



Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

2^{ème} trimestre 2010

SOMMAIRE

Introduction	3
Le marché de l'électricité.....	4
Le marché de détail de l'électricité	4
1. Introduction.....	4
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif	5
3. Etat des lieux au 30 juin 2010	6
4. Analyse en dynamique : 2 ^{ème} trimestre 2010	13
Le marché de gros de l'électricité.....	15
1. Introduction.....	15
2. Activité sur le marché de gros français.....	16
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne.....	21
4. Les fondamentaux du marché de l'électricité.....	25
5. Volumes d'imports/exports.....	26
6. Concentration du marché français de l'électricité	27
Le marché du gaz.....	30
Le marché de détail du gaz.....	30
1. Introduction	30
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif	31
3. Etat des lieux au 30 juin 2010	32
4. Analyse en dynamique : Deuxième trimestre 2010	38
Le marché de gros du gaz	40
1. Les principales dates concernant le marché de gros français	40
2. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe.....	40
3. Activité sur le marché de gros français	44
5. Suivi des infrastructures.....	47
6. Concentration du marché français du gaz	47
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz	50
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité	51
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz.....	53

Introduction

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

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

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

Le marché de l'électricité

Le marché de détail de l'électricité

1. Introduction

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

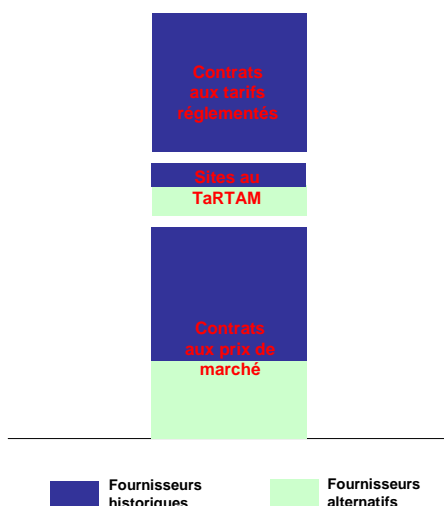
- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises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

Au 30 juin 2010, 34,8 millions de sites sont éligibles¹, ce qui représente environ 447² TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients peuvent disposer de 3 types de contrats :

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

Répartition des contrats d'électricité -schéma illustratif-



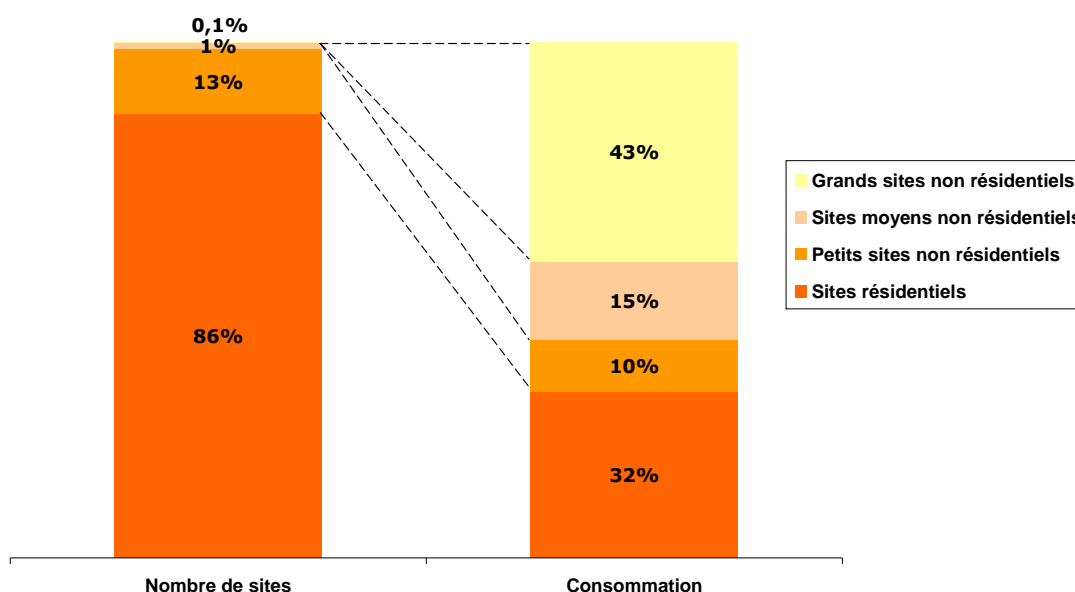
¹ Hors zones non interconnectées (voir le glossaire électricité pour la définition des zones non interconnectées).

² Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité à la consommation des clients raccordés aux principaux gestionnaires de réseaux, qui représente 439 TWh.

