

Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

2^{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 juin 2009	7
4. Analyse en dynamique : 2 ^{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.....	19
4. Volumes d'imports/exports	23
5. Concentration du marché français de l'électricité.....	24
Le marché du gaz.....	27
Le marché de détail du gaz.....	27
1. Introduction.....	27
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif	28
3. Etat des lieux au 30 juin 2009	29
4. Analyse en dynamique : 2 ^{ème} trimestre 2009	35
Le marché de gros du gaz	37
1. Les principales dates concernant le marché de gros français	37
2. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe.....	37
3. Activité sur le marché de gros français	40
4. Prix <i>day-ahead</i> sur le marché de gros français et comparaison européenne	42
5. Concentration du marché français du gaz.....	43
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz	45
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité	46
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz.....	48

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 :

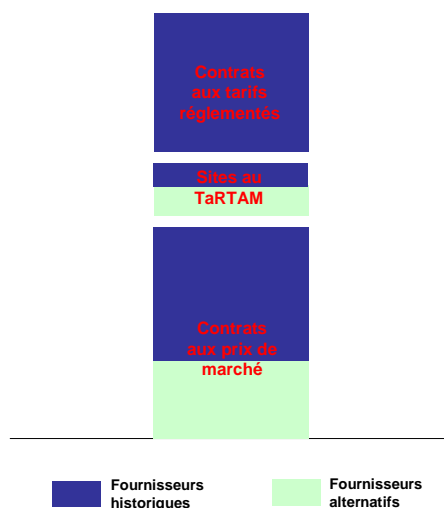
- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises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

Au 30 juin 2009, 34 millions de sites sont éligibles¹, ce qui représente environ 443² TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients peuvent disposer de 3 types de contrats :

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

Répartition des contrats d'électricité -schéma illustratif-



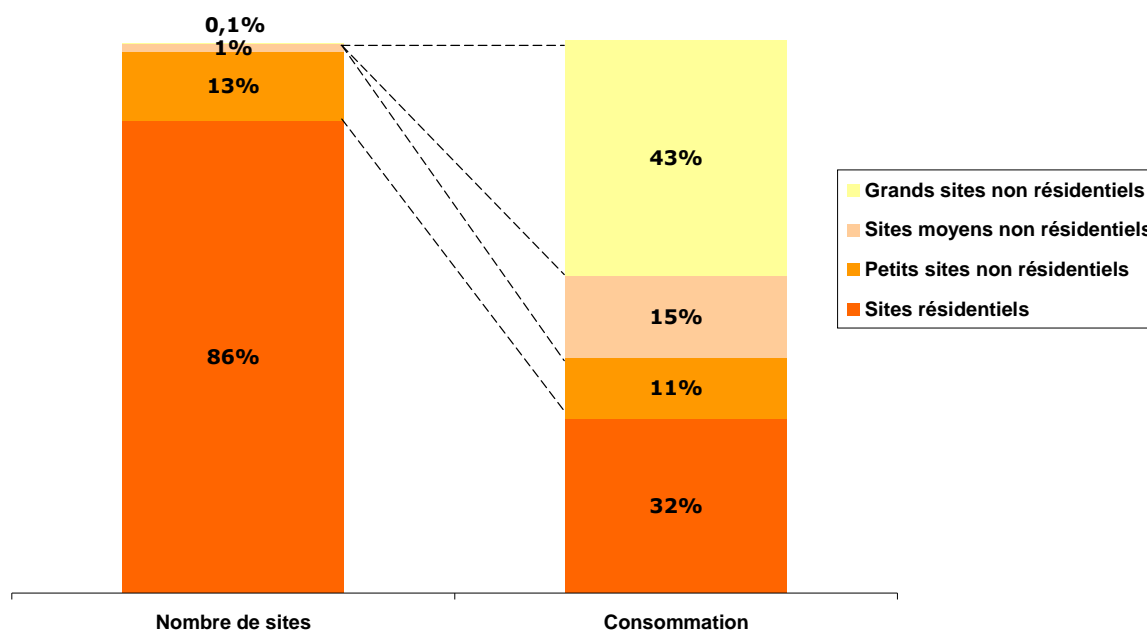
¹ Hors zones non interconnectées (voir le glossaire électricité pour la définition des zones non interconnectées).

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 438 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 30 juin 2009

A. Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 juin 2009	Au 31 mars 2009	Au 30 juin 2009	Au 31 mars 2009
Nombre total de sites	29 600 000	29 700 000	4 850 000	4 800 000
Sites en offre de marché	1 047 000	884 000	769 000	775 000
• dont sites au TaRTAM	-	-	3550	3520
• dont sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	1 035 000	875 000	359 000	356 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	3,5%	2,9%	7,4%	7,4%

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

Synthèse en consommation annualisée

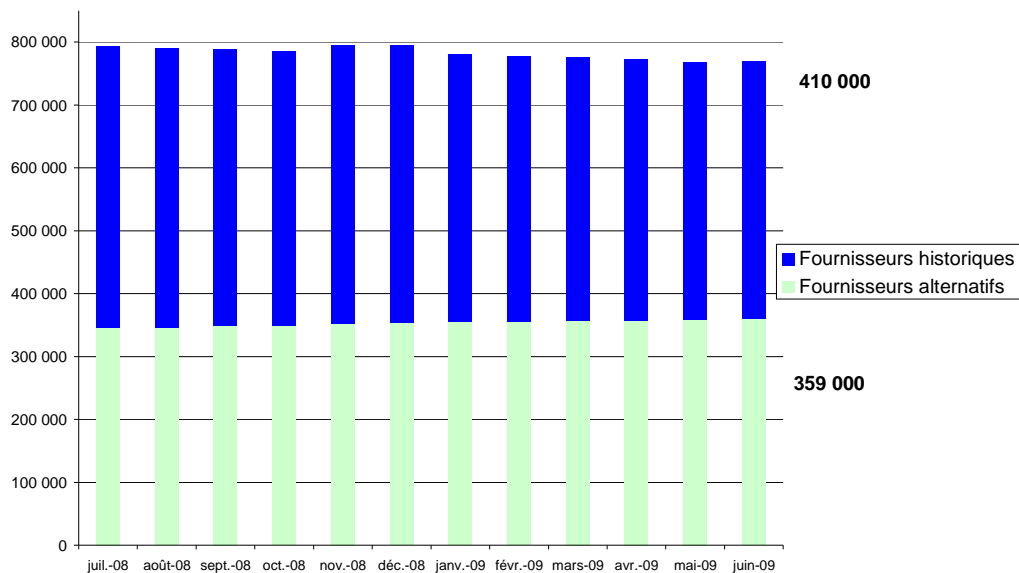
Situation (en consommation annualisée)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 juin 2009	Au 31 mars 2009	Au 30 juin 2009	Au 31 mars 2009
Consommation totale des sites	139 TWh	140 TWh	299 TWh	291 TWh
Consommation des sites en offre de marché	5,5 TWh	4,1 TWh	141 TWh	130 TWh
• dont consommation des sites au TaRTAM	-	-	83 TWh	84 TWh
• dont consommation des sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	5,5 TWh	4,1 TWh	37 TWh	34 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	4,0%	2,9%	12,4%	11,6%

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

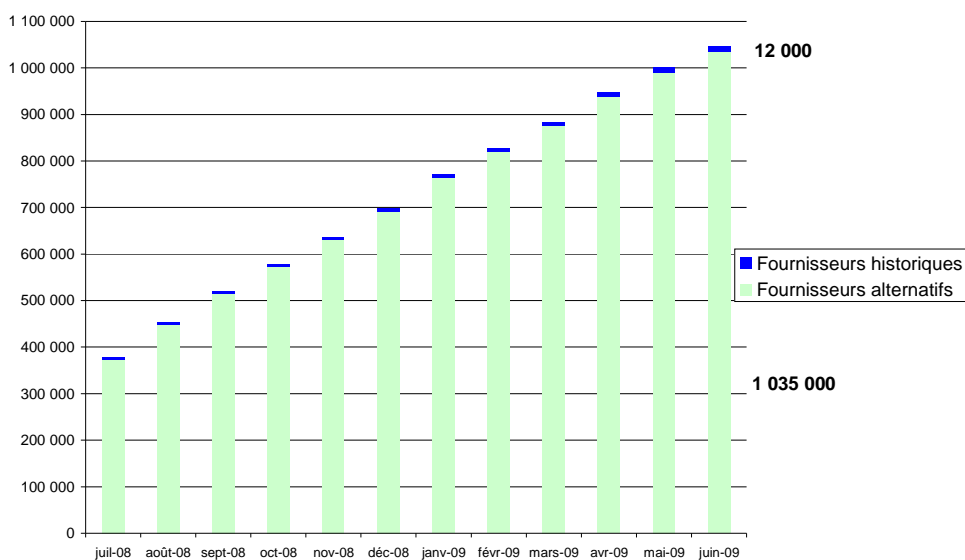
**Nombre de sites en offre de marché
- Sites NON RÉSIDENTIELS -**



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

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

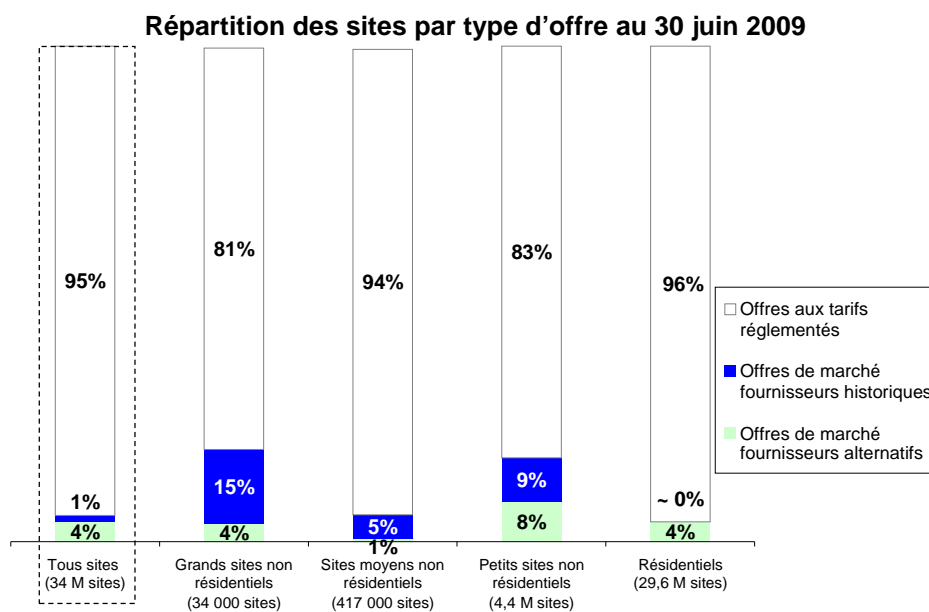
**Nombre de sites en offre de marché
- sites RÉSIDENTIELS -**



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

Au 30 juin 2009, environ 769 000 sites non résidentiels et 1 047 000 sites résidentiels sont en offre de marché.

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

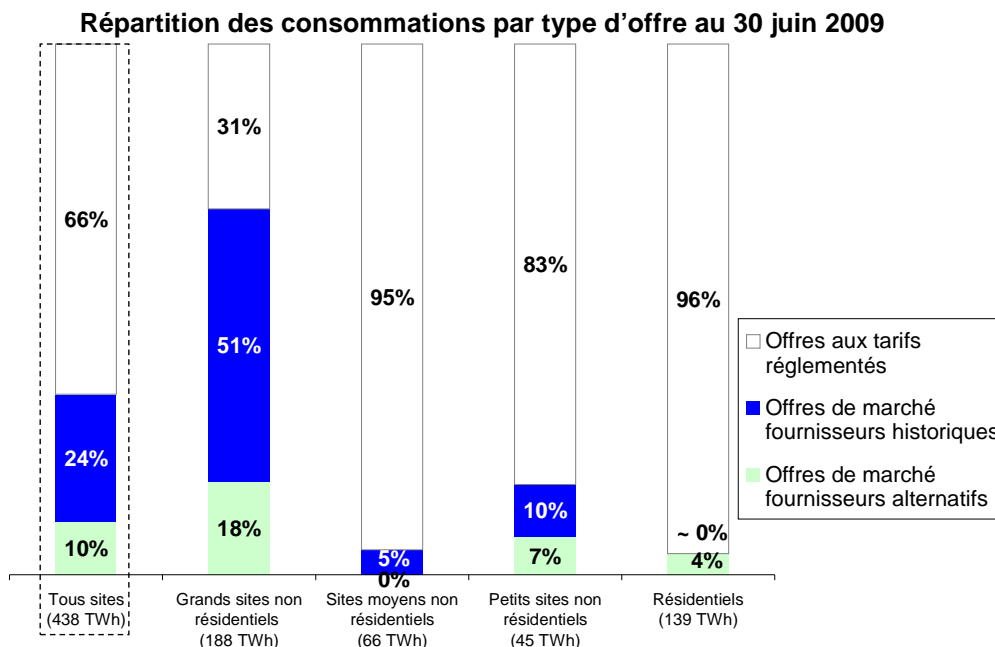


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

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

Au 30 juin 2009, environ 5% des sites sont en offre de marché. Parmi eux, 4% ont fait le choix d'un fournisseur alternatif.

