



Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

3^{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 30 septembre 2009	7
4. Analyse en dynamique : 3 ^{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	25
6. Concentration du marché français de l'électricité.....	26
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 30 septembre 2009	31
4. Analyse en dynamique : 3 ^{ème} trimestre 2009.....	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.....	42
4. Prix <i>day-ahead</i> sur le marché de gros français et comparaison européenne.....	44
5. Suivi des infrastructures	45
6. Concentration du marché français du gaz.....	45
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz	48
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité	49
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz.....	51

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 :

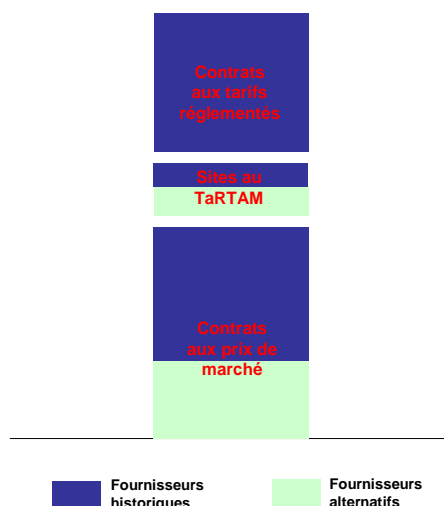
- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises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

Au 30 septembre 2009, 34,6 millions de sites sont éligibles¹, ce qui représente environ 445² 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-

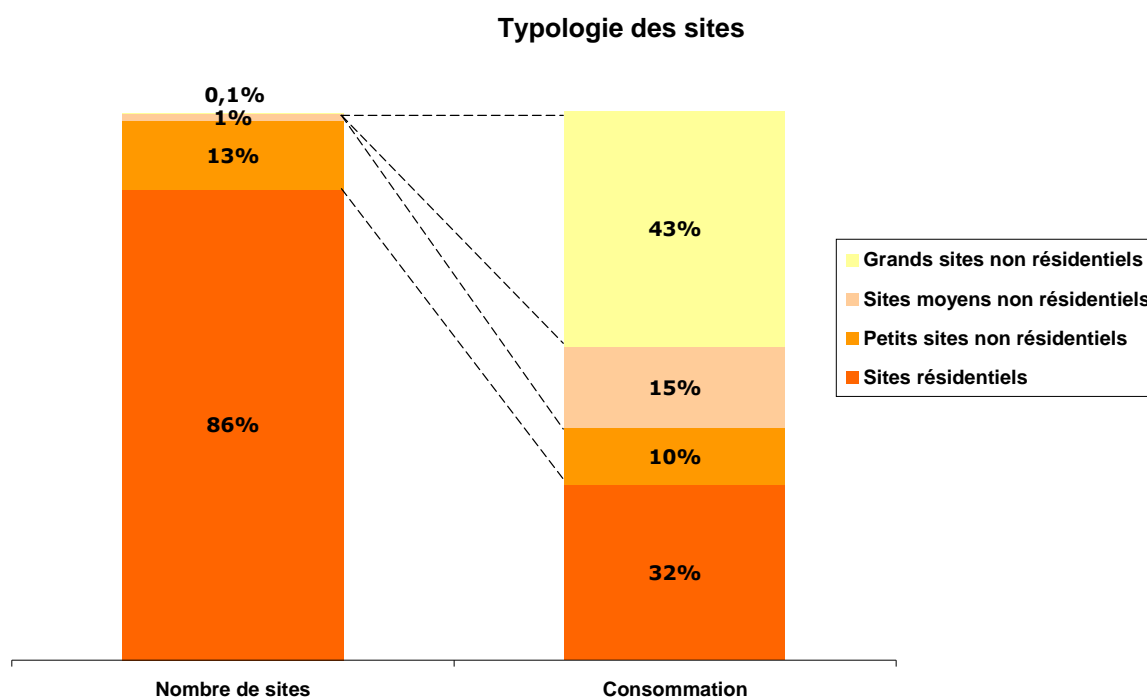


¹ Hors zones non interconnectées (voir le glossaire électricité pour la définition des zones non interconnectées).

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 437 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



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 30 septembre 2009

A. Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 septembre 2009	Au 30 juin 2009	Au 30 septembre 2009	Au 30 juin 2009
Nombre total de sites	29 800 000	29 600 000	4 850 000	4 850 000
Sites en offre de marché	1 215 000	1 047 000	760 000	769 000
• dont sites au TaRTAM	-	-	3700	3550
• dont sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	1 202 000	1 035 000	364 000	359 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	4,0%	3,5%	7,5%	7,4%

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

Synthèse en consommation annualisée

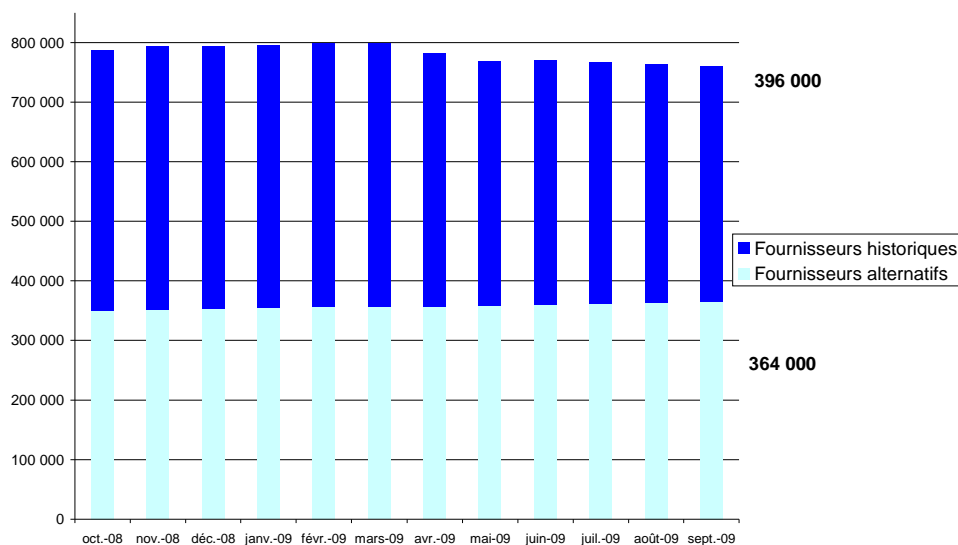
Situation (en consommation annualisée)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 septembre 2009	Au 30 juin 2009	Au 30 septembre 2009	Au 30 juin 2009
Consommation totale des sites	140 TWh	139 TWh	297 TWh	299 TWh
Consommation des sites en offre de marché	5,7 TWh	5,5 TWh	139 TWh	141 TWh
• dont consommation des sites au TaRTAM	-	-	78 TWh	83 TWh
• dont consommation des sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	5,6 TWh	5,5 TWh	36 TWh	37 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	4,0%	4,0%	12,3%	12,4%

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

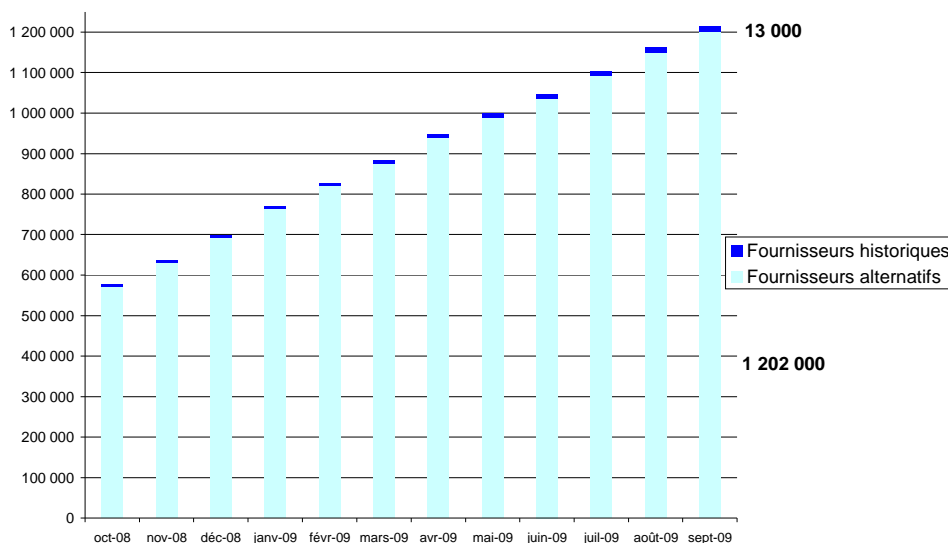
Nombre de sites en offre de marché - Sites NON RÉSIDENTIELS -



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

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

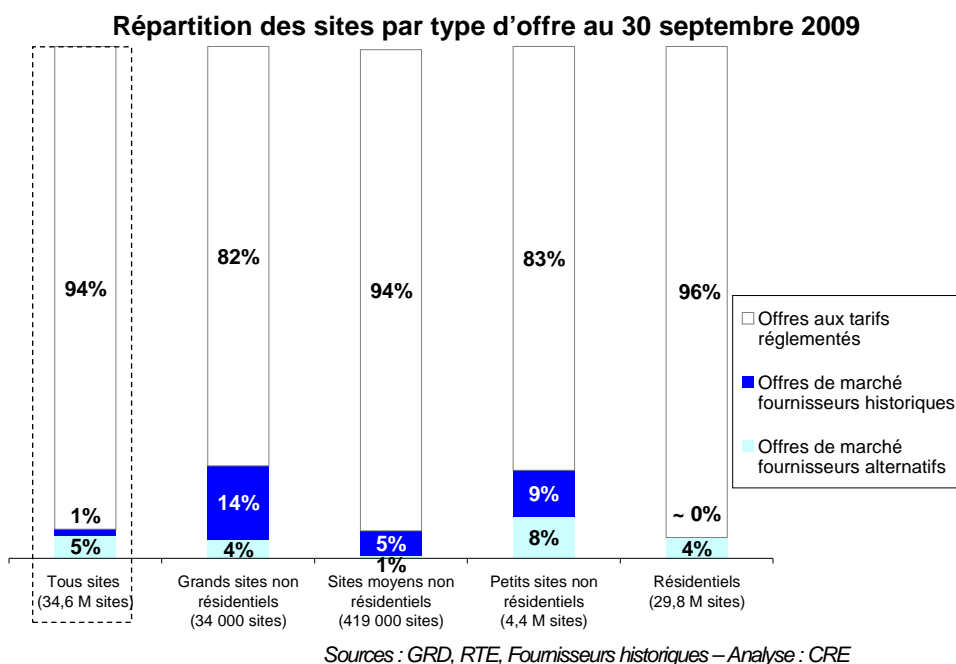
Nombre de sites en offre de marché - sites RÉSIDENTIELS -



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

Au 30 septembre 2009, environ 760 000 sites non résidentiels et 1 215 000 sites résidentiels sont en offre de marché.

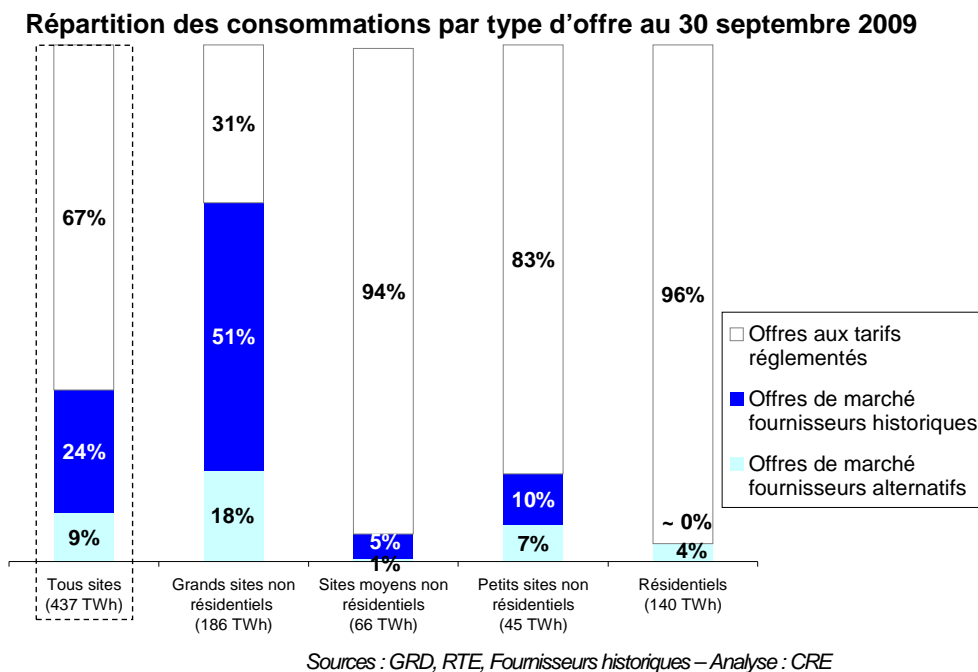
C. Parts de marché en nombre de sites au 30 septembre 2009



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

Au 30 septembre 2009, environ 6% des sites sont en offre de marché. Parmi eux, environ 80% ont fait le choix d'un fournisseur alternatif.

