

Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

3^{ème} trimestre 2007

Introduction	5
Le marché de l'électricité	6
Le marché de détail de l'électricité.....	6
1. Introduction	6
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif	7
3. Etat des lieux au 30 septembre 2007	8
4. Analyse en dynamique : 3 ^{ème} trimestre 2007	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.....	22
5. Concentration du marché français de l'électricité	23
Le marché du gaz	25
Le marché de détail du gaz	25
1. Introduction	25
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif	26
3. Etat des lieux au 30 septembre 2007	27
4. Analyse en dynamique : 3 ^{ème} trimestre 2007	33
Le marché de gros du gaz	34
1. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe	34
2. Le marché de gros en France	38
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz.....	39
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité.....	40
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz	42

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 1er juillet 2007, tous les consommateurs ont la possibilité de choisir leur fournisseur d'électricité ou de gaz.
Cette édition est la première à inclure la **clientèle résidentielle** dans les statistiques publiées.

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 :

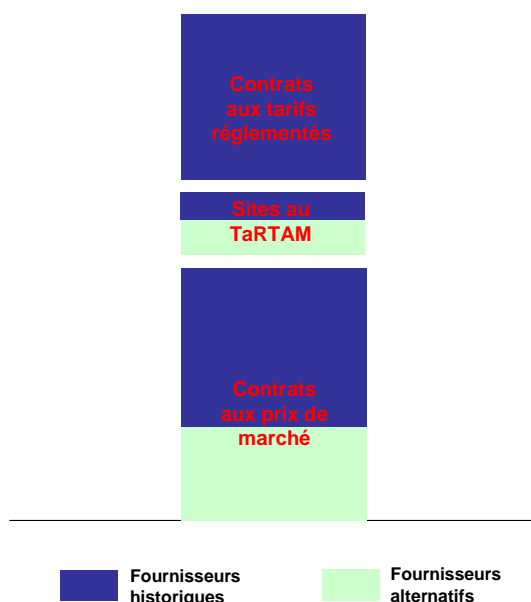
- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises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

Aujourd'hui, 34 millions de sites environ sont éligibles¹, ce qui représente environ 431² 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-**

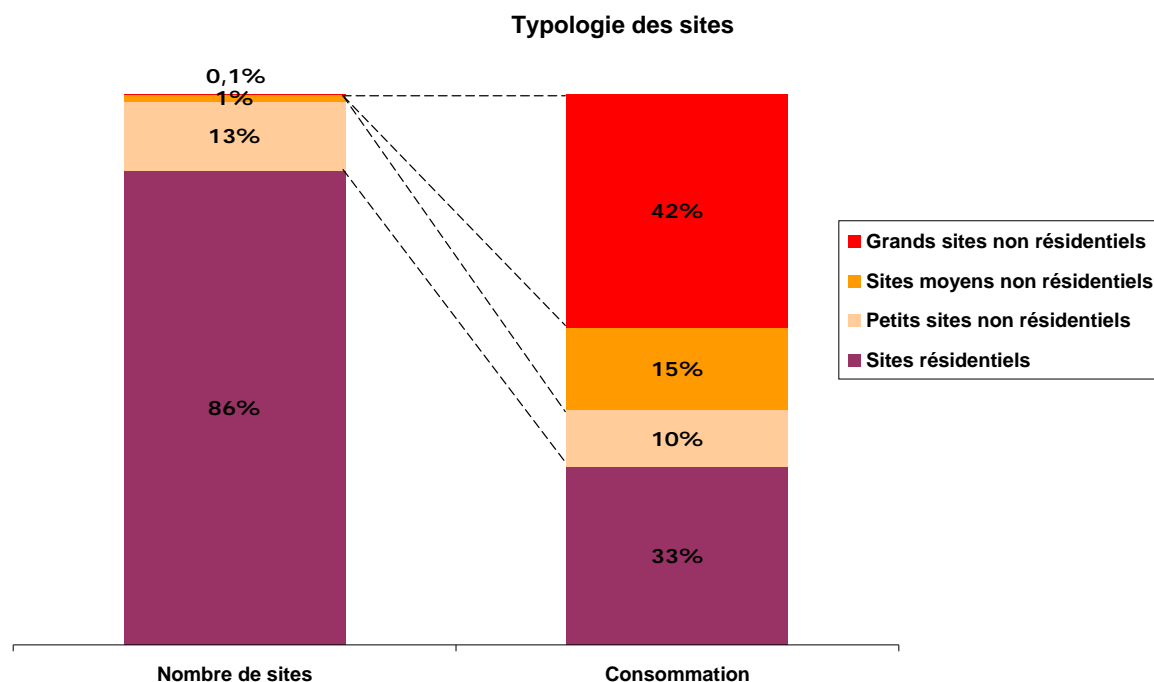


¹ Hors zones non interconnectées

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 425 TWh.

Les principales sources de l'observatoire sont les fournisseurs historiques, RTE et les sept plus grands gestionnaires de réseaux de distribution : EDF Réseau de Distribution, Electricité de Strasbourg, Gaz et Electricité de Grenoble, Usine d'Electricité de Metz, SICAE de l'Oise, Sorégies Deux-Sèvres (ex Régie du Sieds) 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



Sources : données 2007 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... (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, ...). 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 2007

A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

A partir de l'observatoire du 3^{ème} trimestre, les données sont publiées au dernier jour de chaque mois, et non plus au 1^{er} jour du mois suivant. Par ailleurs, les données en nombre de sites et en consommation du 2^{ème} trimestre ont été actualisées au cours du 3^{ème} trimestre.

Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 septembre 2007	Au 30 juin 2007	Au 30 septembre 2007	Au 30 juin 2007
Nombre total de sites	29 000 000	29 000 000	4 700 000	4 700 000
• dont sites en offre de marché	6 100	-	795 000	775 000
• dont sites au TaRTAM	-	-	3 600	3 600
• dont sites alimentés par un fournisseur alternatif	5 100	-	328 000	312 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	0,01%	-	7,0 %	6,7%

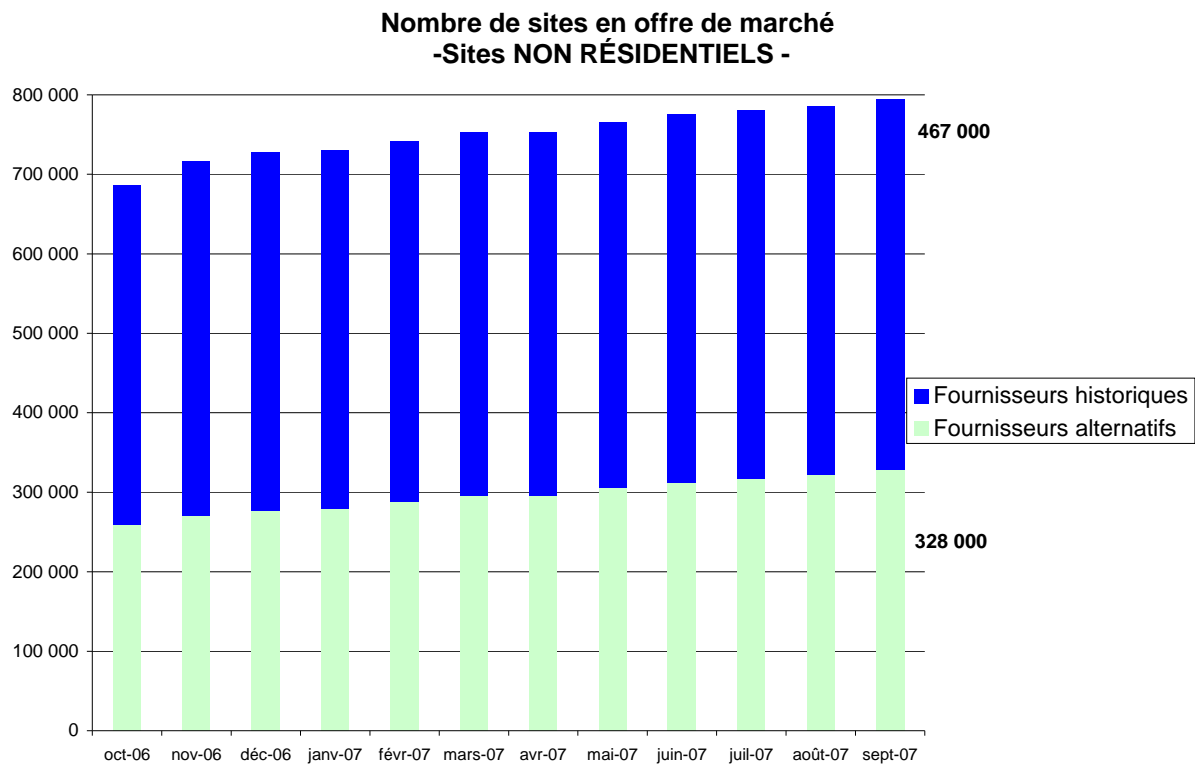
Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Synthèse en consommation

Situation (en consommation)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 septembre 2007	Au 30 juin 2007	Au 30 septembre 2007	Au 30 juin 2007
Consommation totale des sites	138 TWh	138 TWh	288 TWh	288 TWh
• dont consommation des sites en offre de marché	0,03 TWh	-	132 TWh	132 TWh
• dont consommation des sites au TaRTAM	-	-	96 TWh	-
• dont consommation des sites alimentés par un fournisseur alternatif	0,02 TWh	-	37 TWh	36 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	0,02%	-	13%	13%

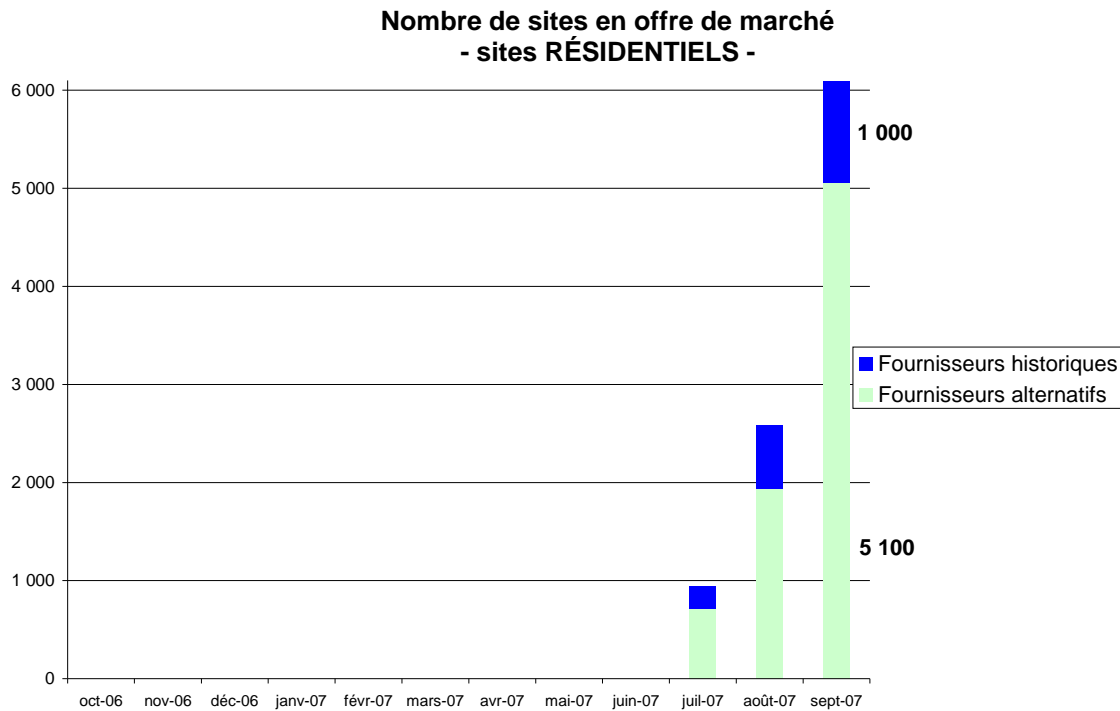
Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

B. Evolution du nombre de sites en offre de marché



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

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

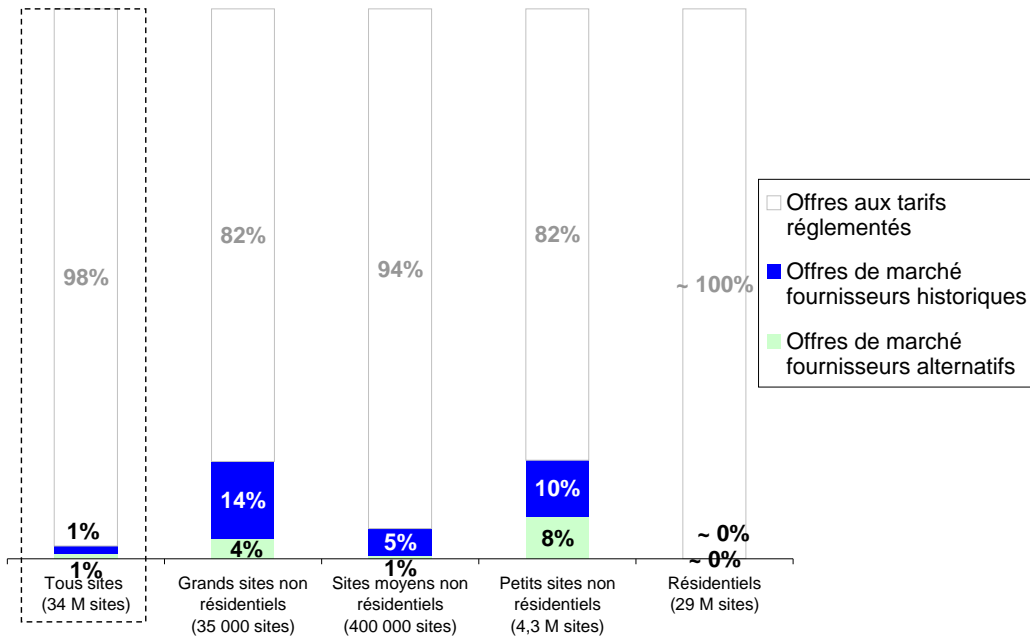


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 septembre 2007, trois mois après l'ouverture du marché aux résidentiels, environ 795 000 sites non résidentiels et 6 100 sites résidentiels sont en offre de marché.

C. Parts de marché en nombre de sites au 30 septembre 2007

Répartition des sites par type d'offre au 30 septembre 2007



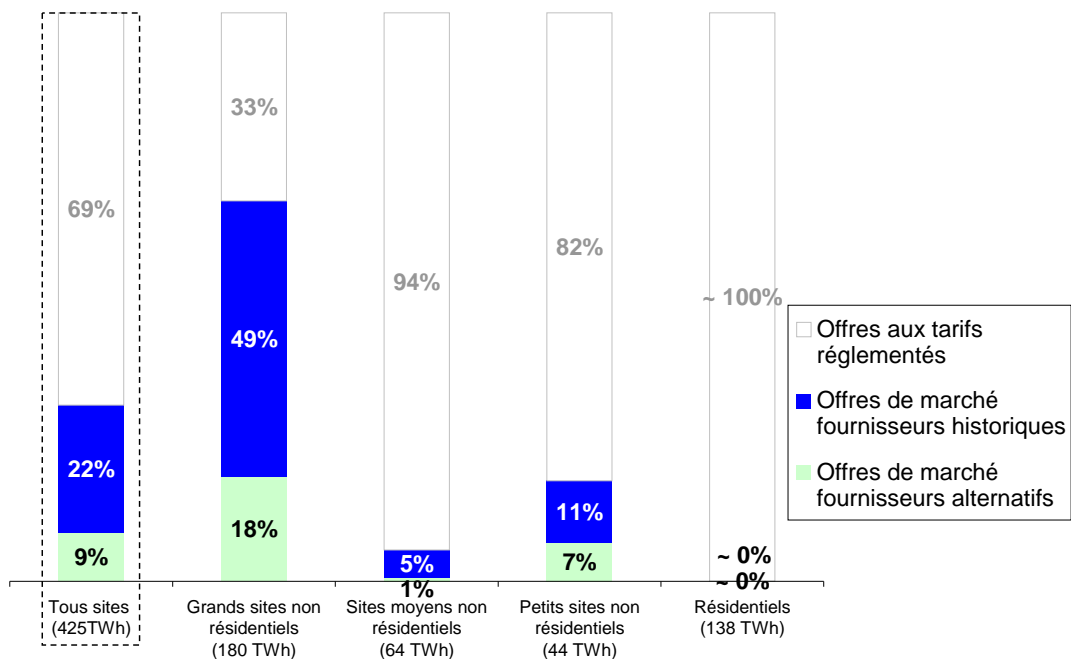
Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

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

Au 30 septembre 2007, environ 2% des sites sont en offre de marché. Parmi eux, la moitié ont fait le choix d'un fournisseur alternatif.

D. Parts de marché en consommation au 30 septembre 2007

Répartition des consommations par type d'offre au 30 septembre 2007



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

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

E. Zoom sur le TaRTAM

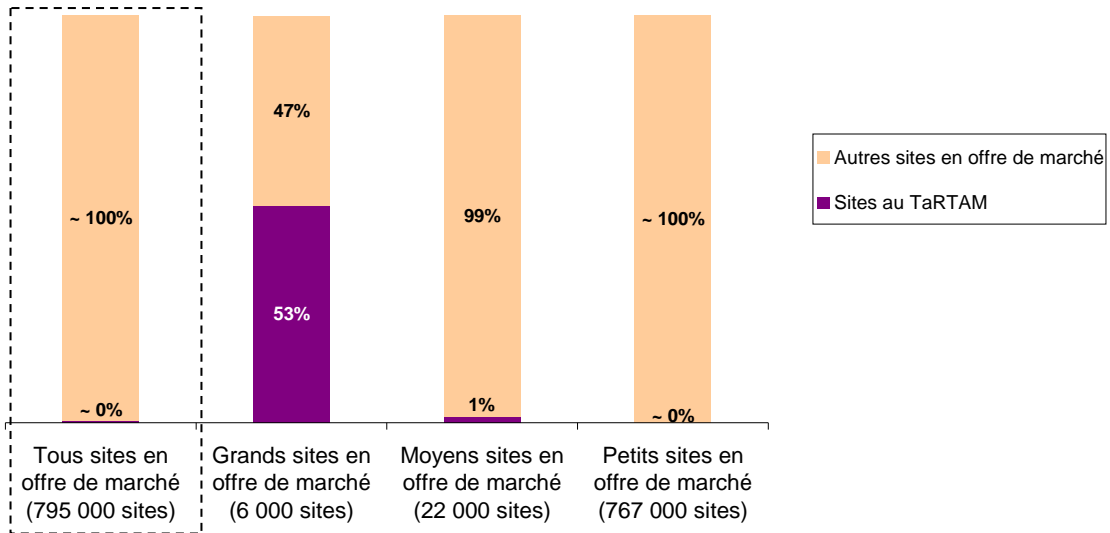
La loi du 7 décembre 2006 a instauré un Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement au Marché (TaRTAM). Un client en offre de marché peut bénéficier du TaRTAM pour un site à condition d'en avoir fait la demande à son fournisseur avant le 1^{er} juillet 2007. Ce tarif est applicable pour une durée maximale de deux ans. 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. 32 fournisseurs alimentent des clients au TaRTAM.

3 600 sites environ (soit 0,5% des sites non résidentiels en offre de marché) sont au TaRTAM. Ils représentent une consommation annuelle de 96 TWh, soit 72% de la consommation des sites non résidentiels en offre de marché. Parmi ces 3 600 sites, 40% sont au TaRTAM auprès d'un fournisseur alternatif.

Les grands sites représentent 91% 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.

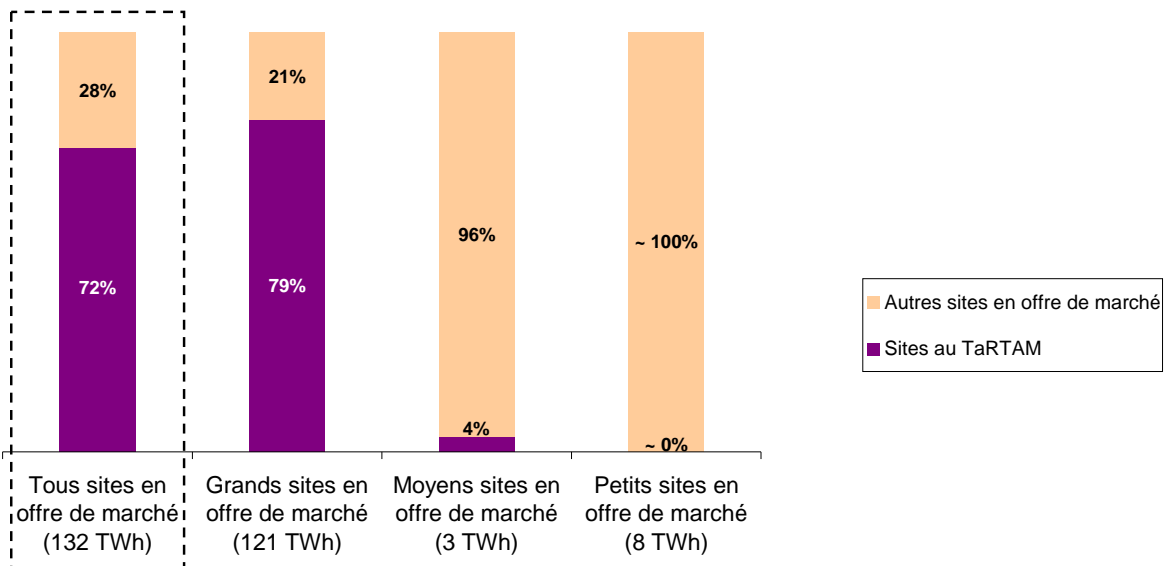
Part des sites au TaRTAM rapportée à l'ensemble des sites non résidentiels en offre de marché au 30 septembre 2007



Sources : Fournisseurs – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au 30 septembre 2007, sur les 22 000 sites moyens en offre de marché, 1% ont choisi le TaRTAM.

Part de la consommation des sites au TaRTAM rapportée à la consommation de l'ensemble des sites non résidentiels en offre de marché au 30 septembre 2007



Sources : GRD, Fournisseurs – Analyse : CRE

F. Fournisseurs alternatifs actifs au 30 septembre 2007

Liste des fournisseurs actifs³ qui ont souhaité figurer sur la liste des fournisseurs publiée par la CRE⁴

	Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Résidentiels
ATEL Energie	●	●		
Compagnie Nationale du Rhône	●	●	●	
Direct Energie		●	●	●
EGL	●			
Electrabel Groupe SUEZ	●	●	●	●
Endesa Energia	●	●	●	
ENEL Trade	●			
Enercoop		●	●	●
E.ON Group	●			
Gaz de France	●	●	●	●
HEW énergies s.a	●			
Iberdrola	●			
Kalibraxe	●	●		
Poweo	●	●	●	●
La SNET	●	●		

Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Au 30 septembre 2007, cinq fournisseurs alternatifs sont actifs sur le segment des clients résidentiels. Pour mémoire, environ 160 fournisseurs historiques sont présents sur le territoire français.

³ Un fournisseur est dit actif s'il remplit l'une au moins de ces conditions :

- il a au moins un site en contrat unique,
- il est responsable d'équilibre d'au moins un site en CARD/CART
- il est responsable d'équilibre et a livré une partie de la consommation d'un site au cours du trimestre précédent.

⁴ Les listes de fournisseurs publiées par la CRE sont élaborées à partir des renseignements adressés volontairement par les fournisseurs. Les fournisseurs qui n'ont pas souhaité figurer sur les listes de fournisseurs publiées par la CRE ne sont pas cités.

