



Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

1^{er} trimestre 2007

Introduction	4
Le marché de l'électricité	5
Le marché de détail de l'électricité	5
1. Introduction.....	5
2. Les segments de la clientèle éligible et leurs poids respectifs.....	7
3. Etat des lieux au 1 ^{er} avril 2007	8
4. Analyse en dynamique : 1 ^{er} trimestre 2007	11
Le marché de gros de l'électricité	15
1. Introduction.....	15
2. Volumes sur le marché de gros français et comparaison européenne	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
6. Faits marquants du 1 ^{er} trimestre 2007	25
Le marché du gaz	26
Le marché de détail du gaz	26
1. Introduction.....	26
2. Les segments de la clientèle éligible et leurs poids respectifs.....	28
3. Etat des lieux au 1 ^{er} avril 2007	28
Le marché de gros du gaz.....	33
1. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe.....	33
2. Le marché de gros en France	36
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz	37
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité	38
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz.....	40

Introduction

Depuis le 1^{er} juillet 2004, tous les consommateurs d'électricité et de gaz sont reconnus éligibles sur un site de consommation dès lors que tout ou partie de l'électricité ou du gaz consommé sur ce site est destiné à leur usage non résidentiel.

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.

Il vient compléter les informations déjà diffusées par la CRE :

- informations pratiques pour les clients éligibles : guide du consommateur, liste des fournisseurs
- communications sur le fonctionnement des marchés, rapport annuel sur l'activité de la CRE.

La CRE a mis en ligne le 22 mai 2007 un site internet d'informations pratiques pour les clients résidentiels en prévision de l'ouverture totale des marchés au 1^{er} juillet 2007 : www.energie-info.fr

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.

Depuis le 1er juillet 2004 en effet, toutes les entreprises et collectivités locales peuvent librement choisir leur fournisseur d'électricité. Aujourd'hui, 4,7 millions de sites environ sont éligibles, ce qui représente environ 310 TWh de consommation annuelle d'électricité.

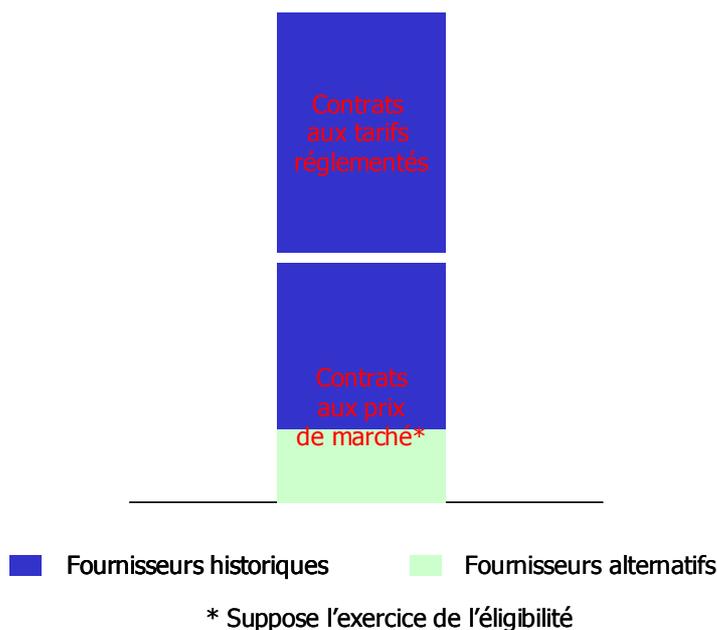
Les clients éligibles ont le choix entre deux types de contrats :

- les contrats aux tarifs réglementés (proposés uniquement par des fournisseurs historiques)
- les contrats aux prix de marché (proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs). L'accès à ce type de contrat suppose d'avoir exercé son éligibilité.

La loi du 7 décembre 2006 induit un nouveau choix pour le client. Les clients ayant souscrit une offre de marché peuvent, en effet, demander à leur fournisseur de bénéficier du tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché (TaRTAM), pendant une durée maximale de deux ans. Cette demande peut être formulée depuis le 3 janvier 2007 jusqu'au 1er juillet 2007. 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 grands sites, 20 % pour les sites moyens et 10 % pour les petits sites¹.

¹ Les segments sur lesquels s'appliquent ces coefficients de majoration sont indicatifs.

Répartition des contrats d'électricité pour les clients non-résidentiels en France - schéma illustratif -



Les sources de l'observatoire sont RTE et les sept plus grands gestionnaires de réseaux de distribution (EDF Réseau de Distribution, Electricité de Strasbourg, Gaz et Electricité de Grenoble, Régie du SIEDS, Usine d'Electricité de Metz, SICAE de l'Oise et Sorégies). Ces gestionnaires de réseau couvrent plus de 98% des sites français et de la consommation nationale d'électricité.

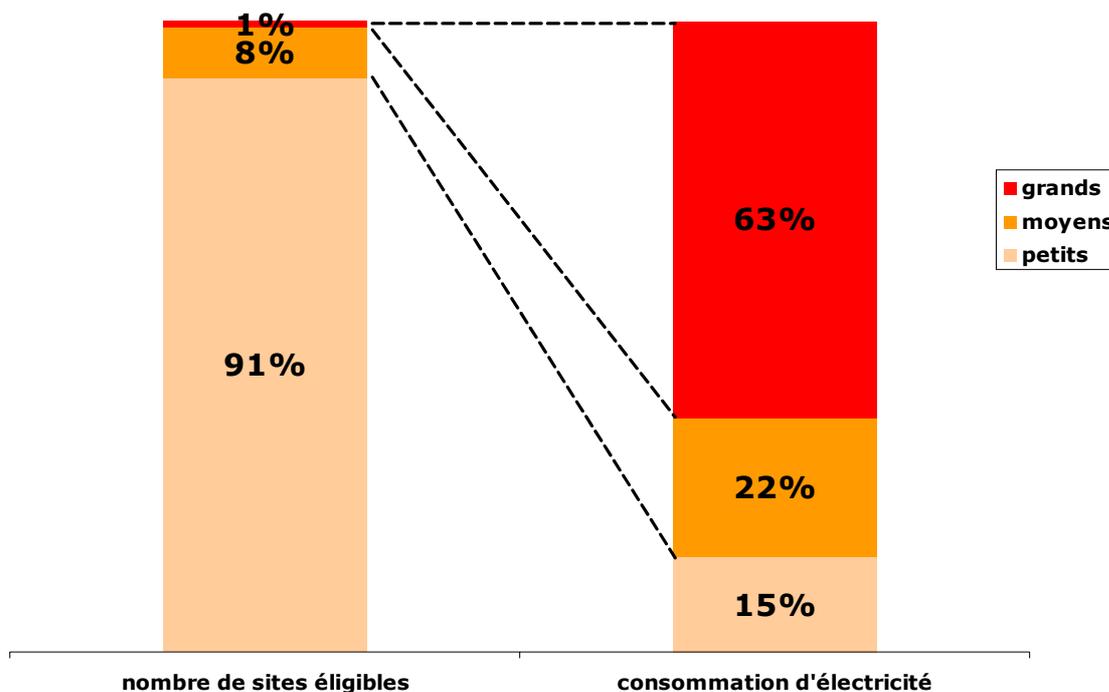
Par convention, les données de nombre de sites pour un mois M (ou un trimestre T) incluent :

- *les mises en service réalisées au cours du mois M (du trimestre T).*
- *les changements de fournisseurs demandés le mois M (le trimestre T) et effectivement réalisés le 1^{er} du mois M+1 (du trimestre T+1).*

Pour le dénombrement des sites, les sites multifournisseurs sont affectés au portefeuille de leur fournisseur principal (Responsable d'Equilibre pour les clients en CARD et CART).

2. Les segments de la clientèle éligible et leurs poids respectifs

Typologie des sites éligibles



Sources : données 2006 GRD, RTE – Analyse : CRE

Le marché de la clientèle éligible se divise en trois segments :

- **Grands sites** : sites en haute tension 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)
- **Moyens sites** : sites en haute tension dont la puissance souscrite est inférieure à 250 kW et sites en basse tension dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 36 kVA. Ces sites correspondent à des locaux de PME par exemple (consommation annuelle comprise en général entre 0,15 GWh et 1 GWh).
- **Petits sites** : sites en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces sites correspondent au marché de masse des professionnels (les professions libérales, les artisans, ...). Leur consommation annuelle est en général inférieure à 0,15 GWh.

Les grands sites, s'ils ne représentent qu' 1% des sites en nombre, représentent 63% de la consommation d'électricité totale des sites éligibles.

Les petits sites, s'ils représentent 91% des sites en nombre, ne représentent que 15 % de la consommation d'électricité totale des sites éligibles.

3. Etat des lieux au 1^{er} avril 2007

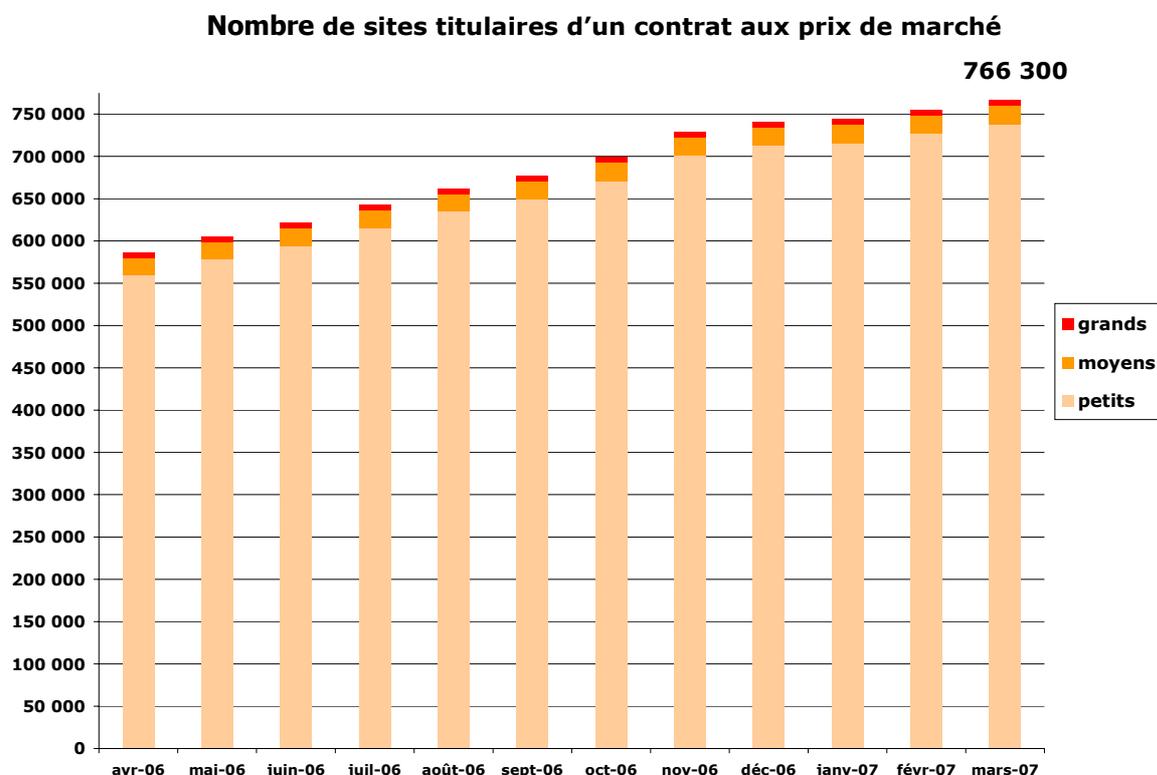
A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

Situation (en nombre de sites)	Au 1 ^{er} avril 2007	Au 1 ^{er} janvier 2007
- sites éligibles	4 700 000	4 700 000
- sites titulaires d'un contrat aux prix de marché	766 300	740 600
- sites alimentés par un fournisseur alternatif	295 700	276 500
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites éligibles	6,3%	5,9%

Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Note technique : Les données en nombre de sites sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites éligibles sont calculées à partir des données réelles.

