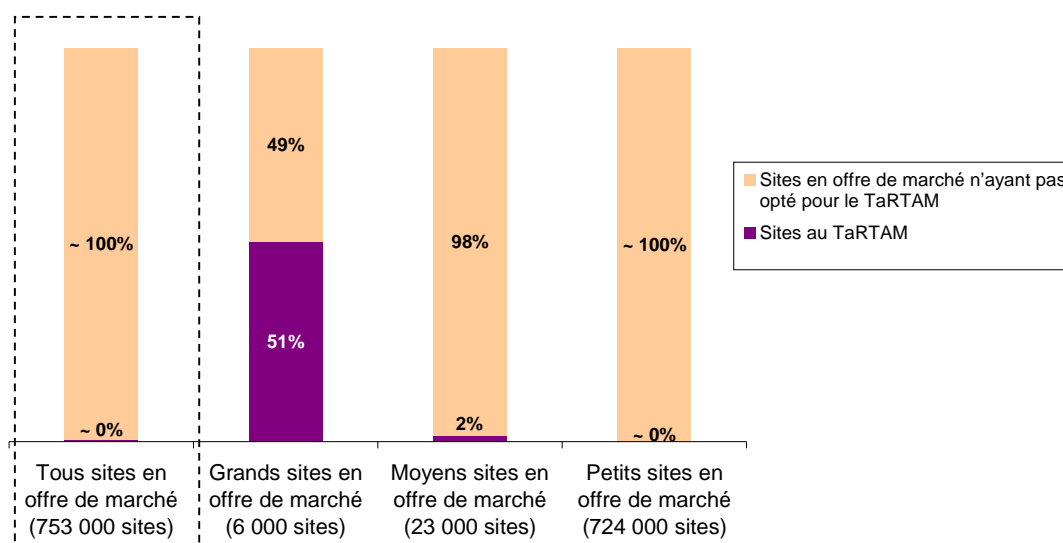
Au 31 décembre 2009, 3 500 sites environ (soit 0,07% des sites non résidentiels en offre de marché) sont au TaRTAM. Ils représentent une consommation annuelle de 72 TWh, soit 50% de la consommation des sites non résidentiels en offre de marché.

Les grands sites représentent 90% des sites au TaRTAM et près de 100% des consommations au TaRTAM.

Moins de 1% des petits et moyens sites non résidentiels en offre de marché ont choisi de quitter leurs offres de marché pour le TaRTAM.

28 fournisseurs alimentent des clients au TaRTAM. Les fournisseurs alternatifs alimentent 37% des sites et 38% de la consommation au TaRTAM.

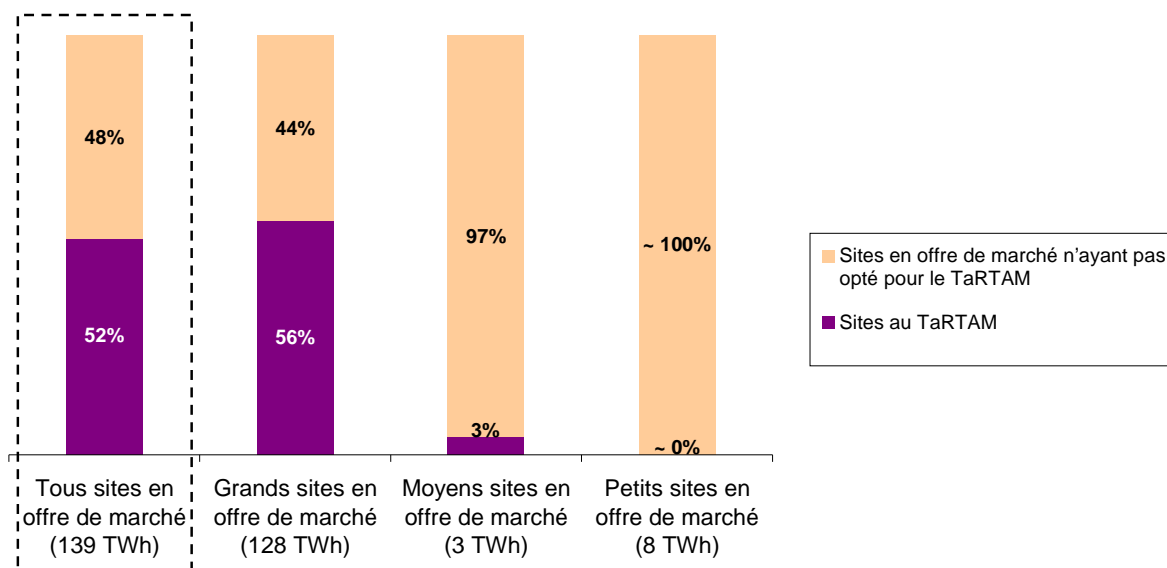
Part des sites au TaRTAM rapportée à l'ensemble des sites non résidentiels en offre de marché au 31 décembre 2009



Sources : Fournisseurs – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au 31 décembre 2009, sur les 23 000 sites moyens en offre de marché, 2% ont choisi le TaRTAM.














**Part de la consommation des sites au TaRTAM rapportée à la consommation de l'ensemble
des sites non résidentiels en offre de marché au 31 décembre 2009**



Sources : GRD, Fournisseurs – Analyse : CRE

F. Fournisseurs d'électricité actifs au 31 décembre 2009

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE³
et actifs⁴ au 31 décembre 2009










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	 	●		●	●
		●	●	●	
HEW Energies		●			

³ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 25 février 2010 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
Iberdrola		●			
Kalibraxe		●			
Planète UI				●	●
Poweo		●	●	●	●
SNET		●	●		
Fournisseurs historiques⁶ d'électricité					
Alterna		●	●	●	●
EDF	 	●	●	●	●
GEG Source d'Energies		●	●	●	●

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

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

- sont inscrits dans le moteur de recherche des fournisseurs par code postal, en ligne sur le site www.energie-info.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.

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

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.

Au 31 décembre 2009, 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 : 4^{ème} trimestre 2009

A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

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

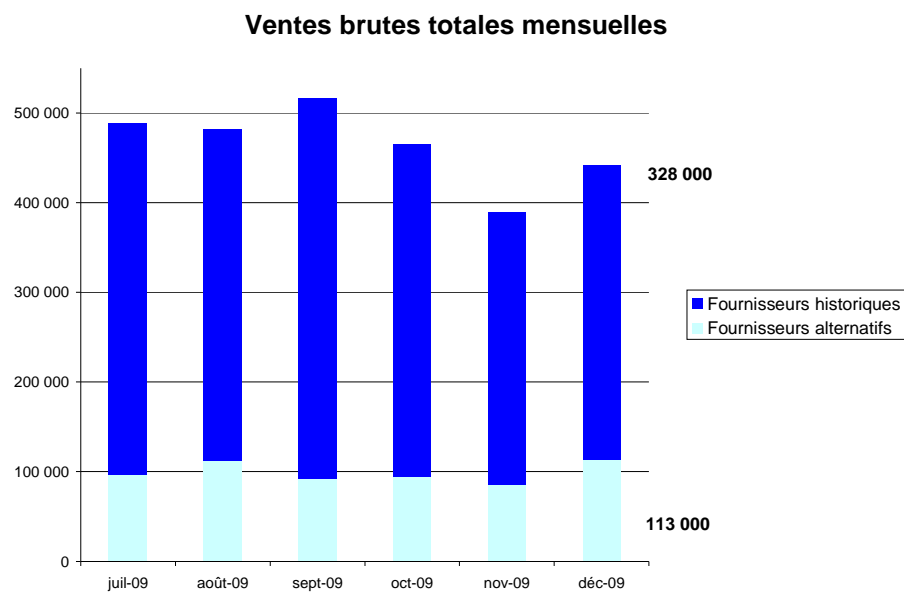
	Résidentiels		Non résidentiels	
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	T4 2009	T3 2009	T4 2009	T3 2009
Ventes brutes totales	1 180 000	1 366 000	116 000	119 000
• dont ventes brutes des fournisseurs alternatifs	280 000	275 000	12 000	25 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	23,7%	20,1%	10,3%	21,0%

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.

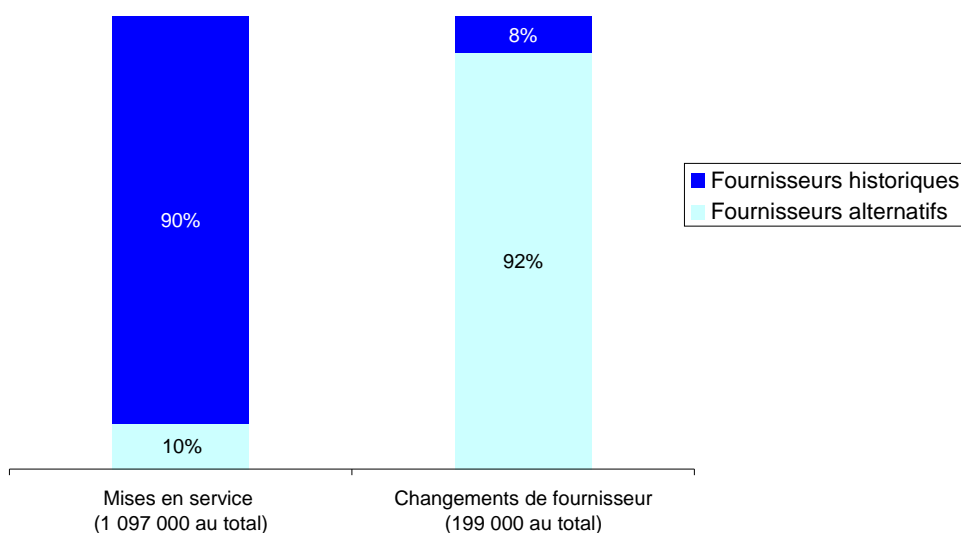
⁸ Voir le glossaire pour la définition d'une entreprise locale de distribution.

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 4^{ème} trimestre 2009



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

Exemple de lecture : au cours du 4^{ème} trimestre 2009, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 10% des 1 097 000 mises en service effectuées.

Le marché de gros de l'électricité

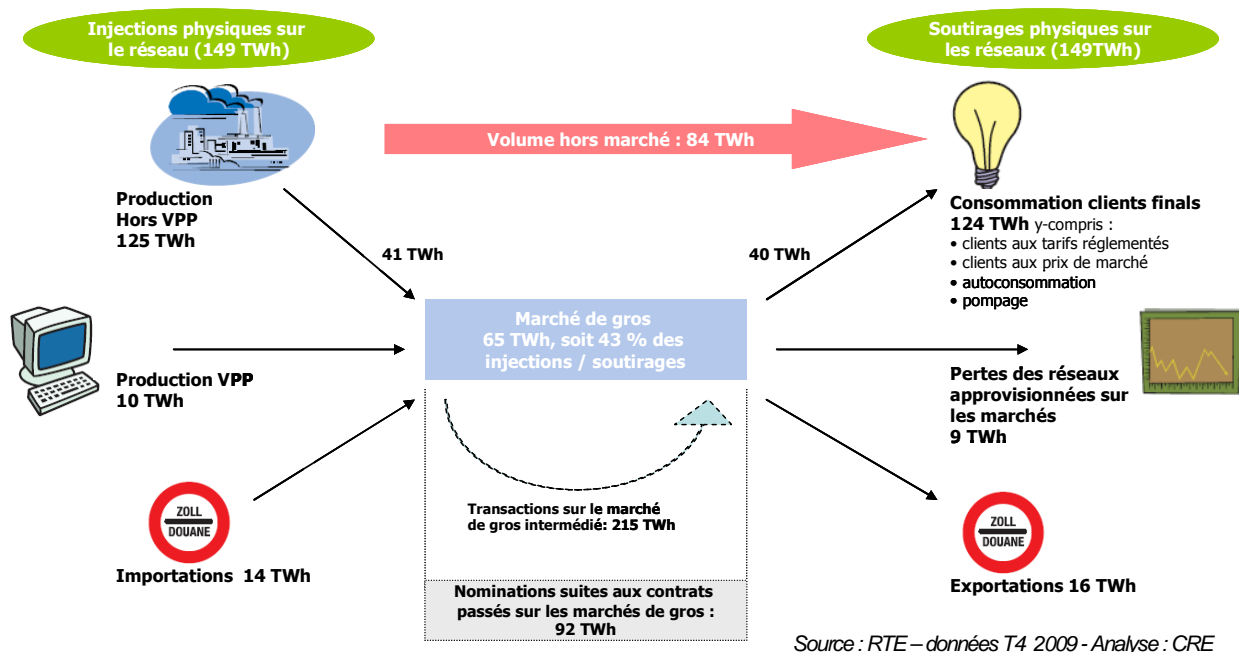
1. Introduction

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 Pownernext *Day-Ahead*
- Juin 2004 : lancement du marché Pownernext *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 Pownernext *Intraday* et *Continuous*
- Mars 2009 : apparition d'un sixième courtier sur le marché de gros de l'électricité
- Avril 2009 : fusion de Pownernext et EEX ; lancement d'EPEX Spot et d'EPD pour les produits à terme

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 2009. Il fait apparaître les volumes nets physiques livrés sur le marché de gros, ainsi que les cessions internes d'électricité entre les activités de production et de commercialisation des opérateurs intégrés.