4. Analyse en dynamique : 3^{ème} trimestre 2007

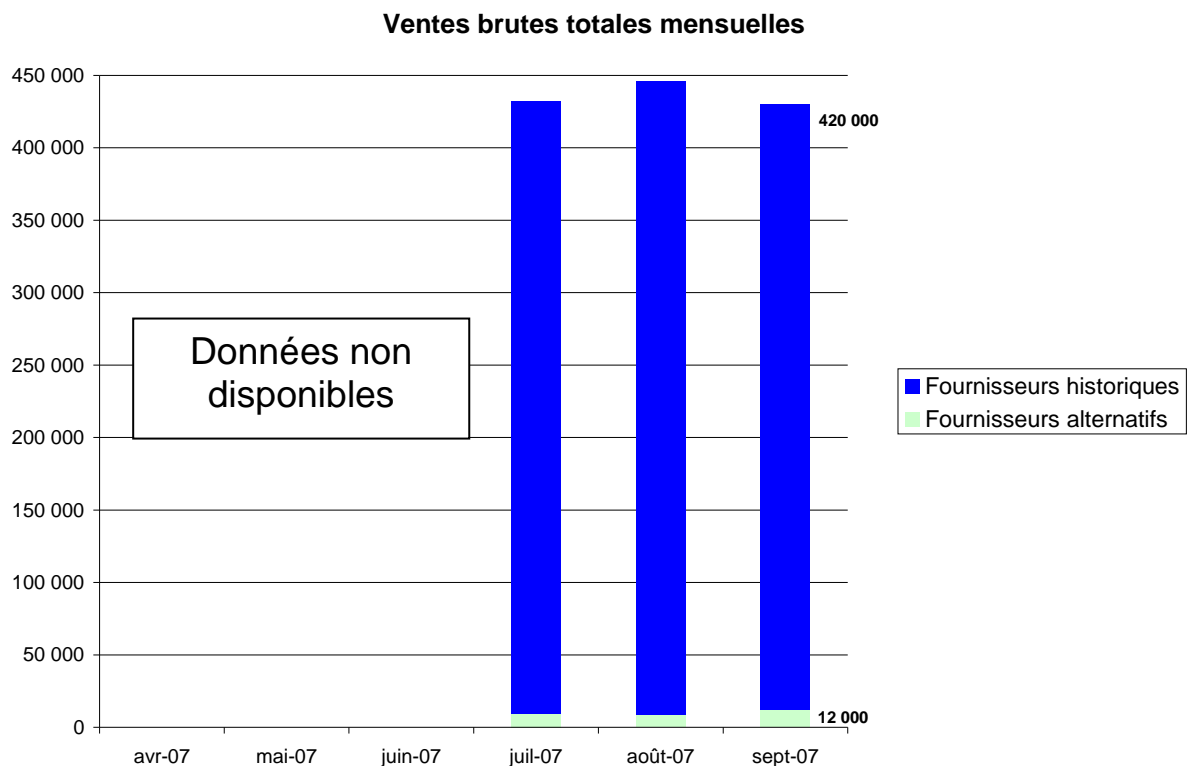
A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

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	
	T3 2007	T2 2007	T3 2007	T2 2007
Ventes brutes totales	1 160 000	-	150 000	142 000 ⁵
• Dont ventes brutes des fournisseurs alternatifs	5 000	-	26 000	29 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	0,4%	-	17%	20%

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

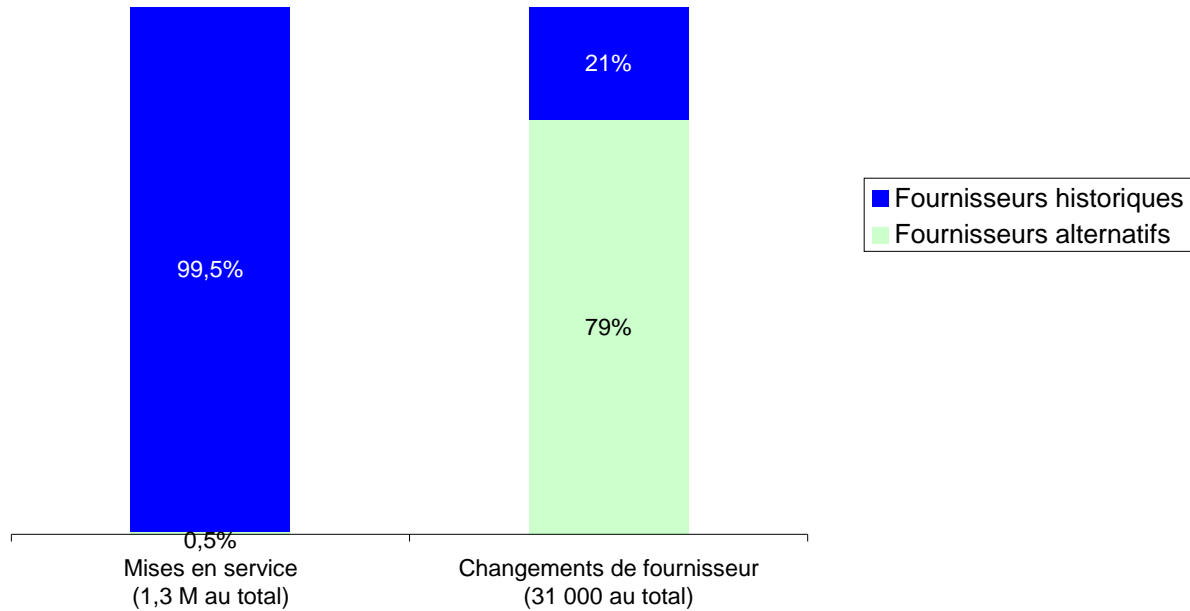
B. Ventes brutes des trimestres écoulés



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

⁵ Pas de données disponibles au 2^{ème} trimestre pour les sites non résidentiels des réseaux de distribution de Gaz et Electricité de Grenoble, Electricité de Strasbourg, Usine d'Electricité de Metz et SICAE de l'Oise.

Répartition des ventes brutes par type de fournisseur au cours du 3^{ème} trimestre 2007



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

Exemple de lecture : au cours du 3^{ème} trimestre 2007, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 0,5% des 1 300 000 mises en service effectuées.

Le marché de gros de l'électricité

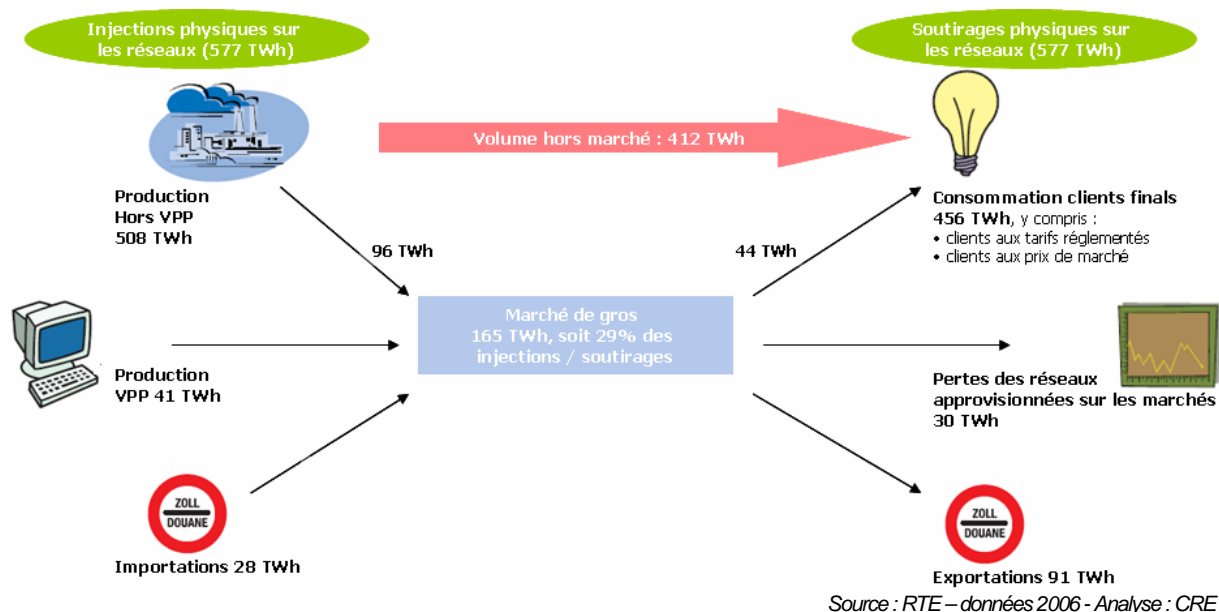
1. Introduction

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 GRD EDF
- 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.

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 en 2006. 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.



Ce schéma fait désormais apparaître la part des injections / soutirages physiques qui ont donné lieu à un achat ou une vente sur le marché de gros, soit 165 TWh en 2006. Dans les précédents numéros de l'Observatoire des marchés, était indiqué le volume des livraisons déclarées par les acteurs auprès de RTE sous forme d'échanges de blocs. Ce volume était supérieur (303 TWh), un même volume d'énergie pouvant faire l'objet de plusieurs échanges de blocs successifs entre son injection et son soutirage physique.

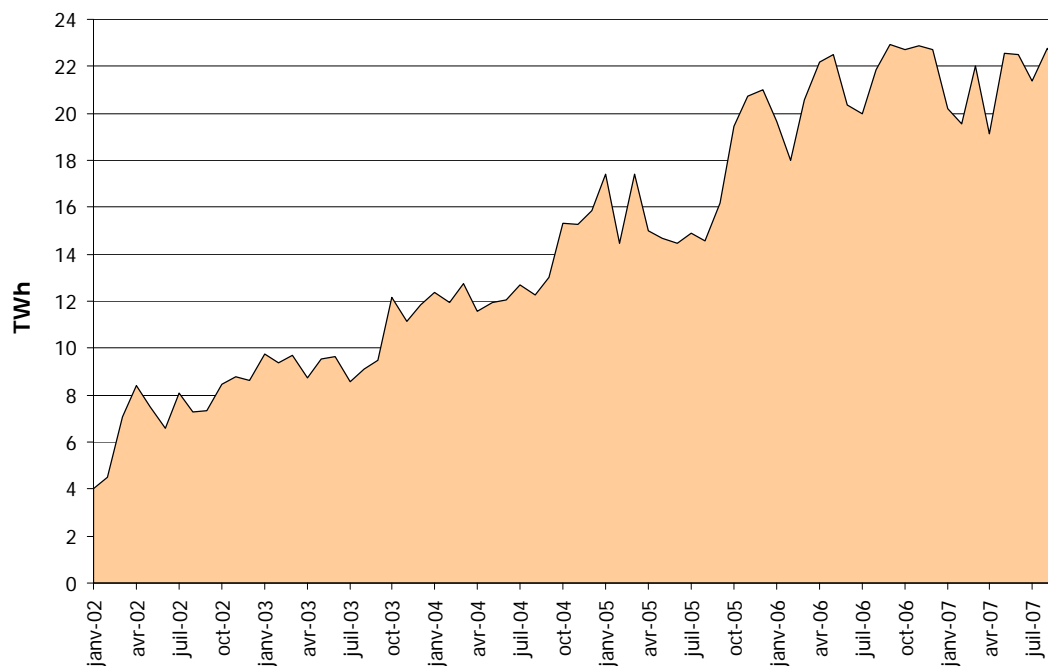
2. Activité sur le marché de gros français

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 entres acteurs résultant de transactions de gré à gré.

Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré



Source : RTE – Analyse : CRE

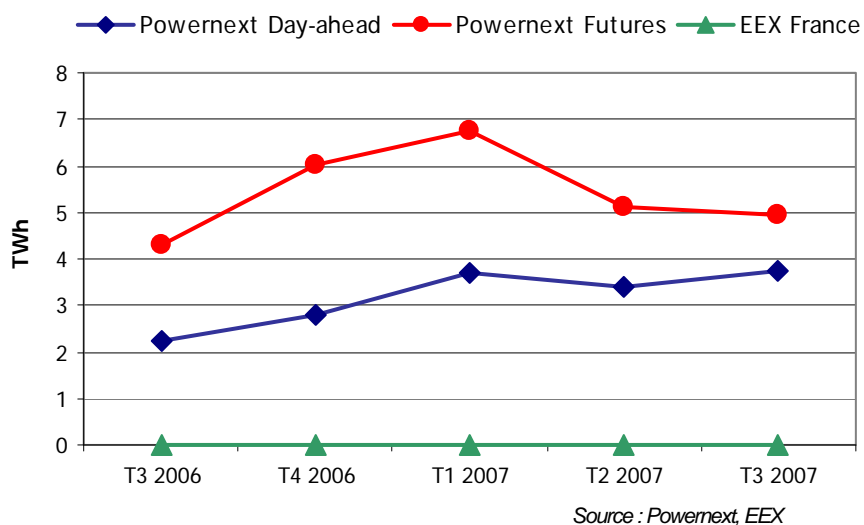
Ce graphique fait désormais apparaître exclusivement les livraisons résultant de transactions de gré à gré. L'activité sur les marchés organisés fait l'objet d'un développement spécifique dans la section suivante de l'Observatoire des marchés.

Le volume des livraisons sur le marché de gré à gré, à 66,1 TWh au 3^{ème} trimestre 2007, a augmenté de 3% par rapport au trimestre précédent et de 2% par rapport à la même période l'année précédente. Il a représenté environ 65% de la consommation nationale au troisième trimestre 2007, contre 61% au deuxième trimestre 2007.

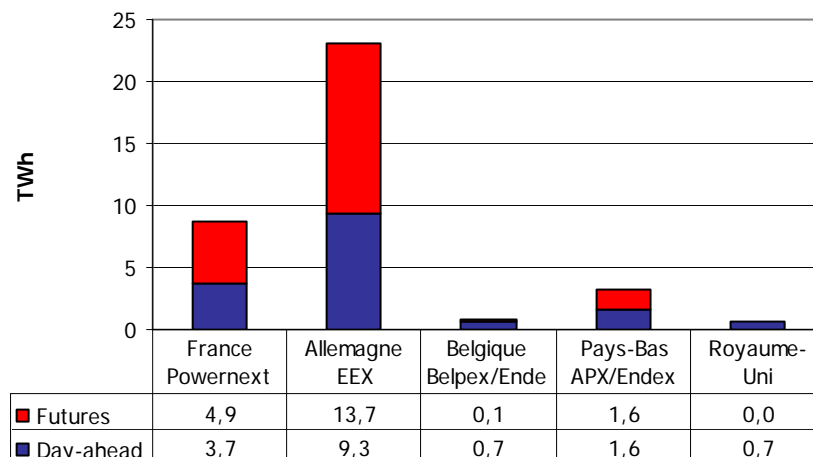
B. Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Le volume échangé sur Powernext au 3^{ème} trimestre 2007 a augmenté de 10% sur le marché *day-ahead* et baissé de 4% sur le marché *futures* par rapport au trimestre précédent. Il a augmenté de 67% sur le marché *day-ahead* et de 15% sur le marché *futures* par rapport à la même période l'année précédente. Aucun produit *futures* n'a été traité sur EEX France au cours du trimestre.

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



Volumes moyens mensuels des transactions sur les principaux marchés organisés européens (hors marchés obligatoires ou quasi-obligatoires) - troisième trimestre 2007 -



Source : Powernext, EEX, Belpex, Endex, APX

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

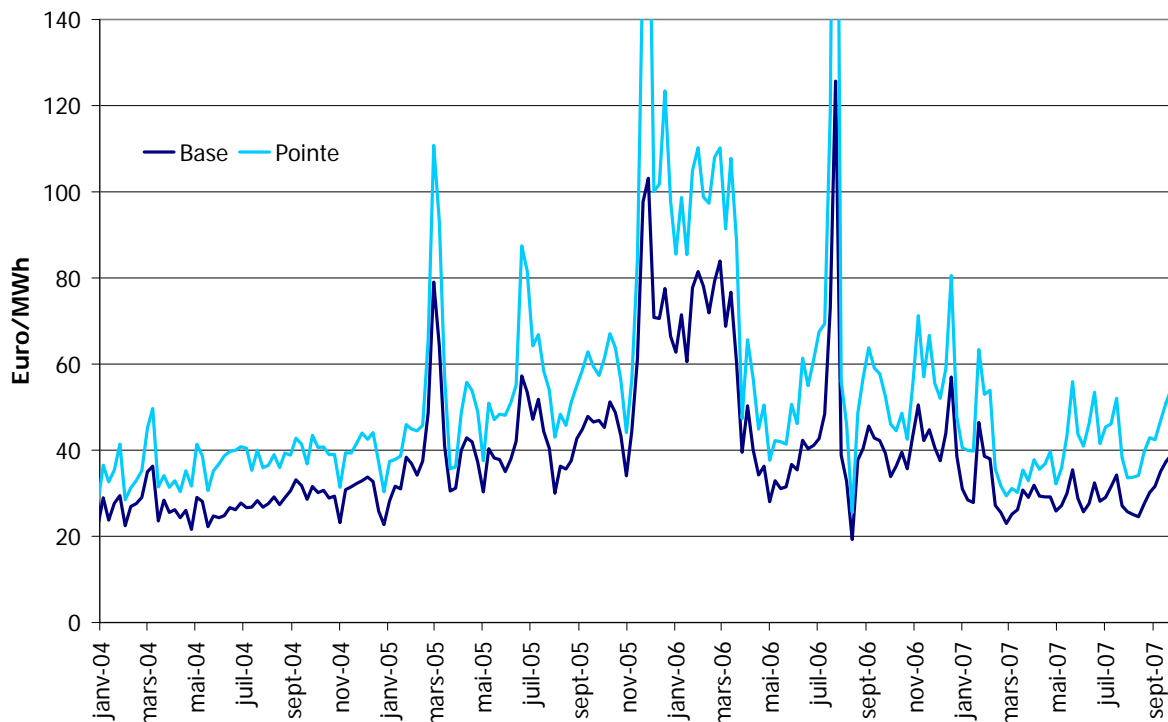
Les prix des transactions bilatérales sur l'OTC n'étant pas publics, cette section porte sur les bourses de l'électricité uniquement.

A. Prix day-ahead

Les prix *day-ahead* en base cotés sur Powernext ont affiché une moyenne de 30,50 €/MWh au troisième trimestre 2007. Ils ont augmenté de 4% par rapport au trimestre précédent et baissé de 37% par rapport à la même période de l'année 2006.

Les prix *day-ahead* en pointe cotés sur Powernext ont affiché une moyenne de 43,13 €/MWh au troisième trimestre 2007. Ils ont augmenté de 3% par rapport au trimestre précédent, et baissé de 43% par rapport à la même période de l'année 2006.

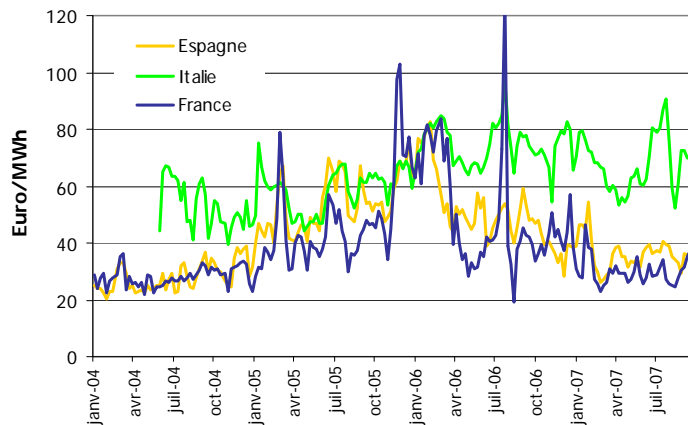
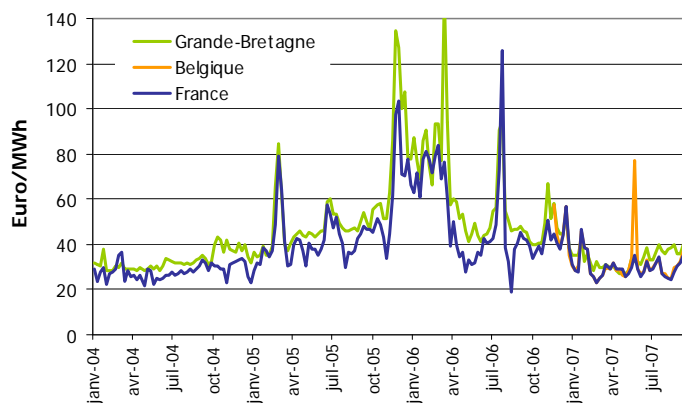
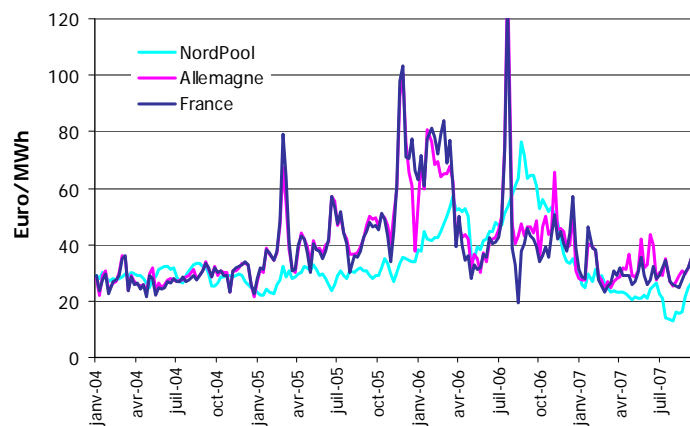
Prix *day-ahead* sur Powernext
- moyennes hebdomadaires -



Sources : PWX, EEX – Analyse : CRE

Les prix *day-ahead* français en base du troisième trimestre 2007 étaient inférieurs en moyenne trimestrielle aux prix des principales bourses européennes, à l'exception du NordPool. Le différentiel entre les prix *day-ahead* allemands et français s'est nettement réduit.

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



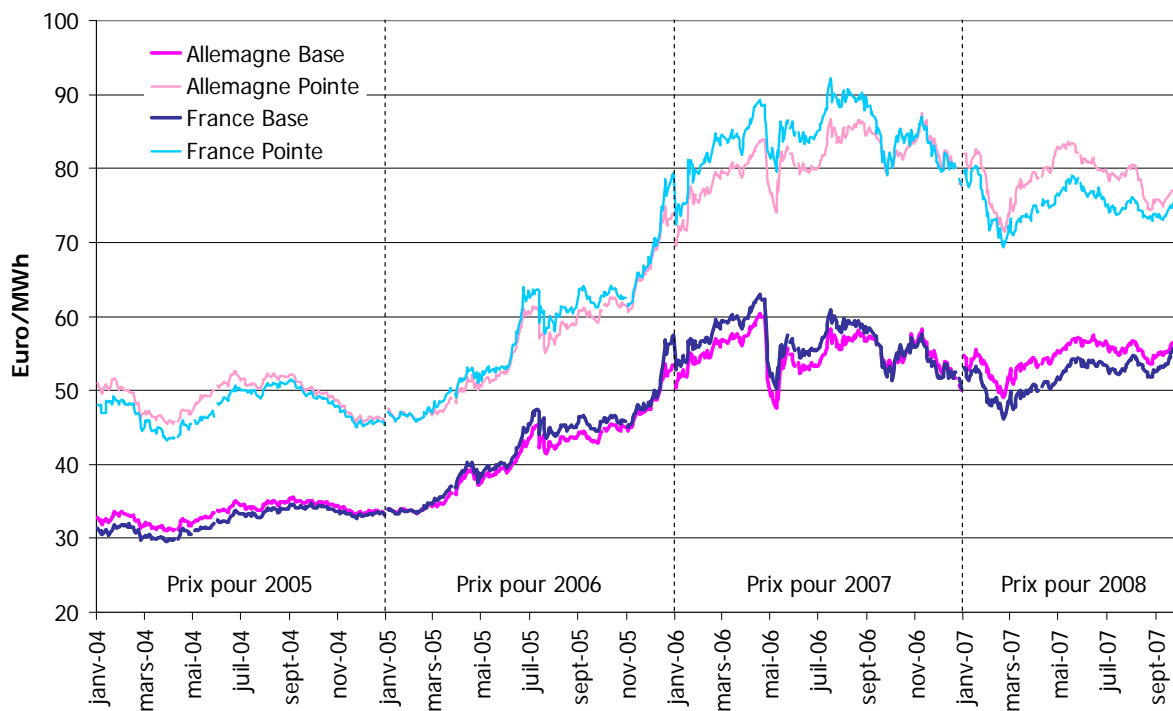
Sources : Powemext, EEX, Belpex, Omel, NordPool, Ipx – Analyse : CRE

B. Prix futures

Le prix *futures* annuel (Y+1) au troisième trimestre 2007 en base sur Powernext a augmenté de presque 5% au cours du trimestre, s'établissant à 55,7 €/MWh fin septembre.

Les prix en France sont restés moins élevés qu'en Allemagne. En revanche, le différentiel de prix entre les deux pays s'est réduit, s'élevant à 2 €/MWh en moyenne trimestrielle en base et à 3 €/MWh en pointe.

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

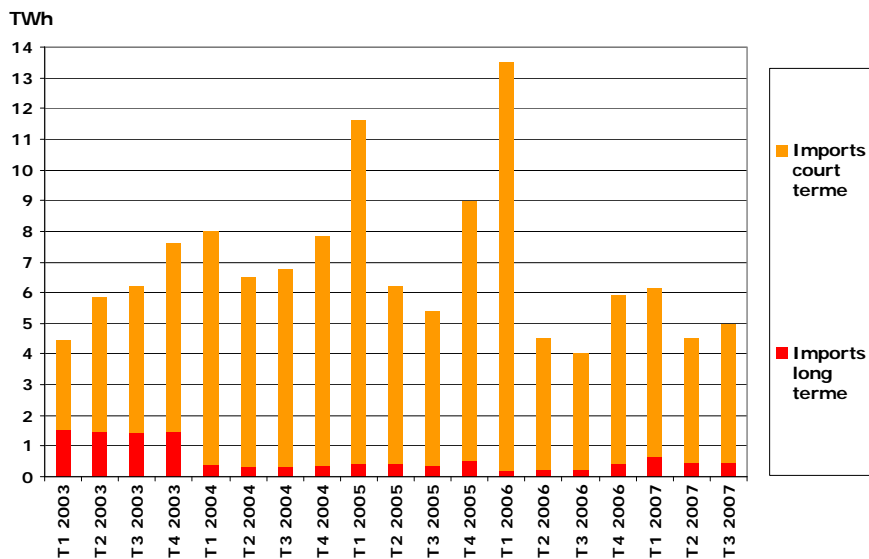


Sources : Powernext, EEX

4. Volumes d'imports/exports

Les importations ont augmenté de 10% au troisième trimestre 2007 par rapport au trimestre précédent, et de 24% par rapport au même trimestre l'année précédente.

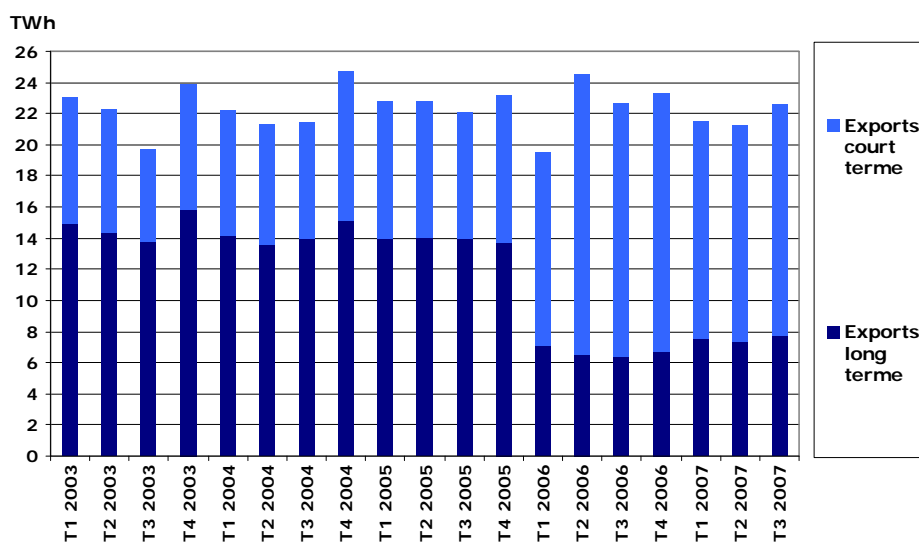
Somme des importations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

Les exportations ont augmenté de 7% au troisième trimestre 2007 par rapport au trimestre précédent. Elles étaient au même niveau que celles observées pendant la même période l'année précédente.