Les principales sources de l'observatoire sont les fournisseurs historiques, RTE et les sept plus grands gestionnaires de réseaux de distribution : Electricité Réseau Distribution France (ex EDF Réseau de Distribution), Electricité de Strasbourg, Gaz et Electricité de Grenoble, URM (ex Usine d'Electricité de Metz), SICAE de l'Oise, Gérédis Deux-Sèvres (ex Sorégies Deux-Sèvres) et Sorégies. Ces gestionnaires de réseaux couvrent plus de 98% des sites français et de la consommation nationale d'électricité.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif

Typologie des sites



Source : données 2010 GRD, RTE, fournisseurs – Analyse : CRE

Le marché se divise en quatre segments :

- **Grands sites non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kW. Ces sites sont des grands sites industriels, des hôpitaux, des hypermarchés, de grands immeubles etc. (consommation annuelle supérieure à 1 GWh en général).
- **Sites moyens non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est comprise entre 36 et 250 kW. Ces sites correspondent à des locaux de PME par exemple (consommation annuelle comprise en général entre 0,15 GWh et 1 GWh).
- **Petits sites non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces sites correspondent au marché de masse des non résidentiels (les professions libérales, les artisans, etc.) Leur consommation annuelle est en général inférieure à 0,15 GWh.
- **Sites résidentiels** : sites résidentiels dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Leur consommation annuelle est en général inférieure à 10 MWh.

3. Etat des lieux au 30 juin 2010

A. Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 juin 2010	Au 31 mars 2010	Au 30 juin 2010	Au 31 mars 2010
Nombre total de sites	29 900 000	30 000 000	4 869 000	4 861 000
Sites en offre de marché	1 560 000	1 520 000	741 000	746 000
• dont sites au TaRTAM	-	-	8 900	3 800
• dont sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	1 545 000	1 505 000	372 000	370 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	5,2%	5,0%	7,6%	7,6%

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

Synthèse en consommation annualisée

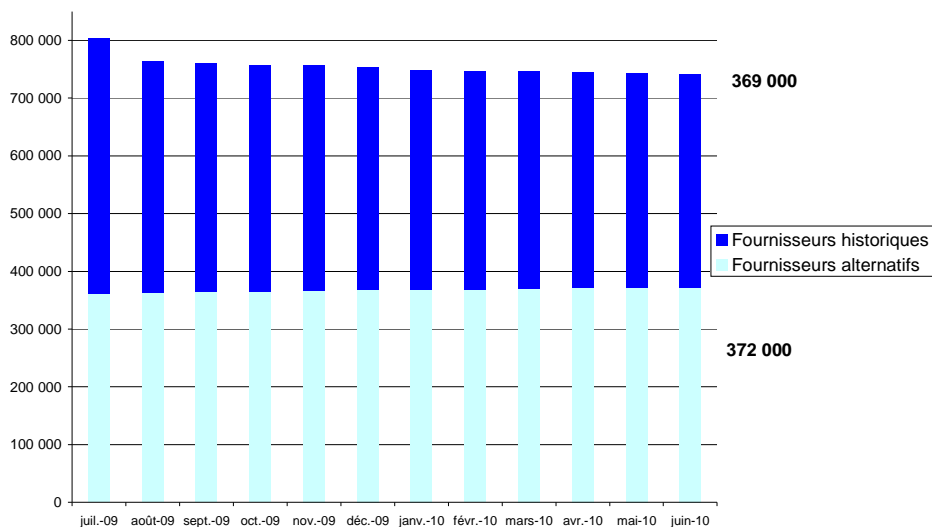
Situation (en consommation annualisée)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 juin 2010	Au 31 mars 2010	Au 30 juin 2010	Au 31 mars 2010
Consommation totale des sites	141 TWh	141 TWh	298 TWh	299 TWh
Consommation des sites en offre de marché	7,3 TWh	7,1 TWh	138 TWh	139 TWh
• dont consommation des sites au TaRTAM	-	-	76 TWh	74 TWh
• dont consommation des sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	7,2 TWh	7,0 TWh	42 TWh	40 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	5,1%	4,9%	14,1%	13,3%

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

Note technique : Les données en nombre de sites et consommation annualisée sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont calculées à partir des données réelles.