D. Parts de marché en consommation au 30 septembre 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.

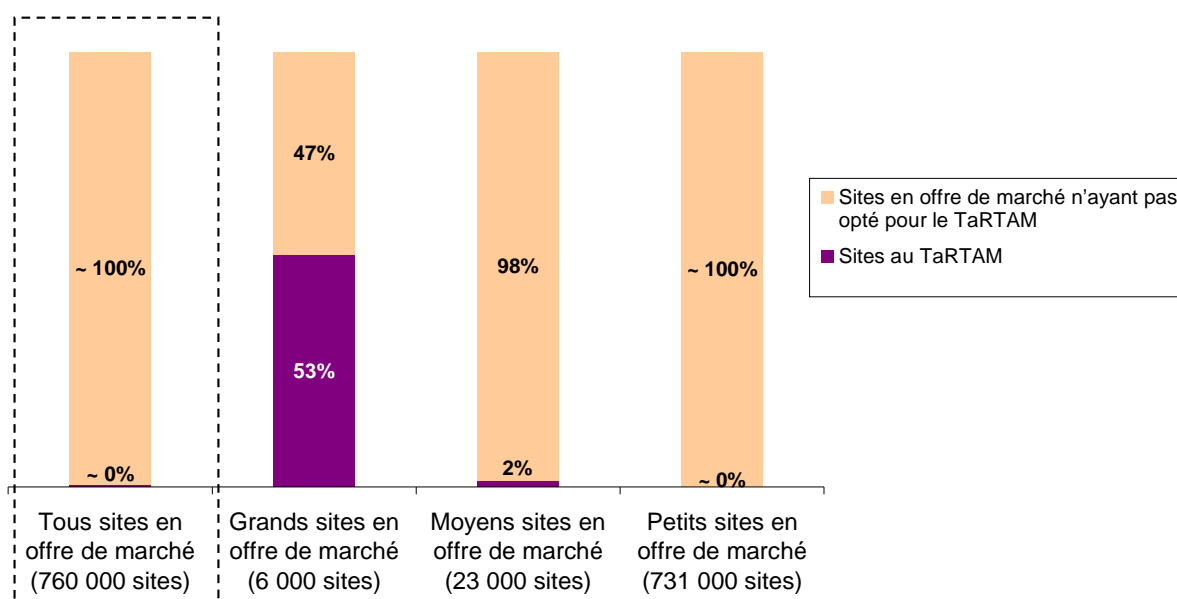
Au 30 septembre 2009, 3 700 sites environ (soit 0,8% des sites non résidentiels en offre de marché) sont au TaRTAM. Ils représentent une consommation annuelle de 78 TWh, soit 57% de la consommation des sites non résidentiels en offre de marché.

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.

26 fournisseurs alimentent des clients au TaRTAM. Les fournisseurs alternatifs alimentent 34% des sites et 34% de la consommation au TaRTAM.

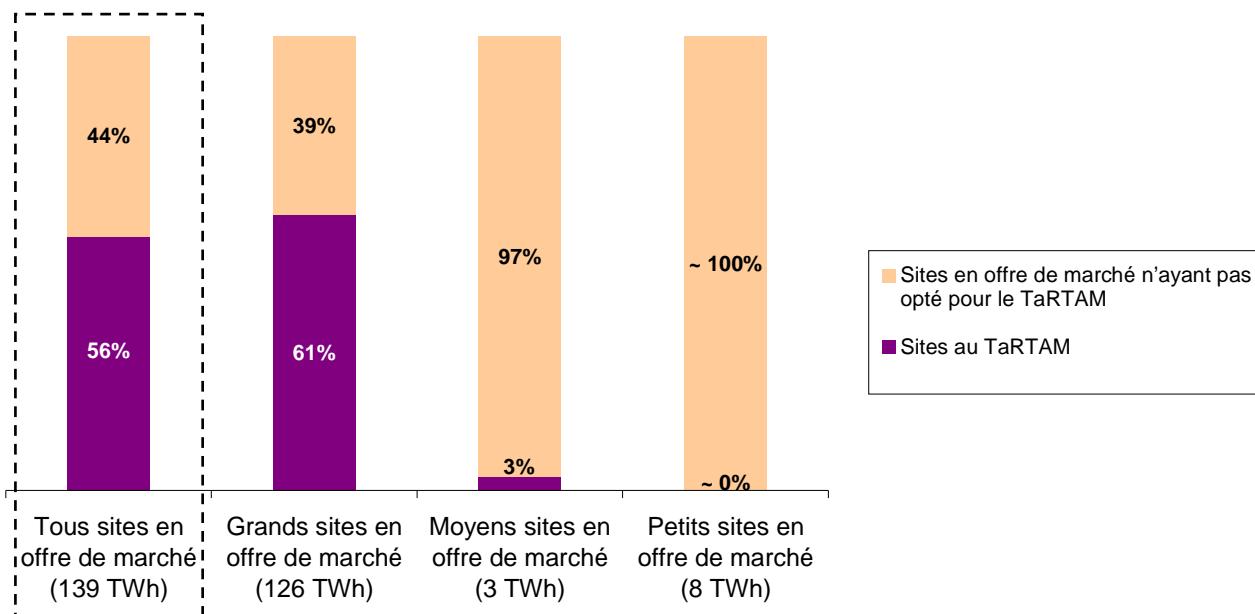
Part des sites au TaRTAM rapportée à l'ensemble des sites non résidentiels en offre de marché au 30 septembre 2009



Sources : Fournisseurs – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au 30 septembre 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 30 septembre 2009



Sources : GRD, Fournisseurs – Analyse : CRE

F. Fournisseurs d'électricité actifs au 30 septembre 2009

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE³
et actifs⁴ au 30 septembre 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		●		
GDF Suez	 	●		●
		●	●	●
HEW Energies		●		
Iberdrola		●		

³ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 20 novembre 2009 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 à 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
Kalibraxe		●			
Planète UI				●	●
Poweo		●	●	●	●
Proxelia					●
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 30 septembre 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 : 3^{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.

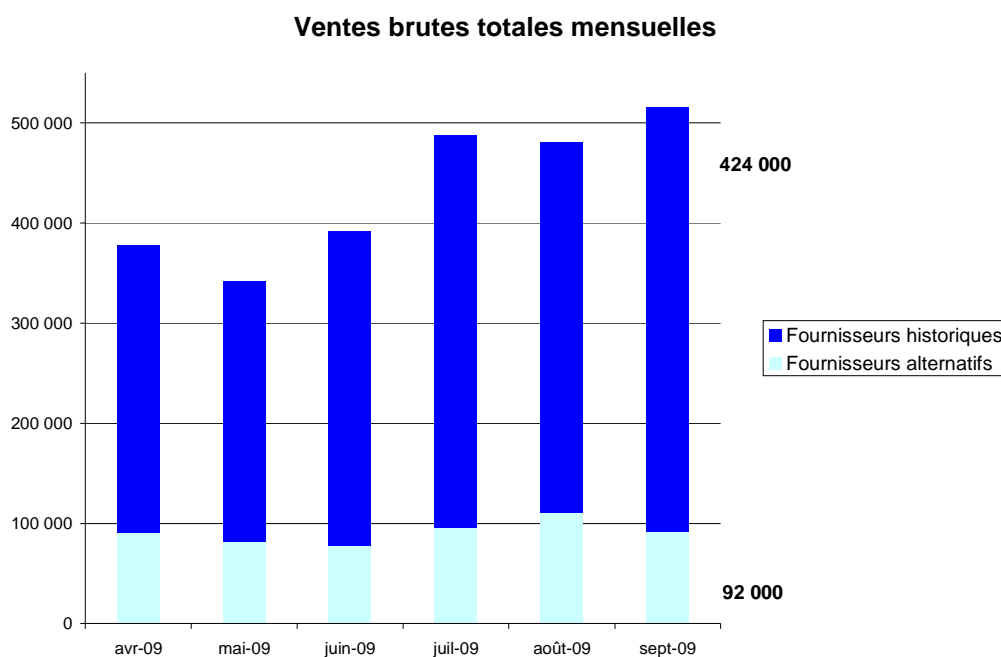
	Résidentiels		Non résidentiels	
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	T3 2009	T2 2009	T3 2009	T2 2009
Ventes brutes totales	1 366 000	1 007 000	119 000	104 000
• dont ventes brutes des fournisseurs alternatifs	275 000	239 000	25 000	12 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	20,1%	23,7%	21,0%	11,5%

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.

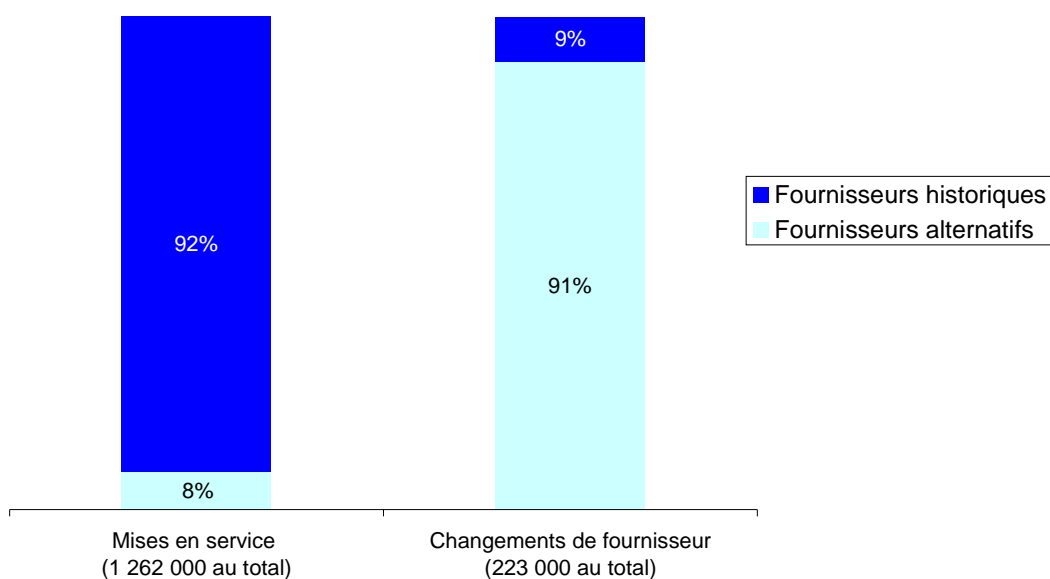
⁸ Voir le glossaire pour la définition d'une entreprise locale de distribution.

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 3^{ème} trimestre 2009



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

Exemple de lecture : au cours du 3^{ème} trimestre 2009, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 8% des 1 262 000 mises en service effectuées.

Le marché de gros de l'électricité

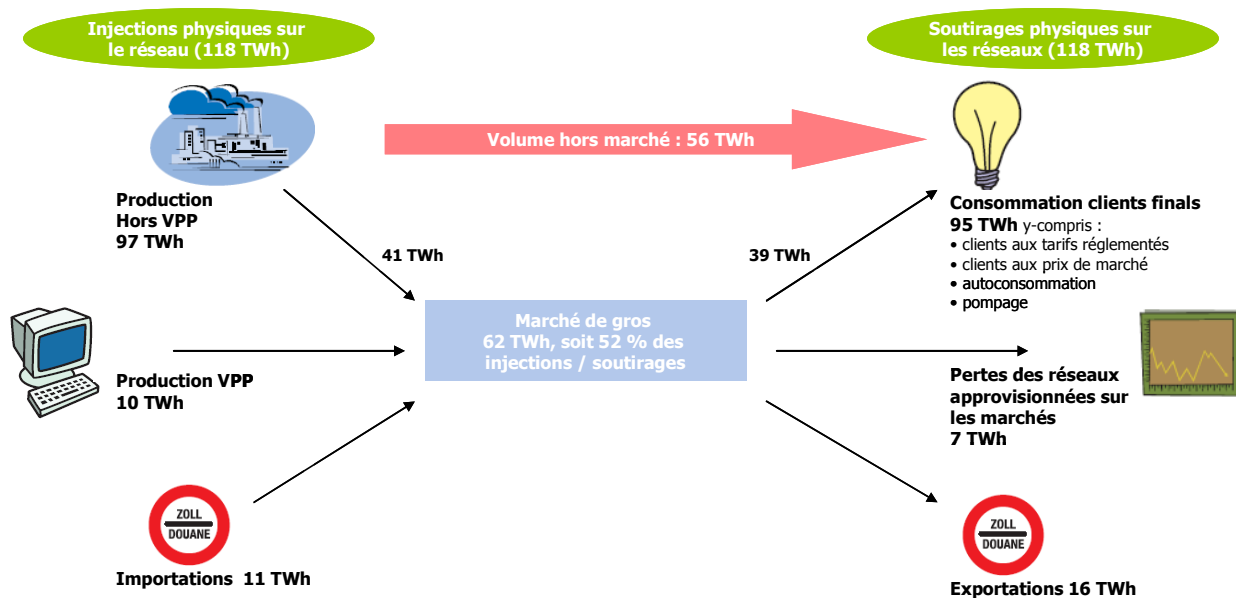
1. Introduction

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

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 troisième 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.



Source : RTE – données T3 2009 - Analyse : CRE

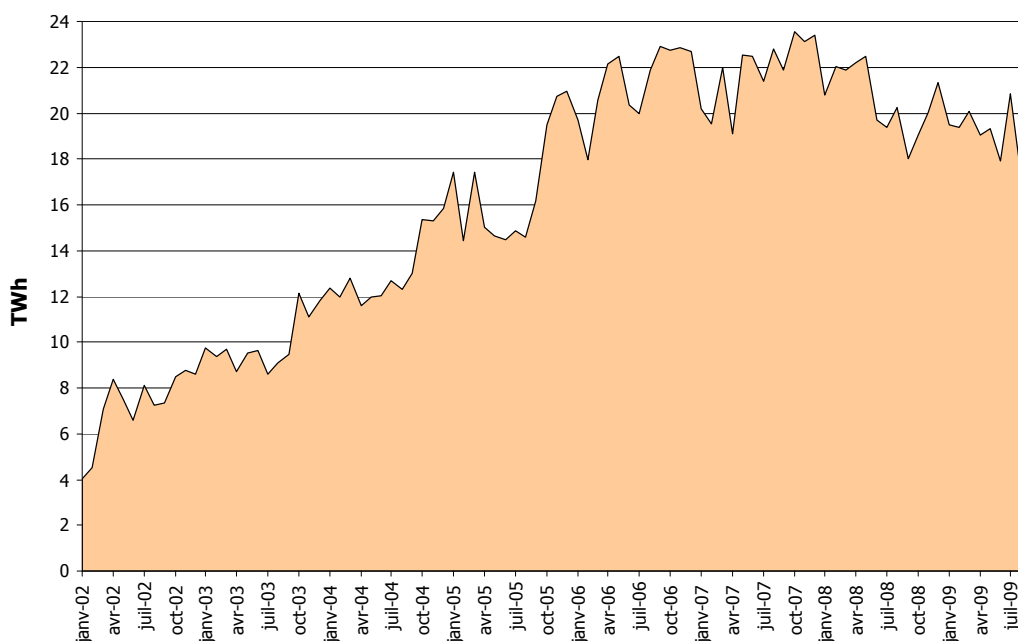
2. Activité sur le marché de gros français

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 57,6 TWh au troisième trimestre 2009. En hausse de 2,3% par rapport au trimestre précédent et à niveau similaire (-0,1%) par rapport à la même période l'année précédente, ce volume a représenté 56% de la consommation nationale au troisième trimestre 2009, contre 53% au deuxième trimestre 2009.