Somme des exportations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

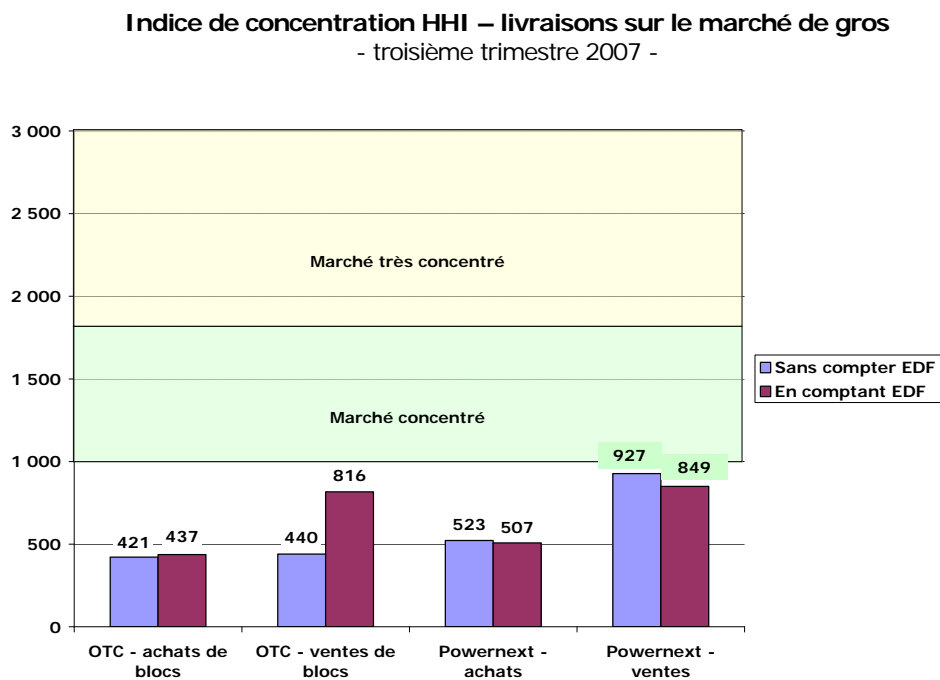
5. Concentration du marché français de l'électricité

A la fin du troisième trimestre 2007, 114 responsables d'équilibre sont présents sur le marché de gros français, soit 4 de plus qu'au trimestre précédent. 65 responsables d'équilibre étaient présents sur Powernext *Day-Ahead* et 37 sur Powernext *Futures*. Powernext a accueilli 9 nouveaux membres sur son marché *Day-Ahead* et 8 nouveaux membres sur son marché *Futures*.

A. Concentration des différents segments du marché de gros français

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)⁶ 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 2007, les achats et ventes sur le marché OTC ainsi que les achats et les ventes sur Powernext sont restés des segments de marché assez peu concentrés, que le groupe EDF soit pris en compte ou non.



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).

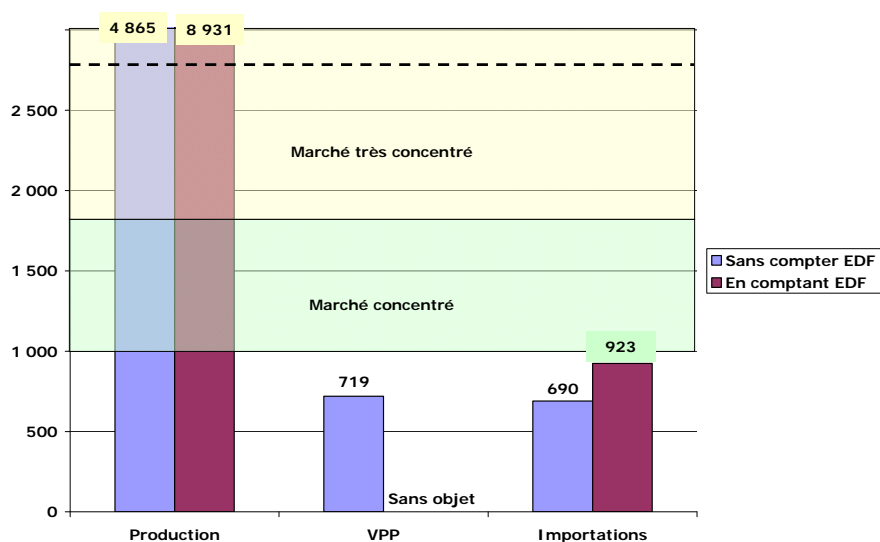
⁶ L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur 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.

Parmi les injections, la production est particulièrement concentrée, qu'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.

Indice de concentration HHI – injections

- troisième trimestre 2007 -

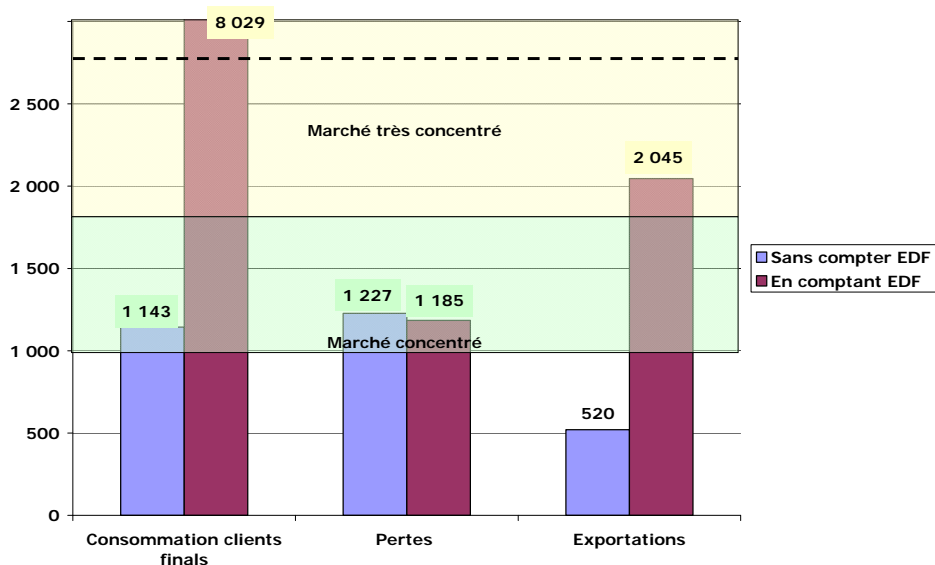


Source : RTE – Analyse : CRE

La vente aux clients finals et les exportations sont quant à elles particulièrement concentrées lorsque EDF est pris en compte, mais apparaissent comme des segments de marché beaucoup moins concentrés lorsque EDF n'est pas pris en compte. Enfin, le marché des pertes est concentré, quoique dans une moindre mesure, avec ou sans EDF.

Indice de concentration HHI – soutirages

- troisième trimestre 2007 -



Source : RTE – Analyse : CRE

Le marché du gaz

Le marché de détail du gaz

1. Introduction

L'ouverture du marché français du gaz⁷ a connu plusieurs étapes :

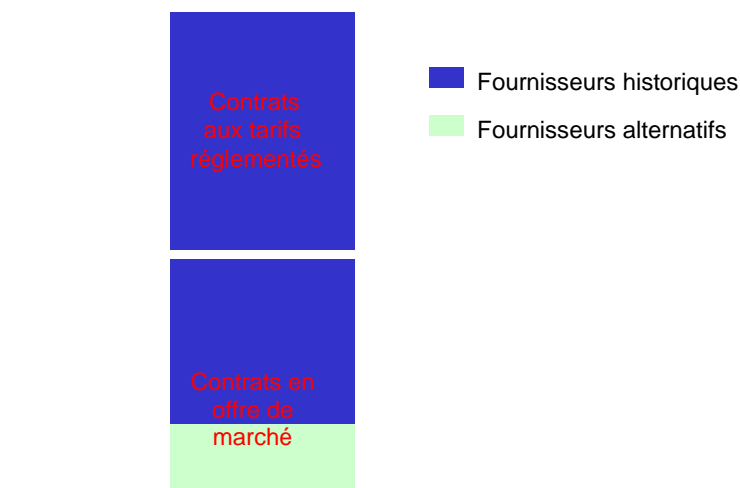
- à partir d'août 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 237 GWh et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quel que soit leur niveau de consommation annuelle,
- à partir d'août 2003, éligibilité de tous 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 2007, 11,5 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 517 TWh⁸.

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-



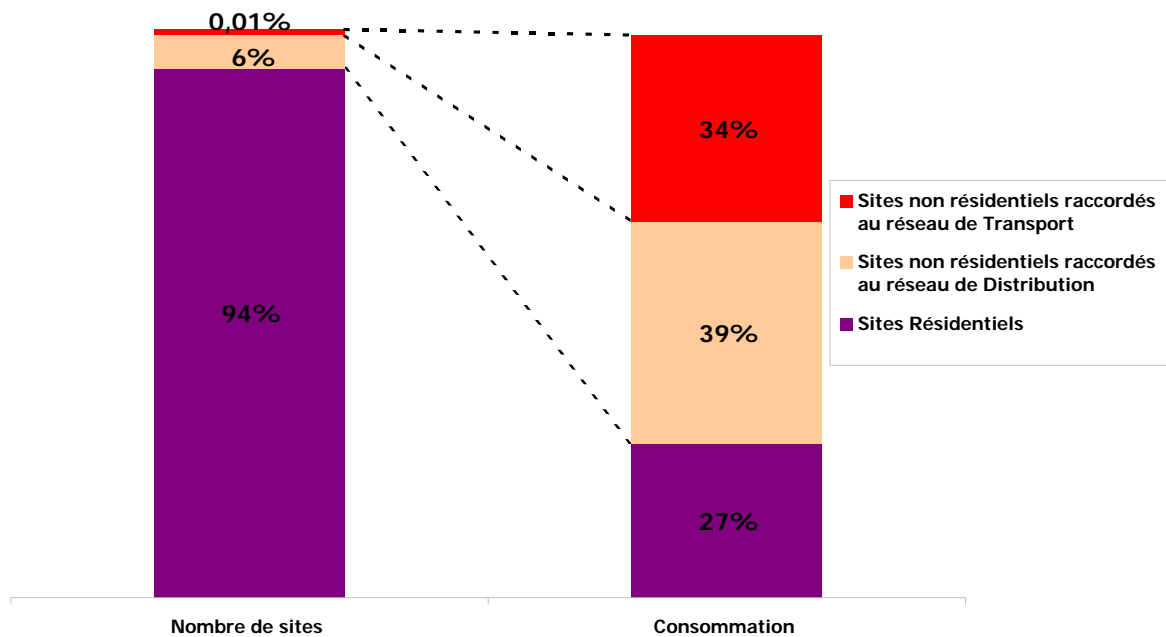
Les principales sources d'information de l'observatoire sont les gestionnaires de réseaux de transport (GRTgaz, Total Infrastructures Gaz France), les 4 principaux gestionnaires de réseaux de distribution (Gaz de France-Réseau Distribution, Régaz, Gaz de Strasbourg et Gaz et Electricité de Grenoble) et les principaux fournisseurs historiques (Gaz de France, Tegaz, Gaz de Strasbourg, Gaz de Bordeaux).

⁷ Gaz naturel, hors grisous, gaz industriels et réseaux de GPL.

⁸ Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité à la consommation des clients raccordés aux principaux gestionnaires de réseaux qui représente 516 TWh.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif

Typologie des sites



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Le marché se divise en trois segments :

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

3. Etat des lieux au 30 septembre 2007

A. Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

A partir de l'observatoire du 3^{ème} trimestre, les données sont publiées au dernier jour de chaque mois, et non plus au 1^{er} jour du mois suivant. Par ailleurs, les données en nombre de sites et en consommation du 2^{ème} trimestre ont été actualisées au cours du 3^{ème} trimestre.

Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 septembre 2007	Au 30 juin 2007	Au 30 septembre 2007	Au 30 juin 2007
Nombre total de sites	10 700 000	10 700 000	677 000	671 000
• dont sites en offre de marché	13 300	-	143 000	130 000
• dont sites alimentés par un fournisseur alternatif	6 200	-	62 000	56 500
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	0,06%	-	9,2%	8,4%

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

Au 30 septembre 2007, le nombre de sites en offre de marché sur l'ensemble du marché français s'élève à 156 300, dont 13 300 sites résidentiels. La part de marché des fournisseurs alternatifs continue à progresser sur les sites non résidentiels.

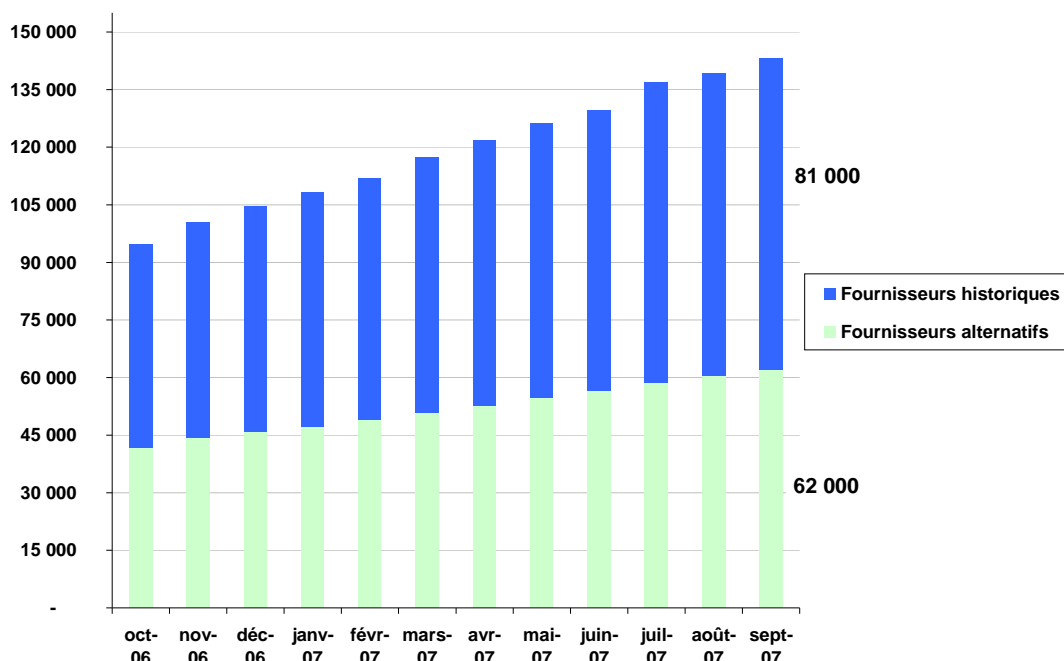
Synthèse en consommation

Situation (en consommation)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 septembre 2007	Au 30 juin 2007	Au 30 septembre 2007	Au 30 juin 2007
Consommation totale des sites	141 TWh	141 TWh	375 TWh	370 TWh
• dont sites en offre de marché	0,2 TWh	-	210 TWh	206 TWh
• dont sites alimentés par un fournisseur alternatif	0,09 TWh	-	60 TWh	67 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	0,06%	-	16 %	18 %

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

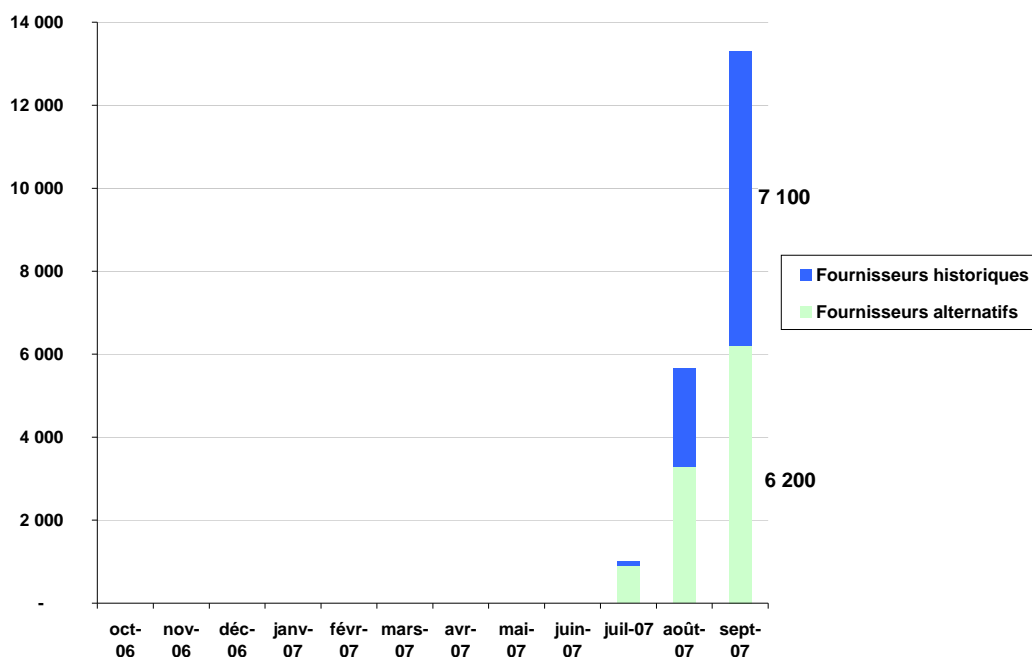
B. Evolution du nombre de sites en offre de marché

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



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

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

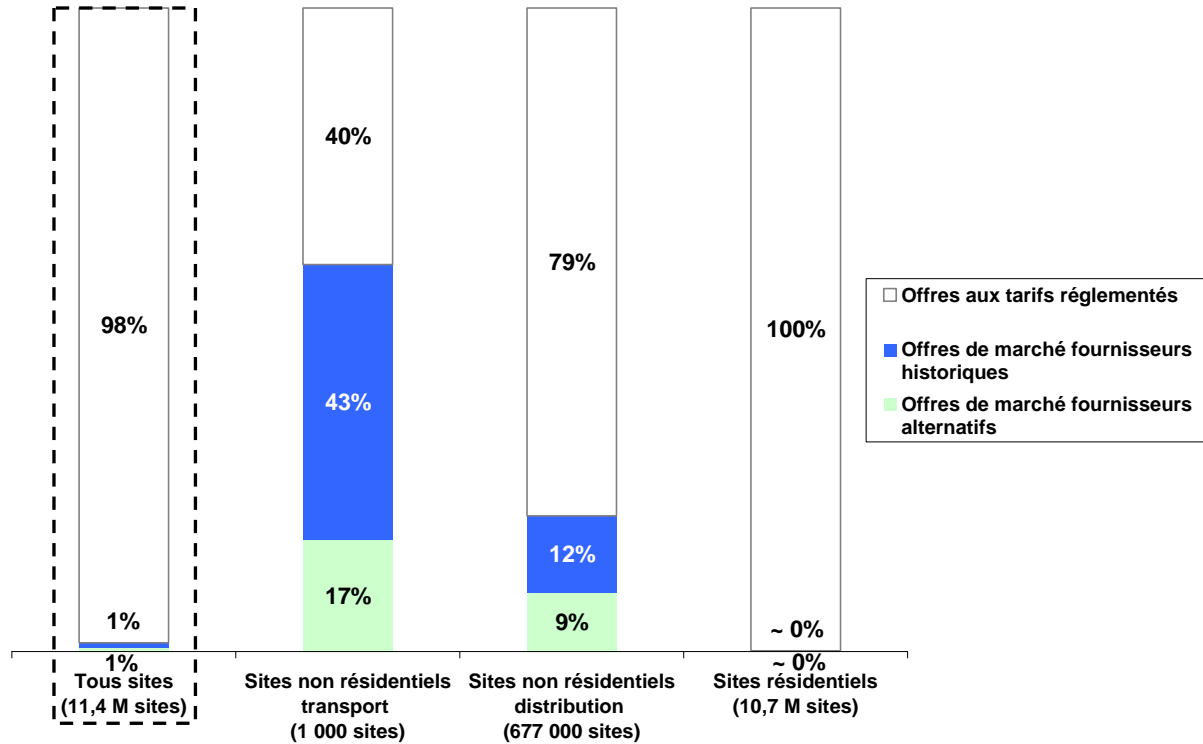


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 septembre 2007, 156 300 sites ont choisi une offre de marché auprès d'un fournisseur historique ou alternatif, dont 13 300 sites résidentiels.

C. Parts de marché en nombre de sites au 30 septembre 2007

Répartition des sites par type d'offre au 30 septembre 2007

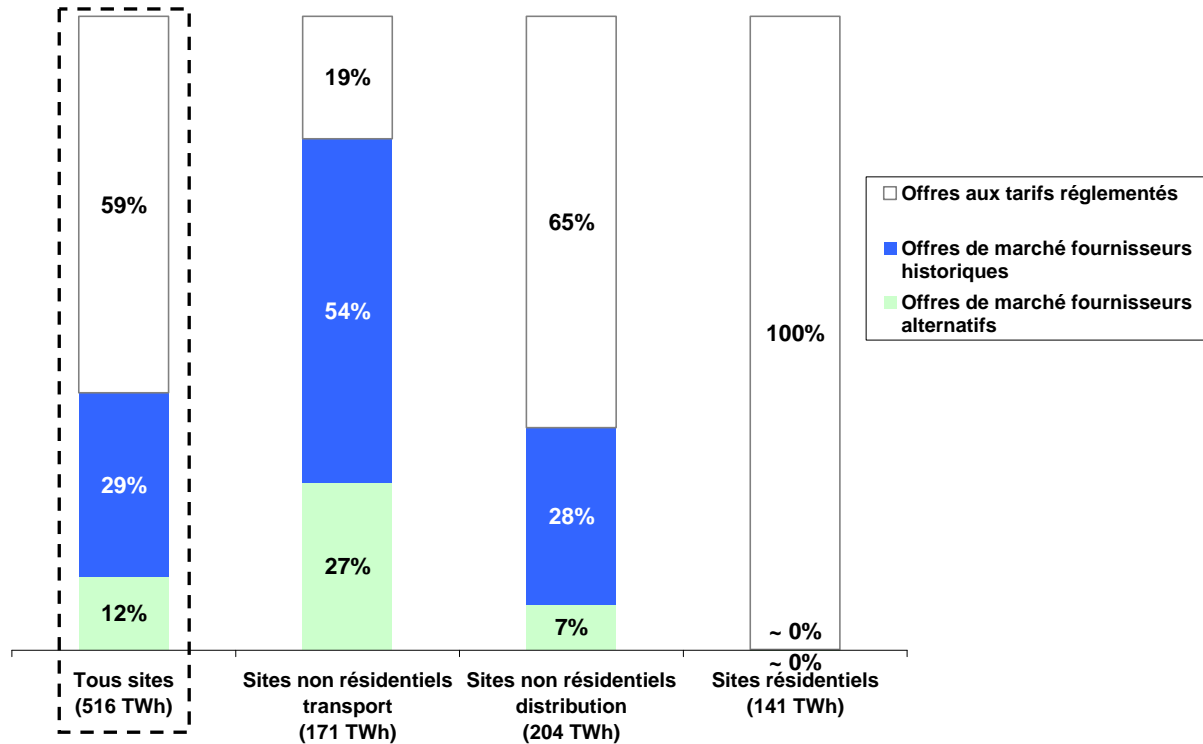


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 septembre 2007, environ 2% des sites sont en offre de marché. Parmi eux, la moitié ont fait le choix d'un fournisseur alternatif.

D. Parts de marché en consommation au 30 septembre 2007

Répartition des consommations par type d'offre au 30 septembre 2007

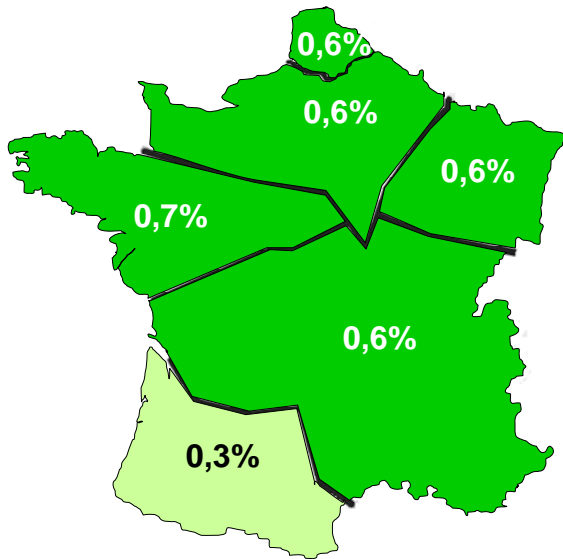


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

E. Analyse par zone géographique

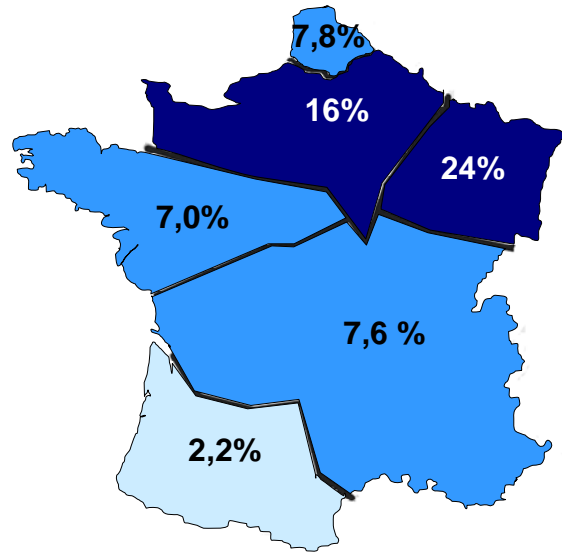
**Parts de marché des fournisseurs alternatifs par zone d'équilibrage⁹
au 30 septembre 2007**

- en nombre de sites -



- Part de marché < 0,5%
- Part de marché comprise entre 0,5 et 1%
- Part de marché > 1%

- en consommation -



- Part de marché < 5%
- Part de marché comprise entre 5 et 10%
- Part de marché > 10%

Sources : GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au 30 septembre 2007, dans la zone Sud-ouest, 0,3% des sites et 2,2% de la consommation sont en offre de marché chez un fournisseur alternatif.