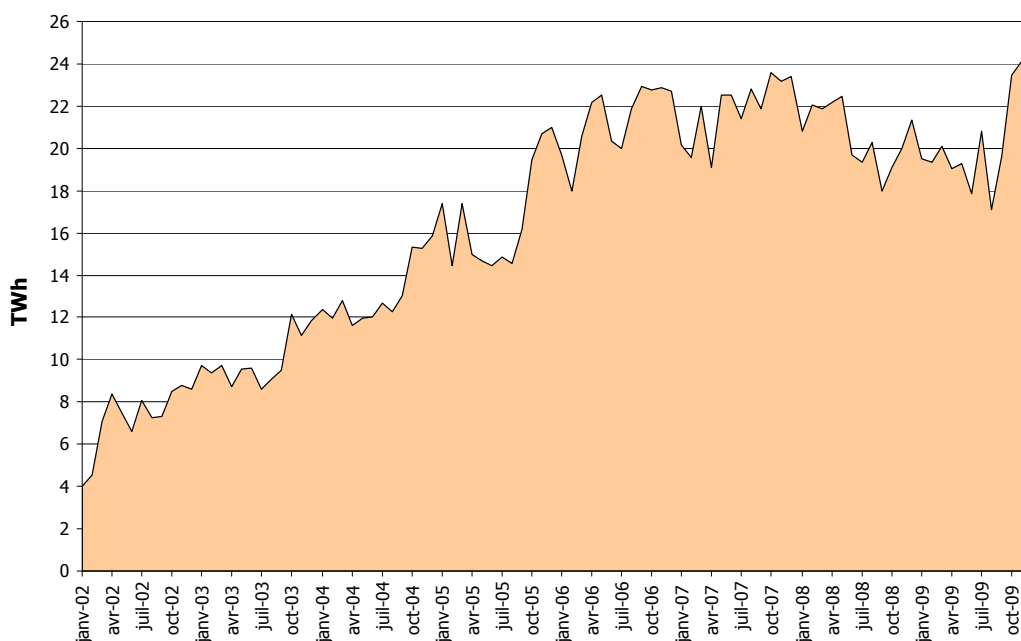
2. Activité sur le marché de gros français

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 public (cf. cahier d'indicateurs électricité) les volumes agrégés des transactions effectuées via ces intermédiaires.

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

Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré



Source : RTE – Analyse : CRE

Le volume des livraisons sur le marché de gré à gré s'élève à 72,8 TWh au quatrième trimestre 2009. En hausse de 26,4% par rapport au trimestre précédent et de 20,4% par rapport à la même période l'année précédente, ce volume a représenté 58% de la consommation nationale au quatrième trimestre 2009, contre 56% au troisième trimestre 2009 et 45% à la même période l'année précédente,

B. Evolution du négoce sur le marché intermédiaire français

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

Vue globale du négoce d'une année sur l'autre

Au terme de l'année 2009, les volumes échangés au cours de l'année ont poursuivi leur croissance avec 750 TWh négociés, quelle que soit l'échéance des produits traités (spot ou à terme). Comparés à 2008, ces volumes étaient en augmentation de 15% à la fin de l'année 2009. La liquidité s'est accrue de 10% d'une année sur l'autre, passant de 726 558 à 797 956 contrats négociés sur le marché intermédiaire français.

Produits spot

Au cours du quatrième trimestre 2009, les volumes négociés en intrajournalier ont connu une forte croissance avec 48% d'augmentation par rapport au trimestre précédent. Le nombre de transactions, indicateur de liquidité, est passé de 7 793 contrats au troisième trimestre 2009 à 11 483 au quatrième trimestre 2009. Un pic d'activité (+37% en volumes et +34% en nombre de transactions) a été observé au mois d'octobre par rapport au mois précédent. Ces mêmes marchés organisés ont concentré, ce trimestre encore, la majorité des volumes négociés sur l'intrajournalier. Comparés à l'année dernière au cours de la même période, les volumes échangés sur l'intrajournalier ont progressé de 28% tandis que le nombre de transactions a augmenté de 19%.

Sur le *day-ahead*, la hausse des volumes a également marqué le quatrième trimestre 2009 avec une augmentation significative de 29% par rapport au trimestre précédent. Le gonflement des volumes négociés sur le *day-ahead* s'est effectué alors qu'une hausse des prix de 28% par rapport au trimestre précédent était observée. Toutefois, ce niveau des prix est à relativiser car il demeure inférieur à celui de la même époque l'année passée (-44%). Les marchés organisés français ont concentré les $\frac{3}{4}$ des volumes négociés en *day-ahead* au cours du trimestre reflétant une tendance du marché à privilégier un mode de négociation par *fixing* des prix en *day-ahead* plutôt qu'en cotation continue. Durant les trois derniers mois de 2009, le nombre de transactions effectuées en *day-ahead* sur les plateformes de courtage a significativement augmenté (+47%) par rapport au mois précédent. Les volumes négociés au cours du trimestre ont cru de 7% par rapport à la même période l'année précédente alors que le nombre de transactions a augmenté de 44%.

Produits à terme

Les volumes négociés de produits à terme ont continué à croître en 2009 sur le marché intermédiaire français. Au quatrième trimestre 2009, les volumes étaient en augmentation de 57% par rapport au trimestre précédent et de 18% par rapport à la même période l'année précédente. Le nombre de transactions sur ces produits ont également affiché une tendance haussière avec une augmentation de 88% par rapport au trimestre précédent et de 9% comparé à la même période en 2008.

Les produits à terme n'ont pas connu les mêmes évolutions selon les plateformes de négociation. D'une année sur l'autre, les plateformes de courtage ont augmenté leurs volumes de produits à terme négociés (+26%) tandis que les marchés organisés ont vu les leurs reculer (-29%).

Alors que les plateformes de courtage enregistraient une forte hausse de négociation sur, notamment, leurs produits mensuels et trimestriels, ces mêmes produits ont vu leur négociation reculer sur les marchés organisés au cours de la période. Enfin, parmi les produits calendaires, le Y+1 a connu une hausse de sa négociation sur les plateformes de courtage (+54% en volumes et +42% en liquidité) alors même qu'il reculait sur les marchés organisés (-70% en volumes et -71% en liquidité) en comparaison à la même période l'année précédente.

Produits mensuels :

Les volumes de produits mensuels négociés ont augmenté de 92% au cours du quatrième trimestre par rapport au trimestre précédent et de 197% comparé au quatrième trimestre 2008. De même, le nombre de transactions sur produits mensuels a augmenté de 115% comparé au trimestre précédent et de 183% par rapport au quatrième trimestre 2008. Cette évolution peut s'expliquer par la volonté des acteurs de sécuriser leurs portefeuilles et réduire leur exposition au risque-prix, dans un contexte de faible disponibilité du parc de production nucléaire.

Cette réaction s'observe principalement sur l'évolution du négoce sur les produits M+1 et M+2 au cours du mois d'octobre 2009. 29 TWh et 2 254 transactions ont été négociées sur ces deux produits. Par rapport au mois de septembre 2009, ils ont vu leurs volumes augmenter respectivement de 114% et de 164%. De la même façon, leur liquidité a progressé respectivement de 135% et 127% comparé à septembre 2009. Seul le produit mensuel M+3 a reculé, en volumes (-55%) comme en liquidité (-23%) entre septembre et octobre 2009.

Après comparaison du quatrième trimestre 2008 à celui de 2009, les taux de croissance pour les produits M+1, M+2 et M+3 se sont respectivement élevés à 203%, 227% et 44%. Au total les volumes négociés sur les produits mensuels ont progressé de 197% d'une année sur l'autre. Enfin sur ces trois produits la liquidité a cru respectivement de 192%, 206% et 39% d'une année sur l'autre. Au niveau global, le nombre de transactions sur les produits mensuels a augmenté de 183% entre 2008 et 2009 et de 115% par rapport au troisième trimestre 2009.

Produits trimestriels :

Le négoce de produits trimestriels s'est renforcé pendant la période sous revue comparé au trimestre précédent (+27% en volumes et +25% en liquidité). Cette croissance est encore plus visible comparé aux volumes de produits trimestriels négociés au cours du quatrième trimestre 2008 (+71% en volumes et +14% en liquidité).

Sur les quatre produits trimestriels composant une année calendaire, seuls les produits Q+1 et Q+4 ont enregistré une croissance significative de leurs volumes avec respectivement 124% et 71% d'augmentation par rapport à la même période l'année précédente quand leur nombre de transaction progressaient respectivement de 100% et 14%. L'évolution des volumes (+14% et +374%) ainsi que celle du nombre de transactions (+44% et +483%) sur ces produits pour le quatrième trimestre 2009 ont été significatives comparé au trimestre précédent. La progression la plus importante revient au produit Q+4 sur le trimestre. Le changement de saison, d'un trimestre à l'autre, justifie en grande partie la forte hausse du négoce sur ces produits.

Le produit Q+2 était en recul de 49% en volumes et de 56% en nombre de transactions en comparaison au trimestre précédent. Au regard de la même période, l'année précédente, il était néanmoins en croissance de 25% en volumes mais en recul de 20% en nombre de transactions. Le produit Q+3 a affiché une hausse de 202% en volumes et de 26% en nombre de transactions par rapport au trimestre précédent. Comparativement à la même période l'année précédente, les volumes du Q+3 ont cru de 10% tandis que le nombre de transactions a reculé de 37%. En définitive, il semblerait que sur ces deux produits, la taille des lots ait été réduite compte tenu de la diminution du nombre de transactions alors même que les volumes ont connu une augmentation sensible comparé à la même période l'année précédente.

Produits annuels :

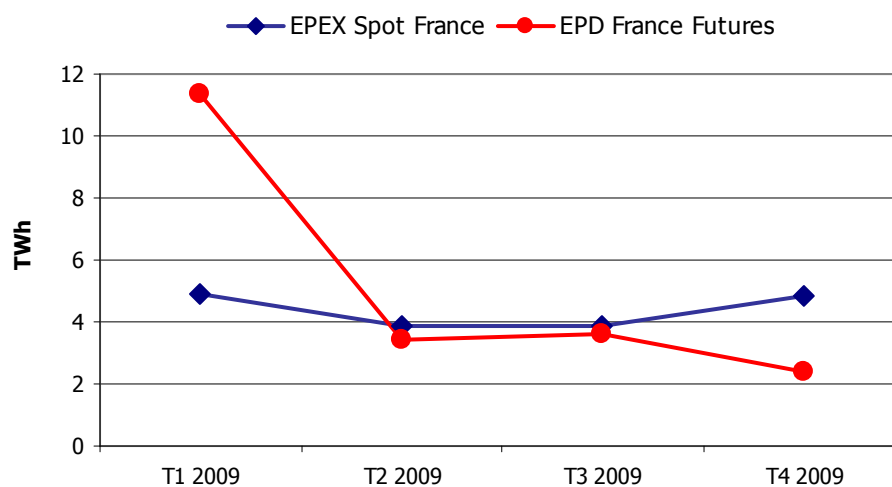
Les volumes de produits calendaires ont connu une hausse de 16% de leurs volumes et de 2% du nombre de leurs transactions au cours du quatrième trimestre 2009 sur le marché intermédiaire français en comparaison à la même période l'année précédente. Les volumes de produits annuels ont augmenté de 56% et le nombre de transactions de 43% comparé au troisième trimestre 2009.

En comparaison au troisième trimestre 2009, le négoce sur l'ensemble des produits annuels a progressé pour les produits Y+1, Y+2 et Y+3, avec des évolutions respectives de 64%, 22% et 82% en volumes et de 49%, 21% et 46% en liquidité. Seuls les produits Y+1 et Y+3 ont suivi une tendance haussière (30% et 66% en volumes et 15% et 28% en liquidité) en comparaison à la même période l'année précédente. A contrario, le négoce de Y+2 a reculé (-27% en volumes et -35% en liquidité) comparé au quatrième trimestre de l'année 2008.

C. .Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

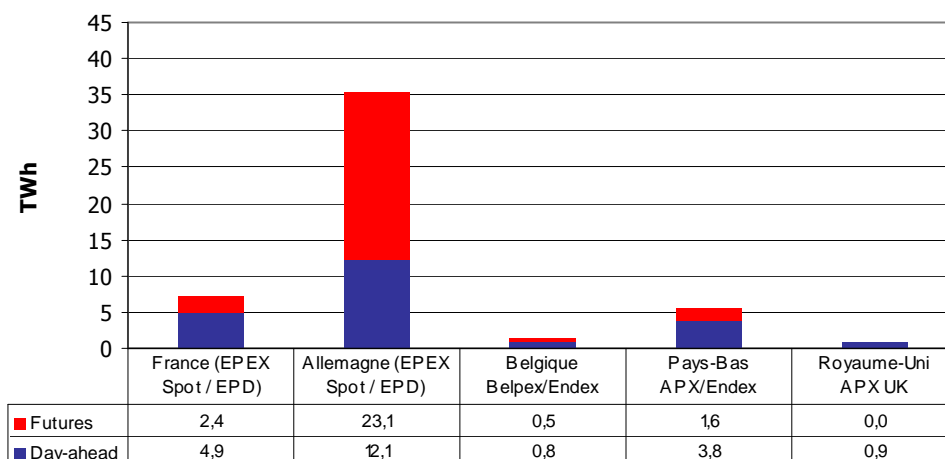
Le volume échangé sur EPEX Spot et EPD France au quatrième trimestre 2009 a augmenté de 26,3% sur le marché *day-ahead* et diminué de 33% sur le marché *futures* par rapport au trimestre précédent. Par rapport à l'année précédente, le marché *day-ahead* a progressé de 5,9% alors que le marché *futures* a reculé de 66,3%.

