

Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

2^{ème} trimestre 2008



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE



SOMMAIRE

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 juin 2008	8
4. Analyse en dynamique : 2 ^{ème} trimestre 2008.....	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 juin 2008	27
4. Analyse en dynamique : 2 ^{eme} trimestre 2008.....	32
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	37
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz	38
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité	39
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz	41



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

Introduction

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

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

Depuis le 1^{er} juillet 2007, tous les consommateurs ont la possibilité de choisir leur fournisseur d'électricité ou de gaz.

Le marché de l'électricité

Le marché de détail de l'électricité

1. Introduction

L'ouverture du marché français de l'électricité a connu plusieurs étapes :

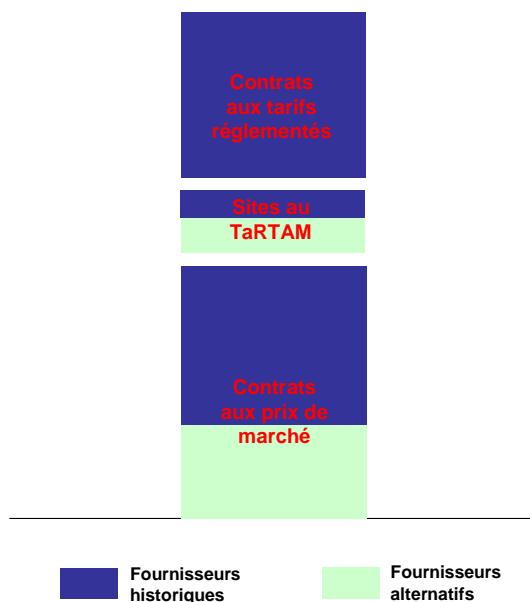
- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises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

Aujourd'hui, 34 millions de sites environ sont éligibles¹, ce qui représente environ 439² TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients peuvent disposer de 3 types de contrats :

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

Répartition des contrats d'électricité
-schéma illustratif-

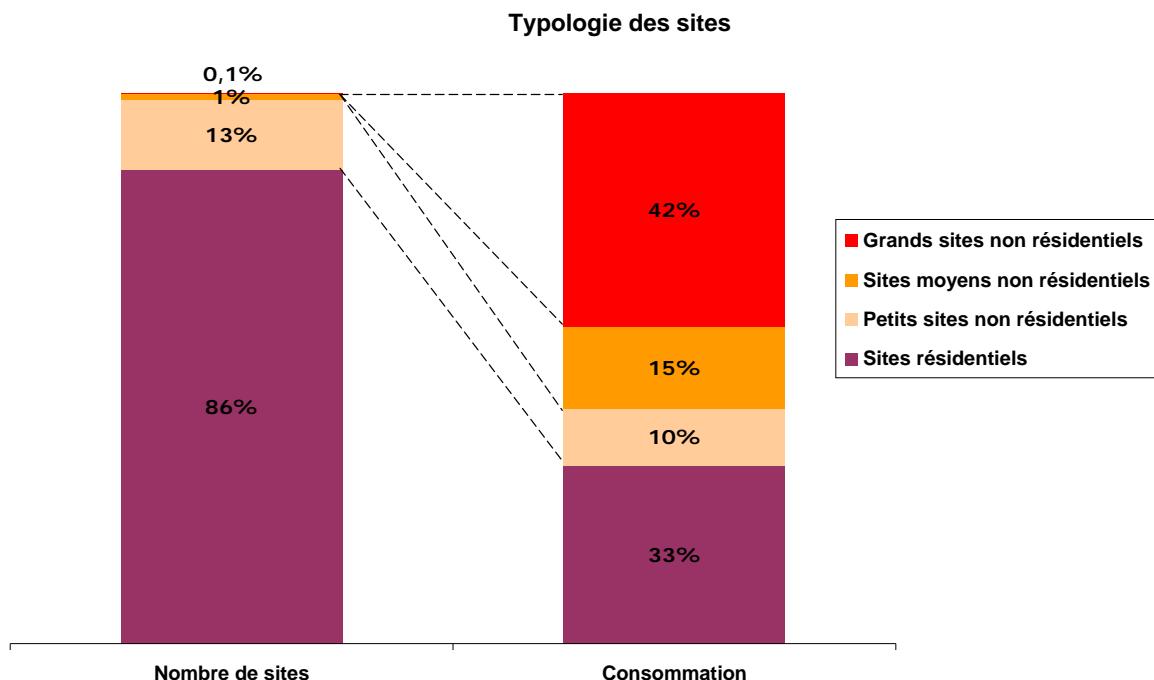


¹ Hors zones non interconnectées (voir le glossaire électricité pour la définition des zones non interconnectées).

² Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité à la consommation des clients raccordés aux principaux gestionnaires de réseaux, qui représente 432 TWh.

Les principales sources de l'observatoire sont les fournisseurs historiques, RTE et les sept plus grands gestionnaires de réseaux de distribution : Electricité Réseau Distribution France (ex EDF Réseau de Distribution), Electricité de Strasbourg, Gaz et Electricité de Grenoble, URM (ex Usine d'Electricité de Metz), SICAE de l'Oise, 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 2008 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 juin 2008

A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 juin 2008	Au 31 mars 2008	Au 30 juin 2008	Au 31 mars 2008
Nombre total de sites	29 400 000	29 500 000	4 800 000	4 700 000
• sites en offre de marché	292 000	116 000	795 000	802 000
• dont sites au TaRTAM	-	-	3 340	3 360
• sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	288 000	112 000	344 000	342 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	1,0%	0,4%	7,2%	7,2%

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

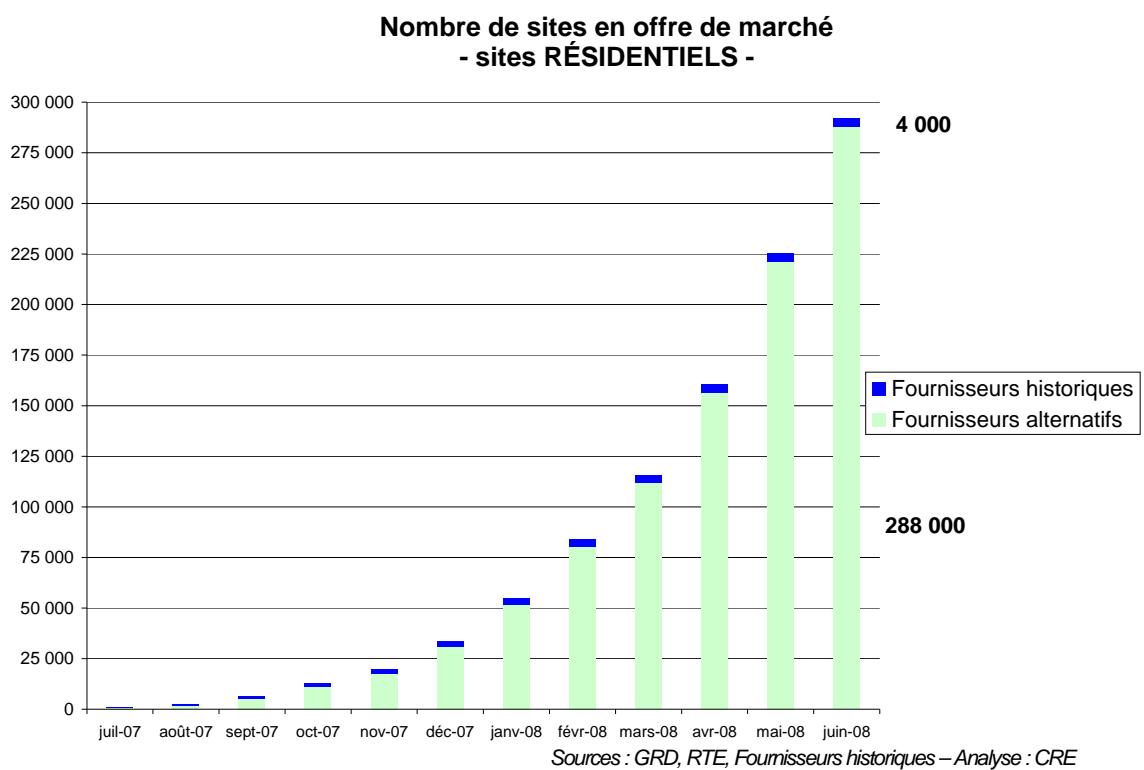
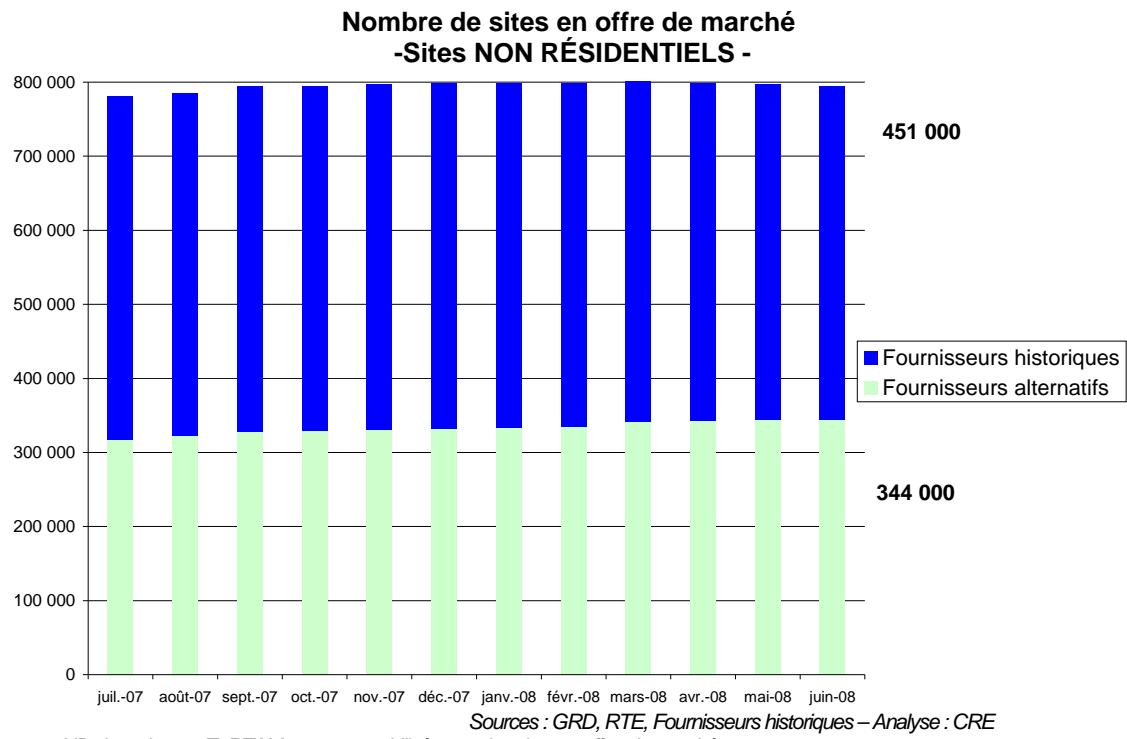
Synthèse en consommation

Situation (en consommation)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 juin 2008	Au 31 mars 2008	Au 30 juin 2008	Au 31 mars 2008
Consommation totale des sites	138 TWh	139 TWh	294 TWh	290 TWh
• consommation des sites en offre de marché	1,4 TWh	0,5 TWh	136 TWh	134 TWh
• dont consommation des sites au TaRTAM	-	-	84 TWh	86 TWh
• consommation des sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	1,4 TWh	0,5 TWh	37 TWh	36 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	1,0 %	0,4 %	12,5%	12,4%