⁹ Cf. Glossaire en fin de document.

F. Fournisseurs alternatifs actifs au 30 septembre 2007

Liste des fournisseurs actifs¹⁰ qui ont souhaité figurer sur la liste des fournisseurs publiée par la CRE¹¹

	Sites non résidentiels Transport	Sites non résidentiels distribution	Sites résidentiels
Altergaz	●	●	●
Distrigaz SA	●	●	
EDF	●	●	●
ENI S.p.A	●	●	
Eon Ruhrgas	●	●	
Gas Natural	●	●	
Gaz de Paris (Delostal et Thibault SA)		●	
Gazprom Marketing & Trading	●	●	
Iberdrola	●		
Poweo		●	●
Soteg	●	●	
Wingas	●		

Sources : GRT, GRD, CRE – Analyse : CRE

Au 30 septembre 2007, 3 fournisseurs alternatifs proposent des offres aux clients résidentiels.

Pour mémoire, 24 fournisseurs historiques sont présents sur le territoire français : Gaz de France, Tegaz (Total Energie Gaz) et 22 entreprises locales de distribution.

¹⁰ Un fournisseur est dit actif s'il possède au moins un site dans son portefeuille.

¹¹ Les listes de fournisseurs publiées par la CRE sont élaborées à partir des renseignements adressés volontairement par les fournisseurs. Les fournisseurs qui n'ont pas souhaité figurer sur les listes de fournisseurs publiées par la CRE ne sont pas cités.

4. Analyse en dynamique : 3^{ème} trimestre 2007

Le GRD Gaz de France n'ayant pas transmis d'éléments suffisamment complets sur les ventes brutes du fournisseur Gaz de France, la CRE n'est en mesure de publier des données que sur les ventes brutes des fournisseurs alternatifs.

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 et au tarif réglementé, mesurent l'efficacité commerciale du fournisseur en termes d'acquisition de nouveaux sites.

	Résidentiels		Non résidentiels	
	T3 2007	T2 2007	T3 2007	T2 2007
AU COURS DU TRIMESTRE : (en nombre de sites)				
Ventes brutes totales	<i>n.d</i>	-	<i>n.d</i>	-
• dont ventes brutes des fournisseurs alternatifs	5 200	-	8 500	-
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des ventes brutes du segment	<i>n.d</i>	-	<i>n.d</i>	-

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Le marché de gros du gaz

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

La France et les autres pays d'Europe continentale s'approvisionnent principalement par le biais de contrats à long terme (de 15 à 25 ans) passés entre les sociétés nationales des pays producteurs (Gazprom, Sonatrach, Statoil, Gasunie...) et les fournisseurs historiques. Les prix du gaz dans le cadre de ces contrats à long terme évoluent principalement en fonction de celui des produits pétroliers (fioul domestique et fioul lourd) avec un retard de trois à six mois. En 2006, environ 86% du gaz importé en France était acheté dans le cadre de contrats à long terme (Russie : 19%, Algérie : 19%, Norvège : 34%, Pays-Bas : 22%, Egypte : 6%¹²).

En complément, un marché de gros, ou marché *spot* du gaz se développe en Europe, mais seul le NBP, en Grande-Bretagne, traite de volumes significatifs de gaz. Il fournit les prix directeurs pour les marchés d'Europe continentale, qui sont encore embryonnaires et ne représentent qu'une part très faible des approvisionnements totaux ; les marchés de Zeebrugge en Belgique et le TTF aux Pays-Bas sont les plus développés.

¹² Chiffres issus de « Gaz naturel en France : *Les principaux résultats en 2006*, DGEMP / Observatoire de l'énergie, mai 2007

Flux au Royaume-Uni

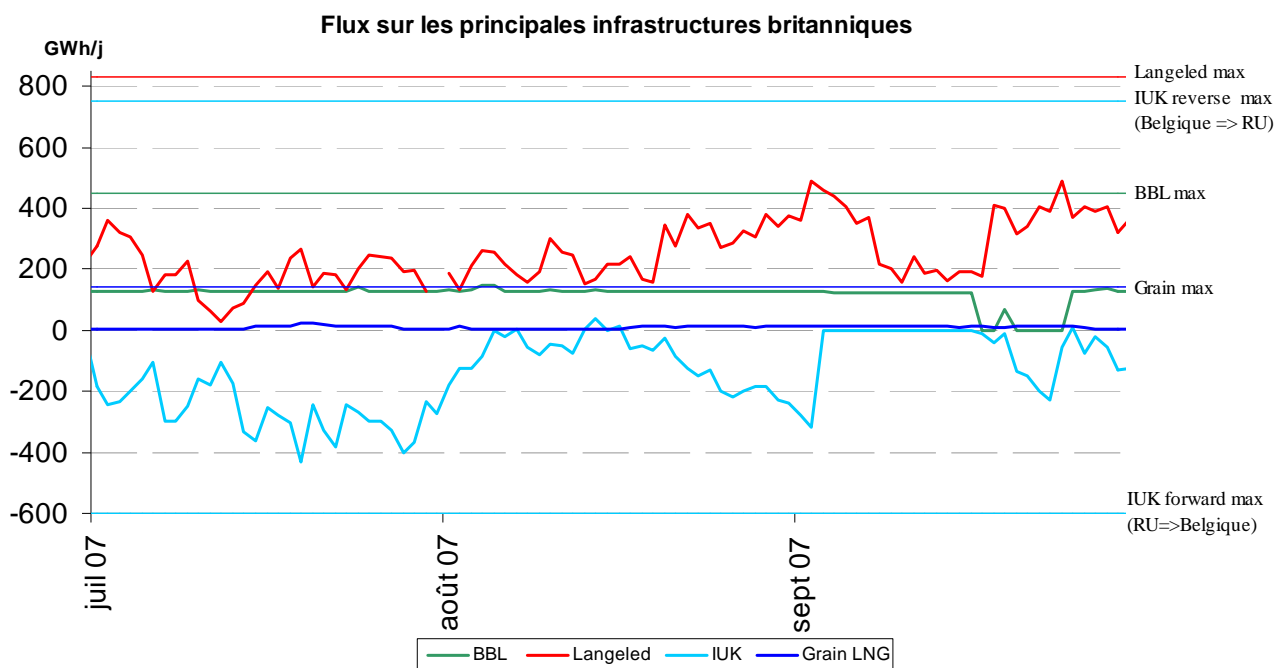
Les conditions d'approvisionnement et les flux de gaz au Royaume-Uni influencent directement les prix au NBP.

Gazoduc BBL : Depuis sa mise en service fin novembre 2006, les flux de gaz sur le BBL (en direction du Royaume-Uni) sont stables et correspondent au contrat long terme de 8 Gm³/an signé entre Centrica et GasTerra, dont 5 Gm³ en hiver.

Gazoduc Langeled : Les flux sur Langeled demeurent très volatils, s'élevant à 200 GWh/j début juillet pour finir à 370 GWh/j fin septembre, après avoir dépassé les 500 GWh/j à deux reprises entretemps.

Gazoduc Interconnector : Les flux sur l'Interconnector ont été en mode *forward* (Royaume-Uni vers Belgique) tout au long du troisième trimestre, sauf quelques jours en août. Les flux entre le Royaume-Uni et la Belgique par le biais de l'Interconnector sont en partie corrélés avec ceux du Langeled : lorsque ces derniers sont élevés, les exportations vers le continent via l'Interconnector sont élevées.

LNG : Le terminal de Grain et l'infrastructure LNG *offshore* de Teeside n'ont pas reçu une seule livraison au cours du troisième semestre 2007, du fait des prix au NBP inférieurs aux prix nord-américain et japonais.

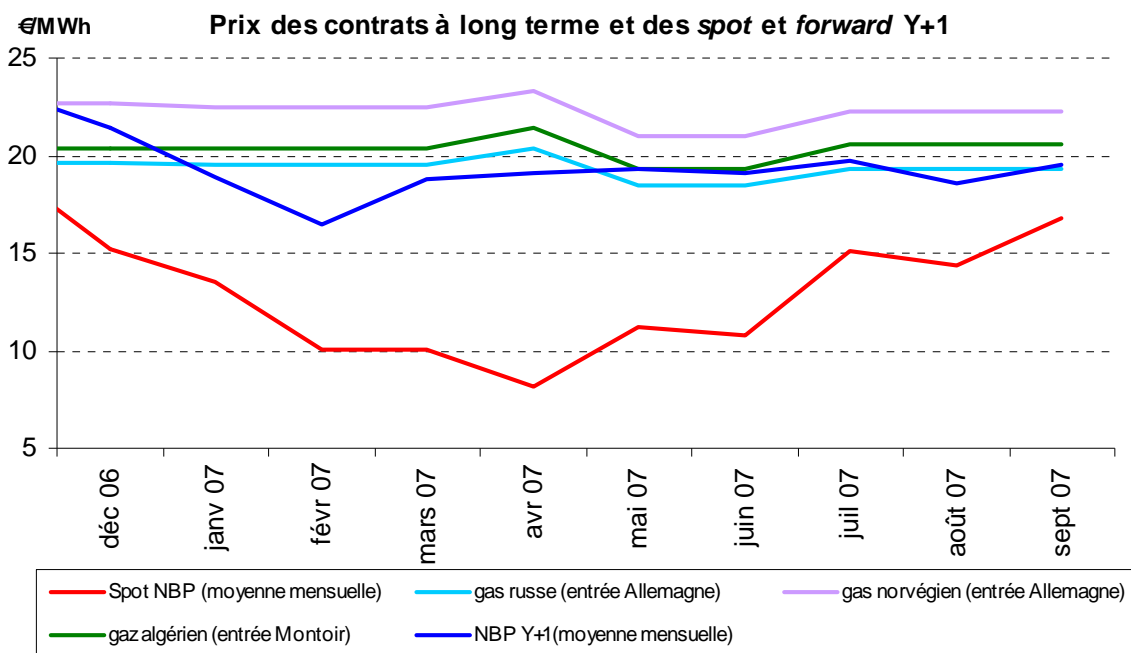


Source : National Grid

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

Les prix des contrats à long terme de gaz se sont stabilisés à un niveau élevé depuis avril 2006. En septembre 2007, les prix de trois contrats à long terme pertinents pour l'approvisionnement français en gaz s'élèvent respectivement à :

- 19,35 €/MWh pour le gaz russe entrée Allemagne (Waidhaus),
- 20,55 €/MWh pour le GNL algérien entrée Montoir,
- 22,3 €/MWh pour le gaz norvégien entrée Allemagne (Emden).



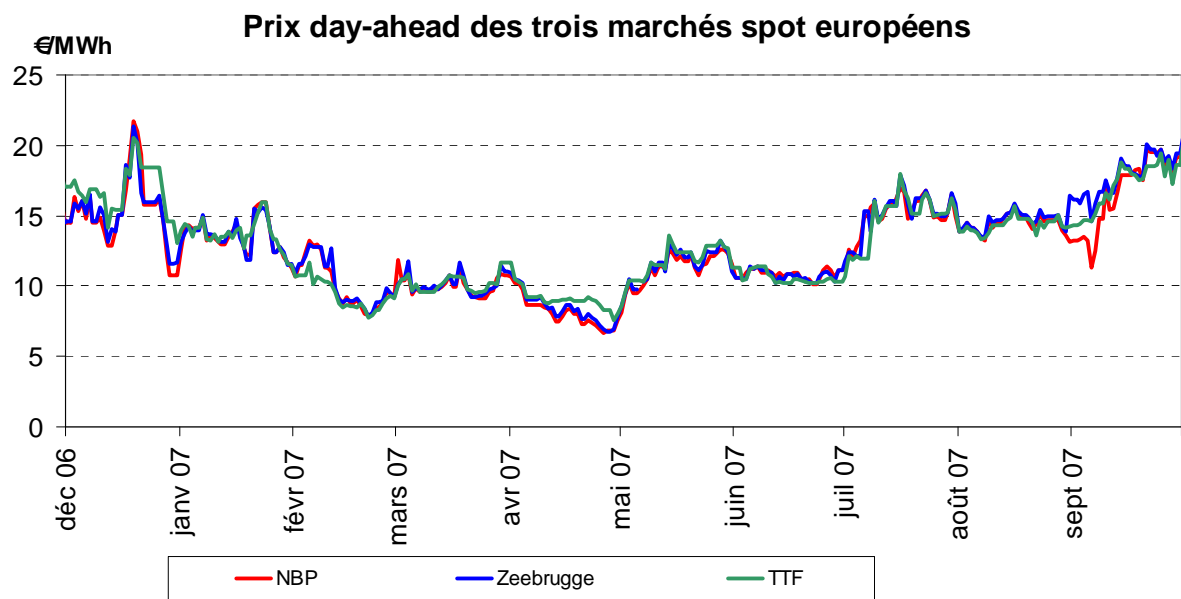
Sources : Heren pour les prix des contrats à long terme et Argus pour les prix *spot* et *forward*

Au cours du troisième trimestre 2007, les prix *spot* NBP ont continué à se rapprocher des prix des contrats à long terme continentaux, et les ont même dépassés fin septembre. En moyenne mensuelle, l'écart de prix en septembre entre les contrats long terme et le prix *spot* NBP atteint 2,6 à 5,5 €/MWh. Les prix *forward* Y+1 au NBP ont légèrement augmenté au cours du troisième trimestre 2007 et se situent juste au dessous des prix des contrats à long terme fin septembre.

Prix des 3 marchés *spot* européens

Fin avril 2007, les prix *day ahead* des trois marchés européens ont atteint leur prix plancher aux alentours de 7 €/MWh. Depuis, ils n'ont cessé d'augmenter, passant de 11 €/MWh début juillet à 19 €/MWh fin septembre, après une stabilisation aux alentours de 15 €/MWh en août. Cette augmentation continue des prix est essentiellement due à la volatilité croissante des flux de gaz en provenance de Norvège, combinée à l'arrivée de l'hiver.

La moyenne mensuelle des cotations journalières *day-ahead* sur le NBP s'est ainsi élevée à 16,75 €/MWh en septembre, soit une hausse de 55% par rapport au mois de juin 2007.



Note : TTF est peu liquide comparé au NBP et à Zeebrugge

Source : Argus

2. Le marché de gros en France

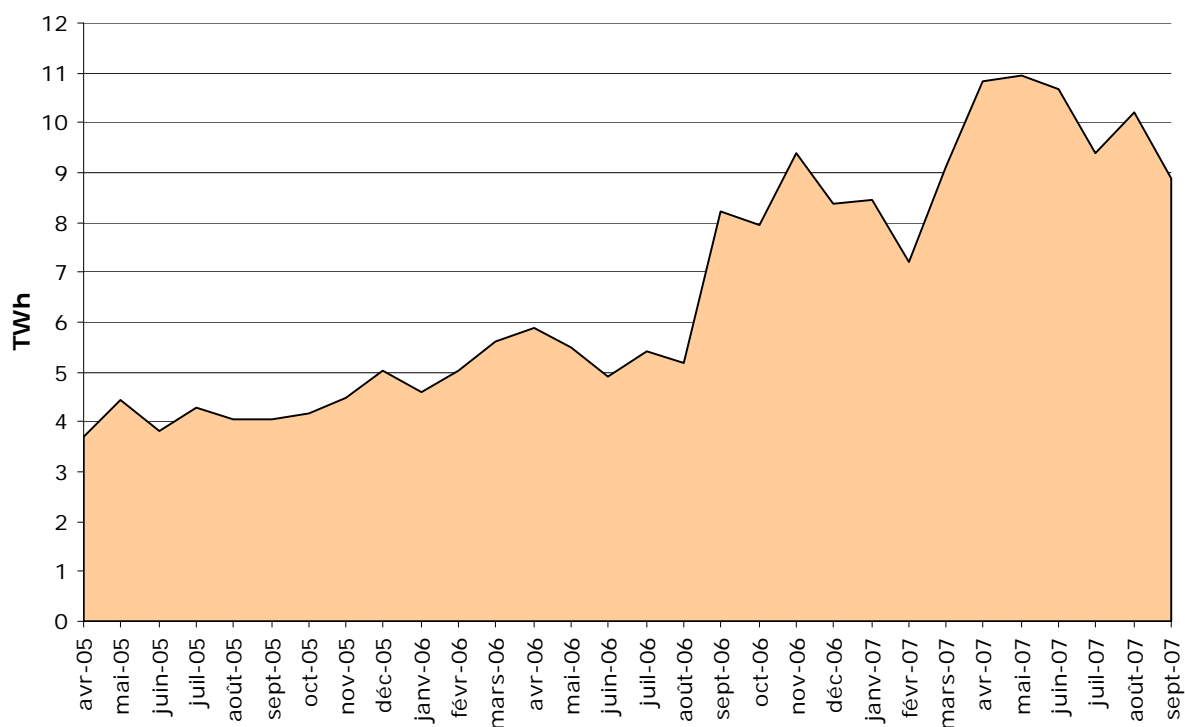
En l'absence de marché organisé du gaz en France, le commerce de gros du gaz s'effectue exclusivement sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plates-formes de trading). Le volume des transactions sur l'OTC n'est pas public.

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 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 troisième trimestre 2007, le marché de gros français a connu une activité en léger recul. En effet, le volume des livraisons nettes de gaz résultant de transactions sur le marché de gré à gré a baissé de 12,2% par rapport au trimestre précédent, mais s'inscrit en hausse de 51,6% par rapport à la même période de l'année précédente. Au cours du dernier trimestre, 28,5 TWh de gaz ont ainsi été échangés.

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 *spot* : 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 leurs filiales. 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 :

- **Spot** : 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)**¹³ : 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).

¹³ « Over the Counter » ou de gré à gré

Fournisseur historique : les fournisseurs historiques regroupent Gaz de France, Tegaz, les Entreprises Locales de Distribution (ELD) et leurs filiales. 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 annuelle pour les sites transport est calculée à partir de la consommation relevée en 2006 et, pour les sites multifournisseurs, la part de la consommation affectée à chaque fournisseur s'effectue au prorata des capacités de transport souscrites.

les consommations annuelles des sites distribution sont les consommations annuelles de référence (CAR) de chaque site mises à jour au 1^{er} janvier 2007.

Nombre de sites : un site multifournisseur est affecté au fournisseur dont la capacité de transport souscrite est la plus élevée.

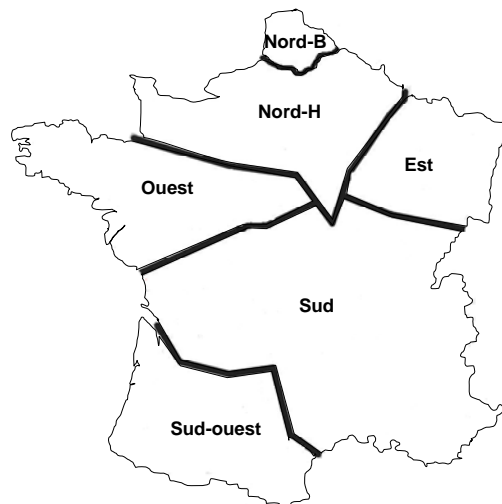
Segments de marché : le marché est divisé en 3 segments :

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

La distinction non résidentiel/résidentiel est établie par les GRD sur la base des données historiques ou sur déclaration des fournisseurs.

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 qui est 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 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.

Electricity and gas market observatory

3rd Quarter 2007

Introduction	3
The electricity market	4
The retail electricity market.....	4
1. Introduction	4
2. Customer segments and their respective weight.....	5
3. Status at September 30 th 2007	6
4. Dynamic analysis: 3 rd Quarter 2007	12
The wholesale electricity market	14
1. Introduction	14
2. Wholesale market activity in France	14
2. Wholesale market activity in France	15
3. Prices on the French wholesale market and European comparison	17
4. Import and export volumes	20
5. Concentration of the French electricity market	21
The gas market	23
The retail gas market	23
1. Introduction	23
2. Customer segments and their respective weight.....	24
3. Status on September 30 th 2007	25
4. Dynamic analysis: 3 rd Quarter 2007	31
The wholesale gas market.....	32
1. Gas pricing and gas markets in Europe.....	32
2. The wholesale market in France.....	36
Electricity and gas market observatories combined glossary	37
Specific electricity market observatory glossary.....	38
Specific gas market observatory glossary	40

Introduction

The purpose of the observatory is to provide the general public with indicators for monitoring market deregulation. It both covers the wholesale and retail electricity and gas markets in Metropolitan France.

This observatory is updated every three months and data are available on CRE website (www.cre.fr).

Since the 1st of July 2007, all customers can choose their gas and electricity suppliers.
The present observatory is including residential customer's statistics.

The electricity market

The retail electricity market

1. Introduction

The deregulation of the French electricity market took place in several stages:

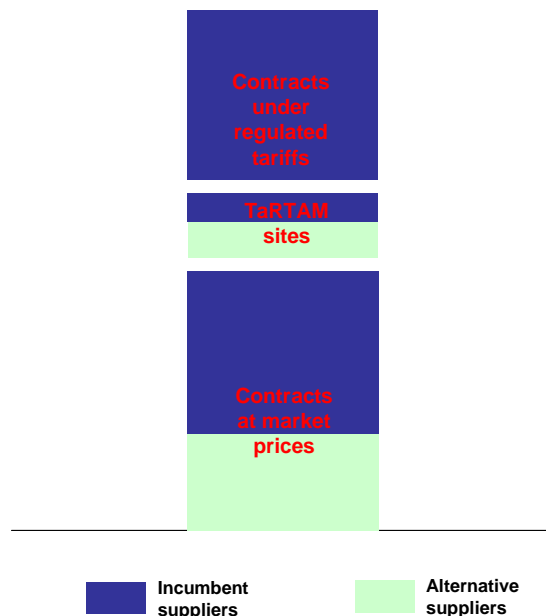
- In June 2000, all sites with annual electricity consumption over 16 GWh became eligible.
- In February 2003, all sites with annual electricity consumption over 7 GWh became eligible.
- In July 2004, all companies and local government agencies became eligible.
- In July 2007, all customers became eligible, including residential customers.

The French retail market represents 34 million sites¹, which accounts for 431² TWh annual electricity consumption.

Each client has the choice between three types of contracts:

- Contracts under regulated tariffs (offered by incumbent suppliers only)
- Contracts at market prices (offered by incumbent suppliers and alternative suppliers)
- TaRTAM Contracts. A client has access to this kind of contract provided he has previously subscribed a contract at market price.

Distribution of electricity contracts
-illustrative diagram -

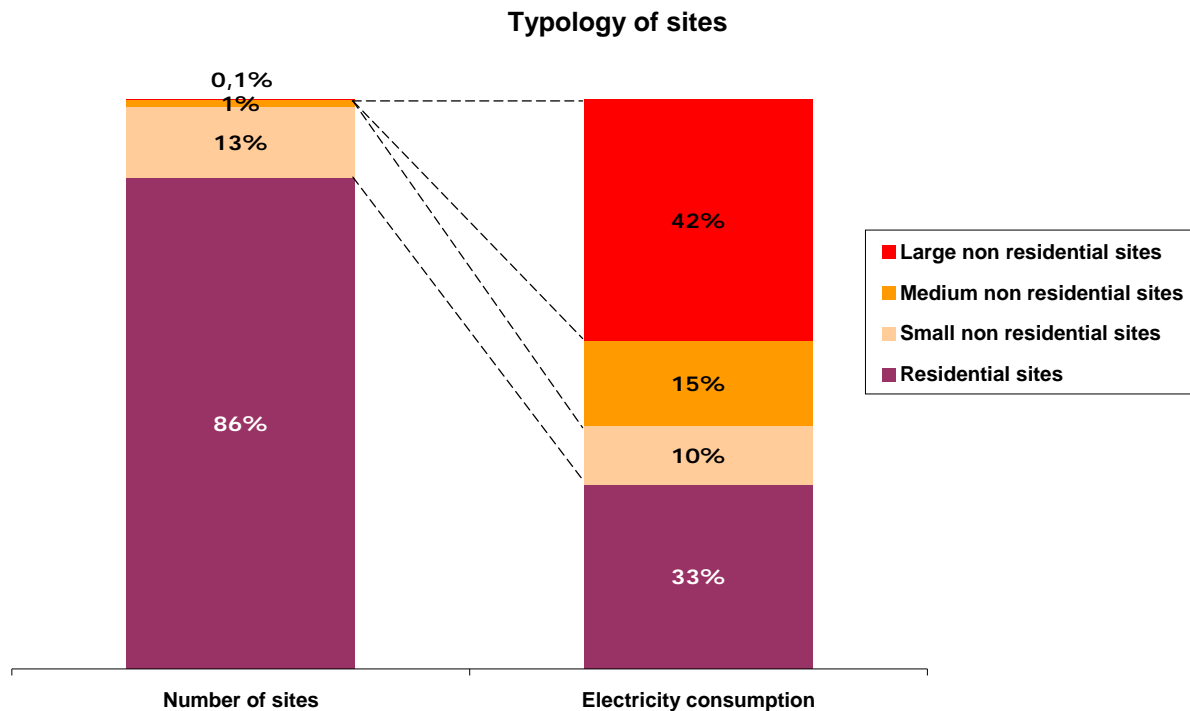


¹ Excluding non-interconnected territories

² In the rest of the document, the study boundaries are shortened to the customers linked to the main distribution system operators, which represents 425 TWh.

The data sources of the observatory originate from the incumbent suppliers, RTE and from the seven largest distribution system operators : EDF Réseau de Distribution, Electricité de Strasbourg, Gaz et Electricité de Grenoble, Usine d' Electricité de Metz, SICAE de l'Oise, Sorégies Deux-Sèvres (ex Régie du SIEDS) and Sorégies. These networks operators cover over 98% of French sites and national electricity consumption.