B. Evolution du nombre de sites titulaires d'un contrat aux prix de marché

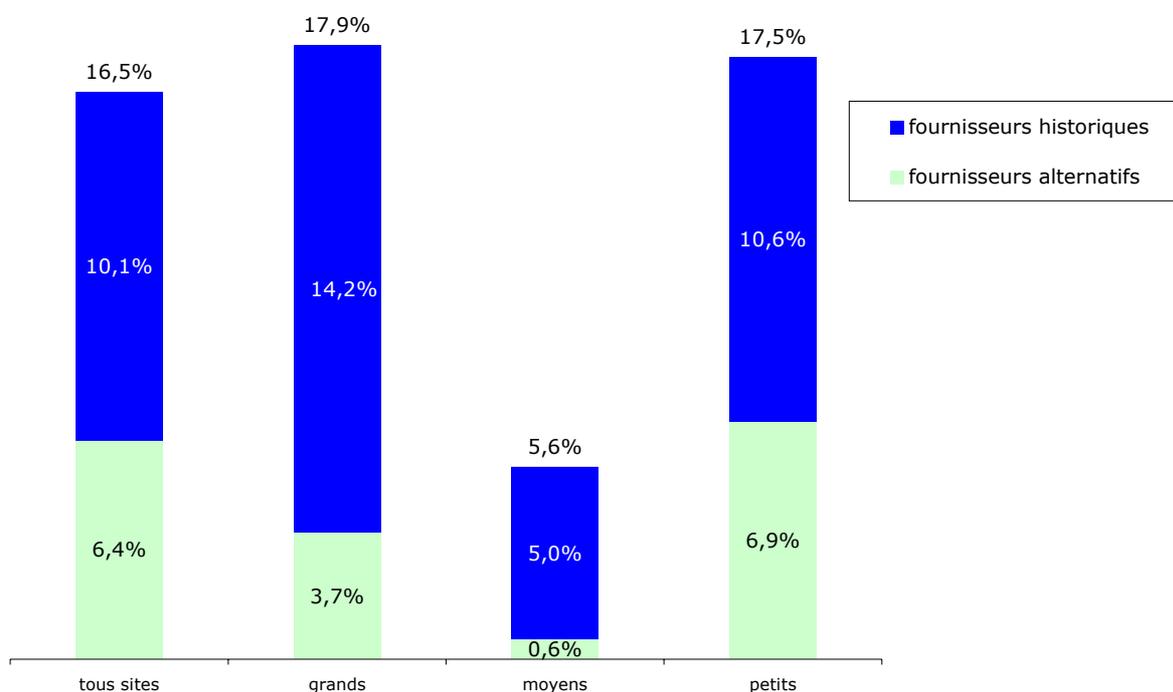


Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Au 1^{er} avril 2007, soit près de trois ans après l'ouverture des marchés à l'ensemble des professionnels et collectivités locales, environ 766 300 sites sont titulaires d'un contrat aux prix de marché. Au cours du 1^{er} trimestre 2007, le nombre de sites titulaires d'un contrat aux prix de marché a augmenté d'environ 9 000 sites par mois (contre 21 000 sites par mois au 4^{ème} trimestre 2006).

C. Taux d'exercice de l'éligibilité et parts de marché au 1^{er} avril 2007

Pourcentage des sites titulaires d'un contrat aux prix de marché rapporté au nombre total de sites éligibles



Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Note technique : Les données concernant les grands sites ont été réajustées par rapport au trimestre précédent.

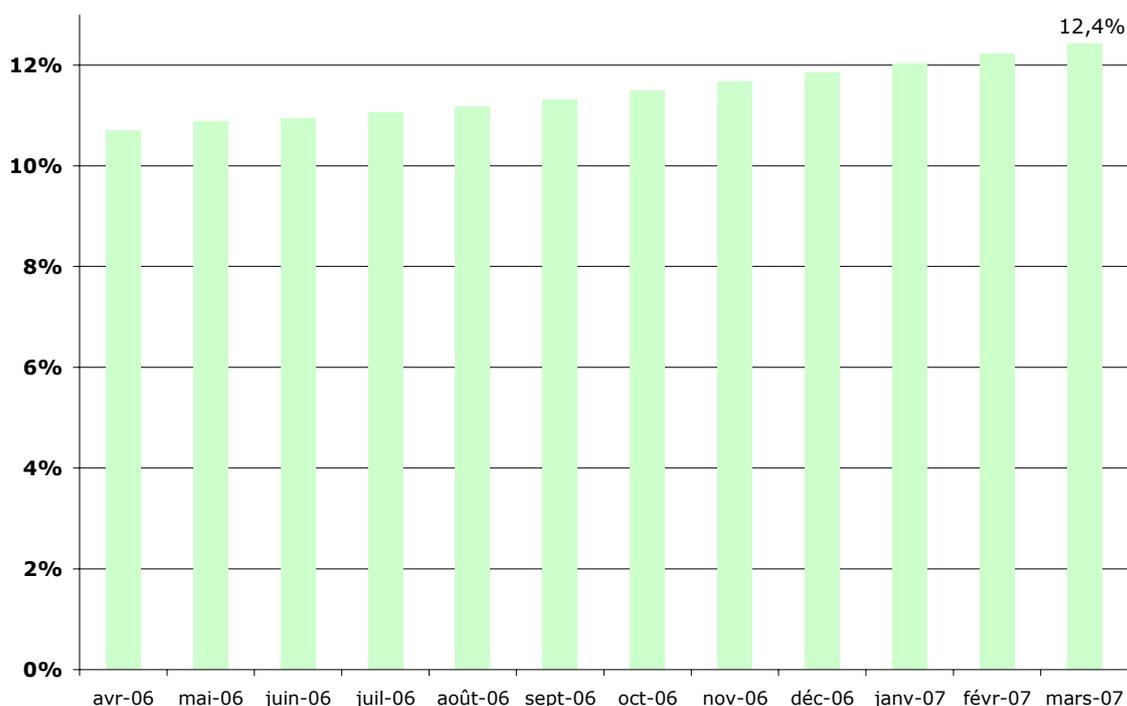
Le taux d'exercice de l'éligibilité correspond au nombre de sites titulaires d'un contrat aux prix de marché rapporté au nombre de sites éligibles dans le segment concerné, par type de fournisseur.

Au 1^{er} avril 2007, 16,5% des sites éligibles sont titulaires d'un contrat aux prix de marché. Parmi eux, 6,4 % ont fait le choix d'un fournisseur alternatif.

La pénétration de la concurrence est toujours inférieure sur le segment des moyens sites.

Part de marché des fournisseurs alternatifs en volume de consommation

**Part de la consommation alimentée par des fournisseurs alternatifs
rapportée à la consommation totale des sites éligibles**
- 12 derniers mois -



Sources : RTE – Analyse : CRE

La part de la consommation éligible alimentée par les fournisseurs alternatifs est calculée chaque mois sur 12 mois glissants à partir des consommations affectées par RTE aux responsables d'équilibre autres que les opérateurs historiques.

D. Nombre de fournisseurs alternatifs actifs au 1^{er} avril 2007

	Tous sites	Grands	Moyens	Petits
Nombre de fournisseurs alternatifs actifs	17	15	6	6

Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Au cours du trimestre, deux fournisseurs de grands sites se sont retirés du marché français.

Pour mémoire, environ 160 fournisseurs historiques sont présents sur le territoire français.

4. Analyse en dynamique : 1^{er} trimestre 2007

A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

Les ventes brutes mensuelles d'un fournisseur correspondent au nombre de sites ayant signé un contrat au cours du mois considéré.

Les ventes brutes aux prix de marché (et donc hors tarifs réglementés) mesurent l'efficacité commerciale des différents fournisseurs, en terme d'acquisition de nouveaux sites.

Dans la suite de ce paragraphe, seules les ventes brutes aux prix de marché seront étudiées.

Pour un fournisseur alternatif donné, ses ventes brutes sont égales à la somme :

- du nombre de sites mis en service avec exercice de l'éligibilité
- du nombre de sites ayant choisi ce fournisseur à l'occasion d'un changement de fournisseur

Pour un fournisseur historique donné, ses ventes brutes aux prix de marché sont égales à la somme :

- du nombre de sites ayant nouvellement exercé leur éligibilité (soit via une renégociation de contrat, soit via une mise en service)
- du nombre de sites ayant choisi ce fournisseur à l'occasion d'un changement de fournisseur

Les ventes brutes aux prix de marché reflètent mieux l'activité concurrentielle que le simple décompte des sites titulaires d'un contrat aux prix de marché puisqu'elles prennent également en compte les passages d'un fournisseur alternatif à l'autre.

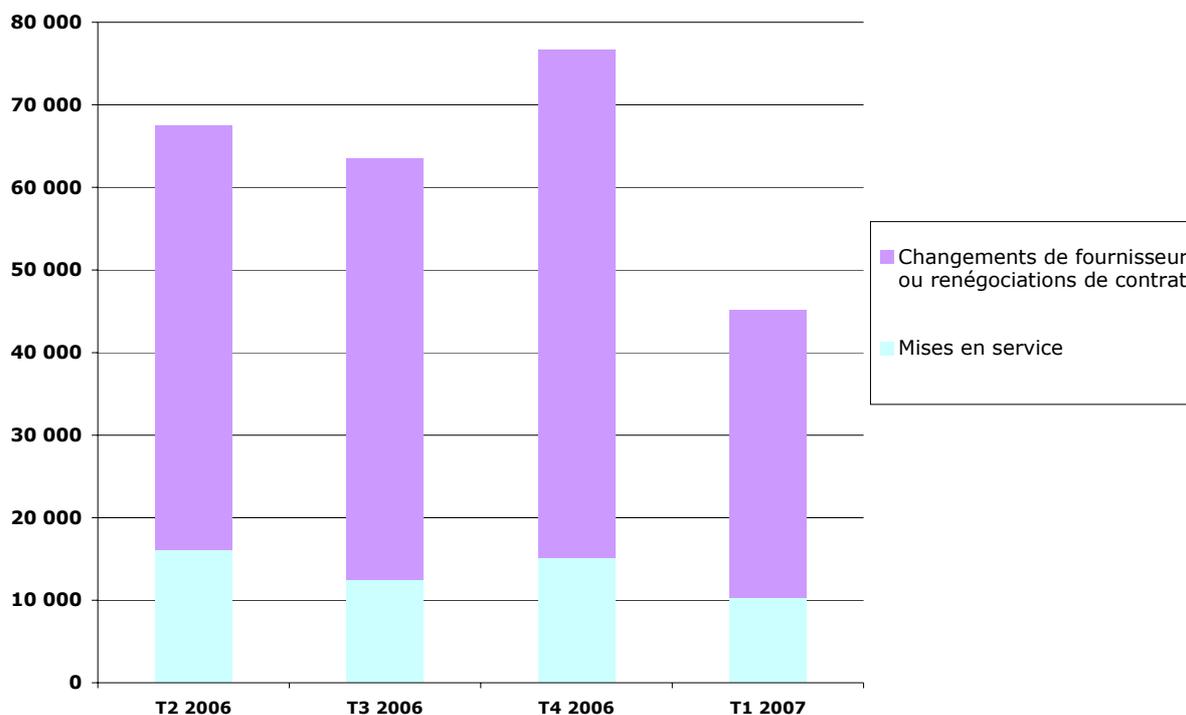
AU COURS DU TRIMESTRE : (en nombre de sites)	1 ^{er} trimestre 2007	4 ^{ème} trimestre 2006
- ventes brutes totales aux prix de marché	45 200	76 700
- ventes brutes des fournisseurs alternatifs	27 000	35 200
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des ventes brutes aux prix de marché	60%	46%

Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Note technique : Les données en nombre de sites sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des ventes brutes aux prix de marché sont calculées à partir des données réelles.

