



Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

1^{er} trimestre 2005

Introduction	4
Le marché de détail de l'électricité	5
1. Introduction.....	5
2. Les segments de la clientèle éligible et leurs poids respectifs.....	6
3. Etat des lieux au 1 ^{er} avril 2005	7
4. Analyse en dynamique : 1 ^{er} trimestre 2005.....	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. Concentration du marché français de l'électricité.....	22
5. Faits marquants sur le 1 ^{er} trimestre 2005	24
Le marché de détail du gaz	27
1. Introduction.....	27
2. Les segments de la clientèle éligible et leurs poids respectifs.....	28
3. Etat des lieux au 1 ^{er} avril 2005	28
4. Analyse en dynamique : 4 ^{ème} trimestre 2004 et 1 ^{er} trimestre 2005	33
Le marché de gros du gaz.....	35
1. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe.....	35
2. Le marché de gros en France	37
3. Les faits marquants du 1 ^{er} trimestre 2005.....	38
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz	39
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité	40
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz.....	42

Introduction

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 (4,5 millions de sites clients représentant une consommation d'électricité annuelle d'environ 295 TWh).

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

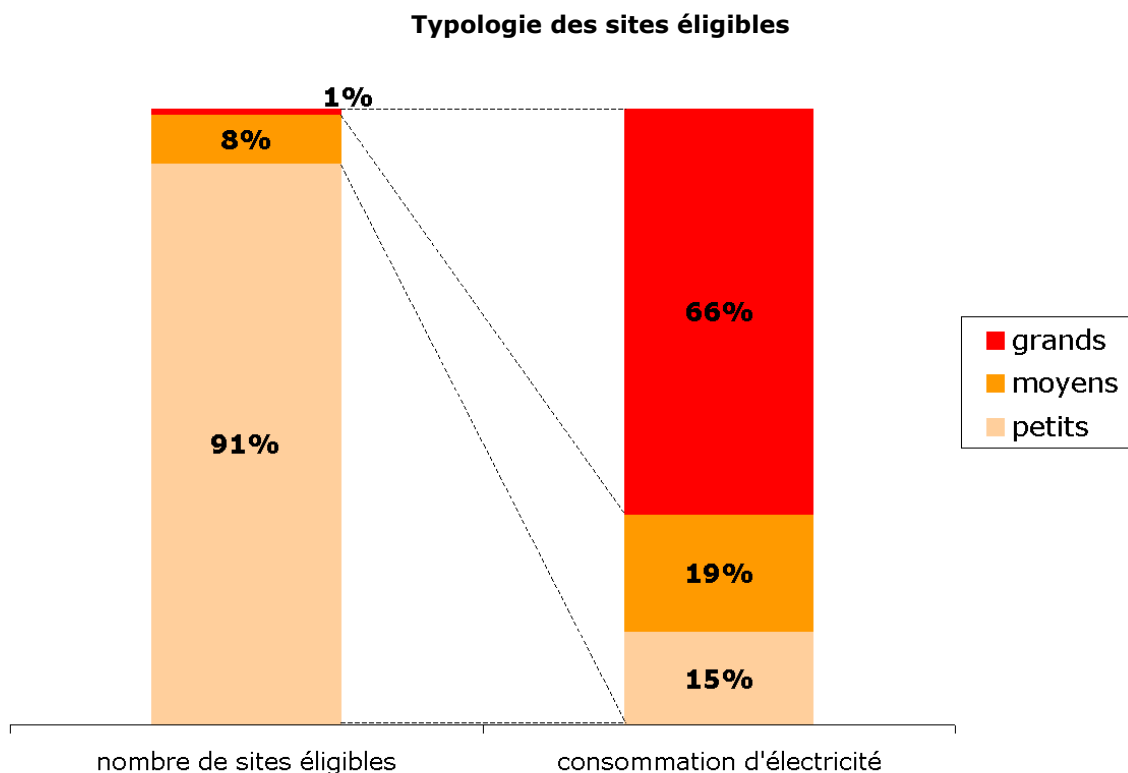
- les contrats aux tarifs réglementés (proposés uniquement par des fournisseurs historiques)
- les contrats aux prix de marché (proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs). L'accès à ce type de contrat suppose d'avoir exercé son éligibilité.

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 SIÉDS, 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 2005

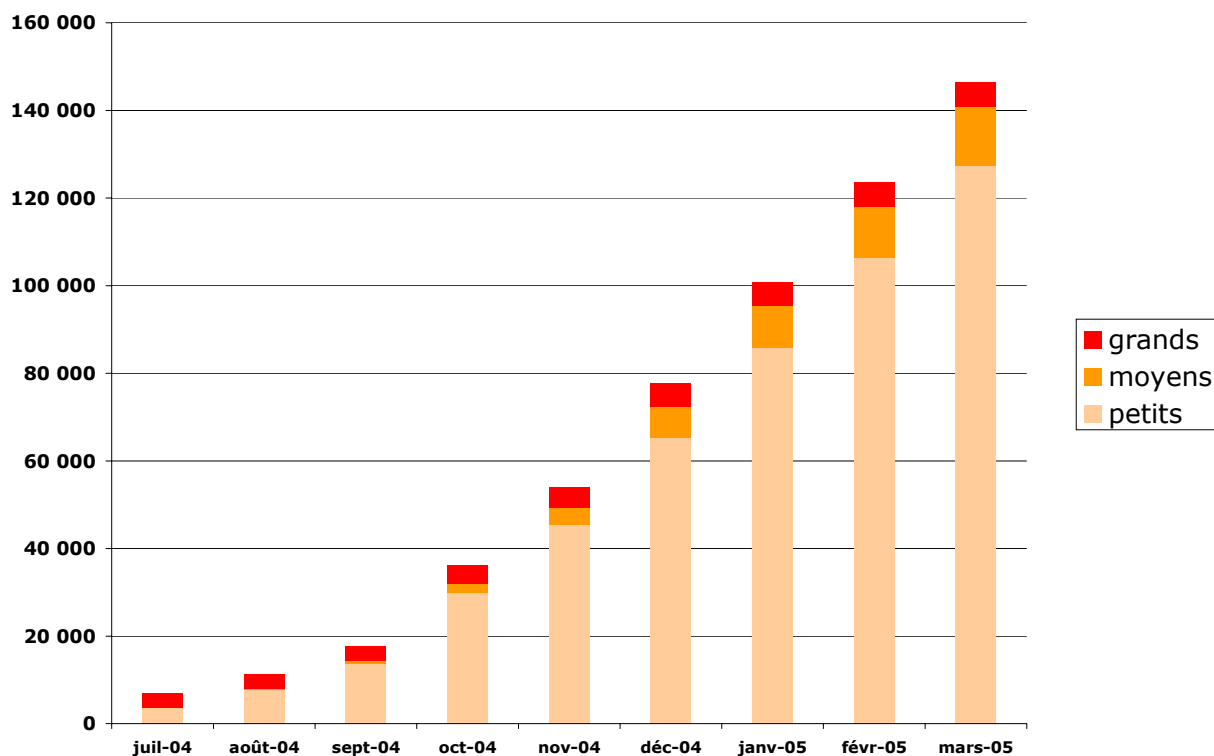
A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

Situation (en nombre de sites)	Au 1 ^{er} avril 2005	Au 1 ^{er} janvier 2005
- sites éligibles	4 500 000	4 500 000
- sites ayant exercé leur éligibilité	146 300	77 600
- sites ayant opté pour un fournisseur alternatif	37 400	21 800
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites ayant exercé leur éligibilité	26 %	28%
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites éligibles	0,8 %	0,5%

Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

B. Evolution du parc des sites ayant exercé leur éligibilité

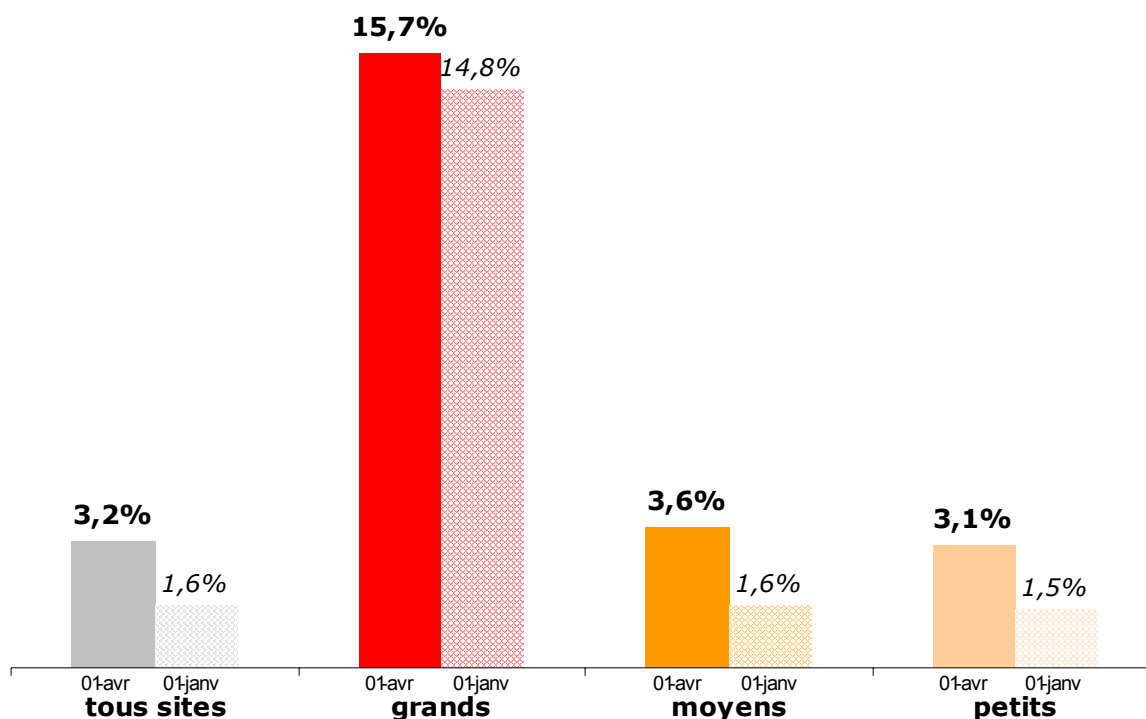
Cumul des sites ayant exercé leur éligibilité



Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Environ 146 000 sites ont exercé leur éligibilité au 1^{er} avril 2005. Depuis décembre 2004, le rythme de l'exercice de l'éligibilité est stable (environ 23 000 sites par mois).