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

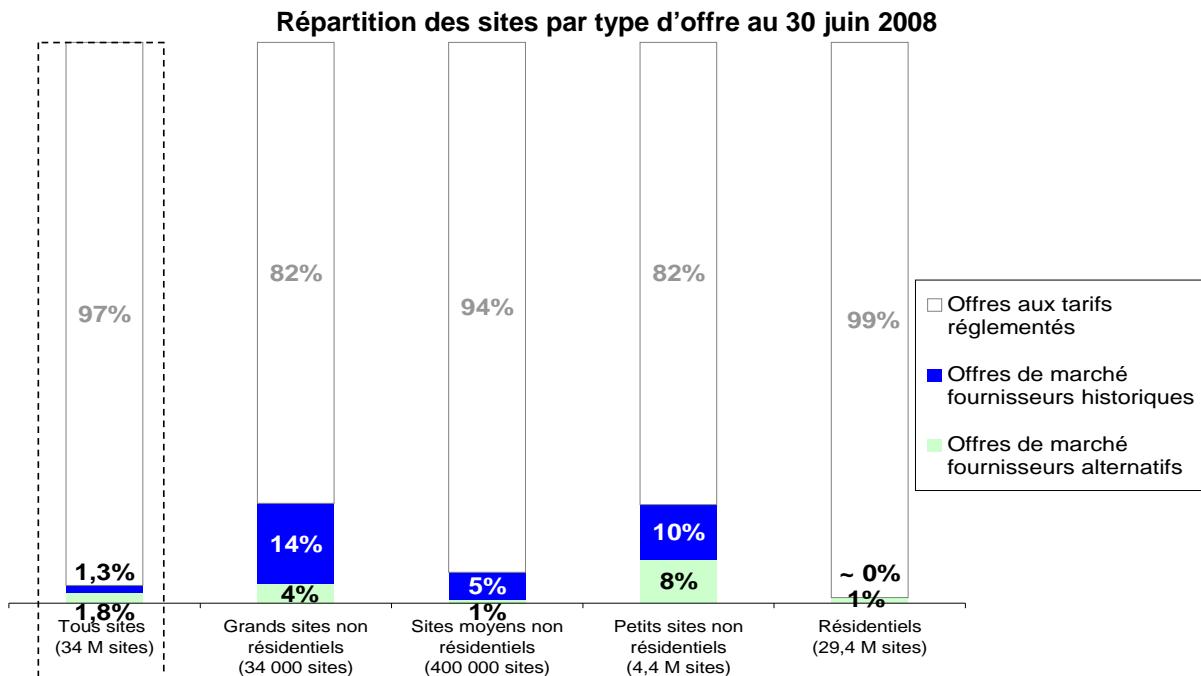


B. Evolution du nombre de sites en offre de marché



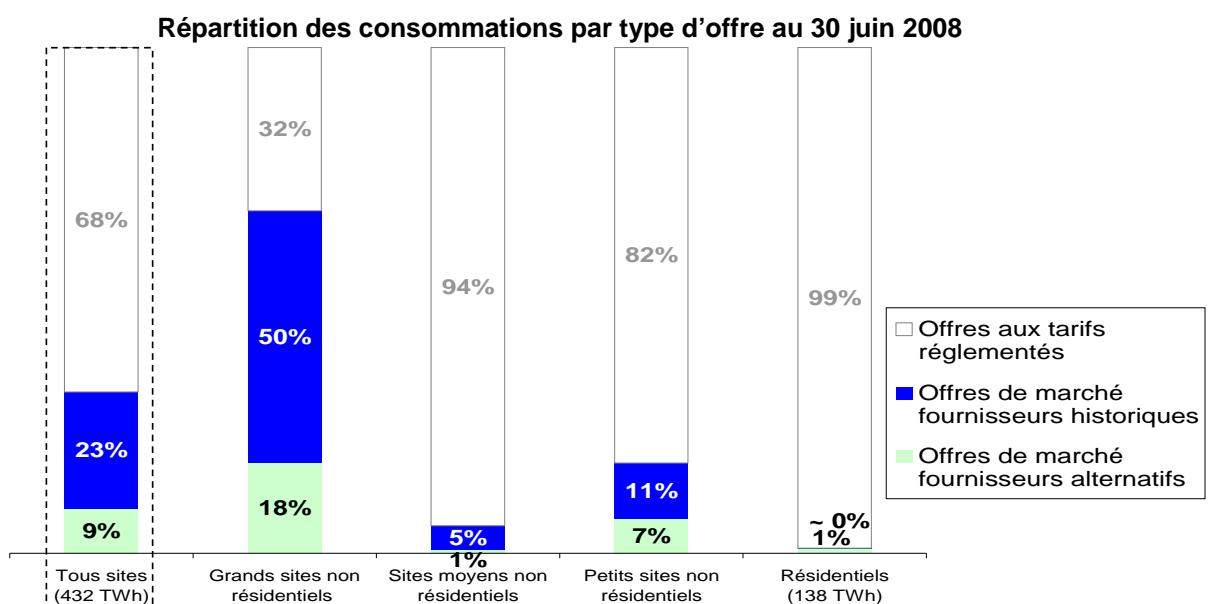
Au 30 juin 2008, environ 795 000 sites non résidentiels et 292 000 sites résidentiels sont en offre de marché.

C. Parts de marché en nombre de sites au 30 juin 2008



Au 30 juin 2008, environ 3% des sites sont en offre de marché. Parmi eux, la moitié a fait le choix d'un fournisseur alternatif.

D. Parts de marché en consommation au 30 juin 2008





E. Données 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.

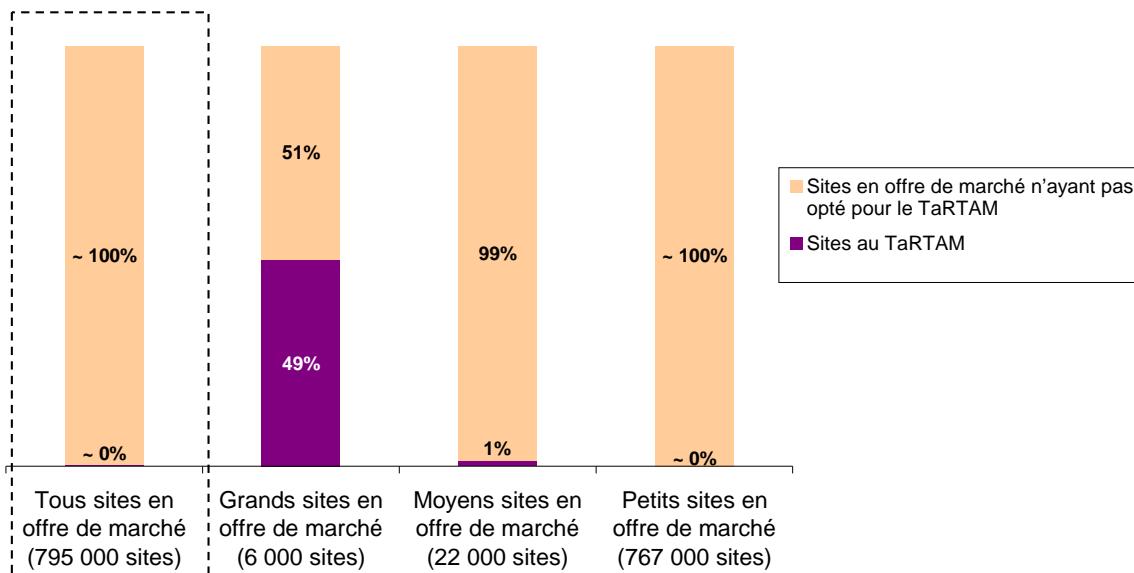
Au 30 juin 2008, 3 340 sites environ (soit 0,4% des sites non résidentiels en offre de marché) sont au TaRTAM. Ils représentent une consommation annuelle de 84 TWh, soit 62% de la consommation des sites non résidentiels en offre de marché.

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

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

33 fournisseurs alimentent des clients au TaRTAM. Les fournisseurs alternatifs alimentent 37% des sites et 34% de la consommation au TaRTAM.

Part des sites au TaRTAM rapportée à l'ensemble des sites non résidentiels en offre de marché au 30 juin 2008

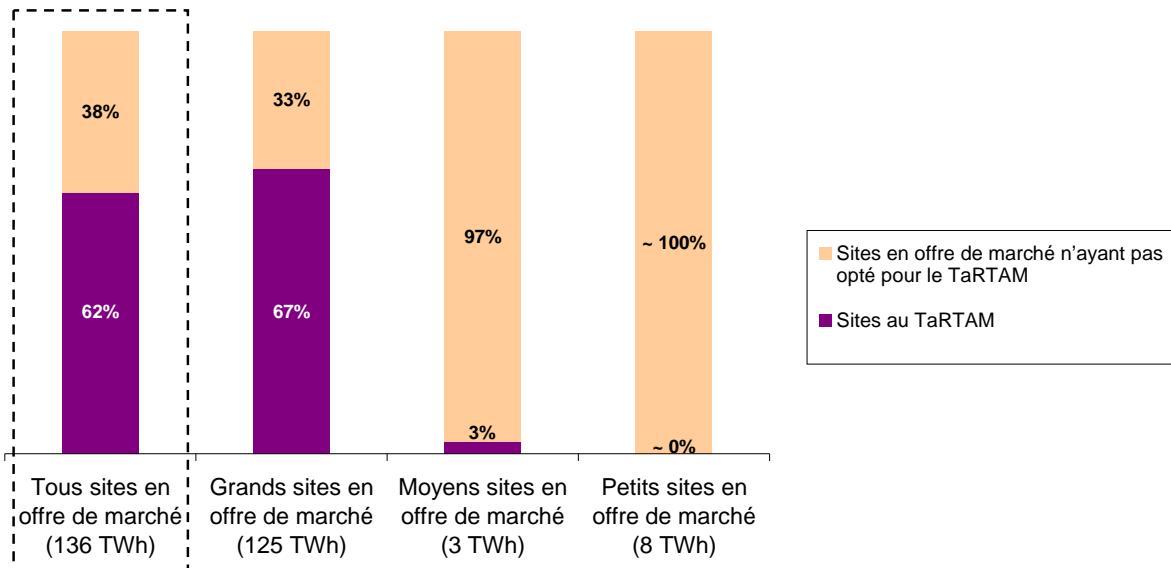


Sources : Fournisseurs – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au 30 juin 2008, 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 juin 2008



Sources : GRD, Fournisseurs – Analyse : CRE



F. Fournisseurs d'électricité actifs au 30 juin 2008

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
Fournisseurs alternatifs⁵ d'électricité				
Atel Énergie	●	●		
Compagnie Nationale du Rhône	●	●	●	
Direct Energie		●	●	●
EGL	●			
Electrabel, Groupe SUEZ	●	●	●	●
Endesa Energía	●	●	●	
Endesa France (SNET)	●	●		
Enel France	●			
Enercoop		●	●	●
E.ON Group	●			
Gaz de France	●	●	●	●
HEW Énergies	●			
Iberdrola	●			
KalibraXe	●			
Planète UI			●	●
Poweo	●	●	●	●
Verbund	●			
Fournisseurs historiques⁵ d'électricité				
Alterna	●	●	●	●
EDF	●	●	●	●
GEG Sources d'Energie	●	●	●	●
Proxelia	●	●	●	●
Sorégies	●	●	●	●
UEM	●	●	●	●

Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Au 30 juin 2008, six 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.