B. Evolution du négoce sur le marché intermédiaire français

Le marché intermédiaire français de l'électricité concentre 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.

Produits spot

Suivant la même tendance qu'au cours du trimestre précédent, les volumes négociés en intrajournalier en France ont connu une croissance continue au cours du troisième trimestre 2009 (+9%). Par rapport à la même période l'année passée, ils étaient en augmentation de 45%. L'essentiel du négoce français d'électricité pour livraison en intrajournalier s'est effectué sur les marchés organisés.

En *day-ahead*, alors que les prix étaient à la hausse au cours du troisième trimestre 2009, les volumes contractualisés ont suivi une tendance baissière. Ils étaient en léger recul comparé au trimestre précédent (-1%) et stable par rapport à la même période l'année précédente. Les marchés organisés français ont représenté 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.

Produits à terme

Les indicateurs de suivi des volumes négociés à terme présentent une tendance globale à la hausse sur le marché français au cours du troisième trimestre 2009. L'ensemble des volumes négociés à terme sur le marché intermédiaire français au cours du troisième trimestre était en hausse de 20% par rapport au trimestre précédent et de 23% comparé à la même période l'année précédente. De même, la liquidité du marché à terme (nombre de transactions) a progressé de 21% par rapport au deuxième trimestre 2009 et de 20% comparé au troisième trimestre 2008. Toutefois tous les produits à terme n'ont pas connu les mêmes tendances.

Produits mensuels :

Les volumes de produits mensuels négociés ont été en léger recul au cours du troisième trimestre par rapport au trimestre précédent (-4%) mais ont progressé de 35% comparé à la même période l'année précédente. Après un mois de juin particulièrement élevé en volumes négociés (16 TWh), le négoce de produits mensuels a été divisé par trois au mois de juillet 2009. Il a ensuite progressé lentement le mois d'après pour finalement significativement croître au mois de septembre 2009 (+130%).

Comparé au trimestre précédent, les volumes de produits M+1 et M+3 négociés ont été en recul respectivement de 13% et 27%. Alors que la liquidité sur les produits M+1 a progressé de 2%, elle s'est réduite de 10% sur les produits M+3. Le repli en volumes des produits M+1 et l'augmentation parallèle du nombre de leurs transactions peut s'expliquer par une réduction de la taille des lots ou de la puissance contractualisée sur ce type de produit.

Seuls les produits M+2 ont connu une croissance véritable : de l'ordre de 59% en volumes et de 78% en liquidité.

Au regard du troisième trimestre de l'année précédente, l'ensemble des produits mensuels ont affiché des taux de croissance positifs : 31% pour les M+1, 69% pour les M+2 et 8% pour les M+3. Le nombre de leurs transactions a également été en augmentation : 32% pour les M+1, 37% pour les M+2 et 4% pour les M+3.

Produits trimestriels :

Le négoce de produits trimestriels a connu une forte croissance pendant la période sous revue comparé au trimestre précédent (+48%). Cette croissance est encore plus visible au regard des volumes de produits trimestriels négociés au cours du troisième trimestre 2008 (+74%).

Le produit ayant connu la plus forte croissance en volumes négociés est le Q+1 avec 122% d'augmentation par rapport au troisième trimestre 2008 et 81% de croissance comparé au trimestre précédent. 24 TWh ont ainsi fait l'objet de transactions sur le marché intermédiaire français au cours de cette période, soit un peu plus de la moitié du volume total de produits trimestriels négociés. La liquidité sur ces produits était en hausse de 76% d'une année sur l'autre et de 96% comparé au trimestre précédent.

Les produits Q+2 et Q+4 ont également progressé en volumes négociés par rapport au trimestre précédent. Seul le négoce de produits Q+3 a reculé (-55% en volumes et -51% en nombre de transactions comparé au deuxième trimestre 2009).

Produits annuels :

Les volumes de produits calendaires ont connu une hausse de 18% au cours du troisième trimestre 2009 comparé au trimestre précédent mais ont présenté des signes de stagnation voire d'essoufflement (-3%) en comparaison aux volumes calendaires négociés à la même période l'année précédente. Ainsi la liquidité a reculé de 12% d'une année sur l'autre tandis qu'elle progressait de 11% d'un trimestre à l'autre.

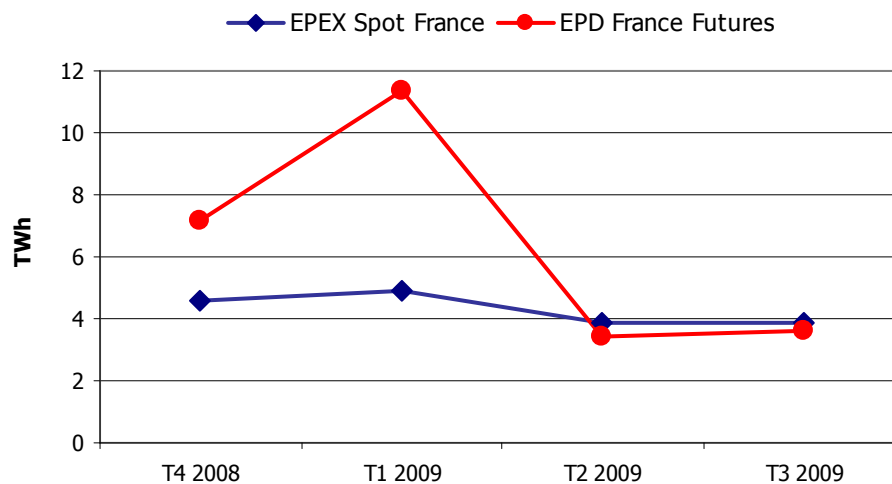
La hausse des volumes contractualisés de produits calendaires provient des produits Y+2 et Y+3 avec respectivement 45% et 52% de croissance comparé au deuxième trimestre de la même année. Ces mêmes produits ont connu une hausse de 41% du nombre de leurs transactions entre le deuxième et le troisième trimestre 2009. Les produits Y+1 ont affiché une légère augmentation de leurs volumes (de l'ordre de 8%) en comparaison du trimestre précédent alors que leur nombre de transactions n'avait presque pas évolué.

A une année d'écart, les volumes négociés sur les produits annuels étaient en léger recul. Les produits Y+1 et Y+2 ont affiché un repli respectivement de 4% et 3%. De fait, seuls les produits Y+3 ont présenté une légère croissance de leurs volumes négociés de l'ordre de 2%.

C. Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

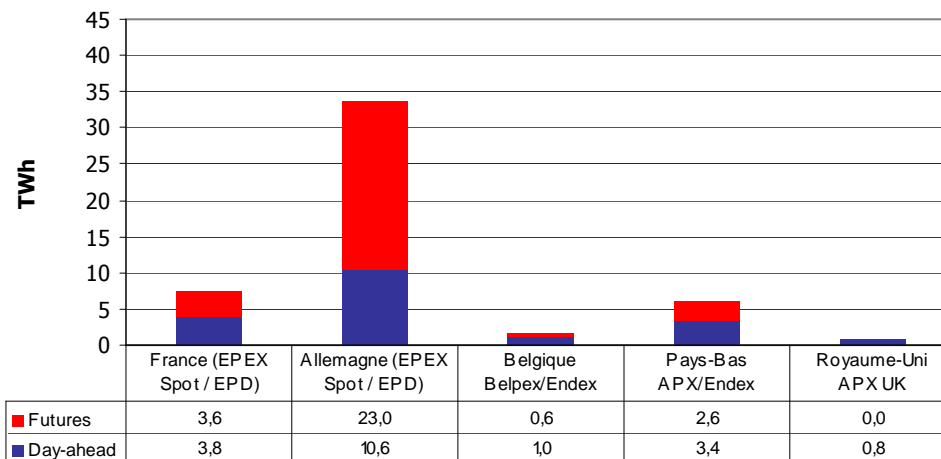
Le volume échangé sur EPEX Spot et EPD France au troisième trimestre 2009 a diminué de 1,2% sur le marché *day-ahead* et augmenté de 5,6% sur le marché *futures* par rapport au trimestre précédent. Par rapport à l'année précédente, le marché *day-ahead* a progressé de 0,3% alors que le marché *futures* a reculé de 40,6%.

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) - troisième trimestre 2009 -



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

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

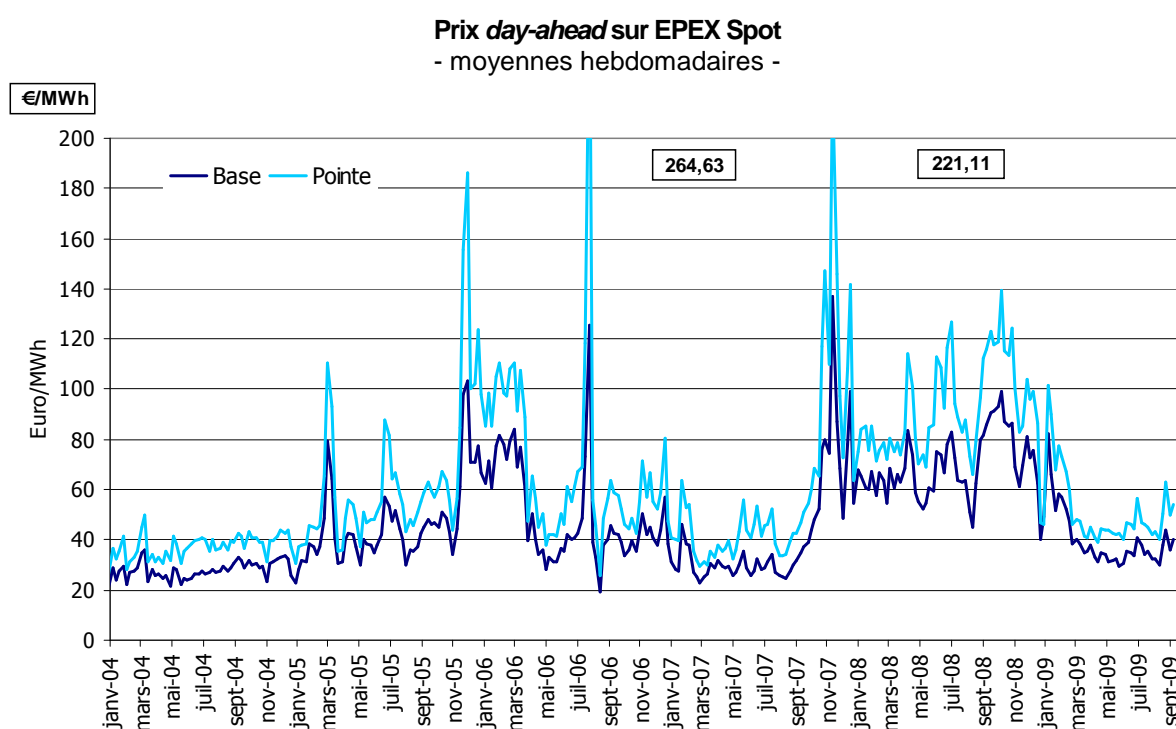
En l'absence d'une information centralisée sur les prix des transactions négociées de gré à gré, cette section porte sur les bourses de l'électricité uniquement. Les évolutions commentées sur la période sous revue sont observables dans la section *Evolution des prix de l'électricité* des indicateurs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

A. Prix *day-ahead*

Les prix *day-ahead* en base cotés sur EPEX Spot ont affiché une moyenne de 37,3 €/MWh au troisième trimestre 2009. Ils ont diminué de 93,5% 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 50,1 €/MWh au troisième trimestre 2009. Ils ont chuté de 94,8% par rapport à la même période de l'année 2008.

Ce repli des prix est à relier à la diminution des cours des combustibles entre 2008 et 2009.