C. Taux d'exercice de l'éligibilité au 1^{er} avril 2005

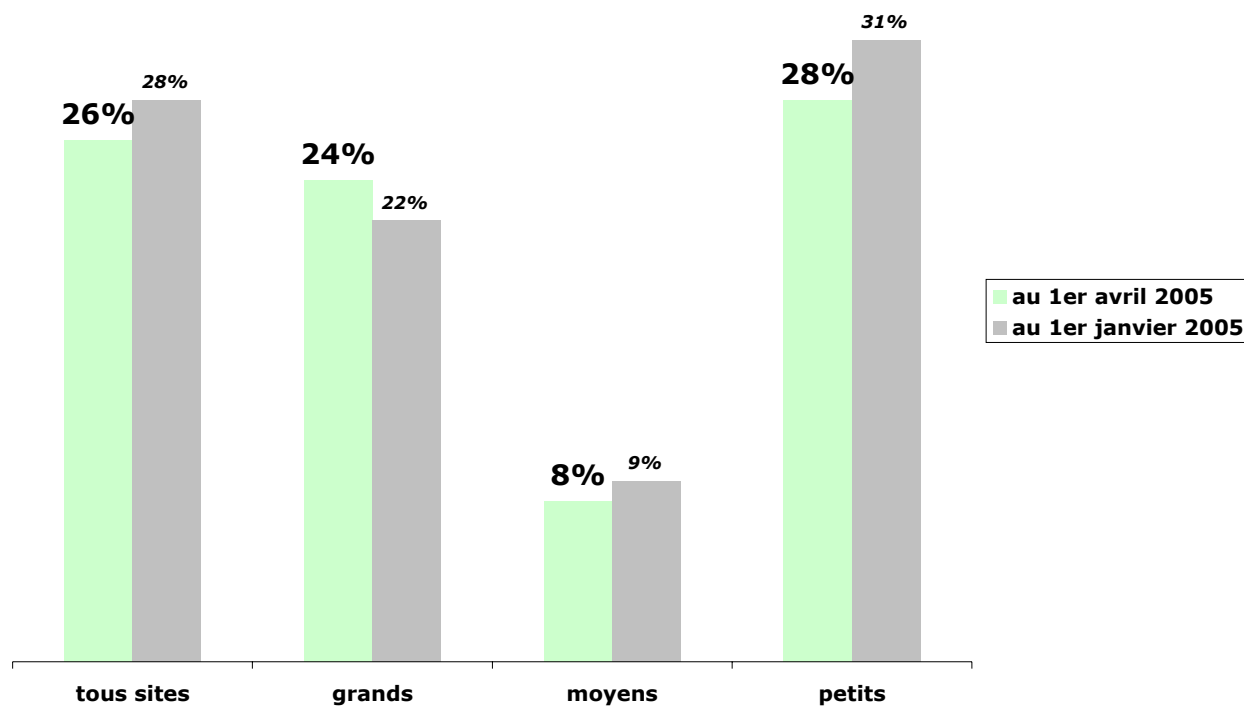


Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

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. Le taux d'exercice de l'éligibilité est bien plus élevé chez les grands sites, pour qui la concurrence est effective depuis plus longtemps.

D. Parts de marché au 1^{er} avril 2005

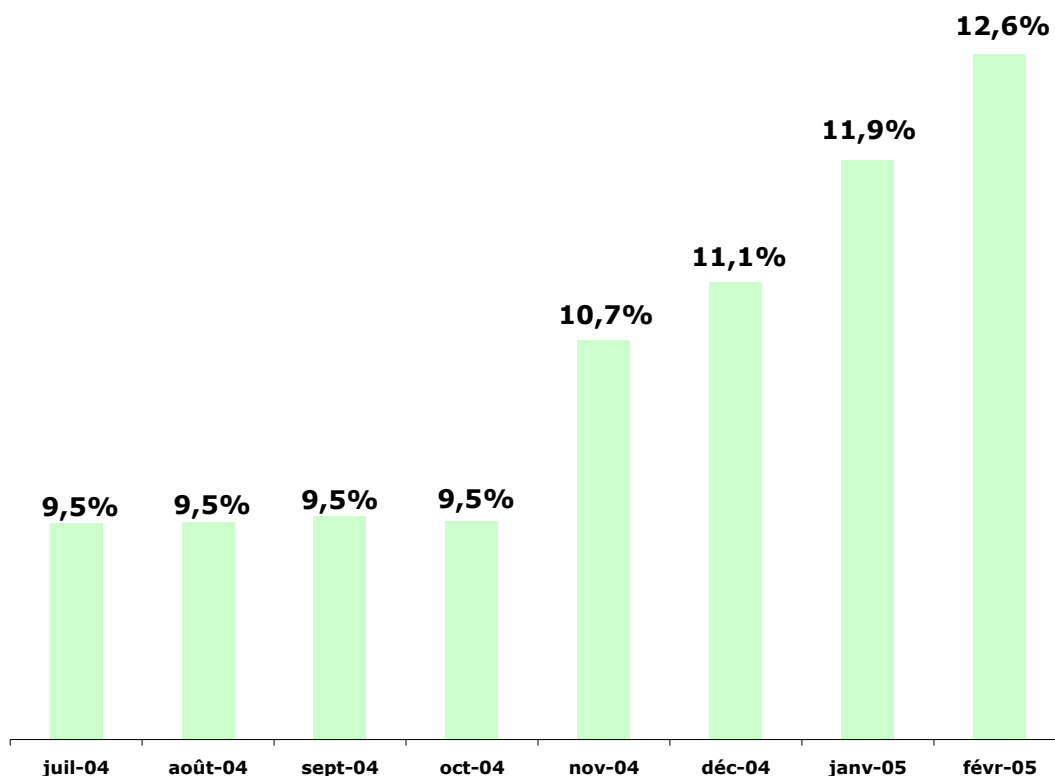
Pourcentage des sites alimentés par les fournisseurs alternatifs rapporté au nombre total des sites ayant exercé leur éligibilité



Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

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 de taille moyenne.

**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 progresse lentement.

E. Nombre de fournisseurs alternatifs actifs au 1^{er} avril 2005

	Tous sites	Grands	Moyens	Petits
Nombre de fournisseurs alternatifs actifs	27	24	8	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 2005

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

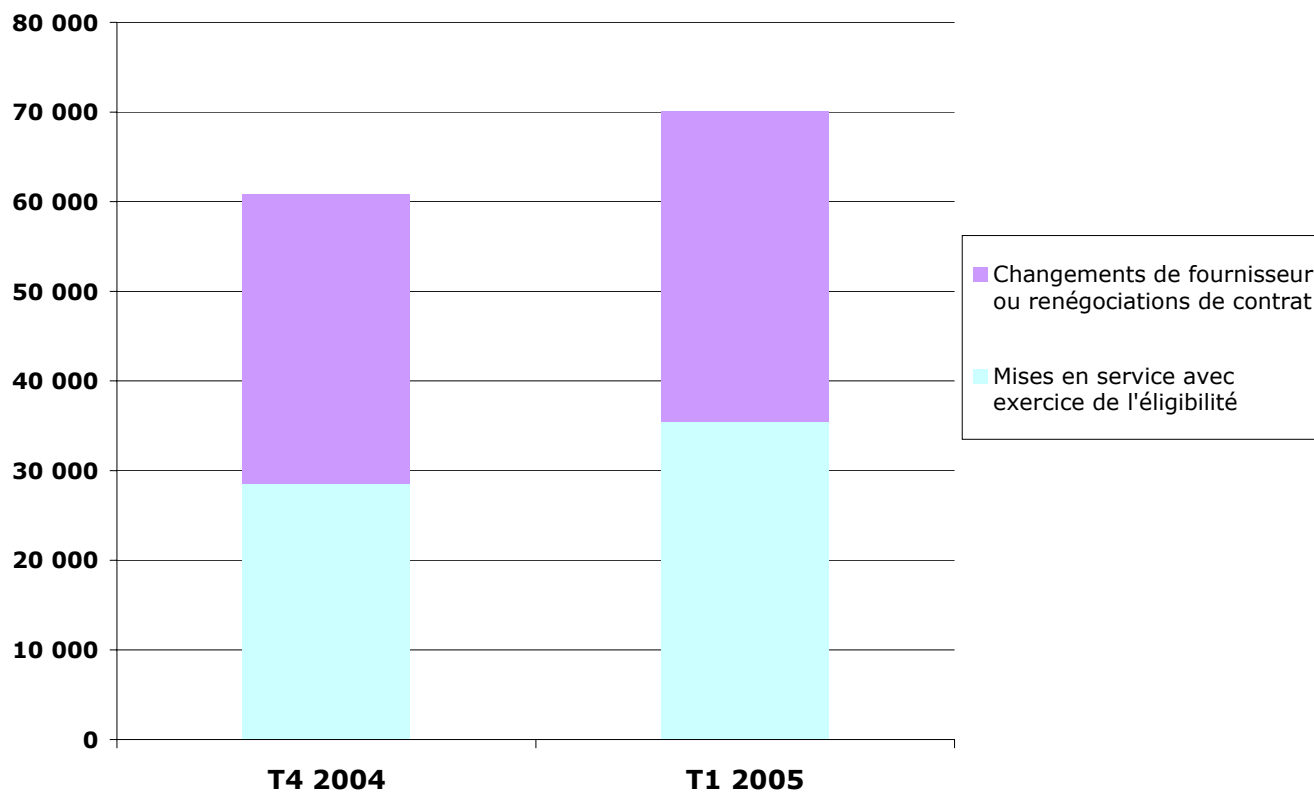
Les ventes brutes aux prix de marché reflètent mieux l'activité concurrentielle que le simple décompte des cas d'exercice de l'éligibilité puisqu'elles prennent également en compte les passages d'un fournisseur alternatif à l'autre.

AU COURS DU TRIMESTRE : (en nombre de sites)	1^{er} trimestre 2005	4^{ème} trimestre 2004
- ventes brutes totales aux prix de marché	70 000	60 800
- ventes brutes des fournisseurs alternatifs	16 000	15 000
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des ventes brutes aux prix de marché	23 %	25 %

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 -



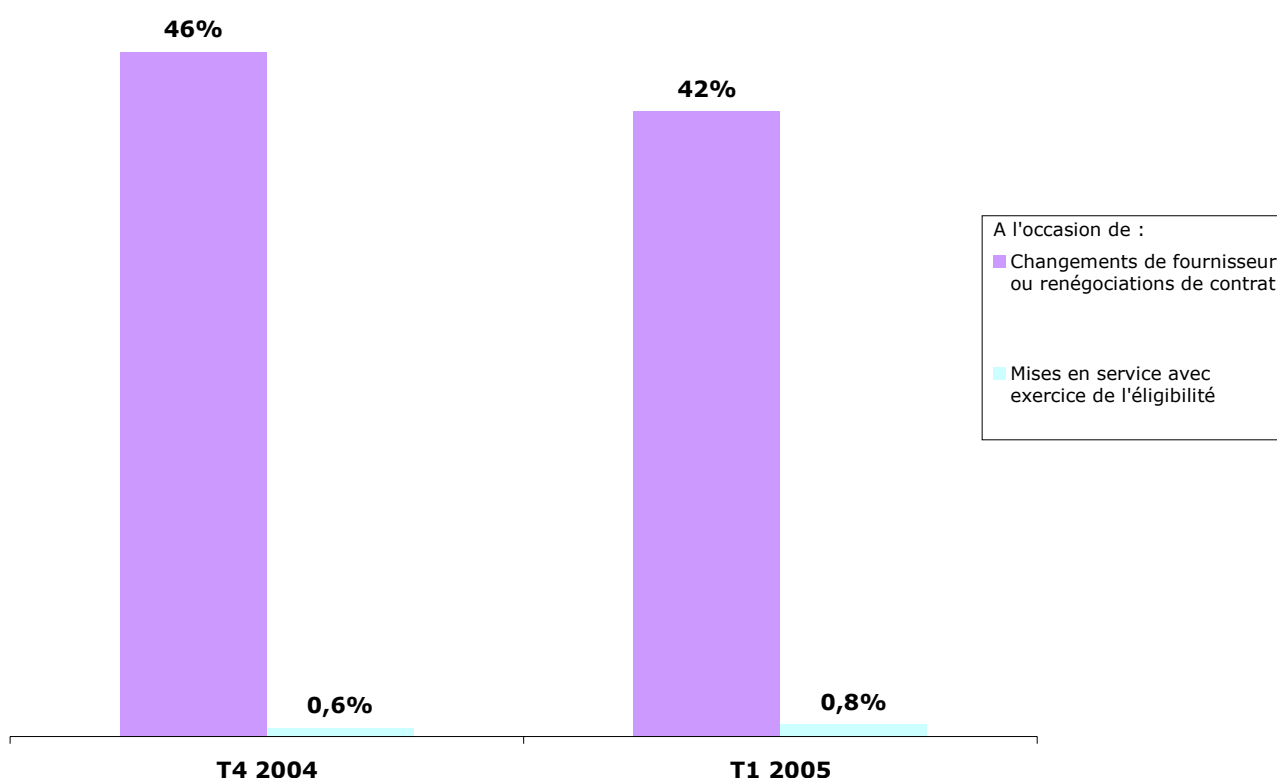
Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Comme au dernier trimestre 2004, les mises en service représentent environ la moitié des ventes brutes aux prix de marché réalisées au premier trimestre 2005.