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



4. Analyse en dynamique : 2^{ème} trimestre 2008

A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

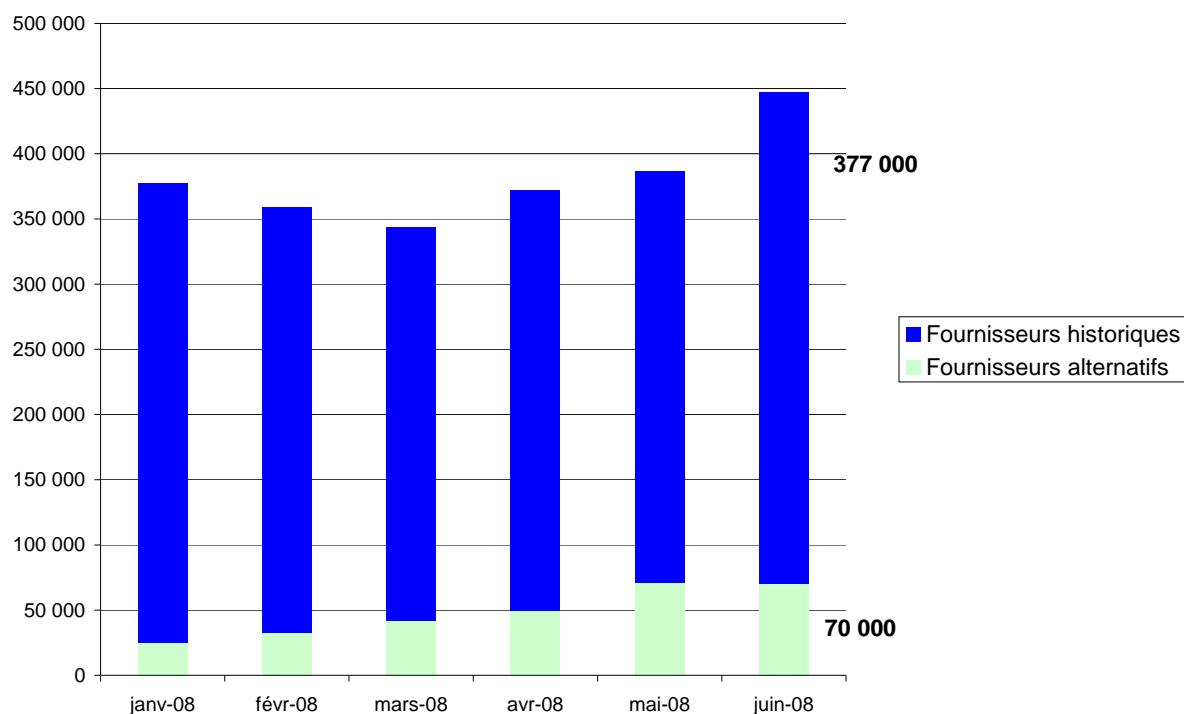
Les ventes brutes mensuelles d'un fournisseur correspondent au nombre de sites ayant conclu un contrat au cours du mois considéré à l'occasion d'une mise en service ou d'un changement de fournisseur. Les ventes brutes, en offre de marché ou au tarif réglementé, mesurent l'efficacité commerciale du fournisseur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

AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	T2 2008	T1 2008	T2 2008	T1 2008
Ventes brutes totales	1 033 000	949 000	173 000	131 000
• Dont ventes brutes des fournisseurs alternatifs	181 000	81 000	10 000	18 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	17,5%	8,6%	5,7%	13,9%

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

B. Ventes brutes des trimestres écoulés

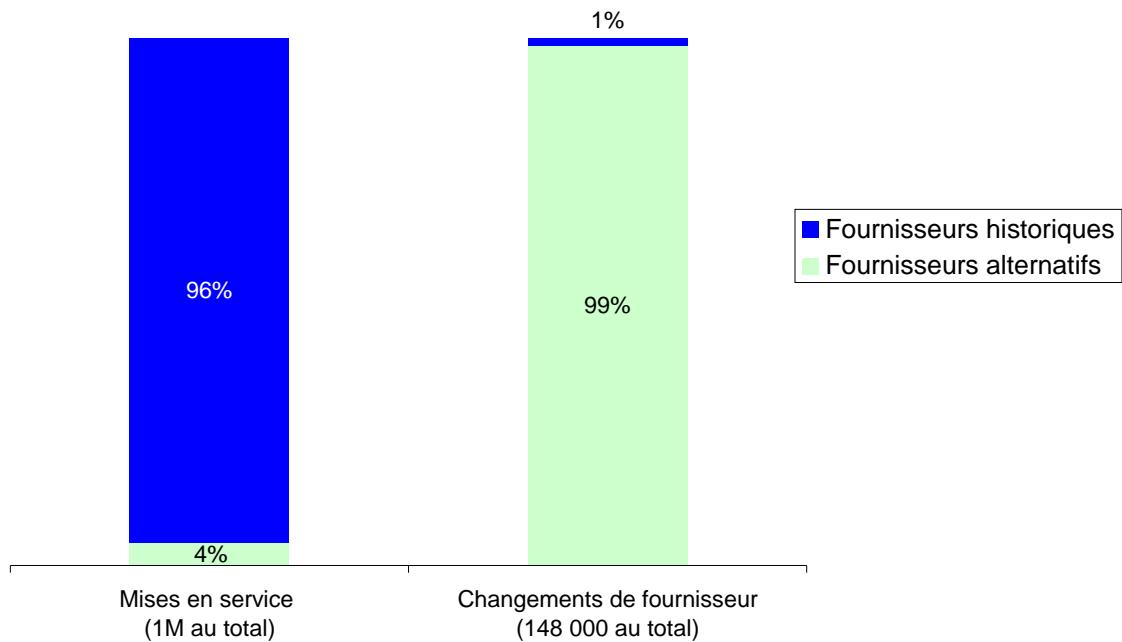
Ventes brutes totales mensuelles



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



Répartition des ventes brutes par type de fournisseur au cours du 2^{ème} trimestre 2008



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

Exemple de lecture : au cours du 2^{ème} trimestre 2008, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 4% des 1 000 000 de mises en service effectuées.

Le marché de gros de l'électricité

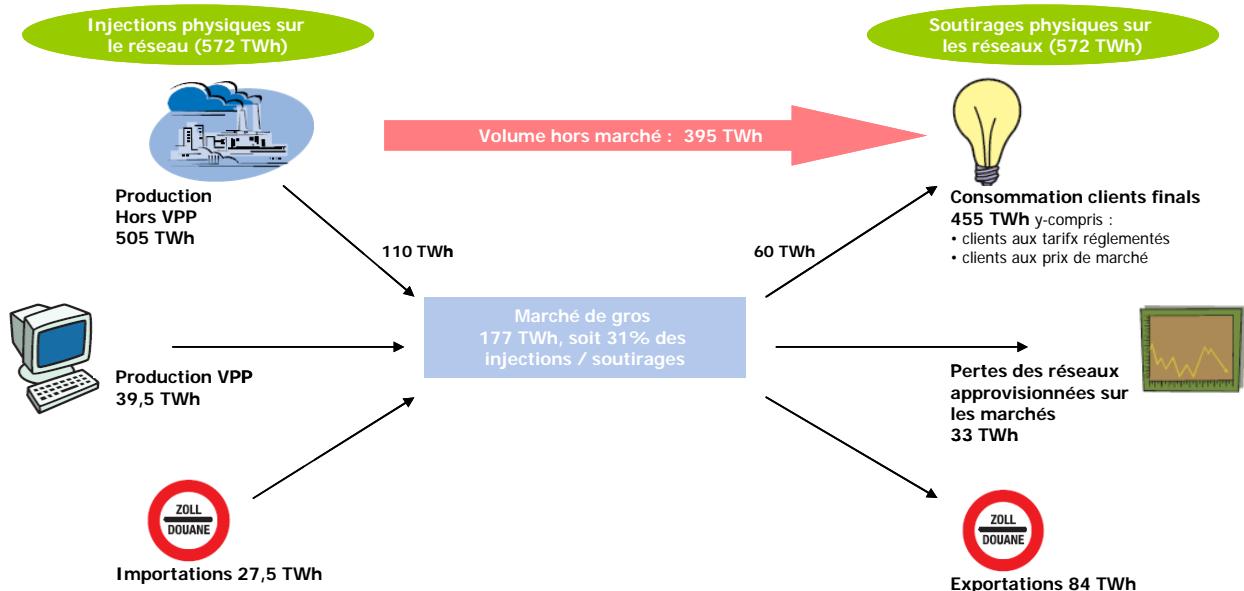
1. Introduction

A. Les principales dates concernant le marché de gros français

- Novembre 2000 : la CRE valide la première version du contrat de responsable d'équilibre (RE)
- Début 2001 : premiers achats de pertes sur le marché par RTE
- Mai 2001 : premières cotations OTC publiées concernant le marché français
- Septembre 2001 : premières mises aux enchères de capacités de production par EDF (VPP)
- Novembre 2001 : lancement du marché Powernext *Day-Ahead*
- Juin 2004 : lancement du marché Powernext *Futures*
- Juillet 2004 : premiers achats de pertes sur le marché par ERDF
- Janvier 2006 : mise en place d'enchères de capacités explicites aux frontières (à l'exception de la Suisse)
- Novembre 2006 : démarrage du *market coupling* entre la France, la Belgique et les Pays-Bas.

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 2007. Il fait apparaître les volumes nets physiques livrés sur le marché de gros, ainsi que les cessions internes d'électricité entre les activités de production et de commercialisation des opérateurs intégrés.



Source : RTE – données 2007 - Analyse : CRE

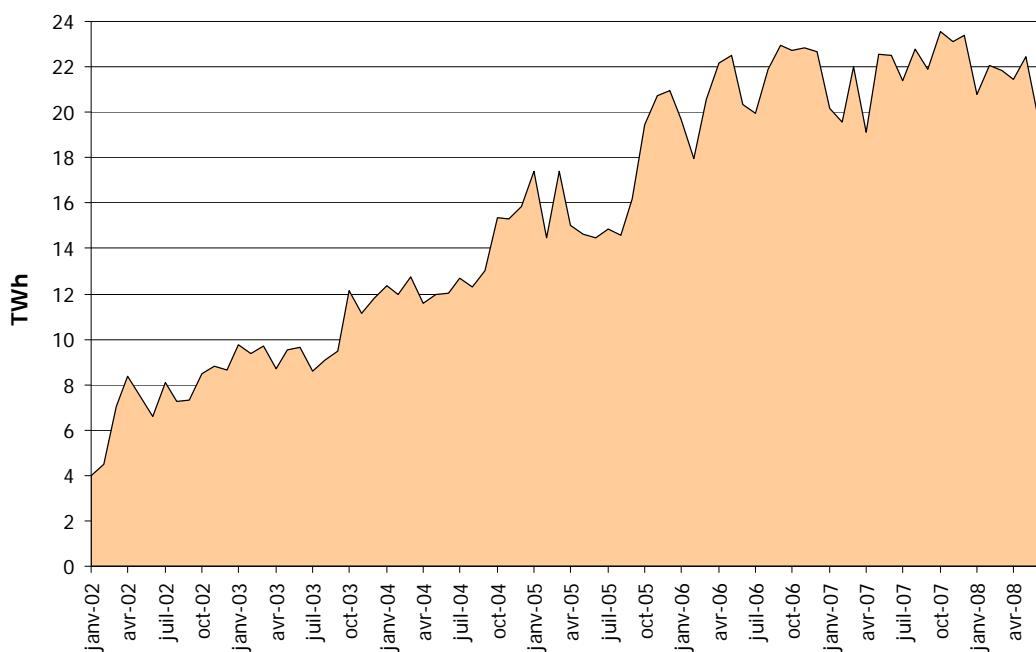
2. Activité sur le marché de gros français