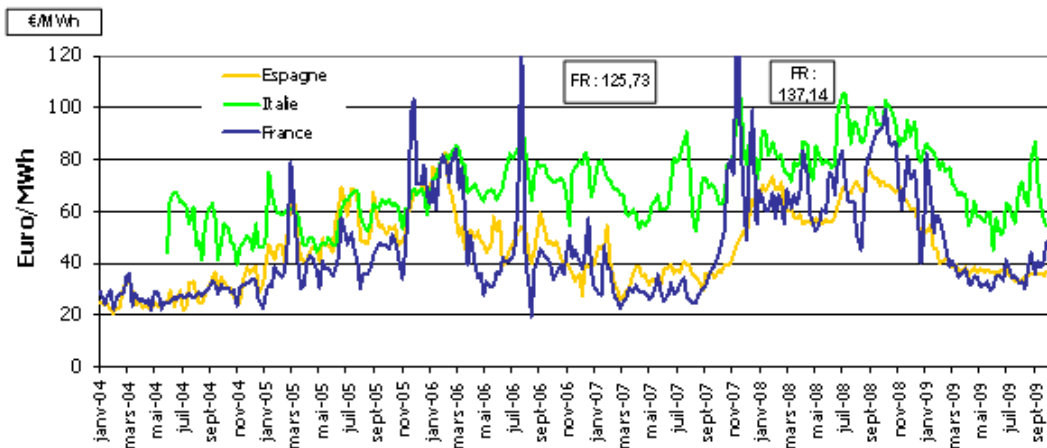
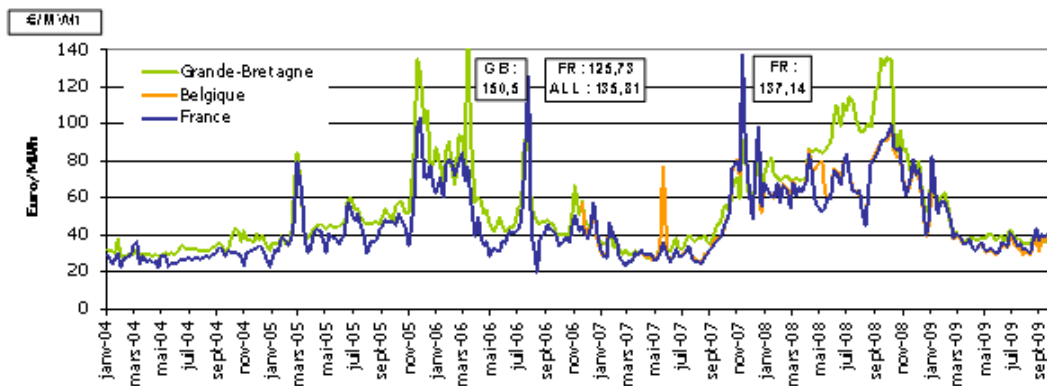
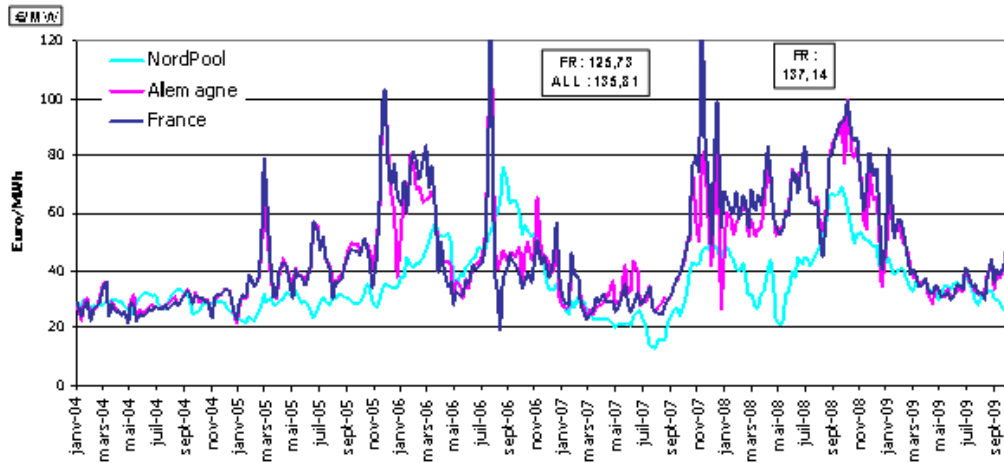


Sources : EPEX Spot – Analyse : CRE

Les prix sur les marchés français et allemand sont repartis à la hausse au cours du troisième trimestre 2009. La hausse des prix Spot allemands a été de 12,6% au cours du troisième trimestre par rapport au trimestre précédent mais ont diminué de 97,6% par rapport à l'année précédente. Le différentiel de prix France-Allemagne en base (0,3 €/MWh) et en pointe (1,2 €/MWh) reste positif, en base et en pointe, mais s'inscrit en nette diminution par rapport au trimestre précédent.

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

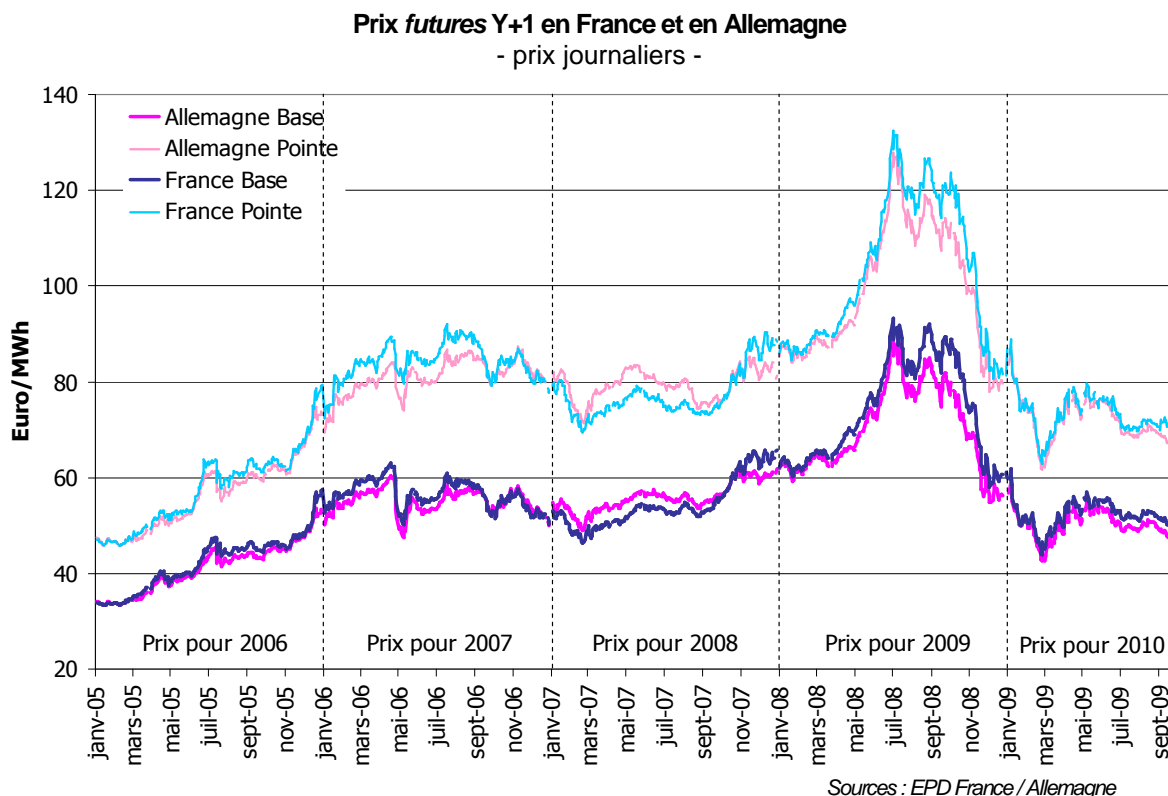
Le prix *day-ahead* français a constamment augmenté comparé aux autres marchés Spot européens avec comme particularité une soudaine croissance dès la fin du mois de septembre 2009 avant de culminer lors des pics de prix horaires du 19 octobre 2009.

En raison du couplage des marchés, les prix français et belges ont évolué à la hausse de manière assez proche : dans un premier temps (de juillet à la mi-août) les prix ont diminué pour ensuite significativement augmenter jusqu'à la fin du mois de septembre.

Les prix espagnols n'ont presque pas augmenté au cours de la période analysée. Par contre, sur le marché italien, la hausse des prix a été inverse de celle observée en France. D'abord en forte hausse jusqu'à septembre, les prix italiens ont finalement chuté par la suite tandis que les prix français augmentaient significativement.

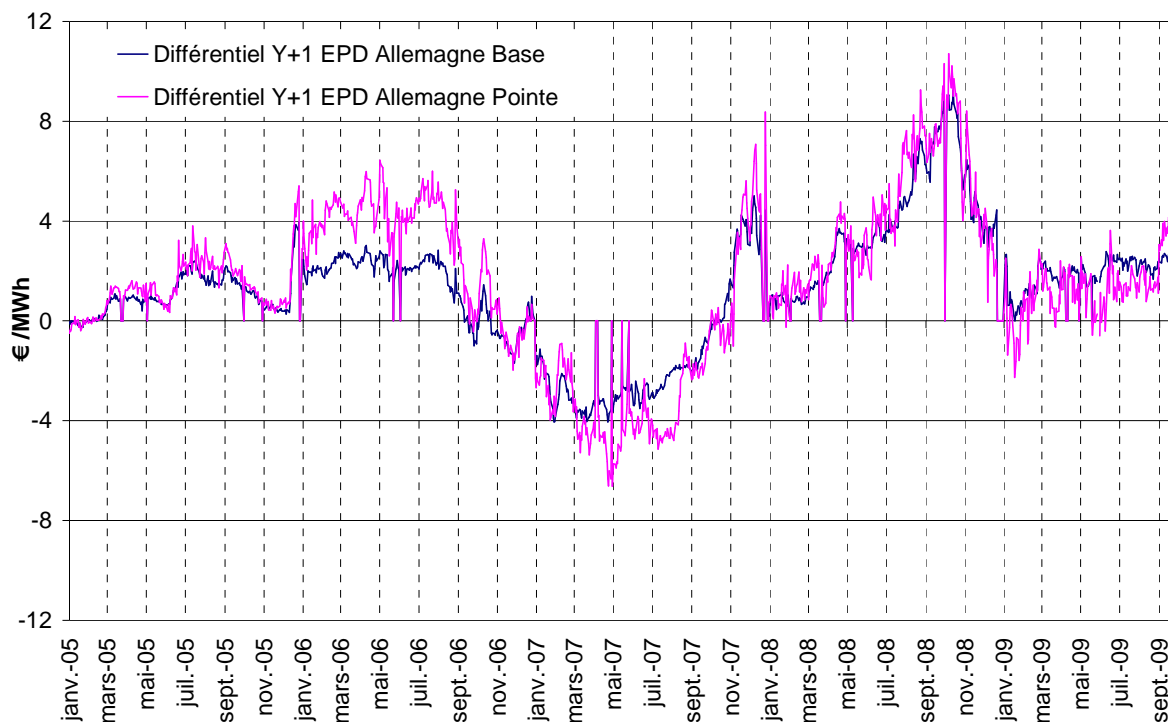
B. Prix futures

Au 30 septembre 2009, le prix *futures* annuel (Y+1) en base sur EPD France a diminué de 5,2% par rapport au 1^{er} juillet 2009, passant de 52,4 €/MWh à 49,6 €/MWh. Cette baisse est plus prononcée encore sur le prix *future* allemand en base, particulièrement entre le mois d'août et le mois de septembre.



Un écart de prix est toujours constaté entre la France et l'Allemagne à un niveau légèrement supérieur à celui observé au cours du trimestre précédent. En base, le différentiel de prix France-Allemagne passe ainsi de 2 €/MWh au trimestre dernier à 2,4 €/MWh au troisième trimestre 2009. En pointe, il passe de 1,3 €/MWh au trimestre dernier à 2,2 €/MWh au troisième 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 indicateurs affichent des prix des produits calendaires en constante diminution sur la période analysée qu'il s'agisse des produits Y+1, Y+2 ou Y+3, en France comme en Allemagne. Il est toutefois notable que les prix des produits calendaires français diminuent dans une moindre mesure à partir du mois de septembre 2009 accentuant ainsi le différentiel entre la France et l'Allemagne voire celui entre la France et le Royaume-Uni. Ce dernier dépasse désormais le niveau de 5€/MWh pour le produit Y+1. On observe par ailleurs que le produit Y+1 français est désormais traité à des niveaux supérieurs à ceux du produit Y+1 britannique.

Produits mensuels :

Alors qu'une baisse généralisée des prix peut être observée sur les produits à terme depuis le dernier trimestre 2008, les évolutions des prix des produits de plus courte échéance ont été différentes au cours du troisième trimestre 2009.

Les indicateurs montrent que, d'une manière générale, les prix des produits mensuels sont corrélés aux prix des produits day-ahead. D'autre part, on observe que le différentiel de prix entre les produits mensuels français et allemands se creuse à partir de juillet pour ne cesser de croître pendant plusieurs mois.

Qu'il s'agisse des produits M+1, M+2 ou M+3, il semble qu'il y ait un caractère cyclique (sans doute lié à l'hiver approchant) dans ce découplage entre les prix français et allemands. On notera la similitude d'évolution pour les produits trimestriels dont la livraison s'effectue au cours du quatrième trimestre 2009. La hausse plus importante des prix français est à relier à la thermosensibilité importante de la consommation française.

4. Les fondamentaux du marché de l'électricité.

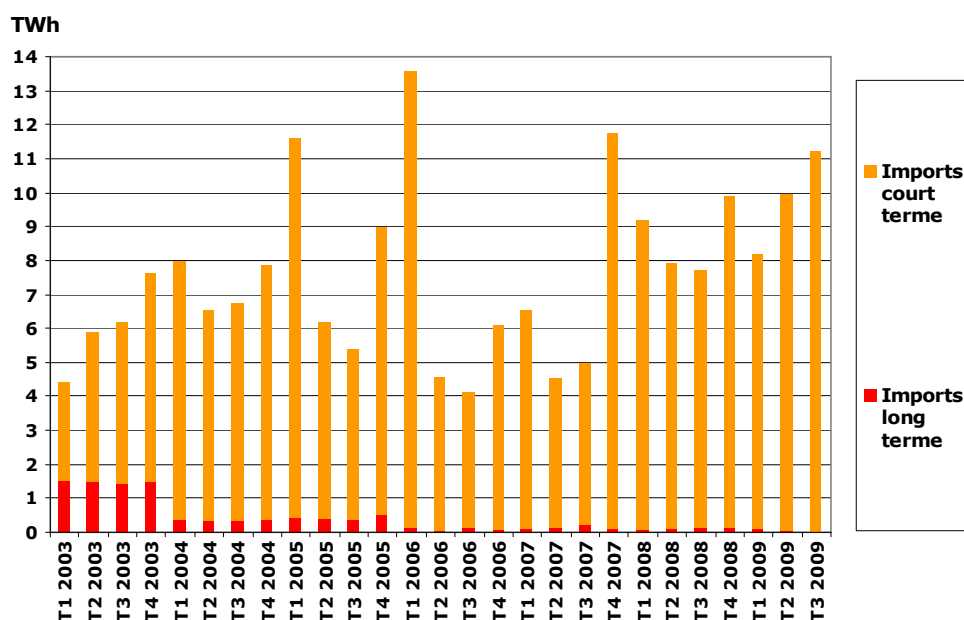
Au cours du troisième trimestre 2009, le prix moyen du baril de pétrole (Brent) a enregistré une hausse de 8% par rapport au trimestre précédent. A l'inverse, les cours des autres combustibles fossiles étaient à la baisse. Sur le marché du gaz britannique, considéré comme le plus liquide en Europe, les prix du produit Gas Year ont enregistré un repli de 23% entre le second trimestre et le troisième trimestre. Sur la même période, les cours du charbon pour livraison en zone ARA ont marqué un recul de 10%.