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



Source : EPEX Spot, EPD France

Volumes moyens mensuels des transactions sur les principaux marchés organisés européens (hors marchés obligatoires ou quasi-obligatoires) – quatrième trimestre 2009 –



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

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

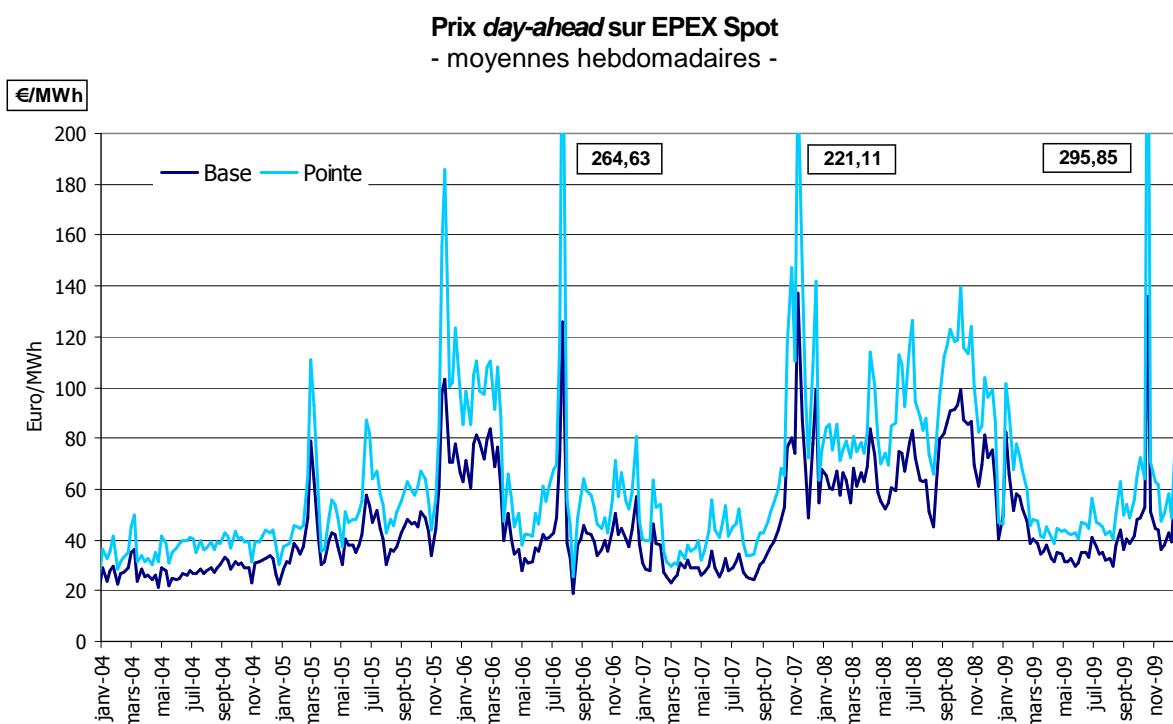
En l'absence d'une information centralisée sur les prix des transactions négociées de gré à gré, cette section porte sur les bourses de l'électricité uniquement. Les évolutions commentées sur la période sous revue sont observables dans la section *Evolution des prix de l'électricité* des indicateurs électricité publiés par la CRE.

A. Prix *day-ahead*

Les prix *day-ahead* en base cotés sur EPEX Spot ont affiché une moyenne de 51,7 €/MWh au quatrième trimestre 2009. Ils ont diminué de 43,7% par rapport à la même période de l'année 2008.

Les prix *day-ahead* en pointe cotés sur EPEX Spot ont affiché une moyenne de 77,03 €/MWh au quatrième trimestre 2009. Ils ont chuté de 27,7% par rapport à la même période de l'année 2008.

Le repli général des prix demeure lié à la diminution des cours des combustibles entre 2008 et 2009.



Sources : EPEX Spot – Analyse : CRE

Toutefois, le pic de prix du 19 octobre 2009 sur EPEX Spot, s'élevant à 612,8 €/MWh en base et à 1 146,6 € en pointe sur la journée, a significativement rehaussé la moyenne sur le trimestre comparé au trimestre précédent. Cet épisode a fait l'objet d'une communication de la CRE en date du 20 novembre 2009⁹.

Sur le marché allemand, la hausse des prix Spot a été de 4,5% au cours du quatrième trimestre par rapport au trimestre précédent. Ils ont cependant diminué de 75,5% par rapport à la même période de

⁹ Pour une description complémentaire de cet épisode de marché relativement isolé, voir la délibération de la CRE sur le pic de prix de l'électricité du 19 octobre 2009 (<http://www.cre.fr/fr/documents/deliberations>).

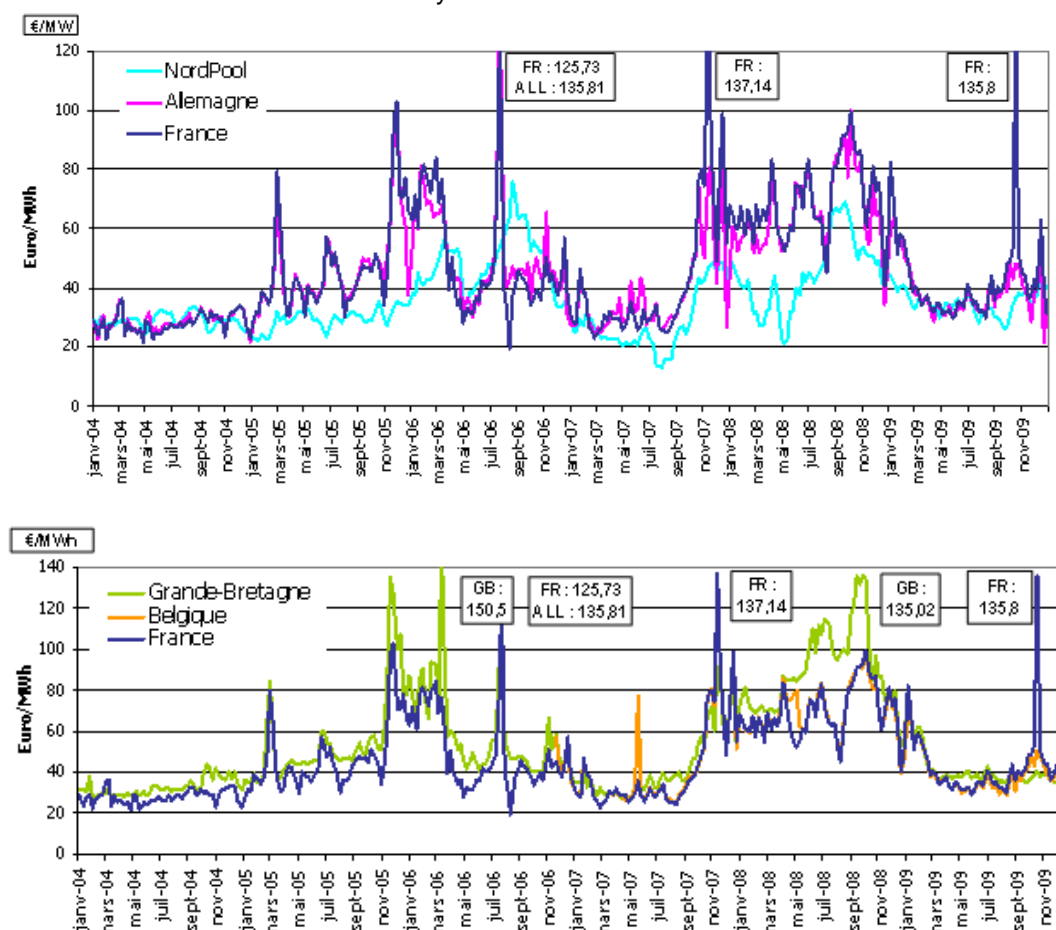
l'année précédente. Le différentiel de prix France-Allemagne en base (12,9 €/MWh) et en pointe (23,9 €/MWh) s'est largement creusé du fait du pic de prix d'octobre 2009.

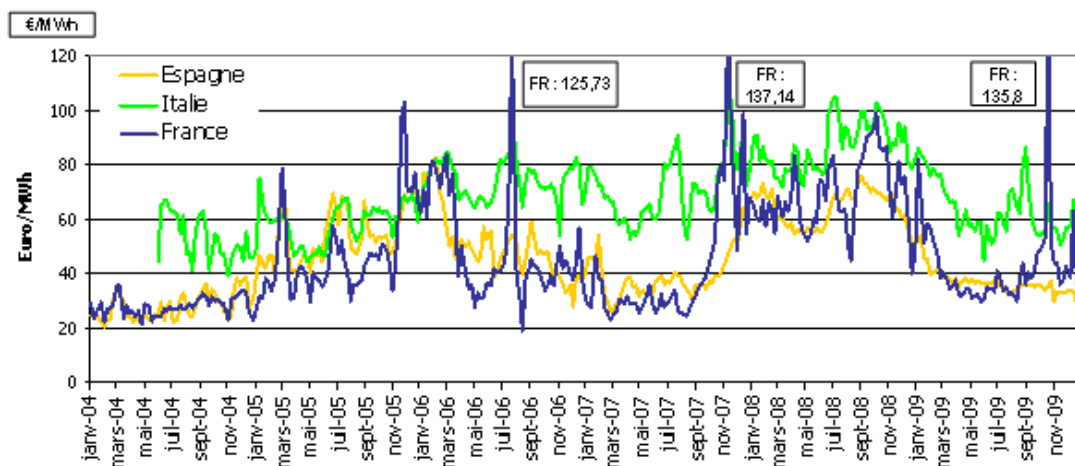
En raison du couplage des marchés, les prix français et belges ont évolué de manière assez proche hormis pendant l'épisode du pic de prix où seul EPEX Spot France a été touché par cet événement de marché.

Les prix espagnols ont diminué au cours de la période analysée, en particulier à partir de la moitié du mois de décembre. En Italie, les prix ont été largement influencés par les prix français comme tendent à le suggérer les deux sursauts observés à la mi-octobre et à la mi-décembre 2009.

Enfin, d'une manière générale, les marchés européens ont connu une hausse de leurs prix *day-ahead* au cours de la période sous revue à l'exception du Royaume Uni, des pays nordiques et de l'Espagne dont les prix étaient en baisse par rapport au trimestre précédent. Les écarts entre les prix européens subsistent. Ils reflètent notamment les différences existantes entre les parcs de production de chaque pays, les spécificités de la demande propre à chaque pays, et les capacités d'interconnexions limitées entre les pays.

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



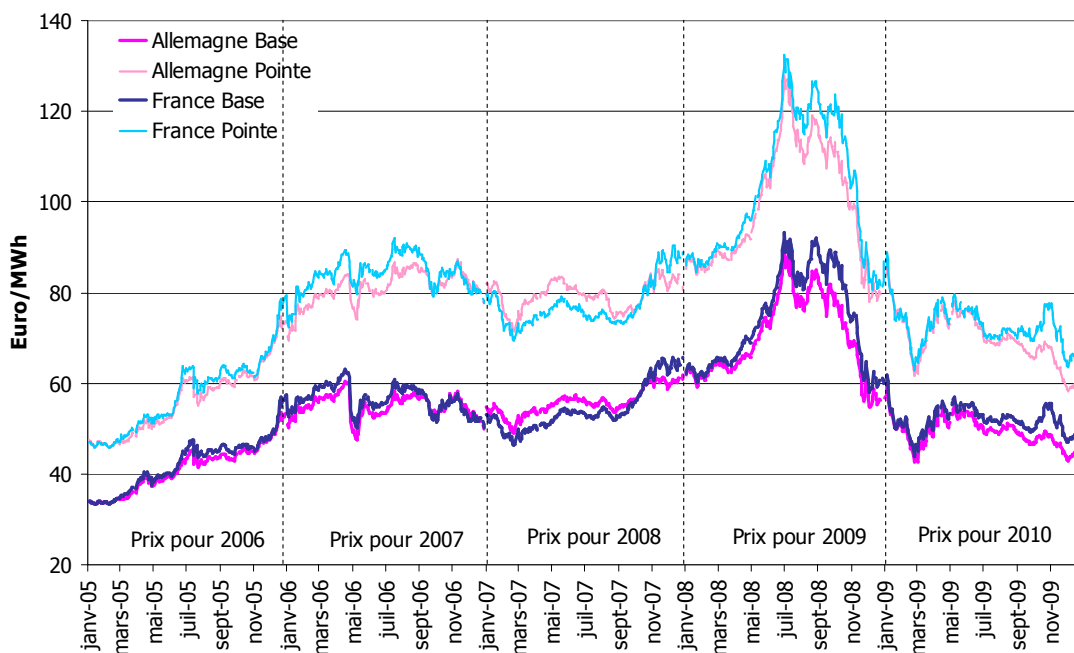


Sources : EPEX Spot France / Allemagne,, Belpex, Omel, NordPool, Ipx – Analyse : CRE

B. Prix futures

Au 28 décembre 2009, le prix du *future* annuel (Y+1) en base sur EPD France a diminué de 4,2% par rapport au 1^{er} octobre 2009, passant de 49,9 €/MWh à 47,8 €/MWh. Cette baisse est plus prononcée encore sur le prix du *future* allemand en base (-5,7).

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

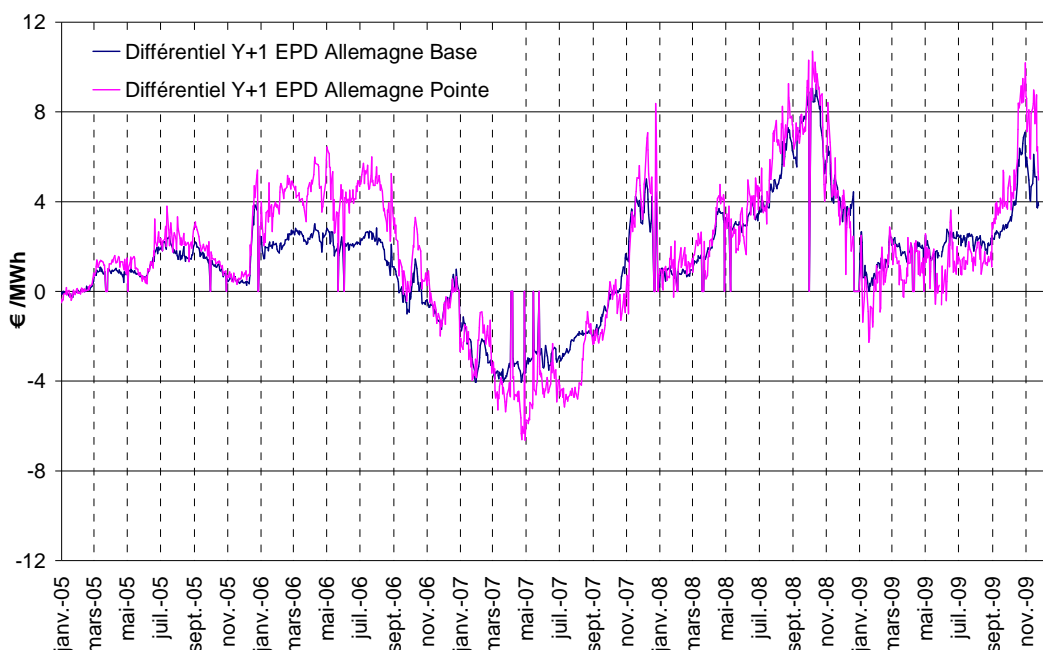


Sources : EPD France / Allemagne

L'écart de prix entre la France et l'Allemagne se creuse depuis quatre trimestres. Il se trouve ainsi à un niveau supérieur à celui observé au cours du trimestre précédent avec en base, un différentiel de prix France-Allemagne à 4,5 €/MWh comparé aux 2,4 €/MWh du trimestre précédent. Cet écart s'explique notamment en raison de la thermosensibilité importante de la demande française, par rapport à celle observée sur les marchés avoisinants, mais également par la prime de risque demandée par les acteurs en vue de se couvrir à l'encontre de potentiels pics de prix sur le marché français. En pointe, il passe de 2,2 €/MWh au trimestre dernier à 6,6 €/MWh au quatrième trimestre 2009.