A. Activité sur le marché de gré à gré

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

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

Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré



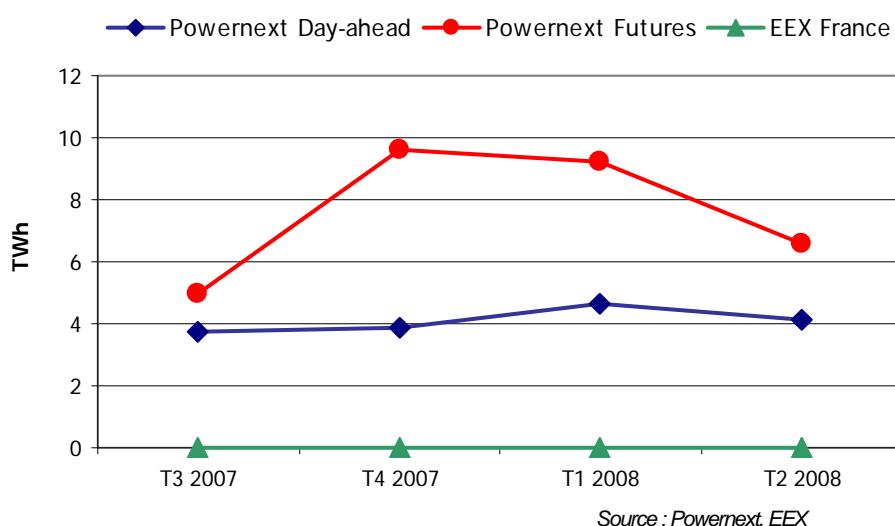
Source : RTE – Analyse : CRE

Le volume des livraisons sur le marché de gré à gré, à 63,6 TWh au 2^{ème} trimestre 2008 a diminué de 1,7% par rapport au trimestre précédent et de 0,8% par rapport à la même période l'année précédente. Il a représenté environ 57% de la consommation nationale au deuxième trimestre 2008, contre 46% au premier trimestre 2008.

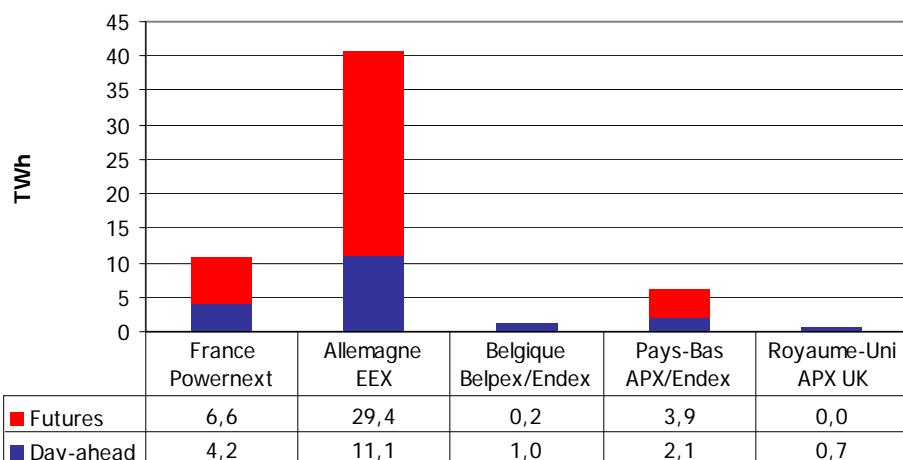
B. Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Le volume échangé sur Powernext au 2^{ème} trimestre 2008 a diminué de 10,1% sur le marché *day-ahead* et diminué de 28,8% sur le marché *futures* par rapport au trimestre précédent. Il a augmenté de 22,5% sur le marché *day-ahead* et de 28,1% 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)
– second trimestre 2008 –



Source : Powernext, EEX, Belpex, Endex, APX

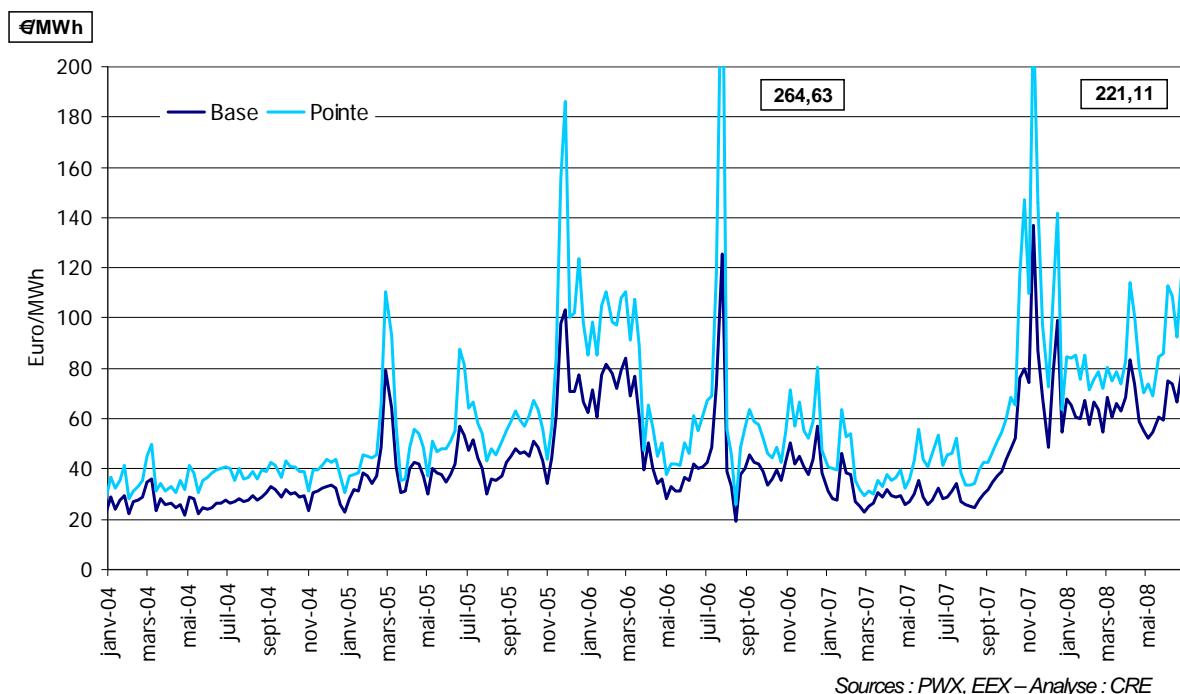
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne

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 66,44 €/MWh au deuxième trimestre 2008. Ils ont augmenté de 4,6% par rapport au trimestre précédent et augmenté de 126,4% par rapport à la même période de l'année 2007.

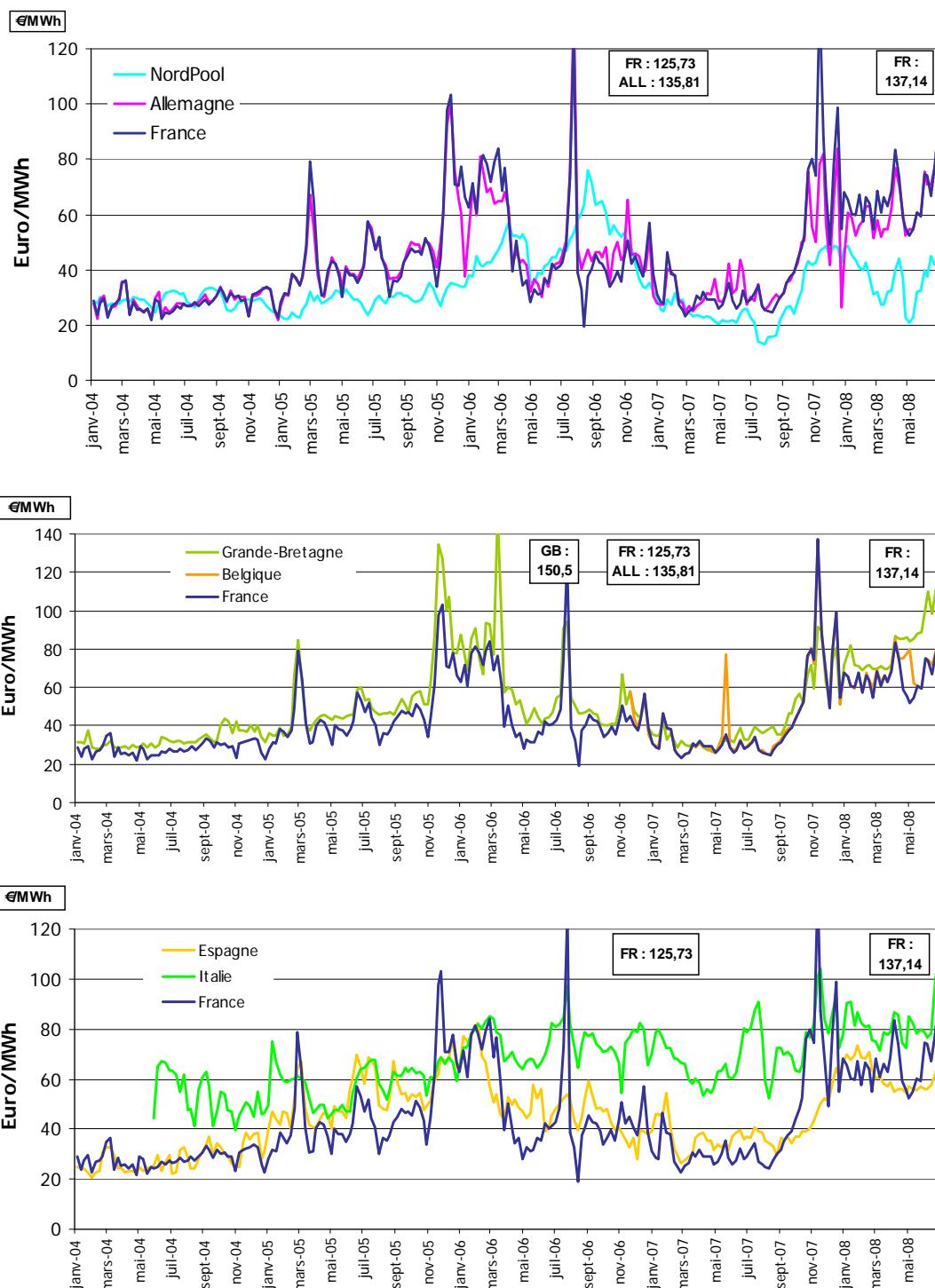
Les prix *day-ahead* en pointe cotés sur Powernext ont affiché une moyenne de 92,33 €/MWh au deuxième trimestre 2008. Ils ont augmenté de 17,1% par rapport au trimestre précédent, et augmenté de 120,9% par rapport à la même période de l'année 2007.



Les prix *day-ahead* français en base du deuxième trimestre 2008 étaient supérieurs en moyenne trimestrielle aux prix de la bourse allemande (EEX), de la bourse espagnole (Omel) et de Nordpool.