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 troisième trimestre 2009 a été en dessous des niveaux observés les années précédentes à la même période. Ce décrochage peut être relié à la faible disponibilité de ces moyens de production.

5. Volumes d'imports/exports

Les importations ont augmenté de 13% au troisième trimestre 2009 par rapport au trimestre précédent, et de 45% par rapport au même trimestre l'année précédente.

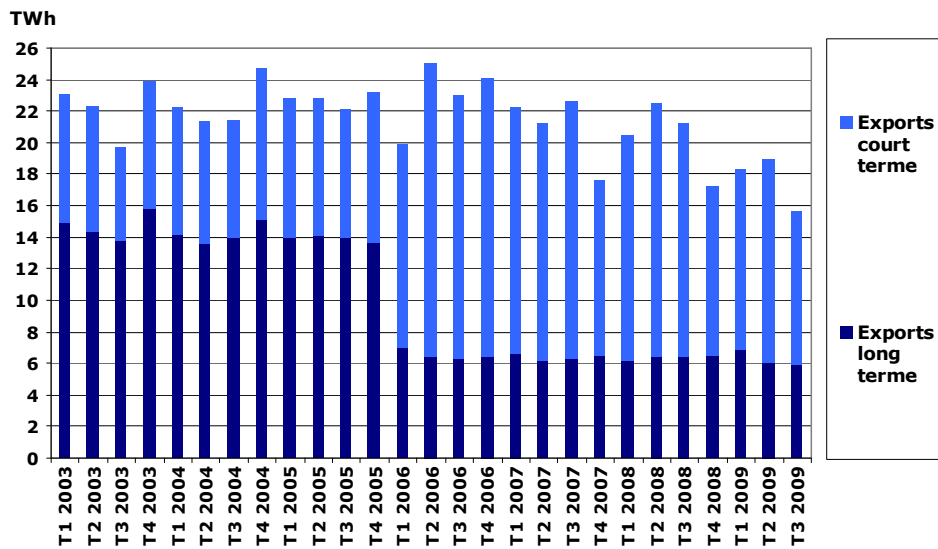
Somme des importations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

Les exportations ont diminué de 18% au troisième trimestre 2009 par rapport au trimestre précédent.. D'une année sur l'autre, les volumes exportés affichent un niveau plus faible au cours du troisième trimestre 2008 (-27%).

Somme des exportations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

6. Concentration du marché français de l'électricité

À la fin du troisième trimestre 2009, **156** responsables d'équilibre sont présents sur le marché de gros français, soit **1** de moins qu'au trimestre précédent. **73** responsables d'équilibre étaient présents sur Epex Spot *Day-Ahead Auction*, **51** sur Epex Spot *Day-Ahead Continuous* et *Intraday* et **62** sur EPD France. **2** acteurs ont rejoint Epex Spot *Day-Ahead Auction*, tandis que **1** acteur a quitté les marchés *Day-Ahead Continuous* et *Intraday*, et **aucun** nouveau membre n'a intégré EPD France au cours du troisième trimestre 2009.

A. Concentration des différents segments du marché de gros français

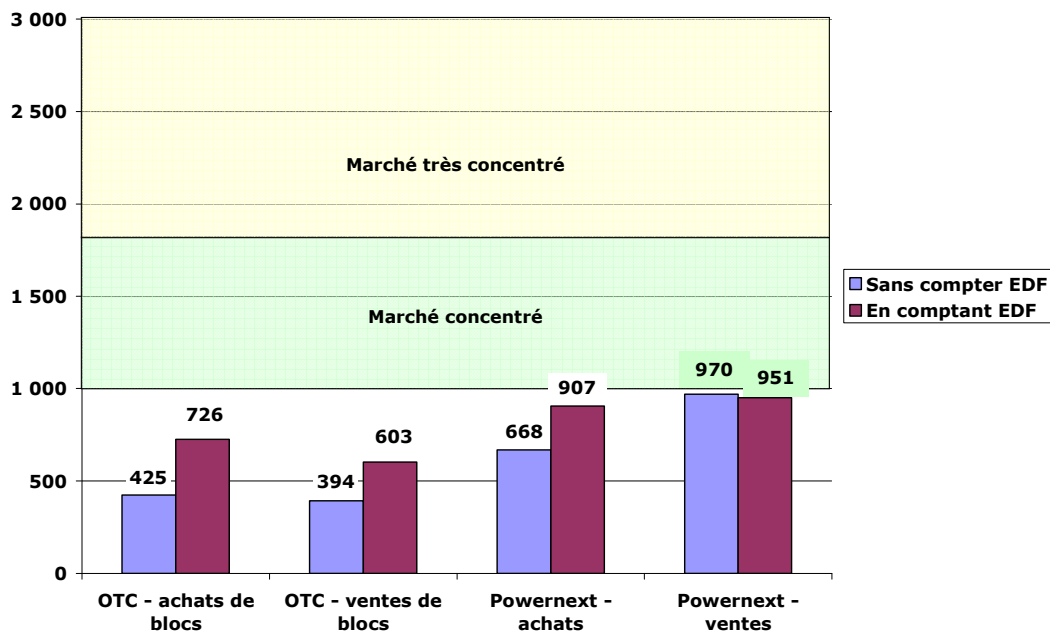
Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)⁹ pour les différents segments du marché de gros français. L'indice est calculé sur les livraisons nominées auprès de RTE, et non sur les transactions conclues sur le marché pendant la période.

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

⁹ 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
- troisième trimestre 2009 -



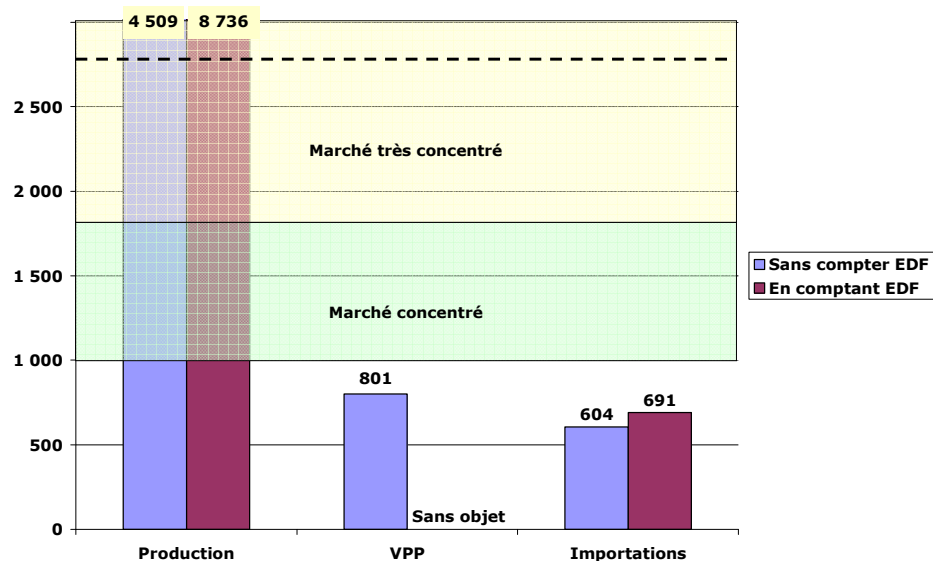
Source : RTE – Analyse : CRE

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 recul par rapport au deuxième trimestre lorsque la production est observée 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, que le groupe EDF soit pris en compte ou non.

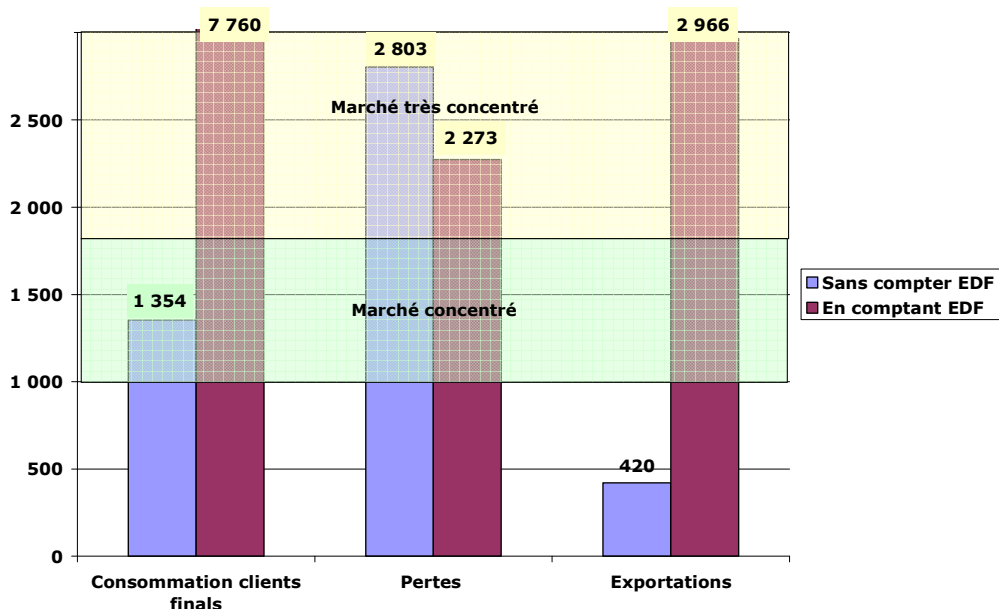
Indice de concentration HHI – injections - troisième trimestre 2009 -



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 est très concentré que le groupe EDF soit pris en compte ou non. Enfin le segment de marché des exportations demeure peu concentré lorsque le groupe EDF n'est pas pris en compte.

Indice de concentration HHI – soutirages - troisième trimestre 2009 -



Source : RTE – Analyse : CRE

Le marché du gaz

Le marché de détail du gaz

1. Introduction

L'ouverture du marché français du gaz¹⁰ a connu plusieurs étapes :

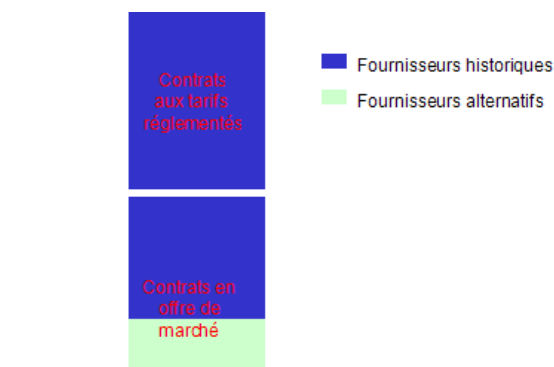
- à partir d'août 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 237 GWh et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quel que soit leur niveau de consommation annuelle,
- à partir d'août 2003, éligibilité de tous 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 30 septembre 2009, 11 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 494 TWh¹¹.

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 -



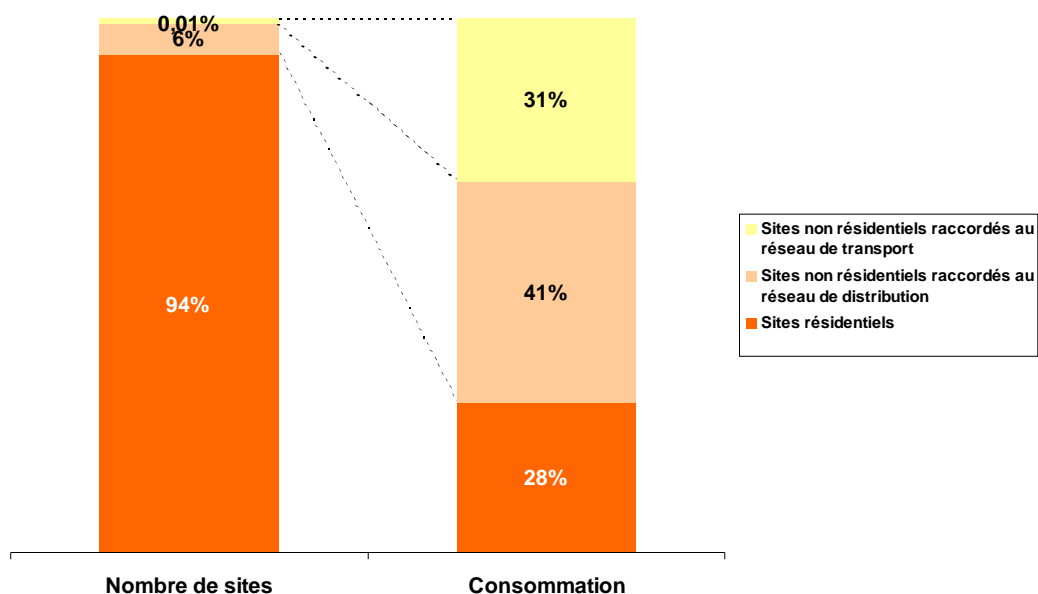
Les principales sources d'information de l'observatoire sont les gestionnaires de réseaux de transport (GRTgaz et TIGF), les 4 principaux gestionnaires de réseaux de distribution (GrDF, Régaz, Réseau GDS et Gaz Électricité de Grenoble) et les principaux fournisseurs historiques (GDF Suez, Tegaz, Énerest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

¹⁰ Gaz naturel, hors grisous, gaz industriels et réseaux de GPL.