C. Parts de marché des fournisseurs alternatifs

Si, comme l'indique le graphique précédent, le nombre de changements de fournisseur et de renégociations de contrats avoisine le nombre de mises en service avec exercice de l'éligibilité, le graphique suivant montre que les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont radicalement différentes sur ces deux segments :

Pourcentage des sites signant un contrat avec un fournisseur alternatif

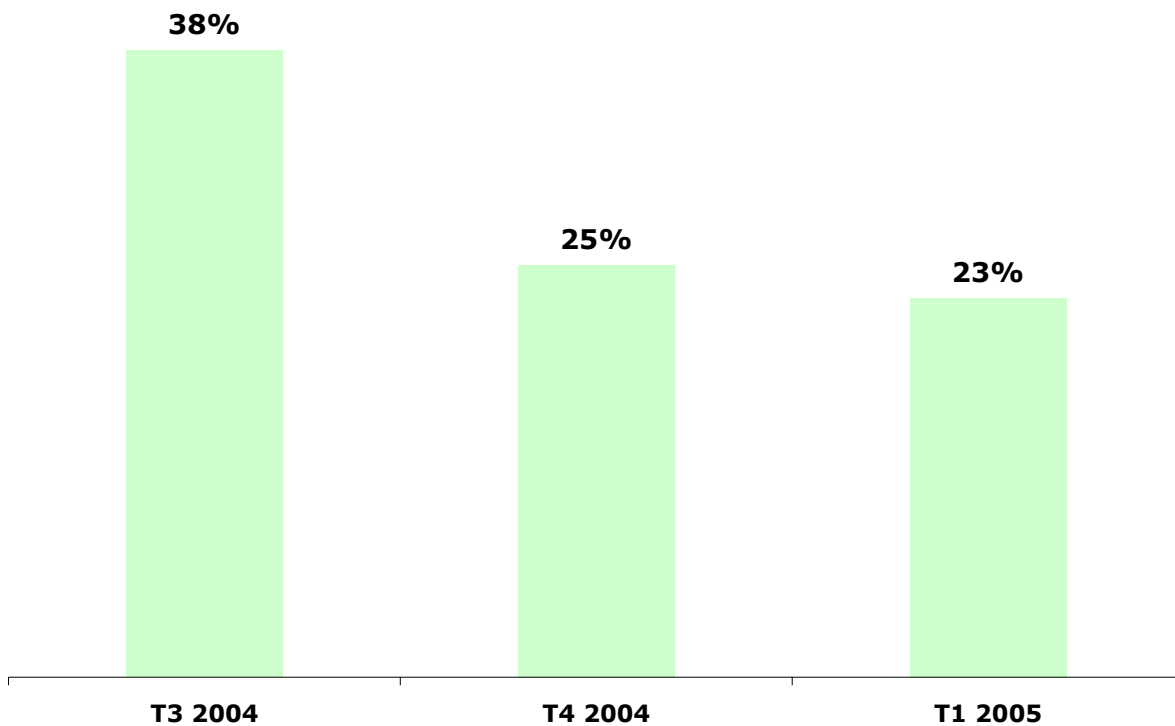


Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

La part de marché des fournisseurs alternatifs reste supérieure à 40% à l'occasion d'un changement de fournisseurs, en légère baisse au 1^{er} trimestre 2005 par rapport au dernier trimestre 2004. En revanche, les fournisseurs alternatifs ne sont quasiment jamais choisis lors des mises en service.

Cette forte différence de parts de marché permet d'expliquer que la part de marché des fournisseurs alternatifs reste inférieure à 25% des ventes brutes aux prix de marché, comme le montre le graphique suivant :

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



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

La part de marché des fournisseurs alternatifs se stabilise aux alentours de 25%.

Le marché de gros de l'électricité

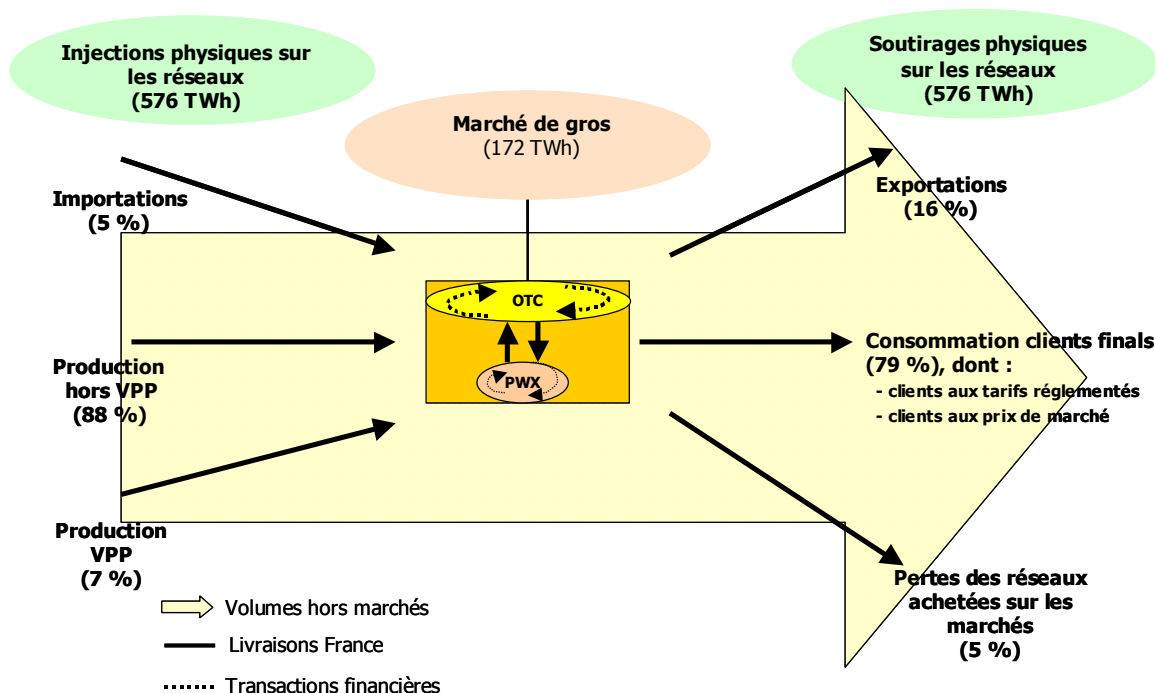
1. Introduction

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*

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.



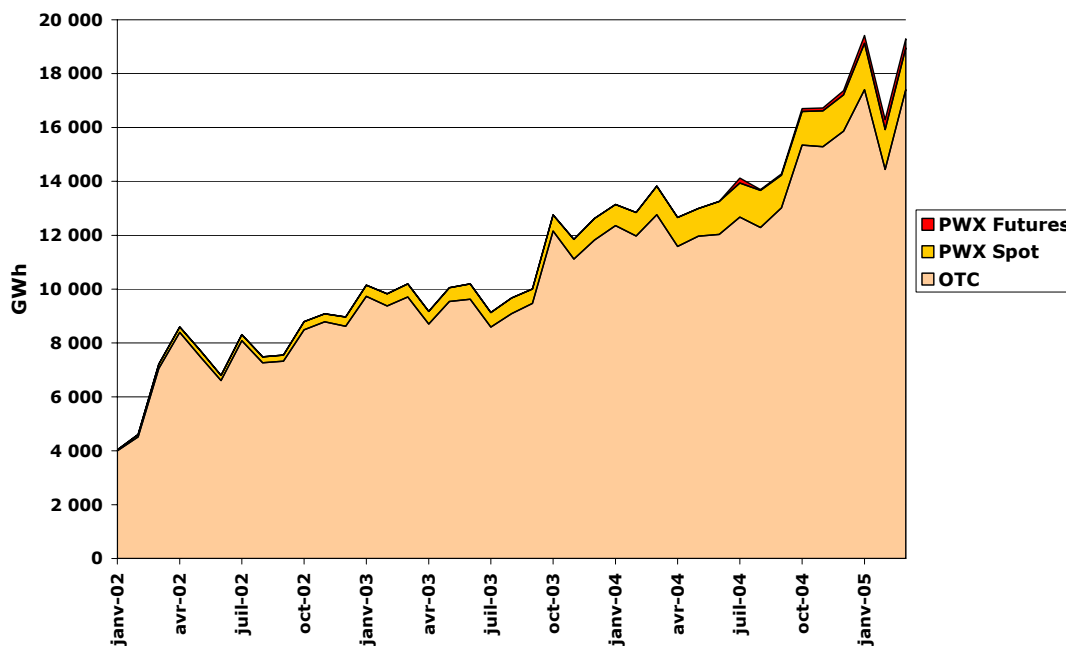
Source : RTE (données 2004) – Analyse : CRE

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.

Comme le montre le graphique ci-dessous, les volumes échangés sur le marché de gros français pour livraison sur la plaque France ont crû de façon régulière au cours des trois dernières années.

Sur le 1er trimestre 2005, le volume total des transactions sur le marché de gros livrées sur la plaque France est estimé à 55 TWh, soit environ 34% des injections ou soutirages sur le réseau électrique français au cours de la période (contre 50,8 TWh au dernier trimestre 2004). Après avoir affiché une nette croissance en janvier 2005, l'activité sur le marché de gros français est en retrait en février, en partie du fait du nombre de jours du mois, puis reprend en mars.

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

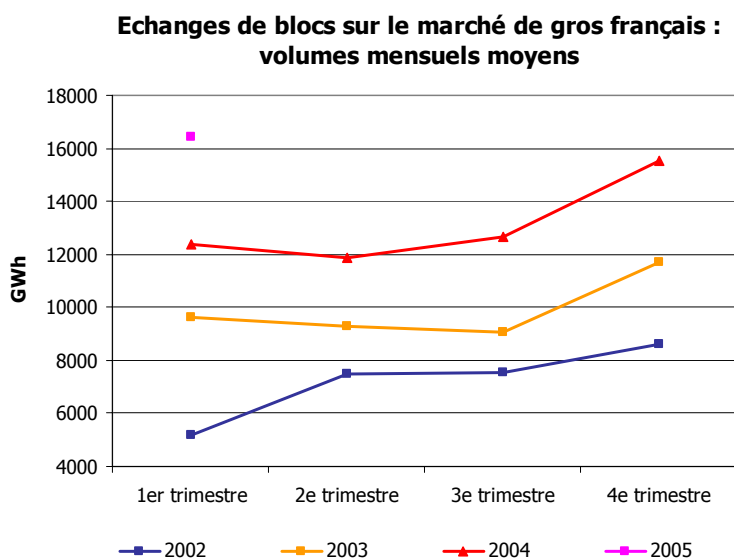
Rappelons qu'au regard de la consommation nationale, les volumes de transactions sur les bourses d'échanges en Europe restent très limités, sauf sur le NordPool. Malgré le développement des marchés d'échanges organisés, l'essentiel du commerce de gros de l'électricité continue donc de s'effectuer sur 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 trois dernières années. Malgré la baisse de liquidité observée en février 2005, les volumes traités sont en augmentation sur le début de l'année 2005, pour atteindre 16,4 TWh en moyenne mensuelle au 1er trimestre 2005 (contre 15,5 TWh sur le dernier trimestre 2004).