B. Evolution du nombre de sites en offre de marché

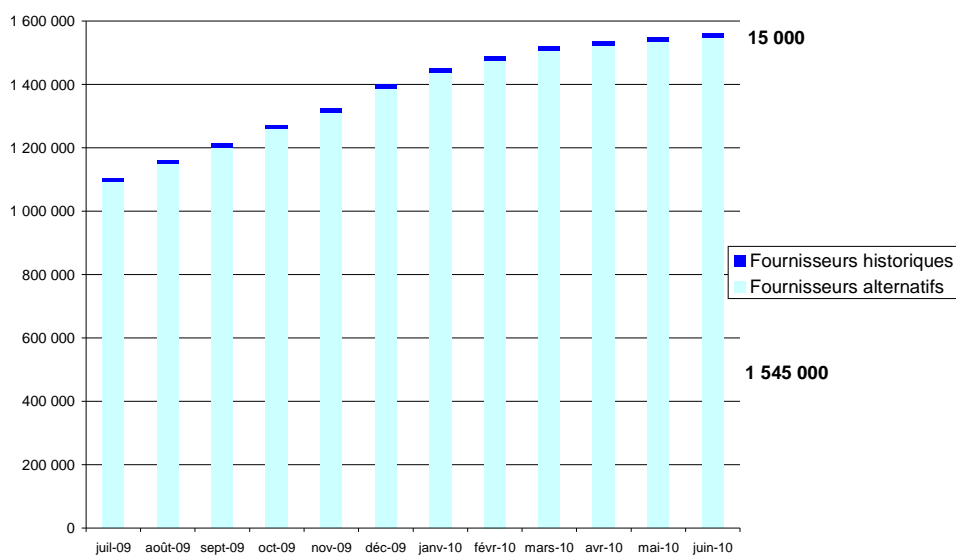
Nombre de sites en offre de marché - sites NON RÉSIDENTIELS -



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

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

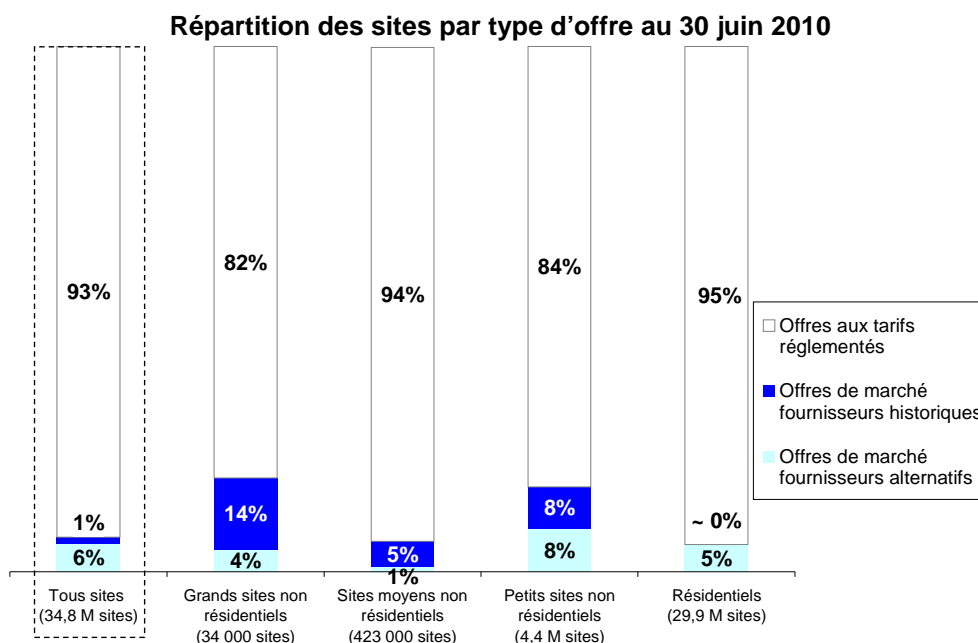
Nombre de sites en offre de marché - sites RÉSIDENTIELS -



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

Au 30 juin 2010, environ 741 000 sites non résidentiels et 1 560 000 sites résidentiels sont en offre de marché.