2. Customer segments and their respective weight



Sources: 2007 DSO, RTE, suppliers – Analysis: CRE

The market consists of four segments:

- **Large non residential sites:** sites whose subscribed power level is at least 250 kW. These sites include large industrial sites, hospitals, hypermarkets, large buildings, etc. (with an annual consumption generally over 1 GWh).
- **Medium-sized non residential sites:** sites whose subscribed power level is between 36 kVA and 250 kW. These sites correspond to SME premises, for example (with an annual consumption generally between 0.15 GWh and 1 GWh).
- **Small non residential sites:** sites whose subscribed power level is below 36 kVA. These sites correspond to the professional mass market (private professionals, trades, etc.). Their annual consumption is generally under 0.15 GWh.
- **Residential sites:** Residential sites whose subscribed power level is below 36 kVA. Their annual consumption is generally under 10 MWh.

3. Status at September 30th 2007

A. Summary tables

From the 3rd quarter observatory, data are released at the last day of the month, and not any more at the first day of the following month. Besides, data of consumption and number of sites of the 2nd quarter have been refined during the 3rd quarter.

Synthesis in number of sites

Situation (number of sites)	Residential sites		Non residential sites	
	<u>September 30th 2007</u>	<u>June 30th 2007</u>	<u>September 30th 2007</u>	<u>June 30th 2007</u>
- All sites	29,000,000	29,000,000	4,700,000	4,700,000
- Sites with contract at market prices	6,100	-	795,000	775,000
• TaRTAM sites	-	-	3,600	3,600
- Sites gained by alternative suppliers	5,100	-	328,000	312,000
- Alternative suppliers' market share within all sites	0.01%	-	7.0%	6.7%

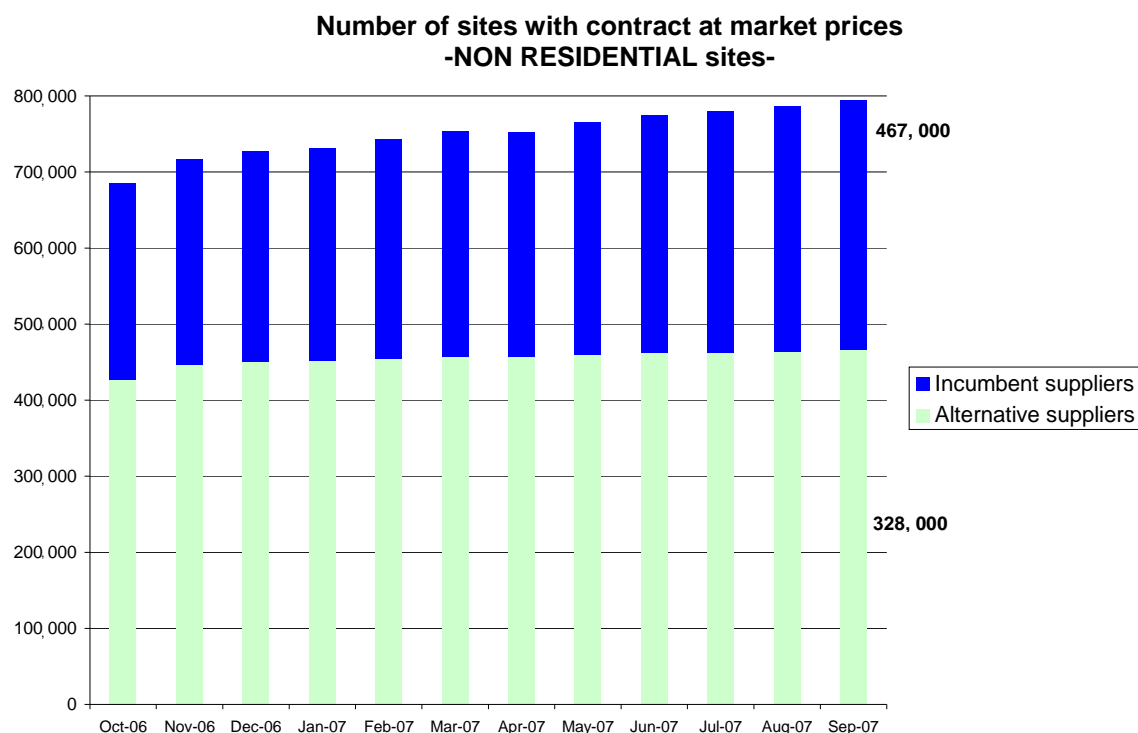
Sources: DSO, RTE, Incumbent suppliers–Analysis: CRE

Synthesis in consumption

Situation (number of sites)	Residential sites		Non residential sites	
	<u>September 30th 2007</u>	<u>June 30th 2007</u>	<u>September 30th 2007</u>	<u>June 30th 2007</u>
- All sites	138 TWh	138 TWh	288 TWh	288 TWh
- Sites at market prices	0.03 TWh	-	132 TWh	132 TWh
• TaRTAM sites	-	-	96 TWh	-
- Sites gained by alternative suppliers	0.02 TWh	-	37 TWh	36 TWh
- Alternative suppliers' market share within all sites	0.02%	-	13%	13%

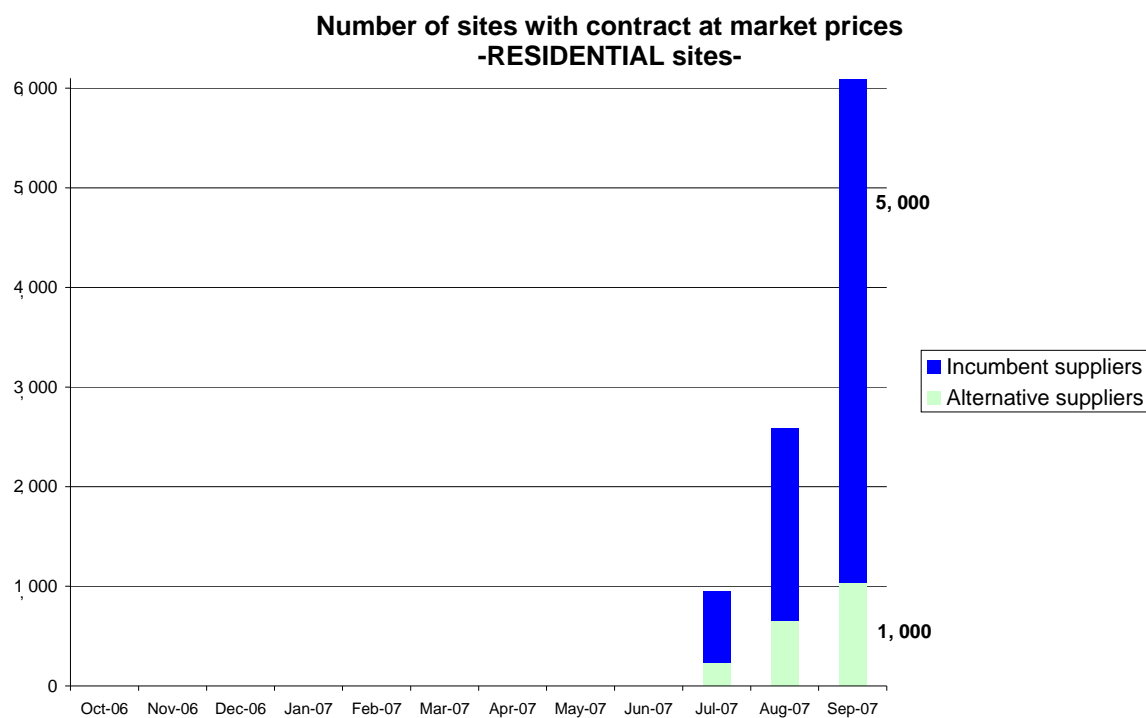
Sources: DSO, RTE, Incumbent suppliers–Analysis: CRE

B. Evolution of the number of sites with contract at market prices



Sources: DSO, RTE, Incumbent suppliers – Analysis: CRE

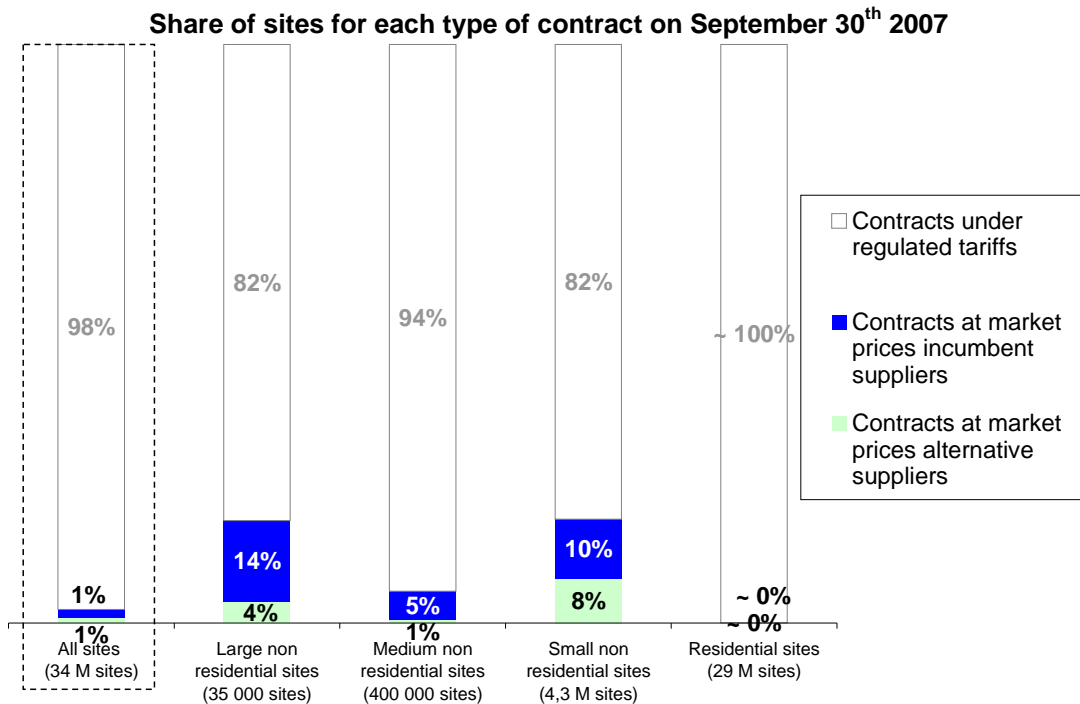
NB: TaRTAM sites are included with sites at market prices



Sources: DSO, RTE, Incumbent suppliers – Analysis: CRE

On September 30th 2007, three months after the opening of the electricity market to competition for residential sites, approximately 795,000 non residential sites and 6,100 residential sites have contracts at market prices.

C. Market shares on September 30th 2007, in number of sites

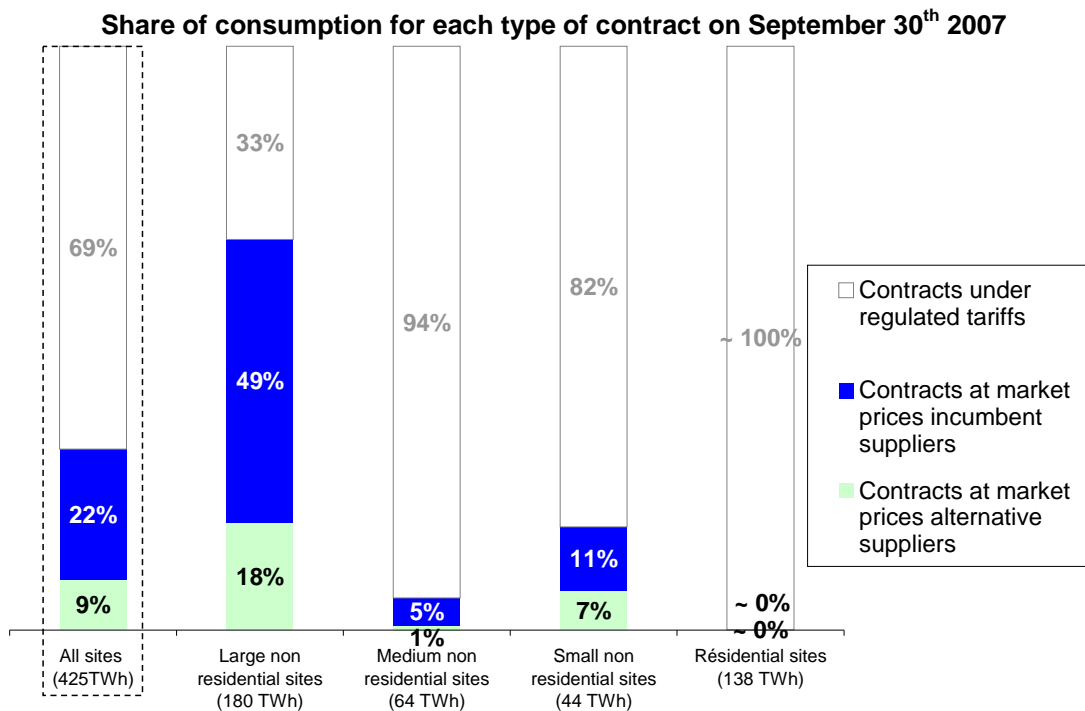


Sources: DSO, RTE, Incumbent suppliers – Analysis: CRE

NB: TaRTAM sites are included with sites at market prices

On September 30th 2007, around 2% of sites have contract at market prices, amongst which half have chosen an alternative supplier.

D. Market shares on September 30th 2007, in electricity consumption



Sources: DSO, RTE, Incumbent suppliers – Analysis: CRE

NB: TaRTAM sites are included with sites at market prices

E. Focus on TaRTAM

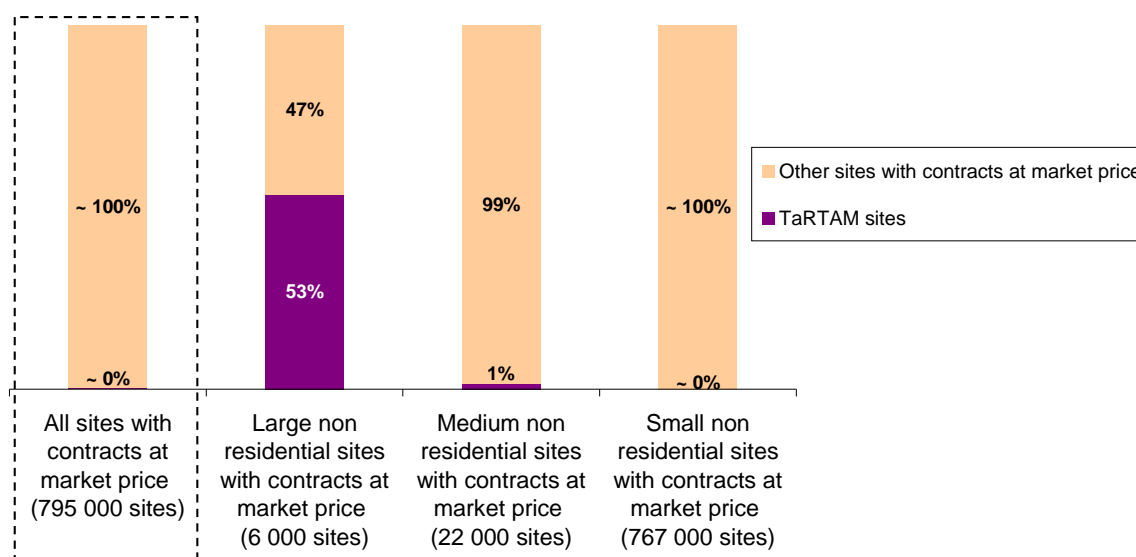
The 7th of December 2006 law established the transitory regulated tariff for market adjustment (TaRTAM). Clients who have chosen contracts at market prices can benefit from the TaRTAM provided they asked their provider for it before the 1st of July 2007. This regulated tariff is being applied during a maximal period of two years. The TaRTAM is equal to the regulated retail tariff exclusive of tax, increased by 23% for green tariffs, 20% for yellow tariffs, and 10% for blue tariffs. 32 suppliers provide sites which have asked to benefit from the TaRTAM.

Around 3,600 sites (0.5% of non residential sites with contracts at market prices) benefit from the TaRTAM. They represent an annual consumption of 96 TWh, i.e. 72% of the consumption of non residential sites with contracts at market prices. Amongst these 3, 600 sites, 40% have chosen to benefit from the TaRTAM with an alternative supplier.

Large non residential sites account for 91% of TaRTAM sites, and almost 100% of TaRTAM consumptions.

Less than 1% of small and medium non residential sites with contracts at market prices have chosen to benefit from the TaRTAM.

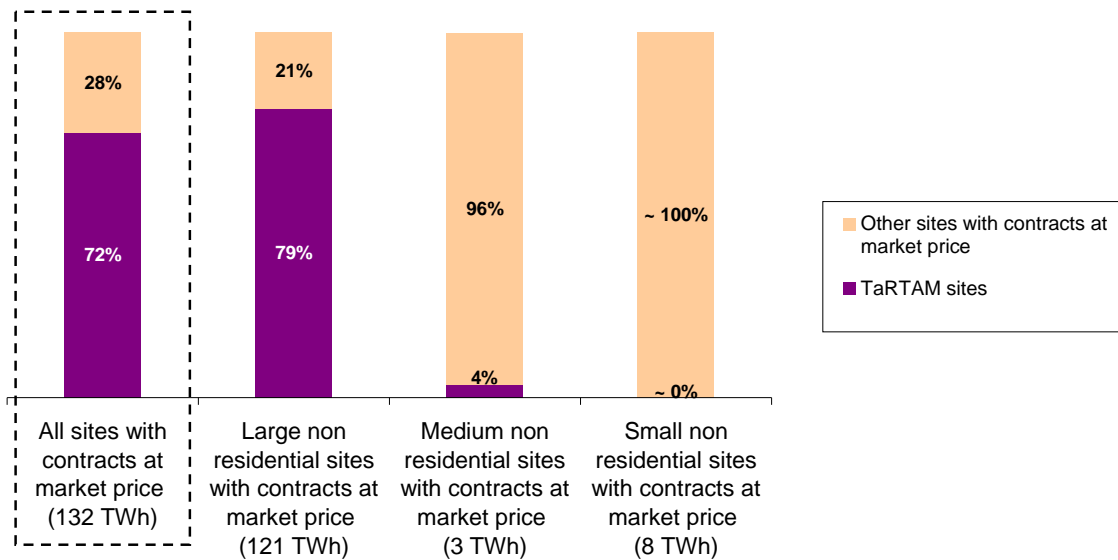
Share of TaRTAM sites within non residential sites with contracts at market prices on September 30th 2007



Sources: suppliers – Analysis: CRE

Note: on September 30th 2007, amongst 22,000 medium non residential sites with contracts at market prices, 1% have chosen to benefit from the TaRTAM.

**Share of TaRTAM consumption within non residential sites
with contracts at market prices on September 30th 2007**



Sources: suppliers – Analysis: CRE

F. Active alternative suppliers on September 30th 2007

List of active suppliers³ who wished to appear on the CRE's suppliers list⁴

	Large non residential sites	Medium non residential sites	Small non residential sites	Residential sites
ATEL Energie	●	●		
Compagnie Nationale du Rhône	●	●	●	
Direct Energie		●	●	●
EGL	●			
Electrabel Groupe SUEZ	●	●	●	●
Endesa Energia	●	●	●	
ENEL Trade	●			
Enercoop		●	●	●
E.ON Group	●			
Gaz de France	●	●	●	●
HEW énergies s.a	●			
Iberdrola	●			
Kalibraxe	●	●		
Poweo	●	●	●	●
La SNET	●	●		

Sources : DSO, RTE – Analysis : CRE

On September 30th 2007, five alternative suppliers are active on the residential market.

As a reminder, about 160 incumbent suppliers operate in France.

³ An alternative supplier is said to be active if it fulfils at least one of these conditions:

- it supplies at least one site with integrated contract,
- it is a balancing responsible entity of at least on site with a transmission contract/distribution contract,
- it is a balancing responsible entity and it delivered part of a site consumption during the last quarter.

⁴ CRE's suppliers' list is built up from information voluntary given by suppliers. Suppliers which did not wish to appear on the list released by CRE are not quoted.

4. Dynamic analysis: 3rd Quarter 2007

A. Summary table for the last quarters

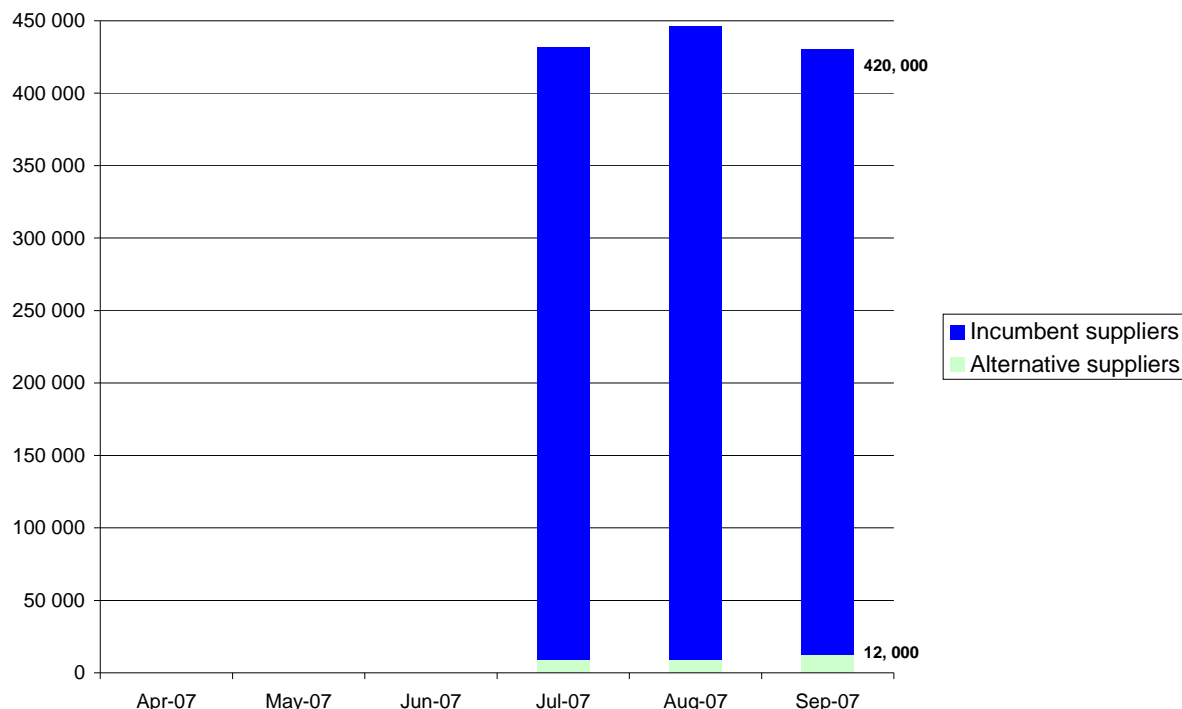
The gross adds per month are equal to the number of sites which have signed a contract within the given month (sites which have been connected or sites which have switched to another supplier). The gross adds at market prices or regulated tariffs are a relevant indicator for measuring the commercial competitiveness of the different suppliers, in terms of acquisition of new sites.

During quarter (number of sites)	Residential sites		Non residential sites	
	3 rd 2007 Quarter	2 nd 2007 Quarter	3 rd 2007 Quarter	2 nd 2007 Quarter
Total gross adds	1,160,000	-	150,000	142,000 ⁵
• Gross adds for alternative suppliers	5,000	-	26,000	29,000
Alternative suppliers' market shares within all gross adds	0.4%	-	17%	20%

Sources: DSO, RTE, Incumbent suppliers – Analysis: CRE

B. Gross adds for the last quarters

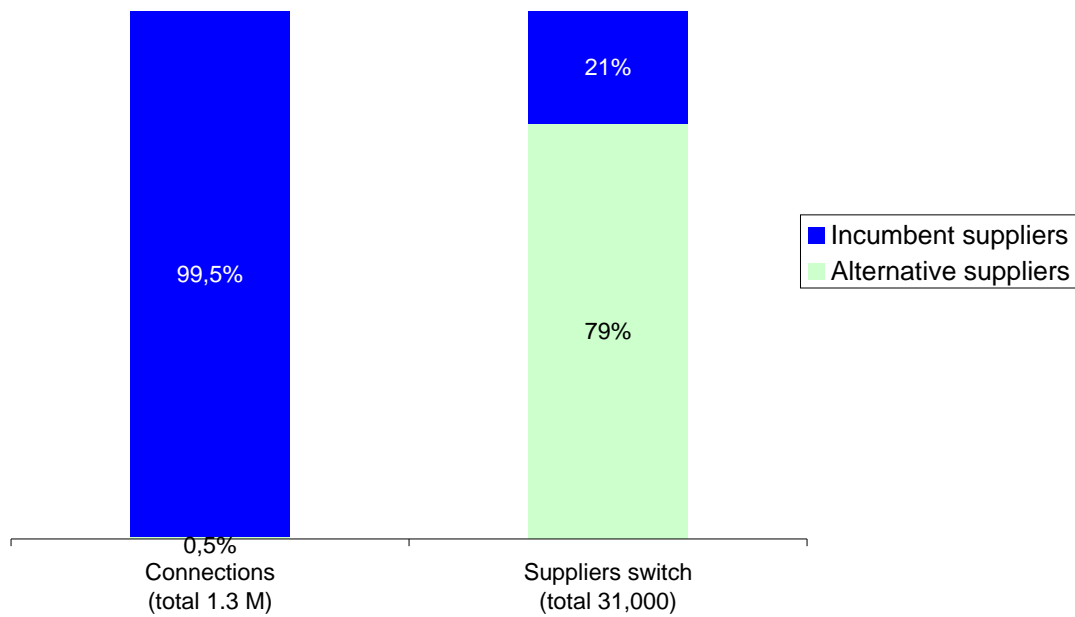
Decomposition of monthly gross adds



Sources: DSO, RTE, Incumbent suppliers – Analysis: CRE

⁵ Information related to non residential sites from Gaz et Electricité de Grenoble, Electricité de Strasbourg, Usine d'Electricité de Metz and SICAE de l'Oise is not available for the 2nd 2007 quarter.

Decomposition of gross adds by provider type during the 3rd 2007 quarter



Sources: DSO, RTE, Incumbent suppliers – Analysis: CRE

Note: During the 3rd 2007 quarter, alternative suppliers were at the origin of 0.5% of 1,300,000 connections.