B. Ventes brutes aux prix de marché des trimestres écoulés

Décomposition des ventes brutes aux prix de marché - en nombre de sites -



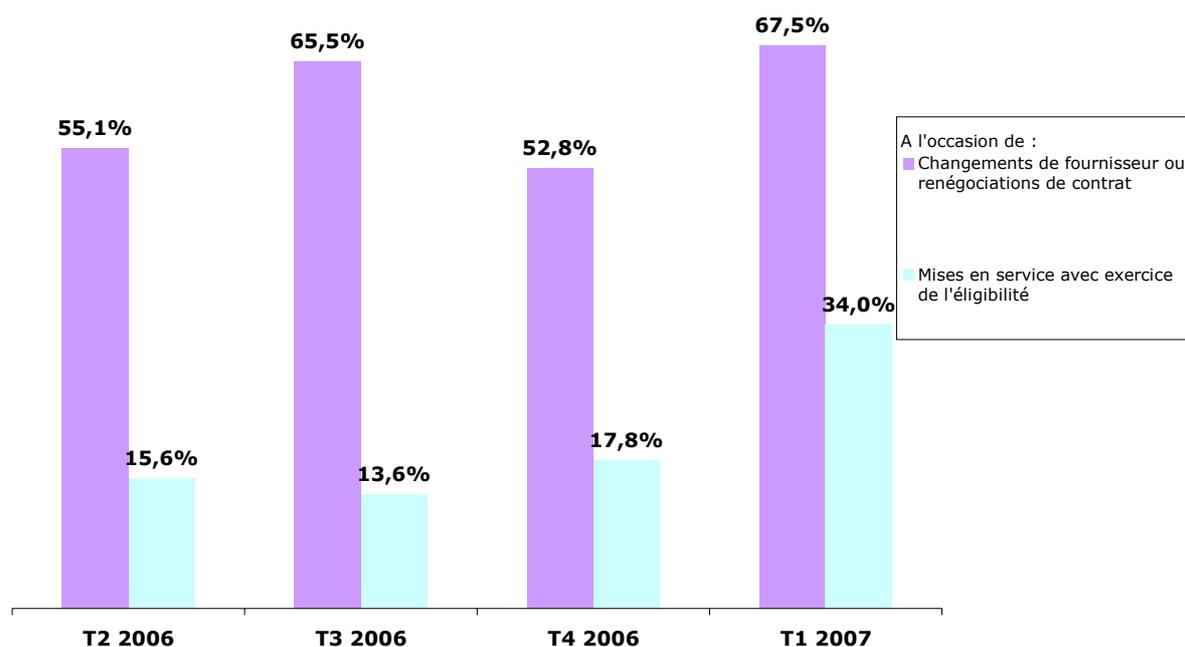
Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Les ventes brutes aux prix de marché du 1^{er} trimestre 2007 sont en diminution par rapport au 4^{ème} trimestre 2006 (-41%). Mis à part une hausse au dernier trimestre 2006, elles sont en baisse constante depuis le 4^{ème} trimestre 2005. Ce ralentissement s'explique, d'une part, par un ralentissement de l'activité commerciale des fournisseurs alternatifs du fait de l'augmentation des prix du marché de gros et, d'autre part, par le choix commercial du principal fournisseur historique de ralentir ses placements d'offres de marché.

Moins du quart des ventes au prix de marché sont réalisées à l'occasion d'une mise en service.

C. Parts de marché des fournisseurs alternatifs

Pourcentage des sites signant un contrat avec un fournisseur alternatif



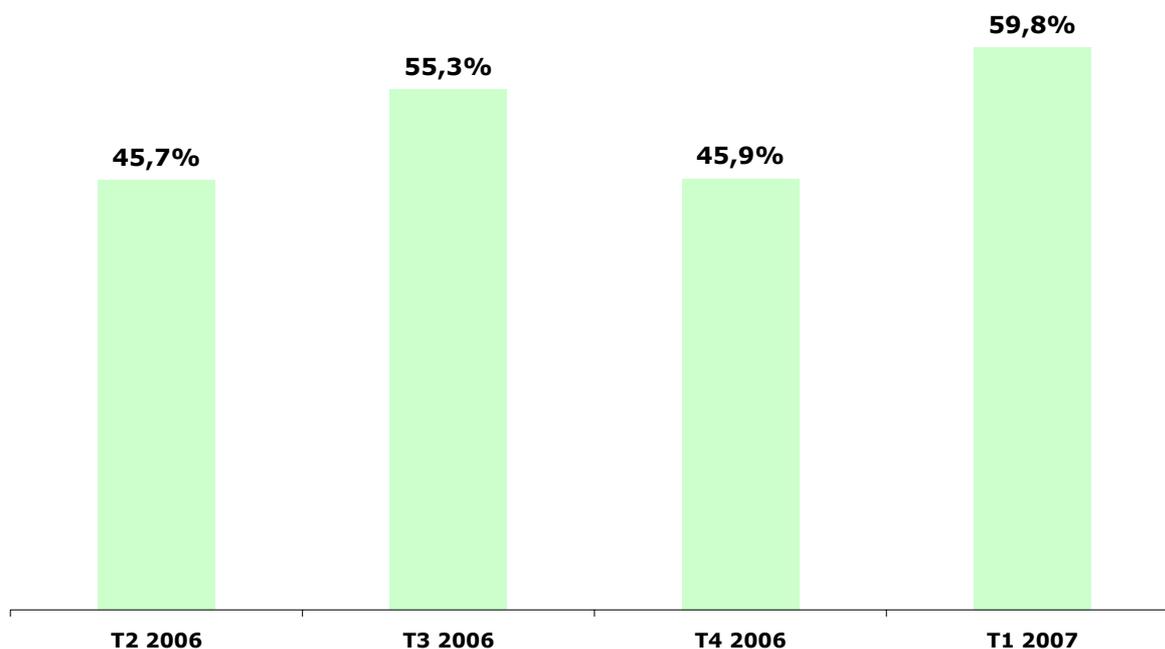
Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

La part de marché des fournisseurs alternatifs dans le cadre d'une mise en service au prix de marché a plus que doublé au cours des deux trimestres écoulés et s'établit à 34%.

Pour ce qui est des changements de fournisseur et des renégociations de contrat, la part de marché des fournisseurs alternatifs est en augmentation au cours du 1^{er} trimestre 2007.

Cette performance des fournisseurs alternatifs se traduit par une part de marché de 59,8% sur les ventes brutes aux prix de marché au 1^{er} trimestre 2007. Plus d'un site sur deux signant un contrat aux prix de marché choisit donc un fournisseur alternatif.

Pourcentage des ventes brutes aux prix de marché réalisées par les fournisseurs alternatifs



Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE -arrondis-

Le marché de gros de l'électricité

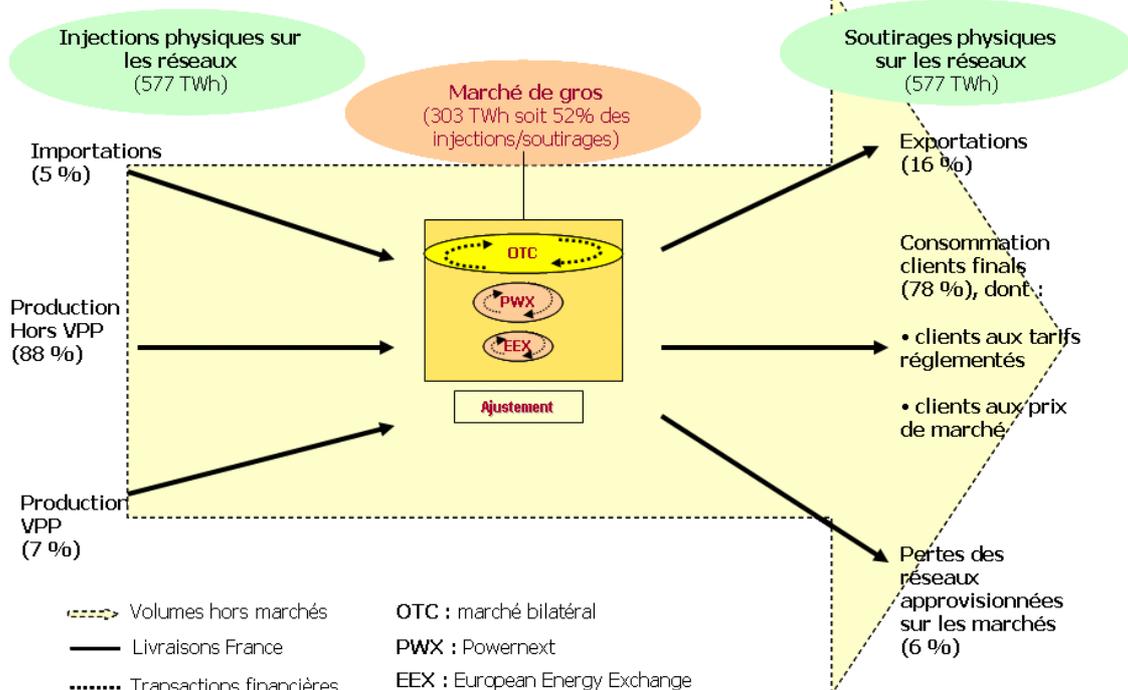
1. Introduction

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)²
- 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 *Spot*
- Juin 2004 : lancement du marché Powernext *Futures*
- Août 2005 : lancement du marché EEX France (*Futures* à livraison physique en France)
- Janvier 2006 : mise en place d'enchères de capacités explicites aux frontières (à l'exception de la Suisse)
- Novembre 2006 : publication d'informations relatives à la production d'électricité en France par RTE (suite à une initiative de l'Union Française de l'Électricité)

B. Présentation du marché de gros français

Le graphique ci-dessous présente schématiquement les différents segments amont et aval ainsi que le fonctionnement du marché de gros français. Y sont différenciées les transactions débouchant sur une livraison physique sur le réseau (livraisons France) et les transactions financières pures. Les volumes ne transitant pas par le marché de gros (volumes hors marchés) y sont également représentés.



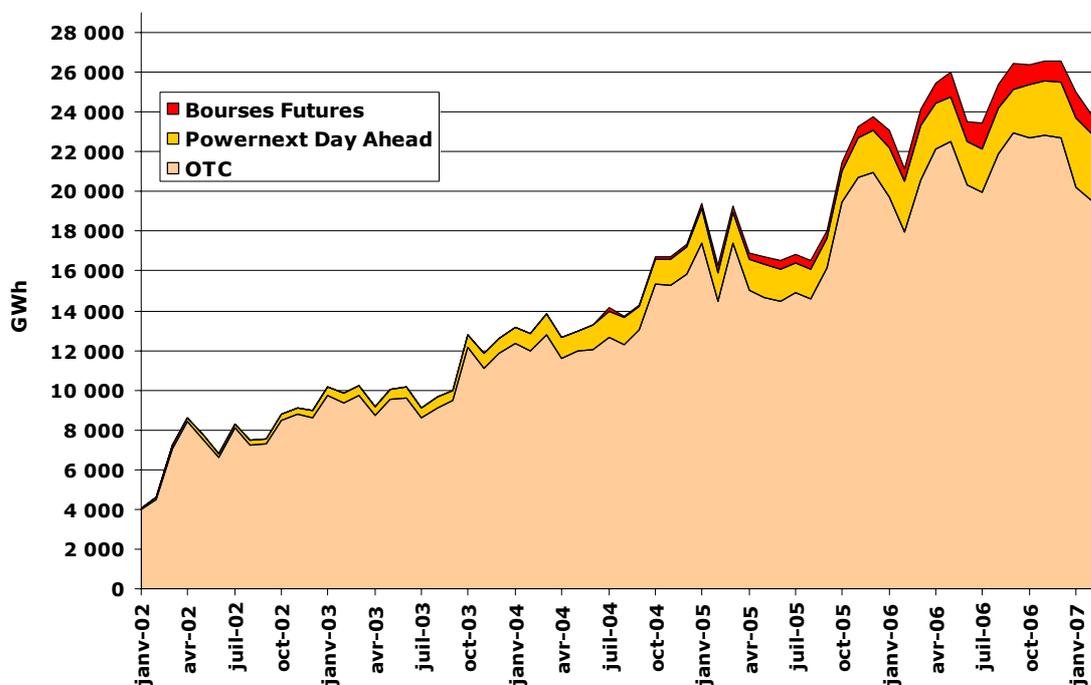
Source : CRE d'après données 2006 de RTE

² Le responsable d'équilibre est un intermédiaire entre des consommateurs éligibles et le RTE. A ce titre, il prend en charge les risques financiers liés aux ajustements que le RTE doit effectuer pour compenser les écarts éventuels entre les programmes d'approvisionnement d'un consommateur, ou d'un ensemble de consommateurs, et leurs consommations effectives, dans le but de garantir l'équilibre général du réseau.

Au 1^{er} trimestre 2007, le volume total des livraisons sur le marché de gros est en légère baisse par rapport au trimestre précédent, à 76,4 TWh (contre 79,6 TWh au quatrième trimestre 2006). Il a représenté environ 52% des injections ou soutirages au premier trimestre 2007, contre 54% au quatrième trimestre 2006.