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

- différentiels de prix journaliers -



Sources : EPD France / Allemagne

Produits calendaires :

Les prix des produits calendaires ont diminué au quatrième trimestre 2009, qu'il s'agisse des produits Y+1, Y+2 ou Y+3, en France comme en Allemagne. Les prix des produits calendaires Y+1 étaient nettement inférieurs au quatrième trimestre 2009 à ceux cotés au cours du quatrième trimestre 2008. On observe que le différentiel entre la France et l'Allemagne sur le produit Y+1 est nettement supérieur aux différentiels France-Allemagne pour les produits Y+2 et Y+3 au quatrième trimestre 2009, notamment en raison des effets précédemment mentionnés.

A noter que les prix des produits calendaires britanniques étaient inférieurs aux prix français et allemands au cours du 4^e trimestre 2009, reflet de la baisse des prix du gaz.

Produits mensuels :

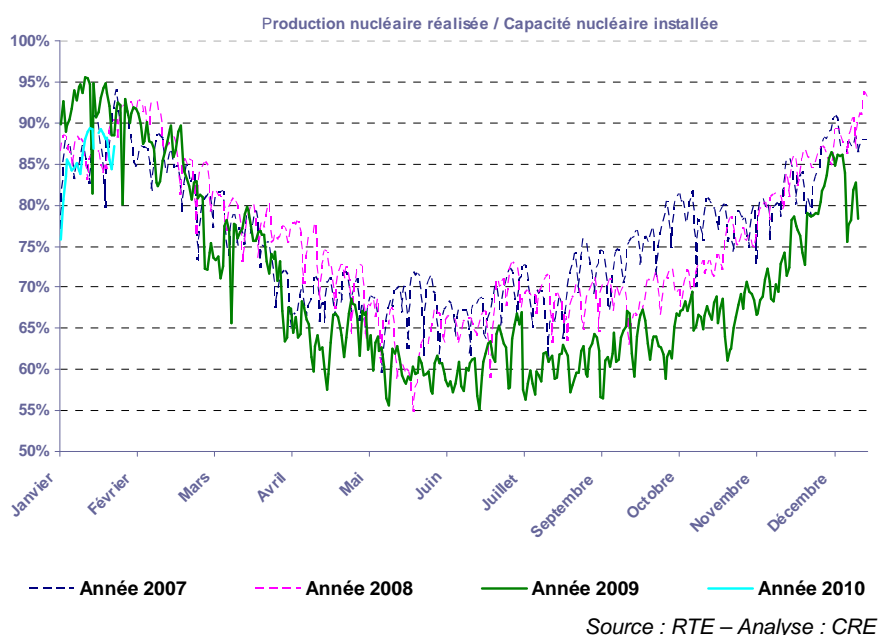
Les prix des produits mensuels français M+1 à M+3 ont fortement augmenté entre octobre et novembre 2009, puis ils ont diminué jusqu'à la fin de l'année. On peut expliquer cette tendance par l'épisode de pic de prix sur le day-ahead le 19 octobre. Cela pourrait avoir conduit les acteurs à augmenter la prime de risque afin de se couvrir à moyen terme contre d'éventuels épisodes de pic de prix. Cette évolution n'a pas été observée en Allemagne, où les prix des produits mensuels ont diminué tout au long du quatrième trimestre 2009.

4. Les fondamentaux du marché de l'électricité.

Au cours du quatrième trimestre 2009, les cours (corrigés des effets de change) des combustibles fossiles en général étaient orientés à la hausse. Ainsi, le cours moyen du baril de pétrole brut (Brent) progressait de plus de 6%. Sur le marché du gaz britannique, considéré comme le plus liquide en Europe, les prix du produit Gas Year ont enregistré une progression de près de 18% entre le troisième trimestre et quatrième trimestre. Sur la même période, les cours du charbon pour livraison en zone ARA étaient quasi stables, en légère hausse de 1%. Seul le CO₂ enregistrait une baisse de son cours, le prix du produit Y+1 coté sur le marché EEX, baissant de près de 5%.

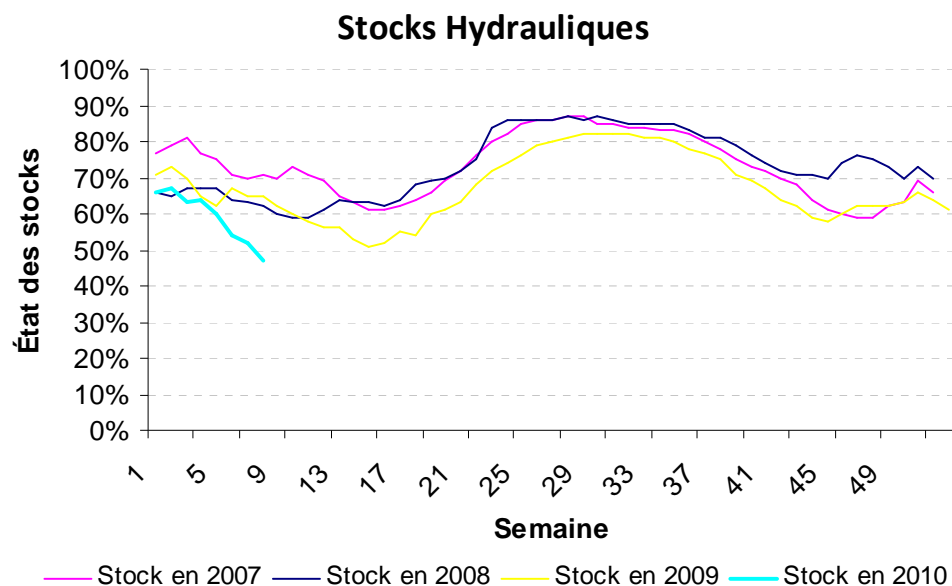
En ce qui concerne les volumes de production, le fait le plus significatif a été celui observé sur la filière nucléaire. Le niveau de production au quatrième trimestre 2009 a été en dessous des niveaux observés les années précédentes à la même période (72 % en moyenne en 2009 contre 80 % en 2008). Ce décrochage peut être relié à la faible disponibilité de ces moyens de production.

Taux de production du parc nucléaire :



Finalement, les stocks hydrauliques mesurés au cours du dernier trimestre 2009 représentaient un volume correspondant à 63% de la capacité totale de stockage. Ce taux était nettement inférieur à celui observé à la même période de l'année précédente (73%). Le taux moyen de stockage au troisième trimestre s'élevait à 79 %. Au début de l'année 2010, le niveau des stocks est bas comparé aux années précédentes à la même période.

Niveau des stocks hydrauliques

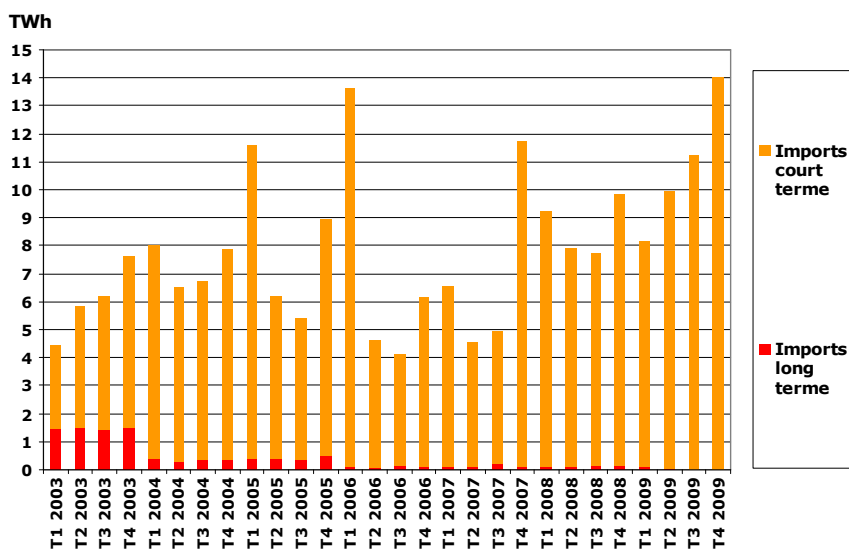


Source : RTE – Analyse : CRE

5. Volumes d'imports/exports

Les importations ont augmenté de 25% au quatrième trimestre 2009 par rapport au trimestre précédent, et de 42% par rapport au même trimestre l'année précédente. En octobre, la France avait été importatrice nette d'électricité sur un mois entier, pour la première fois depuis 27 ans.

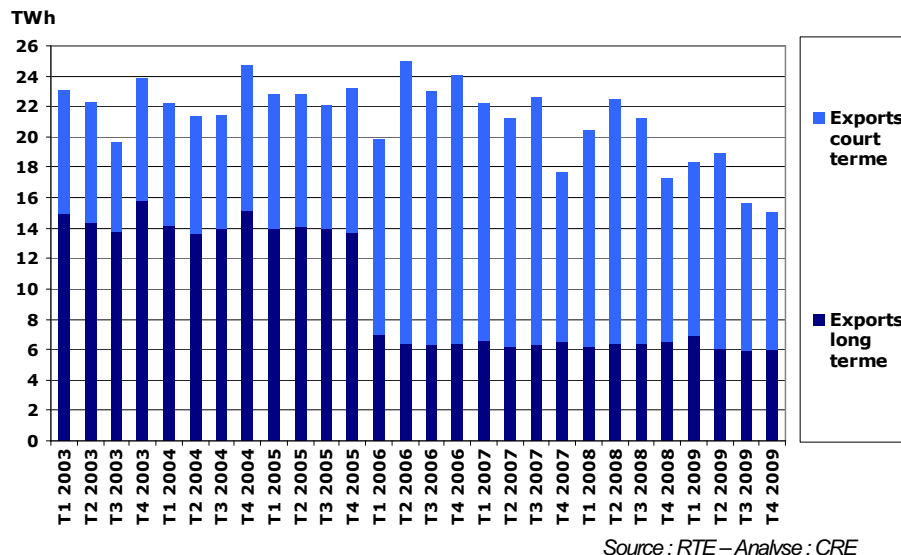
Somme des importations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

Les exportations ont diminué de 4% au quatrième trimestre 2009 par rapport au trimestre précédent.. D'une année sur l'autre, les volumes exportés au quatrième trimestre 2009 affichent un niveau plus faible qu'au cours du quatrième trimestre 2008 (-13%). Le solde net exportateur se situe à 1 TWh au 4^{ème} trimestre 2009, en recul de 86 % par rapport au dernier trimestre de l'année 2008 (solde net exportateur de 7,4 TWh).

Somme des exportations par trimestre



6. Concentration du marché français de l'électricité

A la fin du quatrième trimestre 2009, 156 responsables d'équilibre sont présents sur le marché de gros français, soit le même nombre qu'au trimestre précédent. 79 responsables d'équilibre étaient présents sur Epex Spot *Day-Ahead Auction*, 56 sur Epex Spot *Day-Ahead Continuous* et *Intraday* et 68 sur EPD France. 6 acteurs ont rejoint Epex Spot *Day-Ahead Auction*, et 5 acteurs ont rejoint les marchés *Day-Ahead Continuous* et *Intraday*. 6 nouveaux membres ont intégré EPD France au cours du quatrième trimestre 2009.

A. Concentration des différents segments du marché de gros français

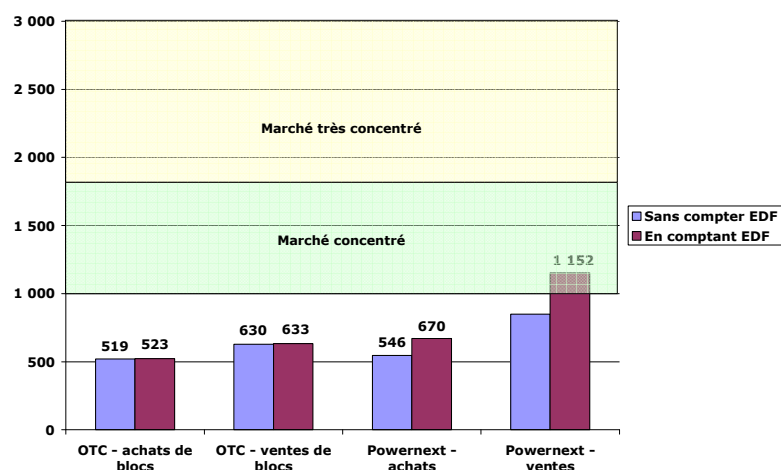
Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)¹⁰ pour les différents segments du marché de gros français. L'indice est calculé sur les livraisons nominées auprès de RTE, et non sur les transactions conclues sur le marché pendant la période.

Au quatrième trimestre 2009, les achats et les ventes réalisés sur l'OTC ou sur EPEX Spot affichent des segments de marché peu concentrés.

¹⁰ L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800.

