

Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

1^{er} trimestre 2006

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 2006	8
4. Analyse en dynamique : 1 ^{er} trimestre 2006.....	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 2006.....	25
Le marché du gaz	26
Le marché de détail du gaz	26
Le marché de gros du gaz.....	27
1. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe.....	27
2. Le marché de gros en France	29
3. Les faits marquants du 1 ^{er} trimestre 2006.....	30
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz	31
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité	32
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz.....	34

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.

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 décisives :

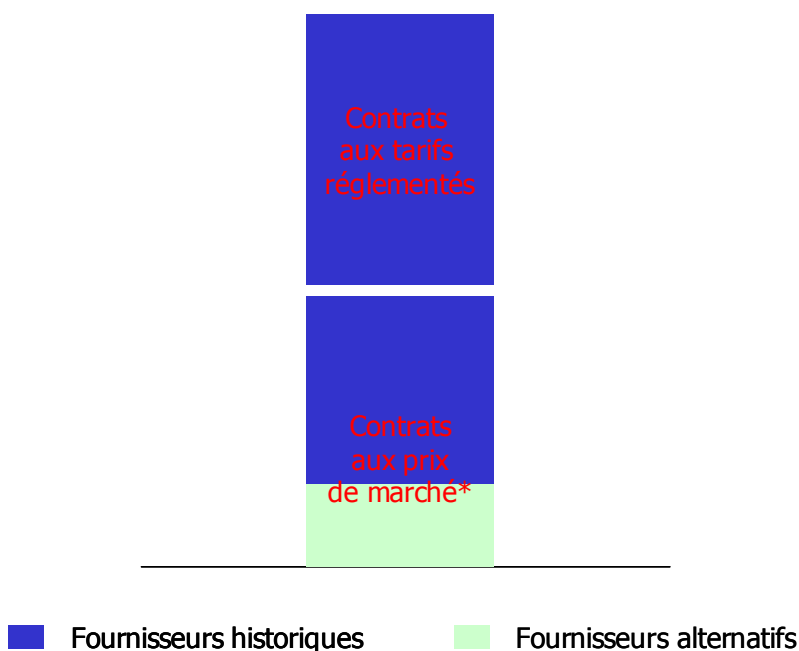
- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises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

Depuis le 1er juillet 2004 en effet, toutes les entreprises et collectivités locales peuvent librement choisir leur fournisseur d'électricité. En 2005, 4,5 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.

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



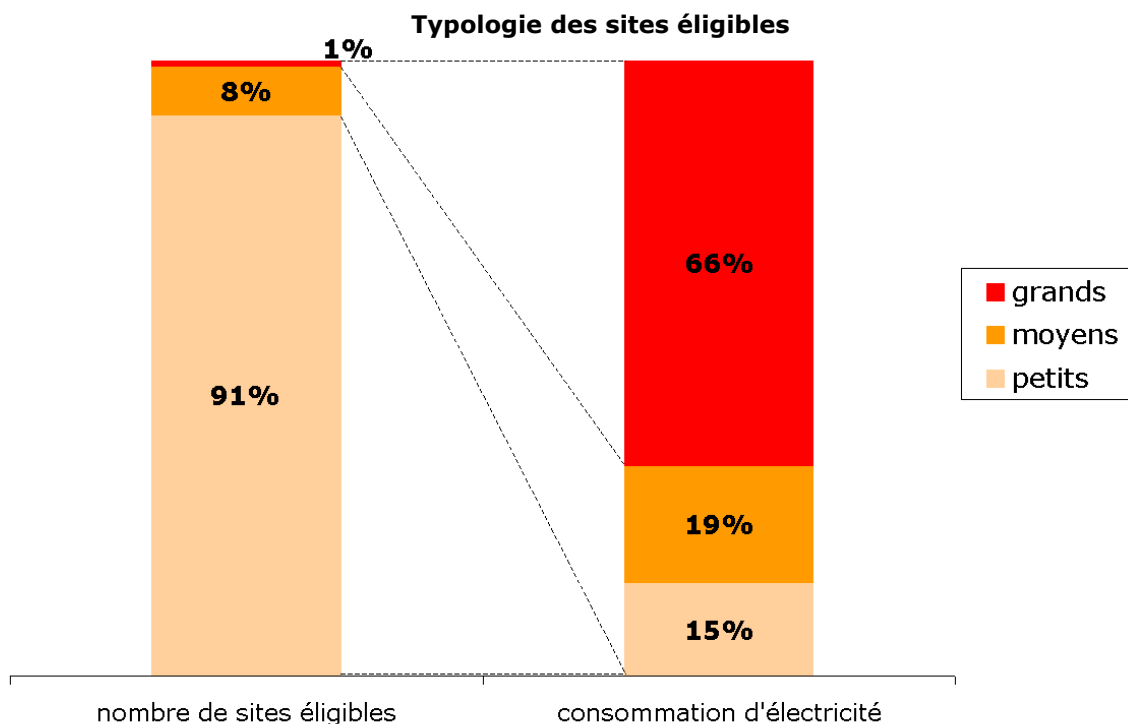
* Suppose l'exercice de l'éligibilité

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).*

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



Sources : 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 66% 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 2006

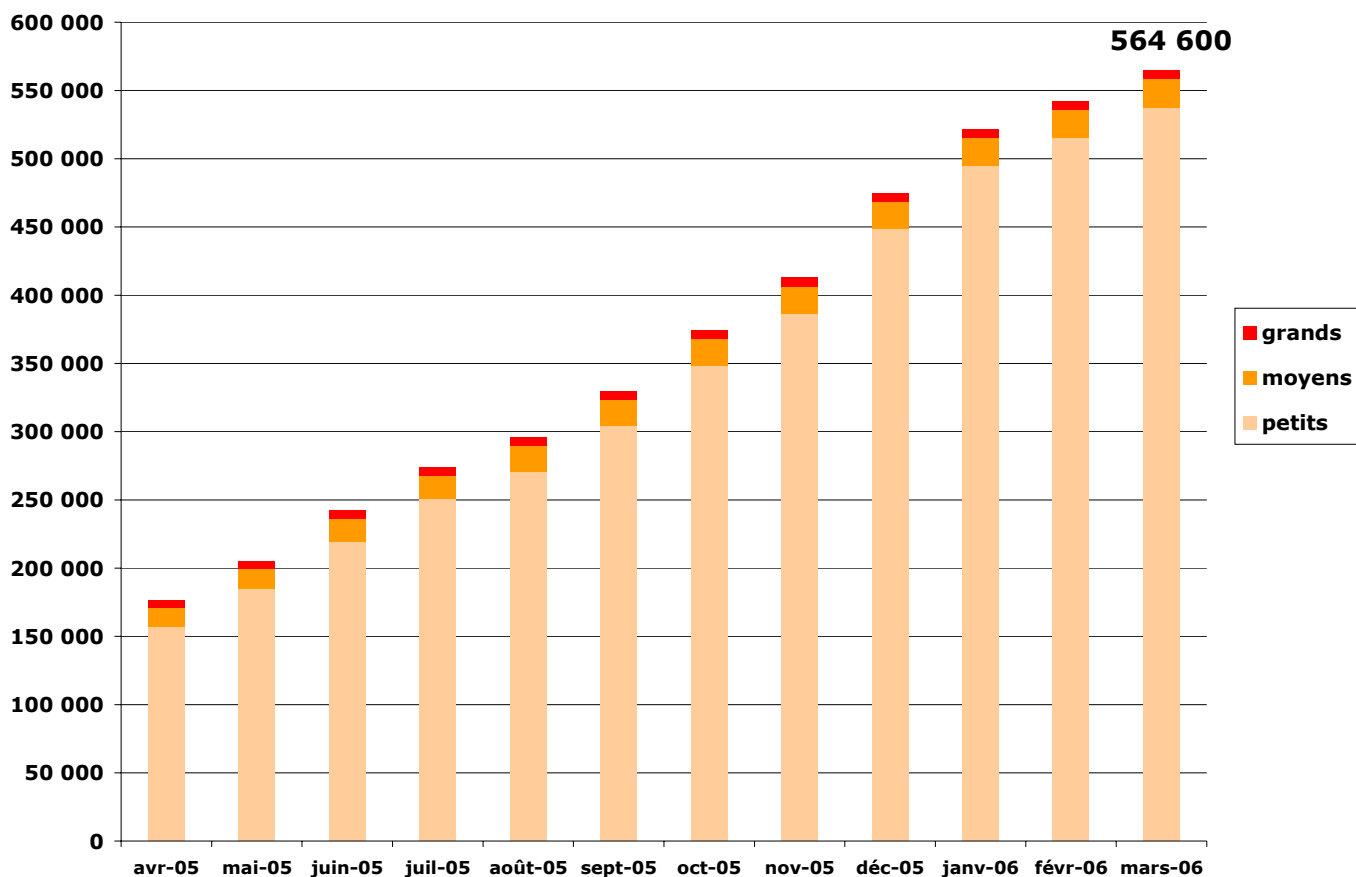
A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

Situation (en nombre de sites)	Au 1 ^{er} avril 2006	Au 1 ^{er} janvier 2006
- sites éligibles	4 500 000	4 500 000
- sites ayant exercé leur éligibilité	564 600	475 000
- sites alimentés par un fournisseur alternatif	194 500	153 900
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites éligibles	4,3 %	3,4 %

Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

B. Evolution du parc des sites ayant exercé leur éligibilité

Cumul des sites ayant exercé leur éligibilité

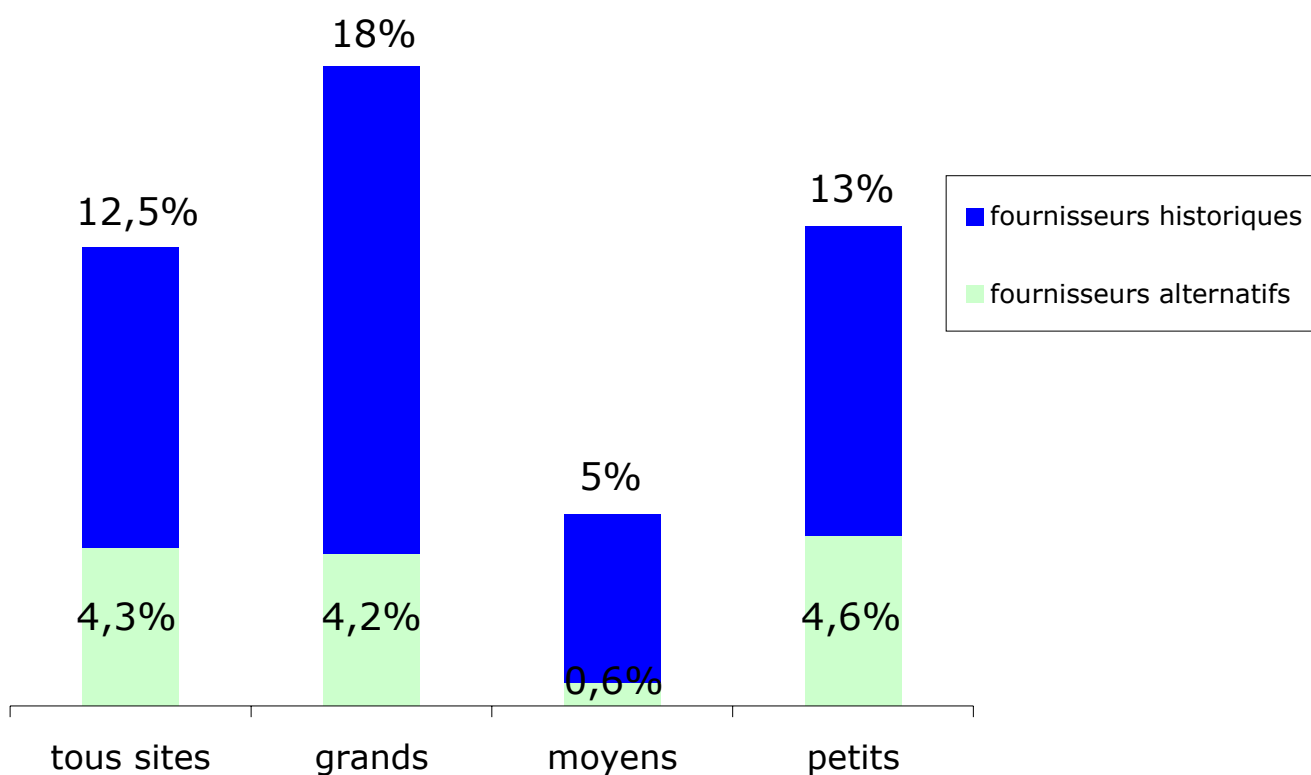


Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Environ 564 600 sites ont exercé leur éligibilité au 1^{er} avril 2006. L'exercice de l'éligibilité est passé de 50 000 sites par mois en moyenne au 4^{ème} trimestre 2005 à 30 000 sites par mois en moyenne au 1^{er} trimestre 2006.

C. Taux d'exercice de l'éligibilité et parts de marché au 1^{er} avril 2006

Pourcentage des sites ayant exercé leur éligibilité rapporté au nombre total de sites éligibles



Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

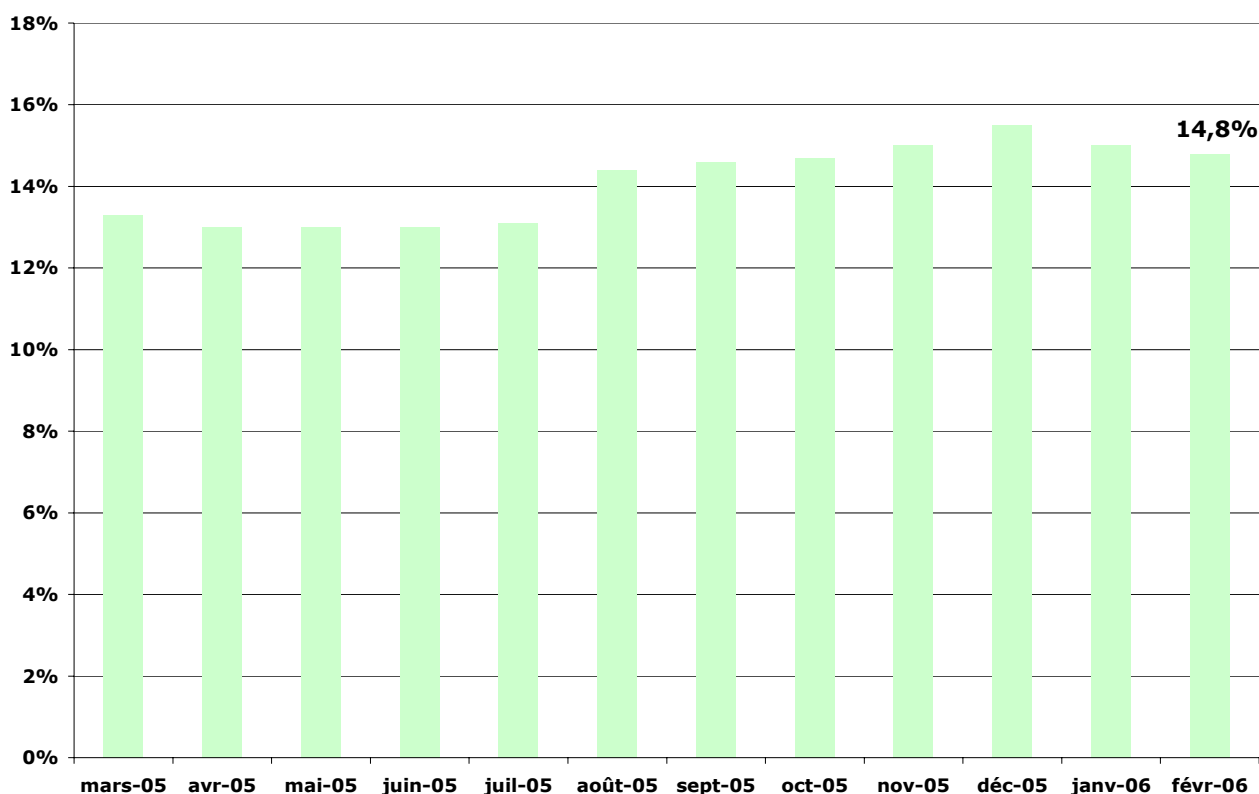
Le taux d'exercice de l'éligibilité correspond au nombre de sites ayant exercé leur éligibilité rapporté au nombre de sites éligibles du segment concerné.

Au 1^{er} avril 2006, 12,5% des sites éligibles ont exercé leur éligibilité. Le taux d'exercice de l'éligibilité est bien plus élevé chez les grands sites, pour qui la concurrence est effective depuis plus longtemps.

Au 1^{er} avril 2006, 4,3% des sites éligibles ont fait le choix d'un fournisseur alternatif. La concurrence ne s'exerce pas sur tous les segments de la même manière. Ainsi, la pénétration de la concurrence est nettement inférieure sur le segment des sites moyens.

D. 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



Sources : GRD, RTE – Analyse : estimation CRE

En terme de consommation d'électricité, la part de marché des fournisseurs alternatifs est en légère baisse depuis décembre 2005. Cette évolution est due au fait que les fournisseurs alternatifs ont perdu 14 grands sites au profit des fournisseurs historiques.

E. Nombre de fournisseurs alternatifs actifs au 1^{er} avril 2006

	Tous sites	Grands	Moyens	Petits
Nombre de fournisseurs alternatifs actifs	23	22	9	9

Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Un fournisseur alternatif est dit actif s'il possède au minimum un client en portefeuille.
Pour mémoire, environ 160 fournisseurs historiques sont présents sur le territoire français.