¹¹ Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité aux clients raccordés aux principaux réseaux qui représentent 493TWh de consommation annualisée.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif

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 30 septembre 2009

A. Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 septembre 2009	Au 30 juin 2009	Au 30 septembre 2009	Au 30 juin 2009
Nombre total de sites	10 700 000	10 800 000	680 000	680 000
• dont sites en offre de marché	1 153 000	1 118 000	232 000	226 000
• dont sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	615 000	586 000	108 000	105 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	5,7 %	5,4 %	15,9 %	15,4 %

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

Synthèse en consommation annualisée

Situation (en consommation annualisée)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 septembre 2009	Au 30 juin 2009	Au 30 septembre 2009	Au 30 juin 2009
Consommation totale des sites	139 TWh	139 TWh	355 TWh	355 TWh
• dont sites en offre de marché	13,1 TWh	12,1 TWh	209 TWh	207 TWh
• dont sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	5,6 TWh	5,1 TWh	65 TWh	64 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	4,1 %	3,7 %	18,3 %	17,9 %

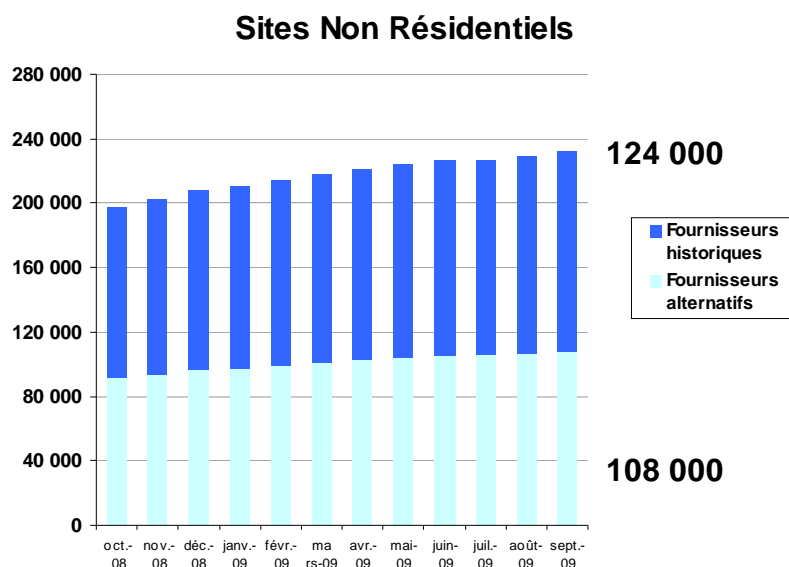
Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

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 30 septembre 2009, le nombre de sites en offre de marché sur l'ensemble du marché français s'élève à 1 385 000, dont 1 153 000 sites résidentiels.

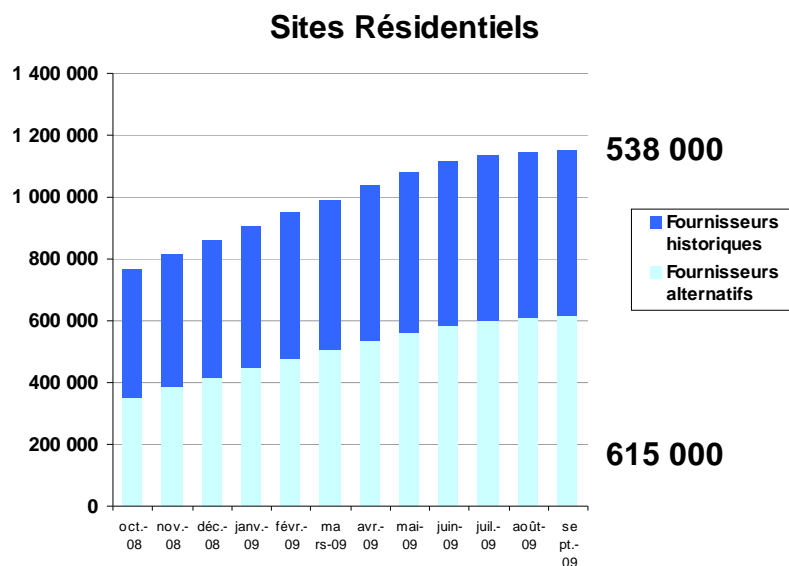
B. Evolution du nombre de sites en offre de marché

Nombre de sites en offre de marché



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

Nombre de sites en offre de marché

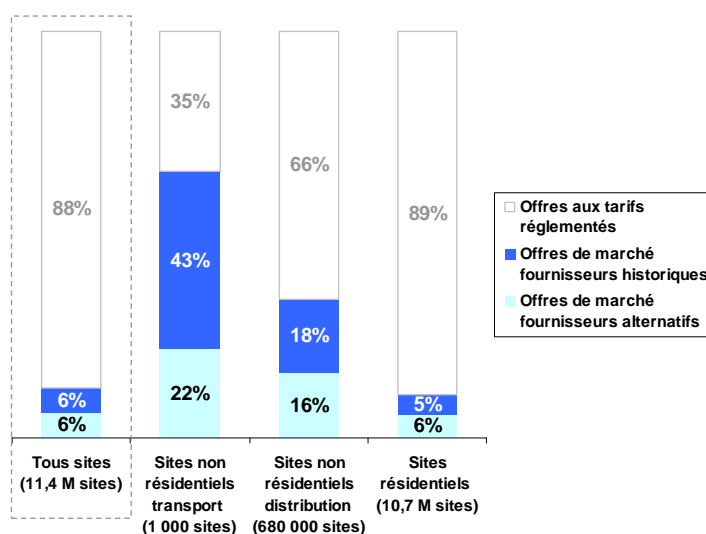


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 septembre 2009, 232 000 sites non résidentiels et 1 153 000 sites résidentiels sont en offre de marché.

C. Parts de marché en nombre de sites au 30 septembre 2009

Répartition des sites par type d'offre au 30 septembre 2009

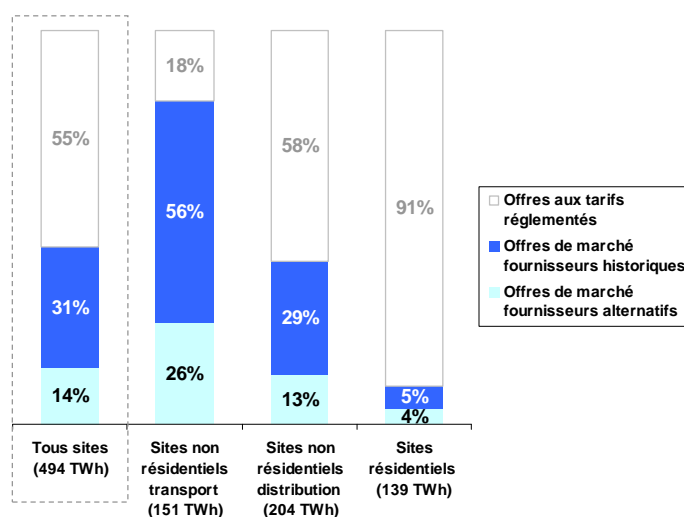


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 septembre 2009, environ 12% des sites sont en offres de marché. Parmi eux, la moitié ont fait le choix d'un fournisseur alternatif.

D. Parts de marché en consommation annualisée au 30 septembre 2009

Répartition des consommations annualisées par type d'offre au 30 septembre 2009

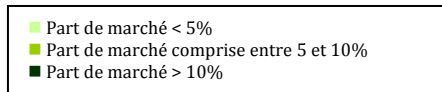
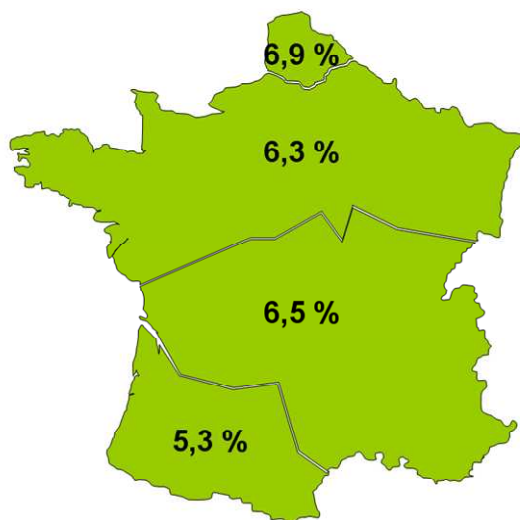


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

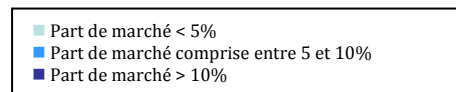
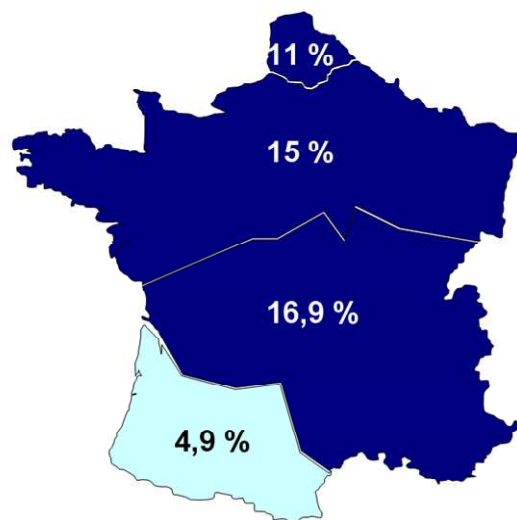
E. Analyse par zone géographique

Parts de marché des fournisseurs alternatifs par zone d'équilibrage¹² au 30 septembre 2009

– en nombre de sites –



– en consommation annualisée –














Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au 30 septembre 2009, dans la zone Nord-gaz B, 6,9% des sites et 11% de la consommation sont approvisionnés par un fournisseur alternatif.




¹² Voir glossaire en fin de document pour la définition des zones d'équilibrage.

F. Fournisseurs de gaz naturel actifs au 30 septembre 2009

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE¹³
et actifs au 30 septembre 2009

Fournisseur, Marque(s) commerciale(s)		Sites non résidentiels transport	Sites non résidentiels distribution	Sites résidentiels
Fournisseurs alternatifs¹⁴ 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			●	●

¹³ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 20 Novembre 2009 à partir du moteur de recherche des fournisseurs par code postal.

Verbundnetz Gas AG			•	
Fournisseurs historiques¹⁴ 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.fr¹⁵ ;
- 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 naturel¹⁶ ;
- 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 30 septembre 2009, environ 26 fournisseurs non nationaux sont actifs sur le territoire : 22 fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution¹⁷) et 4 fournisseurs alternatifs. Ces fournisseurs présents localement ou régionalement sur le territoire proposent des offres à un ou plusieurs segments de clientèle.

¹⁴ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif et d'un fournisseur historique.

¹⁵ 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.

¹⁶ 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.

¹⁷ Voir le glossaire pour la définition d'une entreprise locale de distribution.

4. Analyse en dynamique : 3^{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.

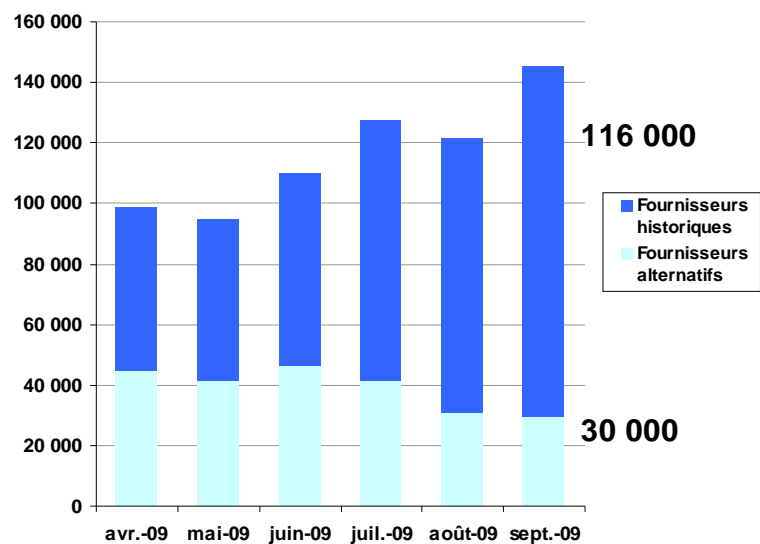
	Résidentiels		Non résidentiels	
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	T3 2009	T2 2009	T2 2009	T3 2009
Ventes brutes totales	376 000	286 000	19 000	18 000
dont ventes brutes des fournisseurs alternatifs	95 000	125 000	7 000	8 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	25,2 %	43,6%	39,7 %	47,0%

Sources: TSOs, DSOs – Analysis: 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.