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

Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros - quatrième trimestre 2009 -



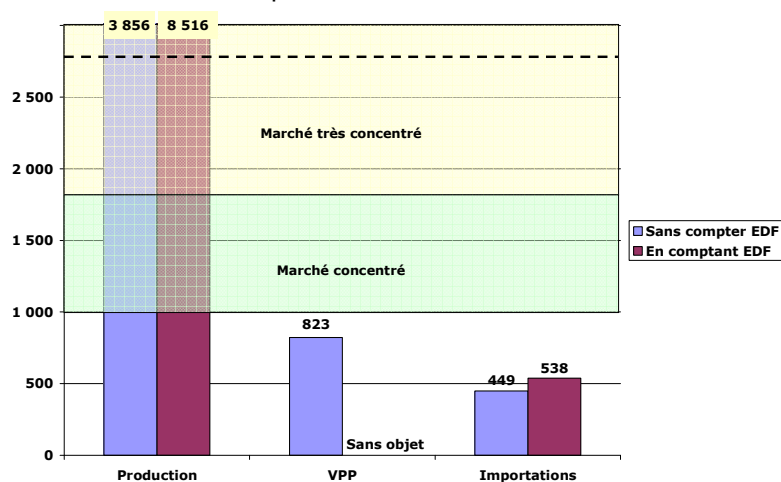
Source : RTE – Analyse : CRE

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).

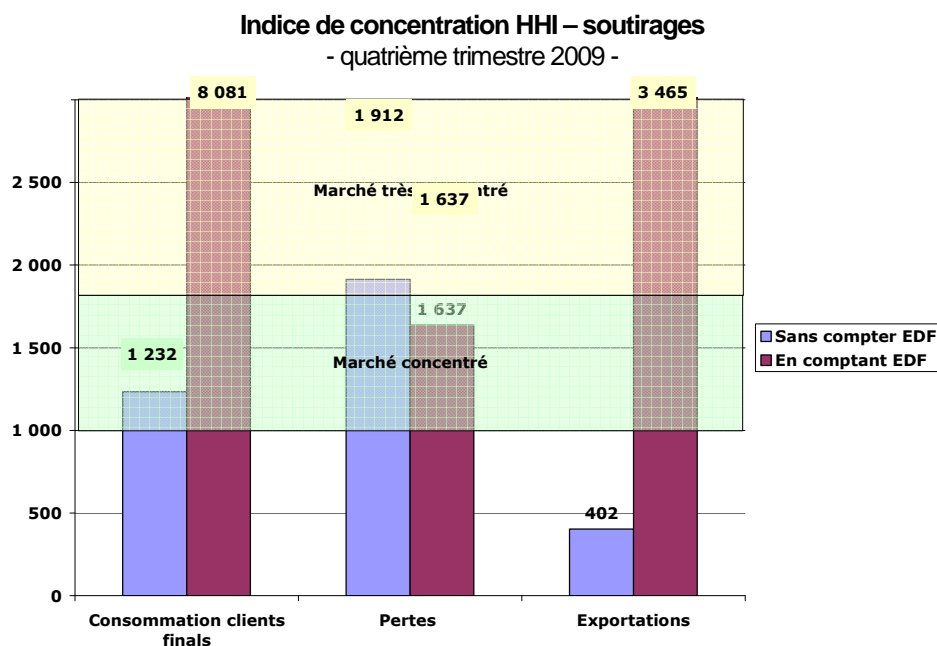
Parmi les injections, la production est particulièrement concentrée, que le groupe EDF soit pris en compte ou non. On peut toutefois noter un léger recul par rapport au deuxième trimestre que ce soit lorsque la production est observée avec ou sans le groupe EDF. La concentration élevée de la production reflète le faible nombre de grands producteurs français. Les autres segments (VPP, importations) apparaissent comme des segments de marché peu concentrés.

Indice de concentration HHI – injections - quatrième trimestre 2009 -



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 s'il reste assez concentré que le groupe EDF soit pris en compte ou non, apparaît toutefois significativement moins concentré que lors du trimestre précédent. Enfin le segment de marché des exportations demeure peu concentré lorsque le groupe EDF n'est pas pris en compte.



Le marché du gaz

Le marché de détail du gaz

1. Introduction

L'ouverture du marché français du gaz¹¹ a connu plusieurs étapes :

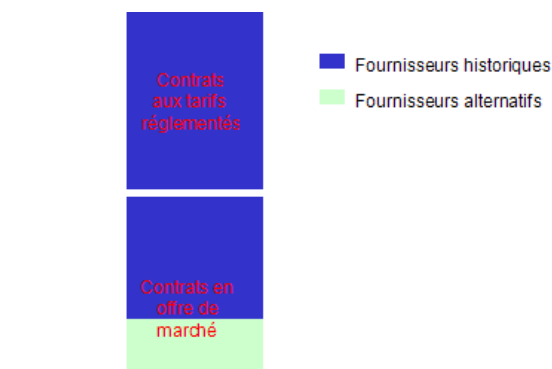
- à partir d'août 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 237 GWh et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quel que soit leur niveau de consommation annuelle,
- à partir d'août 2003, éligibilité de tous 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 2009, 11,5 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 497 TWh¹².

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 -



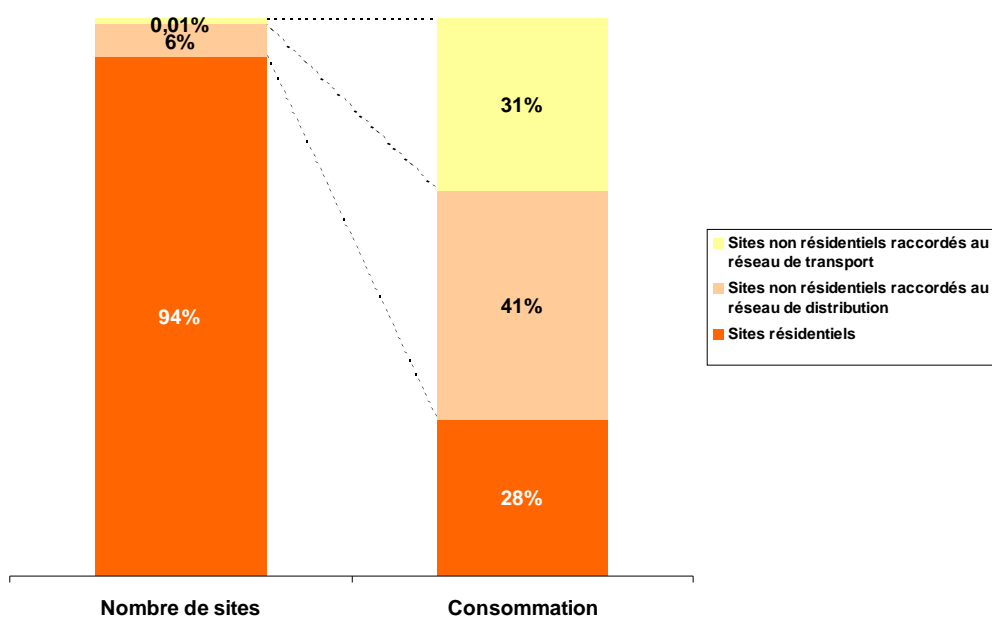
Les principales sources d'information de l'observatoire sont les gestionnaires de réseaux de transport (GRTgaz et TIGF), les 4 principaux gestionnaires de réseaux de distribution (GrDF, Régaz, Réseau GDS et Gaz Électricité de Grenoble) et les principaux fournisseurs historiques (GDF Suez, Tegaz, Énerest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

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif

¹¹ Gaz naturel, hors grisous, gaz industriels et réseaux de GPL.

¹² Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité aux clients raccordés aux principaux réseaux (distribution et transport) qui représentent 496 TWh de consommation annualisée. Les valeurs de consommation sur le marché de détail sont estimées à partir, entre autres, des consommations réelles de l'année précédente.

Typologie des sites



Sources : données 2009, 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 2009¹³

A. Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

	Résidentiels		Non résidentiels	
Situation (en nombre de sites)	Au 31 décembre 2009	Au 30 septembre 2009	Au 31 décembre 2009	Au 30 septembre 2009
Nombre total de sites	10 800 000	10 700 000	680 000	680 000
• dont sites en offre de marché	1 144 000	1 120 000	243 000	232 000
• dont sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	637 000	615 000	113 000	108 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	5,9 %	5,7 %	16,6 %	15,9 %

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

Synthèse en consommation annualisée

	Résidentiels		Non résidentiels	
Situation (en consommation annualisée)	Au 31 décembre 2009	Au 30 septembre 2009	Au 31 décembre 2009	Au 30 septembre 2009
Consommation totale des sites	139 TWh	139 TWh	357 TWh	355 TWh
• dont sites en offre de marché	13,6 TWh	13,1 TWh	224 TWh	209 TWh
• dont sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	6 TWh	5,6 TWh	76 TWh	65 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	4,3 %	4,1 %	21,4 %	18,3 %

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

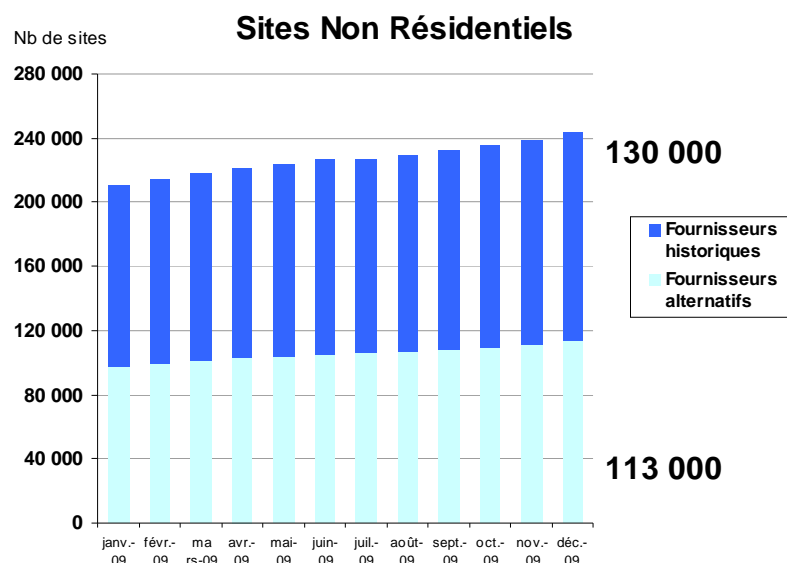
Note technique : Les données en nombre de sites et consommation annualisée sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont calculées à partir des données réelles.

Au 31 décembre 2009, le nombre de sites en offre de marché sur l'ensemble du marché français s'élève à 1 387 000, dont 1 144 000 sites résidentiels.

¹³ Les données du marché de détail concernant les offres de marché ont été revues pour intégrer les chroniques 2009 corrigées fournies par GDF Suez.

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

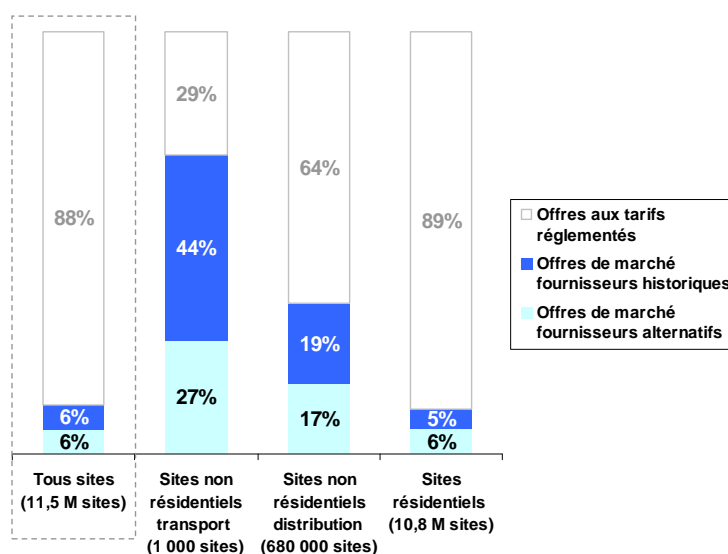


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 décembre 2009, 1 387 000 sites ont choisi une offre de marché, dont 750 000 auprès d'un fournisseur alternatif.

C. Parts de marché en nombre de sites au 31 décembre 2009

**Répartition des sites par type d'offre
au 31 décembre 2009**

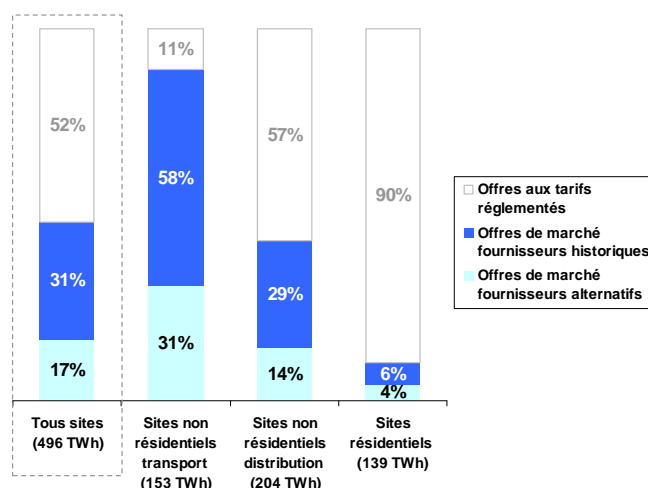


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 décembre 2009, environ 12 % des sites sont en offre de marché, dont la moitié ont fait le choix d'un fournisseur alternatif.