4. Analyse en dynamique : 1^{er} trimestre 2006

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*

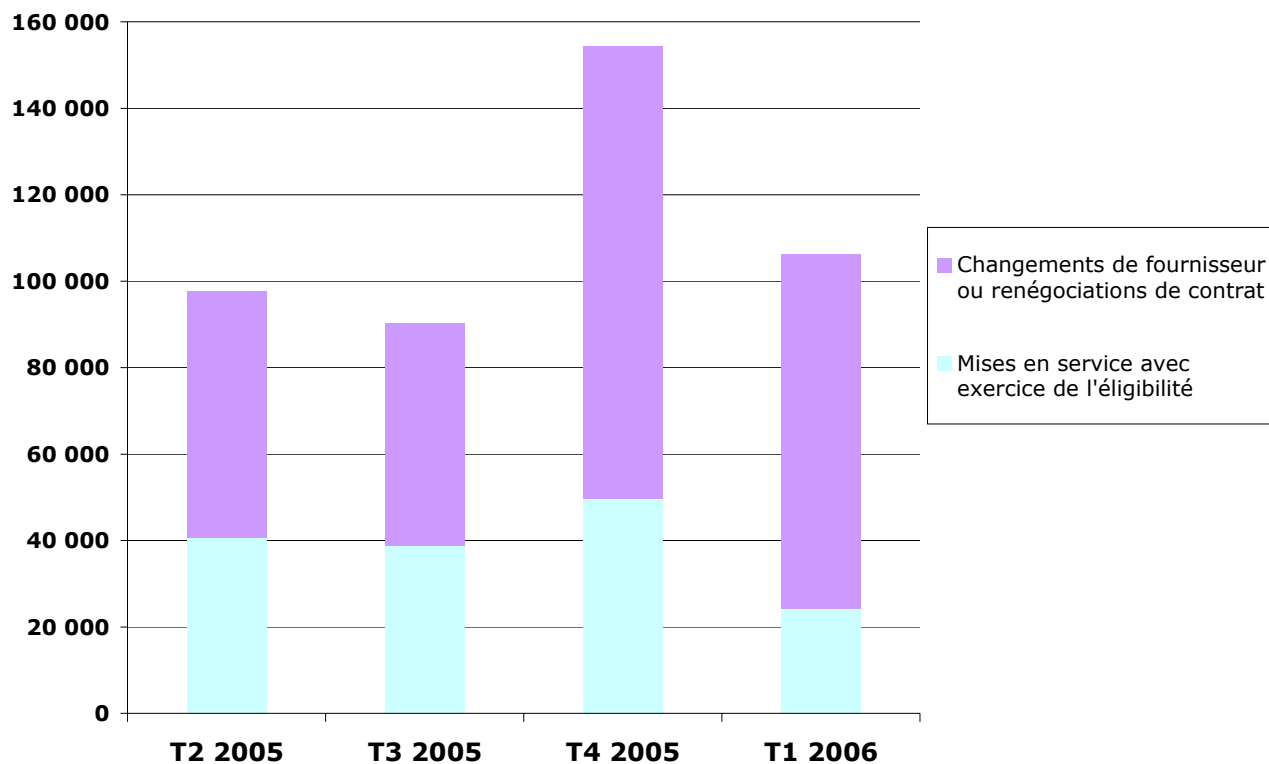
Les ventes brutes aux prix de marché reflètent mieux l'activité concurrentielle que le simple décompte des cas d'exercice de l'éligibilité puisqu'elles prennent également en compte les passages d'un fournisseur alternatif à l'autre.

AU COURS DU TRIMESTRE : (en nombre de sites)	1 ^{er} trimestre 2006	4 ^{ème} trimestre 2005
- ventes brutes totales aux prix de marché	106 300	154 400
- ventes brutes des fournisseurs alternatifs	45 900	50 400
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des ventes brutes aux prix de marché	43%	33 %

Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

B. Part des mises en service dans les ventes brutes aux prix de marché des trimestres écoulés

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

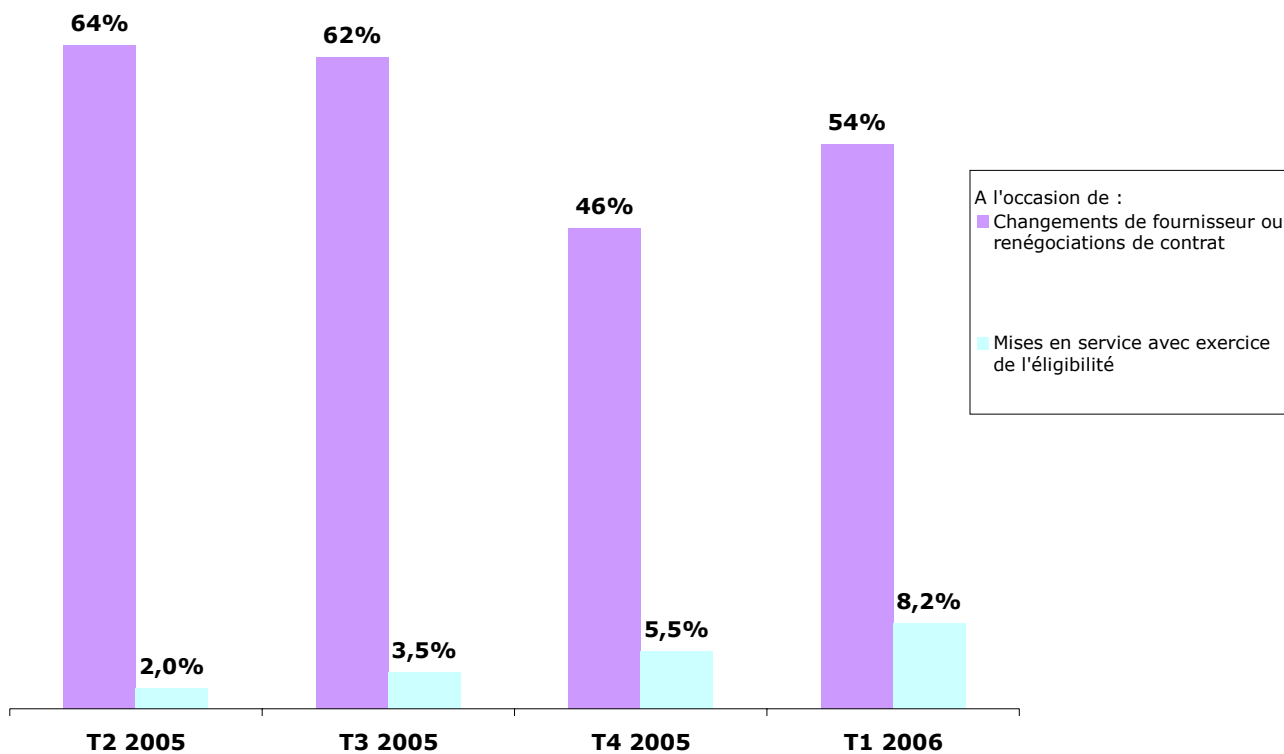


Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Les ventes brutes aux prix de marché du 1^{er} trimestre 2006 sont en baisse par rapport au 4^{ème} trimestre 2005 (-31%).

C. Parts de marché des fournisseurs alternatifs

Pourcentage des sites signant un contrat avec un fournisseur alternatif



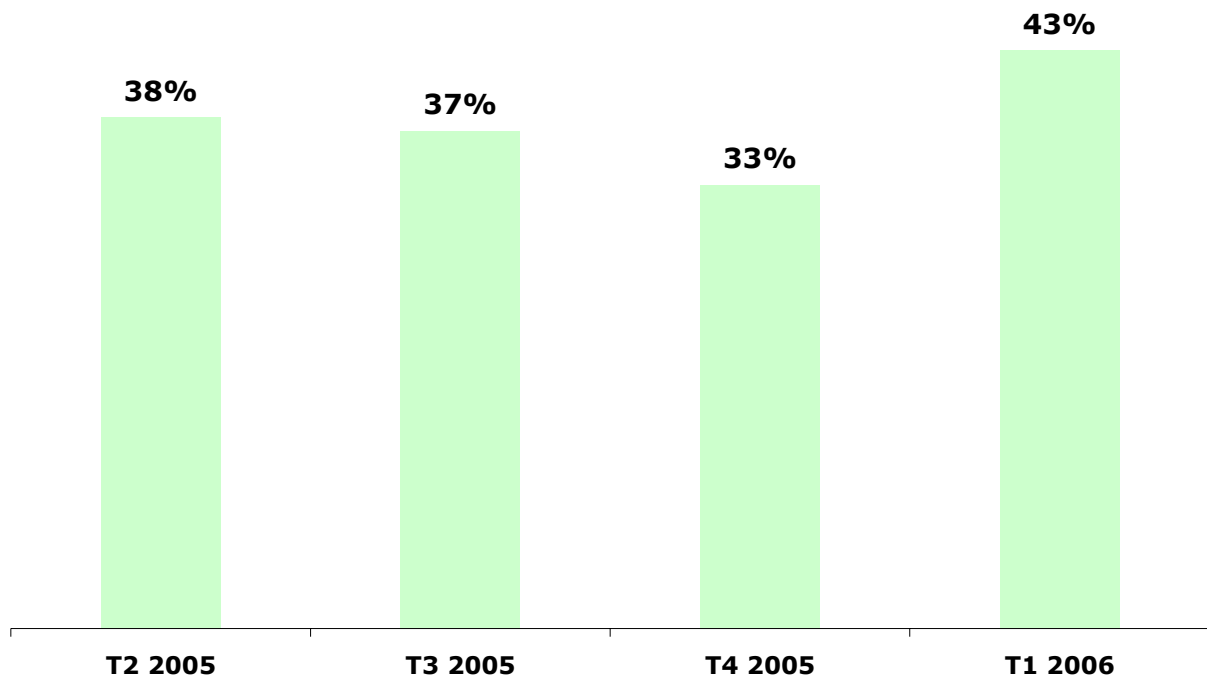
Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Les fournisseurs alternatifs restent très peu présents sur le segment des mises en service, même si leur part de marché sur ce segment est en augmentation depuis le 2^{ème} trimestre 2005.

Pour ce qui est des changements de fournisseur et des renégociations de contrat, la part de marché des fournisseurs alternatifs est en hausse par rapport au 4^{ème} trimestre 2005.