Toutefois, ces chiffres ne présentent pas l'activité sur le marché de gros français, mais les livraisons physiques constatées au cours du trimestre, qui résultent en partie de transactions antérieures. Le volume d'activité réel sur le marché de gros français n'est pas public. Cependant, les volumes échangés sur Powernext (cf. section 2.B.) donnent une indication partielle sur l'évolution de l'activité globale.

Volumes des échanges sur le marché de gros français - livraisons en France -



Sources : RTE, Powernext, EEX – Analyse : CRE

2. Volumes sur le marché de gros français et comparaison européenne

Rappelons qu'au regard de la consommation nationale, les volumes de transactions sur les bourses d'échanges en Europe restent peu importants, sauf sur le NordPool. Malgré le développement des marchés d'échanges organisés, l'essentiel du commerce de gros de l'électricité continue donc de s'effectuer sur le mode du gré à gré, au travers de transactions OTC directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plate-formes de trading).

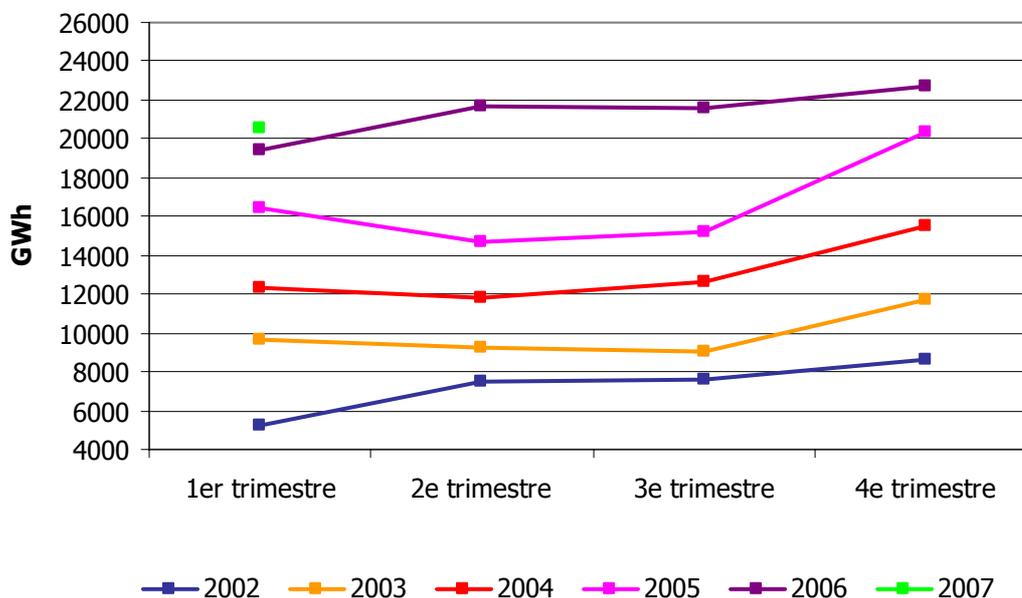
Par ailleurs, le marché de gros français englobe à la fois les échanges purement financiers et les transactions débouchant sur une livraison physique d'électricité sur le réseau français.

A. Estimation des volumes OTC : échanges de blocs sur le marché français

Les données de volumes concernant les transactions bilatérales n'étant pas publiques, le volume des échanges de blocs constitue un estimateur de la liquidité du marché OTC français.

Comme le montre le graphique ci-dessous, le volume des échanges de blocs a connu une croissance constante au cours des cinq dernières années. Le volume au premier trimestre 2007 a augmenté de 5,7% par rapport au premier trimestre 2006. Les volumes traités atteignent 20,6 TWh en moyenne mensuelle au premier trimestre 2007 (contre 19,4 TWh au cours du premier trimestre 2006).

Echanges de blocs sur le marché de gros français
- volumes mensuels moyens -

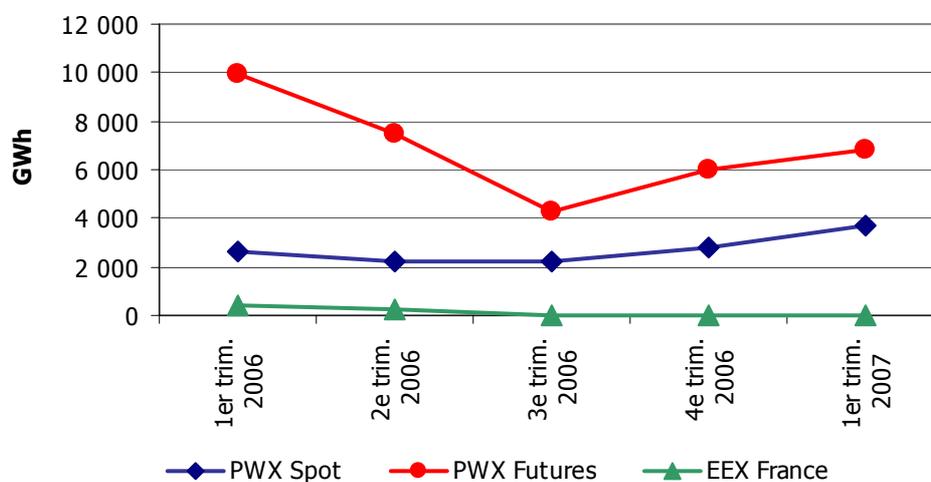


Source : RTE – Analyse : CRE

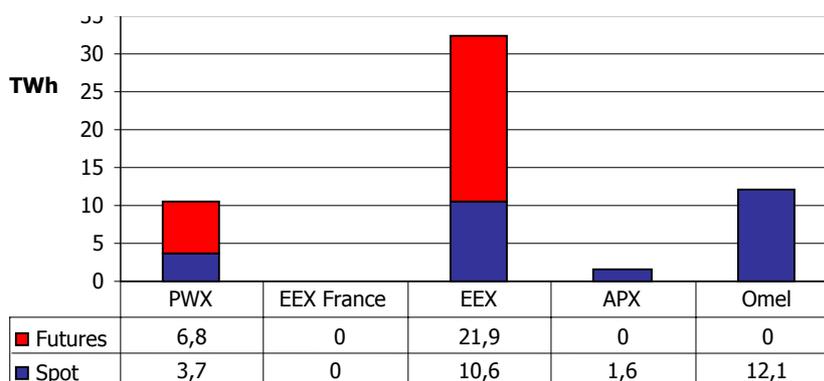
B. Volumes échangés sur les marchés organisés

Comme au trimestre précédent, on observe une augmentation de la liquidité sur Powernext *futures* au premier trimestre 2007. Les volumes échangés sur Powernext *spot* sont également en hausse sur la même période. Les volumes de *futures* traités sur EEX France ont été nuls pendant toute la période.

Volumes mensuels moyens échangés sur PWX Spot, PWX Futures et EEX France
- toutes échéances confondues -



Volumes mensuels moyens échangés au 1^{er} trimestre 2007 sur les principales places européennes (spot & futures)



Sources : PWX, EEX, APX, Omel – Analyse : CRE

Les volumes d'activité indiqués pour EEX Futures et EEX France ne contiennent pas la compensation de transactions de gré à gré (« OTC clearing »).

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

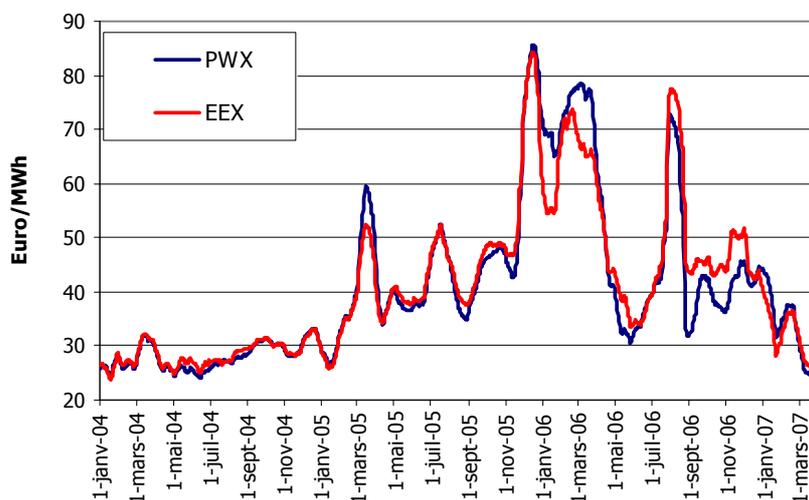
Les prix des transactions bilatérales n'étant pas publics, cette section porte sur les bourses de l'électricité uniquement.

A. Prix spot

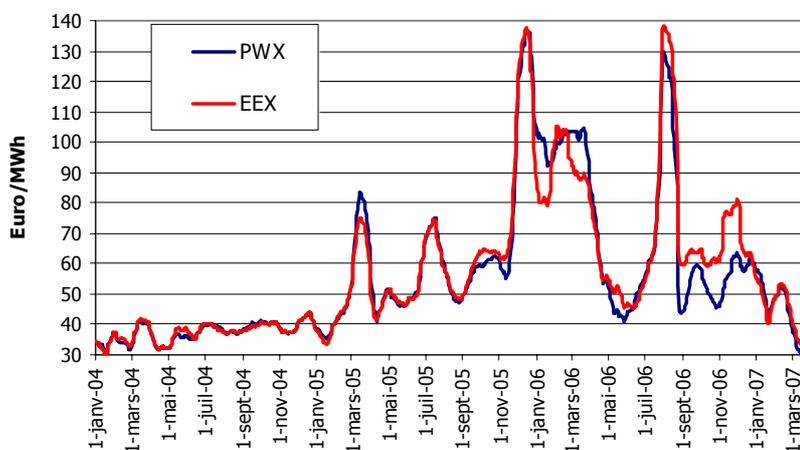
Les prix *spot* en base cotés sur Powernext ont affiché une moyenne de 30,59 €/MWh au premier trimestre 2007. Ils ont baissé de 27% par rapport au trimestre précédent, et de 57% par rapport à la même période de l'année 2006.

Les prix français étaient légèrement supérieurs aux prix allemands en moyenne trimestrielle.

Prix spot Base
- moyenne mobile 28 jours -

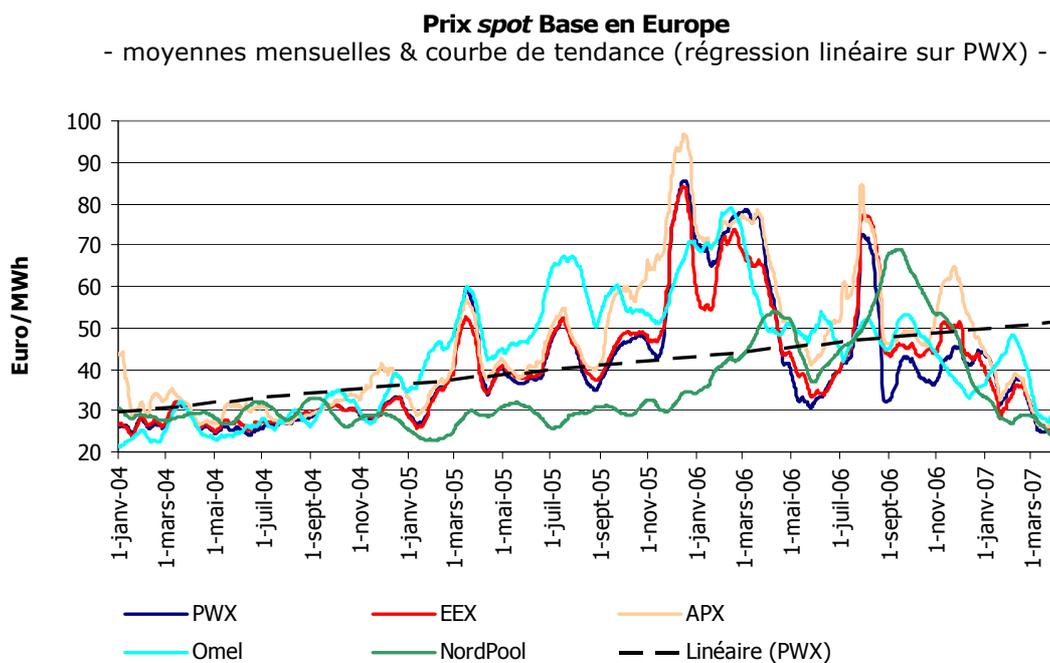


Prix spot Pointe
- moyenne mobile 20 jours -



Sources : PWX, EEX – Analyse : CRE

Comme le montre le graphique ci-dessous, les prix *spot* du premier trimestre 2007 sur les principales bourses européennes ont connu une forte baisse. Ils se sont tous établis autour de 30 €/MWh en moyenne en mars.