D. Parts de marché en consommation annualisée au 31 décembre 2009

**Répartition des consommations annualisées par type d'offre
au 31 décembre 2009**

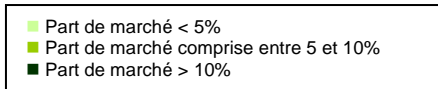
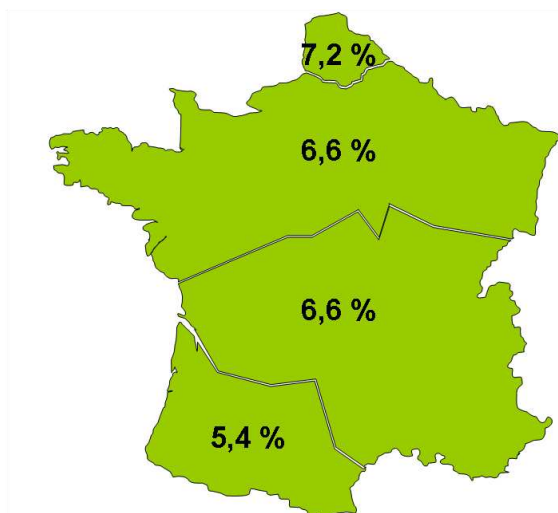


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

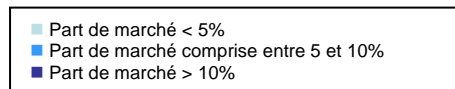
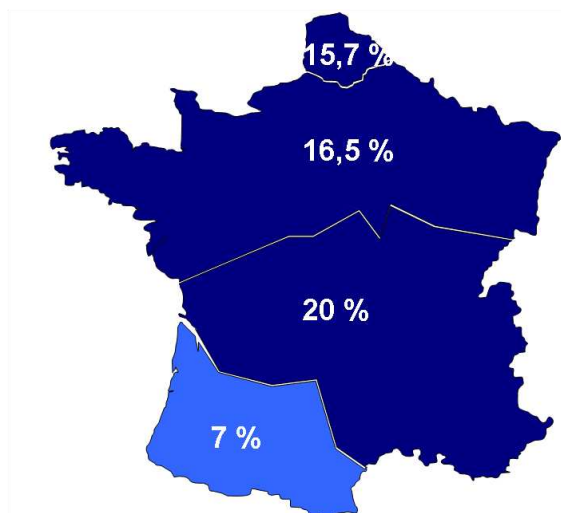
E. Analyse par zone géographique

Parts de marché des fournisseurs alternatifs par zone d'équilibrage¹⁴ au 31 décembre 2009

– en nombre de sites –



– en consommation annualisée –















Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au 31 décembre 2009, dans la zone Nord-gaz B, 7,2% des sites et 15,7% 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 2009

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE¹⁵
et actifs au 31 décembre 2009

Fournisseur, Marque(s) commerciale(s)		Sites non résidentiels transport	Sites non résidentiels distribution	Sites résidentiels
Fournisseurs alternatifs¹⁷ de gaz naturel				
Altergaz		●	●	●
Direct Energie				●
E.ON Energie		●	●	
EDF	 	●	●	●
ENI S.p.A succursale France		●	●	
		●	●	
Gas Natural		●	●	
Gaz de Paris			●	
Gazprom Marketing & Trading Ltd			●	
Iberdrola		●	●	
Poweo		●	●	●

¹⁵ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 25 Février 2010 à partir du moteur de recherche des fournisseurs par code postal.

Verbundnetz Gas AG		•	•	
Fournisseurs historiques¹⁶ de gaz naturel				
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 2009, environ 27 fournisseurs non nationaux sont actifs sur le territoire : 22 fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution¹⁹) et 5 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 : 4^{ème} trimestre 2009

D. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

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

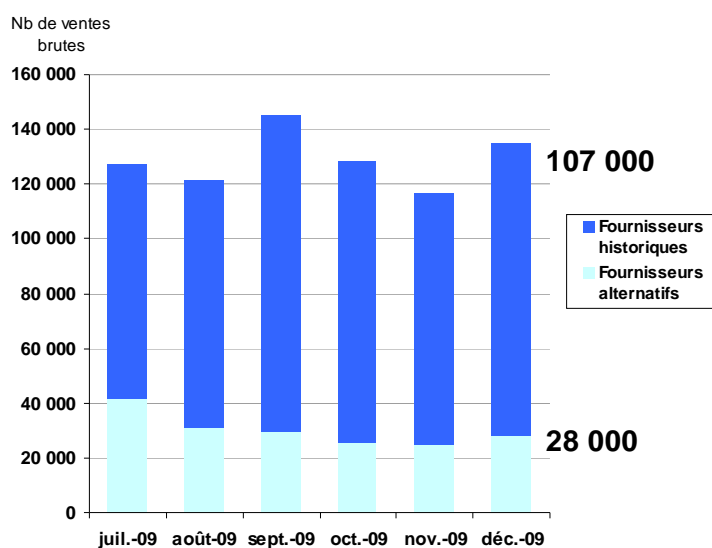
	Résidentiels		Non résidentiels	
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	T4 2009	T3 2009	T4 2009	T3 2009
Ventes brutes totales	356 000	376 000	24 000	19 000
dont ventes brutes des fournisseurs alternatifs	68 000	95 000	10 000	7 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	19,2 %	25,2 %	40 %	39,7 %

Sources : GRT, 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.

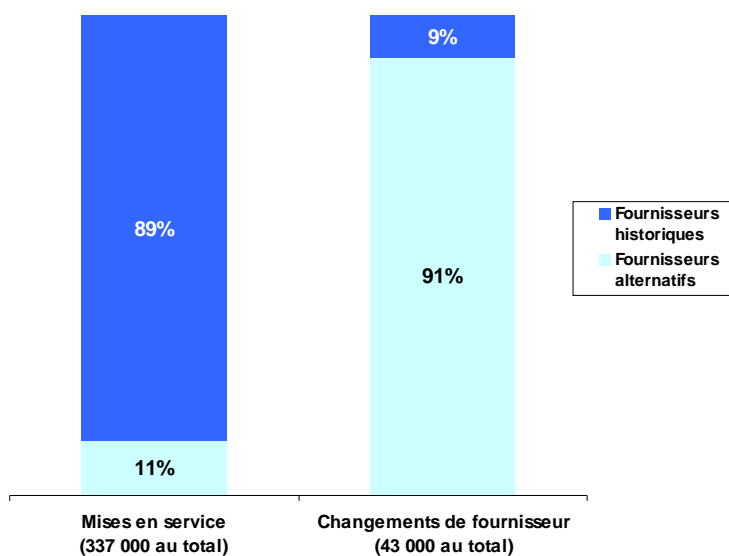
B. Ventes brutes des trimestres écoulés

Ventes brutes totales mensuelles



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Répartition des ventes brutes par type de fournisseur au cours du 4^{ème} trimestre 2009



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au cours du quatrième trimestre 2009, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 11% des 337 000 mises en service effectuées.

Le marché de gros du gaz

1. Les principales dates concernant le marché de gros français

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.
- Août 2008 : apparition d'un quatrième courtier sur le marché de gros.
- 26 Novembre 2008 : lancement du marché *Powernext Gas Spot* et *Powernext Gas Futures*.
- 01 janvier 2009 : fusion des 3 zones d'équilibrage GRTgaz au Nord de la France (Nord-H, Est et Ouest).
- 01 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).

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

Structure des approvisionnements européens et français

La France dispose d'une structure d'approvisionnement bien diversifiée. En 2008, ses importations nettes se sont élevées à 504 TWh (contre 480 TWh en 2007 soit environ 45 Gm³). Ses principaux fournisseurs étaient la Norvège (33%), les Pays-Bas (18%), l'Algérie (17%) et la Russie (15%)²⁰. Les importations depuis d'autres pays, dont le Nigeria, l'Égypte et le Qatar, se font essentiellement sous forme de GNL.

Dans un contexte d'accroissement de la dépendance vis-à-vis des importations, les approvisionnements en gaz de l'Europe 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). Ces contrats, d'une durée de 15 à 25 ans, entretiennent le lien historique entre les prix du gaz et ceux du pétrole. Selon les clauses d'indexation, les variations des prix des produits pétroliers se transmettent à ces contrats avec un délai de trois à six mois.

Toutefois, les marchés de gros sont en fort développement ; leur liquidité progresse, ce qui améliore la crédibilité de leurs indices de prix. Le National Balancing Point (NBP) britannique est de loin le plus mature. De par sa liquidité et les deux gazoducs reliant le marché britannique au continent (Interconnector et BBL), il influence fortement les hubs continentaux dont les trois principaux sont Zeebrugge (Belgique), le TTF (Pays-Bas) et NCG (Allemagne). En France, le PEG Nord est en constant développement : la constitution d'une grande zone nord en janvier 2009 par la fusion de trois zones d'équilibrage de GRTgaz et le recours de GRTgaz au PEG Nord pour couvrir une partie de ses besoins d'équilibrage depuis décembre 2009 ont constitué deux étapes importantes pour l'amélioration de sa liquidité. Les transactions sont également en progression sur le marché italien (PSV), ainsi que sur le hub autrichien de Baumgarten. L'amélioration de l'accès aux interconnexions entre marchés nationaux est un facteur déterminant de l'amélioration de l'efficacité des marchés ; l'accès aux interconnexions est aujourd'hui une priorité pour les régulateurs européens.

²⁰Source : Base de données PEGASE, Direction générale Énergie et climat

Evolution de la consommation en France et en Europe

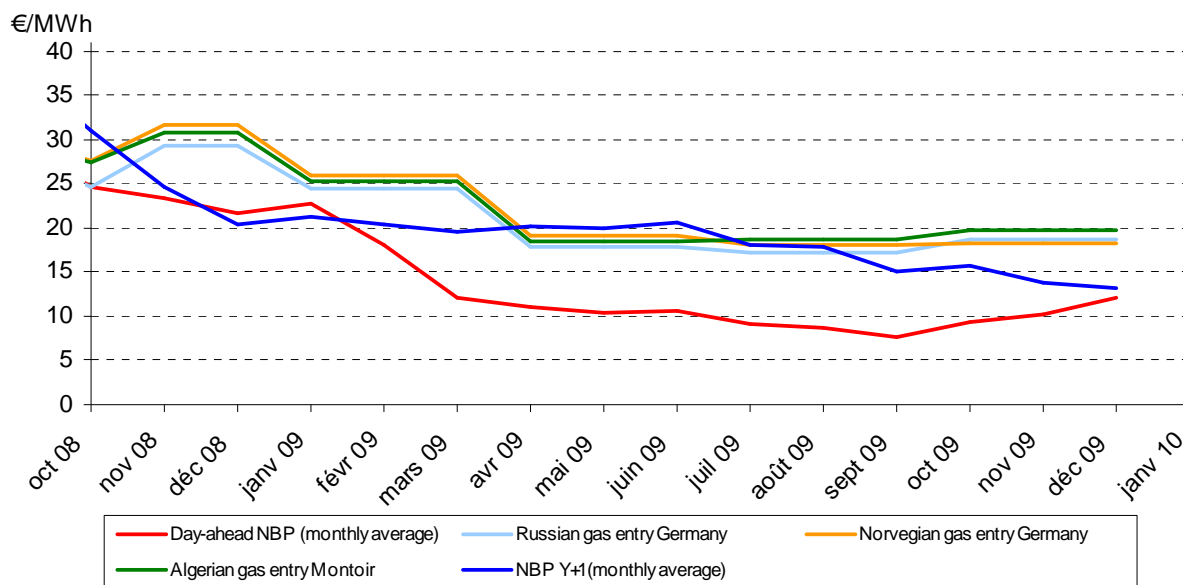
En 2008, la consommation de gaz naturel²¹ en Europe était de 517 Gm³, en hausse de 2,1% par rapport à 2007. Cependant, au cours de l'année 2009, la récession économique a particulièrement pesé sur la demande de gaz en Europe. Ainsi, la consommation domestique de gaz en Europe (OCDE) a diminué de 8%. Sur cette période, la consommation gazière a diminué de 9% au Royaume-Uni, de 10% en Espagne et 6% en France. Cette contraction de la demande provient pour une grande partie du recul de la production industrielle (-14% au 1^{er} semestre janvier 2009 par rapport au 1^{er} semestre 2008²²).

Comparaison des prix des contrats à long terme et des prix *day ahead* et *forward* UK NBP

Ayant progressivement augmenté depuis avril 2008, jusqu'à atteindre un niveau jamais observé auparavant, les prix des contrats à long terme de gaz ont commencé à diminuer au 1^{er} trimestre 2009. Au 4^{ème} trimestre 2009, ces prix sont restés quasiment stables par rapport au niveau atteint à la fin du 2^{ème} trimestre, soit une diminution d'environ 40% par rapport au pic observé fin 2008. Fin décembre 2009, les prix des trois contrats à long terme pertinents pour l'approvisionnement français en gaz s'élevaient respectivement à :

- 18,61 €/MWh pour le gaz russe entrée Allemagne (Waidhaus),
- 19,81 €/MWh pour le GNL algérien entrée Montoir,
- 18,29 €/MWh pour le gaz norvégien entrée Allemagne (Emden).

Prix des contrats à long terme et des *day ahead* et *forward* Y+1 au NBP



Sources : Icis Heren et Argus

²¹ Source : Eurogas

²² Source : Eurostat

Les formules d'indexation des contrats long terme sur les prix des produits pétroliers, qui prévoient des délais d'adaptation compris entre 3 et 6 mois et une révision des prix à intervalles réguliers expliquent leur très légère remontée au 4^{ème} trimestre 2009, après un trimestre de stabilisation. Cette remontée devrait s'amplifier en 2010.

Après avoir atteint en septembre 2009, leur niveau le plus bas depuis 2003, à 7,24 €/MWh en moyenne mensuelle, les prix *day ahead* sur le NBP ont augmenté de 58% au 4^{ème} trimestre 2009, pour atteindre 12 €/MWh fin décembre. Les prix à terme à un an (forward Y+1) ont quant à eux continué à baisser, pour atteindre 13 €/MWh en décembre 2009.