Cette performance des fournisseurs alternatifs sur le segment des changements de fournisseur se reflète dans leurs parts de marché sur le segment des ventes brutes :

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

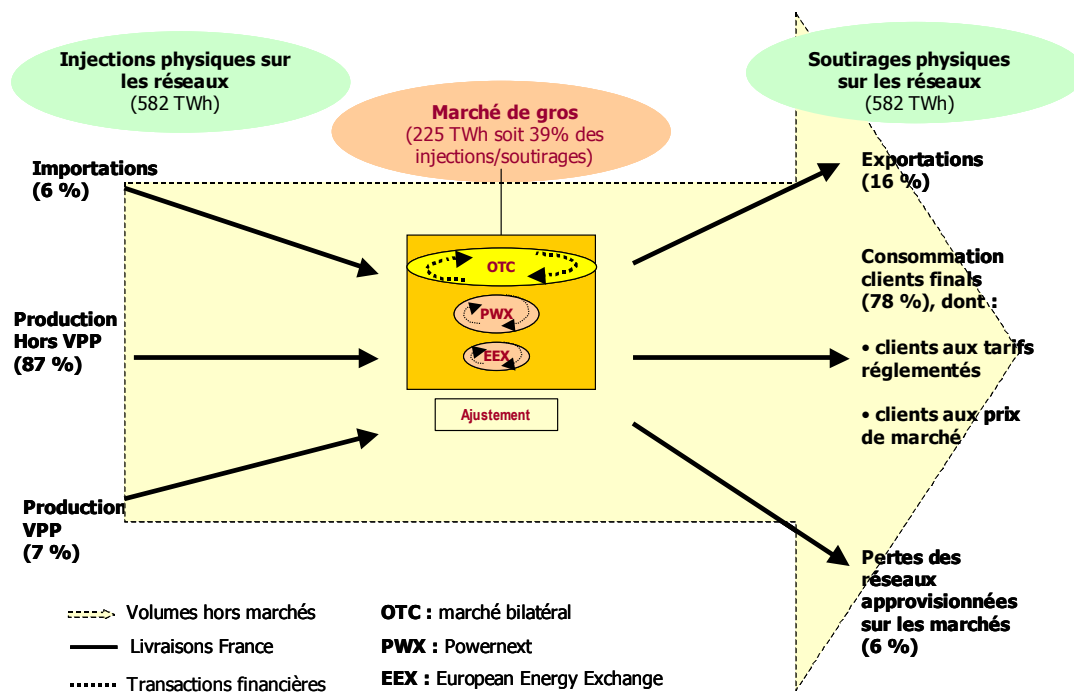
1. Introduction

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)¹
- 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 France)
- Janvier 2006 : mise en place d'enchères explicites aux frontières (à l'exception de la Suisse)

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 : RTE (données provisoires 2005) – Analyse : CRE

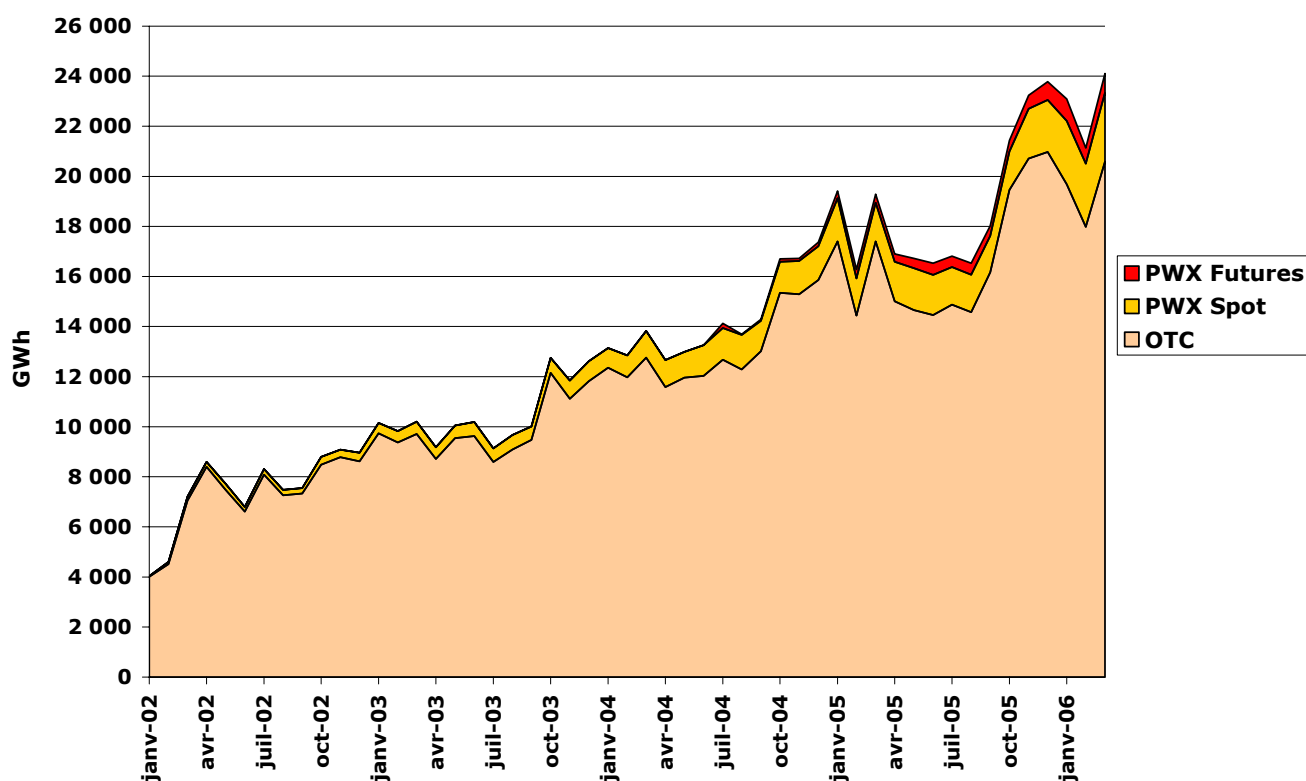
¹ Le responsable d'équilibre est un intermédiaire entre des consommateurs éligibles et le RTE. A ce titre, il prend en charge les risques financiers liés aux ajustements que le RTE doit effectuer pour compenser les écarts éventuels entre les programmes d'approvisionnement d'un consommateur, ou d'un ensemble de consommateurs, et leurs consommations effectives, dans le but de garantir l'équilibre général du réseau.

Les volumes échangés sur le marché de gros français pour livraison sur la plaque France ont crû de façon régulière au cours des quatre dernières années.

Au 1^{er} trimestre 2006, le volume total des transactions sur le marché de gros est resté stable à 68,3 TWh (contre 68,4 TWh au quatrième trimestre 2005), malgré l'augmentation des injections ou soutirages sur le réseau au cours de la période. Les transactions sur le marché de gros ont représenté environ 41% des injections ou soutirages, contre 44% au quatrième trimestre 2005.

Après avoir affiché une légère baisse en janvier et février, l'activité sur le marché de gros français connaît à nouveau une nette croissance en mars 2006.

Volumes échangés sur le marché de gros français
- livraisons France -



Sources : RTE, PWX – 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).

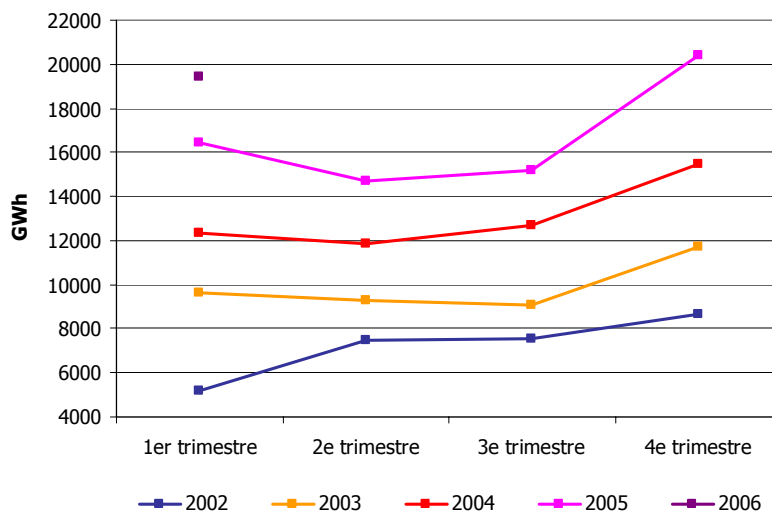
Par ailleurs, le marché de gros français englobe à la fois les échanges purement financiers et les transactions débouchant sur une livraison physique d'électricité sur le réseau français.

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 quatre dernières années. Après avoir affiché une forte progression au quatrième trimestre 2005, la liquidité connaît un léger recul au 1^{er} trimestre 2006. Les volumes traités atteignent 19,4 TWh en moyenne mensuelle au 1^{er} trimestre 2006 (contre 20,4 TWh au cours du quatrième trimestre 2005).

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



Source : RTE – Analyse : CRE

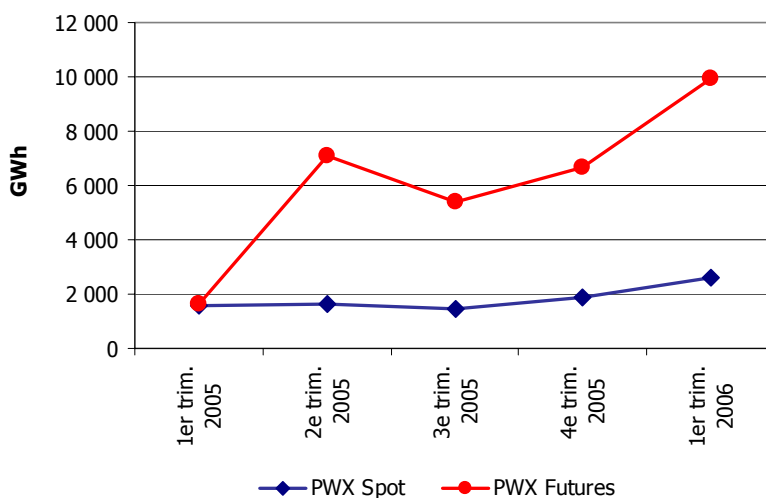
B. Volumes échangés sur les marchés organisés

On observe une nette croissance de la liquidité sur Powernext *Futures* au premier trimestre 2006. Les volumes échangés sur Powernext spot sont quant à eux en légère augmentation au 1^{er} trimestre 2006.