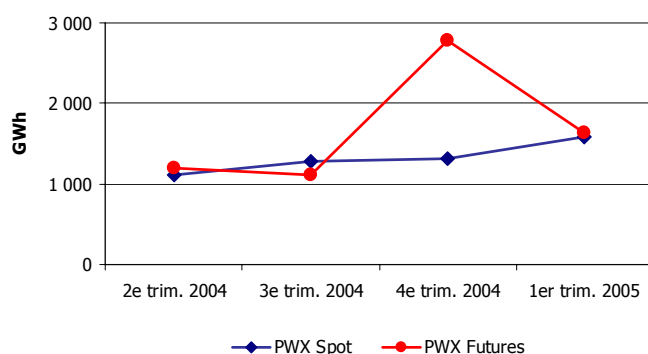


Source : RTE – Analyse : CRE

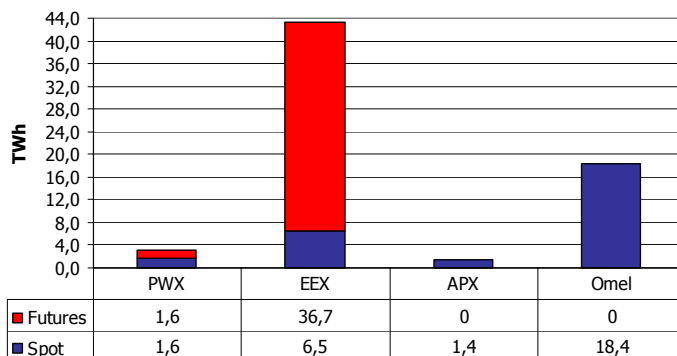
B. Volumes échangés sur les marchés organisés

Encore relativement jeunes, les marchés *spot* et *futures* Powernext présentent une liquidité modeste. En comparaison, la bourse allemande EEX, qui est plus mature, comptabilise des volumes de transactions plus importants mais sans commune mesure avec d'autres places européennes comme Omel, le *pool* espagnol. Enfin, soulignons que de manière générale, la liquidité est bien meilleure sur les produits Base que sur les produits Pointe.

**Volumes mensuels moyens échangés
sur PWX Spot et PWX Futures
(toutes échéances confondues)**



**Volumes mensuels moyens échangés au 1er trimestre
2005 sur les principales places européennes
(spot & futures)**



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

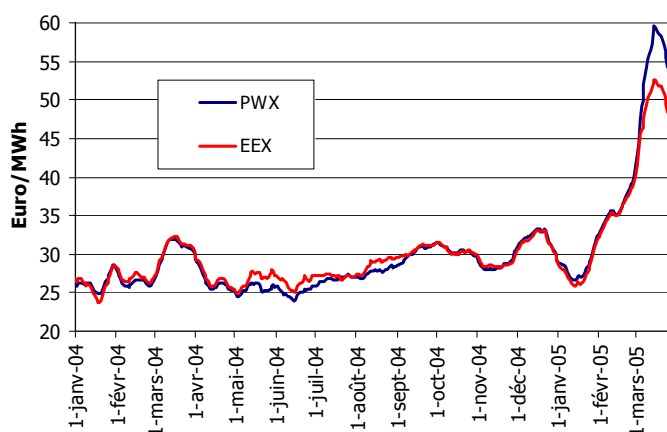
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne

Les prix des transactions bilatérales n'étant pas publics, cette section porte sur les marchés organisés uniquement.

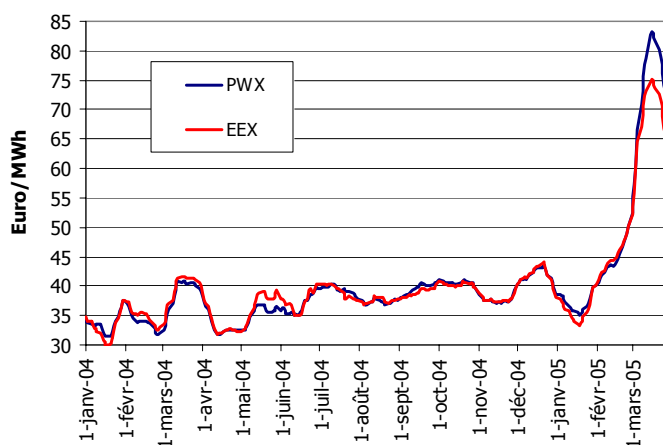
A. Prix *spot*

Comme c'était le cas pour toute l'année 2004, les prix *spot* en France et en Allemagne ont suivi une évolution analogue en janvier et février 2005. A compter de mars, cette évolution reste parallèle mais les prix français semblent décrocher des prix allemands, le différentiel de prix entre les deux pays s'inversant et augmentant nettement par rapport aux mois précédents. Le niveau de prix moyen base au 1er trimestre 2005 (40,69 Euro/MWh sur PWX et 38,49 Euro/MWh sur EEX) est beaucoup plus élevé que celui observé pendant la même période de l'année précédente (28,29 Euro/MWh sur PWX et 28,52 Euro/MWh sur EEX), notamment en raison de la vague de froid importante qu'a connue la France de mi-février à début mars 2005.

Prix *spot* Base - Moyennes mensuelles

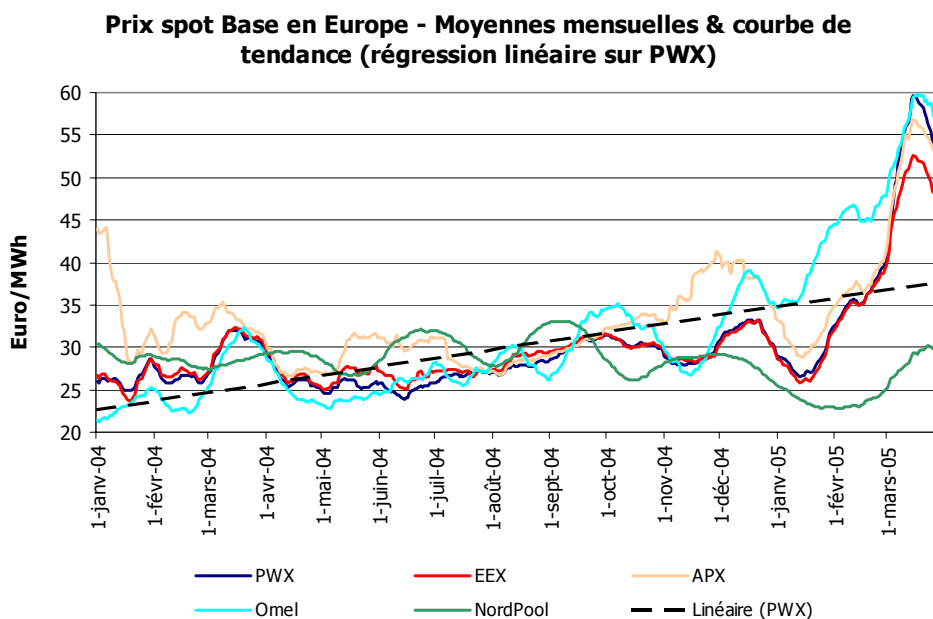


Prix *spot* Pointe - Moyennes mensuelles



Sources : PWX, EEX – Analyse : CRE

Comme le montre le graphique ci-dessous, les prix spot du premier trimestre 2005 sur les principales bourses européennes connaissent une nette tendance haussière, même si l'impact est plus ou moins marqué selon les places suivies. Seule la bourse scandinave NordPool a été épargnée par cet accroissement des prix.

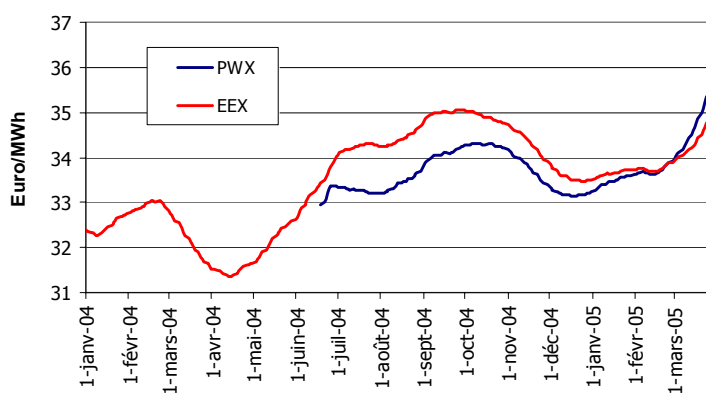


Sources : PWX, EEX, APX, Omel, NordPool – Analyse : CRE

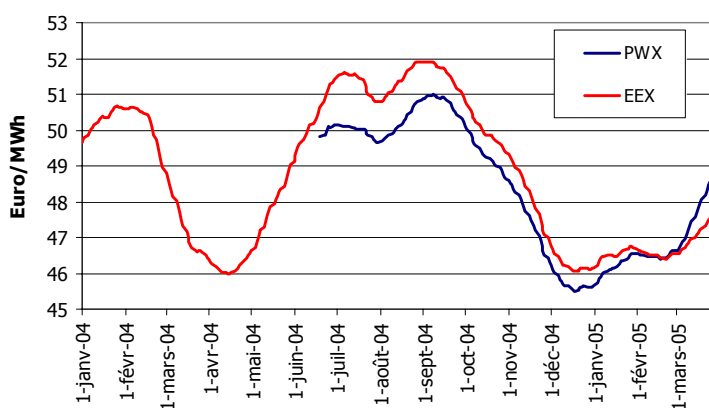
B. Prix futures

Les prix forward annuels en France et en Allemagne au cours du premier trimestre 2005 sont à la hausse en Base comme en Pointe, en répercussion de la vague de froid de début mars. Sur ce trimestre, on observe tout comme sur le marché spot un renversement du différentiel de prix entre les marchés français et allemand sur le produit Y+1, la France devenant plus chère que l'Allemagne. Soulignons que le renversement du différentiel de prix France-Allemagne s'est accentué avec la mise en place, à compter de début mars 2005, d'enchères du jour pour le lendemain sur l'interconnexion dans le sens Allemagne-France par RWE et EnBW.

Prix Future Y+1 Base - Moyennes mensuelles



Prix Future Y+1 Pointe - Moyennes mensuelles



Sources : PWX, EEX – Analyse : CRE

4. Concentration du marché français de l'électricité

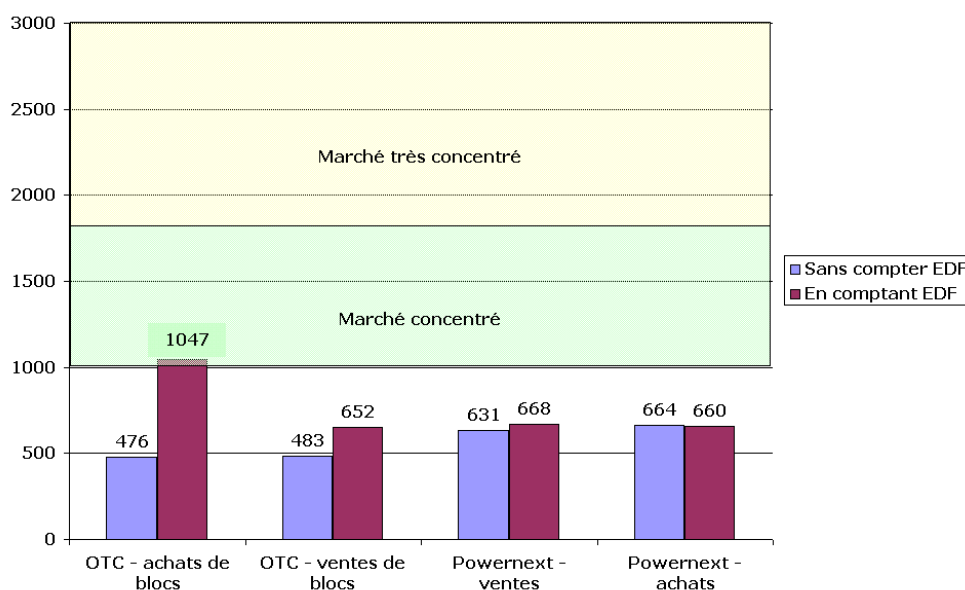
A la fin du premier trimestre 2005, 80 responsables d'équilibre sont présents sur le marché de gros français, dont 44 interviennent sur Powernext Spot et 17 sur Powernext Futures.