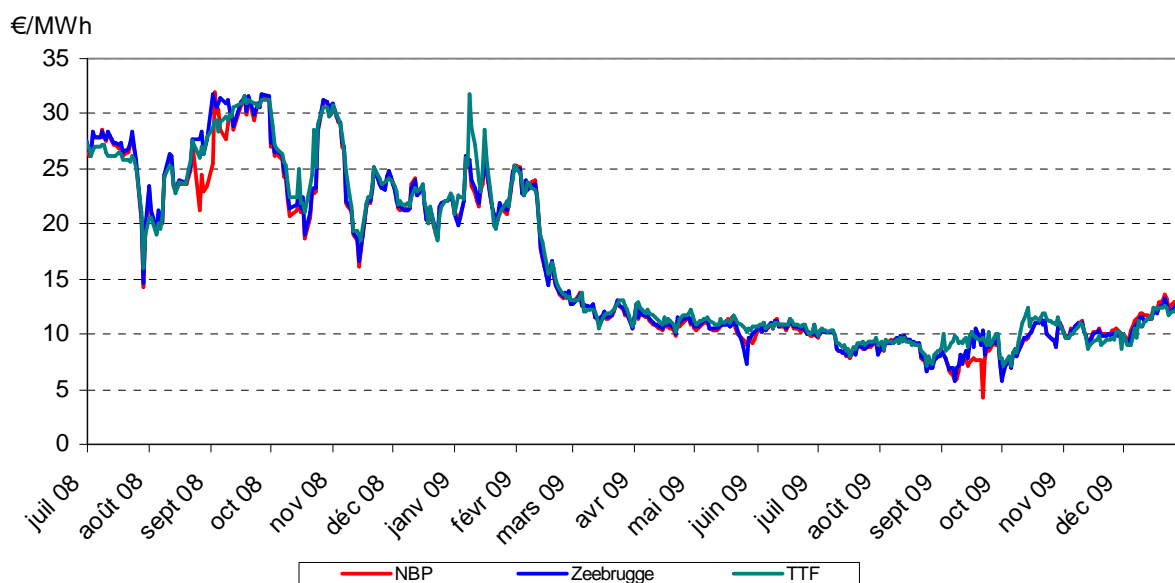
Prix sur les marchés *day ahead* européens

Après avoir très fortement baissé au 1^{er} semestre 2009, les prix de marché ont continué à légèrement diminuer au 3^{ème} trimestre 2009 et sont repartis à la hausse au 4^{ème} trimestre. Ainsi, partant d'environ 7 €/MWh début octobre, les prix de marché se sont établis autour de 10 €/MWh entre fin mi-octobre et début décembre pour atteindre les 13 €/MWh fin décembre 2009.

Les bas niveaux de prix en 2009 s'expliquent par la faiblesse de la consommation, notamment du secteur industriel, combinée à des approvisionnements abondants. La hausse des prix de marché en décembre est quant à elle essentiellement due aux pointes de froid observées durant ce mois.

Le fort différentiel entre les cours du gaz court terme et les prix des contrats long terme devrait perdurer tant que la demande globale de gaz restera faible et l'offre de gaz abondante. Suite à la hausse des prix des produits pétroliers en 2009, les prix des contrats long terme devrait en effet augmenter en 2010.

Prix *day ahead* sur les principaux marchés de gros européens



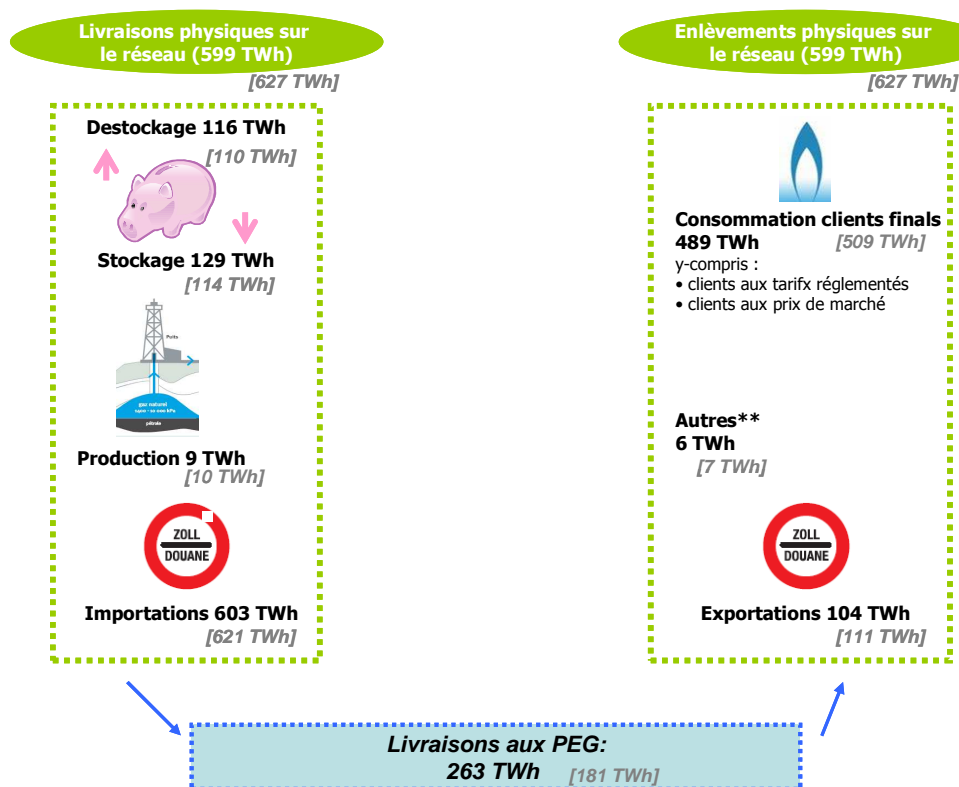
Source : Icis Heren et Argus

3. Activité sur le marché de gros français

L'essentiel de la consommation française de gaz est assuré par des importations. L'équilibre des flux gaziers sur le marché français entre l'amont et l'aval est illustré par le diagramme ci-dessous. A l'amont, les importations ont représenté 603 TWh en 2009. Les importations nettes des exportations contractuelles représentent 499 TWh, couvrant ainsi la consommation des clients finals, évaluée à 489 TWh en 2009²³. Les mouvements liés au stockage / déstockage permettent d'équilibrer les flux réguliers d'importations et la consommation du secteur résidentiel et tertiaire, concentrée sur les mois d'hiver. Ils constituent un instrument de modulation important pour les acteurs des marchés gaziers, complémentaire de la flexibilité de leur approvisionnement et de leur capacité de transport et transit.

Chaque expéditeur en France recourt au marché de gros en fonction de sa politique d'optimisation de son portefeuille d'approvisionnement et de ses débouchés, en utilisant la flexibilité des instruments dont il dispose. Cette activité se matérialise à travers les livraisons physiques aux Points d'Echange de Gaz (PEG). Les livraisons aux PEG permettent d'apprécier le recours au marché de gros, qu'il soit purement bilatéral ou intermédié (bourse *Powernext Gas* depuis novembre 2008 ou plateformes de *brokers*).

Approvisionnements et débouchés des acteurs du marché français du gaz en 2008* et 2009



Sources : GRTgaz, TIGF, analyse : CRE.

* données 2008 entre crochets

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

²³ Les données de volume présentées sont brutes, non corrigées du climat.

A. Activité sur le marché de gré à gré

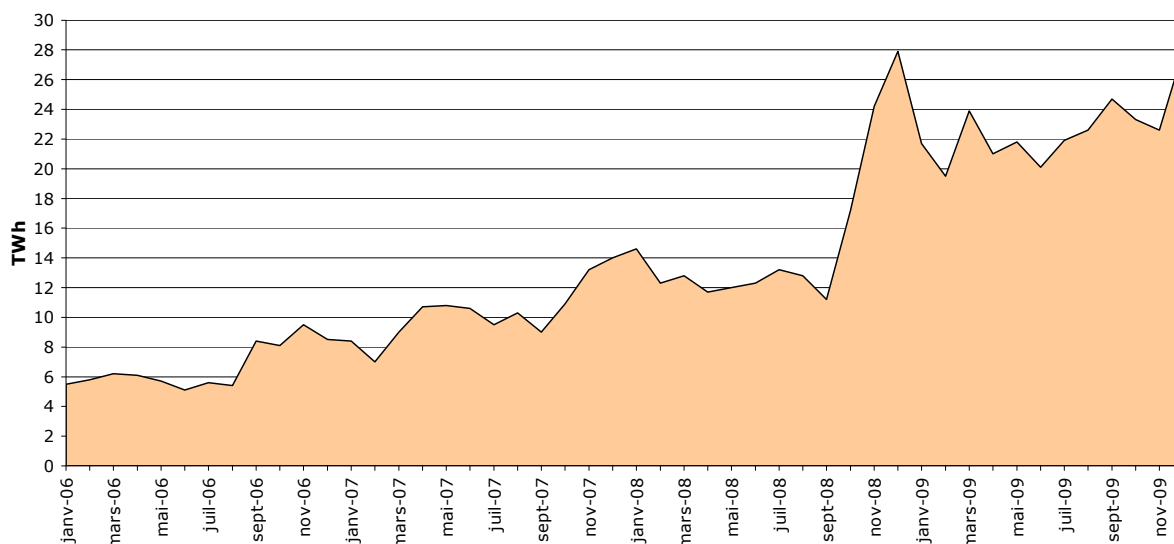
L'essentiel du commerce de gros du gaz s'effectue sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plates-formes de négoce). La CRE rend public (cf. cahier d'indicateurs électricité) les volumes agrégés des transactions effectuées 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 quatrième trimestre 2009, le volume des livraisons nettes de gaz a augmenté : + 6,6% par rapport au trimestre précédent. Il s'inscrit également en hausse de 4,9% par rapport à la même période de l'année précédente. Au cours du quatrième trimestre 2009, 71,5 TWh de gaz ont ainsi été livrés aux PEG. L'augmentation des livraisons aux PEG au quatrième trimestre peut être reliée aux décisions d'arbitrage des acteurs entre contrats long terme et marché de gros et l'appel au marché pour satisfaire les pointes de consommation liées aux vagues de froid.

B. Evolution du négoce sur le marché intermédié français

La croissance observée sur le marché intermédié se poursuit au quatrième trimestre 2009 avec 40,9 TWh négociés sur le marché intermédié (bourse ou Brokers) contre 22,6 TWh au quatrième trimestre 2008. Ainsi, en 2009, 149 TWh ont été négociés sur le marché intermédié ce qui équivaut à 30,4 % de la consommation de gaz constatée sur la même période.

On observe au quatrième trimestre 2009 une accélération du négoce de produits Trimestre qui représentent 23 % des volumes négociés au quatrième trimestre 2009 (soit 9,4 TWh) contre 8 % des volumes négociés entre janvier et septembre 2009.

Au dernier trimestre 2009, le nombre de transactions a été multiplié par 2 sur les plateformes *Powernext Gas* passant de 639 à 1 277 transactions entre le troisième et le quatrième trimestre. L'augmentation est observée surtout sur le négoce de produits court terme (*Day-ahead, Intraday* et *Week-End*) et reflète les besoins court terme des expéditeurs pour satisfaire les pointes de consommation lors des vagues de froid (notamment vague du 14 au 22 décembre avec la chute des températures et l'arrivée de la neige) et les interventions de GRTgaz sur le marché Spot²⁴.

Le niveau de liquidité est toujours contrasté entre les PEG français, où le PEG Nord concentre 92% des volumes négociés en 2009.

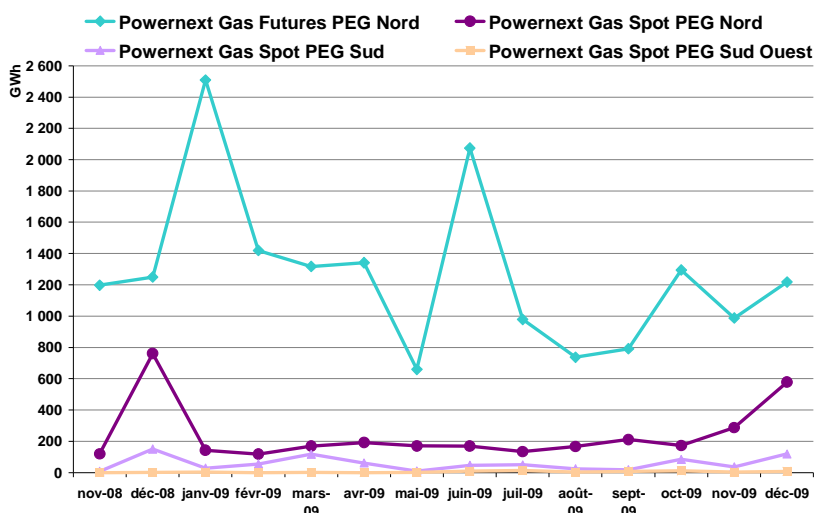
(Voir section développement du négoce en France du cahier d'indicateurs Gaz, disponible en annexe de ce document).

C. 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 2009 s'élève à 1 193 transactions, représentant 1 303 GWh.

Au cours du quatrième trimestre 2009, le volume des transactions conclues sur le marché organisé *Powernext Gas Futures* au PEG Nord s'élève à 3,50 TWh, soit en hausse de 40% par rapport au niveau du trimestre précédent.

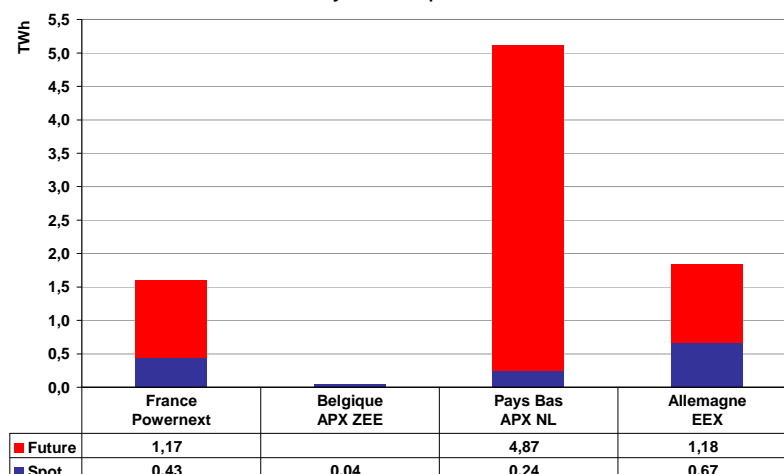
Volume mensuels des transactions sur les marchés organisés français depuis leur création
- toutes échéances confondues -



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

²⁴ Depuis le 1 décembre 2009, GRTgaz intervient sur la bourse Powernext Gas Spot pour couvrir une partie de ses besoins d'équilibrage (produits Day-ahead et intraday aux PEG Nord et Sud).

Activité sur les principaux marchés organisés européens – Volume mensuel moyen au quatrième trimestre 2009 –



Sources : Powernext, APX, EEX — Analyse : CRE

4. Prix *day-ahead* sur le marché de gros français et comparaison européenne

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.