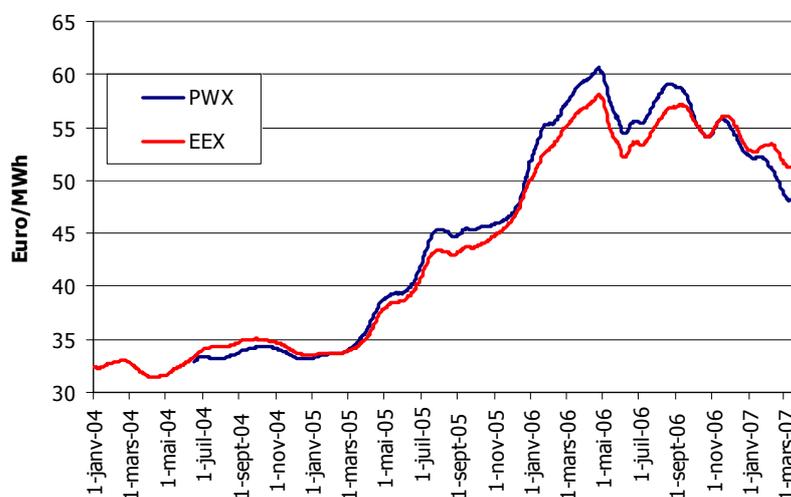
Sources : PWX, EEX, APX, Omel, NordPool – Analyse : CRE

B. Prix futures

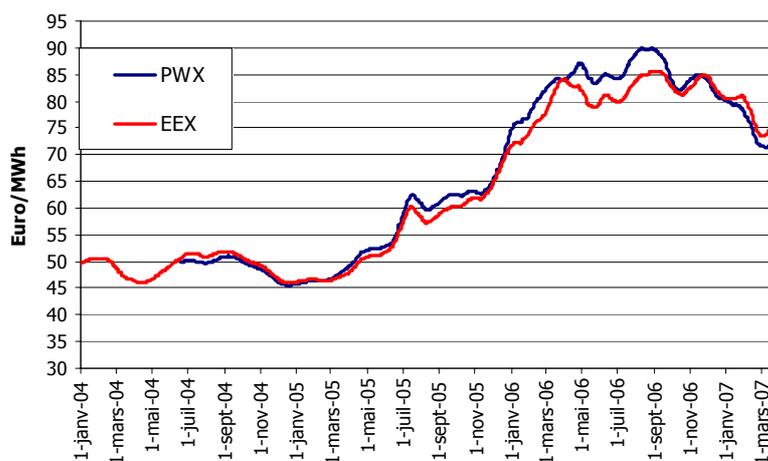
Le prix *future* annuel (Y+1) en base sur Powernext a diminué de 5% au cours du trimestre. Il est passé d'environ 53 €/MWh début janvier à presque 46 €/MWh le 20 février, pour ensuite remonter à presque 51 €/MWh fin mars.

Les prix en France sont restés moins élevés qu'en Allemagne. Le différentiel de prix entre les deux pays s'est creusé au cours du trimestre, en base comme en pointe.

Prix Futures Y+1 Base
- moyenne mobile 28 jours -



Prix Future Y+1 Pointe
- moyenne mobile 20 jours -

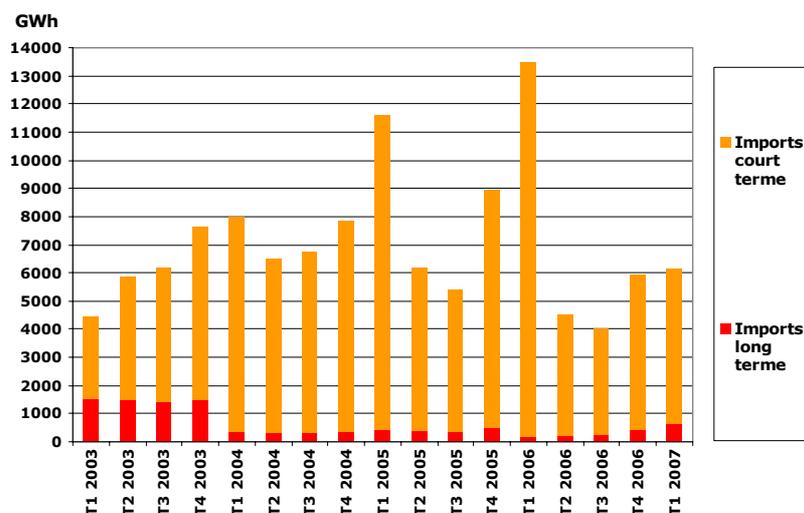


Sources : PWX, EEX – Analyse : CRE

4. Volumes d'imports/exports

Les importations ont augmenté de 4% au premier trimestre 2007 par rapport au quatrième trimestre 2006. Elles restaient toutefois inférieures de 54% à celles observées au même trimestre l'année dernière.

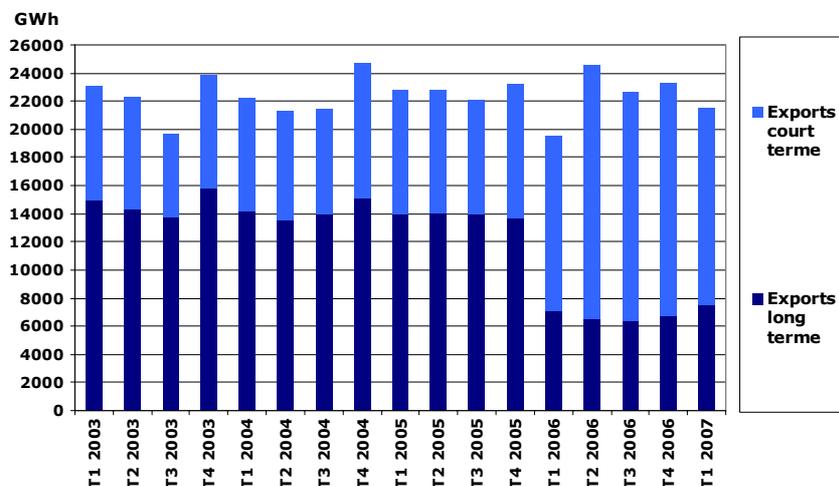
**Somme des importations par trimestre
(incluant EDF)**



Source : RTE – Analyse : CRE

Au premier trimestre 2007, les exportations ont baissé de 8% par rapport au trimestre précédent. Elles ont atteint des volumes supérieurs de 11% à ceux observés au même trimestre de l'année passée.

**Somme des exportations par trimestre
(incluant EDF)**



Source : RTE – Analyse : CRE

5. Concentration du marché français de l'électricité

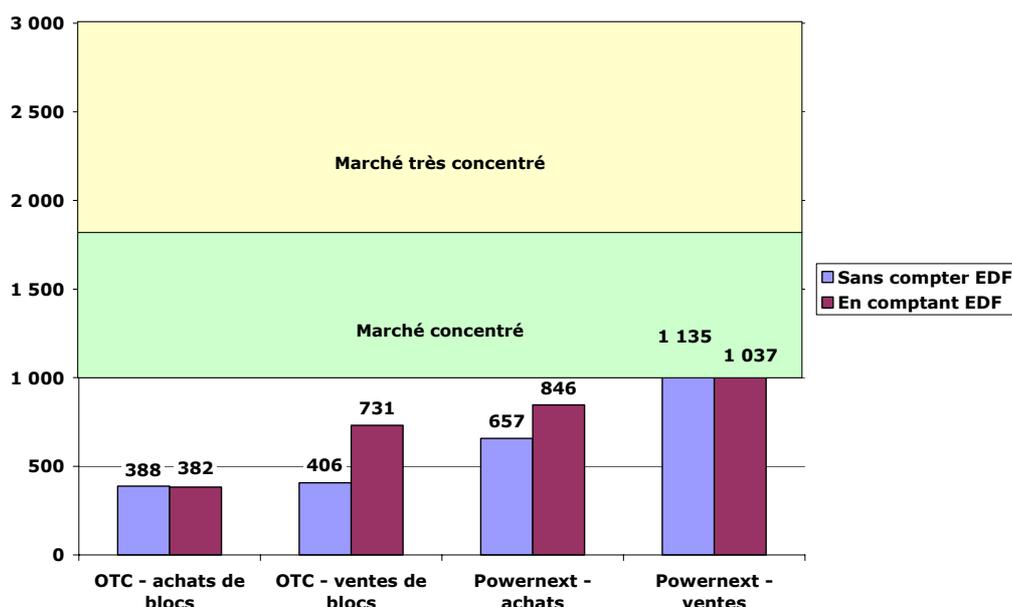
A la fin du premier trimestre 2007, 101 responsables d'équilibre sont présents sur le marché de gros français, soit 1 de moins qu'au trimestre précédent. 55 responsables d'équilibre étaient présents sur Powernext *Day Ahead* et 26 sur Powernext *Futures*. Powernext a accueilli 1 nouveau membre sur son marché *Futures* ; le nombre des membres sur son marché *Day Ahead* est resté stable au cours de la période.

A. Concentration des différents segments du marché de gros français

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)³ pour les différents segments du marché de gros français.

Au premier trimestre 2007, les achats et ventes sur le marché OTC ainsi que les achats sur Powernext sont restés des segments de marché assez peu concentrés, que le groupe EDF soit pris en compte ou non. En revanche, le segment des ventes sur Powernext a été concentré ce trimestre.

Indice de concentration HHI – marché de gros
- premier trimestre 2007 -



Source : RTE – Analyse : CRE

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

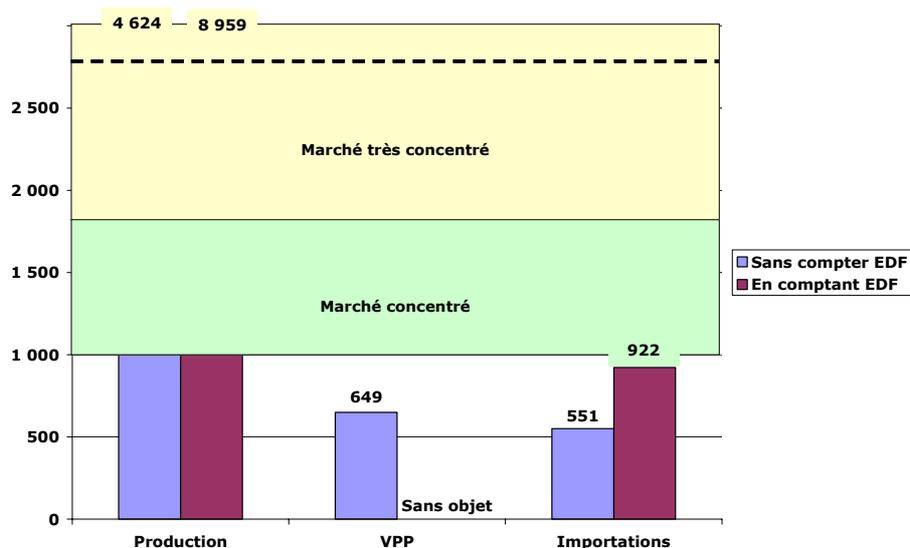
Les graphiques suivants montrent la concentration des marchés amont (injections) et aval (soutirages).

³ 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.