The wholesale electricity market

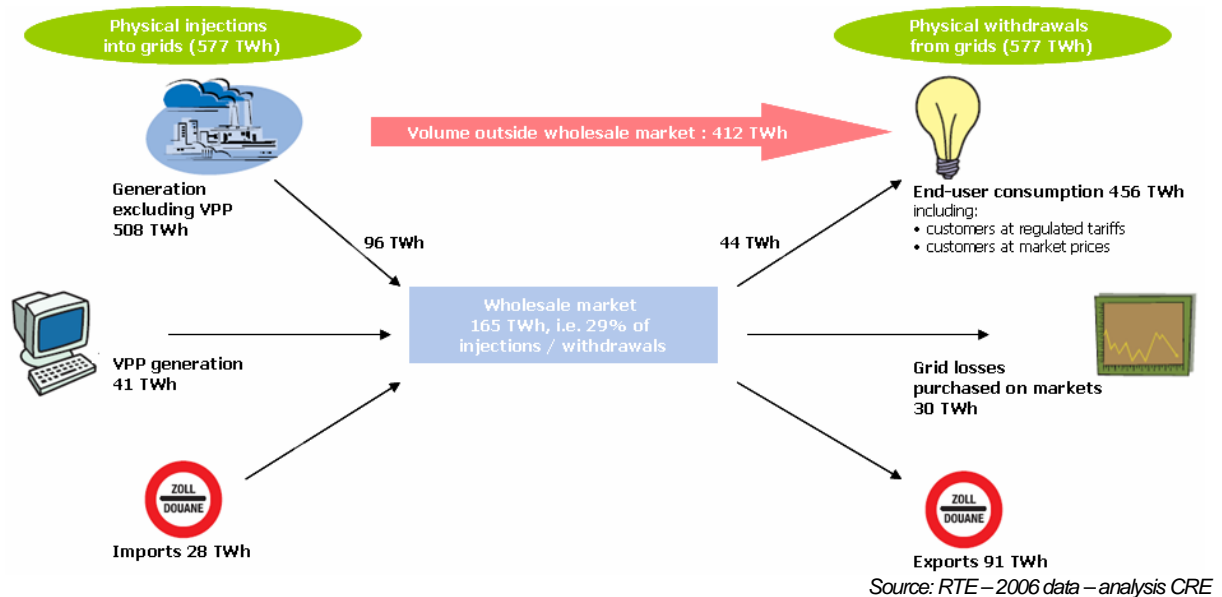
1. Introduction

A. Main steps in the French wholesale electricity market

- November 2000: CRE validated the initial version of the Balancing Responsible Entity (BR) contract
- Early 2001: first purchases of losses on the market by RTE
- May 2001: first OTC quotations published regarding the French electricity market
- September 2001: first virtual power plant auctions set up by EDF (VPP)
- November 2001: launch of the Pownext Day-ahead market
- June 2004: launch of the Pownext Futures market
- July 2004: first purchases of losses on the market by the distribution system operator (DSO EDF)
- January 2006: implementation of explicit capacity auctions on interconnections (except for Switzerland)
- November 2006: launch of the market coupling between France, Belgium and the Netherlands

B. Balance of the French wholesale market

The graph below shows energy flows between the different upstream and downstream segments of the French wholesale market in 2006. It shows net physical flows delivered on the wholesale market as well as internal electricity transfers from the generation branch to the end customer branch of integrated companies.



From now on, this graph shows the part of physical injections / withdrawals that resulted in a purchase or a sale in the wholesale market, i.e. 165 TWh in 2006. The previous publications of the market observatory showed the volume declared by companies to RTE in form of block exchanges. This volume was higher (303 TWh) because the same volume of energy could be subjected to several successive block exchanges between its physical injection and withdrawal.

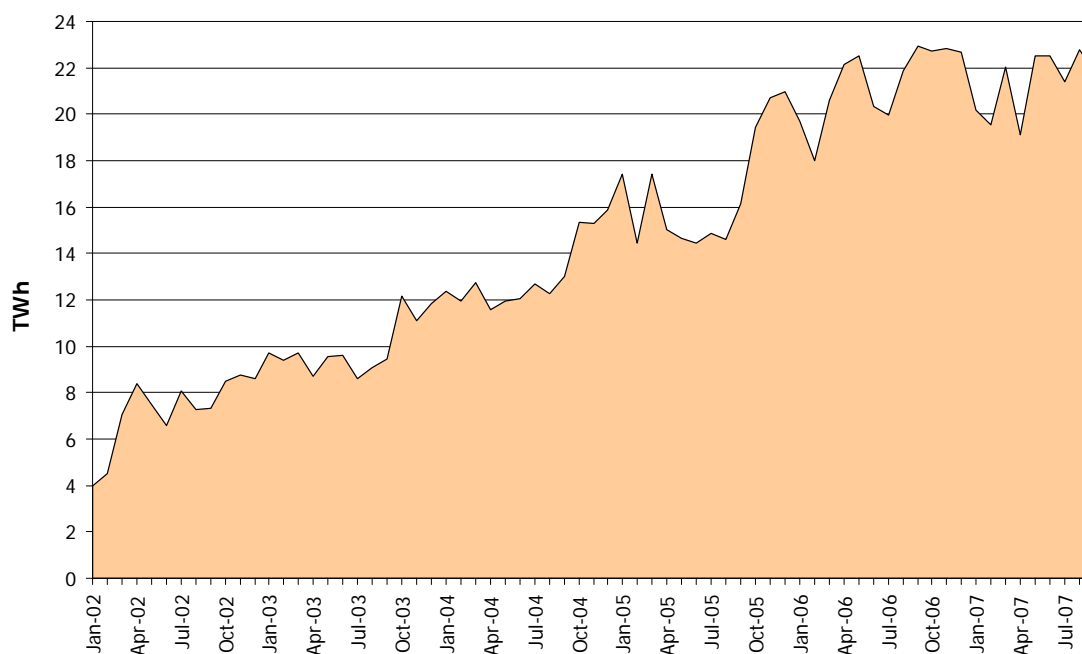
2. Wholesale market activity in France

A. Activity in the over-the-counter market (OTC)

Most of the wholesale activity in the electricity market takes place over-the-counter, through direct transactions or through intermediaries (brokers and trading platforms). The volume of OTC transactions is not public.

The following graph shows daily nominations of companies to RTE. These numbers do not represent the volume of transactions during the period, but net physical deliveries between companies resulting from transactions in the OTC market.

Volume of net deliveries resulting from OTC transactions



Sources: RTE – Analysis: CRE

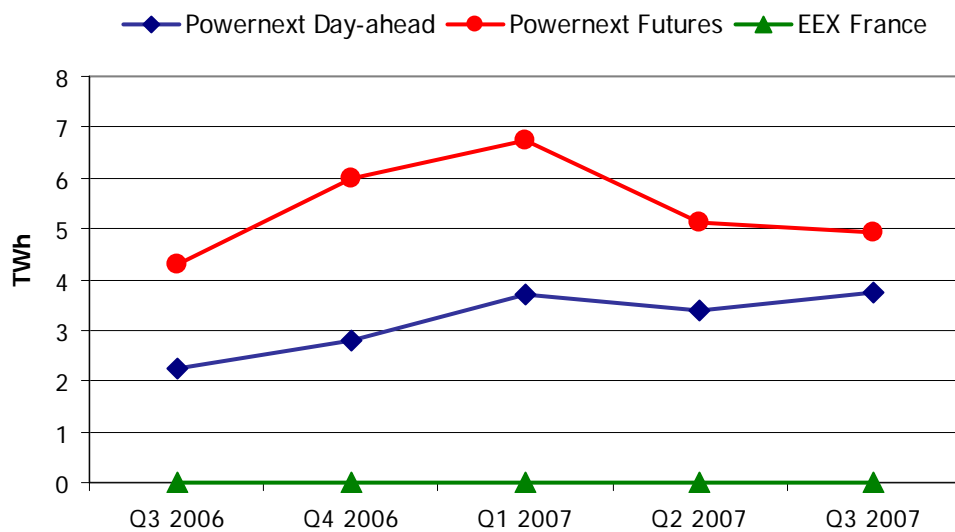
From now on this graph shows only the deliveries resulting from OTC transactions. The activity on organised markets is the subject of the next section of the market observatory.

Delivery volumes resulting from OTC transactions, at 66.1 TWh, increased in the third quarter 2007 by 3% compared to last quarter, and by 2% compared to the same quarter last year. Volumes represented about 65% of national consumption in the third quarter 2007, against 61% in the second quarter 2007.

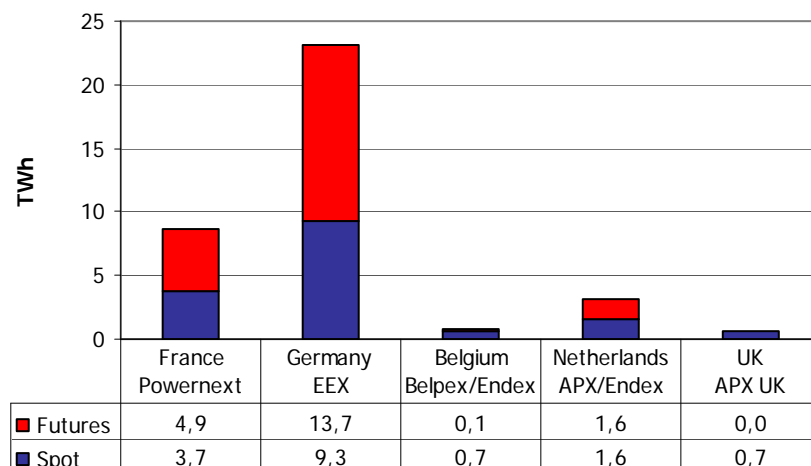
B. Activity on organised markets and international comparison

Volumes exchanged on Powernext in the third quarter 2007 increased by 10% on the day-ahead market and decreased by 4% on the futures market compared to last quarter. Volumes increased by 67% on the day-ahead market and by 15% on the futures market compared to the same quarter last year. No futures product was exchanged on EEX France during the quarter.

Average monthly volumes of transactions on organised markets in France (all maturities combined)



Average monthly volumes of transactions on main European power exchanges (excluding obligatory or quasi-obligatory markets) – third quarter 2007 –



Sources: Powernext, EEX, Belpex, Endex, APX

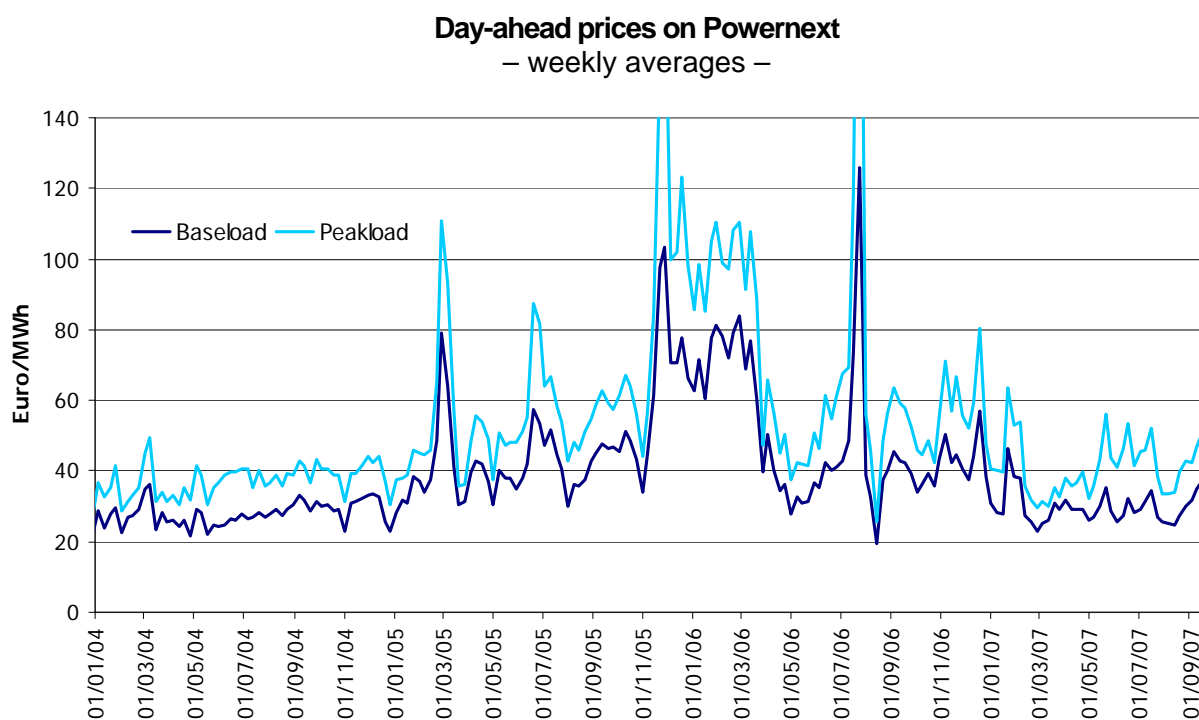
3. Prices on the French wholesale market and European comparison

As prices of bilateral trading are not public, this section covers power exchange trading only.

A. Day-ahead prices

Baseload day-ahead prices on Powernext have amounted to 30.50 €/MWh on average in the third quarter 2007. They have increased by 4% compared to the previous quarter and decreased by 37% compared to the same quarter last year.

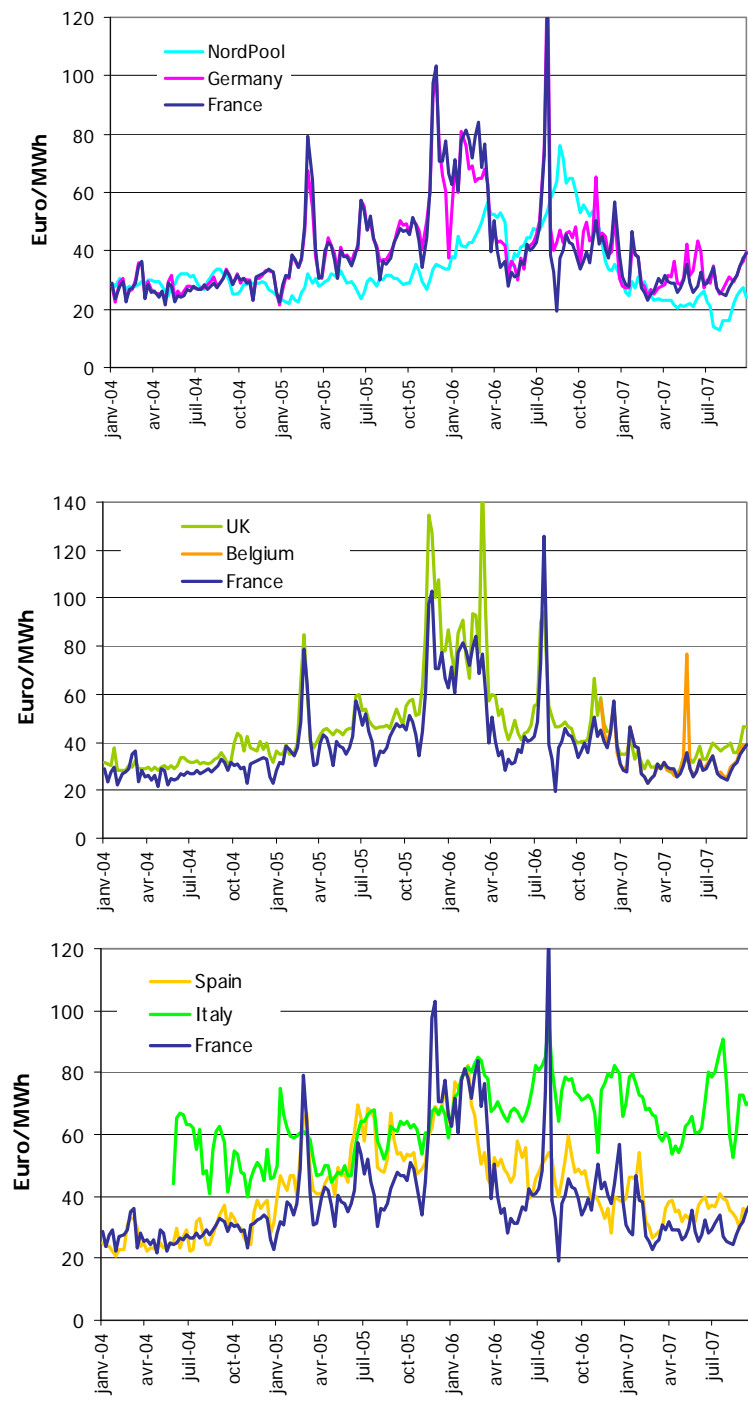
Peakload day-ahead prices on Powernext have amounted to 43.13 €/MWh on average in the third quarter 2007. They have increased by 3% compared to the previous quarter and decreased by 43% compared to the same quarter last year.



Sources: PWX, EEX – Analysis: CRE

French baseload day-ahead prices in the third quarter 2007 were lower on average than prices on the main European power exchanges, except for NordPool. The differential between German and French prices has decreased.

Baseload day-ahead prices on main European exchanges
- weekly averages -

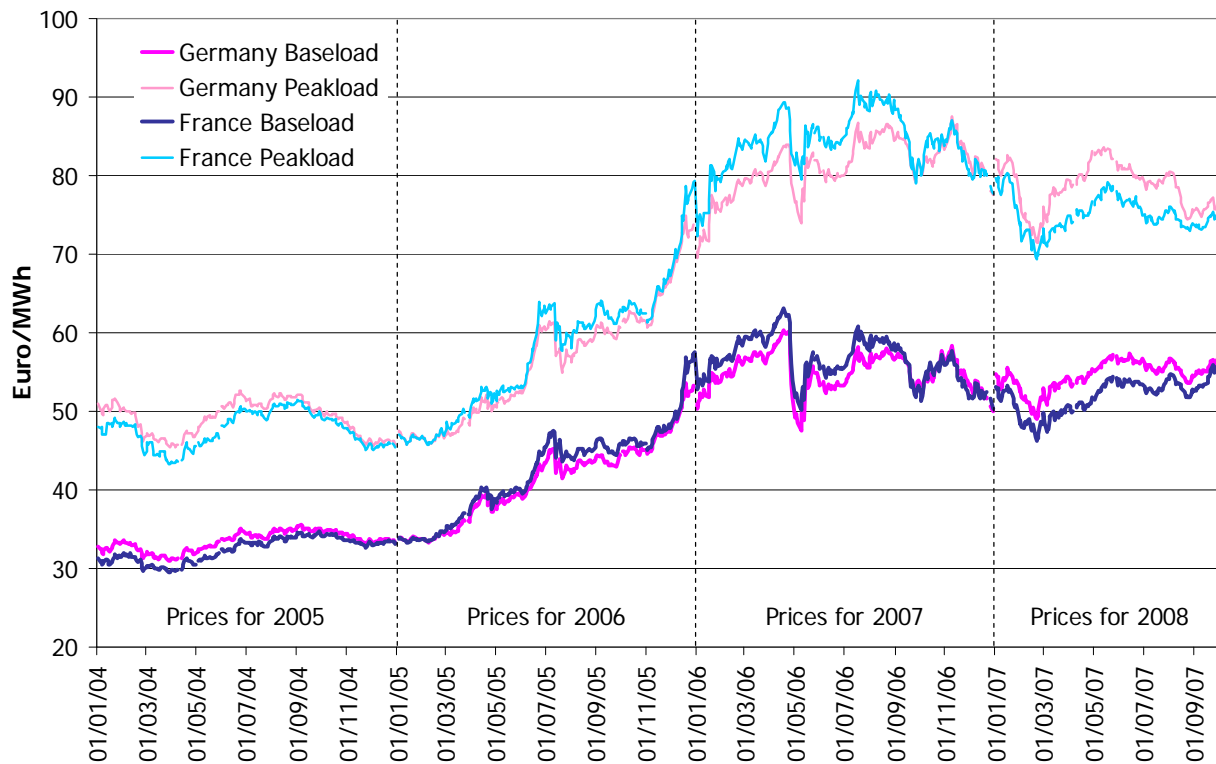


Sources: Powernext, EEX, Belpex, Omel, NordPool, Ipx – Analysis: CRE

B. Futures prices

Baseload annual futures prices (Y+1) in the third quarter 2007 on Powernext have increased by almost 5% over the quarter, amounting to 55.7 €/MWh end of September. Prices in France stayed lower than in Germany. However, the price differential between the two countries decreased, amounting to 2 €/MWh on average for baseload and to 3 €/MWh for peakload.

Futures prices Y+1 in France and Germany
- daily prices -

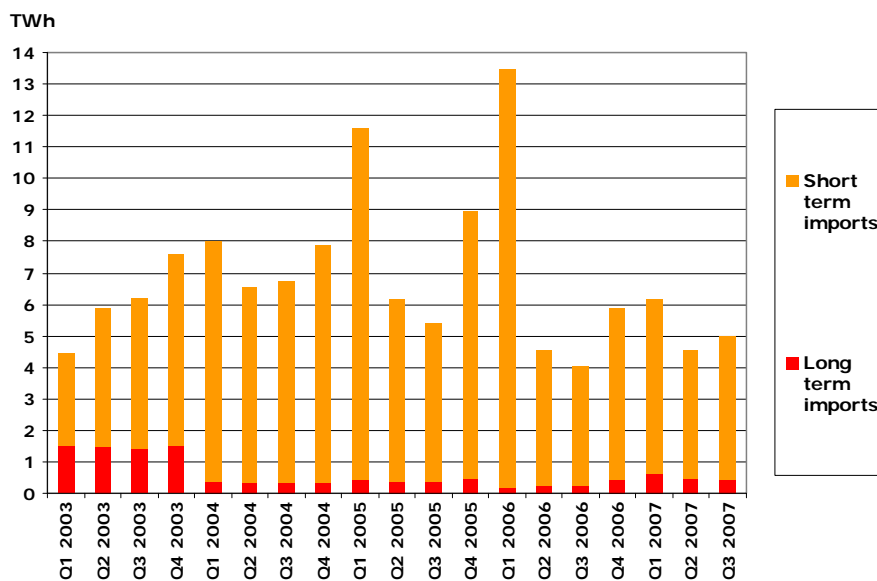


Sources: Powernext, EEX – Analysis: CRE

4. Import and export volumes

Imports increased by 10% in the third quarter 2007 compared to last quarter, and by 24% compared to the same quarter last year.

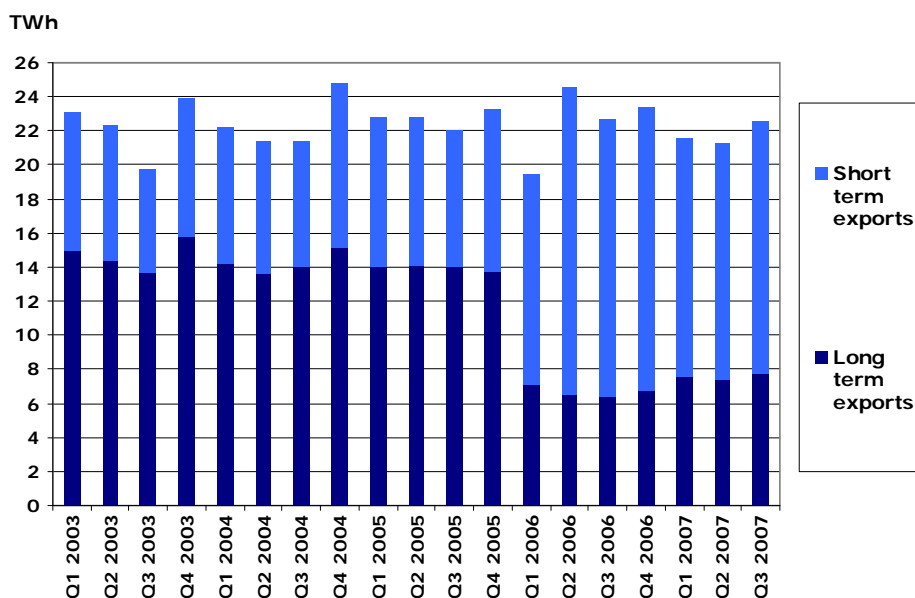
Total imports per quarter



Source: RTE – Analysis: CRE

Exports have increased by 7% in the third quarter 2007 compared to last quarter. They were at the same level as volumes observed in the same quarter last year.

Total exports per quarter



Source: RTE – Analysis: CRE

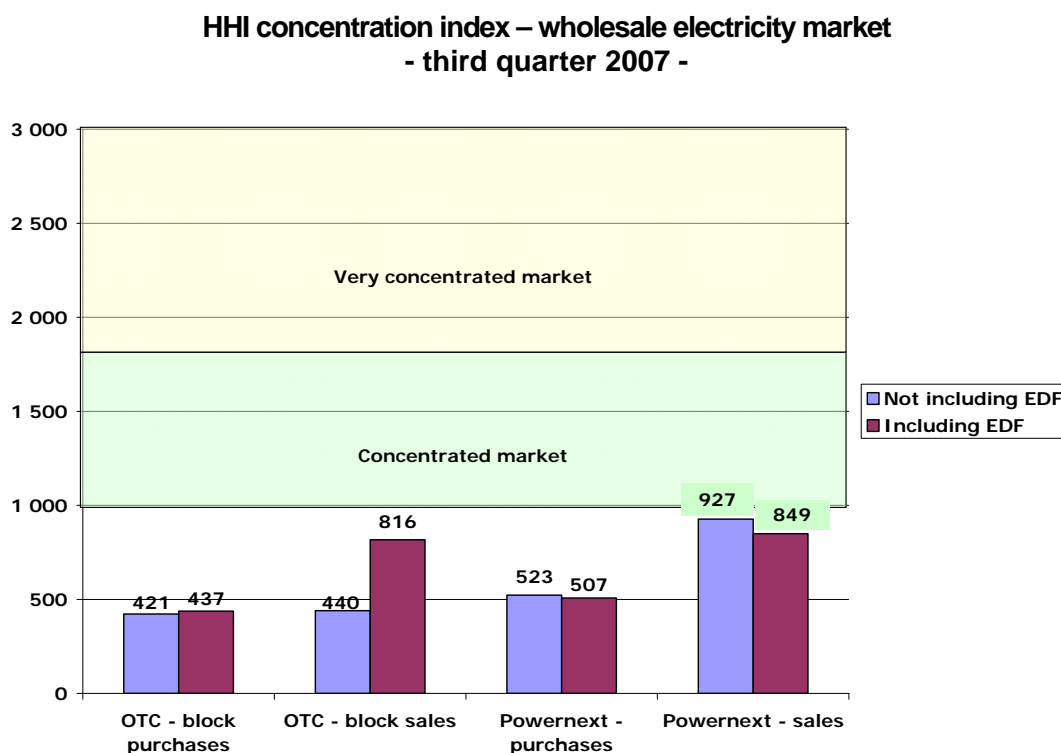
5. Concentration of the French electricity market

At the end of the third quarter 2007, 114 balancing responsible entities were active on the French wholesale electricity market, of which 65 were active on Powernext Day-Ahead and 37 on Powernext Futures. Over the period, 4 new balancing responsible entities were registered by RTE. Nine new members joined Powernext Day-Ahead while membership on Powernext Futures increased by 8 during the third quarter 2007.