D. Parts de marché en consommation au 30 juin 2009



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

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

E. Données sur le TaRTAM

La loi du 7 décembre 2006 a instauré un Tarif Réglementé et Transitoire d'Ajustement au Marché (TaRTAM) qui 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 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.

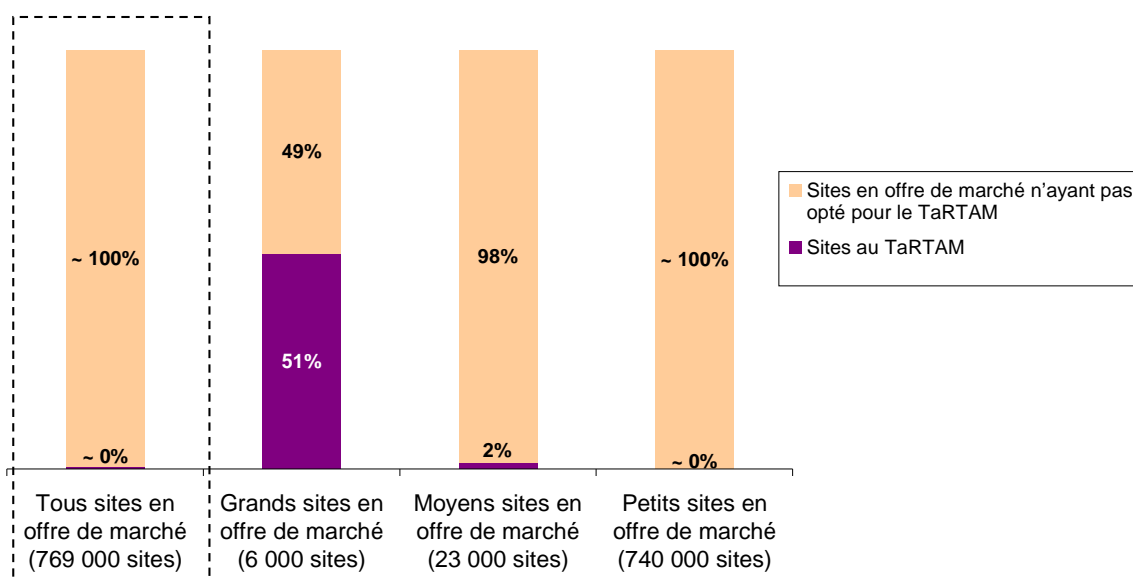
Au 30 juin 2009, 3 550 sites environ (soit 0,5% des sites non résidentiels en offre de marché) sont au TaRTAM. Ils représentent une consommation annuelle de 83 TWh, soit 59% de la consommation des sites non résidentiels en offre de marché.

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 ce tarif réglementé.

26 fournisseurs alimentent des clients au TaRTAM. Les fournisseurs alternatifs alimentent 35% des sites et 32% de la consommation au TaRTAM.

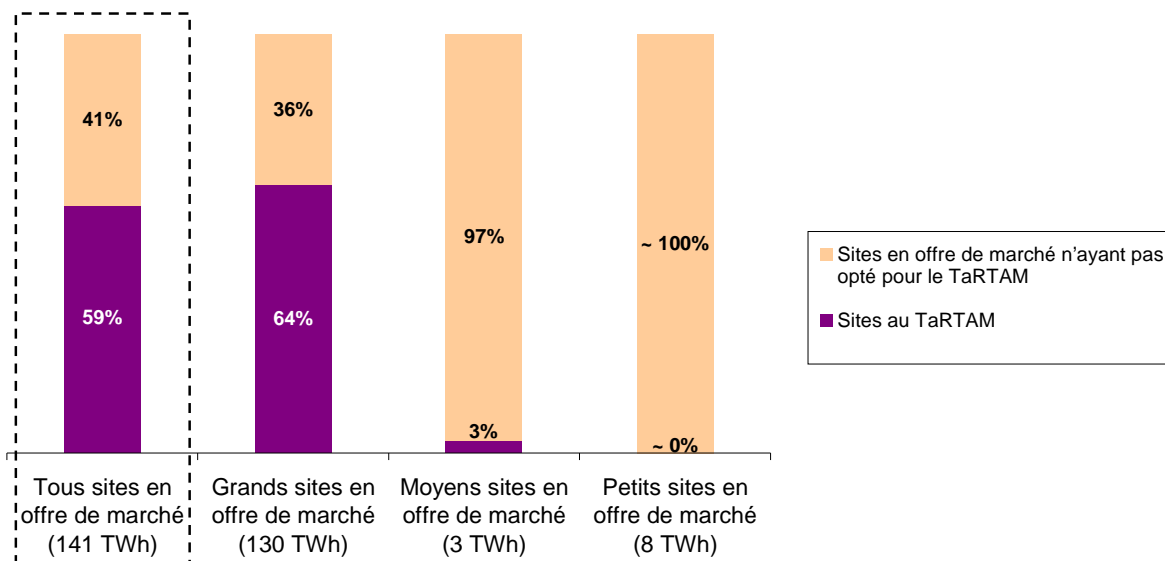
Part des sites au TaRTAM rapportée à l'ensemble des sites non résidentiels en offre de marché au 30 juin 2009



Sources : Fournisseurs – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au 30 juin 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 juin 2009



Sources : GRD, Fournisseurs – Analyse : CRE

F. Fournisseurs d'électricité actifs au 30 juin 2009

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE³
et actifs⁴ au 30 juin 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 11 août 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		●	●	●	●
SNET		●	●		
Fournisseurs historiques⁶ d'électricité					
Alterna		●	●	●	●
EDF	 	●	●	●	●
GEG Source d'Energies		●	●	●	●

Sources : GRD, RTE, energie-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.

Au 30 juin 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.

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.

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

4. Analyse en dynamique : 2^{ème} trimestre 2009

A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

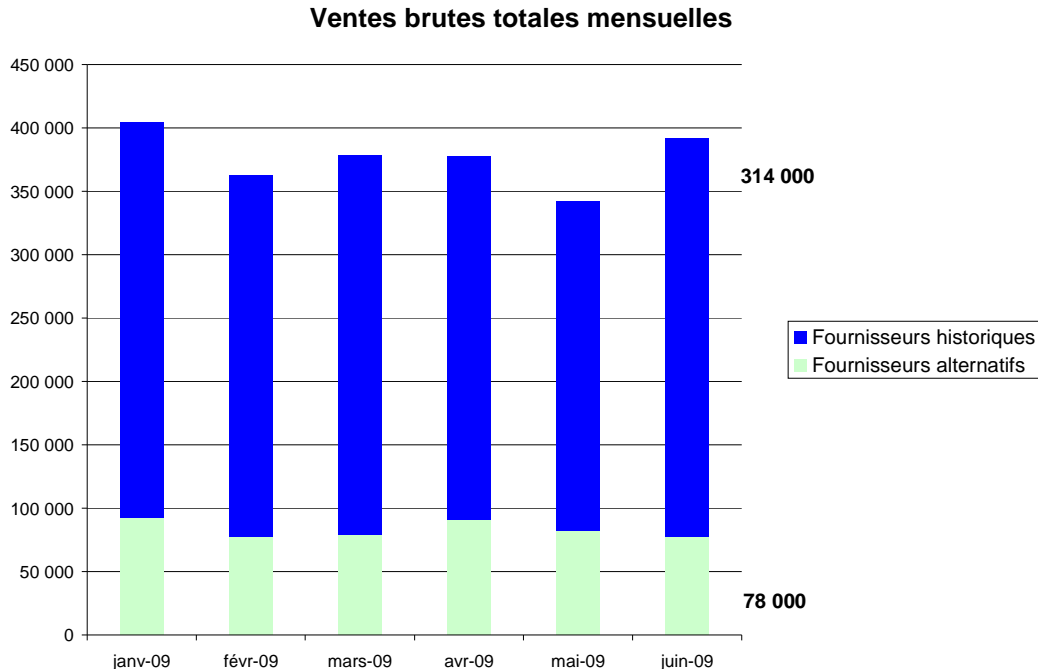
Les ventes brutes mensuelles d'un fournisseur correspondent au nombre de sites ayant conclu un contrat au cours du mois considéré à l'occasion d'une mise en service ou d'un changement de fournisseur. Les ventes brutes, en offre de marché ou au tarif réglementé, mesurent l'efficacité commerciale du fournisseur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

AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	T2 2009	T1 2009	T2 2009	T1 2009
Ventes brutes totales	1 007 000	1 028 000	104 000	117 000
• Dont ventes brutes des fournisseurs alternatifs	239 000	237 000	12 000	12 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	23,7%	23,0%	11,5%	10,2%

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

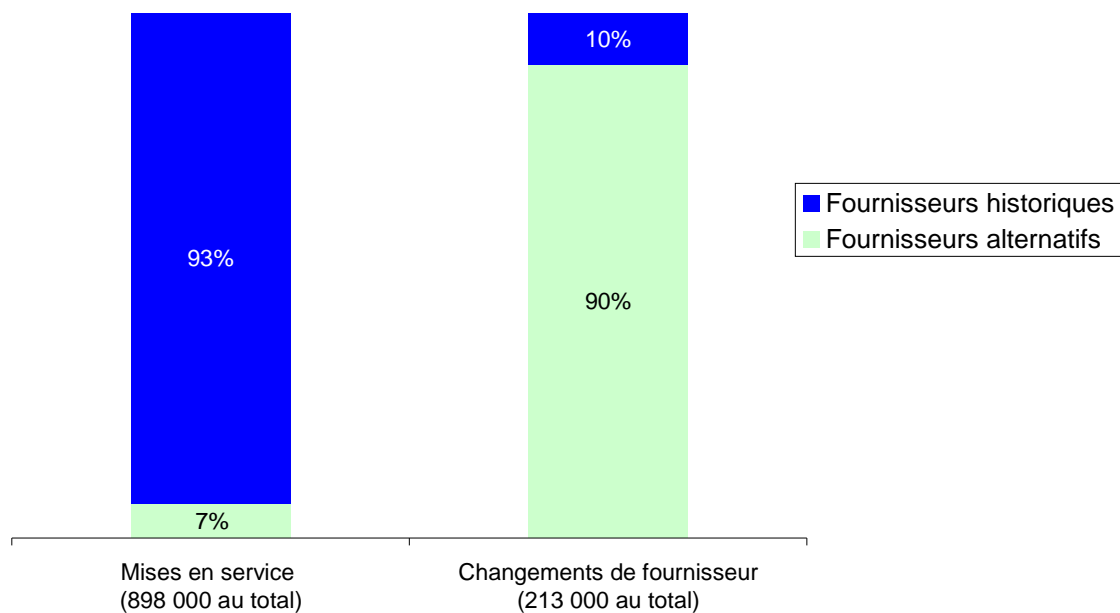
Note technique : Les données de ventes brutes sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont calculées à partir des données réelles.

B. Ventes brutes sur les mois écoulés



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

Répartition des ventes brutes par type de fournisseur au cours du 2^{ème} trimestre 2009



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

Exemple de lecture : au cours du 2^{ème} trimestre 2009, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 7% des 898 000 mises en service effectuées.

Le marché de gros de l'électricité

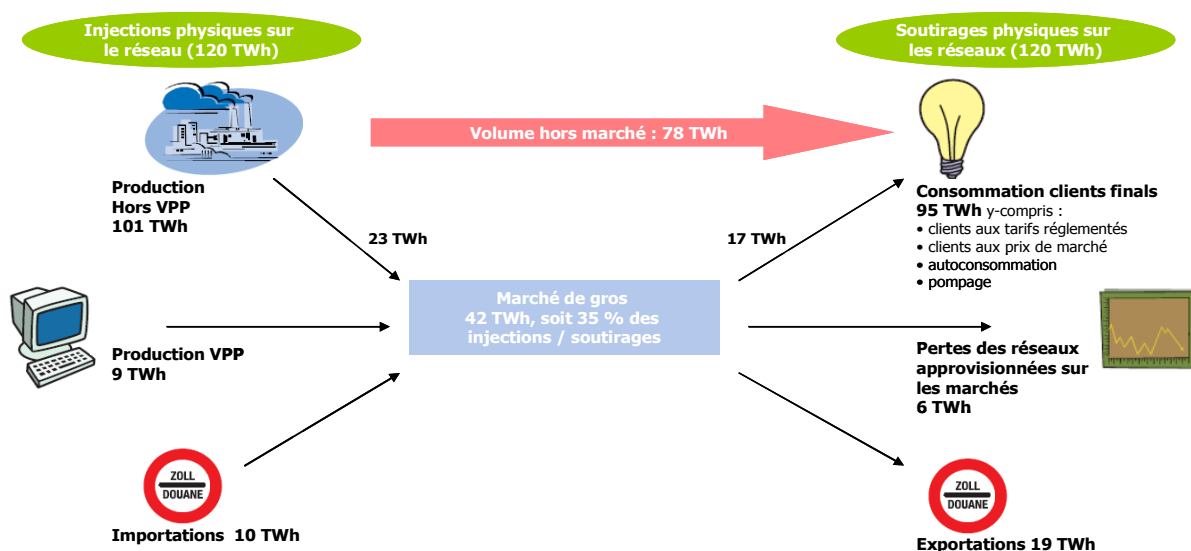
1. Introduction

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 deuxième 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. Les grèves survenues au cours du deuxième trimestre 2009 se sont traduites par une baisse de la production du parc français comparativement au deuxième trimestre 2008. Ces grèves ont entraîné une augmentation conséquente des importations afin de satisfaire les besoins nationaux.