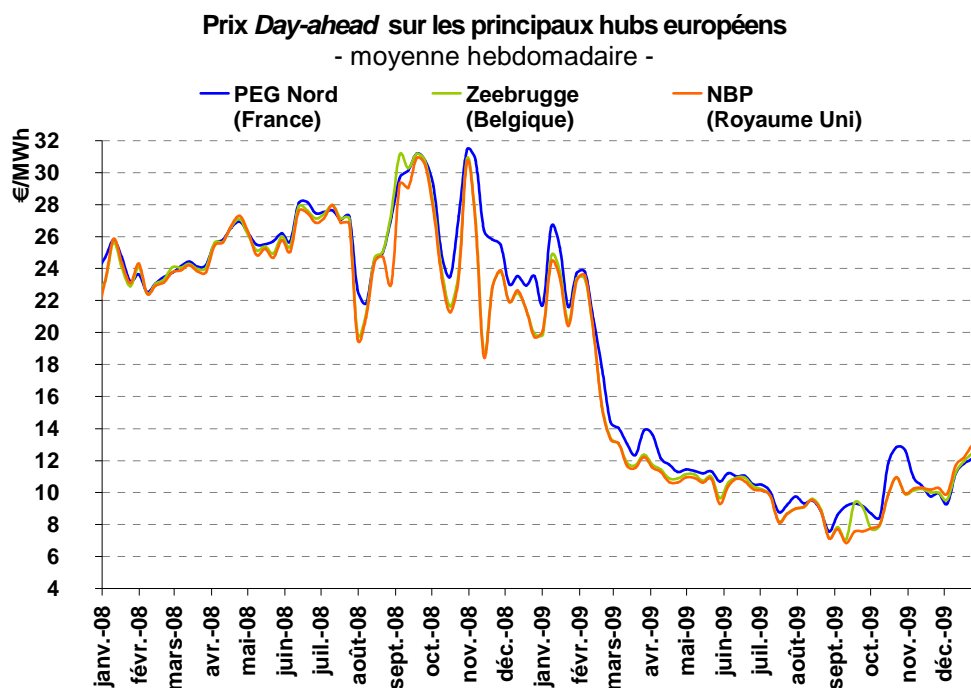
Les graphiques présentés illustrent la remontée progressive des prix depuis le début de l'hiver 2009-2010. Au quatrième trimestre 2009, les prix *Day-ahead* cotés sur Powernext s'élèvent en moyenne à 10,96 €/MWh sur le PEG Nord, 11,12 €/MWh sur le PEG Sud et 11,52 €/MWh sur le PEG Sud Ouest. Le différentiel de prix constaté entre le prix *Day-ahead* au PEG Nord et au PEG Sud atteint 0,07 €/MWh en moyenne au quatrième trimestre 2009, avec 21 jours de prix PEG Sud inférieur au prix PEG Nord (sur 64 jours de cotation).

(Voir section évolution des prix du gaz du cahier d'indicateurs Gaz, disponible en annexe de ce document).

Les épisodes de décrochage de prix sur les hubs continentaux et le NBP observés en septembre et fin novembre sont liés à l'interruption des flux de l'Interconnector, gazoduc qui relie le marché NBP aux hubs européens via Zeebrugge, isolant le marché anglais en situation de fort excédent pendant près de 14 jours²⁵. De plus la présence d'un gros acheteur en France et les conditions climatiques seraient également des facteurs explicatifs.

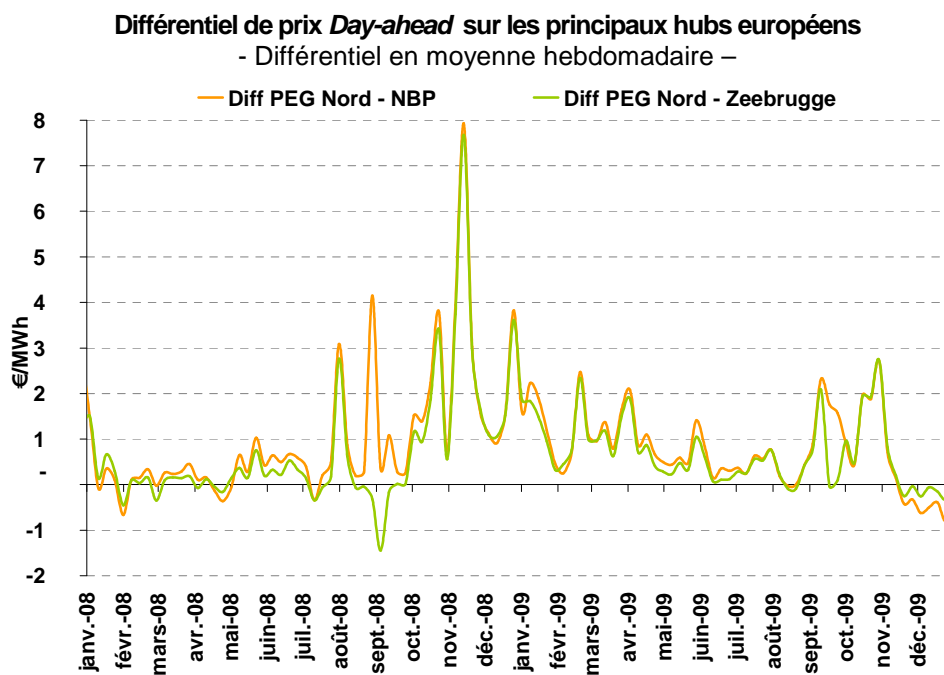
Le mouvement des prix spot français observés depuis septembre est très volatil mais on observe une hausse de 1,78 €/MWh en moyenne entre le troisième et le quatrième trimestre 2009. Les prix *Day-ahead* au PEG Nord sont supérieurs en moyenne trimestrielle, de 0,06 €/MWh par rapport à Zeebrugge.

²⁵ Interruption des flux du 08 au 21 septembre 2009.



Sources : Argus, Heren, Powemext – Analyse : CRE

Note : Les sources utilisées pour la construction des courbes de prix sur Zeebrugge et NBP ont changé en janvier 2009



Sources: Argus, Heren, Powemext – Analyse : CRE

5. Suivi des infrastructures

La capacité technique réduite représente la somme des capacités fermes et interruptibles effectivement disponibles après travaux. Les flux réalisés saturent presque intégralement la capacité technique réduite sur la période (taux d'utilisation de 92% de la capacité sur la période 1er janvier 2009-30 janvier 2010). Il est à noter que sur les 10 premiers jours de janvier 2010 la quantité de gaz transportée est significativement plus faible que les capacités techniques réduites de la liaison.

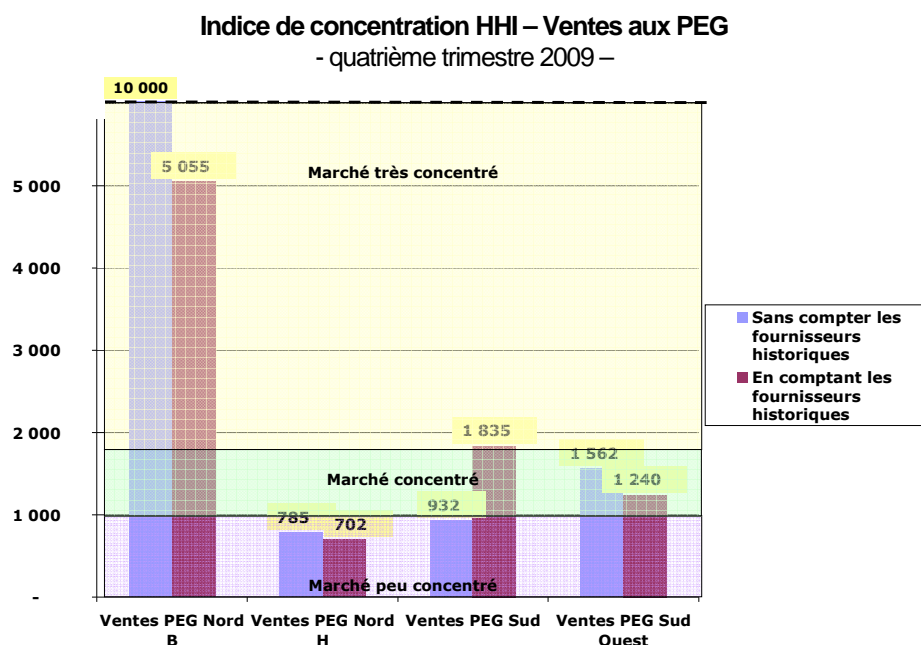
6. Concentration du marché français du gaz

A la fin du quatrième trimestre 2009, 47 expéditeurs sont actifs aux PEG. 23 acteurs étaient présents sur Pownext Gas Spot et 20 sur Pownext Gas Futures.

A. Concentration aux PEG

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)²⁶ 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.

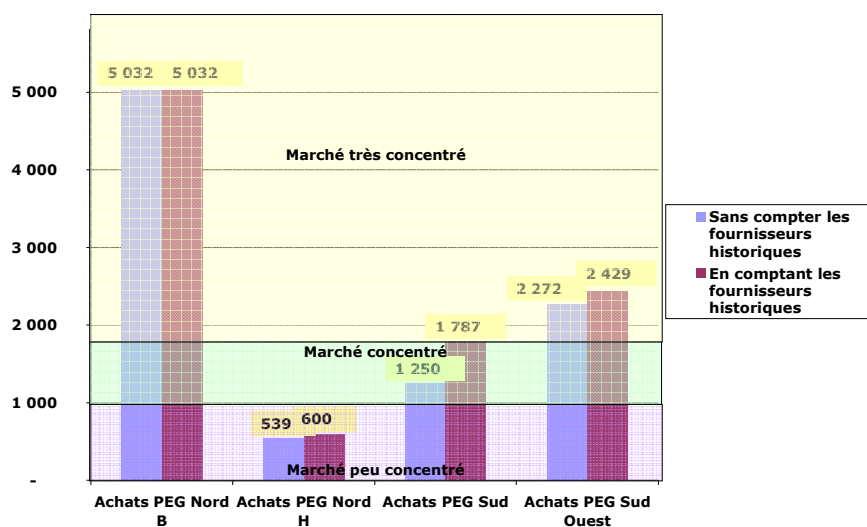
Au quatrième trimestre 2009, il existe de fortes disparités sur le segment des achats/ventes aux PEGs.



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

²⁶ 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.

Indice de concentration HHI – Achats aux PEG - quatrième trimestre 2009 -



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

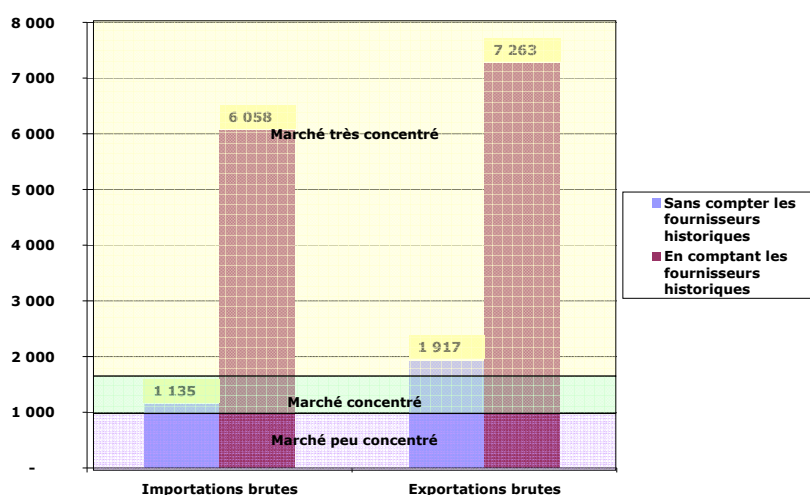
B. Concentration aux interconnexions

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

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

Indice de concentration HHI – importations/exportations - quatrième trimestre 2009 -



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)**²⁷ : notifications d'échanges de blocs c'est à dire quantités nominées à RTE la veille pour le lendemain, hors les transactions sur Powernext
- **Importations et exportations** :
http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_inter_1.htm
- **Achats et ventes sur Powernext**, la bourse française de l'électricité : www.powernext.fr
- **Consommation finale** : ventes à des sites en tant que responsable d'équilibre ou sous forme de blocs
- **Ventes aux gestionnaires de réseaux pour la compensation de leurs pertes** :
http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_perte.htm

TaRTAM : Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement au Marché. Sauf mention contraire, les sites au TaRTAM sont toujours comptabilisés avec les sites en offres de marché.

VPP - Produits vendus aux enchères par EDF :

- **Les VPP base** : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en base. Le principe est que les enchérisseurs paient une prime fixe (en Euro/MW) chaque mois pour réserver une puissance disponible, et qu'ils envoient régulièrement à EDF un planning d'utilisation de ces capacités. Ils paient alors un prix d'exercice par MWh soutiré, proche du coût marginal des centrales nucléaires d'EDF. On a ainsi une structure de prix de la forme "coût fixe + coût variable".
- **Les VPP pointe** : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en pointe. Le principe est le même que pour les VPP base, mais le prix payé pour chaque MWh soutiré est une approximation du coût marginal des centrales de pointe d'EDF. Compte tenu de ce coût variable élevé, la prime fixe payée par les enchérisseurs est plus faible que pour les VPP base.

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

²⁷ « Over the Counter » ou de gré à gré

Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz

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

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

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

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

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

La consommation annualisée des sites distribution est la consommation annuelle de référence (CAR) de chaque site mise à jour au 1^{er} 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 :

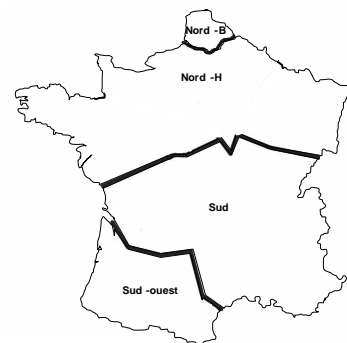
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution
- les clients résidentiels raccordés au réseau de distribution

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.