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



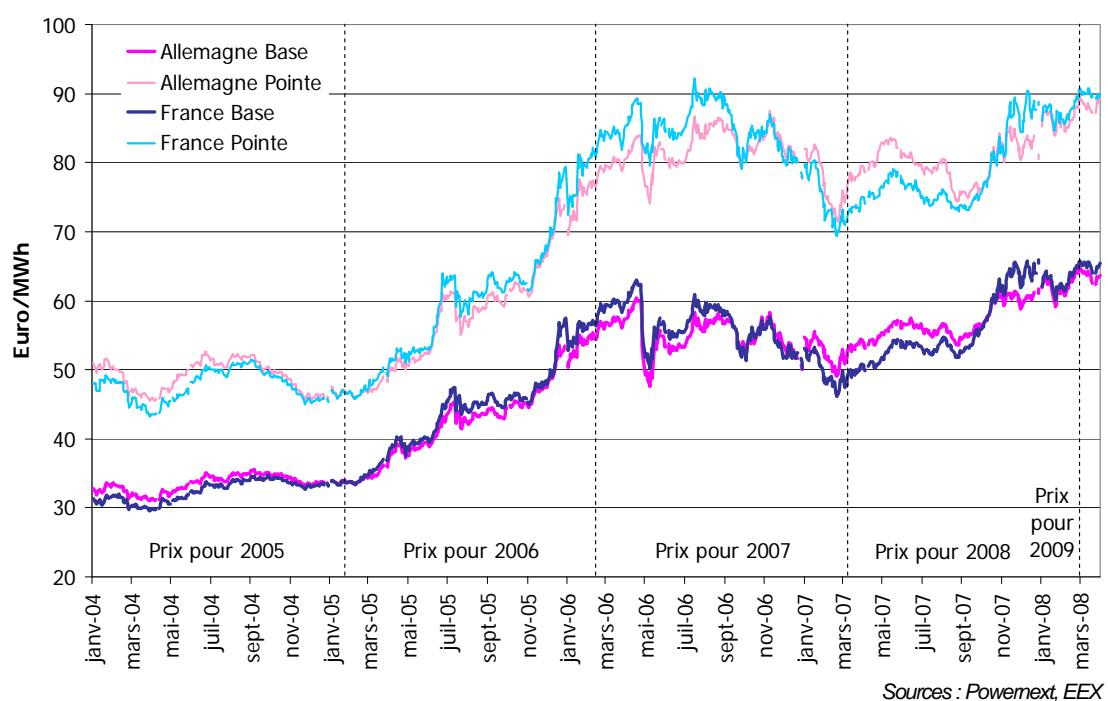
Sources : Powernext, EEX, Belpex, Omel, NordPool, Ipx – Analyse : CRE

B. Prix futures

Au 30 juin 2008, le prix futures annuel (Y+1) en base sur Powernext a augmenté de 41,1% par rapport au 1er avril 2008, passant de 65 €/MWh à 91,7 €/MWh.

Comme au trimestre précédent, les prix en France étaient plus élevés qu'en Allemagne. Le différentiel de prix moyen trimestriel entre les deux pays s'est élevé à 3 €/MWh en base et à 3,2 €/MWh en pointe.

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

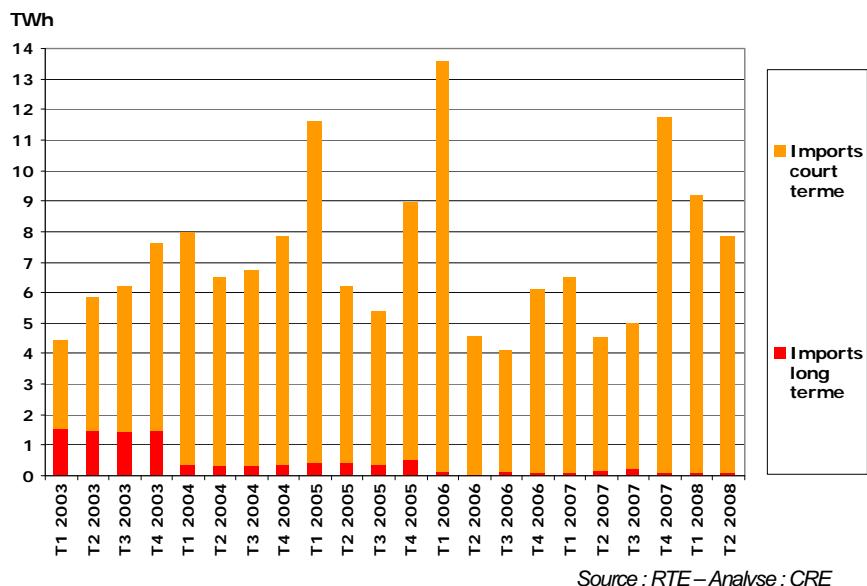




4. Volumes d'imports/exports

Les importations ont diminué de 15% au deuxième trimestre 2008 par rapport au trimestre précédent, et augmenté de 73% par rapport au même trimestre l'année précédente.
Somme des importations des importations par trimestre

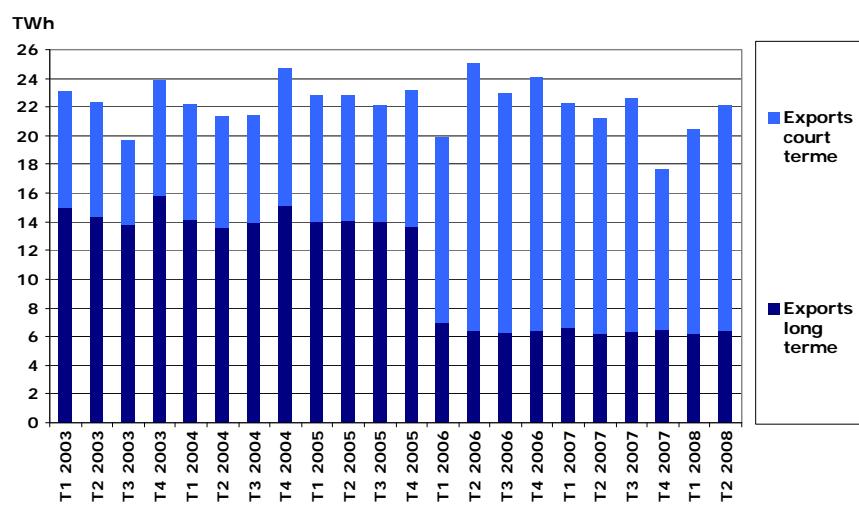
Somme des importations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

Les exportations ont augmenté de 8% au deuxième trimestre 2008 par rapport au trimestre précédent. Elles ont augmenté de 4% par rapport à celles observées pendant la même période l'année précédente.

Somme des exportations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

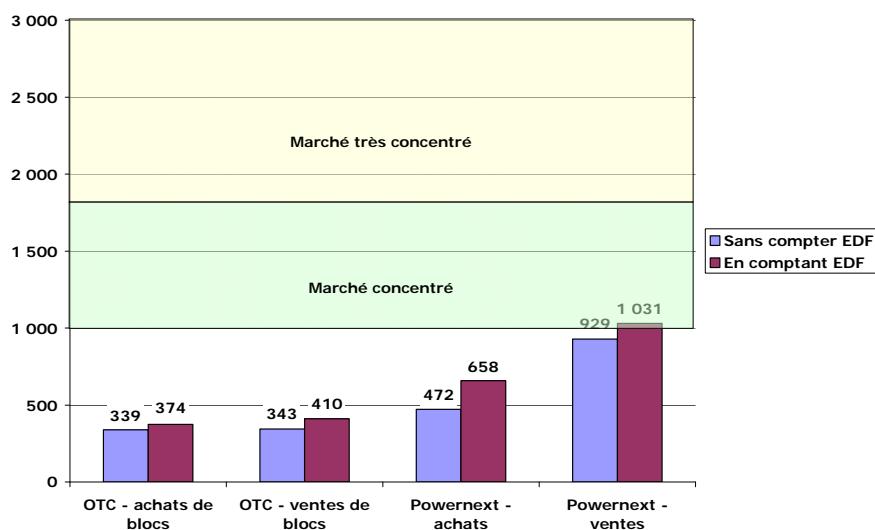
5. Concentration du marché français de l'électricité

A la fin du deuxième trimestre 2008, 131 responsables d'équilibre sont présents sur le marché de gros français, soit 3 de plus qu'au trimestre précédent. 69 responsables d'équilibre étaient présents sur Powernext *Day-Ahead* et 33 sur Powernext *Futures*. Powernext a accueilli 1 nouveau membre sur son marché *Day-Ahead* et 8 membres ont quitté 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 deuxième trimestre 2008, les achats et ventes sur le marché OTC ainsi que les achats et les ventes sur Powernext sont restés des segments de marché peu concentrés hors groupe EDF. Au contraire, en incluant le groupe EDF, les ventes sur Powernext représentent un segment de marché concentré.



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).

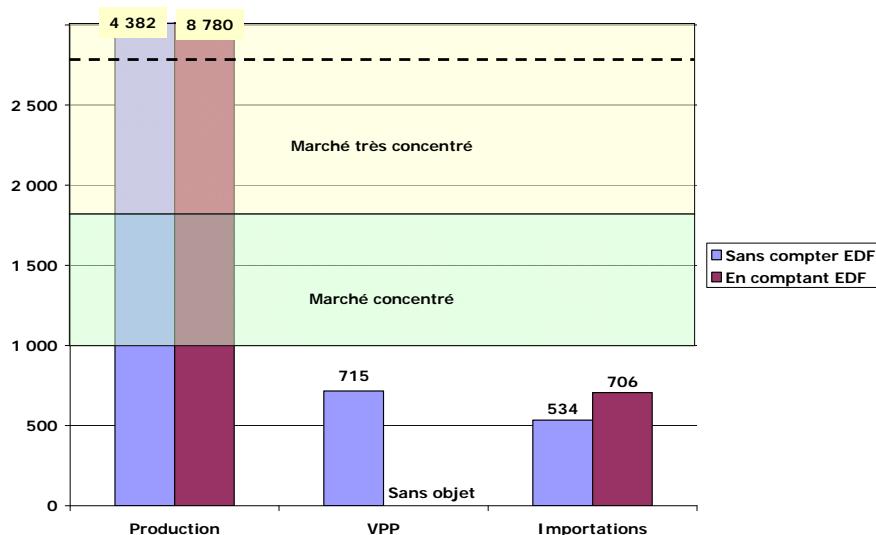
⁶ L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur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

- second trimestre 2008 -

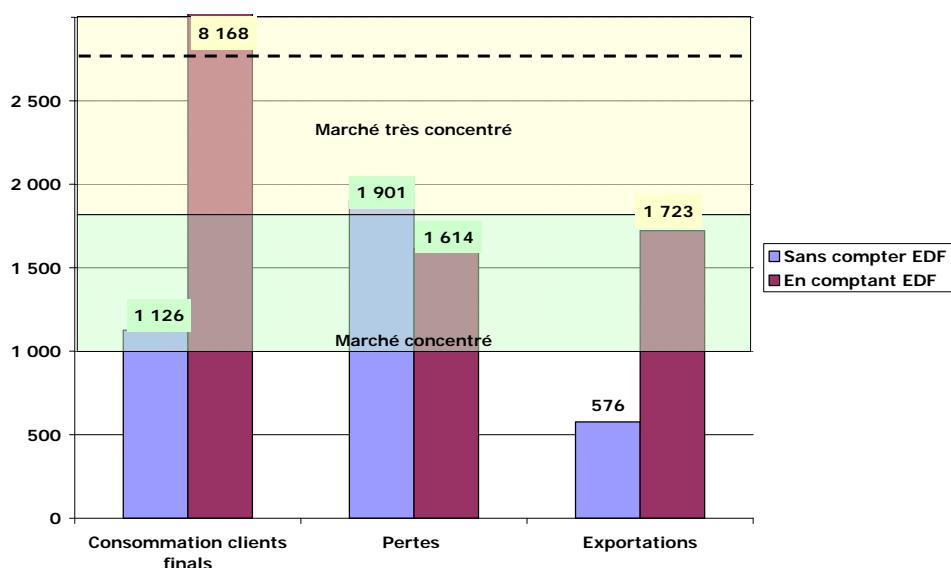


Source : RTE – Analyse : CRE

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. Le marché des pertes est très concentré sans tenir compte d'EDF et moins concentré en intégrant EDF.