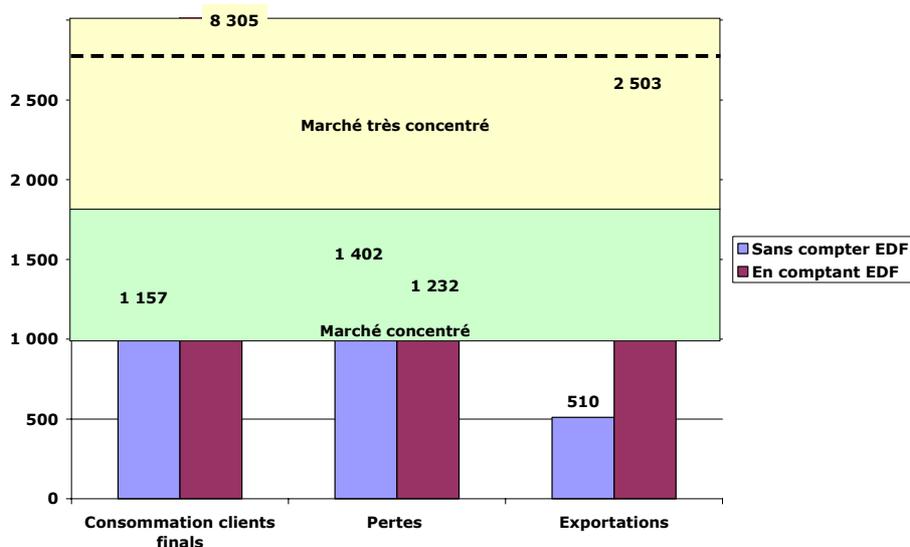
Indice de concentration HHI – injections - premier trimestre 2007 -



Source : RTE – Analyse : CRE

La vente aux clients finals et les exportations sont quant à eux particulièrement concentrés 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 - premier trimestre 2007 -



Source : RTE – Analyse : CRE

6. **Faits marquants du 1^{er} trimestre 2007**

A. Une baisse des prix liée à des températures clémentes

Comme au trimestre précédent, les températures ont globalement été supérieures aux normales saisonnières dans la plupart des pays européens, limitant la demande. Ainsi, les prix *spot* sur les marchés européens sont restés à un niveau peu élevé pour la saison. Sur la bourse française, peu de valeurs extrêmes ont été observées pendant la période : le prix horaire sur Powernext n'a dépassé les 100 €/MWh que pendant quatre heures au premier trimestre 2007.

Les températures clémentes ont également eu un impact baissier sur les prix des *futures* annuels de l'électricité et du gaz en janvier et février.

B. La poursuite de la chute des prix du CO₂ de la phase I

La baisse des prix du CO₂ de la phase I (permis d'émission pour la période 2005-2007) s'est poursuivie au cours du premier trimestre 2007, le prix s'établissant autour de 1 €/t à partir de mi-février.

Les acteurs du marché du CO₂ anticipent que les émissions mesurées pendant la période 2005-2007 seront largement inférieures au nombre de quotas d'émission délivrés. Les permis n'étant pas utilisables pour les périodes ultérieures, il est naturel que, en situation d'offre supérieure à la demande, les prix convergent vers zéro.

Evolution des prix du CO₂ de la phase I sur Powernext



Le marché du gaz

Le marché de détail du gaz

1. Introduction

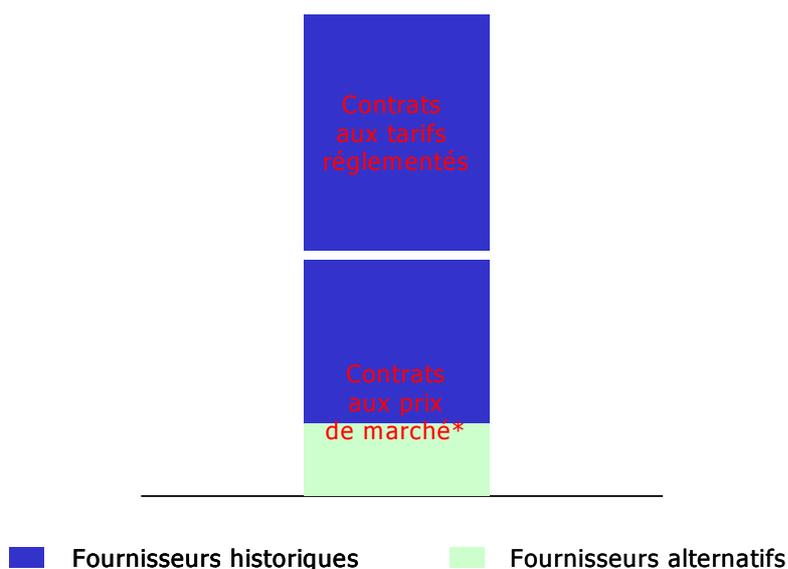
L'ouverture du marché français du gaz a connu plusieurs étapes :

- 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 quelque 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, tous les consommateurs finals non-résidentiels peuvent librement choisir leur fournisseur de gaz. Cela représente au 1^{er} avril 2007, 688 000 sites et une consommation annuelle de gaz de 382 TWh.

Les clients éligibles ont le choix entre deux types de contrats :

- les contrats aux tarifs réglementés (proposés uniquement par des fournisseurs historiques)
- les contrats aux prix de marché (proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs). L'accès à ce type de contrat suppose d'avoir exercé son éligibilité.

Répartition des contrats de gaz pour les clients non-résidentiels en France - schéma illustratif -



* Suppose l'exercice de l'éligibilité

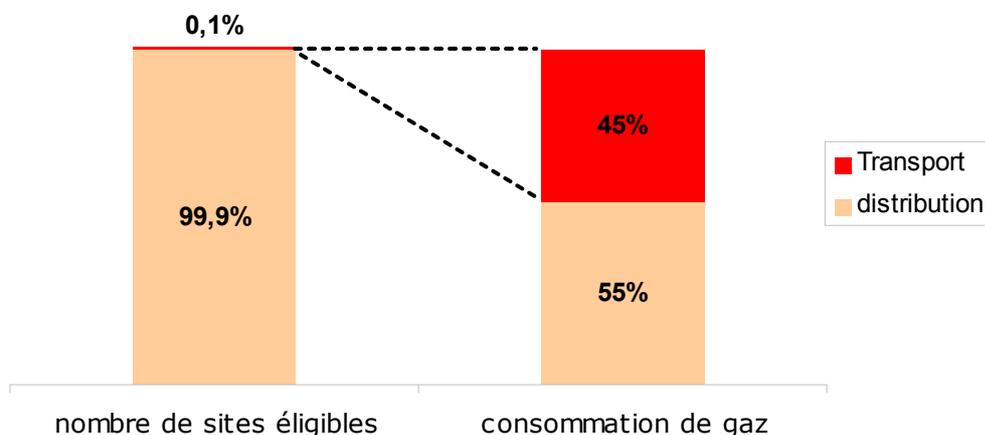
Les principales sources d'information de l'observatoire sont les gestionnaires de réseaux de transport (GRTgaz, Total Infrastructures Gaz France), les 4 principaux gestionnaires de réseaux de distribution (Gaz de France-Réseau Distribution, Gaz de Bordeaux, Gaz de Strasbourg et Gaz et Electricité de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

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 demandés le mois M (le trimestre T) et effectivement réalisés le 1^{er} du mois M+1 (du trimestre T+1).*

2. Les segments de la clientèle éligible et leurs poids respectifs

Typologie des sites éligibles



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Les clients éligibles raccordés aux réseaux de transport sont tous de grands consommateurs de gaz. Ils représentent moins de 1% du nombre de sites mais environ la moitié de la consommation des éligibles.

3. Etat des lieux au 1^{er} avril 2007

A. Tableaux de synthèse

Situation (en nombre de sites)	Au 1 ^{er} avril 2007	Au 1 ^{er} janvier 2007
- sites éligibles	688 000	683 000
- sites titulaires d'un contrat aux prix de marché	117 800 ⁽¹⁾	105 000 ⁽¹⁾
- dont Transport	593	578
- dont Distribution ⁽¹⁾	117 200 ⁽¹⁾	104 400 ⁽¹⁾
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites éligibles	7,4%	6,7%

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

⁽¹⁾ Le nombre de sites titulaires d'un contrat aux prix de marché raccordés au réseau de distribution et le nombre total des sites titulaires d'un contrat aux prix de marché sont arrondis.

Situation (en consommation annuelle, TWh)	Au 1 ^{er} avril 2007	Au 1 ^{er} janvier 2007
- sites éligibles	382 TWh	373 TWh
- sites titulaires d'un contrat aux prix de marché	209 TWh	199 TWh
- dont Transport	139 TWh	132 TWh
- dont Distribution	70 TWh	67 TWh
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites éligibles	15,4%	14,9% ⁽²⁾

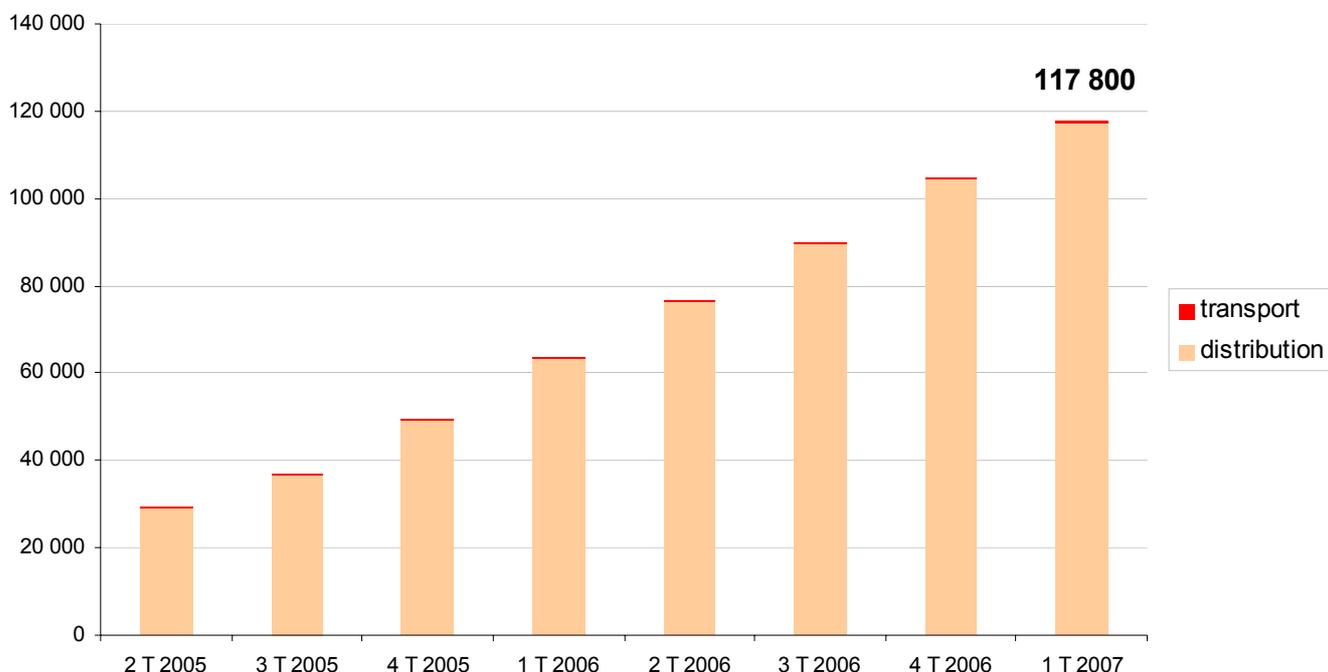
Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Cinq nouveaux sites raccordés au réseau de Transport au premier trimestre 2007 ont augmenté la consommation des sites éligibles de +8 TWh.

⁽²⁾ La méthode de calcul et d'affectation de la consommation annuelle de référence par site et par fournisseur pour les sites multifournisseurs a été affinée au cours du trimestre. Les données du 1^{er} janvier ont été réajustées en cohérence.