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.

Les ventes sur le marché OTC et la bourse apparaissent comme des segments de marché peu concentrés, que le groupe EDF soit pris en compte ou non. Au trimestre précédent, l'indice HHI était inférieur à 500 sur le segment « achats de blocs », en comptant EDF ou non. Au 1^{er} trimestre 2005, les achats sur le marché OTC en comptant EDF apparaissent comme un segment de marché concentré (HHI de 1047) du fait de la hausse de la part de marché d'EDF durant la période.

**Indice de concentration HHI – marché de gros
- premier trimestre 2005 -**



Source : RTE – Analyse : CRE

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

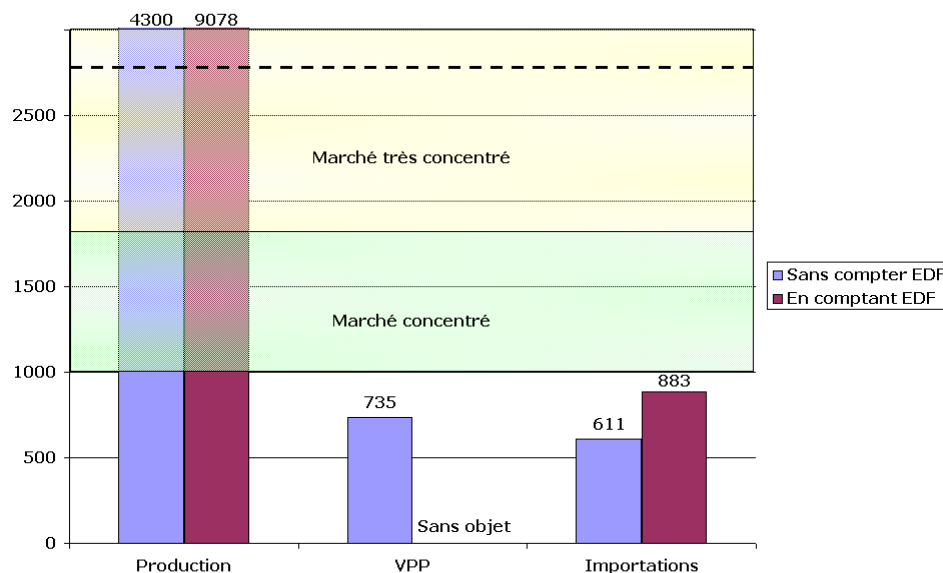
Le marché de gros étant le lieu des échanges entre injections et soutirages, il est intéressant de comparer les concentrations relatives de ces marchés. Les graphiques suivants montrent la concentration des marchés aval (injections) et amont (soutirages).

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.

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) sont relativement peu concentrés.

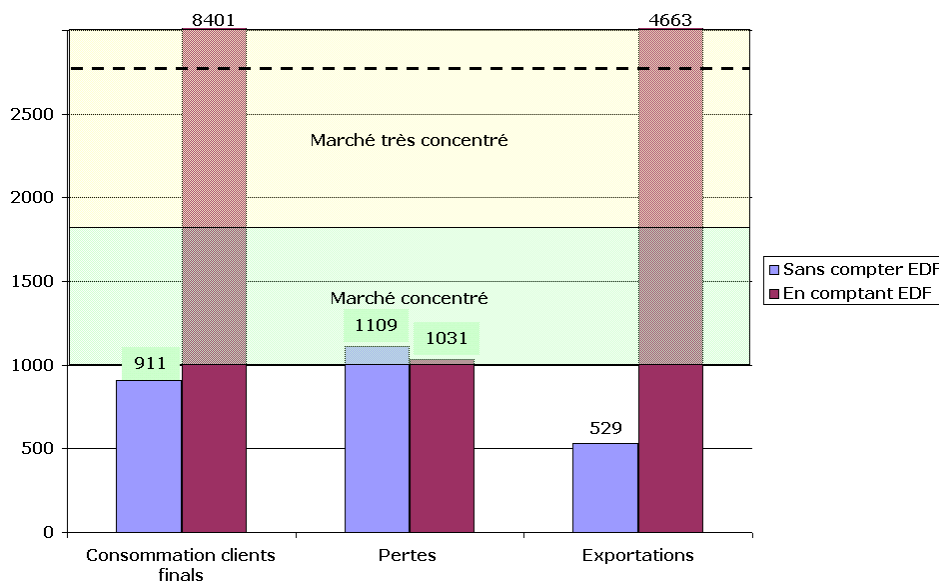
Indice de concentration HHI – injections
- premier trimestre 2005 -



Source : RTE – Analyse : CRE

Les marchés composant les soutirages sont quant à eux particulièrement concentrés. La vente aux clients finals est encore concentrée entre quelques grands acteurs, même sans compter EDF. Les exportations sont fortement concentrées, ce qui traduit le fort poids d'EDF notamment via ses contrats de long terme. Enfin le marché des pertes est relativement concentré.

Indice de concentration HHI – soutirages
- premier trimestre 2005 -

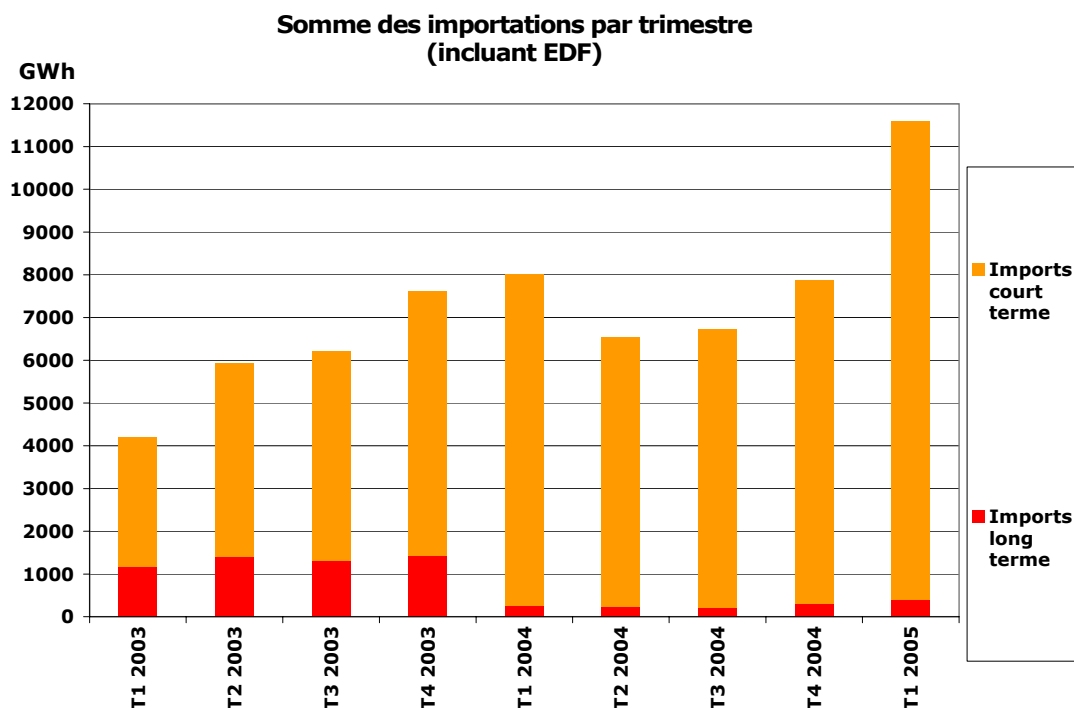


Source : RTE – Analyse : CRE

5. Faits marquants sur le 1^{er} trimestre 2005

Les importations sont particulièrement importantes sur le 1^{er} trimestre, avec une augmentation de près de 45% par rapport au même trimestre de l'année précédente.

En février 2005, les importations d'électricité ont atteint un niveau record en volume (depuis octobre 2001) en raison de la vague de froid. Le 28 février, un record journalier de consommation a été battu en France avec 86 024 MW enregistrés à 19h15. A cette occasion et pour la première fois depuis plus de 20 ans, plus de 3% de la consommation nationale a été importée, l'électricité ayant été importée principalement d'Espagne et d'Allemagne.



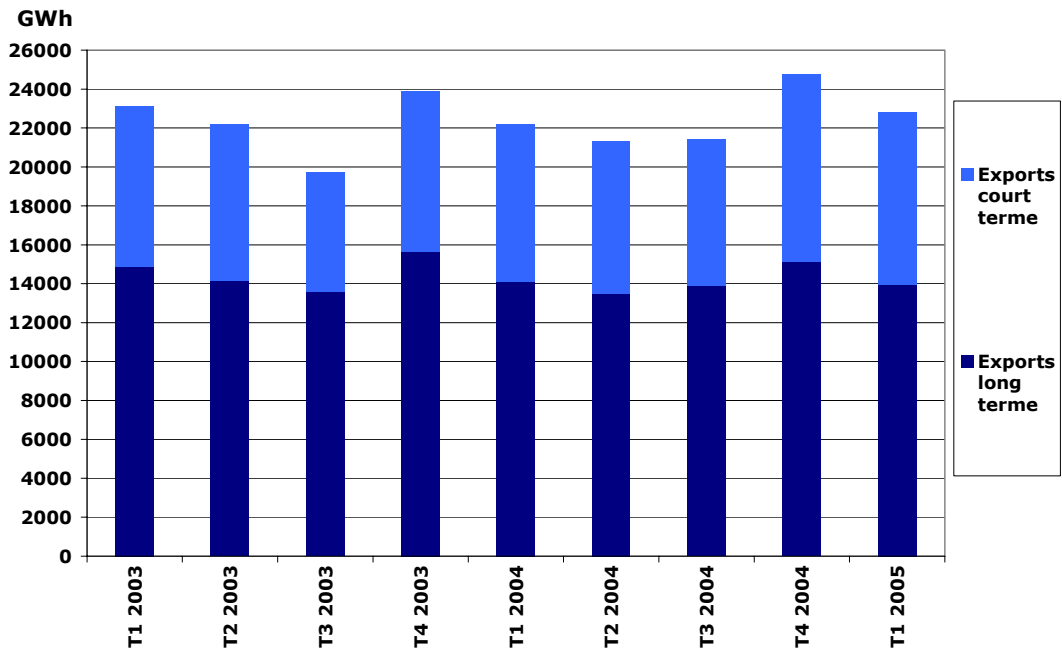
Source : RTE – Analyse : CRE

Les exportations restent néanmoins assez élevées pendant tout le trimestre, à des niveaux légèrement supérieurs à ceux de 2004, où les températures étaient plus clémentes.

Les exportations de long terme sont ainsi quasiment inchangées par rapport à l'année précédente, avec environ 14 TWh sur le trimestre.