Source : RTE – données T2 2009 - Analyse : CRE

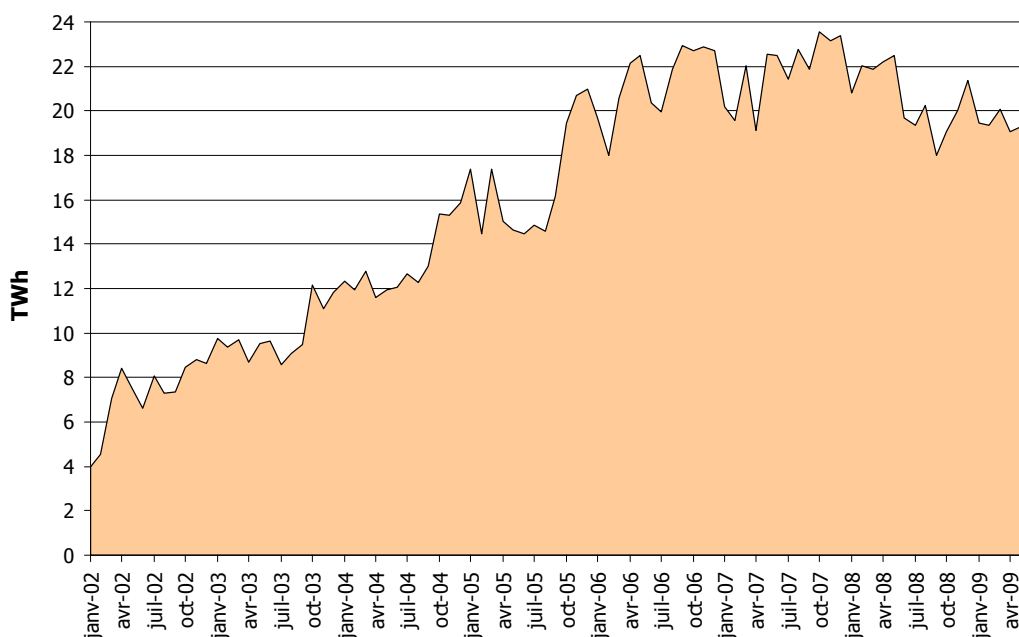
2. Activité sur le marché de gros français

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 (sociétés de courtage et plates-formes de trading). Le volume des transactions sur l'OTC n'est pas public.

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

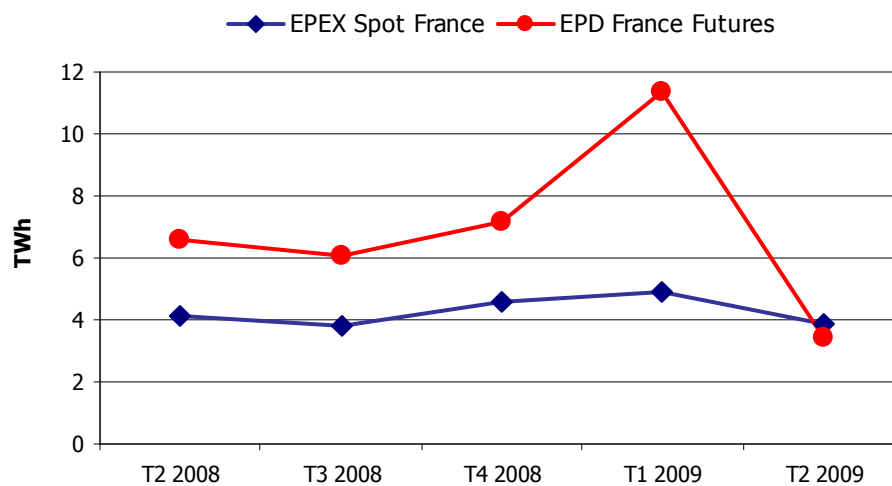
Le volume des livraisons sur le marché de gré à gré s'élève à 56,3 TWh au deuxième trimestre 2009. En baisse de 4,5% par rapport au trimestre précédent et de 12,6% par rapport à la même période l'année précédente, ce volume a représenté 53% de la consommation nationale au deuxième trimestre 2009, contre 41% au premier trimestre 2009.

Les mouvements sociaux ayant affecté les installations de production françaises au cours du second trimestre 2009 peuvent partiellement expliquer la baisse des volumes négociés sur les marchés à terme. De fait, certains producteurs ont eu à offrir sur les marchés moins de volumes que ceux habituellement associés à leur portefeuille de production.

B. Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

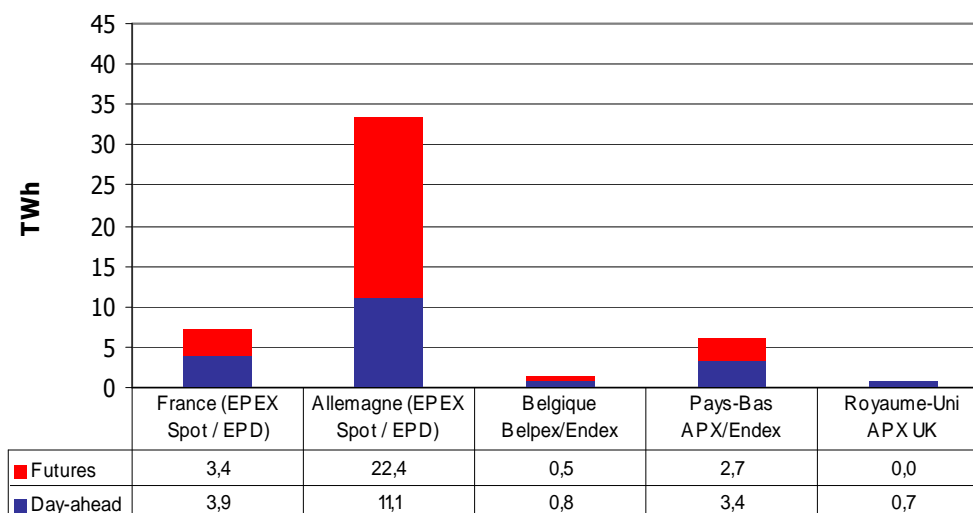
Le volume échangé sur EPEX Spot et EPD France au deuxième trimestre 2009 a diminué de 20,2% sur le marché *day-ahead* et de 70% sur le marché *futures* par rapport au trimestre précédent. Par rapport à l'année précédente, la baisse est de 6,2% sur le marché *day-ahead* et de 48,2% sur le marché *futures*. La baisse enregistrée sur le marché *futures* s'explique en partie par un retour à la normale après l'activité particulièrement élevée d'un acteur au cours du trimestre précédent. Au cours du deuxième trimestre 2009, les activités *futures* de Powernext ont été transférées vers EPD.

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



Source : EPEX Spot, EPD

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



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

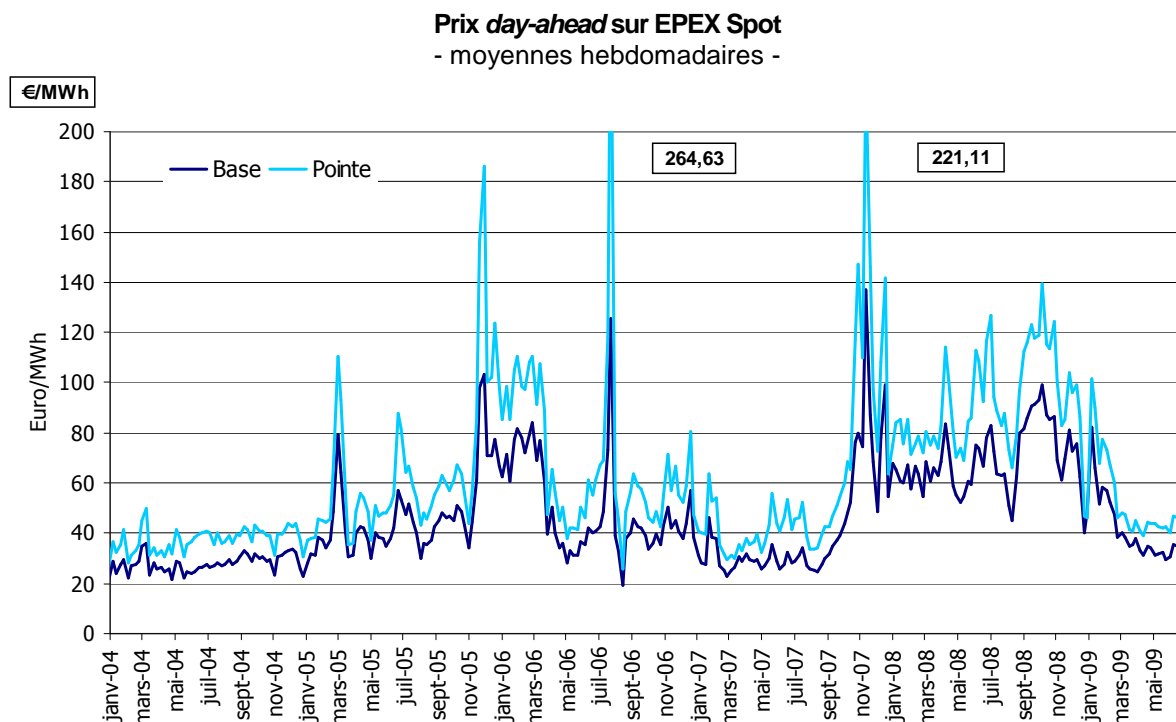
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne

Les prix des transactions bilatérales sur l'OTC n'étant pas publics, cette section porte sur les bourses de l'électricité uniquement.

A. Prix *day-ahead*

Les prix *day-ahead* en base cotés sur EPEX Spot ont affiché une moyenne de 33,1 €/MWh au deuxième trimestre 2009. Ils ont diminué de 50,2% 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 43,4 €/MWh au deuxième trimestre 2009. Ils ont diminué de 53% par rapport à la même période de l'année 2008.