B. Evolution de la situation des sites titulaires d'un contrat aux prix de marché

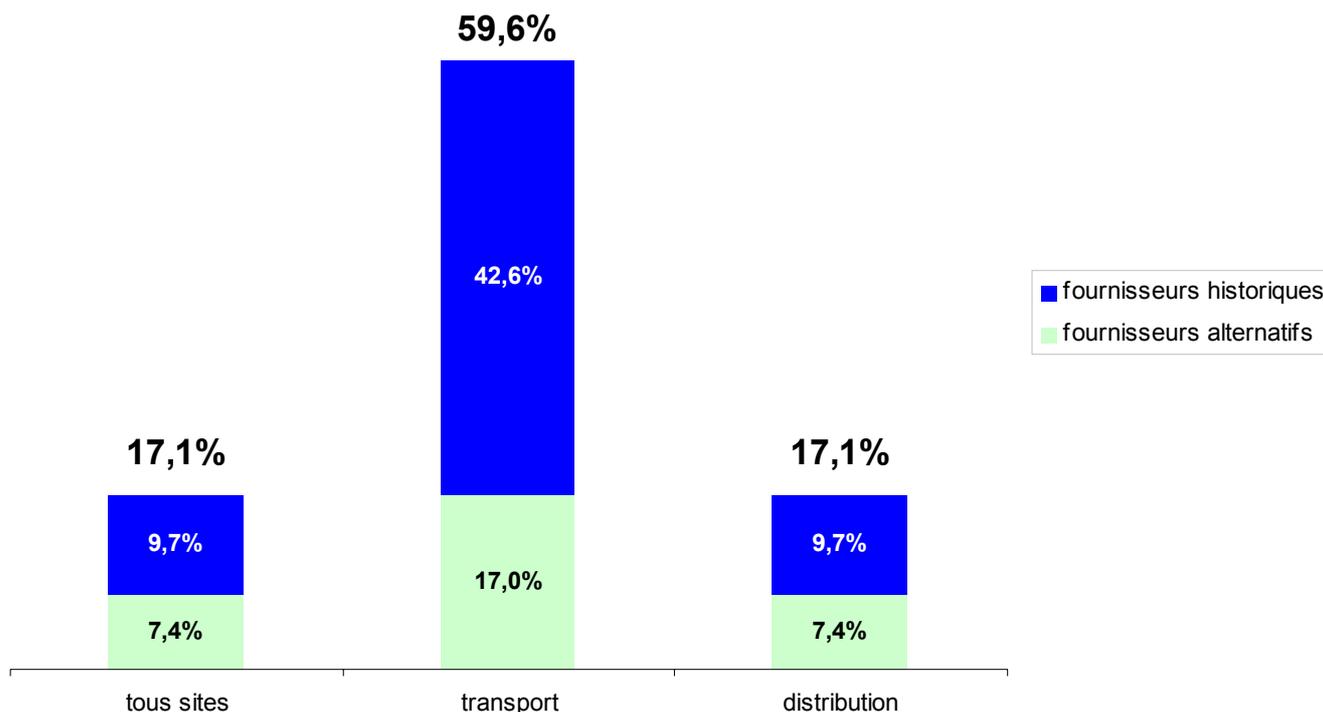
Nombre de titulaires d'un contrat aux prix de marché



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

C. Taux d'exercice de l'éligibilité et parts de marché en nombre de sites au 1^{er} avril 2007

Pourcentage des sites titulaires d'un contrat aux prix de marché rapporté au nombre total de sites éligibles



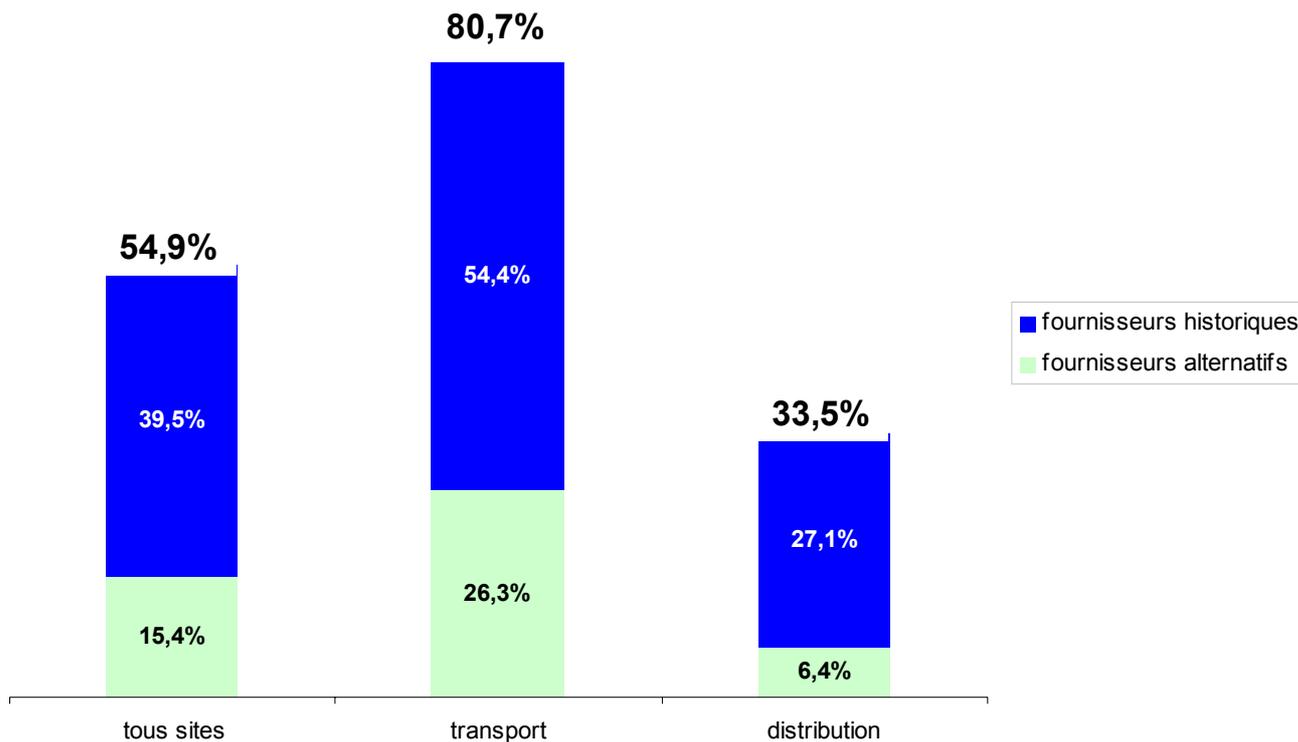
Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Le taux d'exercice de l'éligibilité correspond au nombre de sites éligibles titulaires d'un contrat aux prix de marché rapporté au nombre de sites éligibles dans le segment concerné, par type de fournisseur.

Nota : Par convention, un site avec plusieurs fournisseurs est affecté au fournisseur qui a souscrit les capacités de transport les plus importantes.

D. Taux d'exercice de l'éligibilité et parts de marché en consommation annuelle au 1^{er} avril 2007

Pourcentage de la consommation des sites titulaires d'un contrat aux prix de marché rapporté à la consommation totale des sites éligibles



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Le taux d'exercice de l'éligibilité correspond à la consommation annuelle des sites éligibles titulaires d'un contrat aux prix de marché rapporté à la consommation annuelle des sites éligibles dans le segment concerné, par type de fournisseur.

Par convention, les consommations d'un site multifournisseur sont affectées à chacun des fournisseurs au prorata des capacités de transport souscrites.

E. Nombre de fournisseurs alternatifs actifs au 1^{er} avril 2007

	Ensemble	Transport	Distribution
Nombre de fournisseurs alternatifs actifs	15	12	12

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Un fournisseur alternatif est dit actif s'il possède au minimum un client en portefeuille.

Au 1^{er} avril 2007, trois fournisseurs alternatifs déjà présents sur le segment transport ont commencé à livrer du gaz naturel à des sites raccordés au réseau de distribution.

Au 1^{er} avril 2007, trois fournisseurs n'ont de clients que sur les réseaux de transport, et trois uniquement sur les réseaux de distribution.

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%⁴).

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.

Flux au Royaume-Uni

Les conditions d'approvisionnement et les flux de gaz au Royaume-Uni ont un impact direct sur les prix au NBP.

Gazoduc BBL : Depuis sa mise en service fin novembre 2006, les flux de gaz à travers le BBL (en direction du Royaume-Uni) ont été constants jusqu'au 1er avril, représentant un taux d'utilisation de 90%. Ces flux correspondent au contrat long terme de 8 Gm³/an signé entre Centrica et GasTerra (ex Gasunie Trade & Supply), dont 5 Gm³ en hiver (1er octobre au 31 mars).

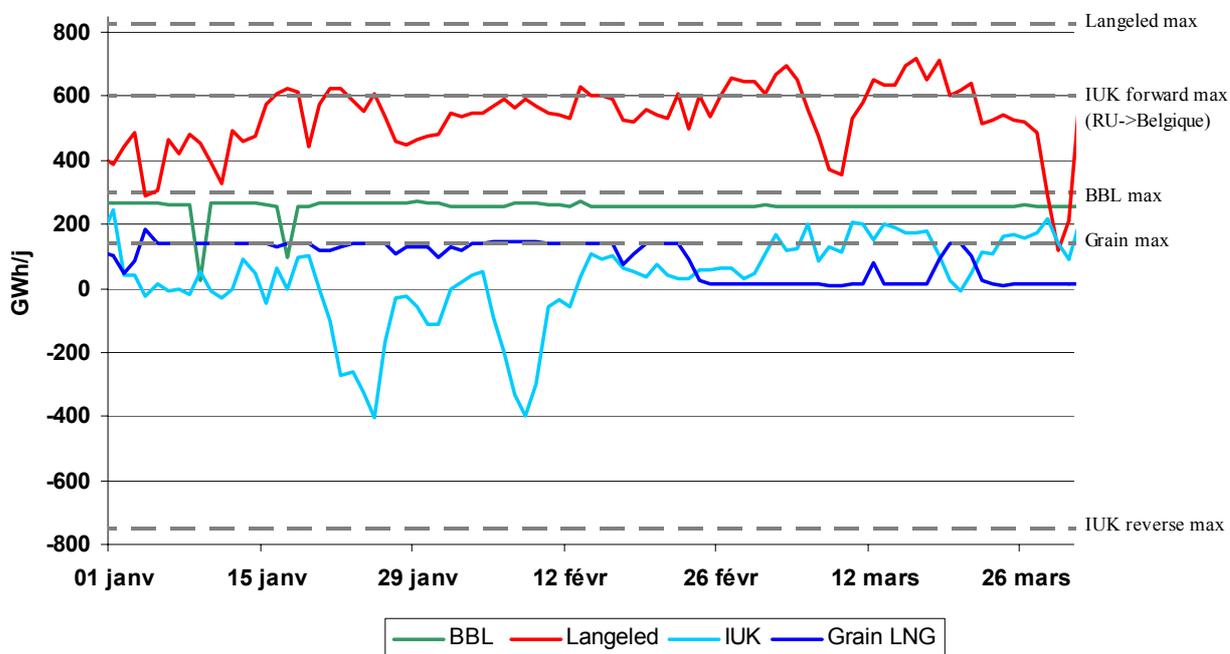
Gazoduc Langeled : Les flux sur Langeled se sont maintenus à un niveau élevés du fait de la forte production norvégienne, tout en étant assez volatils.

Gazoduc Interconnector : Les flux sur l'Interconnector ont été quasiment nuls jusqu'à la mi-février, mis à part lors de pointes de froid ayant provoqué l'importation de gaz du Continent vers le Royaume-Uni. A partir de la mi-février, les exportations du Royaume-Uni vers le Continent ont augmenté, jusqu'à atteindre 200 GWh/j. Le gaz importé par Langeled au Royaume-Uni est ainsi en partie réexporté vers le Continent par le biais de l'Interconnector.

LNG : Depuis sa mise en service, l'infrastructure LNG *offshore* de Teeside n'a quasiment pas reçu de LNG tandis que le terminal d'Isle of Grain a été utilisé au maximum de sa capacité jusqu'au 20 février. Il est ensuite resté inutilisé.