Les exportations de court terme augmentent légèrement, à près de 9 TWh. Le record d'exportations court terme des acteurs hors EDF est atteint vers l'Espagne, également touchée par des conditions climatiques exceptionnelles.

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



Source : RTE – Analyse : CRE

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 640 000 sites, soit une consommation annuelle de gaz d'environ 380 TWh.

Les principales sources d'information sont les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution : Gaz de France-Réseau Transport, Total Infrastructures Gaz France, Gaz de France-Réseau Distribution et les 21 entreprises locales de distribution.

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

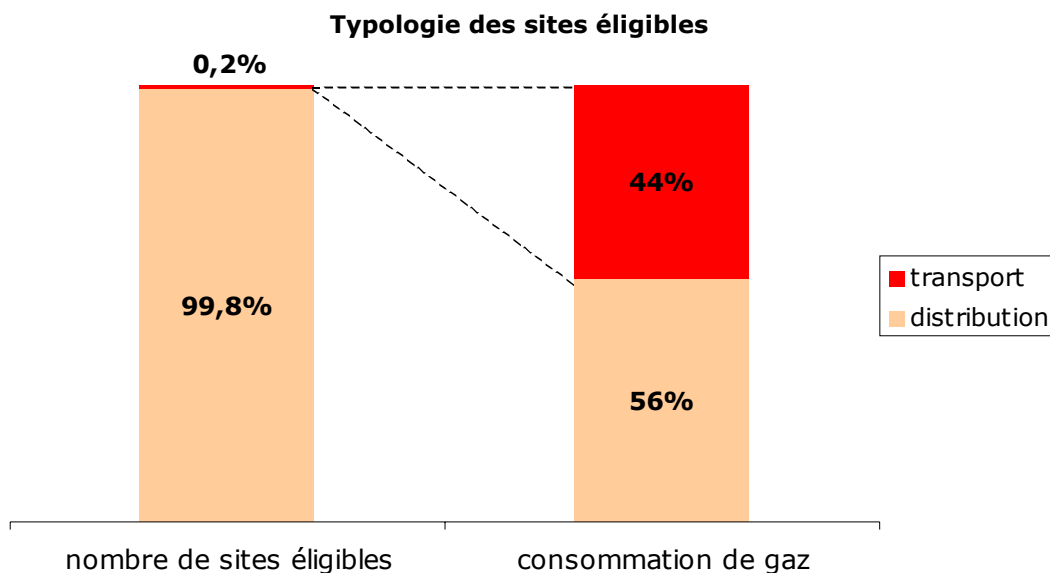
- les mises en service réalisées au cours du mois M (du trimestre T)
- les changements de fournisseurs demandés le mois M (le trimestre T) et effectivement réalisés le 1^{er} du mois M+1 (du trimestre T+1).

Les quantités d'énergie sont les consommations annuelles prévisionnelles des clients.

Remarque :

Depuis la dernière publication, les opérateurs de réseaux ont mis à jour les données concernant les clients éligibles en fonction des valeurs pour l'année 2004, ainsi que leur répartition géographique. Le nombre de sites éligibles est ainsi passé de 530 000 à 640 000 et les quantités correspondantes de 350 TWh à 380 TWh.

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



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Les clients éligibles raccordés aux réseaux de transport sont tous de gros 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 2005

A. Tableaux de synthèse

Nombre de sites

	Au 1 ^{er} avril 2005	Au 1 ^{er} janvier 2005
Sites éligibles		
- sites éligibles	640 000	640 000
- sites ayant exercé leur éligibilité	32 350	23 140
Sites ayant changé de fournisseur		
- sites ayant exercé leur éligibilité et alimentés par un fournisseur alternatif	242	116
- % des sites éligibles	n.s.	n.s.
- % des sites ayant exercé leur éligibilité	1%	n.s.
- sites ayant exercé leur éligibilité et repris par leur fournisseur historique	24	24
- sites alimentés par un fournisseur alternatif sans avoir exercé leur éligibilité (*)	120	120
Part de marché		
- fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites éligibles	n.s.	n.s.

n.s. : non significatif

(*) : sites cédés par CFM à Total au 1^{er} janvier 2005.

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

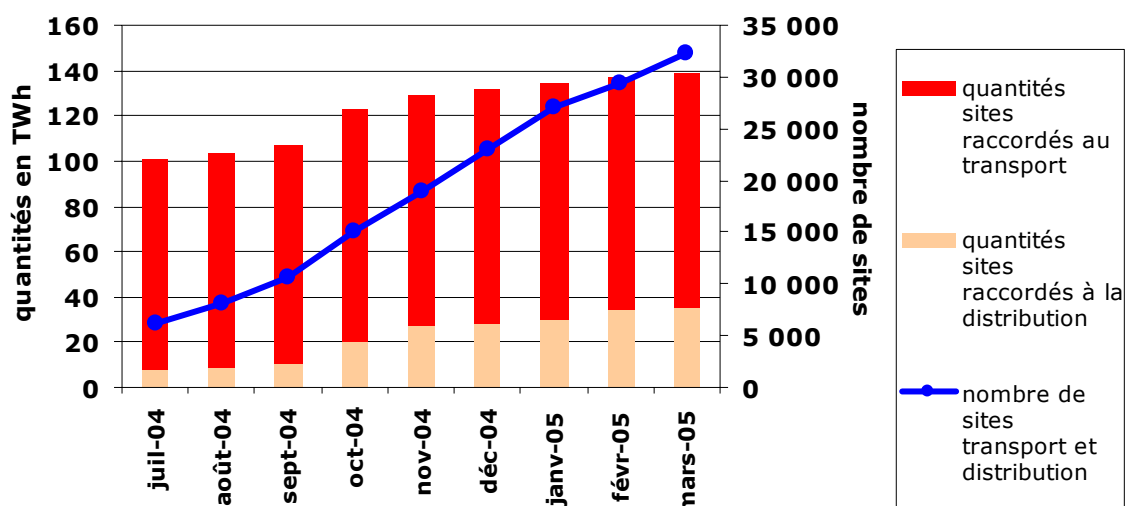
Quantités d'énergie (en TWh)

	Au 1 ^{er} avril 2005	Au 1 ^{er} janvier 2005
Sites éligibles		
- sites éligibles	380	380
- sites ayant exercé leur éligibilité	139	132
Sites ayant changé de fournisseur		
- sites ayant exercé leur éligibilité et alimentés par un fournisseur alternatif	37	34
- % des sites éligibles	10%	9%
- % des sites ayant exercé leur éligibilité	27%	26%
- sites ayant exercé leur éligibilité et repris par leur fournisseur historique	19	19
- sites alimentés par un fournisseur alternatif sans avoir exercé leur éligibilité (*)	20	20
Part de marché		
- fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites éligibles	15%	14%

(*) : sites cédés par CFM à Total au 1^{er} janvier 2005.

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

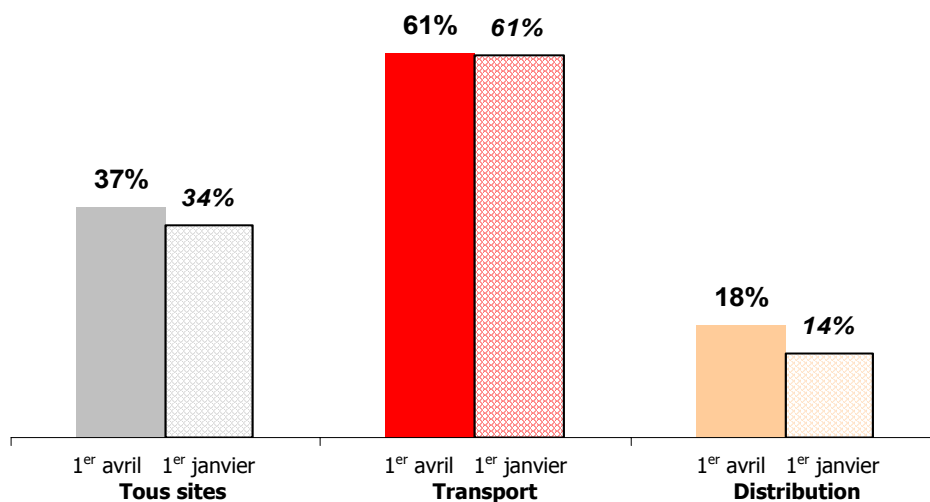
B. Evolution de la situation des sites ayant exercé leur éligibilité



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Environ 32 350 sites ont exercé leur éligibilité au 1^{er} avril 2005. La croissance depuis le 1^{er} juillet 2004 est essentiellement due à la distribution (+ 32 000 sites).

C. Taux d'exercice de l'éligibilité au 1^{er} avril 2005
(en quantités d'énergie consommées)

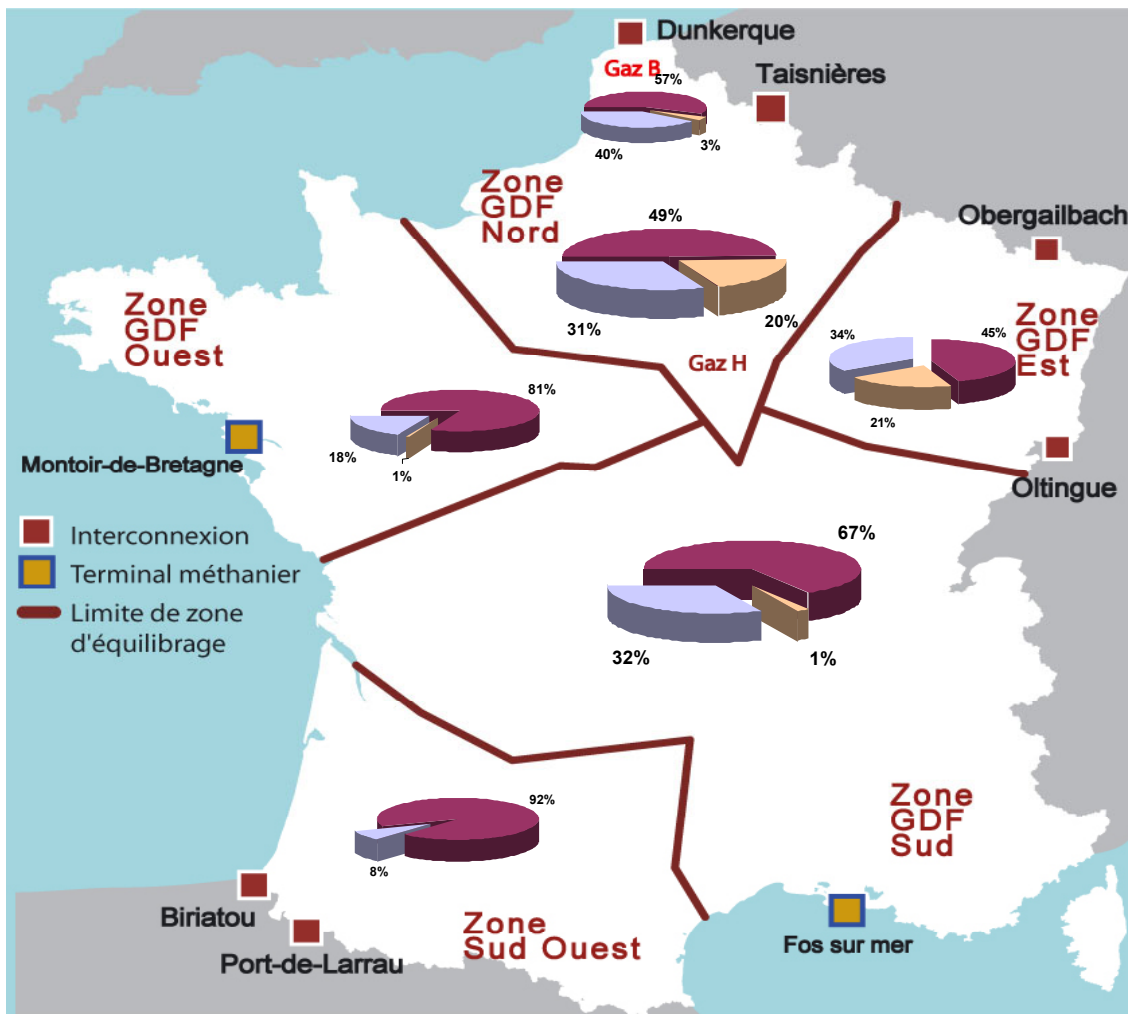


Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Le taux d'exercice de l'éligibilité correspond à la quantité d'énergie consommée par les sites ayant exercé leur éligibilité rapportée à la quantité d'énergie consommée par l'ensemble des sites éligibles dans le segment concerné.