A. Concentration of the different French wholesale market segments

The graph below shows the Herfindahl-Hirschman Index (HHI)⁶ which is used for the different French wholesale market segments.

During the third quarter 2007, purchases and sales on the OTC market as well as purchases and sales on Powernext appear to be moderately concentrated market segments, whether the EDF group is taken into account or not.



Source: RTE – Analysis: CRE

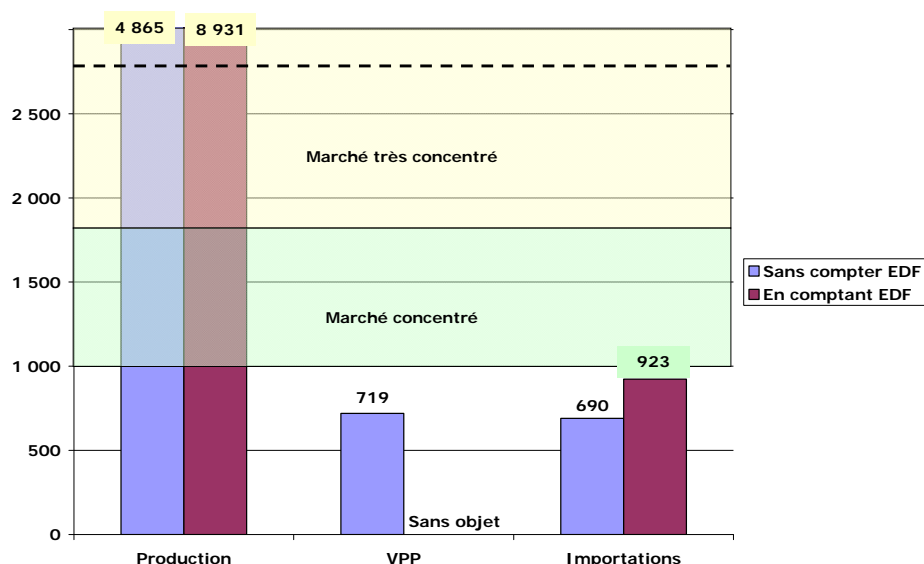
B. Concentration of the different upstream and downstream segments on the French wholesale electricity market

The following graphs show the concentration of the upstream (injections) and downstream (withdrawals) markets.

⁶ The HHI equals the sum of the actors' market shares squared, and measures market concentration (the higher the index, the more concentrated the market). Generally, a market is considered to be weakly concentrated if its HHI is below 1,000, and highly concentrated if it is over 1,800. Given the specificities of the electricity market, this index should only be used cautiously as an indicator of the competition level. Indeed, regarding the electricity market, concentration and competition are not as directly linked as in most markets.

In terms of injections, generation is particularly concentrated, whether EDF is included or not. This reflects the low number of generators in France. The other segments (VPP, imports) have a relatively weak concentration. Imports are a little more concentrated including EDF.

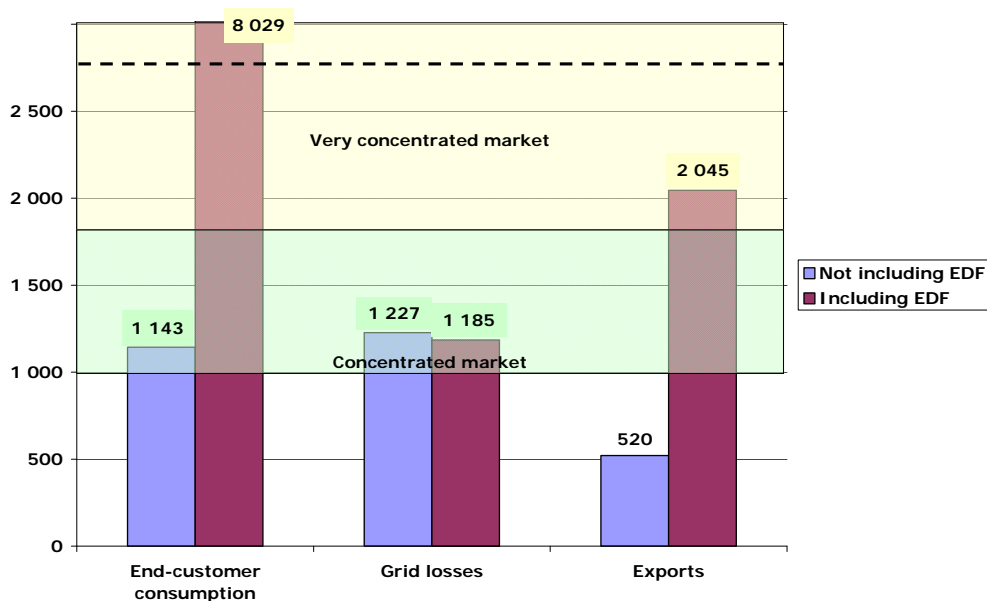
HHI concentration index – injections - third quarter 2007 -



Source: RTE – Analysis: CRE

Sales to end customers and exports are highly concentrated when taking EDF into account, but are moderately concentrated when EDF is not included. Finally, the grid loss market is relatively concentrated, whether EDF is taken into account or not.

HHI concentration index – off-takes - third quarter 2007 -



Source: RTE – Analysis: CRE

The gas market

The retail gas market

1. Introduction

The deregulation of the French gas market⁷ took place in several stages:

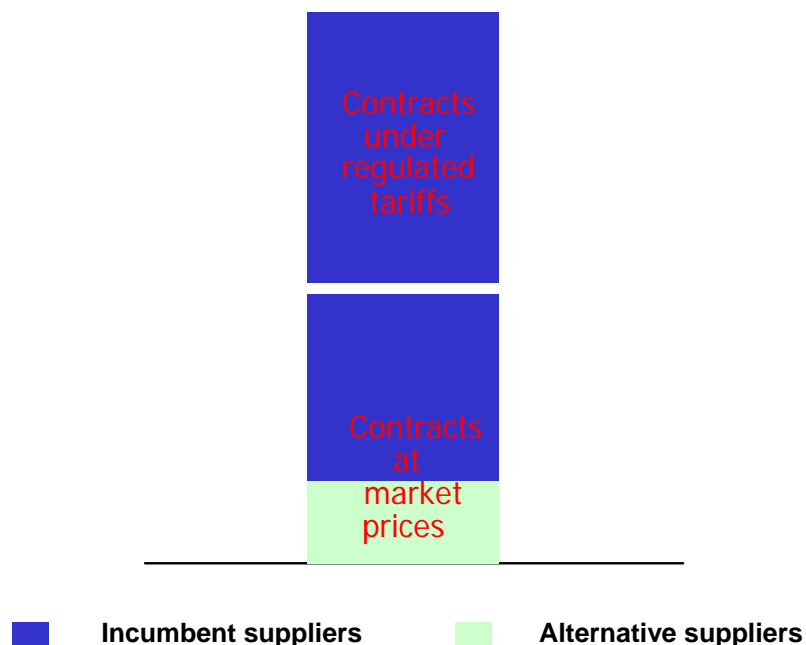
- from August 2000, all sites with an annual gas consumption over 237 GWh and all electricity generators or simultaneous electricity and heat generators whatever their annual consumption level became eligible
- from August 2003, all sites with an annual gas consumption over 83 GWh became eligible
- from July 2004, all companies and local government agencies became eligible
- from July 2007, all customers became eligible, including residential customers.

The French retail market represents 11.5 million sites, which accounts for 517 TWh⁸ annual gas consumption.

Each customer has the choice between two different types of contract:

- Contracts under regulated tariffs (offered by incumbent suppliers only)
- Contracts at market prices (offered by incumbent suppliers and alternative suppliers).

Distribution of gas contracts illustrative diagram



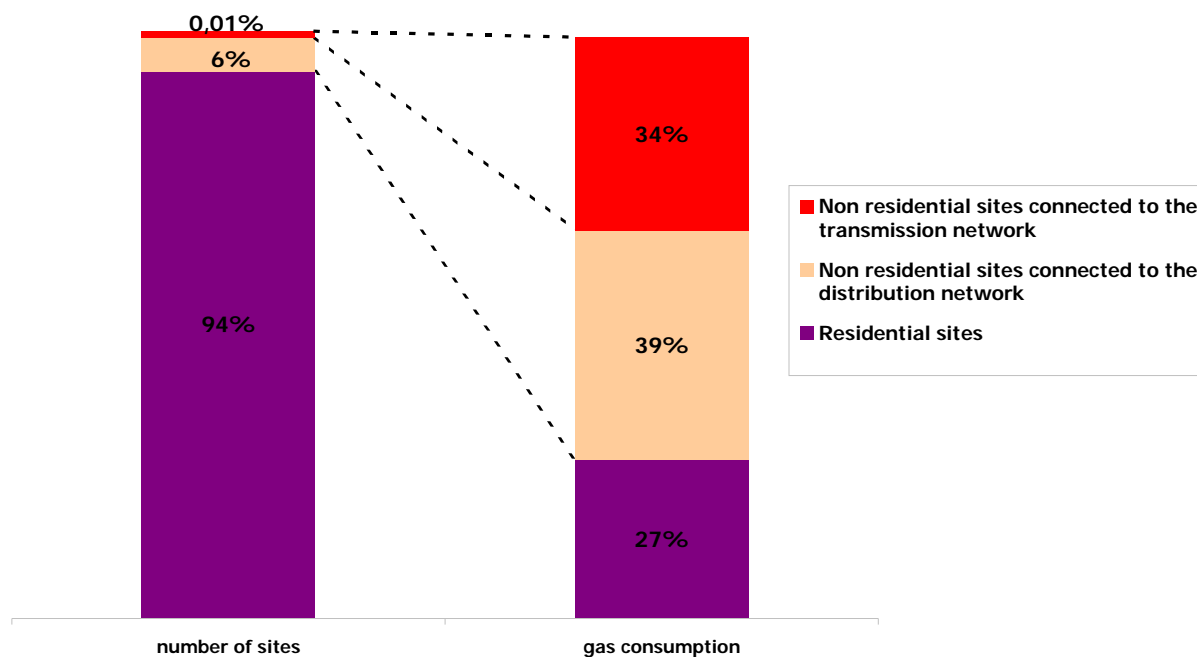
⁷ Natural gas, without firedamp and LPG.

⁸ In the rest of the document, the study boundaries are shortened to the customers linked to the main distribution system operators, which represent 516 TWh.

The data sources of the observatory originate from transmission system operators: GRTGaz, Total Infrastructures Gaz France; distribution system operators: Gaz de France-Réseau Distribution, Regaz, Gaz De Strasbourg and Gaz et Electricité de Grenoble, and the incumbent suppliers (Gaz de France, Tegaz, Gaz De Bordeaux, Gaz De Strasbourg and Gaz et Electricité de Grenoble).

2. Customer segments and their respective weight

Typology of sites



Sources: 2006 TSOs, DSOs – Analysis: CRE

The retail gas market is divided into three segments:

- **The non residential sites connected to the Transmission network** which are using gas for big industries
- **The non residential sites connected to the Distribution network:** any individual or legal entity purchasing gas, which is not for his own household use
- **The residential sites:** customer purchasing energy for his own household consumption, excluding commercial or professional activities.

3. Status on September 30th 2007

A. Summary tables

From the 3rd quarter observatory, data are released at the last day of the month, and not any more at the first day of the following month. Besides, data of consumption and number of sites of the 2nd quarter have been refined during the 3rd quarter.

Synthesis in number of sites

Situation (number of sites)	Residential sites		Non residential sites	
	September 30 th 2007	June 30 th 2007	September 30 th 2007	June 30 th 2007
- all sites	10,700,000	10,700,000	677,000	671,000
- sites with contract at market prices	13,300	-	143,000	130,000
- sites gained by alternative suppliers	6,200	-	62,000	56,500
- alternative suppliers' market share within all sites	0.06%	-	9.2%	8.4%

Sources: TSOs, DSOs, incumbent suppliers – Analysis: CRE

On the 30th of September, 156 300 sites have contract at market price, and 68 200 with alternative suppliers.

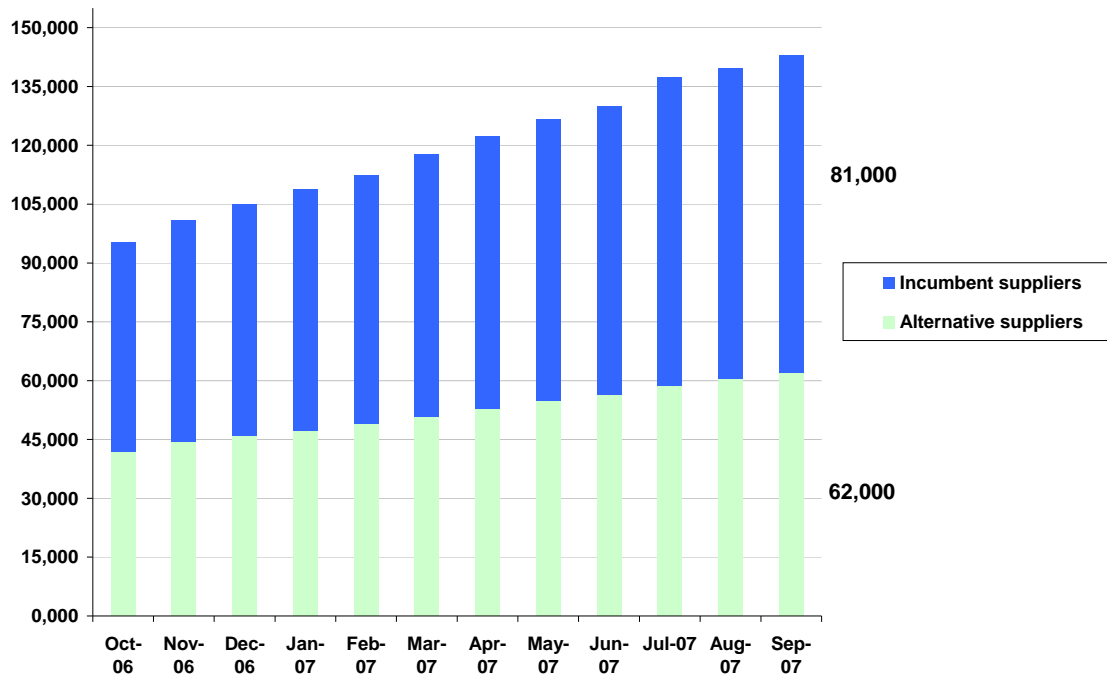
Synthesis in consumption

Situation (consumption)	Residential sites		Non residential sites	
	September 30 th 2007	June 30 th 2007	September 30 th 2007	June 30 th 2007
- all sites	141 TWh	141 TWh	375 TWh	370 TWh
- sites with contract at market prices	0.2 TWh	<i>n.a</i>	210 TWh	206 TWh
- sites gained by alternative suppliers	0.09 TWh	<i>n.a</i>	60 TWh	67 TWh
- alternative suppliers' market share within all sites	0.06 %	<i>n.a</i>	16%	18%

Sources: TSOs, DSOs, incumbent suppliers – Analysis: CRE

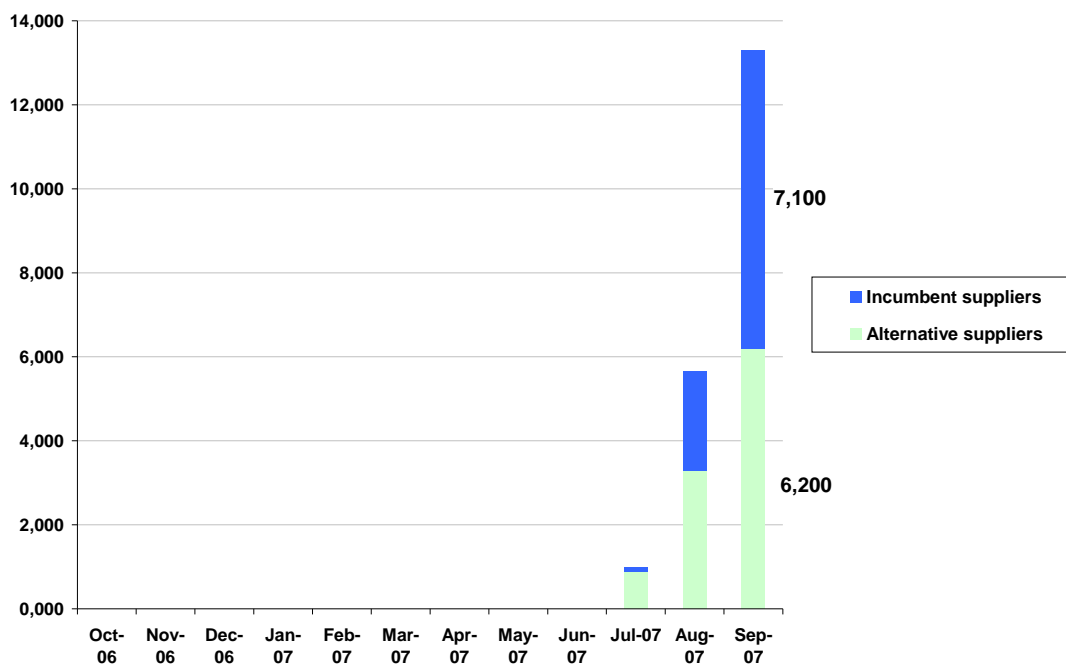
B. Evolution of the number of sites with contract at market prices

**Total number of sites with contract at market prices
- Non residential sites -**



Sources: TSOs, DSOs, incumbent suppliers – Analysis: CRE

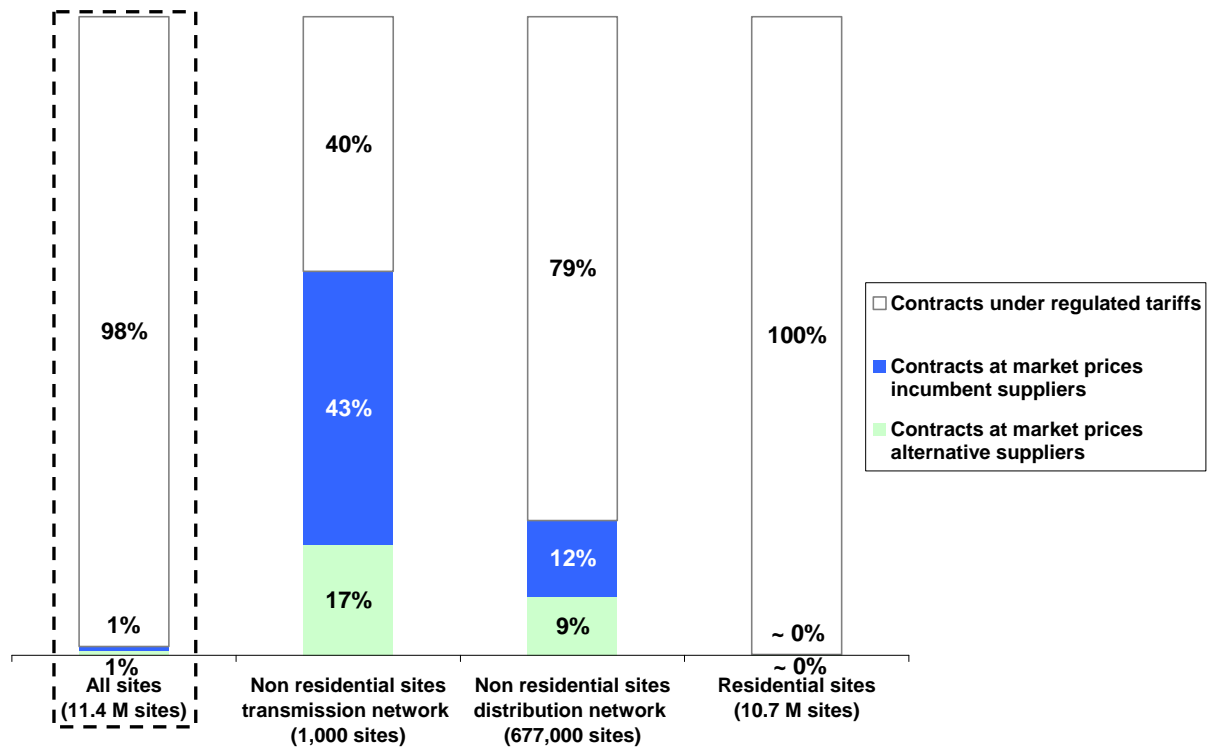
**Total number of sites with contract at market prices
- Residential sites -**



Sources: TSOs, DSOs, incumbent suppliers – Analysis: CRE

C. Market shares on September 30th 2007, in number of sites

Share of sites for each type of contract on September 30th 2007

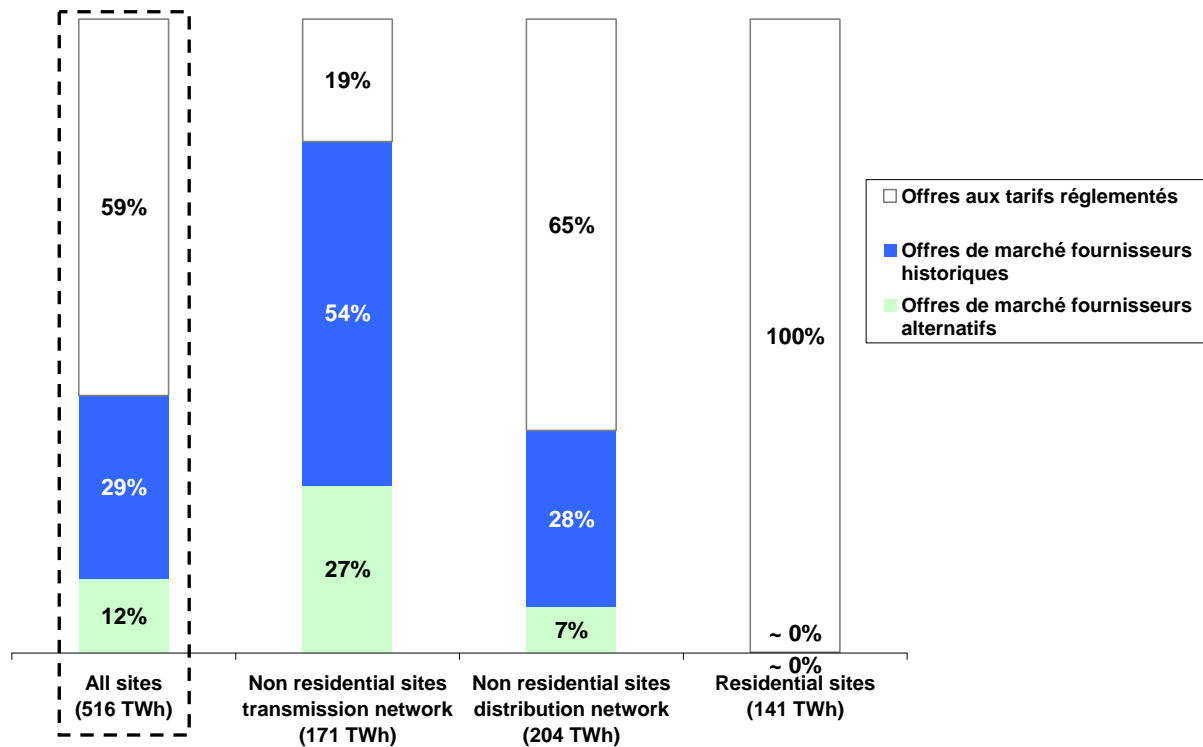


Sources: TSOs, DSOs, incumbent suppliers – Analysis: CRE

On September 30th 2007, about 2% of all sites have contract at market prices, half of them have chosen an alternative supplier.