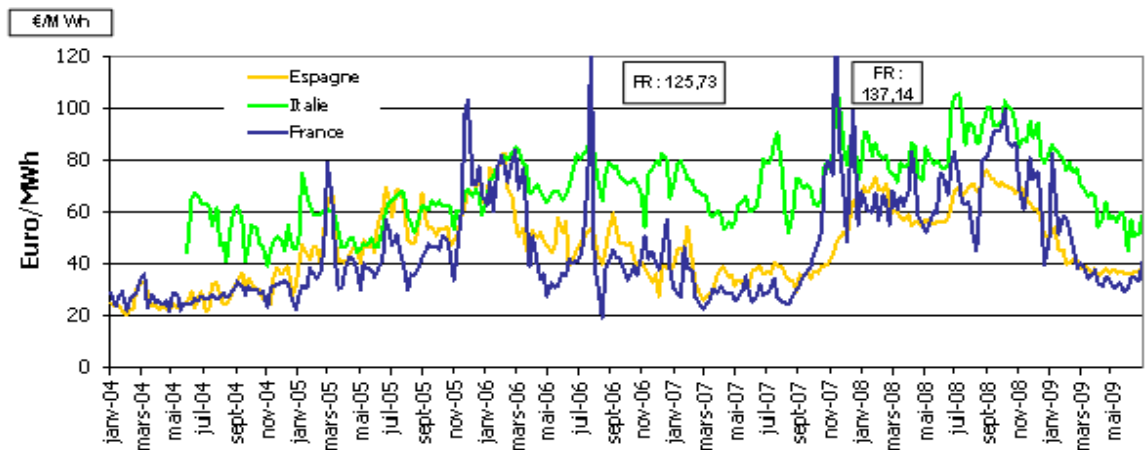
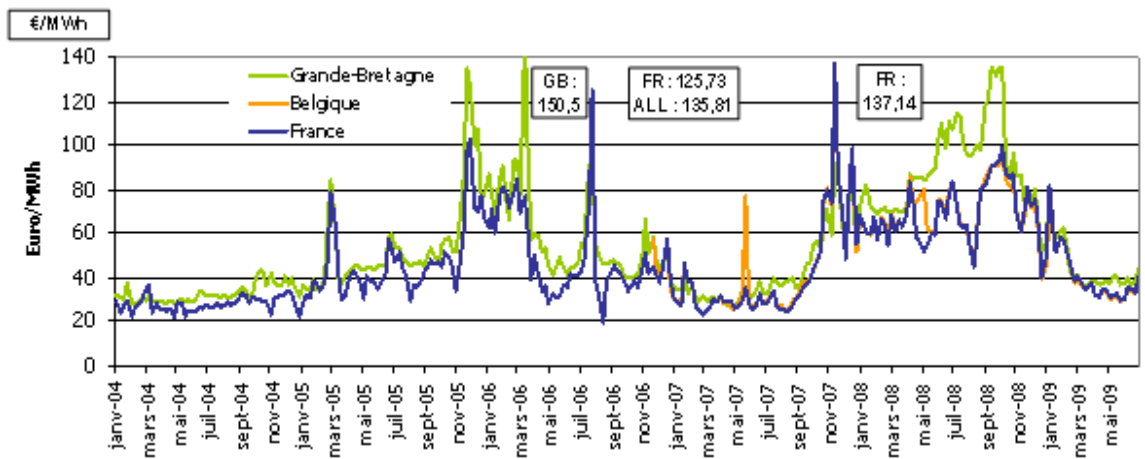
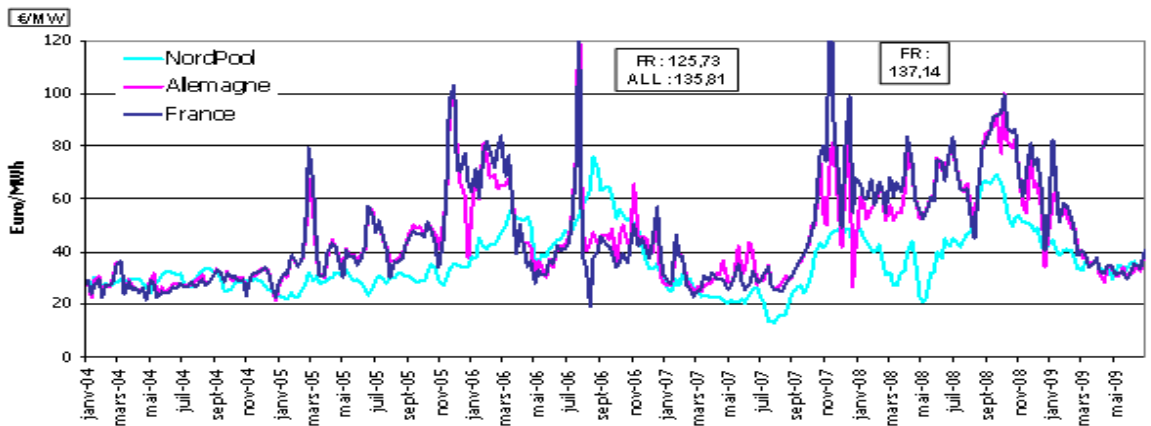


Sources : EPEX Spot – Analyse : CRE

La baisse des prix sur les marchés français et allemand s'est poursuivie. La baisse des prix Spot allemands a été de 31,6% au cours du second trimestre par rapport au trimestre précédent et de 51% par rapport à l'année précédente. Cette baisse s'explique notamment par la diminution du cours des combustibles fossiles et par la diminution de la demande associée à la crise économique. Le différentiel de prix France-Allemagne en base (+0,70 €/MWh) et en pointe (+1,5 €/MWh) reste positif et continue, en base, de s'inscrire en nette diminution par rapport au trimestre précédent.

Enfin, d'une manière générale, tous les marchés européens ont connu une baisse de leurs prix *day-ahead* au cours de la période sous revue. Néanmoins, des écarts entre les prix européens subsistent. Ils reflètent notamment les différences existantes entre les parcs de production de chaque pays et les capacités d'interconnexions limitées entre les pays.

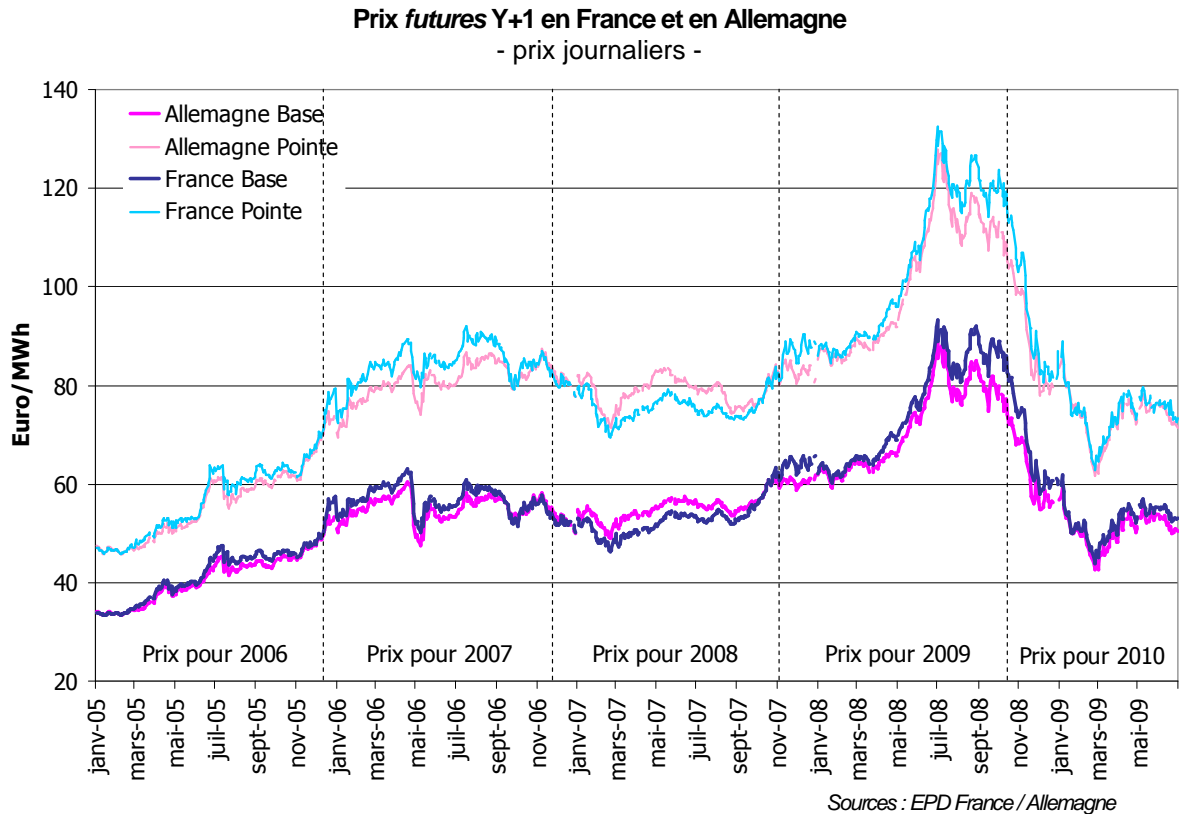
Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens
 - moyennes hebdomadaires -



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

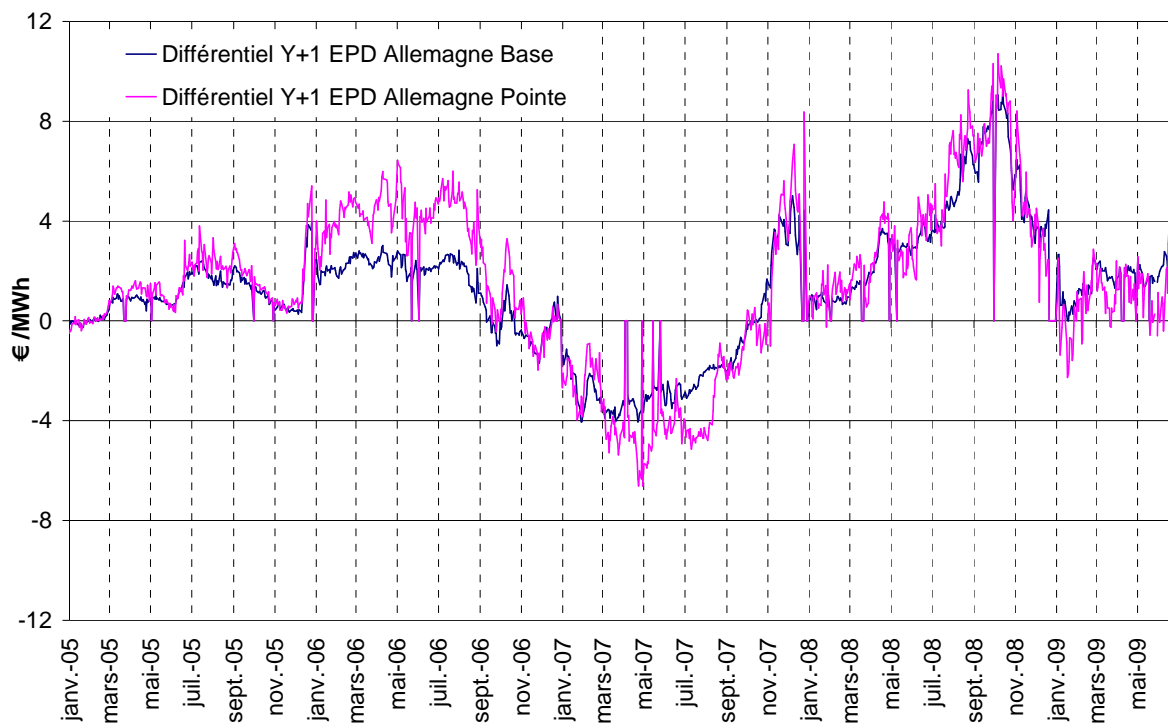
B. Prix futures

Au 30 juin 2009, le prix *futures* annuel (Y+1) en base sur EPD France a augmenté de 4,5% par rapport au 1^{er} avril 2009, passant de 50,9 €/MWh à 53,2 €/MWh. Ce constat est également observé sur le prix *future* en Allemagne. L'augmentation des prix à terme des combustibles contribue à cette orientation.



Un écart de prix est 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 1,4 €/MWh au trimestre dernier à 2 €/MWh au deuxième trimestre 2009. En pointe, il passe de 0,6 €/MWh au trimestre dernier à 1,3 €/MWh au deuxième trimestre 2009.

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

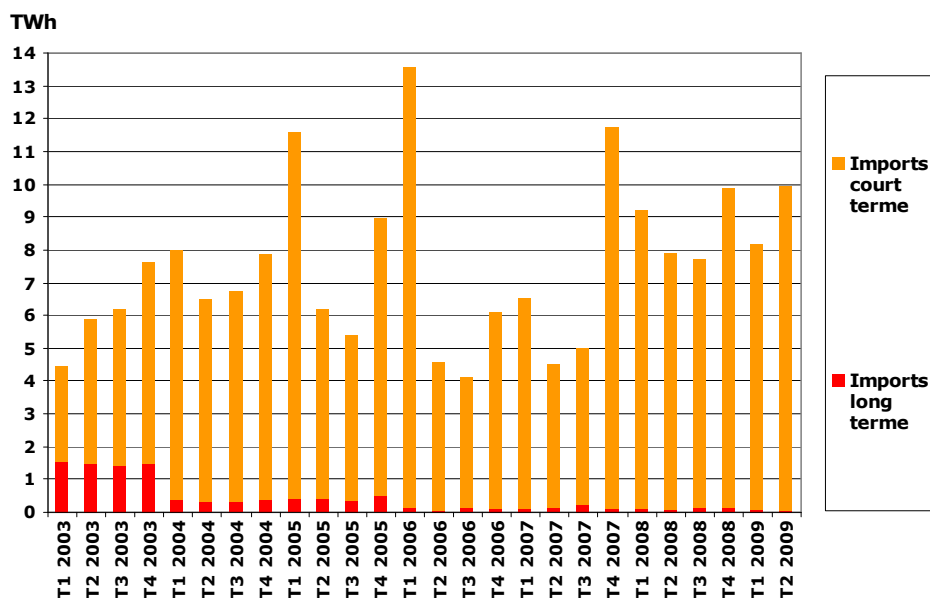


Sources : EPD France / Allemagne

4. Volumes d'imports/exports

Les importations ont augmenté de 22% au deuxième trimestre 2009 par rapport au trimestre précédent, et de 26% par rapport au même trimestre l'année précédente. Cette hausse, comme mentionné précédemment, découle des grèves enregistrées par les opérateurs intégrés au cours du deuxième trimestre 2009.