⁴ Chiffres issus de « Gaz naturel en France : les principaux résultats en 2006 », DGEMP / Observatoire de l'énergie, mai 2007

Flux sur les principales infrastructures britanniques

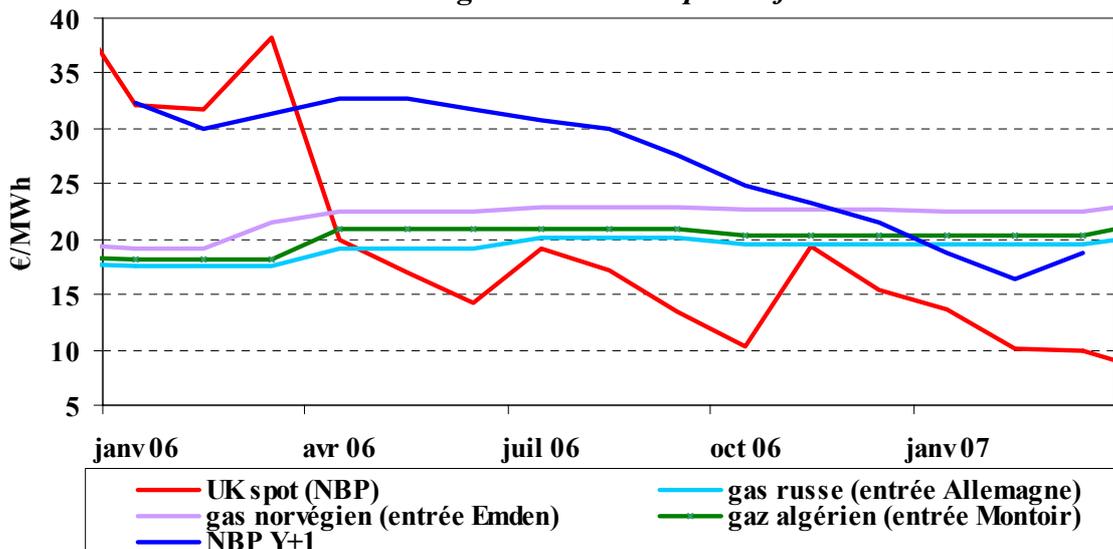


Comparaison des prix des contrats à long terme et des prix spot et forward UK NBP

Les prix des contrats à long terme de gaz se sont stabilisés à un niveau élevé depuis avril 2006. En mars 2007, les prix de ces contrats se sont élevés, selon les estimations d'Heren, à :

- 20,43 €/MWh pour le gaz algérien en entrée Montoir
- 22,51 €/MWh pour le gas norvégien en entrée à Emden
- 19,53 €/MWh pour le gaz russe en entrée en Allemagne ;

Prix des contrats à long terme et des *spot* et *forward* Y+1 NBP



Depuis avril 2006, le prix moyen des contrats à long terme continentaux est resté supérieur au cours spot du marché britannique. L'écart moyen de prix entre les contrats long terme en mars 2007 et le gaz spot NBP atteint 10 à 12 €/MWh.

Depuis janvier 2007, les prix *forward* Y+1 au NBP sont légèrement inférieurs au prix des contrats à long terme, alors qu'ils étaient supérieurs aux contrats long terme tout au long de l'année 2006.

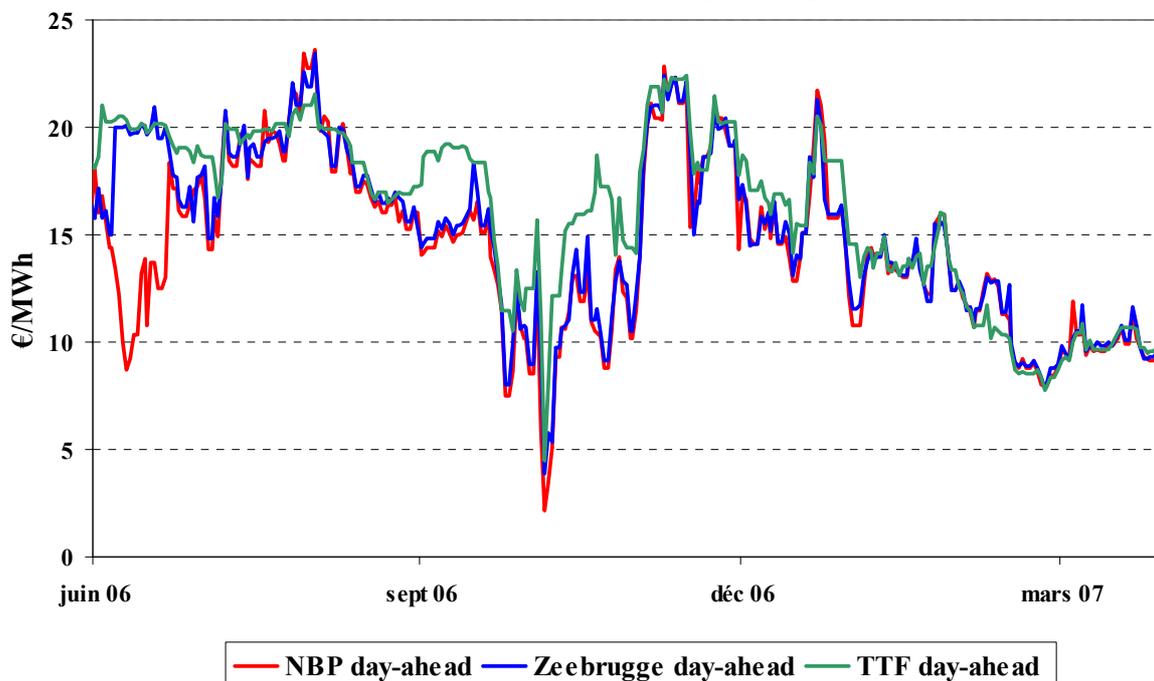
Comparaison du prix des 3 marchés spot européens

Depuis janvier 2007, la faiblesse de la demande par rapport à la normale saisonnière, particulièrement au Royaume-Uni, ainsi que la hausse des importations britanniques permises par les infrastructures récemment mises en service (Langeled, BBL) ont provoqué la chute puis la stabilisation à un niveau bas des prix *spot* européens.

Entre janvier et mars 2007, les prix des cotations day-ahead des marchés spot européens ont fluctué entre 15 €/MWh et 10 €/MWh. En moyenne mensuelle des cotations journalières day-ahead de mars 2007, le prix du gaz spot UK NBP s'est élevé à 10 €/MWh, enregistrant une baisse de 30% par rapport au mois de janvier 2007. Ce niveau de prix est presque 4 fois inférieur au prix moyen de mars 2006 et n'avait plus été observé depuis début 2004.

On a pu observer une corrélation plus forte entre les prix spot des trois marchés européens, alors que les prix du TTF étaient traditionnellement plus indépendants des prix de Zeebrugge et du NBP.

Prix day-ahead des trois marchés spot européens 2006-2007



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

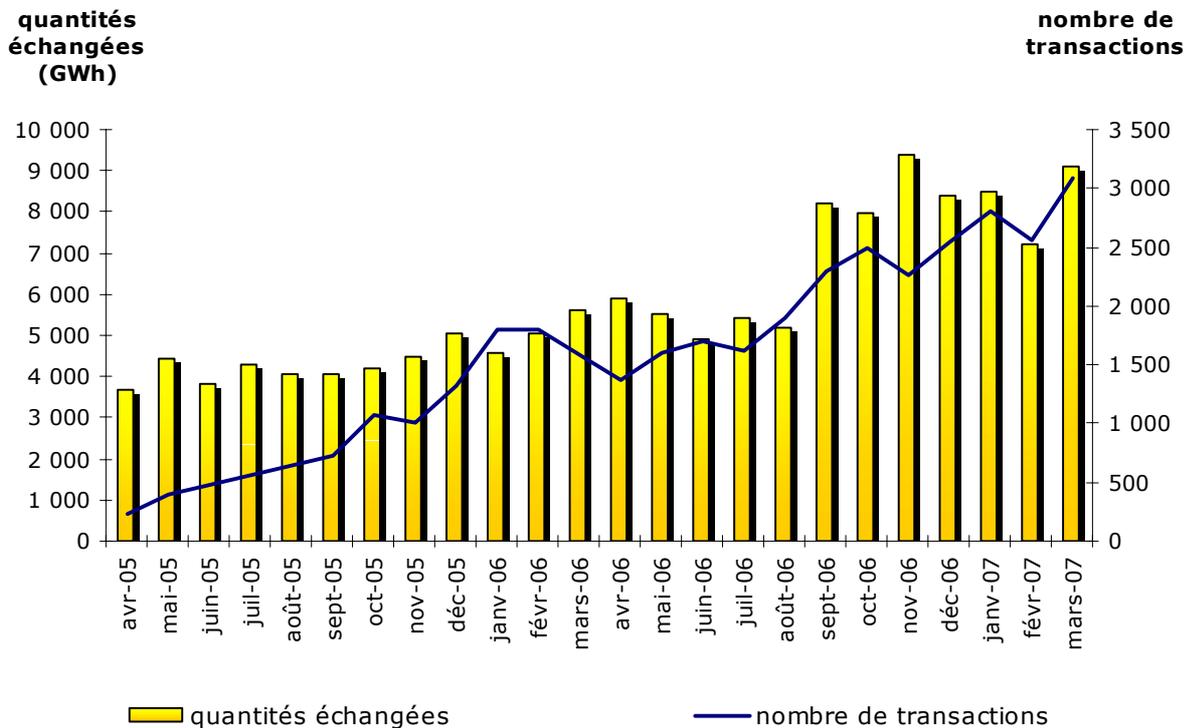
2. Le marché de gros en France

Les échanges sur le marché de gros se réalisent aux Points d'Echange de Gaz (PEG), points virtuels au niveau de chaque zone tarifaire où s'opèrent :

- les échanges de gaz entre fournisseurs, y compris les livraisons correspondant au programme de cession temporaire de gaz (gas release)
- l'approvisionnement en gaz des opérateurs de réseau pour la gestion du réseau pour l'équilibrage des bilans journaliers des expéditeurs, le fonctionnement des compresseurs, la constitution du stock en conduite pour les nouveaux ouvrages ;

Les PEG ont été mis en place en 2004.

Le marché de gros français a connu au premier trimestre 2007 une croissance du nombre de transactions avec une augmentation de 15,6% par rapport au trimestre précédent. Par contre, les volumes échangés aux PEG ont globalement diminué de 3,5% par rapport au dernier trimestre 2006. Les volumes échangés au premier trimestre 2007 ont augmenté de 69% par rapport à la même période de l'année 2006 avec un nombre de transactions multiplié par 2,6. Ils représentent au total 24,8 TWh et 8 400 transactions sur le trimestre.



Source : GRT – Analyse : CRE

NB : sur ce graphique ne figurent que les échanges de gaz entre fournisseurs, y compris les livraisons correspondant au programme de cession temporaire de gaz (gas release).

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.

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 titulaires d'un contrat aux prix de marché : site éligible ayant signé un contrat hors tarifs réglementés avec son fournisseur historique ou un fournisseur alternatif. L'utilisation de ce droit est irréversible.

Site ayant opté pour un autre fournisseur : Trois possibilités existent :

- soit le client a quitté le fournisseur historique pour un fournisseur alternatif.
- soit le client a quitté un fournisseur alternatif pour un autre fournisseur alternatif
- soit le client a quitté un fournisseur alternatif pour revenir chez le fournisseur historique.

Site ayant renégocié son contrat avec le fournisseur historique : site détenu par le fournisseur historique et ayant abandonné le tarif réglementé pour une nouvelle offre du fournisseur.

Site éligible : site autorisé à choisir son fournisseur de gaz ou d'électricité.

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

Fournisseur historique : les fournisseurs historiques regroupent EDF ainsi que les Entreprises Locales de Distribution (ELD).

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 (CARD/CART)
- des fournisseurs si les sites alimentés sont en contrat unique

Fournisseur alternatif actif : Les fournisseurs alternatifs actifs comptabilisés sont :

- les fournisseurs d'au moins un site en contrat unique
- les responsables d'équilibre auxquels sont rattachés au moins un site en CARD/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 la clientèle éligible est divisé en trois segments :

- **Grands sites** : sites en haute tension 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).
- **Moyens sites** : sites en haute tension dont la puissance souscrite est inférieure à 250 kW et sites en basse tension dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 36 kVA. Ces sites correspondent à des locaux de PME par exemple (consommation annuelle comprise en général entre 0,15 GWh et 1 GWh).
- **Petits sites** : sites en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces sites correspondent au marché de masse des professionnels (les professions libérales, les artisans). Leur consommation annuelle est en général inférieure à 0,15 GWh.

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)⁵** : 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 réseau pour la compensation de leurs pertes** :
http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_perte.htm

Site mis en service : 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.

Site résilié : client déménageant d'un site.

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.

⁵ « 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 ainsi que les Entreprises Locales de Distribution (ELD).

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

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, Gaz du Sud-Ouest devenu Total Infrastructures Gaz France 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.

Consommations : en transport, la consommation annuelle comptabilisée 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.

En distribution, les consommations annuelles prises en compte pour chaque site sont les consommations annuelles de référence de chaque site mises à jour au 1^{er} janvier 2007.

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

Segments de marché : le marché de la clientèle éligible est divisé en deux segments :

- les clients raccordés au réseau de transport
- les clients raccordés au réseau de distribution.

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.