D. Market shares on September 30th 2007, in consumption

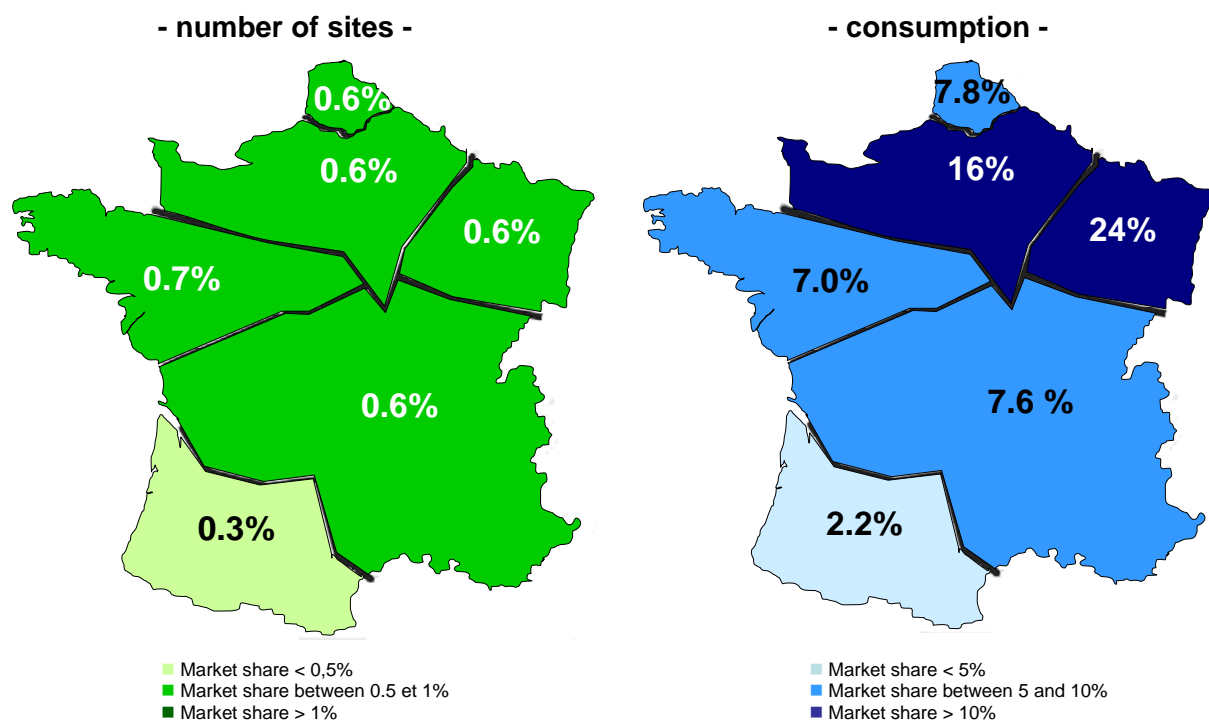
Share of consumption for each type of contract on September 30th 2007



Sources: TSOs, DSOs, incumbent suppliers – Analysis: CRE

E. Geographic analysis on September 30th 2007

Market shares of alternative suppliers in each Balancing zone on September 30th 2007



Sources: TSOs, DSOs, incumbent suppliers – Analysis: CRE

Note: On September 30th 2007, in the South-west balancing zone, 0.3% of sites and 2.2% of consumption are held by alternative suppliers

E. Active alternative suppliers on September 30th 2007

List of active suppliers⁹ who wished to appear on the CRE's suppliers list¹⁰

	Non residential sites transmission network	Non residential sites distribution network	Residential sites
Altergaz	●	●	●
Distrigaz SA	●	●	
EDF	●	●	●
ENI S.p.A	●	●	
Eon Ruhrgas	●	●	
Gas Natural	●	●	
Gaz de Paris (Delostal et Thibault SA)		●	
Gazprom Marketing & Trading	●	●	
Iberdrola	●		
Poweo		●	●
Soteg	●	●	
Wingas	●		

Sources: TSOs, DSOs – Analysis: CRE

On September 30th, three alternative suppliers offer contracts at market prices to residential customers.

As a reminder, about twenty four incumbent suppliers operate in France.

⁹ An alternative supplier is said to be active when it supplies at least one customer with gas.

¹⁰ CRE's suppliers' lists are built up from information voluntary given by suppliers. Suppliers which did not wish to appear on the lists released by CRE are not quoted.

4. Dynamic analysis: 3rd Quarter 2007

As the Gaz de France-Réseau Distribution were not able to transmit the required data about gross adds of Gaz de France supplier, CRE can only publish synthesis about gross adds of alternative suppliers.

A. Summary table for the last quarters

The gross adds per month are equal to the number of sites which have signed a contract within the given month (sites which have been connected or sites which have switched to another supplier). The gross adds at market prices or regulated tariffs are a relevant indicator for measuring the commercial competitiveness of the different suppliers, in terms of acquisition of new sites.

During quarter (number of sites)	Residential sites		Non residential sites	
	3 rd 2007 Quarter	2 nd 2007 Quarter	3 rd 2007 Quarter	2 nd 2007 Quarter
Total gross adds	<i>n.a</i>	-	<i>n.a</i>	-
• Gross adds for alternative suppliers	5,200	-	8,500	-
Alternative suppliers' market shares within all gross adds	<i>n.a</i>	-	<i>n.a</i>	-

Sources: TSOs, DSOs – Analysis: CRE

The wholesale gas market

1. Gas pricing and gas markets in Europe

France and other continental European countries are mainly supplied under long-term contracts (between 15 and 25 years), agreed between the national companies in the gas-producing countries (Gazprom, Sonatrach, Statoil, Gasunie, etc.) and the incumbent national suppliers. Fluctuation of gas prices under these long-term contracts are mainly linked to fluctuations in oil product prices (domestic heating oil and heavy oil), with a three to six months delay. In 2006, approximately 86% of the gas imported into France was purchased under long-term contracts (Russia: 19%, Algeria: 19%, Norway: 34%, Netherlands: 22%, Egypt: 6%¹¹).

In addition, a wholesale or spot market is being developed in Europe, but only the NBP, in Great Britain, trades significant gas volumes. It represents the price driver for the markets in continental Europe, which are still at an early stage and only represent a very small share of total supplies. The Zeebrugge market in Belgium and TTF in the Netherlands are the most developed.

¹¹ Source: Gaz naturel en France : *Les principaux résultats en 2006*, DGEMP / Observatoire de l'énergie, mai 2007

A. Flows in the United Kingdom

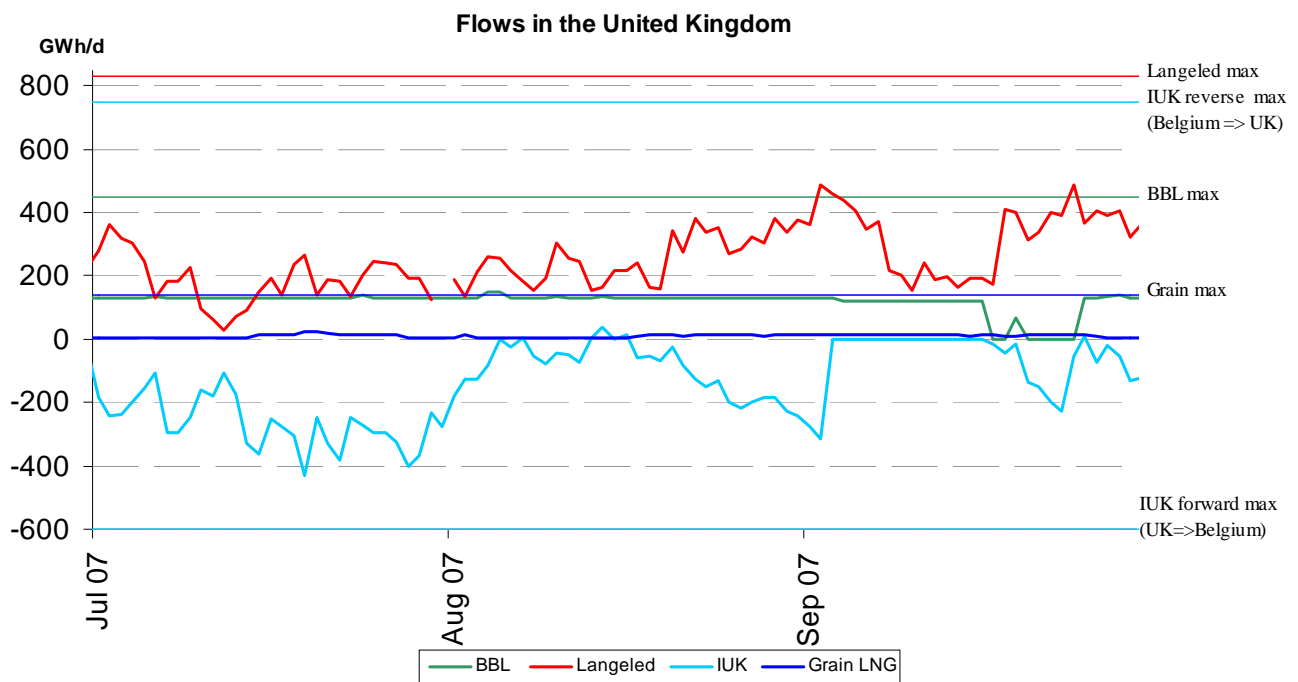
The supply conditions and the gas flows in the United Kingdom directly influence the NBP prices.

BBL pipeline: Since its entry into operation end November 2006, gas flows through BBL (direction Continent to UK) have been stable and correspond to the long term contract of 8 bcm/y between Centrica and GasTerra, among them 5 bcm in winter.

Langeled pipeline: Langeled flows remained highly volatile during the third quarter of 2007, from 200 GWh/d at the beginning of July to around 370 GWh/d at the end of September, overrunning twice the 500 GWh/d threshold in the meantime.

Interconnector: Interconnector flows were in forward mode (from the UK to the continent) during the third quarter of 2007, except for a few days in August. These flows are partly correlated with the Langeled flows: when the latter are high, the exports towards the Continent through the Interconnector are high.

LNG: The Grain terminal and the LNG offshore infrastructure of Teeside remained unused during the third quarter of 2007, due to higher spot prices on the US Henry Hub and in Japan than on the NBP spot.



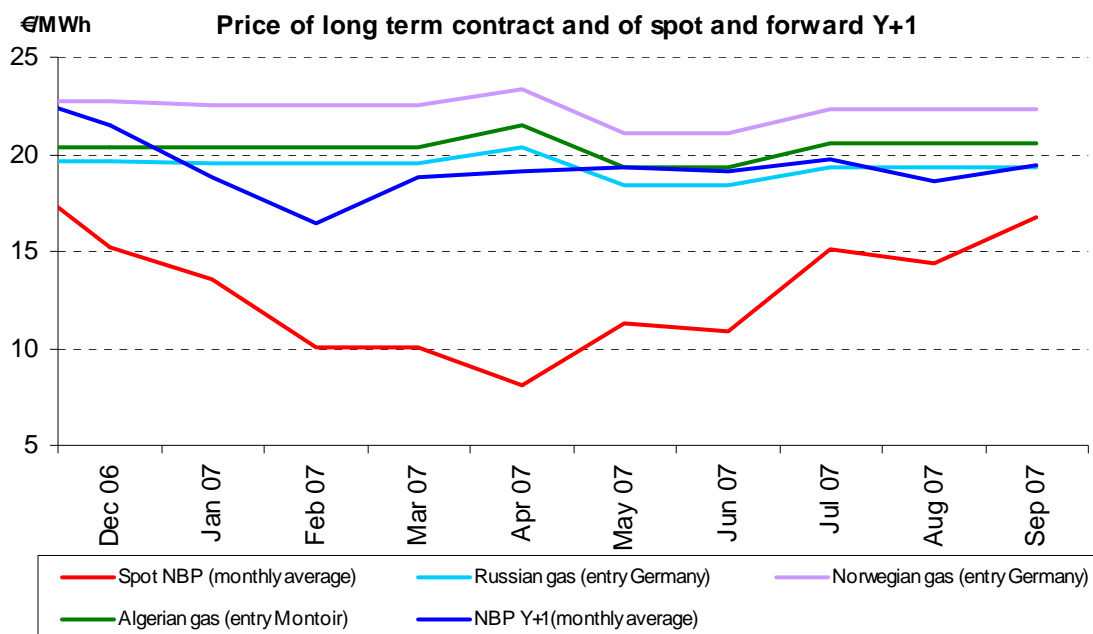
Source : NationalGrid

B. Comparison of spot, forward and long-term contract prices

Since April 2006, long-term contract prices have been high and stable.

In September 2007, the prices of these contracts estimated by Heren amounted to:

- 20,55 €/MWh for Algerian gas (entry Montoir);
- 22,3 €/MWh for Norwegian gas (entry Emden);
- 19,35 €/MWh for Russian gas (entry Germany).



Sources: Heren for the prices of the long term contracts and Argus for the spot and forward prices

During the third quarter of 2007, spot prices continued to increase, thereby narrowing the gap with the prices of long-term contracts. Spot prices even exceeded long-term contracts prices at the end of September. The prices difference (monthly average) reached 2,6 to 5,5 €/MWh in September.

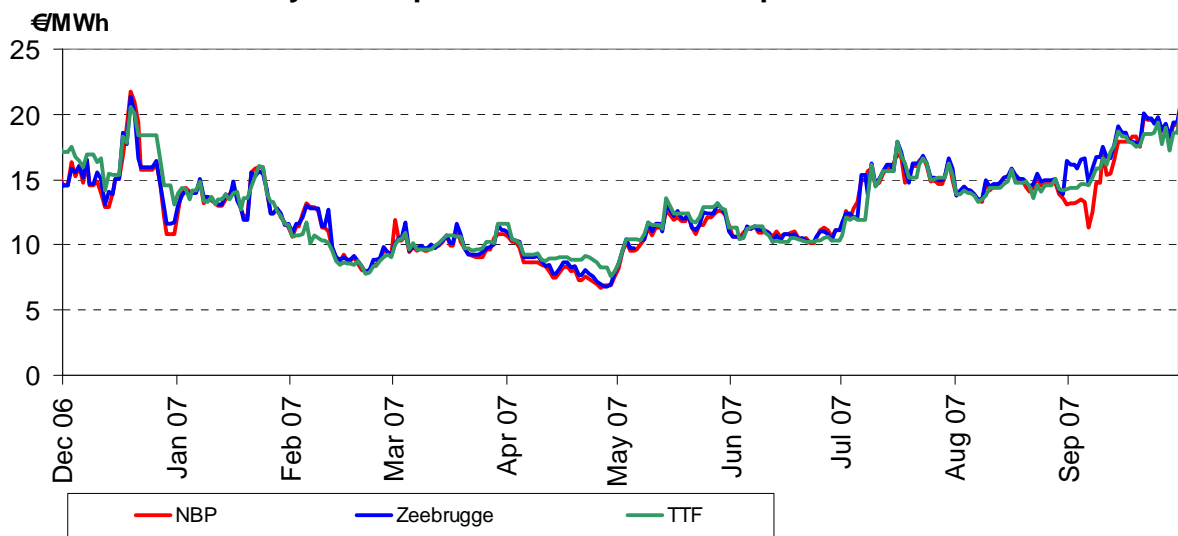
Y+1 forward prices at the NBP increased slightly during the third quarter of 2007 and almost reached the level of the long term contracts prices.

C. Spot prices on European markets

At the end of April 2007, day-ahead prices reached their floor, at about 7 €/MWh, on the three main European markets. Since then, they kept increasing, from 11 €/MWh in July to 19 €/MWh at the end of September, after a stabilisation at 15 €/MWh during August. The monthly average NBP day-ahead price amounted to 16,75 €/MWh in September 2007, which is 55 % above the average level of June 2007.

This price increase is mainly due to the continuing volatility of the Norwegian flows and to the arrival of the winter.

Day-ahead prices of the three European markets



*Note: Liquidity on the TTF hub is much lower than on the NBP and Zeebrugge hubs
Source : Argus*

2. The wholesale market in France

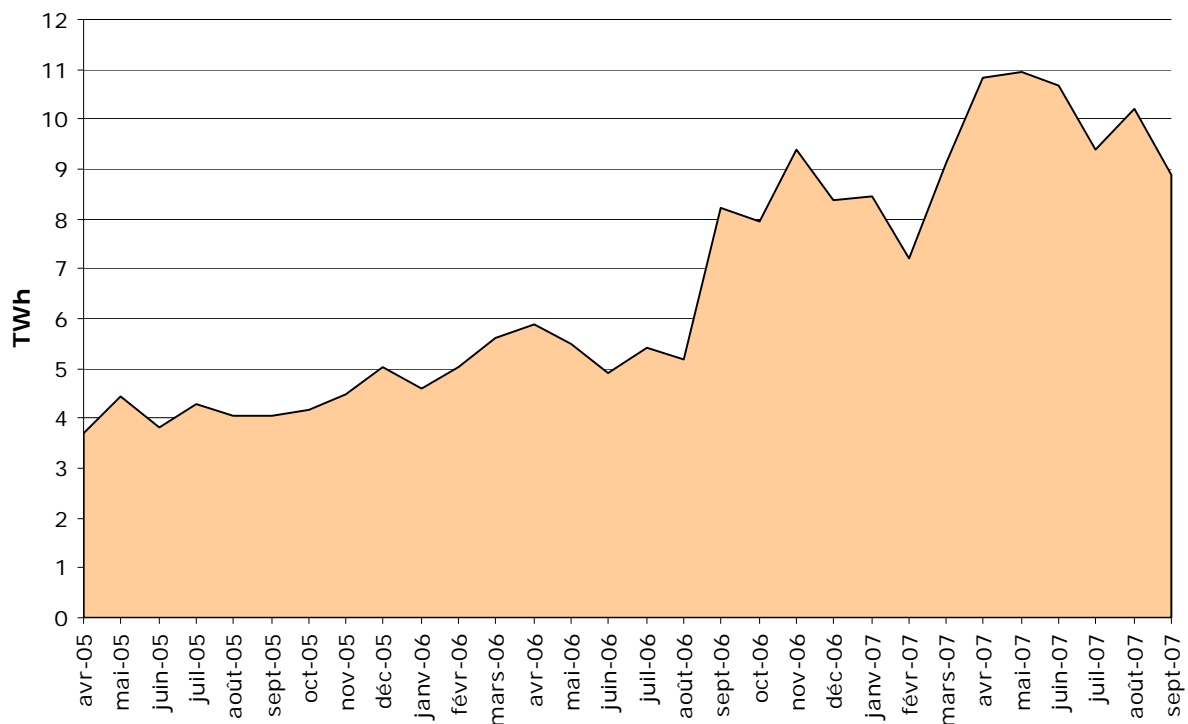
As there is no organized gas market in France, wholesale gas is exclusively traded over the counter (OTC), through direct transactions or via intermediaries (broking companies and trading platforms). The volume of the transactions OTC is not public.

The deliveries resulting from these transactions take place at Gas Exchange Points (PEGs), which are virtual points allowing the exchange of gas within each balancing zone. The deliveries observed on the PEGs result from:

- *transactions OTC concluded between suppliers;*
- *the deliveries corresponding to gas release programs;*
- *gas supplies to network operators for their own needs.*

The following graph shows the day ahead nominations of the actors at the TSOs. So, it does not represent the volume of the transactions observed over the period, but the volume of net deliveries resulting from transactions OTC.

Volume of net deliveries on French wholesale gas market



Source: TSO – Analysis: CRE
Gas supplies to network operators are not included in this chart.

During the third quarter 2007, the activity on the French wholesale gas market has slightly decreased. Indeed, the volume of net deliveries resulting from transactions OTC fell by 12.2% in comparison with the previous quarter. Compared to the levels observed last year, the volumes exchanged have risen by 51.6%. During the quarter, 28.5 TWh were exchanged.

Electricity and gas market observatories combined glossary

Delivery on the wholesale market: Daily declaration of a market player to a system operator, of the gas or electricity exchanges taking place the following day with each of its counterparties. Each delivery can result from one or several transactions concluded beforehand on the wholesale market.

Gross adds: Gross adds are equal to the sum of:

- the number of sites which have been connected (contract under regulated tariffs or at market prices)
- the number of sites which have switched to another supplier

Local Distribution Company (LDC): a non-nationalized distributor which distributes electricity and/or gas within a delimited territory.

Number of sites: By agreement, the data regarding the number of sites for month M (or quarter Q) will include:

- site connections carried out during month M (of quarter Q).
- supplier changes carried out during month M (quarter Q)

Numbers of sites are rounded, but alternative supplier's market shares are calculated from real figures.

Site: a gas or electricity consumption point for a given customer. One site may include several delivery points (meters). A given customer may have several sites.

Site connection: a customer which connects on a new site. There are two possible situations:

- **Connection on a new site:** a customer moves into a newly-built site, which involves that a meter must be installed and that premises should be connected. E.g. a mechanic which will move into a newly-built garage.
- **Connection on a current site:** a customer moves into a site, after that another customer has left it, which involves that the meter has already been installed. The connection must be made to allow the new customer to be supplied with energy.

Site with contracts at market prices: a site which signed a contract at market prices with the incumbent supplier or with an alternative supplier.

Transaction on the wholesale market: Conclusion of a contract between two wholesale market players, relative to the delivery of gas or electricity for a determined period of time, at a given price. The number of transactions in a market represents its level of activity, or its liquidity.

Wholesale products:

Day-ahead: a contract agreement signed for delivery the day after.

Forward: a standard contract agreement for delivery of a given quantity at a given price, for a given maturity (OTC markets).

Future: a standard contract agreement for delivery of a given quantity at a given price, for a given maturity (organized exchanges).

The maturities may differ across power exchanges (weekly, half-yearly, quarterly, monthly, annually). Maturity Y+1 corresponds to the calendar year after the current year.

Specific electricity market observatory glossary

Alternative supplier: alternative suppliers encompass non-incumbent suppliers.

The companies whose activity is followed through the observatory are:

- balancing responsible entities if the supplied sites have a transmission or a distribution contract
- suppliers if the supplied sites have an integrated supply contract

Incumbent supplier: incumbent suppliers encompass EDF, Local Distribution Companies (LDC) and their subsidiaries. An incumbent supplier is not considered as an alternative supplier out of its historical distribution area.

Main electricity power exchanges in Europe (electricity):

- **PWX:** French Powernext power exchanges, non mandatory (www.powernext.fr).
- **EEX:** German European Energy Exchange power exchanges, non mandatory (www.eex.de).
- **APX:** Dutch Amsterdam Power Exchange power exchanges, mandatory for imports and exports to the Netherlands (www.apx.nl).
- **Omel:** Spanish pool, almost mandatory (www.omel.es).
- **NordPool:** Scandinavian power exchanges, non mandatory (one of the power exchanges in Europe, www.nordpool.no).

Non-interconnected territories: areas of the national territory which are not connected (by electrical lines) to the mainland continental system (Corsica, Martinique, Guadeloupe, Reunion, Guyana, Saint-Pierre and Miquelon and the islands of Molène and Ushant).

Number of sites: In order to count the sites, sites with different suppliers are affected to their main supplier (transmission or distribution contract sites are affected to their balancing responsible entity).

Retail market segments: the non-residential customer market is divided into four segments:

- **Large non residential sites:** sites whose subscribed power level is at least 250 kW. These sites include large industrial sites, hospitals, hypermarkets, large buildings, etc. (with an annual consumption generally over 1 GWh)
- **Medium-sized non residential sites:** sites whose subscribed power level is between 36 kVA and 250 kW. These sites correspond to SME premises, for example (with an annual consumption generally between 0.15 GWh and 1 GWh).
- **Small non residential sites:** sites whose subscribed power level is below 36 kVA. These sites correspond to the professional mass market (private professionals, trades, etc.). Their annual consumption is generally under 0.15 GWh.
- **Residential sites:** Residential sites whose subscribed power level is below 36 kVA. Their annual consumption is generally under 10 MWh.

Residential/non residential segmentation is established by DSO on the basis of historical data, or on suppliers' declarations.

TaRTAM: transitory regulated tariff for market adjustment. Unless specifically specified, TaRTAM sites are included with sites at market prices.

VPP – Products auctioned off by EDF:

- **VPPs baseload:** these are products which reflect a generator running in base mode. It runs on the principle that bidders pay a fixed premium (in Euros/MW) each month in order to reserve available capacity, and that they regularly send EDF a schedule for using these capacities. Then they pay an operating fee per MWh taken off, which is similar to the marginal cost of EDF's nuclear generators. The price structure is therefore "fixed cost + variable cost".
- **VPPs peak:** these are products which reflect a generator running in peak mode. The principle is the same as for the VPPs baseload, but the price paid for each MWh taken off is an estimate of

the marginal cost of EDF's peak generators. Given this high variable cost, the fixed premium paid by bidders is lower than for VPPs baseload.

Wholesale market segments:

- **Generation**
- **VPP:** "Virtual Power Plant" or capacity auction sales set up by EDF as a result of a decision made by the European Commission (http://www.edf.fr/index.php4?coe_i_id=244)
- **Wholesale purchases and sales (OTC)¹²:** block trading notifications, i.e. quantities selected by RTE the previous day for the day after, excluding trading via Powernext
- **Imports and exports:**
http://www.rte-france.com/html/fr/offre/offre_inter_1.htm
- **Purchases and sales via Powernext,** the French electricity power exchange:
www.powernext.fr
- **Final consumption:** sales to sites as a balancing responsible entity or under block trading
- **Sales to network operators to compensate for their losses:** http://www.rte-france.com/html/fr/offre/offre_perte.htm

Wholesale products:

Baseload : 24 hours a day, 7 days a week.

Peak (continental Europe): from 8 a.m. to 8 p.m., Monday to Friday.

¹² "Over the Counter" or private transactions

Specific gas market observatory glossary

Alternative supplier: alternative suppliers encompass non-incumbent suppliers.

The observatory deals with:

- Shippers delivering gas to consumption sites connected to the transmission system
- Suppliers delivering gas to consumption sites connected to the distribution system

Incumbent supplier: the incumbent suppliers include Gaz de France, Tegaz, the local distribution companies and their subsidiaries.

Market segments: the retail gas market is divided into three segments:

- Non- residential customers connected to the transmission network.
- Non-residential customers connected to the distribution network.
- Residential customers.

Number of sites: for sites supplied by several suppliers, we only take into account the most important supplier which subscribed the largest capacity.

Consumptions: in transmission, the yearly consumptions considered correspond to consumptions of sites measured in 2006. For sites supplied by several suppliers, the consumption delivered by each supplier is proportional with the capacity subscribed.

In distribution, the yearly consumptions considered are estimated on the basis of yearly reference consumptions updated on 1st January 2007.

Balancing zone: geographic gas transmission system zone within which gas injections and off-takes must be balanced. France account with 6 balancing zones with 2 specific areas in the north: North-B with B Gas (natural gas with a low calorific value) and North-H with H Gas (natural gas with a high calorific value).

Gas exchange point – PEG: a virtual point, linked to a balancing zone, where a shipper can deliver gas to another shipper.

Gas release: to introduce competition in the South of France, a gas release program was set up for a three-year period.

- Gaz de France put 15 TWh per year on the market at the South gas exchange point through calls for tenders and bilateral negotiations.
- Total Infrastructures Gaz France put 1.1 TWh per year on the market.