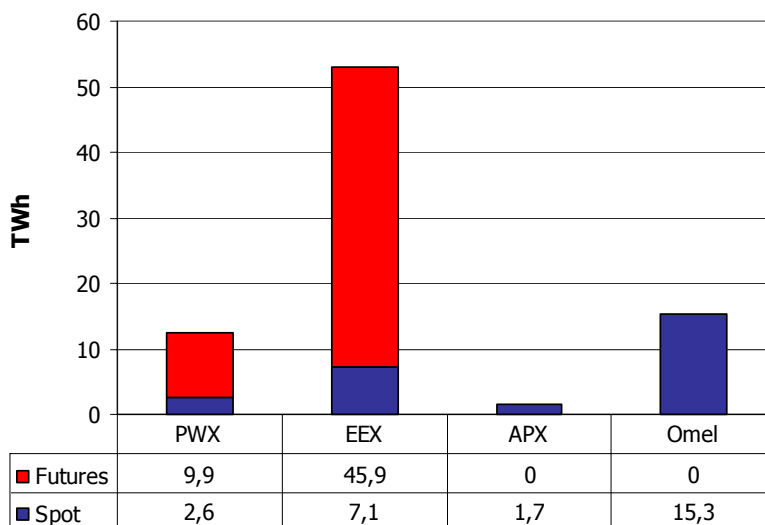
La liquidité sur EEX *Futures* est également en forte progression au 1^{er} trimestre 2006, un nouveau record de volume ayant été atteint en janvier (73 TWh hors « OTC clearing »).

Volumes mensuels échangés sur PWX Spot et PWX Futures

- toutes échéances confondues -



Volumes mensuels moyens échangés au 1^{er} trimestre 2006 sur les principales places européennes (spot & futures)



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

Le volume d'activité indiqué pour EEX Futures ne contient pas la compensation de transactions de gré à gré (« OTC clearing »).

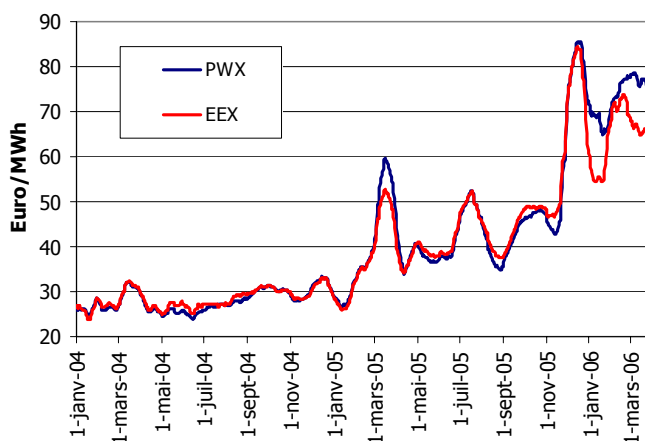
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne

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

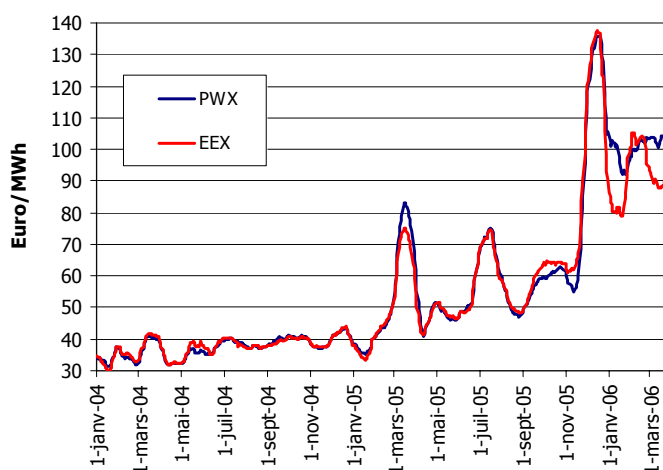
A. Prix *spot*

Au cours du trimestre, les prix *spot* en France sont restés supérieurs aux prix sur le marché allemand. Le prix moyen base sur Powernext (70,49 €/MWh) a été supérieur de 73% à celui observé pendant la même période de l'année précédente (40,69 €/MWh). Sur la même période, le prix allemand a augmenté de 69%.

Prix *spot* Base
- moyennes mensuelles -



Prix *spot* Pointe
- moyennes mensuelles -

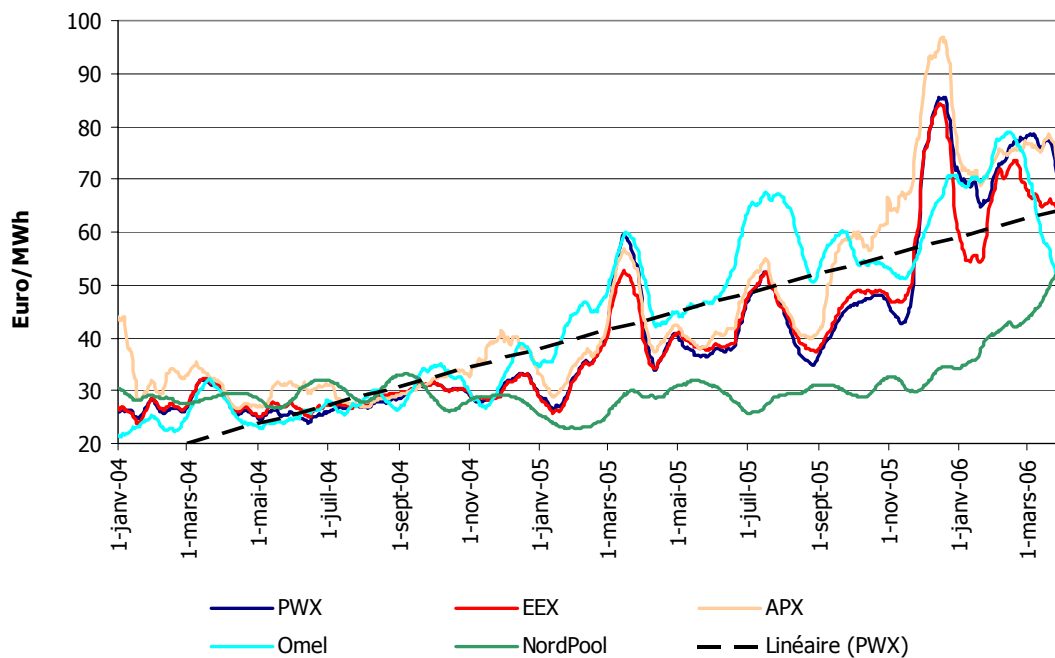


Sources : PWX, EEX – Analyse : CRE

Comme le montre le graphique ci-dessous, les prix *spot* du premier trimestre 2006 sur les principales bourses européennes connaissent une tendance haussière, même s'ils sont en nette décroissance en mars 2006 sur la plupart des places suivies. L'impact haussier est plus ou moins marqué selon les bourses, les prix affichant une augmentation particulièrement marquée sur NordPool au cours du trimestre. A l'inverse, on observe une forte baisse des prix sur le pool obligatoire espagnol (Omel) à compter de février 2006.

Prix *spot* Base en Europe

- moyennes mensuelles & courbe de tendance (régression linéaire sur PWX) -



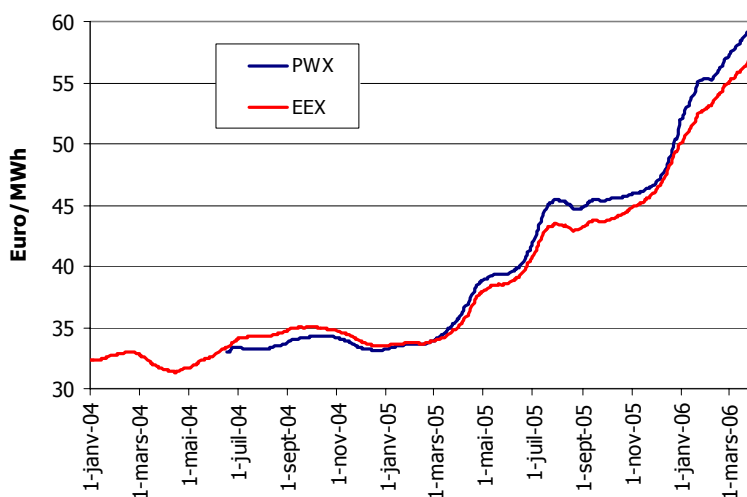
Sources : PWX, EEX, APX, Omel, NordPool – Analyse : CRE

B. Prix *futures*

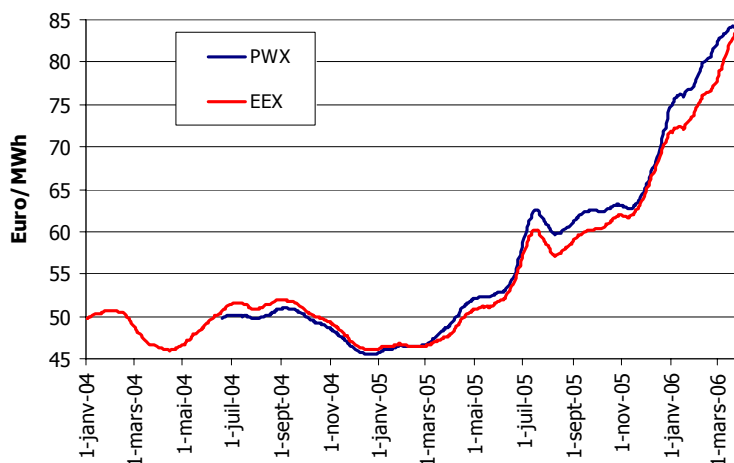
Les prix *futures* annuels (Y+1) en France et en Allemagne au cours du premier trimestre 2006 sont à la hausse en Base comme en Pointe. Les prix *futures* annuels français en base atteignent en moyenne 57,33 €/MWh sur Powernext au 1^{er} trimestre 2006 (+18% par rapport au 4^{ème} trimestre 2005 et +66% par rapport au 1^{er} trimestre 2005).