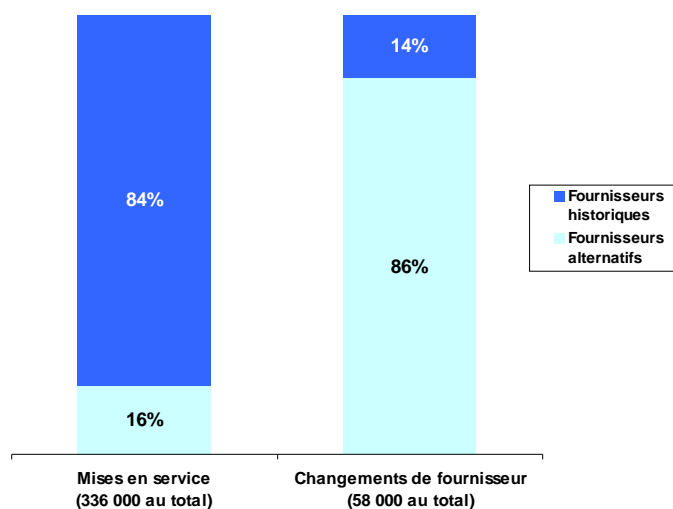
B. Ventes brutes des trimestres écoulés

Ventes brutes totales mensuelles



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Répartition des ventes brutes par type de fournisseur au cours du 3^{ème} trimestre 2009



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au cours du 3^{ème} trimestre 2009, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 16 % des 336 000 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 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
- 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)

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%)¹⁸. Les importations depuis d'autres pays, dont le Nigeria, l'Egypte 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 deux principaux sont Zeebrugge (Belgique) et le TTF (Pays-Bas). 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 a constitué une étape importante pour l'amélioration de sa liquidité. Les transactions sont également en progression sur les marchés allemands (NetConnect, ex-EGT) et italien (PSV), ainsi que sur le hub autrichien de Baumgarten. L'amélioration de l'accès aux interconnexions entre marchés nationaux et de la transparence relative à cet accès sont des facteurs déterminants de l'amélioration de l'efficacité des marchés ; L'accès aux interconnexions est aujourd'hui une priorité pour les régulateurs européens.

Evolution de la consommation en France et en Europe

En 2008, la consommation de gaz naturel¹⁹ en Europe était de 517 Gm³, en hausse de 2,1% par rapport à 2007. Cependant, au cours du premier semestre 2009, la récession économique a particulièrement pesé sur la demande de gaz en Europe. Ainsi, en Q1-2009, la consommation domestique de gaz en Europe (OCDE) a diminué de -6%. Sur la période de janvier à mai 2009, la

¹⁸ Source : Base de données PEGASE, Direction générale Energie et climat

¹⁹ Source : Eurogas

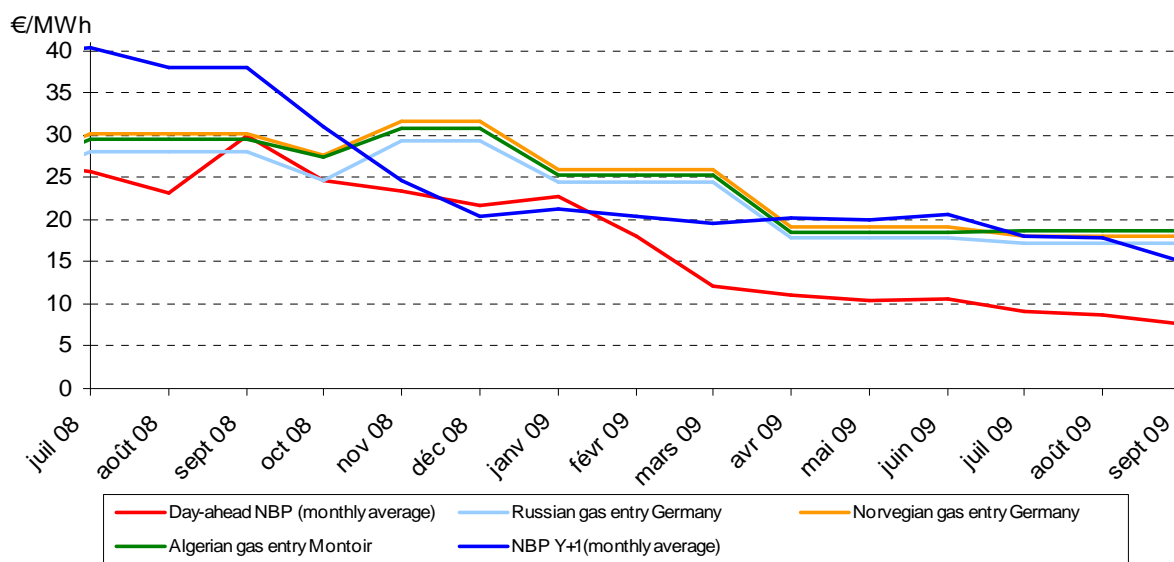
consommation gazière a diminué de -8% au Royaume-Uni, de -17% en Espagne, de -8% en France. Cette contraction de la demande provient pour une grande partie du recul de la production industrielle (-14% au 1^{er} semestre janvier 2009 par rapport au 1^{er} semestre 2008)²⁰.

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 3^{ème} trimestre 2009, ces prix sont restés quasiment stables par rapport au niveau atteint à la fin du 2^{ème} trimestre, soit une diminution de 39% par rapport au pic observé fin 2008. Fin septembre 2009, les prix des trois contrats à long terme pertinents pour l'approvisionnement français en gaz s'élevaient respectivement à :

- 17,12 €/MWh pour le gaz russe entrée Allemagne (Waidhaus),
- 18,61 €/MWh pour le GNL algérien entrée Montoir,
- 18,11 €/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

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 stabilisation observée au 3^{ème} trimestre 2009, après deux trimestres à la baisse.

En moyenne mensuelle, les prix *day ahead* sur le NBP ont continué de décroître légèrement pour atteindre un niveau qui n'avait pas été observé depuis début 2007, autour de 8 €/MWh en septembre 2009. Les prix à terme à un an (*forward* Y+1) ont légèrement diminué par rapport au 2^{ème} trimestre 2009, pour atteindre 15 €/MWh en septembre 2009.

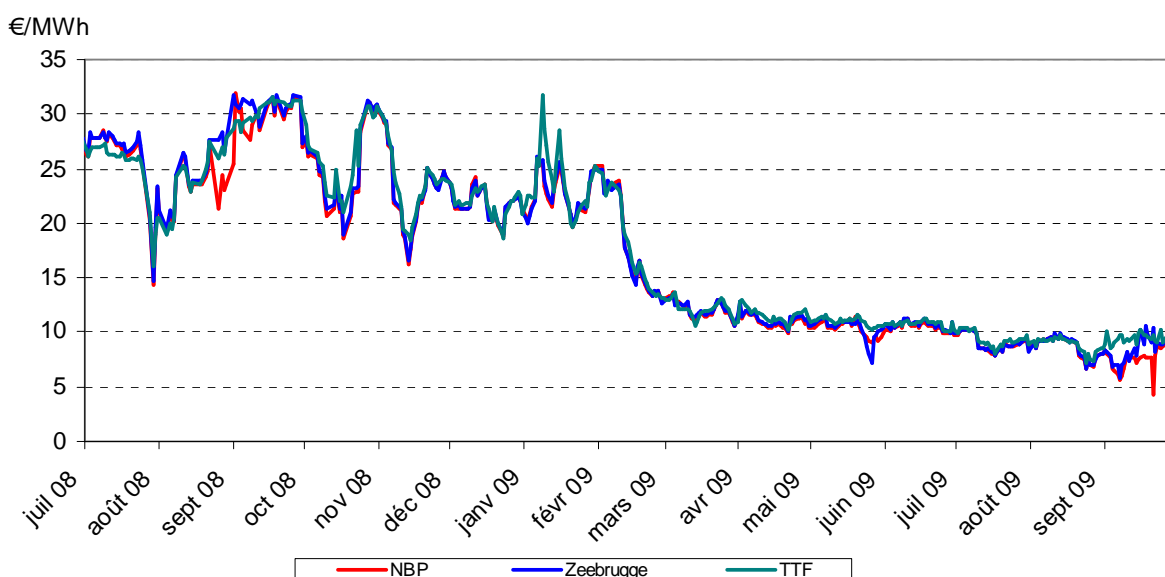
²⁰ Source : Eurostat

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. Ainsi, partant d'un peu plus de 10 €/MWh début juillet, les prix de marché ont baissé de 1 €/MWh jusqu'à la fin août. En septembre, les prix furent beaucoup plus volatils, touchant même leur niveau le plus bas depuis 2006, pour s'établir aux alentours de 10 €/MWh en fin de mois.

Les bas niveaux de prix observés depuis la fin de l'hiver 2009 s'expliquent par la faiblesse persistante de la consommation du secteur industriel combinée à des approvisionnements abondants. Ainsi, les contraintes d'enlèvement minimum des contrats long terme et les importantes livraisons de GNL dans les nouveaux terminaux méthaniers britannique de South Hook et Dragon ont contribué à la baisse des prix au troisième trimestre. Cette baisse fut même accentuée par des opérations de maintenance sur l'Interconnector entre le 8 et le 23 septembre qui, en réduisant les débouchés potentiels pour le gaz britannique, provoqua un décrochage par rapport à Zeebrugge. Le fort différentiel entre les cours du gaz court terme et les prix des contrats long terme s'est maintenu et devrait perdurer tant que la demande globale de gaz restera faible et l'offre de gaz abondante.

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



Source : Icis Heren et Argus

3. Activité sur le marché de gros français

A. Activité sur le marché de gré à gré

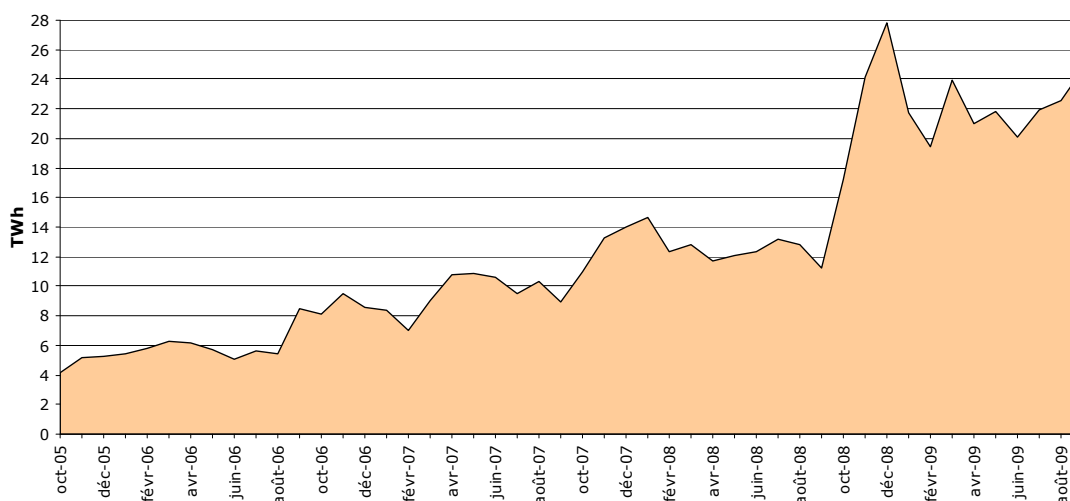
L'essentiel du commerce de gros du gaz s'effectue sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plates-formes de négoce). La CRE rend public (cf. cahier d'indicateurs électricité) les volumes agrégés des transactions effectuées 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 entre 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 troisième trimestre 2009, le volume des livraisons nettes de gaz a augmenté : + 9,8% par rapport au trimestre précédent. Il s'inscrit également en hausse de 85% par rapport à la même période de l'année précédente. Au cours du troisième trimestre 2009, 69,1 TWh de gaz ont ainsi été livrés aux PEG. L'augmentation des livraisons aux PEG au troisième trimestre peut être reliée aux décisions d'arbitrage des acteurs entre contrats long terme et marché de gros et l'appel au marché pour la constitution des stocks en perspective de l'hiver gazier.

B. Evolution du négoce sur le marché intermédiaire français

La croissance observée sur le marché intermédiaire se poursuit au troisième trimestre 2009 avec 38,4 TWh négociés sur le marché intermédiaire (bourse ou Brokers) contre 16,0 TWh au troisième trimestre

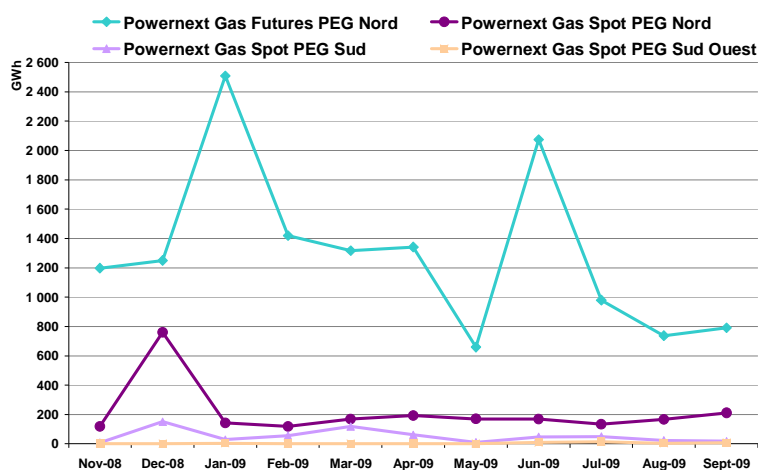
2008. Ainsi, depuis janvier 2009, 108 TWh ont été négociés sur le marché intermédiaire ce qui représente l'équivalent de 32,8 % de la consommation de gaz constatée sur la même période. On observe au troisième trimestre 2009 une accélération forte du négoce de produits Mensuels qui représentent 35 % des volumes négociés au troisième trimestre 2009 (soit 13,9 TWh) contre 21 % des volumes négociés au deuxième trimestre de l'année. Le niveau de liquidité est toujours contrasté entre les PEG français, où le PEG Nord concentre 91% des volumes négociés depuis janvier 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 troisième trimestre 2009 s'élève à 571 transactions, représentant 626 GWh.