Indice de concentration HHI – soutirages

- second trimestre 2008 -



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 :

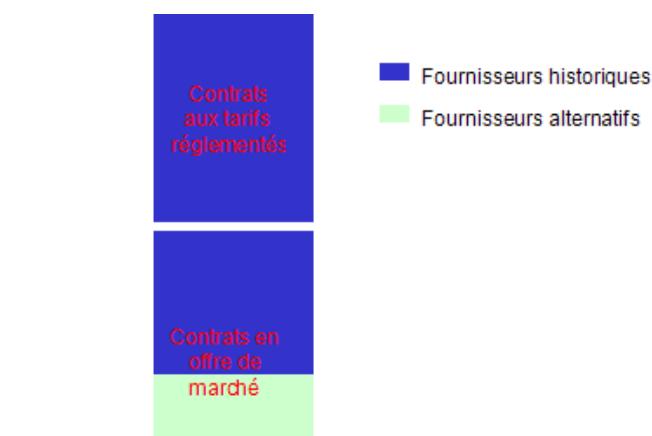
- à partir d'août 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 237 GWh et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quel que soit leur niveau de consommation annuelle,
- à partir d'août 2003, éligibilité de tous 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 juin 2008, 11,5 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 518 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).

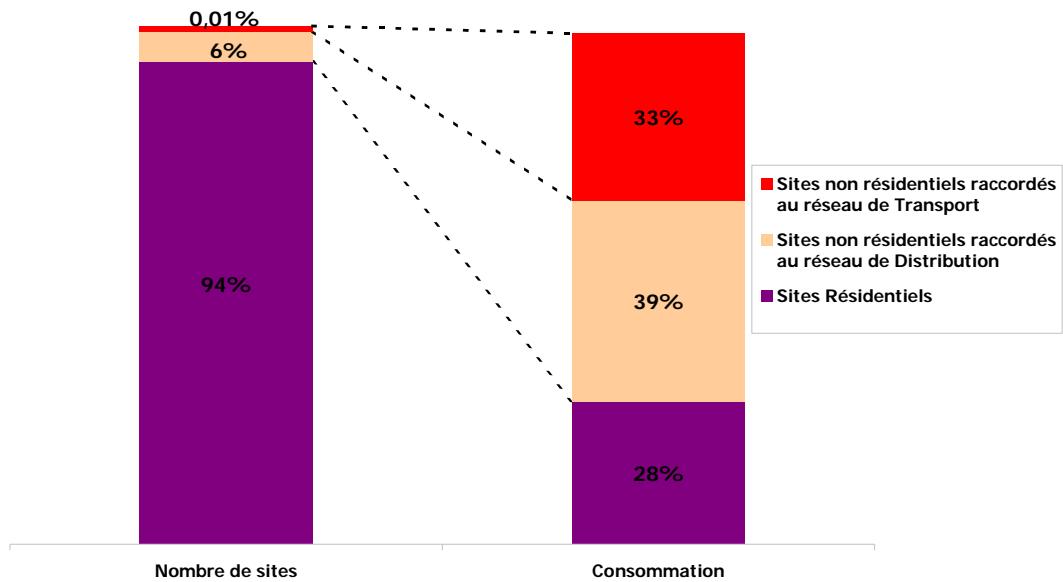
⁷ Gaz naturel, hors grisous, gaz industriels et réseaux de GPL.

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 517 TWh.

La baisse constatée entre la consommation calculée au 31 mars 2008 et calculée au 30 juin 2008 s'explique par une actualisation d'une partie de données servant au calcul.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif

Typologie des sites



Le marché se divise en trois segments :

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



3. Etat des lieux au 30 juin 2008

A. Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 juin 2008	Au 31 mars 2008	Au 30 juin 2008	Au 31 mars 2008
Nombre total de sites	10 800 000	10 800 000	680 000	680 000
• sites en offre de marché	478 000	271 000	184 000	178 000
• sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	203 000	128 000	84 000	80 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	1,9%	1,2 %	12,4%	11,7 %

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

Synthèse en consommation

Situation (en consommation)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 juin 2008	Au 31 mars 2008 ⁹	Au 30 juin 2008	Au 31 mars 2008 ⁹
Consommation totale des sites	142 TWh	143 TWh	375 TWh	376 TWh
• sites en offre de marché	5,9 TWh	3,3 TWh	219 TWh	217 TWh
• sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	1,8 TWh	1,1 TWh	68 TWh	64 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	1,3 %	0,8 %	18 %	17 %

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

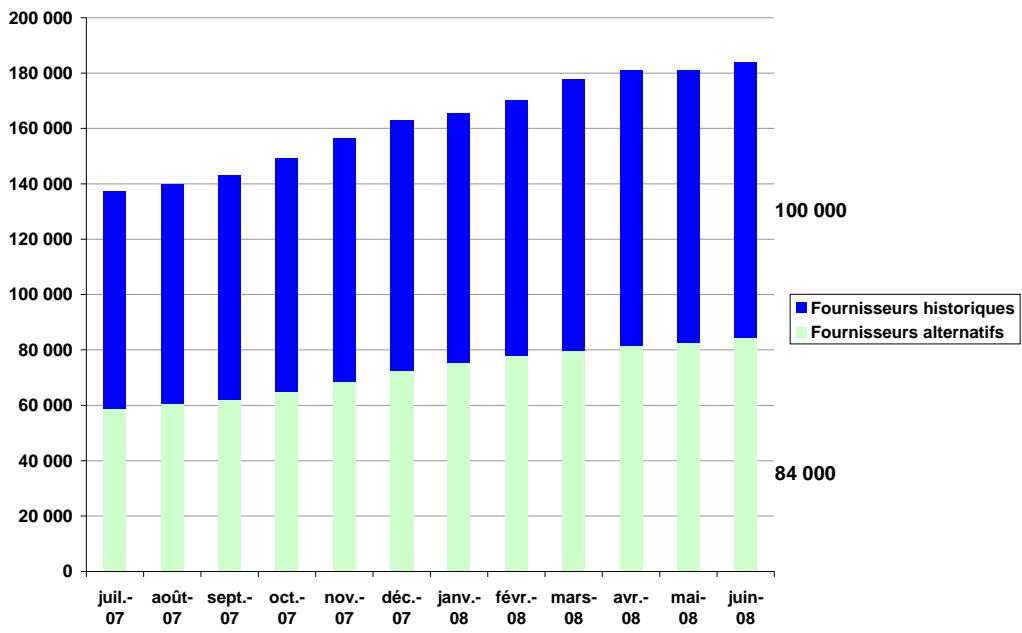
Au 30 juin 2008, le nombre de sites en offre de marché sur l'ensemble du marché français s'élève à 662 000, dont 478 000 sites résidentiels. Sur le segment non résidentiel, la part de marché des fournisseurs alternatifs progresse en nombre de sites et en volume.

⁹ Les données au 31 mars 2008 ont été actualisées en cohérence avec les données de consommation disponibles au 30 juin 2008.



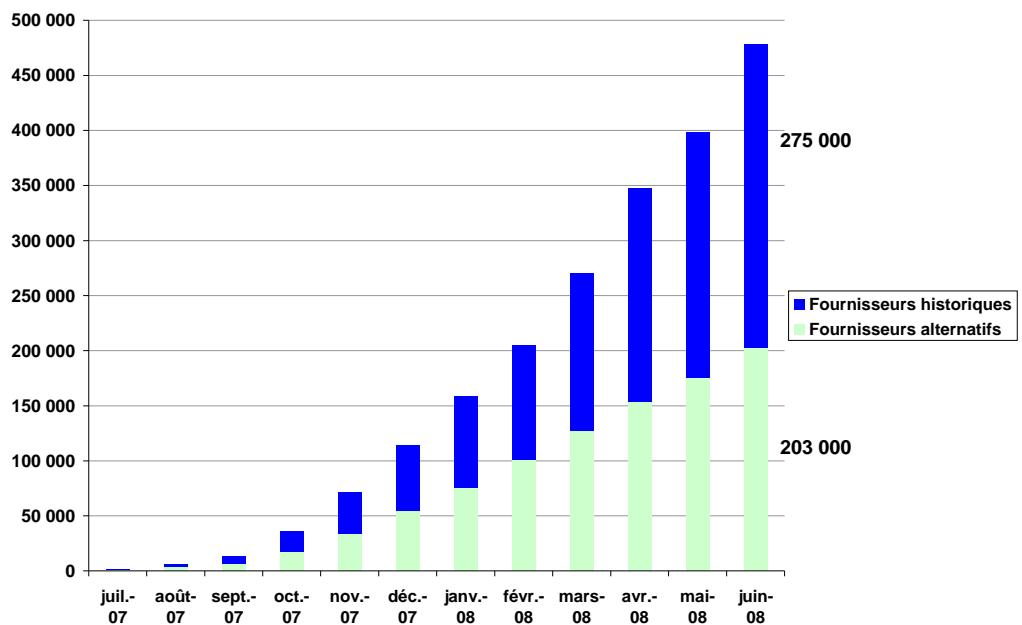
B. Evolution du nombre de sites en offre de marché

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



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

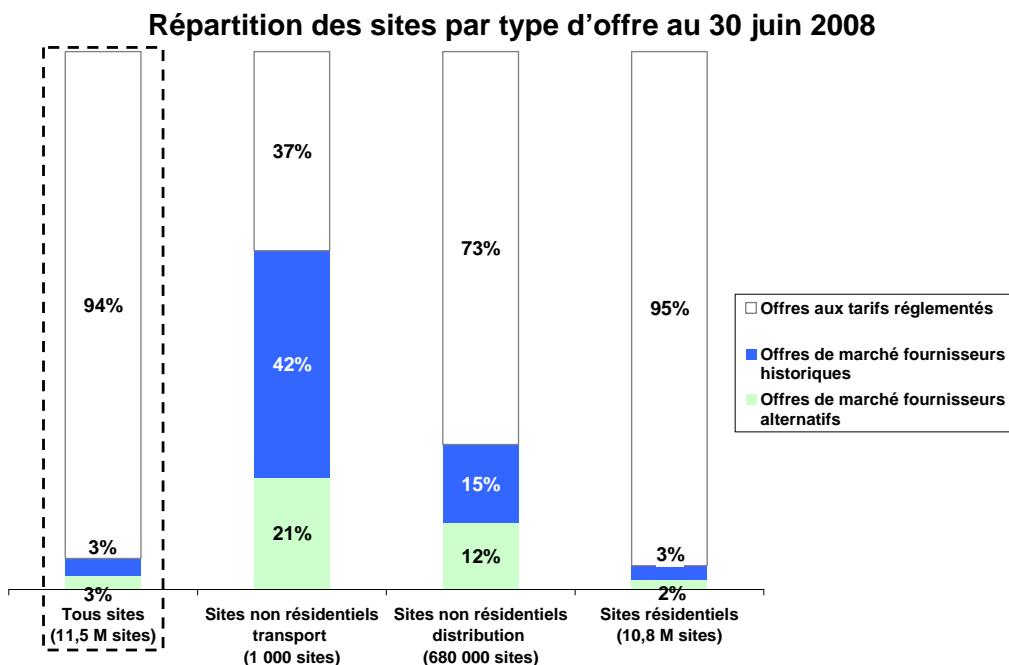
**Nombre de sites en offre de marché
-Sites RÉSIDENTIELS –**



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

Au 30 juin 2008, 662 000 sites ont choisi une offre de marché, dont 287 000 auprès d'un fournisseur alternatif.