Au cours du trimestre, le prix du produit Y+1 est resté plus élevé en France qu'en Allemagne. Soulignons que, après s'être resserré en novembre et décembre 2005, le différentiel de prix France-Allemagne s'est à nouveau accentué à partir de janvier 2006, en Base comme en Pointe. Le différentiel Pointe s'est cependant annulé en toute fin de mois de mars.

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



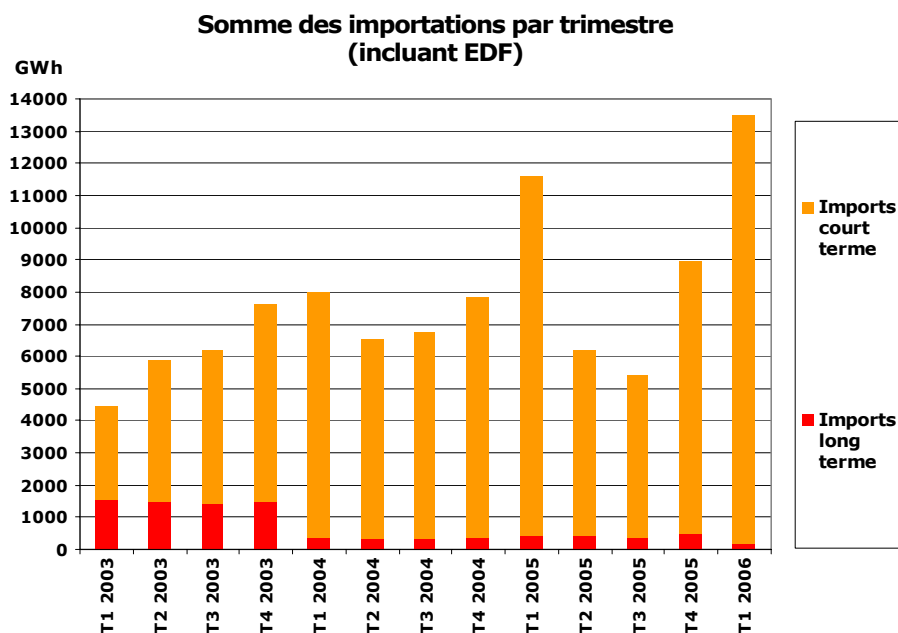
Prix Future Y+1 Pointe
- moyenne mobile 28 jours -



Sources : PWX, EEX – Analyse : CRE

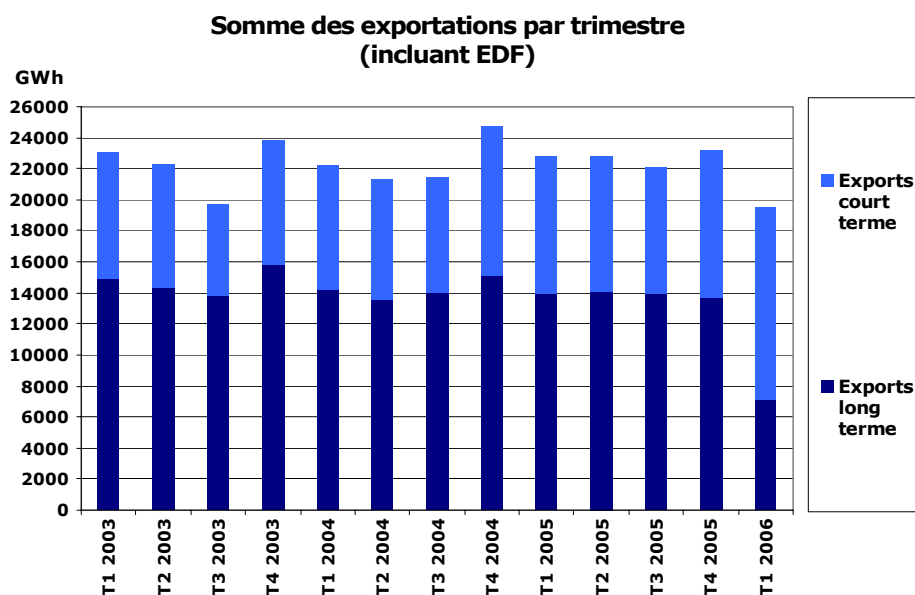
4. Volumes d'imports/exports

Tout comme au trimestre précédent, les importations sont en nette augmentation au premier trimestre 2006. Ils atteignent des volumes supérieurs de 16% à ceux observés au même trimestre de l'année passée et de 50% à ceux observés au quatrième trimestre 2005.



Source : RTE – Analyse : CRE

Les exportations sont en baisse au premier trimestre 2006 et atteignent des volumes inférieurs de 15% à ceux observés au même trimestre de l'année passée.



Source : RTE – Analyse : CRE

5. Concentration du marché français de l'électricité

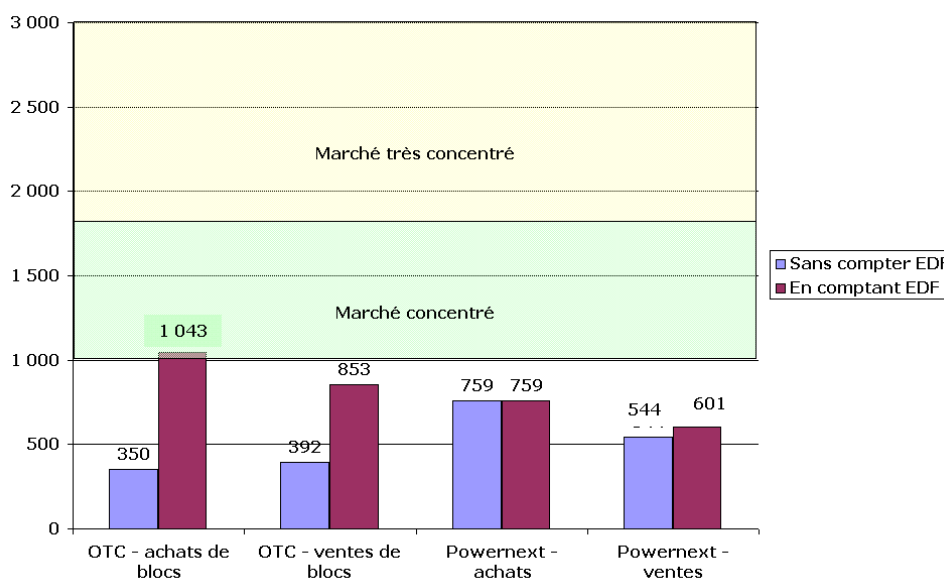
A la fin du premier trimestre 2006, 92 responsables d'équilibre sont présents sur le marché de gros français, dont 51 interviennent sur Powernext *Day Ahead* et 21 sur Powernext *Futures*. Depuis le début de l'année, 4 nouveaux responsables d'équilibres ont été enregistrés par RTE ; 2 d'entre eux sont membres de Powernext *Day Ahead*.

A. Concentration des différents segments du marché de gros français

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)² pour les différents segments du marché de gros français.

Au 1^{er} trimestre 2006, les ventes sur le marché OTC et les achats et les ventes sur la bourse Powernext apparaissent comme des segments de marché peu concentrés, que le groupe EDF soit pris en compte ou non. Quant aux achats sur le marché OTC en comptant le groupe EDF, ils apparaissent comme un segment de marché concentré.