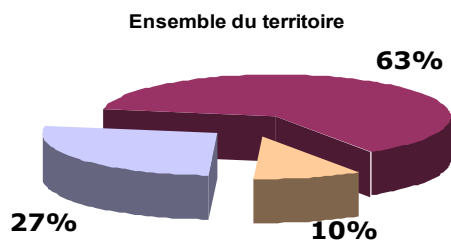
Le taux d'exercice de l'éligibilité et les changements de fournisseur sont plus importants pour les sites du transport ouverts à la concurrence depuis plus longtemps et représentant des consommations unitaires plus fortes.

D. Taux d'exercice de l'éligibilité au 1^{er} avril 2005
(en quantités d'énergie consommées, sur l'ensemble des sites éligibles de chaque zone)

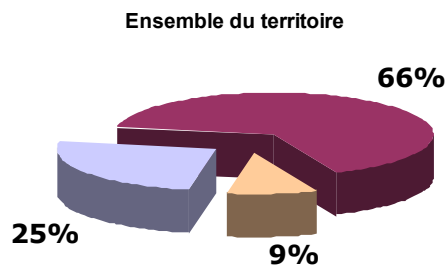


■ Part des éligibles n'ayant pas exercé leur éligibilité ■ Part des éligibles ayant exercé leur éligibilité et repris par leur fournisseur historique ■ Part des éligibles ayant exercé leur éligibilité et alimentés par un fournisseur alternatif

Situation au 1^{er} avril 2005

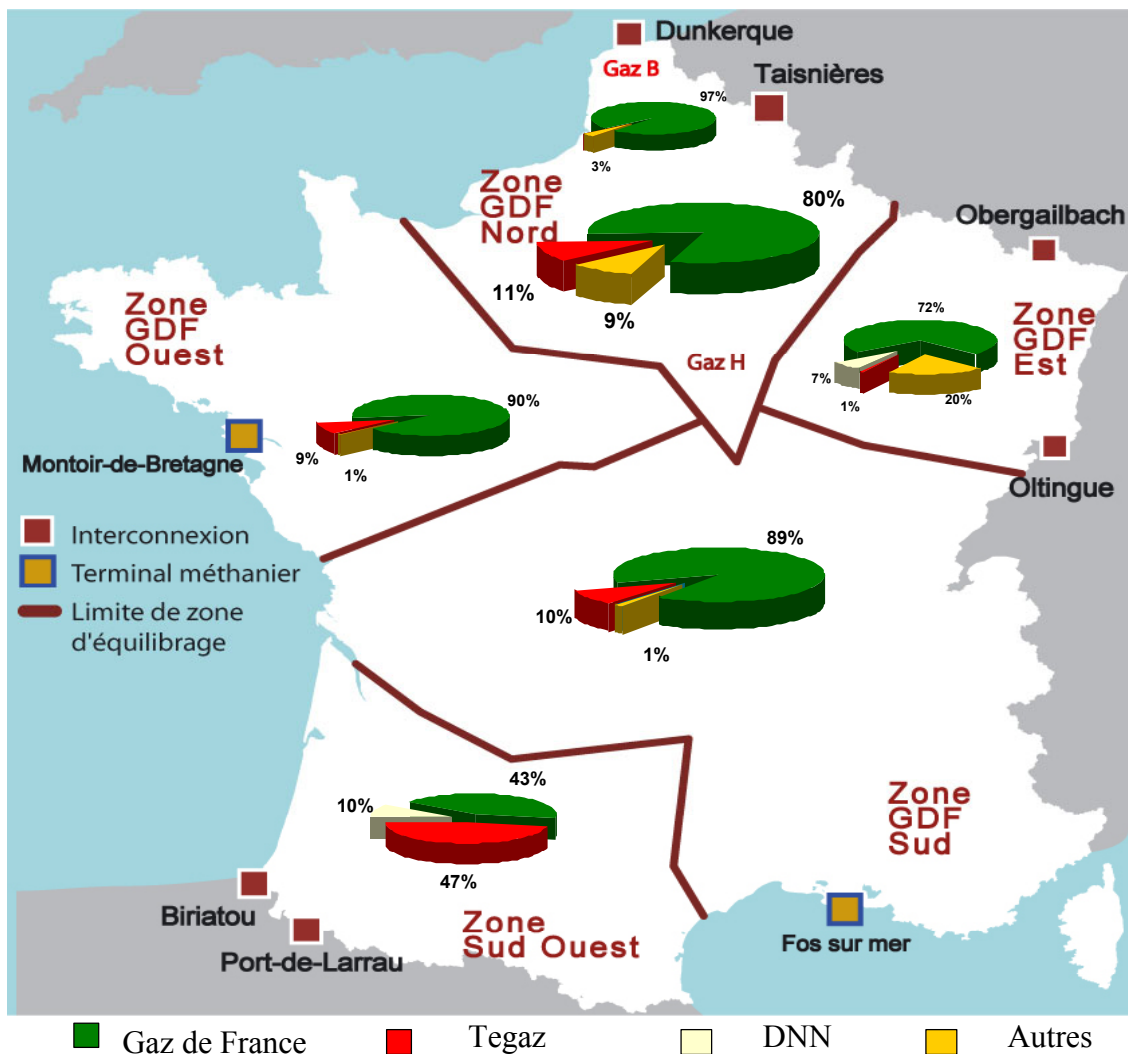


Situation au 1^{er} janvier 2005



Sources : GRT, GRD, Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie – Analyse : CRE

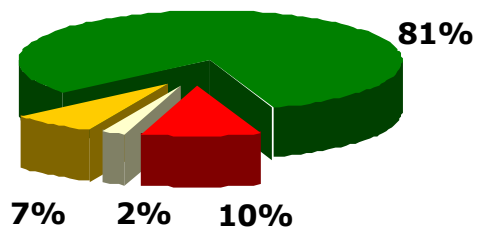
E. Parts de marché au 1^{er} avril 2005
(en quantités d'énergie consommées, sur l'ensemble des sites éligibles de chaque zone)



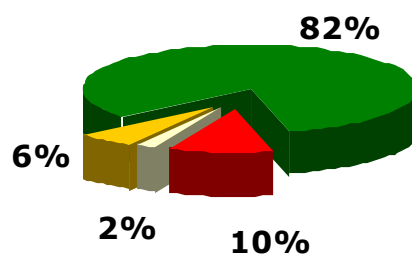
Situation au 1^{er} avril 2005

Situation au 1^{er} janvier 2005

Ensemble du territoire



Ensemble du territoire



Sources : GRT, GRD, Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie – Analyse : CRE

F. Nombre de fournisseurs alternatifs actifs au 1^{er} avril 2005

	Ensemble	Transport	Distribution
Nombre de fournisseurs alternatifs actifs	10	9	8

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

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

Au 1^{er} avril 2005, un fournisseur n'a de clients que sur les réseaux de distribution, et deux autres que sur les réseaux de transport.

4. Analyse en dynamique : 4^{ème} trimestre 2004 et 1^{er} trimestre 2005

A. Tableaux de synthèse des deux trimestres écoulés

Nombre de sites

	1 ^{er} Trimestre 2005	4 ^{ème} Trimestre 2004
Sites éligibles		
- sites ayant exercé leur éligibilité	9 210	12 520
Sites ayant changé de fournisseur		
- sites ayant exercé leur éligibilité et alimentés par un fournisseur alternatif	126	68
- % des sites ayant exercé leur éligibilité au cours du trimestre	1%	n.s.
- sites ayant exercé leur éligibilité et repris par leur fournisseur historique	0	2

n.s. : non significatif

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

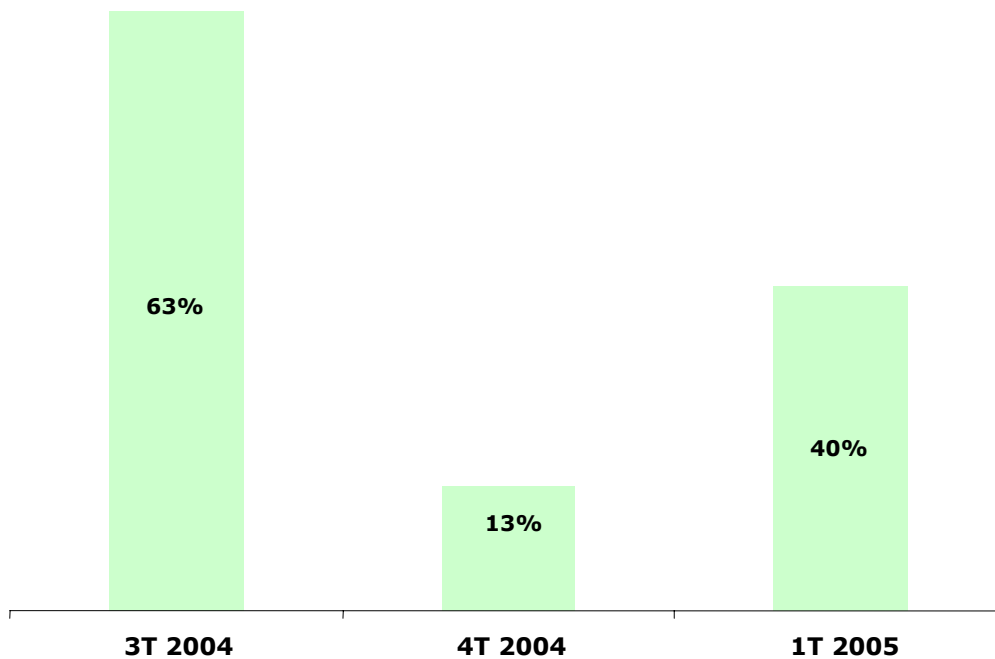
Quantités d'énergie (en TWh)

	1 ^{er} Trimestre 2005	4 ^{ème} Trimestre 2004
Sites éligibles		
- sites ayant exercé leur éligibilité	7	25
Sites ayant changé de fournisseur		S
- sites ayant exercé leur éligibilité et alimentés par un fournisseur alternatif	3	3
- % des sites ayant exercé leur éligibilité au cours du trimestre	40%	13%
- sites ayant exercé leur éligibilité et repris par leur fournisseur historique	0	2

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

B. Parts de marché des fournisseurs

Evolution des parts des fournisseurs alternatifs dans la consommation d'énergie des sites ayant exercé leur éligibilité au cours du trimestre