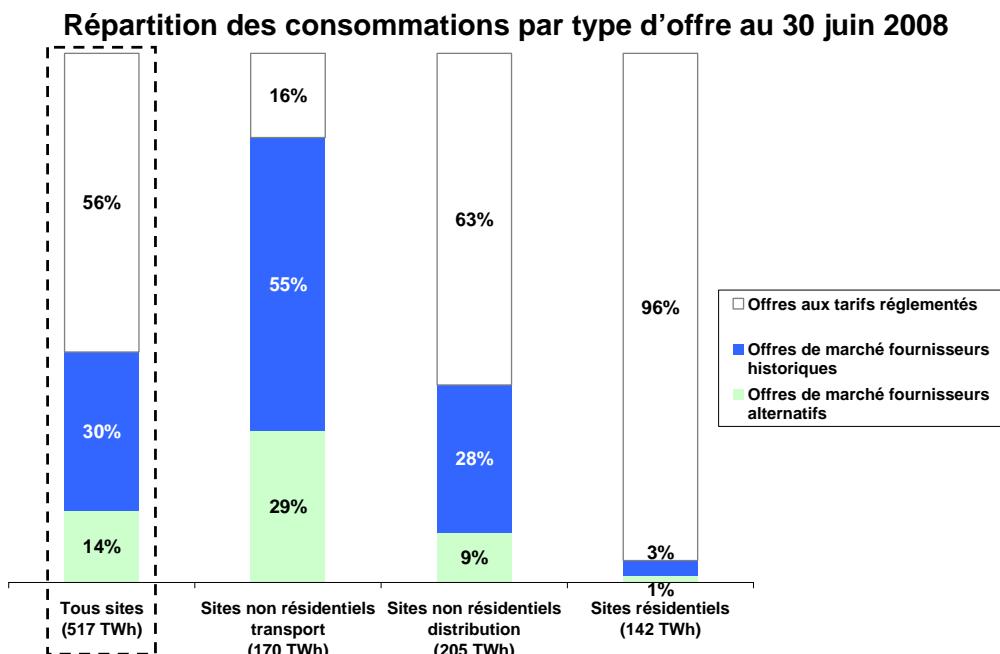
C. Parts de marché en nombre de sites au 30 juin 2008



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

Au 30 juin 2008, environ 6 % 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 juin 2008

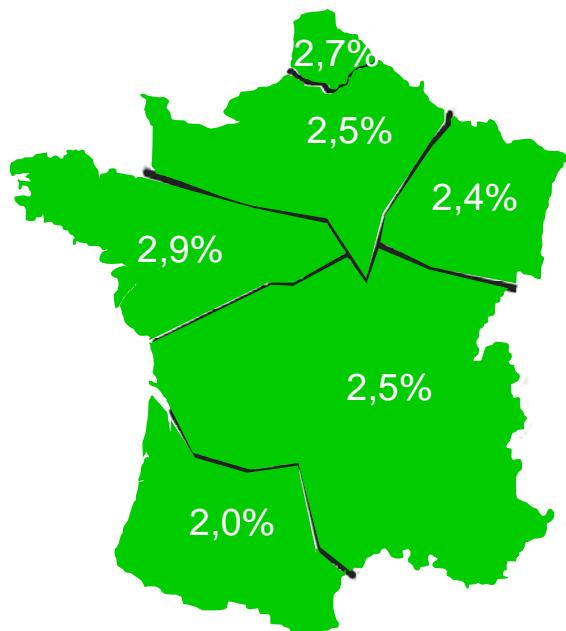


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

E. Analyse par zone géographique

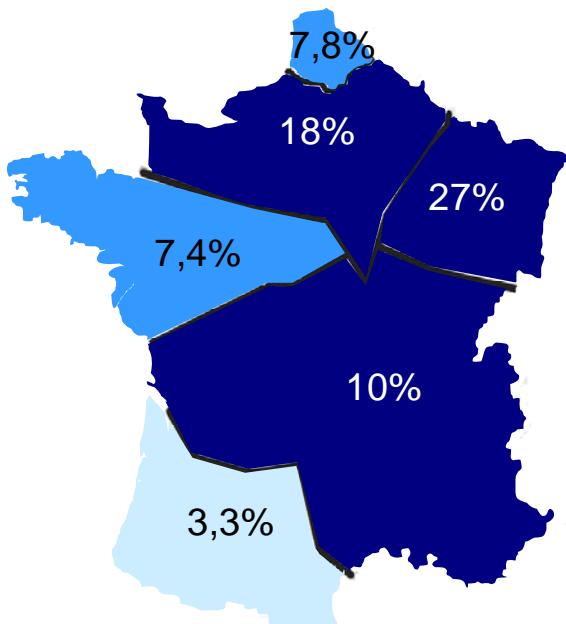
Parts de marché des fournisseurs alternatifs par zone d'équilibrage¹⁰ au 30 juin 2008

- en nombre de sites -



- Part de marché < 1,5%
- Part de marché comprise entre 1,5 et 3%
- Part de marché > 3%

- en consommation-



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

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

Exemple de lecture : au 30 juin 2008, dans la zone Sud-ouest, 2 % des sites et 3,3 % de la consommation sont chez un fournisseur alternatif.

¹⁰ Cf. Glossaire en fin de document.



F. Fournisseurs de gaz naturel actifs au 30 juin 2008

Liste des fournisseurs actifs¹¹ qui ont souhaité figurer sur la liste des fournisseurs publiée par la CRE¹²

	Sites non résidentiels transport	Sites non résidentiels distribution	Sites résidentiels
Fournisseurs alternatifs¹³ de gaz naturel			
Altergaz	●	●	●
Distrigaz SA	●	●	
EDF	●	●	●
ENI S.p.A	●	●	
E-ON Group	●	●	
Gas Natural	●	●	
Gaz de Paris (Delostal et Thibault SA)		●	
Gazprom Marketing & Trading	●		
Iberdrola	●		
Poweo	●	●	●
Soteg	●	●	
Wingas	●		
Fournisseurs historiques¹³ de gaz naturel			
Gaz de France	●	●	●
Tegaz	●	●	

Sources : GRT, GRD, CRE – Analyse : CRE

Au 30 juin 2008, 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.

¹¹ Un fournisseur est dit actif s'il est expéditeur et possède au moins un site dans son portefeuille.

¹² 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.

¹³ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif et d'un fournisseur historique.



4. Analyse en dynamique : 2^{eme} trimestre 2008

A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

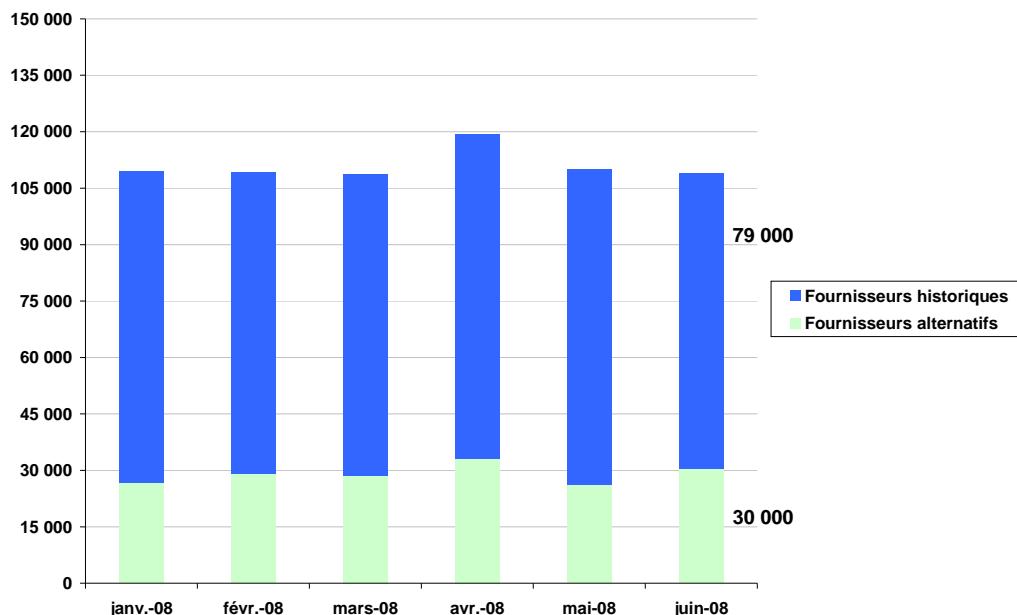
Les ventes brutes mensuelles d'un fournisseur correspondent au nombre de sites ayant conclu un contrat au cours du mois considéré à l'occasion d'une mise en service ou d'un changement de fournisseur. Les ventes brutes, en offre de marché ou au tarif réglementé, mesurent l'efficacité commerciale du fournisseur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

	Résidentiels	Non résidentiels	
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	T2 2008	T1 2008	T2 2008
Ventes brutes totales	311 000	294 000	28 000
• ventes brutes des fournisseurs alternatifs	82 000	74 000	8 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	26 %	25 %	28 %
			31 %

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

B. Ventes brutes des trimestres écoulés

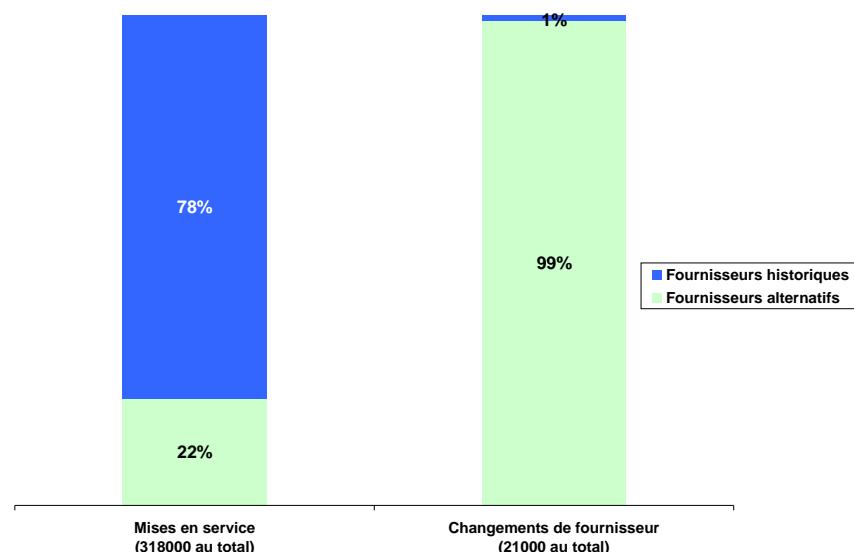
Ventes brutes totales mensuelles



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE



Répartition des ventes brutes par type de fournisseur au cours du 2^{eme} trimestre 2008



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au cours du 2^{er} trimestre 2008, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 22% des 318 000 mises en service effectuées.

Le marché de gros du gaz

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

Les approvisionnements en gaz de l'Europe restent largement dominés par les contrats de long terme (15 à 25 ans) avec indexation sur les prix pétroliers conclus entre les opérateurs historiques, principaux importateurs, et les compagnies de production des pays exportateurs extérieurs à l'Union européenne (Gazprom pour la Russie, Sonatrach pour l'Algérie et Statoil pour la Norvège) ou non (Gas Terra au Pays-Bas). Les importations depuis d'autres pays, dont le Nigeria, l'Egypte et le Qatar, essentiellement sous forme de GNL, sont également en fort développement. En 2007, les importations nettes de la France ont été de 480 TWh. Ses principaux fournisseurs étaient la Norvège (32%), les Pays-Bas (19%), l'Algérie (18%) et la Russie (14%)¹⁴.