Indice de concentration HHI – marché de gros
- premier trimestre 2006 -



Source : RTE – Analyse : CRE

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

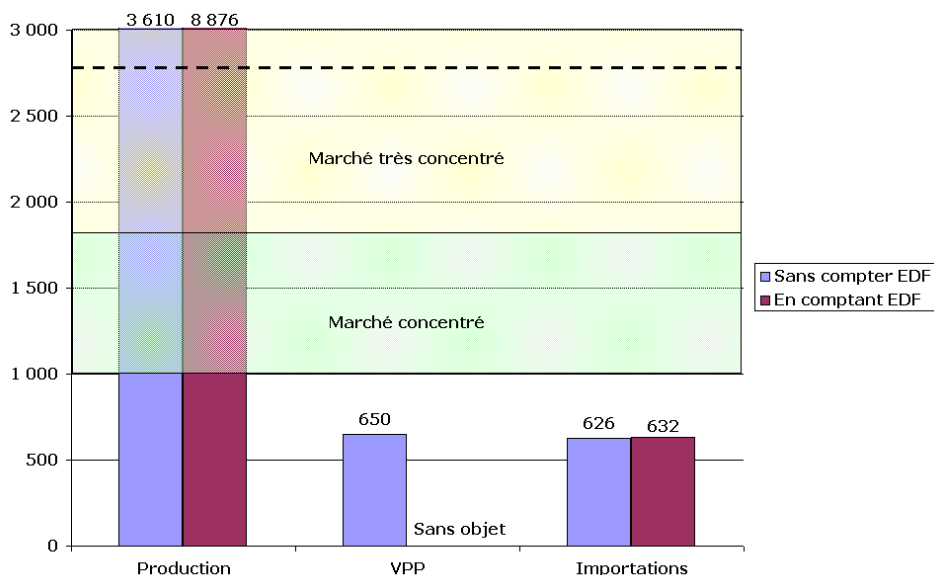
Le marché de gros étant le lieu des échanges entre injections et soutirages, il est intéressant de comparer les concentrations relatives de ces marchés. Les graphiques suivants montrent la concentration des marchés aval (injections) et amont (soutirages).

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.

² L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800.

Étant données les spécificités des marchés de l'électricité, cet indice ne doit être utilisé comme un indicateur du degré de concurrence qu'avec précaution. En effet, dans le cas de l'électricité, concentration et concurrence ne sont pas liées de façon aussi directe que sur la plupart des marchés.

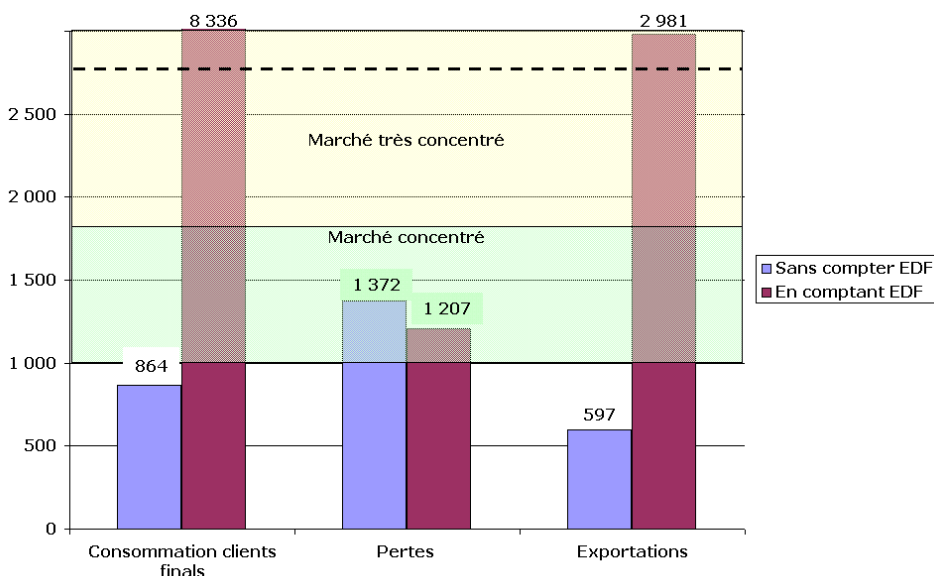
Indice de concentration HHI – injections
- premier trimestre 2006 -



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 peu concentrés lorsque EDF n'est pas pris en compte. La concentration des imports/exports a diminué par rapport au trimestre précédent, sans doute du fait de la mise en place des enchères explicites aux interconnexions et de la fin de la priorité des contrats long terme. Enfin, le marché des pertes est concentré, quoique dans une moindre mesure, avec ou sans EDF.

Indice de concentration HHI – soutirages
- premier trimestre 2006 -



Source : RTE – Analyse : CRE

6. Faits marquants du 1^{er} trimestre 2006

Depuis le 1^{er} janvier 2006, des enchères explicites ont été mises en place sur les frontières françaises, à l'exception de la frontière suisse. Ceci marque la fin de la priorité d'accès des contrats long terme aux interconnexions.

Cette évolution dans l'allocation des capacités d'interconnexion est favorable à l'augmentation de la liquidité du marché de gros français et à la diminution de la concentration de l'activité d'exportation.

Voir la décision de la CRE du 1^{er} décembre 2005 : <http://www.cre.fr/imgAdmin/1133864405419.pdf>

Le marché du gaz

Le marché de détail du gaz

Au cours du dernier trimestre, la CRE a mené une analyse de cohérence des données transmises par les gestionnaires de réseau. Cette analyse a mis en évidence la présence d'anomalies, qui sont en cours de correction.

En conséquence, la CRE suspend provisoirement la publication de l'observatoire trimestriel du marché de détail du gaz.

Le marché de gros du gaz

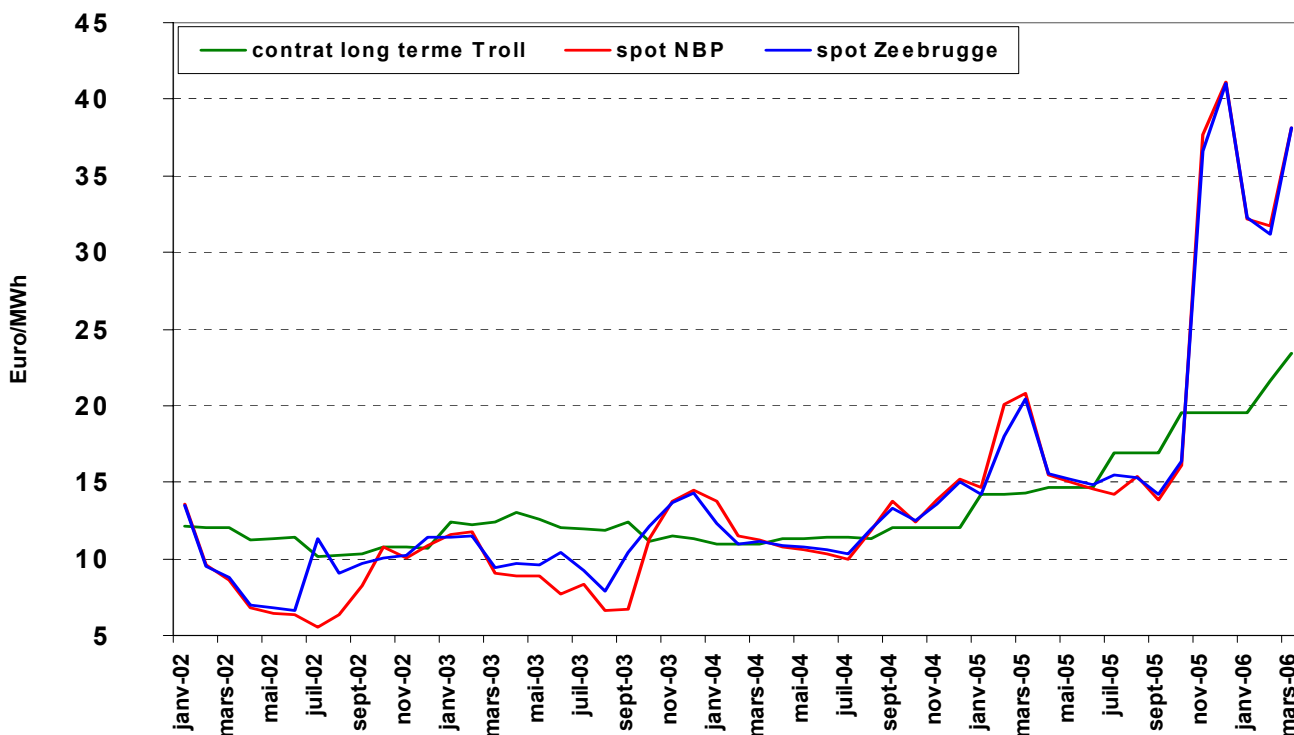
1. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe

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 2004, environ 95% du gaz importé en France était acheté dans le cadre de contrats à long terme (Russie : 22%, Algérie : 16%, Mer du Nord : 35%, Pays-Bas : 21%).

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. En Europe continentale les marchés 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 mais ils ne sont pas encore assez liquides pour fournir des indicateurs suffisamment représentatifs des prix de marché.

Le prix du gaz *day-ahead* au NBP évolue en fonction de l'offre et de la demande.

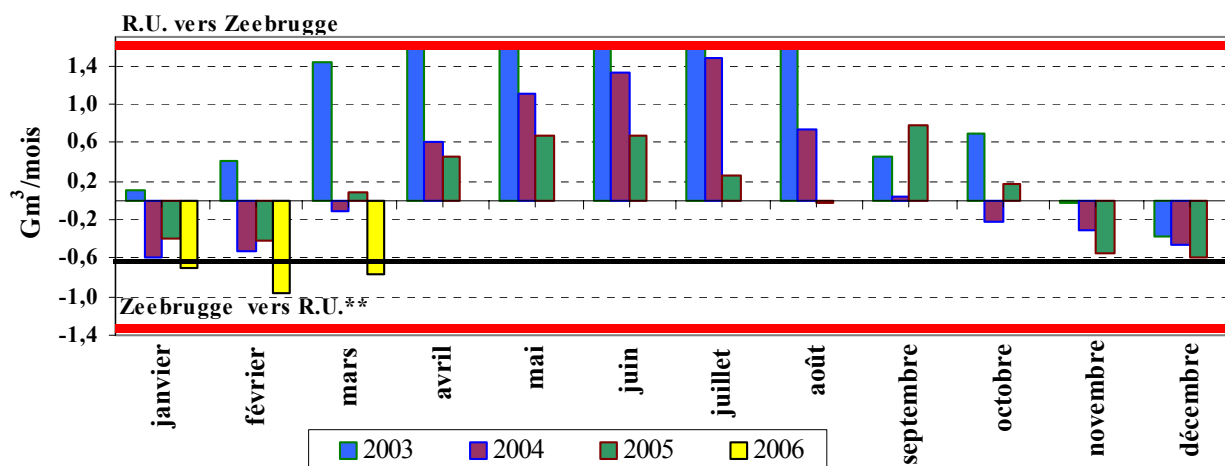
Comparaison du prix *spot* NBP et Zeebrugge et du contrat long terme Troll délivré à Zeebrugge en Euro/MWh



Sources : Heren, Platts – Analyse : CRE

Les prix au NBP en Grande-Bretagne influent sur ceux des marchés de gros sur le continent. En effet, l'Interconnector, gazoduc qui relie la Grande-Bretagne et le continent, permet des arbitrages entre les deux zones, pour un volume encore limité.