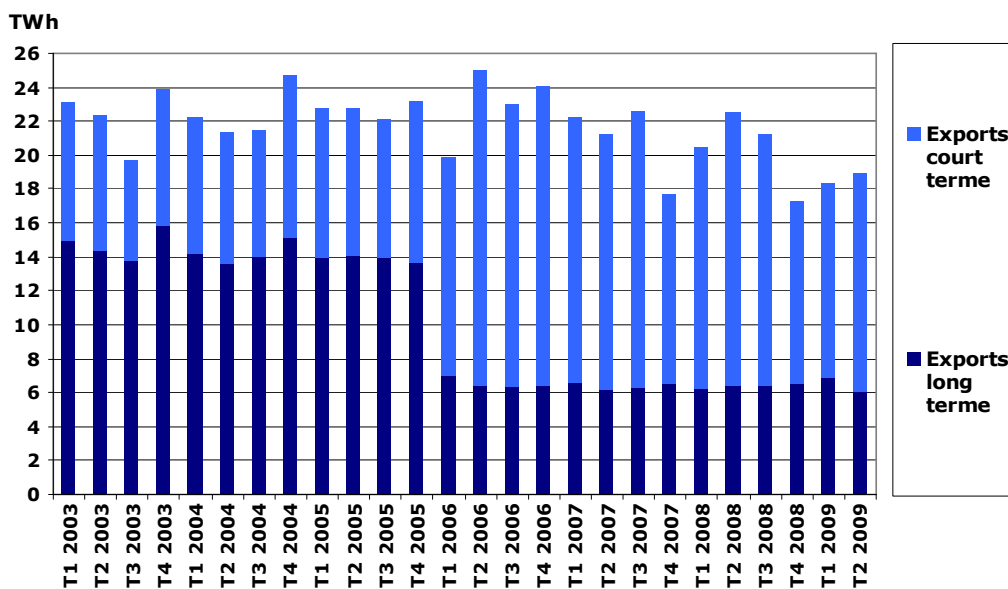
Somme des importations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

Les exportations ont augmenté de 3% au deuxième trimestre 2009 par rapport au trimestre précédent, même si les volumes exportés restent plus faibles que ceux observés au cours du deuxième trimestre 2008 (-16%).

Somme des exportations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

5. Concentration du marché français de l'électricité

Au 1er avril 2009, le marché Powernext Futures a été transféré dans EEX Power Derivatives GmbH (EPD), détenue à 80% par EEX AG et à 20% par Powernext SA.

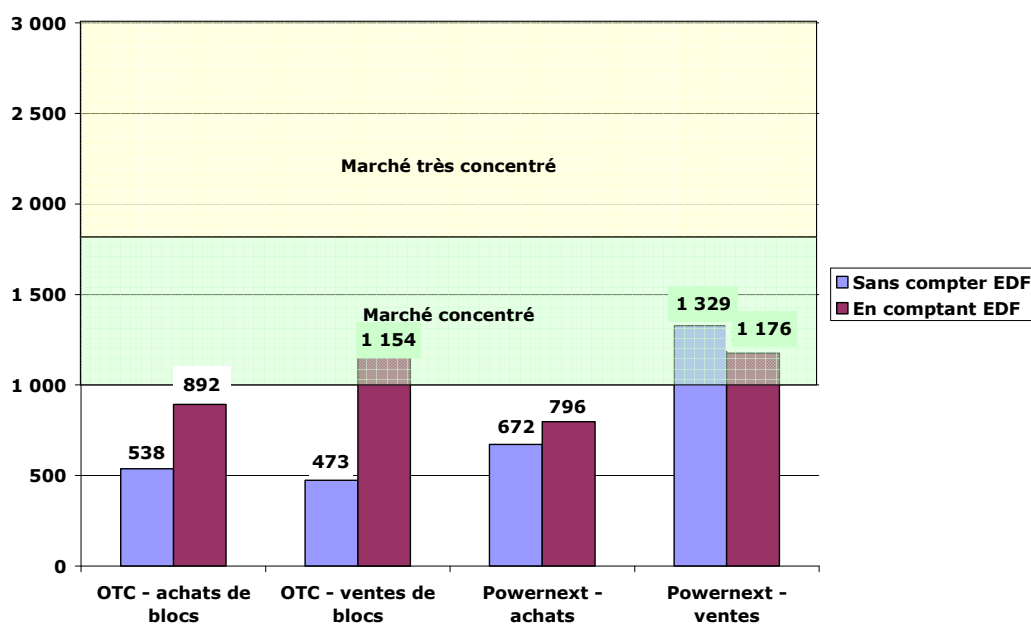
A la fin du deuxième trimestre 2009, 157 responsables d'équilibre sont présents sur le marché de gros français, soit 3 de plus qu'au trimestre précédent. 71 responsables d'équilibre étaient présents sur Epex Spot *Day-Ahead Auction*, 52 sur Epex Spot *Day-Ahead Continuous* et *Intraday* et 62 sur EPD France. 2 acteurs ont quitté Epex Spot *Day-Ahead Auction*, tandis que 1 nouvel acteur a rejoint les marchés *Day-Ahead Continuous* et *Intraday*, et 18 nouveaux membres ont intégré EPD France au cours du premier 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 deuxième trimestre 2009, les achats sur les marchés OTC et Powernext, avec ou sans le groupe EDF, ainsi que les ventes sur l'OTC sans compter le groupe EDF sont restés des segments de marché peu concentrés. Les ventes sur Powernext avec ou sans le groupe EDF ainsi que celles sur l'OTC, en comptant le groupe EDF, affichent en revanche un segment de marché concentré.

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



Source : RTE – Analyse : CRE

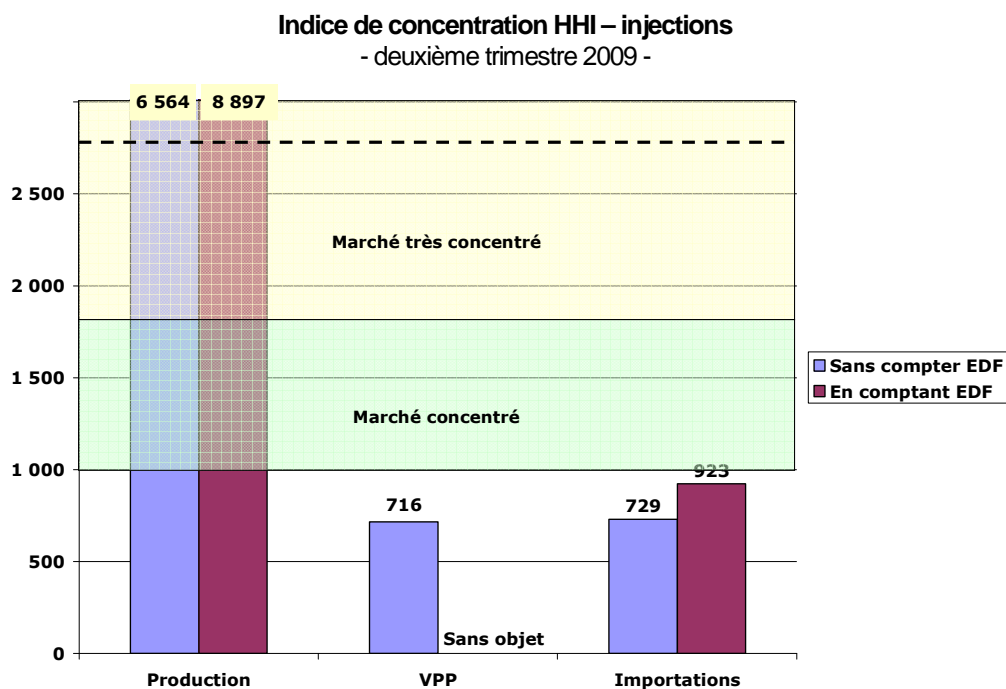
⁹ L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur 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.

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

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

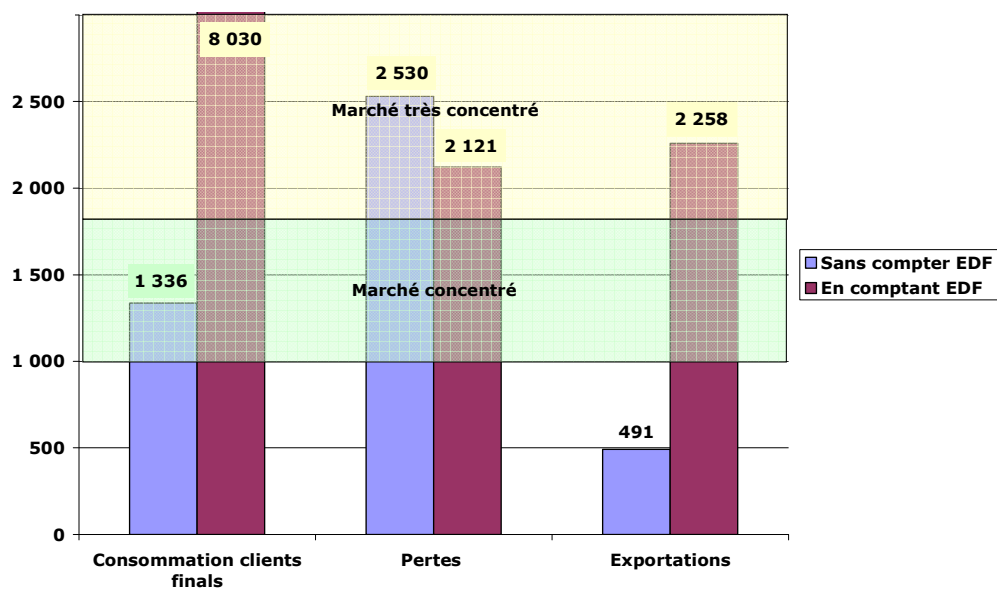
Parmi les injections, la production est particulièrement concentrée, que le groupe EDF soit pris en compte ou non. Ceci reflète le faible nombre de grands producteurs français. Les autres segments (VPP, importations) apparaissent comme des segments de marché peu concentrés, que le groupe EDF soit pris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



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 - deuxième 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 :

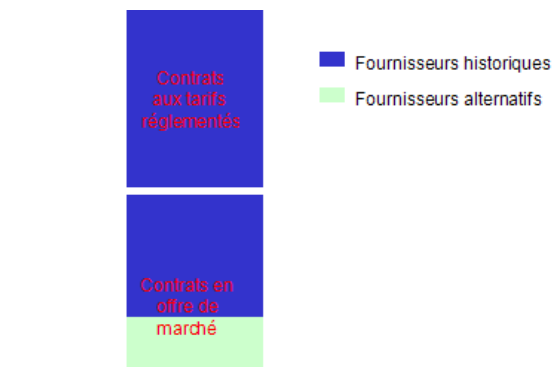
- à partir d'août 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 237 GWh et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quel que soit leur niveau de consommation annuelle,
- à partir d'août 2003, éligibilité de tous 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 juin 2009, 11,4 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 485 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 -



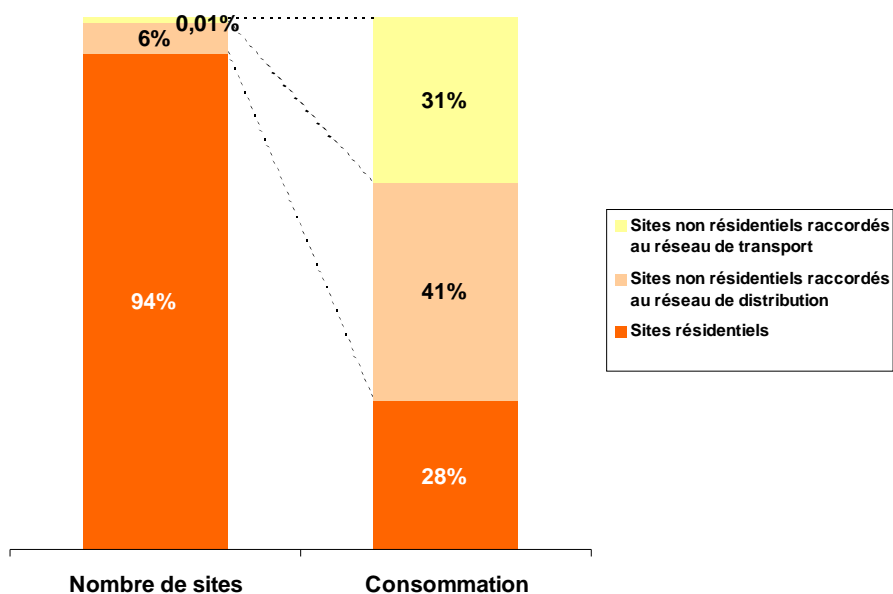
Les principales sources d'information de l'observatoire sont les gestionnaires de réseaux de transport (GRTgaz et TIGF), les 4 principaux gestionnaires de réseaux de distribution (GrDF, Régaz, Réseau GDS et Gaz Électricité de Grenoble) et les principaux fournisseurs historiques (GDF Suez, Tegaz, Énerest 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 484 TWh 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 juin 2009

A. Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 juin 2009	Au 31 mars 2009	Au 30 juin 2009	Au 31 mars 2009
Nombre total de sites	10 800 000	10 800 000	680 000	680 000
• sites en offre de marché	1 118 000	992 000	226 000	218 000
• sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	586 000	508 000	105 000	101 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	5,4%	4,7%	15,4%	14,8%

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

Synthèse en consommation annualisée

Situation (en consommation annualisée)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 juin 2009	Au 31 mars 2009	Au 30 juin 2009	Au 31 mars 2009
Consommation totale des sites	135 TWh	140 TWh	349 TWh	351 TWh
• sites en offre de marché	12,1 TWh	11,6 TWh	207 TWh	207 TWh
• sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	5,1 TWh	4,4 TWh	64 TWh	65 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	3,8%	3,1%	18,2%	18,7%

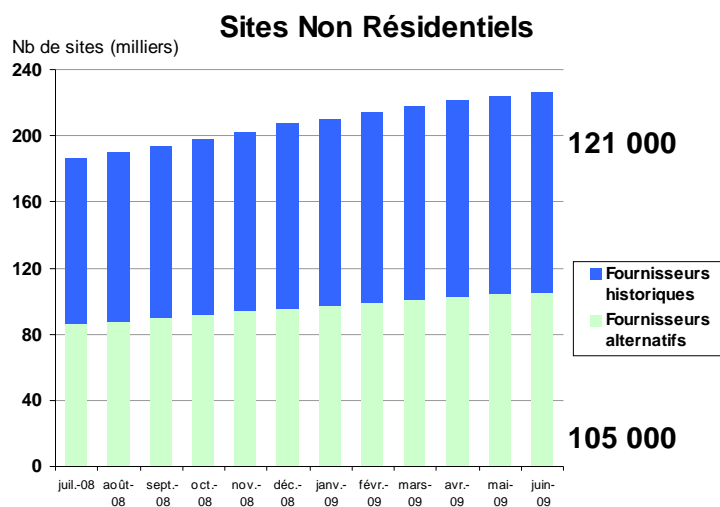
Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

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 juin 2009, le nombre de sites en offre de marché sur l'ensemble du marché français s'élève à 1 344 000, dont 1 118 000 sites résidentiels.

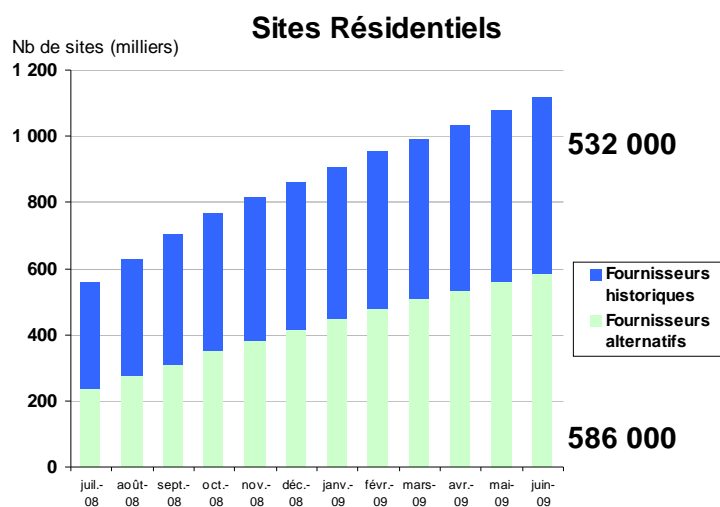
B. Evolution du nombre de sites en offre de marché

Nombre de sites en offre de marché



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

Nombre de sites en offre de marché

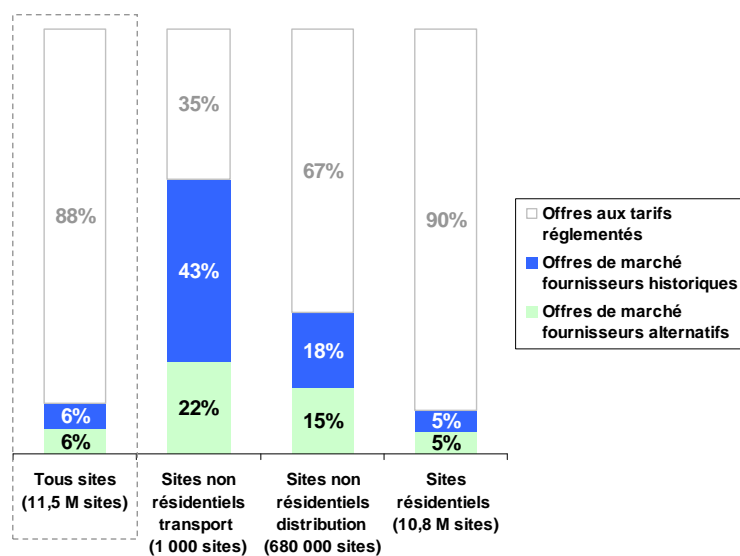


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 juin 2009, 1 344 000 sites ont choisi une offre de marché, dont 691 000 auprès d'un fournisseur alternatif.

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

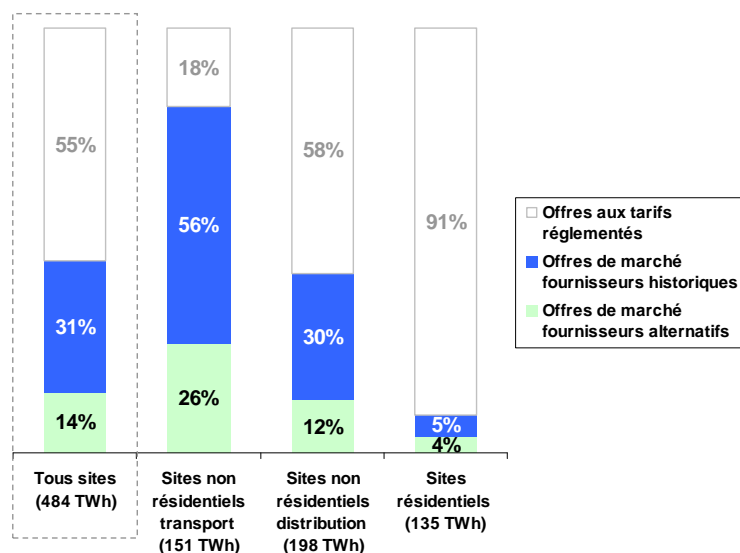
Répartition des sites par type d'offre au 30 juin 2009



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

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

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

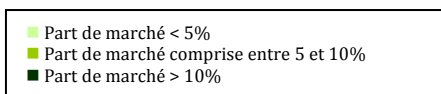
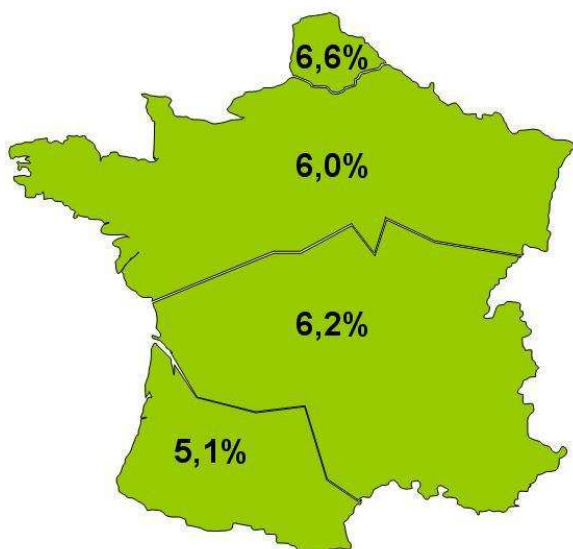


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

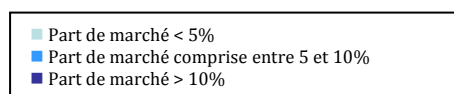
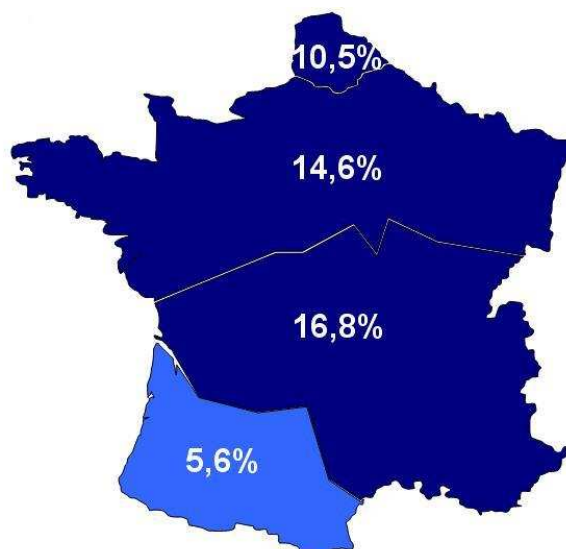
E. Analyse par zone géographique

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

– en nombre de sites –



– en consommation annualisée –














Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au 30 juin 2009, dans la zone Nord-gaz B, 6,6% des sites et 10,5% 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 juin 2009

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE¹³
et actifs au 30 juin 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			●	
Iberdrola		●		
Poweo			●	●
Verbundnetz Gas AG			●	

¹³ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 26 août 2009 à partir du moteur de recherche des fournisseurs par code postal.

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 juin 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 : 2^{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.

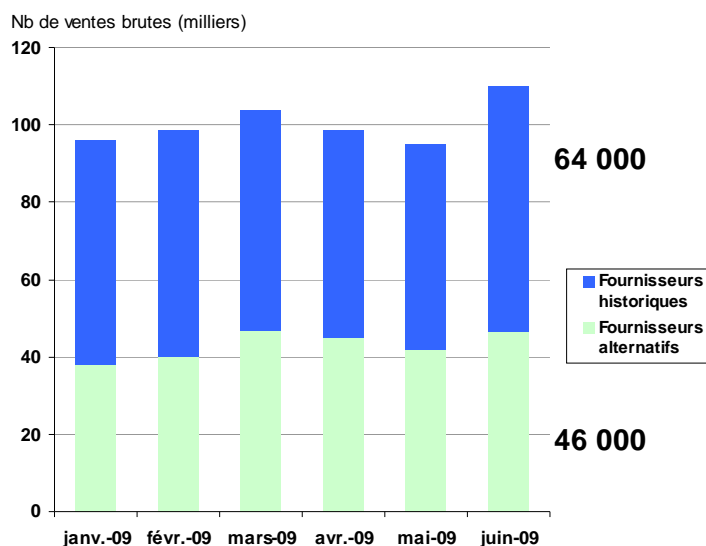
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	T2 2009	T1 2009	T2 2009	T1 2009
Ventes brutes totales	286 000	279 000	18 000	20 000
• ventes brutes des fournisseurs alternatifs	125 000	116 000	8 000	9 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	43,6%	41,7%	47,0%	44,0%

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

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

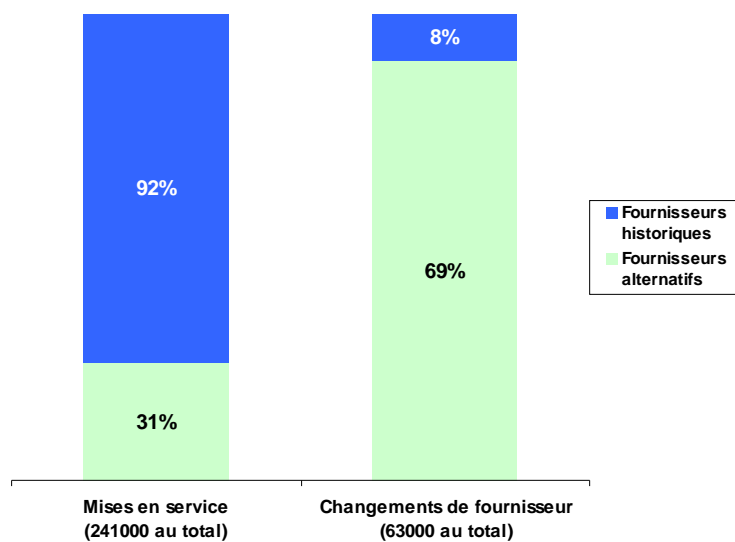
B. Ventes brutes des trimestres écoulés

Ventes brutes totales mensuelles



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Répartition des ventes brutes par type de fournisseur au cours du 2^{ème} trimestre 2009



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au cours du deuxième trimestre 2009, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 31% des 241 000 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*

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

A. Structure des approvisionnements européens et français

La France dispose d'une structure d'approvisionnement 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.

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 au gaz avec un délai de plusieurs mois.

Toutefois, les marchés de gros sont en fort développement et leur liquidité progresse. 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 est un facteur déterminant de l'amélioration de l'efficacité des marchés ; il s'agit aujourd'hui d'une priorité pour les régulateurs européens.