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Le marché de gros du gaz

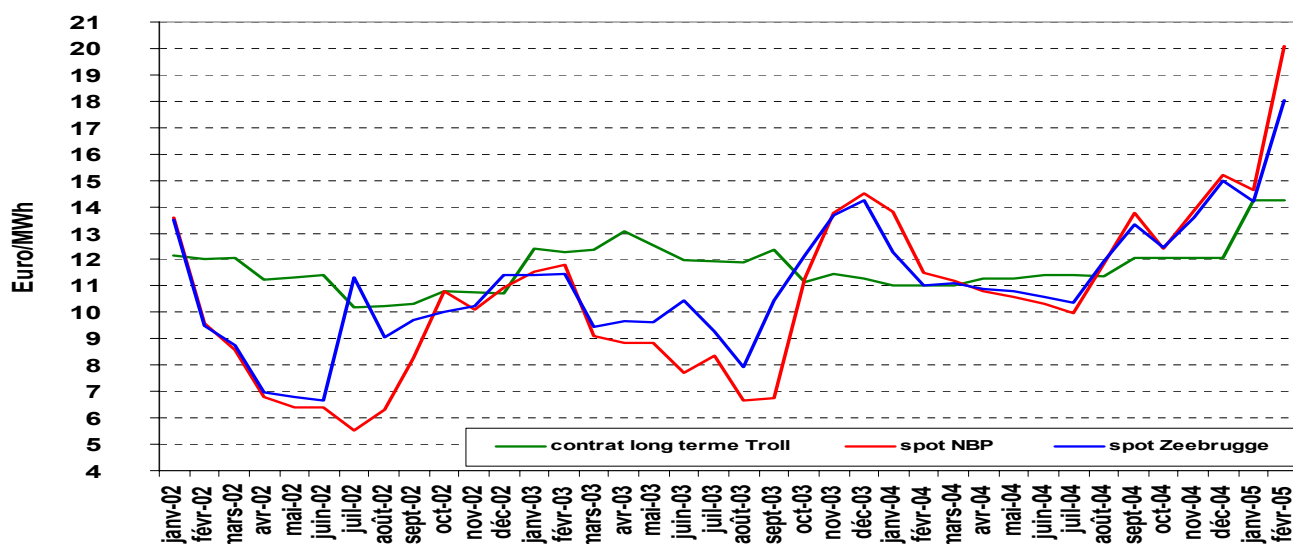
1. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe

La France et les autres pays d'Europe continentale s'approvisionnent principalement par le biais de contrats à long terme (de 15 à 25 ans) passés entre les sociétés nationales des pays producteurs (Gazprom, Sonatrach, Statoil, Gasunie ...) et les fournisseurs historiques. Les prix du gaz dans le cadre de ces contrats à long terme évoluent principalement en fonction de celui des produits pétroliers (fioul domestique et fioul lourd) avec un retard de trois à six mois. En 2003, environ 95% du gaz importé en France était acheté dans le cadre de contrats à long terme (Russie : 24%, Algérie : 22%, Norvège : 31%, Pays-Bas : 17%).

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 : il est orienté à la hausse en hiver, lorsque la demande est forte, et à la baisse en été.

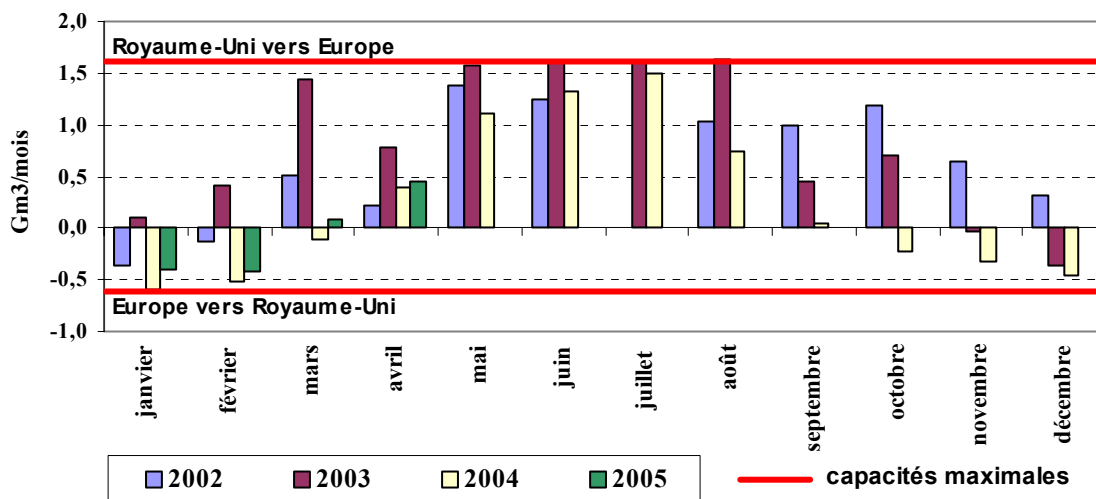
Comparaison du prix *spot* NBP et Zeebrugge et du contrat long terme Troll délivré à Zeebrugge en Euro/MWh



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.

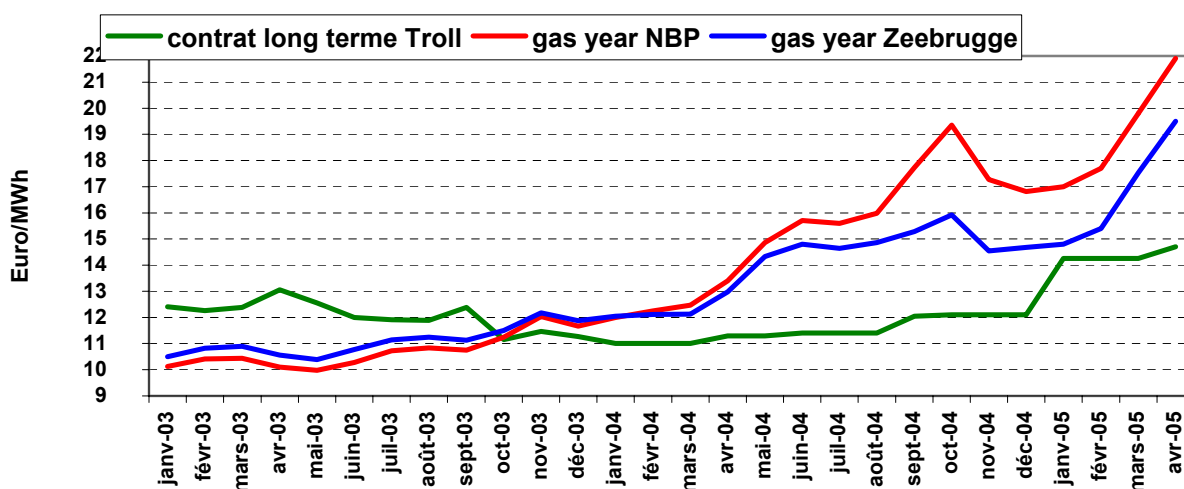
Flux mensuels nets en Gm³ (sens *forward* : exportations du RU vers le continent)



Source : IUK – Analyse : CRE

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

Les fournisseurs alternatifs qui ne peuvent pas, ou peu, bénéficier de contrats à long terme, et qui doivent donc acheter du gaz *spot* pour alimenter leurs clients en France et dans les autres pays de l'Europe continentale, voient leurs marges de manœuvre se réduire.

Pour remédier à cette situation, un programme de cession temporaire de gaz et la mise en place de points d'échange de gaz (PEG) sur chaque zone d'équilibrage, ont été développés en France.

Les effets de ce programme ne sont pas significatifs au 1^{er} avril 2005. Les acheteurs ont jusqu'au 1^{er} juillet 2005 pour démarrer les enlèvements souscrits.

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

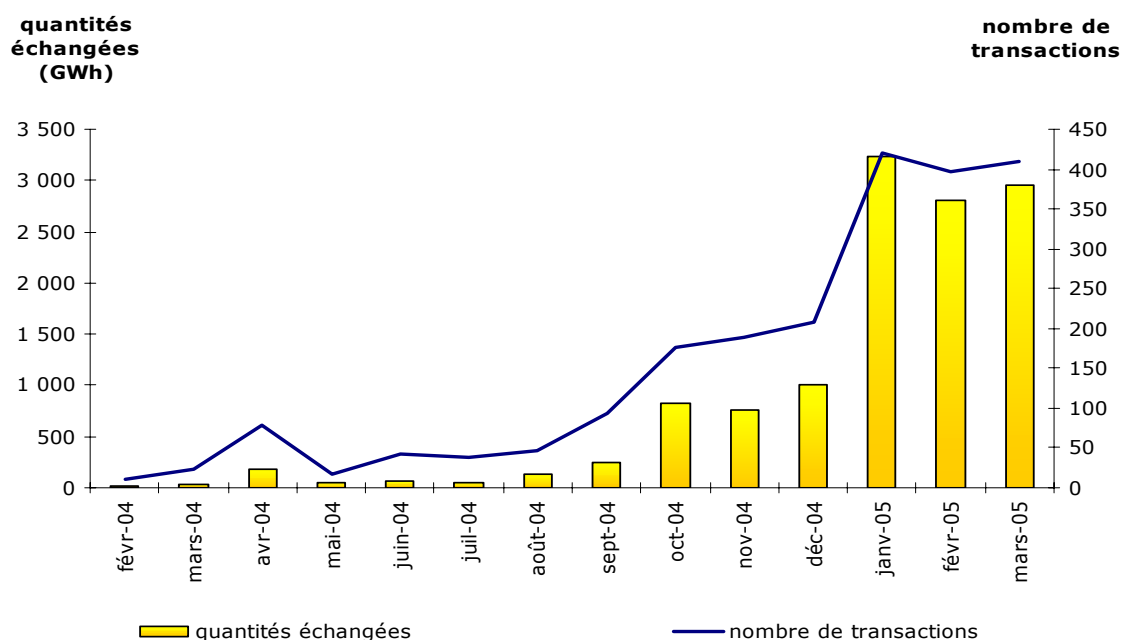
Les échanges sur le marché de gros se réalisent aux Points d'Echange de Gaz (PEG), points virtuels au niveau de chaque zone tarifaire où s'opèrent :

- 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.

Le fort accroissement des échanges à partir de janvier 2005 résulte essentiellement des accords passés entre Gaz de France et Total pour dénouer leurs participations conjointes dans la CFM et GSO.



Source : GRT – Analyse : CRE

3. Les faits marquants du 1^{er} trimestre 2005

A la suite du dénouement des participations conjointes de Total et Gaz de France dans la Compagnie Française du Méthane (CFM) et Gaz du Sud Ouest (GSO), les infrastructures de CFM ont été reprises par Gaz de France, ce qui a permis de réduire le nombre de zones d'équilibrage de 7 à 5. Par ailleurs, Total a repris une partie de la clientèle de CFM.

Les enlèvements de gaz prévus par les contrats de cession temporaire de gaz (*gas release*) ont commencé dans la zone Sud.

Les premières transactions ont été enregistrées sur le point d'échange de gaz Sud-Ouest. Les volumes échangés ont sensiblement augmenté sur les autres points d'échange de gaz (PEG). Le volume total échangé sur l'ensemble des PEG au premier trimestre 2005 a été de 9 TWh. Les fournisseurs alternatifs se sont approvisionnés à hauteur de 25% sur ces PEG.

Près de 10 000 sites ont exercé leur éligibilité au cours de ce trimestre pour une quantité annuelle de 7 TWh ; 40% en volume est fourni par des fournisseurs alternatifs.

Globalement, au 1^{er} avril 2005 :

- 10 fournisseurs sont actifs ;
- 32 000 sites ont exercé leur éligibilité pour un volume de 139 TWh, soit 37% du marché ouvert à la concurrence ;
- la part de marché des fournisseurs alternatifs est de 15% des besoins en énergie de l'ensemble des sites éligibles.

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 quitté son contrat avec tarif réglementé en ayant ou non changé de fournisseur. 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.