Flux mensuels nets en Gm³ (sens *forward* : exportations du RU vers le continent)

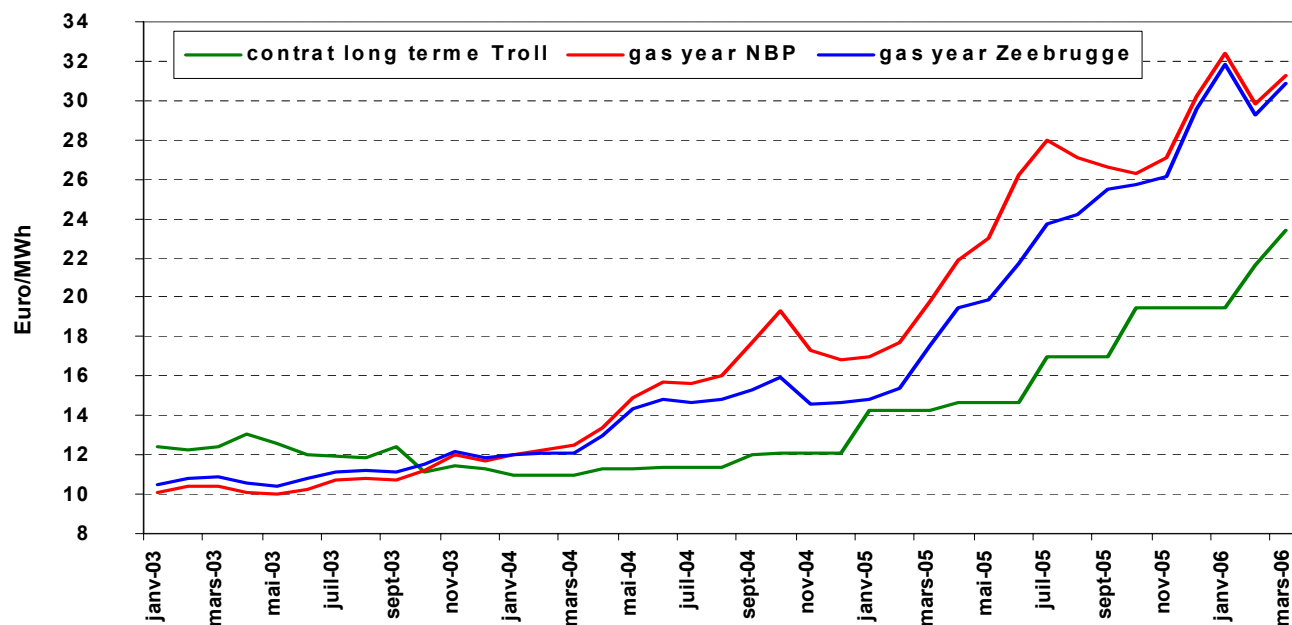


Source : IUK – Analyse : CRE

**Entrée en service de 8 Gm³/an de capacité supplémentaire le 8/11/2005

Le déclin de l'offre en Grande Bretagne, qui est devenue importatrice nette en 2004, se traduit par une tension sur le marché *spot* anglais et une flambée des prix pour livraison annuelle (la cotation *gas year*).

Comparaison du prix *gas year* NBP et à Zeebrugge et du contrat long terme Troll livré à Zeebrugge en Euro/MWh



Sources : Heren, Platts – Analyse : CRE

A terme, l'objectif est de créer des marchés régionaux de gaz en Europe, favorisant l'émergence de prix de marchés régionaux du gaz. Dans cette situation, la moitié nord de la France pourrait être reliée au marché régional du nord de l'Europe, la moitié sud étant reliée au marché ibérique grâce au développement prévu des interconnexions.

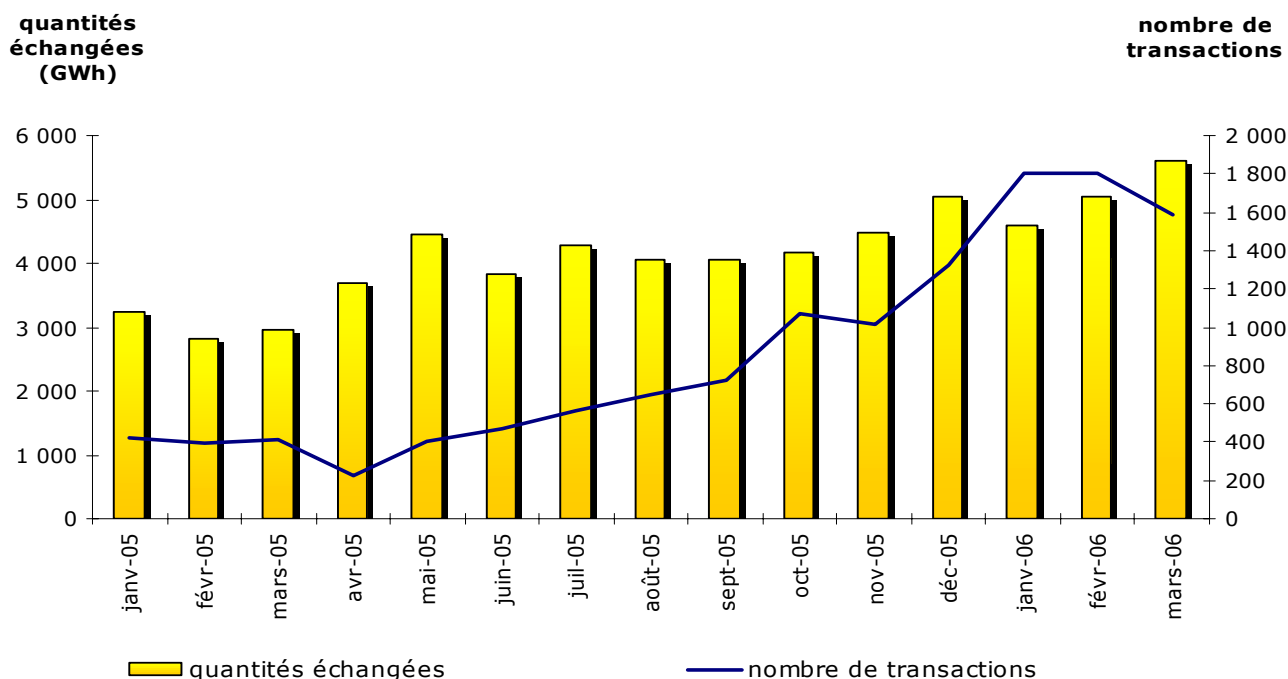
2. Le marché de gros en France

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 ;
- 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 livraisons correspondant au programme de cession temporaire de gaz.

Les PEG ont été mis en place en 2004.

Les transactions aux PEG sont effectuées au jour le jour, ou font l'objet de contrats de plus longue durée.



Source : GRT – Analyse : CRE

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.

3. Les faits marquants du 1^{er} trimestre 2006

Au 1^{er} avril 2006, 14 fournisseurs sont actifs.

Le volume total échangé sur l'ensemble des PEG au premier trimestre 2006 a été de 15,2 TWh pour 5 200 transactions.

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.

Fournisseur actif : fournisseur alimentant au moins 1 site.

Fournisseur alternatif : tout fournisseur autre que le fournisseur historique dans la zone considérée et sur le segment de marché considéré.

Par exemple :

- Gaz et Electricité de Grenoble (GEG) est un fournisseur historique à Grenoble alors qu'il est un fournisseur alternatif à Paris.
- Gaz de France est un fournisseur historique sur le réseau de distribution dans la zone Sud-Ouest, et serait un fournisseur alternatif sur le réseau de transport dans cette même zone.

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 ayant exercé son éligibilité : 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

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)**³ : 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

³ « Over the Counter » ou de gré à gré

- **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.
- **Les PPA (Power Purchase Agreement ou accord d'achat de puissance) :** ils doivent reproduire les achats par EDF de l'électricité produite par cogénération. Depuis les enchères de septembre 2003, le produit a été simplifié : il s'agit d'une fourniture en base du 1er novembre au 31 mars. Il n'y a pas de caractère optionnel dans ce produit, et les enchères se font uniquement sur le prix du MWh acheté. Les enchères visent à fixer le prix de réservation de moyens de production (prime fixe mensuelle) fournissant des MWh, le prix de ces derniers étant arrêté à l'avance.

Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz

Gas release : programme de cession temporaire de gaz par Gaz de France et Gaz du Sud-Ouest dans le sud de la France.

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.

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.