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

B. 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 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 (-16% en janvier 2009 par rapport à janvier 2008²⁰).

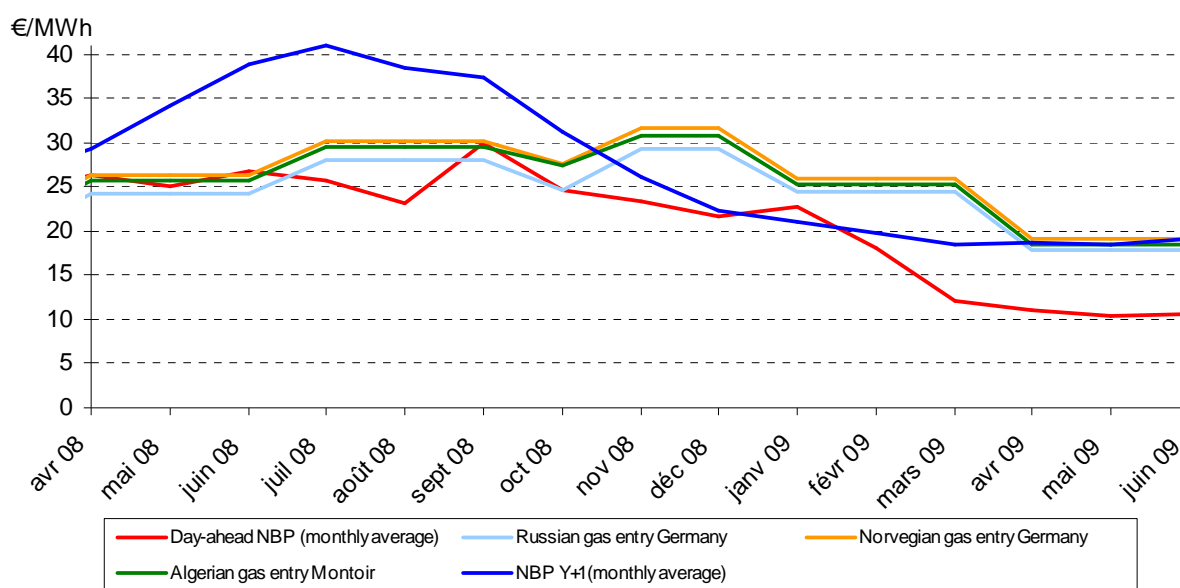
C. Comparaison des prix des contrats à long terme et des prix *day ahead* et *forward* UK NBP

En augmentation progressive depuis avril 2008, les prix des contrats à long terme de gaz ont commencé à diminuer au 1^{er} trimestre 2009 après avoir atteint un niveau jamais observé auparavant. Au 2^{ème} trimestre 2009, ces prix ont diminué d'environ 27% par rapport au 2^{ème} trimestre 2008 et de 39% par rapport au pic observé fin 2008. Fin juin 2009, les prix des trois contrats à long terme pertinents pour l'approvisionnement français en gaz s'élevaient respectivement à :

- 17,92 €/MWh pour le gaz russe entrée Allemagne (Waidhaus),
- 18,54 €/MWh pour le GNL algérien entrée Montoir,
- 19,05 €/MWh pour le gaz norvégien entrée Allemagne (Emden).

A la fin du 2^{ème} trimestre 2009, les prix des contrats d'importation de long terme se situaient largement au dessus des prix *day ahead* alors qu'ils étaient au même niveau à la fin du 3^{ème} trimestre 2008.

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



Sources : Icis Heren pour les prix des contrats à long terme et Argus et Platts pour les prix *day ahead* et *forward*

¹⁹ Source : Eurogas

²⁰ Source : Eurostat

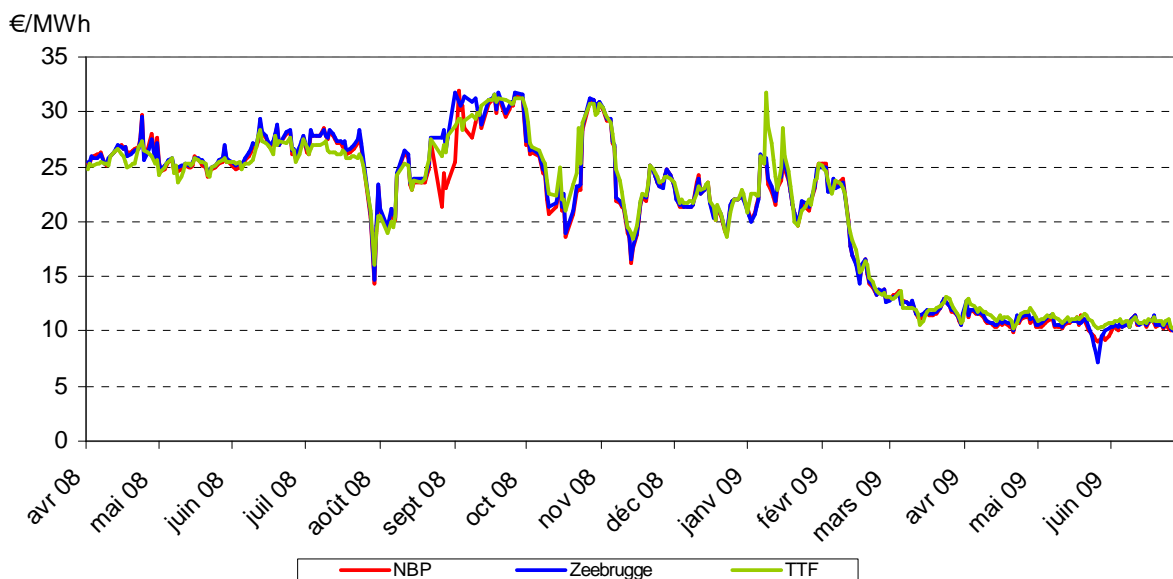
Cette baisse des prix des contrats à long terme intervient dans un contexte de baisse des prix pétroliers consécutive à une très forte hausse – le Brent est passé de plus de 90 \$/bbl en décembre 2007 à 140 \$/bbl fin juin 2008, avant de retomber à 60 \$/bbl fin septembre 2008 puis 40 \$/bbl en décembre. Les formules d'indexation sur les prix des produits pétroliers, qui prévoient des délais d'adaptation compris en général entre 3 et 6 mois et une adaptation des prix à certains intervalles expliquent que les prix des contrats à long terme aient augmenté seulement commencé à augmenter au second trimestre 2008 et qu'ils soient en baisse depuis le 1^{er} trimestre 2009.

En moyenne mensuelle, les prix *day ahead* sur le NBP ont accéléré leur chute et finissent à un niveau qui n'avait pas été observé depuis août 2007, autour de 11 €/MWh en juin 2009, contre 26 €/MWh environ au 2^{ème} trimestre 2008. Les prix à terme à un an (forward Y+1) ont fortement diminué par rapport au 2^{ème} trimestre 2008 (34,2 €/MWh contre 18,9 €/MWh). Leur niveau se stabilise à partir d'avril 2009 et rejoint celui des contrats à long-terme.

D. Prix sur les marchés day ahead européens

Les prix de marché connaissent une très forte baisse amorcée au cours du 1^{er} semestre 2009, après un mois de janvier perturbé par la crise russo-ukrainienne. Ainsi, après avoir atteint 25 €/MWh en janvier 2009, les cours du gaz day-ahead ont fluctué entre 10 et 12 €/MWh au cours du 2^{ème} trimestre 2009. Une faible consommation de la part des industriels combinée à un approvisionnement abondant sont les causes de ces niveaux de prix bas (jusqu'à 7 €/MWh à Zeebrugge fin mai 2009). A noter que les cours du gaz en day-ahead ne semblent pas avoir été influencés par les cours du pétrole qui affichaient de fortes variations en mai et juin.

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



Source : Platts (depuis le 09 janvier 2009) et Argus

3. Activité sur le marché de gros français

A. Activité sur le marché de gré à gré

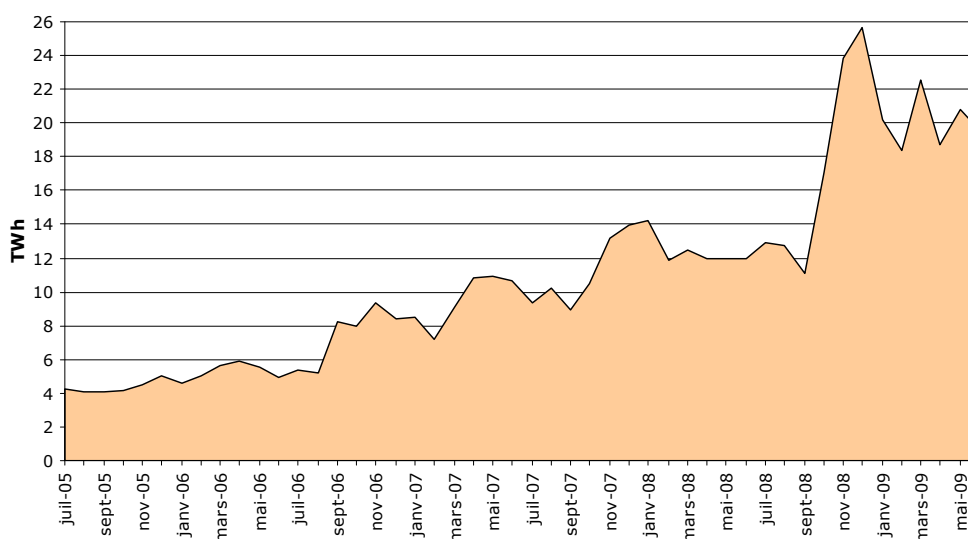
L'essentiel du commerce de gros du gaz s'effectue sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plates-formes de trading). Le volume des transactions sur l'OTC n'est pas public.

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 nettes de gaz sur le marché de gros 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.

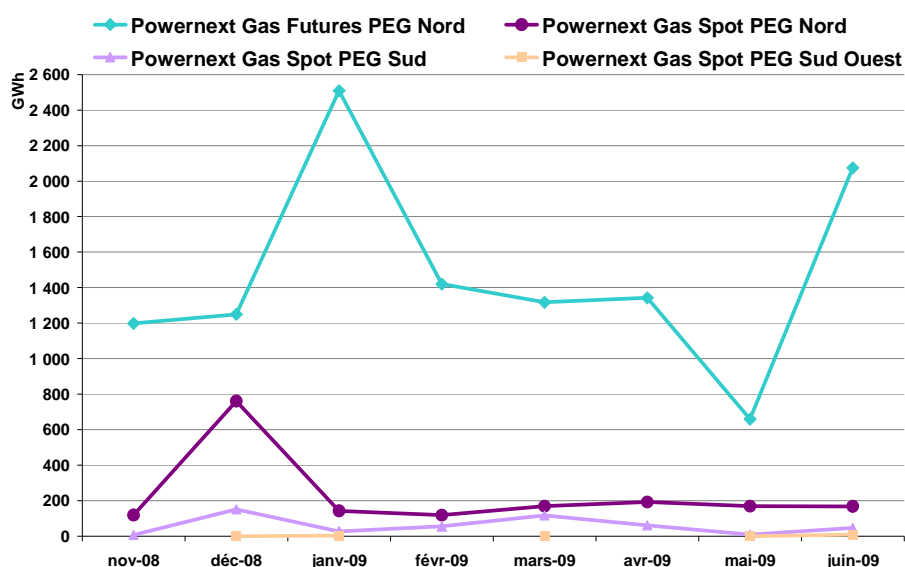
Au deuxième trimestre 2009, le volume des livraisons nettes de gaz résultant de transactions sur le marché de gré à gré ou organisé a légèrement diminué : - 3% par rapport au trimestre précédent. Par contre, il s'inscrit en hausse de 65% par rapport à la même période de l'année précédente. Au cours du deuxième trimestre 2009, 59,1 TWh de gaz ont ainsi été livrés aux PEG. Le prix des contrats long terme indexés sur le pétrole étant supérieurs au prix de marché depuis le quatrième trimestre 2008, les acteurs recourent davantage aux produits offerts sur les marchés. Ils optimisent le coût de leur approvisionnement, en opérant l'arbitrage entre le marché et les contrats long terme dans les limites de la flexibilité offerte par ces contrats.

B. Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Le nombre de transactions conclues sur le marché organisé *Powernext Gas Spot* en France au deuxième trimestre 2009 s'élève à 630 transactions, représentant 659 GWh.