Les marchés de gros sont en fort développement, le NBP (Grande-Bretagne) étant toutefois le seul sur lequel les volumes échangés soient significatifs. De par sa liquidité et les deux gazoducs reliant le marché britannique au continent (Interconnector et BBL), le NBP influence très fortement les hubs continentaux, les deux principaux étant Zeebrugge (Belgique) et le TTF (Pays-Bas). D'autres places de marché sont en cours de développement en Europe, mais leur montée en puissance est freinée par les obstacles qui subsistent au transit de gaz au sein de l'Union.

Au cours du 2nd trimestre 2008, les prix des contrats d'importation de long terme ont rejoint les les prix *day ahead*

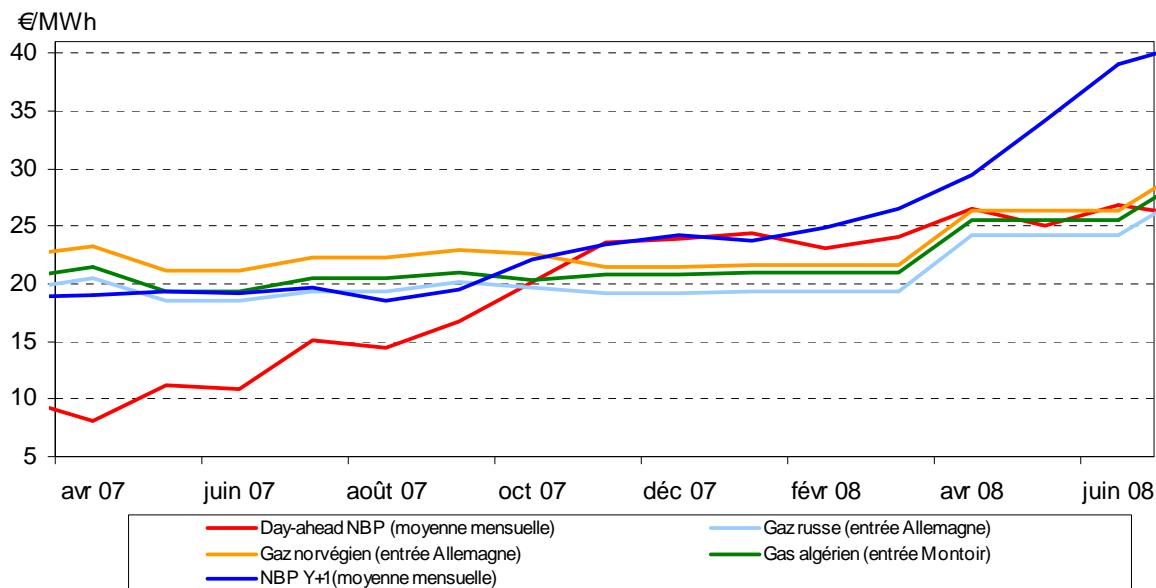
Comparaison des prix des contrats à long terme et des prix *day ahead* et *forward* UK NBP

Stables depuis avril 2006, les prix des contrats à long terme de gaz ont augmenté au mois d'avril 2008, puis de nouveau au mois de juillet. Au deuxième trimestre 2008, ces prix ont ainsi augmenté d'environ 22%. Fin juin 2008, les prix de trois contrats à long terme pertinents pour l'approvisionnement français en gaz s'élevaient respectivement à :

- 24,15 €/MWh pour le gaz russe entrée Allemagne (Waidhaus),
- 25,6 €/MWh pour le GNL algérien entrée Montoir,
- 26,3 €/MWh pour le gaz norvégien entrée Allemagne (Emden).

¹⁴ Source : Observatoire de l'Energie, DGEMP

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



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

Cette hausse intervient dans un contexte de forte hausse des prix pétroliers – le Brent est passé de plus de 90 \$/bbl en décembre 2007 à plus de 100 \$/bbl fin mars 2008 et à 140 \$/bbl fin juin. Les formules d'indexation sur les prix des produits pétroliers, qui prévoient des délais d'adaptation compris entre 3 et 6 mois et une adaptation des prix à certains intervalles expliquent que les prix des contrats à long terme aient commencé à augmenter au deuxième trimestre 2008 uniquement. En moyenne mensuelle, les prix *day ahead* sur le NBP se sont stabilisés à un niveau particulièrement élevés, supérieur à 25 €/MWh, pour la saison et n'affichent plus de différentiel par rapport aux contrats de long terme. Les prix à terme à un an (*forward Y+1*) ont quant à eux très fortement augmenté, passant de 26,5 €/MWh en mars 2008 à 39 €/MWh en juin.

Prix sur les trois principaux marchés *day ahead* européens

Alors les prix *day ahead* sur le NBP, à Zeebrugge et du TTF néerlandais s'étaient stabilisés entre 22 et 25 €/MWh au premier trimestre 2008, ils ont largement fluctué entre 25 et 30 €/MWh au deuxième trimestre, les trois indices évoluant toujours avec une forte corrélation. Le niveau inhabituellement élevé des prix *day-ahead*, qui se sont censé diminuer à l'approche et au cours de l'été, s'explique par le niveau lui-même très élevé des prix du baril de pétrole.

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



Source : Argus

2. Le marché de gros en France

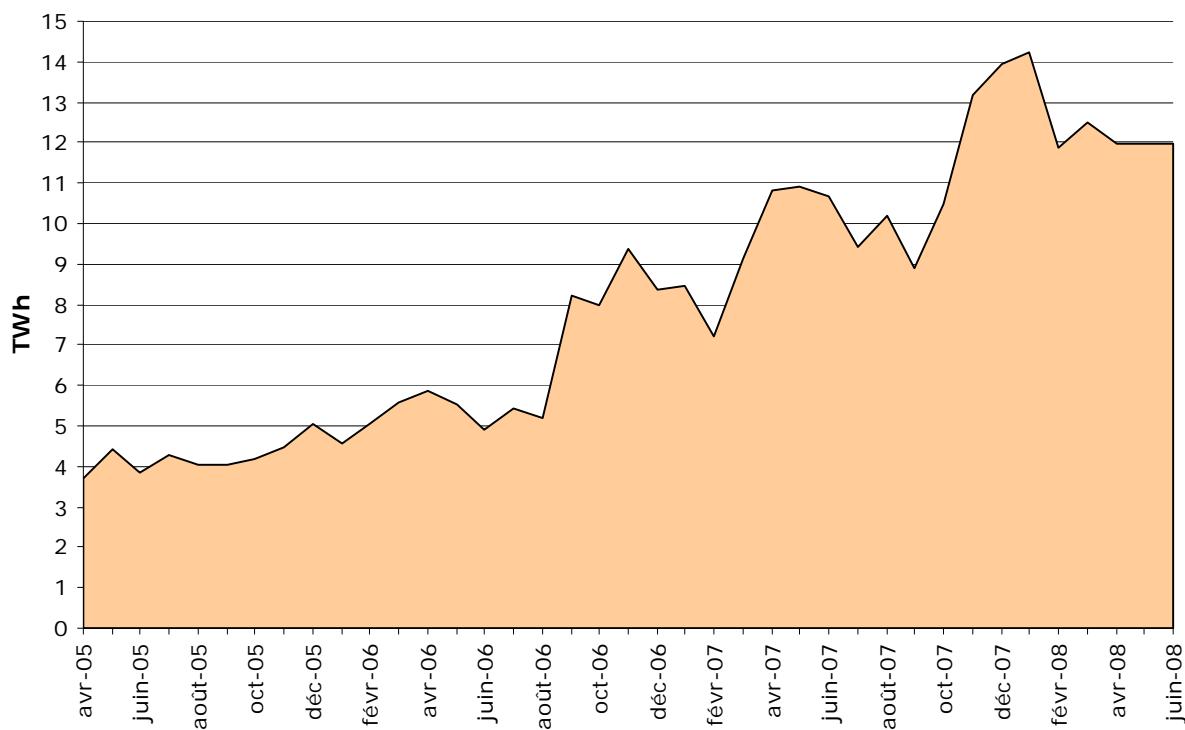
En l'absence de marché organisé du gaz en France, le commerce de gros du gaz s'effectue exclusivement sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plates-formes de trading). Le volume des transactions sur l'OTC n'est pas public.

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 entre acteurs.

Volume des livraisons nettes de gaz sur le marché de gros français



Source : GRT – Analyse : CRE

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

Au deuxième trimestre 2008, le volume des livraisons nettes de gaz résultant de transactions sur le marché de gré à gré a diminué de 7,0% par rapport au trimestre précédent. Il s'inscrit en hausse de 10,6% par rapport à la même période de l'année précédente. Au cours du dernier trimestre, 35,9 TWh de gaz ont ainsi été livrés aux PEG.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Principales bourses électriques en Europe (électricité) :

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

Produits de gros :

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

Segments du marché de détail :

le marché de détail est divisé en quatre segments :

- **Grands sites non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kW. Leur consommation annuelle est supérieure à 1 GWh en général.
- **Sites moyens non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est comprise entre 36kVA et 250 kW. Leur consommation annuelle est comprise en général entre 0,15 GWh et 1 GWh.
- **Petits sites non résidentiels**: sites non résidentiels dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA. Leur consommation annuelle est en général inférieure à 0,15 GWh.
- **Sites résidentiels** : la puissance souscrite des sites résidentiels est inférieure ou égale à 36 kVA.

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

Segments du marché de gros :

- **Production**
- **VPP** : « Virtual Power Plant » ou enchères de capacités organisées par EDF suite à une décision de la Commission Européenne (http://www.edf.fr/index.php4?coe_i_id=244)

- **Achats et ventes en gros (OTC)¹⁵** : 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).

¹⁵ « Over the Counter » ou de gré à gré



Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz

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

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

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

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

Consommation : la consommation 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.

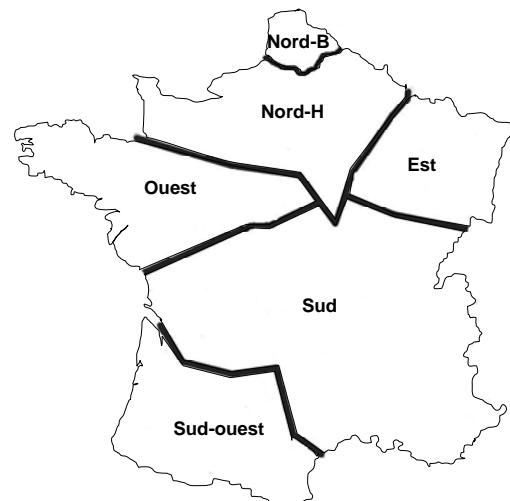
Segments de marché : le marché est divisé en 3 segments :

- 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 en 2005 pour une durée de trois ans.

Gaz de France remet sur le marché 15 TWh par an au point d'échange «sud», soit au total, sur toute la durée du programme, 45 TWh à travers des appels d'offres et des négociations de gré à gré. Pour sa part, Total remet sur le marché, au point d'échange de gaz «sud-ouest», 1,1 TWh par an, pour une durée de trois ans ce qui représente sur toute la durée du programme 3,3 TWh.

Point d'échange de gaz – PEG : point virtuel, rattaché à une zone d'équilibrage, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.