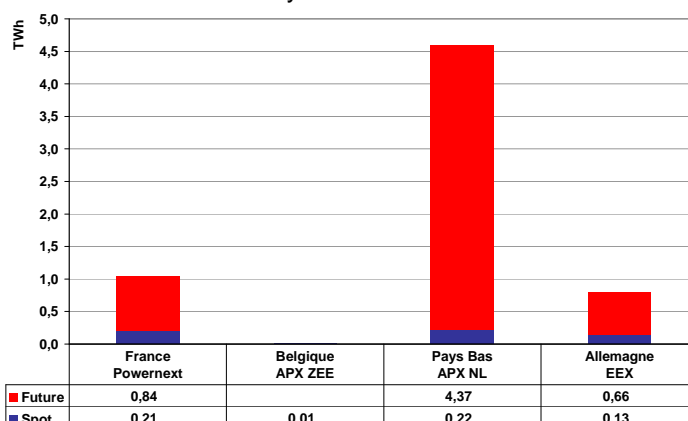
Au cours du troisième trimestre 2009, le volume des transactions conclues sur le marché organisé *Powernext Gas Futures* au PEG Nord s'élève à 2,51 TWh, soit en baisse de 38,4% par rapport au niveau du trimestre précédent.

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)

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



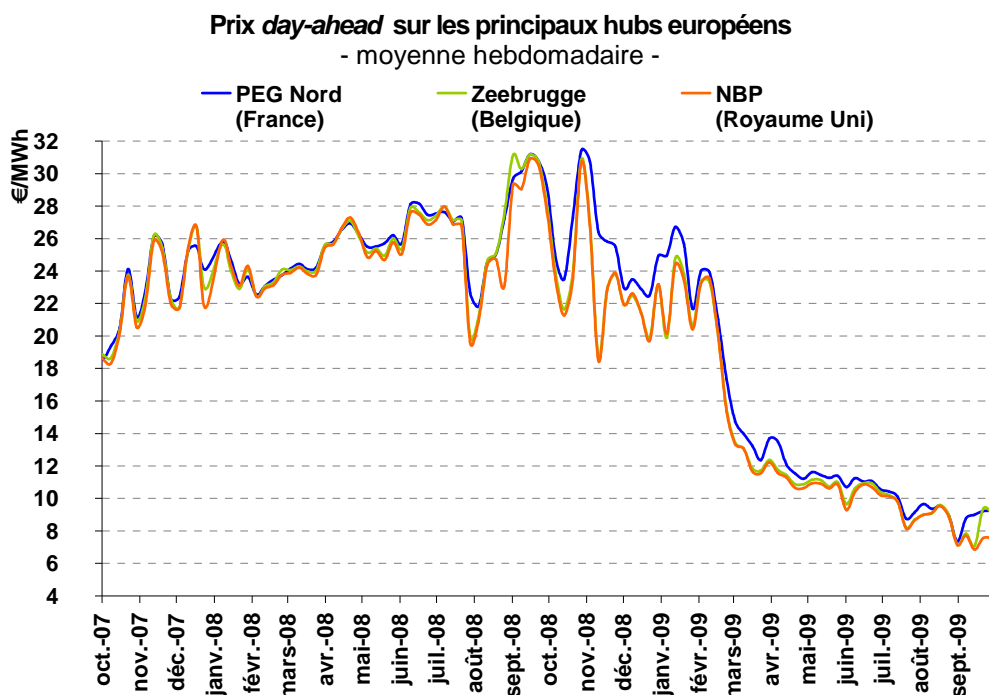
Sources : Powernext, APX, EEX — Analyse : CRE

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 baisse généralisée des prix de marché du gaz avec une stabilisation à des niveaux bas depuis le printemps 2009. Au troisième trimestre 2009, les prix *Day-ahead* cotés sur Powernext s'élèvent en moyenne à 9,17 €/MWh sur le PEG Nord, 9,37€/MWh sur le PEG Sud et 9,46 €/MWh sur le PEG Sud Ouest. Le différentiel de prix constaté entre le prix *Day-ahead* au PEG Nord et au PEG Sud atteint 0,20 €/MWh en moyenne au troisième trimestre 2009, avec 9 jours de prix PEG Sud inférieur au prix PEG Nord (sur 34 jours de cotation) (Voir section *évolution des prix du gaz du cahier d'indicateurs Gaz, disponible en annexe de ce document*).

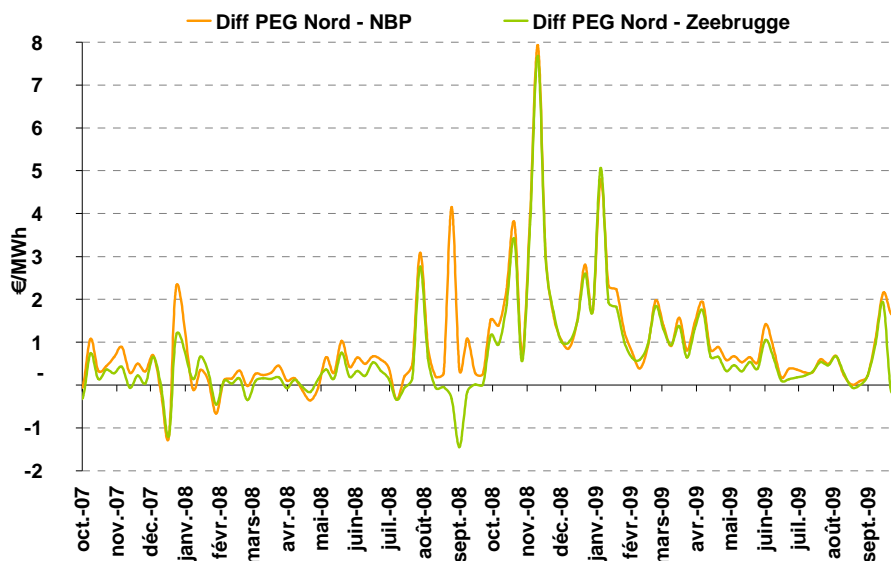
La baisse des prix constatée depuis le début de l'année est moins marquée au troisième trimestre : le prix *Day-ahead* au PEG Nord a perdu 2,18€/MWh entre le deuxième et troisième trimestre alors qu'il avait reculé de 7,47 €/MWh entre le premier et deuxième trimestre de l'année. Ce mouvement s'inscrit dans la lignée de la tendance observée sur les différents marchés du gaz européens. Les prix *Day-ahead* au PEG Nord sont supérieurs en moyenne trimestrielle, de 0,42 €/MWh par rapport à Zeebrugge.



Sources : Argus, Heren, Powernext – Analyse : CRE

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

Différentiel de prix *day-ahead* sur les principaux hubs européens - Différentiel en moyenne hebdomadaire -



Sources: Argus, Heren, Powernext – Analyse : CRE

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

5. Suivi des infrastructures

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

Les quantités réalisées saturent presque intégralement la capacité technique réduite sur la période (taux d'utilisation de 95% de la capacité sur la période 1er janvier 2009-30 septembre 2009).

Il est à noter que sur les 6 derniers jours de septembre la quantité de gaz transportée est significativement plus faible que les capacités techniques réduites de la liaison. Le bon niveau de remplissage des stockages en fin d'été explique cette sous utilisation.

(Voir section indicateurs relatifs aux infrastructures du cahier d'indicateurs Gaz, disponible en annexe de ce document).

6. Concentration du marché français du gaz

A la fin du troisième trimestre 2009, 42 expéditeurs sont actifs aux PEG. 21 acteurs étaient présents sur Powernext Gas Spot et 19 sur Powernext Gas Futures.

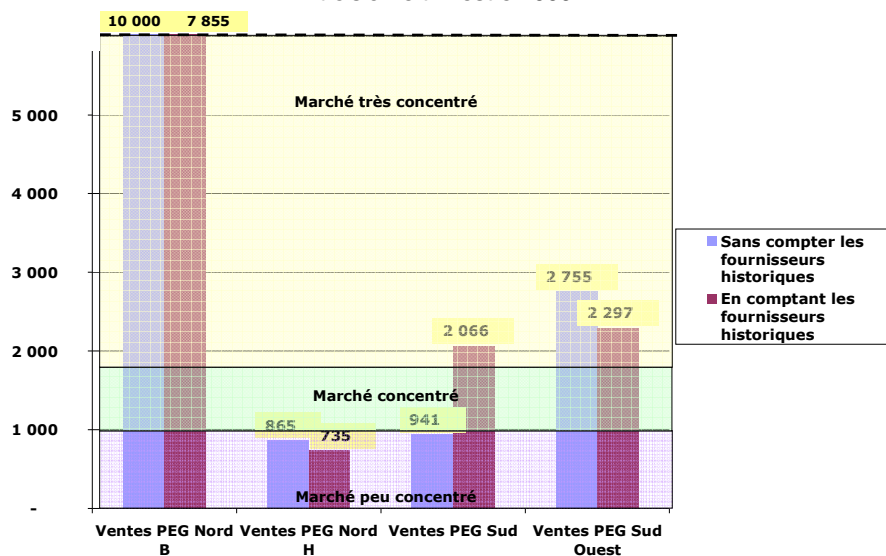
A. Concentration aux PEG

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)²¹ pour les différents segments du

²¹ 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.

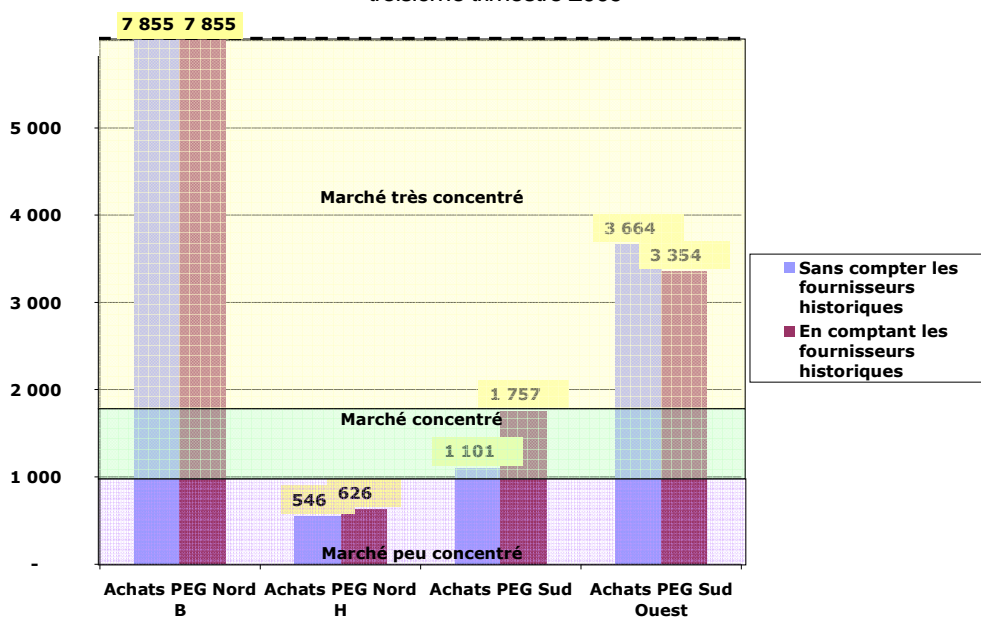
marché de gros français. L'indice est calculé sur les enlèvements et livraisons nominés auprès de GRTgaz ou TIGF, et non sur les transactions conclues sur le marché pendant la période. Au troisième trimestre 2009, il existe de fortes disparités sur le segment des achats/ventes aux PEGs.

Indice de concentration HHI – Ventes aux PEG - troisième trimestre 2009 -



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

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



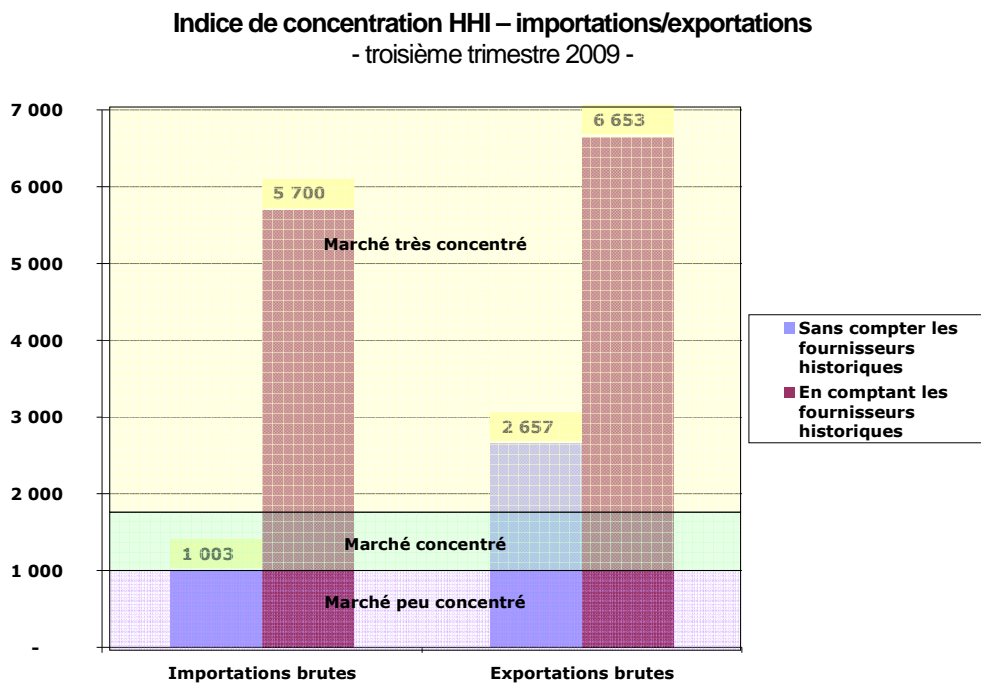
Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

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.



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)²²** : 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).

²² « 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 :

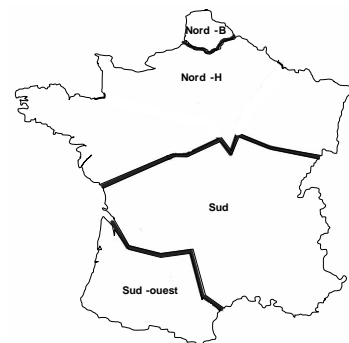
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution
- les clients résidentiels raccordés au réseau de distribution

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.