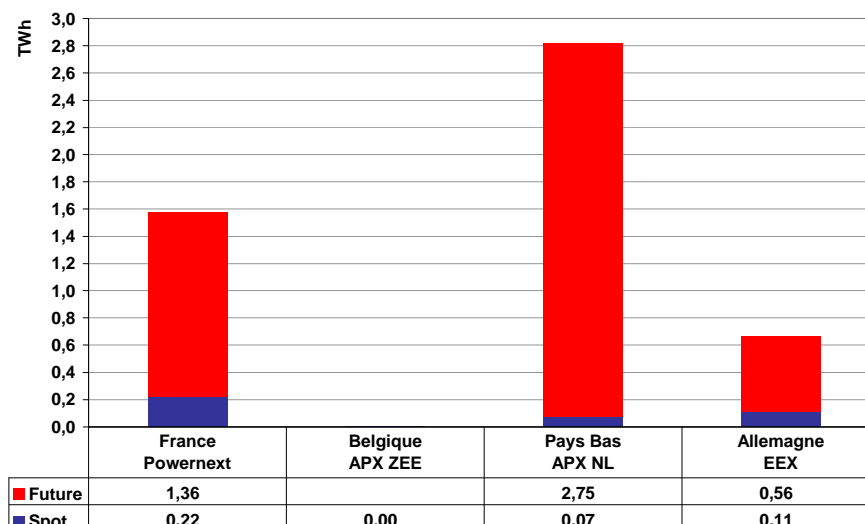
Au cours du second trimestre 2009, le volume des transactions conclues sur le marché organisé *Powernext Gas Futures* au PEG Nord s'élève à 4,08 TWh, soit en baisse de 22,3% par rapport au niveau du trimestre précédent.

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



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

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

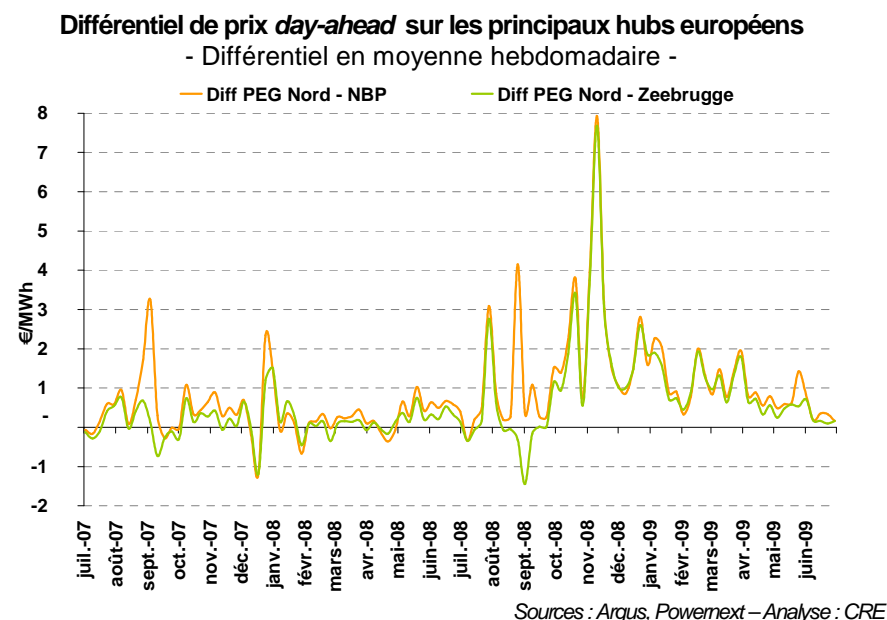
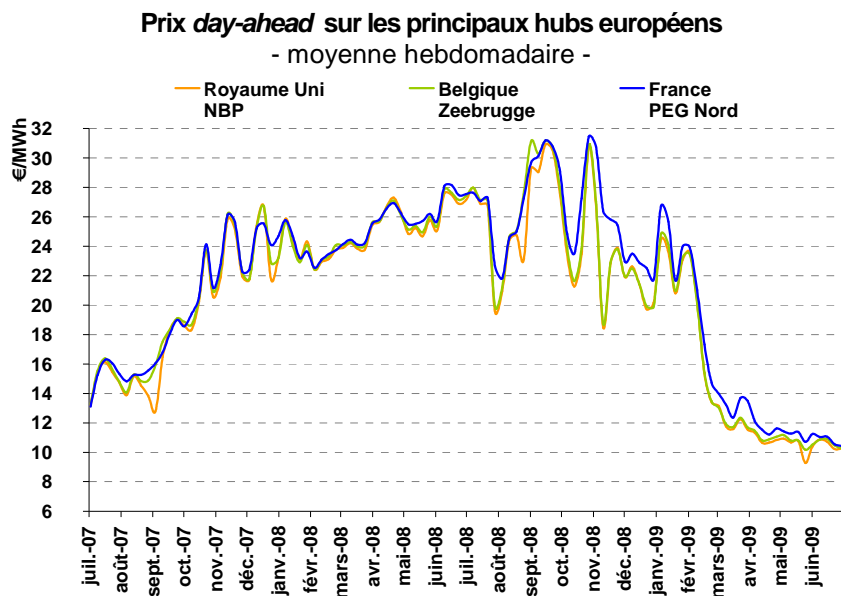


Sources : Powernext, APX, EEX – Analyse : CRE

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.

Au deuxième trimestre 2009, les prix *day-ahead* cotés sur Powernext s'élèvent en moyenne à 11,3 €/MWh sur le PEG Nord, 11,8 €/MWh sur le PEG Sud et 11,7 €/MWh²¹ sur le PEG Sud Ouest. Les prix affichent une baisse moyenne de 15,2 €/MWh par rapport à la même période de l'année précédente. Ce mouvement s'inscrit dans la lignée de la diminution des prix observée sur les différents marchés du gaz européens. Néanmoins, en comparaison avec les principaux hubs en Europe, les prix *day-ahead* au PEG Nord restent supérieurs en moyenne trimestrielle, de 0,5 €/MWh par exemple par rapport à Zeebrugge.



²¹ Le prix au PEG Sud Ouest n'est pas représentatif compte tenu de la faible liquidité de ce marché qui comptabilise seulement 8 jours de transactions sur l'ensemble du deuxième trimestre 2009.

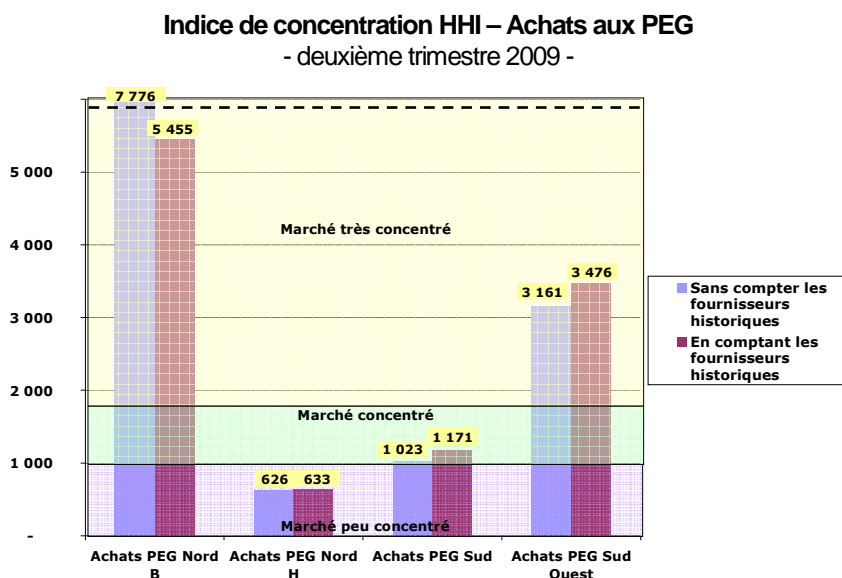
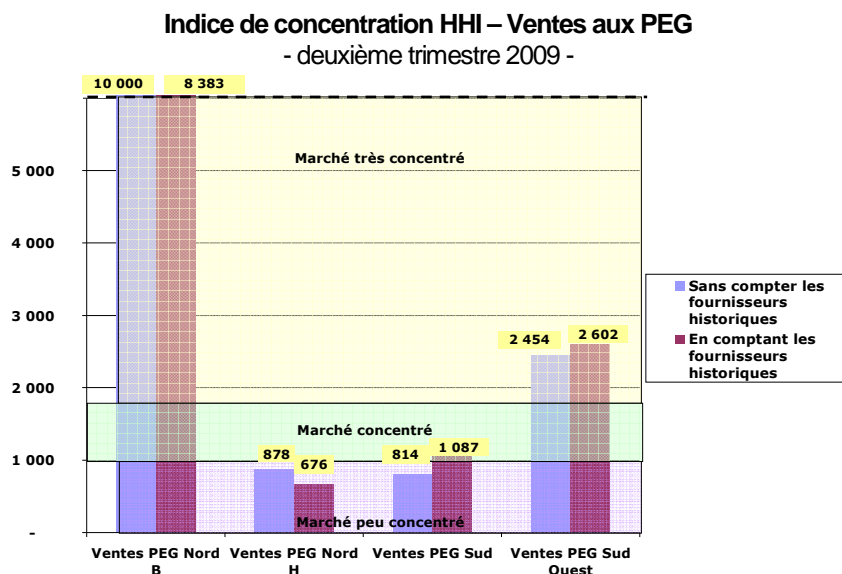
5. Concentration du marché français du gaz

A la fin du second trimestre 2009, 38 expéditeurs sont présents sur le marché de gros français. 15 acteurs étaient présents sur Powernext Gas Spot et 15 sur Powernext Gas Futures.

A. Concentration aux PEGs

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)²² 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 deuxième trimestre 2009, il existe de fortes disparités sur le segment des achats/ventes aux PEGs.



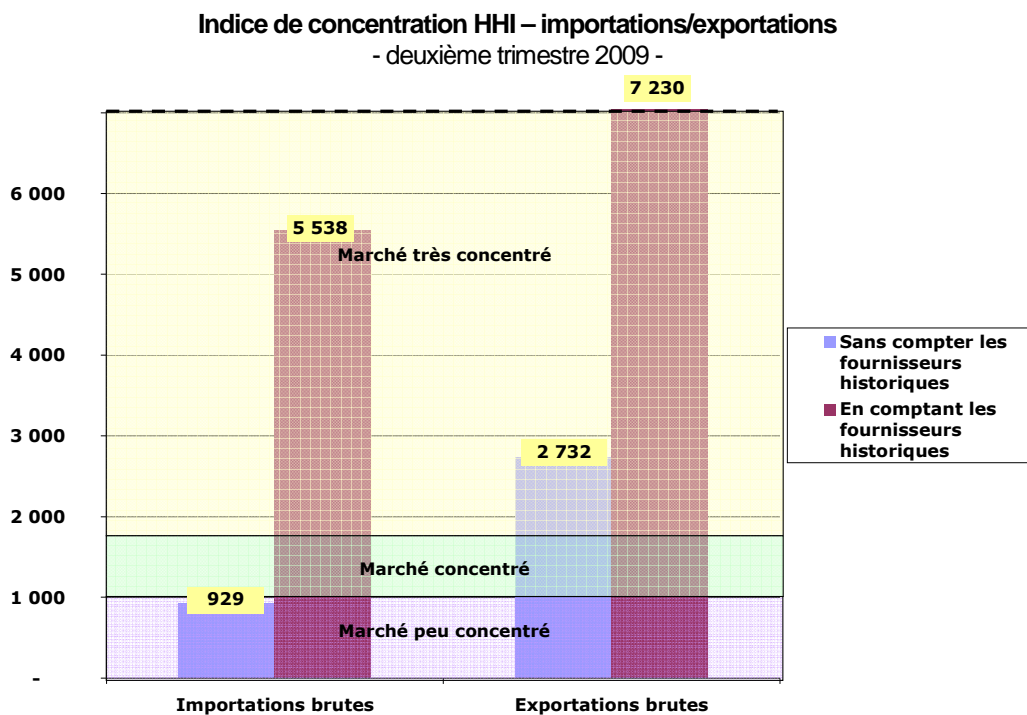
²² L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800.

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 peu 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)**²³ : notifications d'échanges de blocs c'est à dire quantités nominées à RTE la veille pour le lendemain, hors les transactions sur Powernext
- **Importations et exportations** :
http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_inter_1.htm
- **Achats et ventes sur Powernext**, la bourse française de l'électricité : www.powernext.fr
- **Consommation finale** : ventes à des sites en tant que responsable d'équilibre ou sous forme de blocs
- **Ventes aux gestionnaires de réseaux pour la compensation de leurs pertes** :
http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_perte.htm

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

VPP - Produits vendus aux enchères par EDF :

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

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

²³ « Over the Counter » ou de gré à gré

Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz

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

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

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

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

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

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

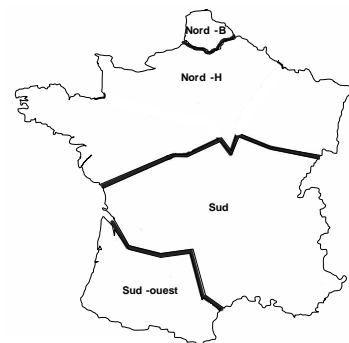
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution
- les clients résidentiels raccordés au réseau de distribution

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.