C. Parts de marché en nombre de sites au 30 juin 2010

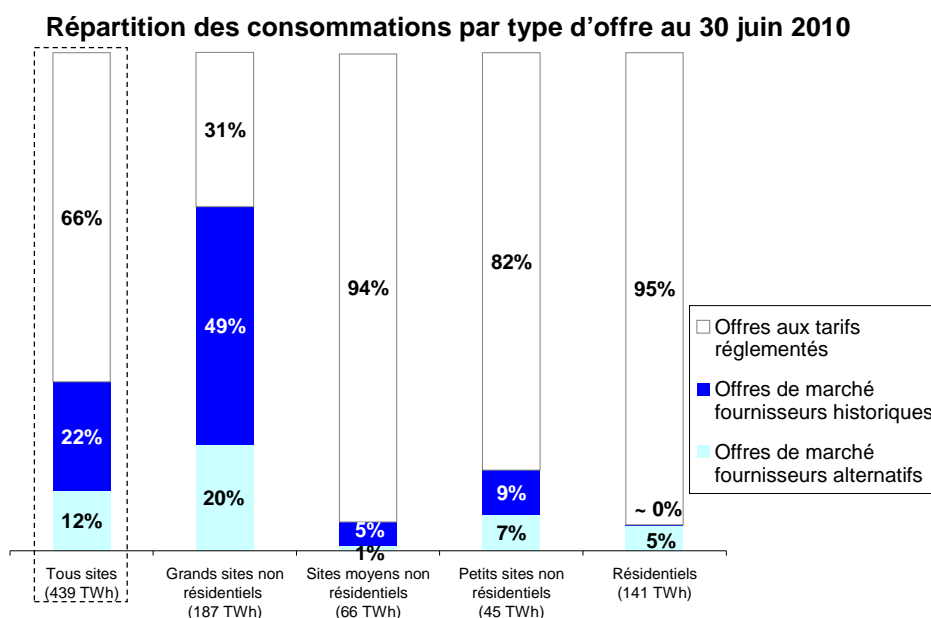


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

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

Au 30 juin 2010, environ 7% des sites sont en offre de marché. Parmi eux, environ 86% ont fait le choix d'un fournisseur alternatif.

D. Parts de marché en consommation au 30 juin 2010



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

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

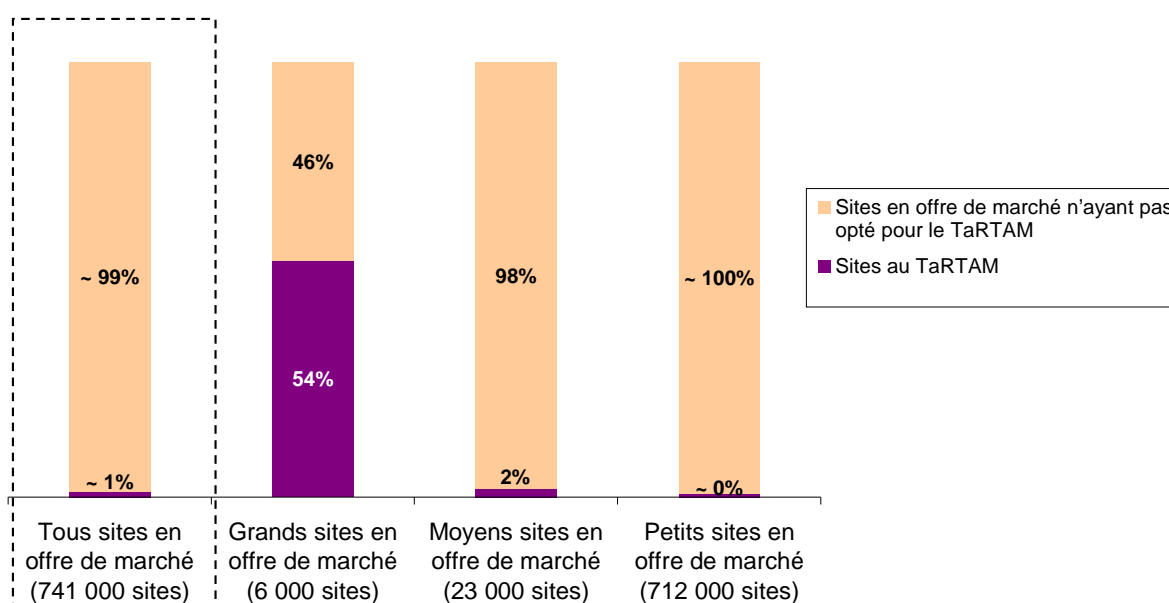
E. Données sur le TaRTAM

La loi du 7 décembre 2006 a instauré un Tarif Réglementé et Transitoire d'Ajustement au Marché (TaRTAM) qui donnait le droit aux clients d'en bénéficier jusqu'à 2009 à condition d'avoir fait la demande avant le 1^{er} juillet 2007. Cette loi a été modifiée par la loi du 7 juin 2010 qui donne le droit à un client en offre de marché de bénéficier du TaRTAM pour un site jusqu'au 31 décembre 2010. Le TaRTAM est égal au tarif réglementé de vente hors taxes applicable au 15/08/2008, à un site de consommation présentant les mêmes caractéristiques, majoré de 23% pour les tarifs verts, 20% pour les tarifs jaunes et 10% pour les tarifs bleus.

Au 30 juin 2010, 8 900 sites environ (3 800 sites au 31 mars 2010), soit 1% des sites non résidentiels en offre de marché, sont au TaRTAM. Ils représentent une consommation annuelle de 76 TWh, soit 54% de la consommation des sites non résidentiels en offre de marché. Les nouveaux sites au TaRTAM sont des petits sites non résidentiels.

25 fournisseurs alimentent des clients au TaRTAM. Les fournisseurs alternatifs alimentent 73% des sites et 45% de la consommation au TaRTAM.

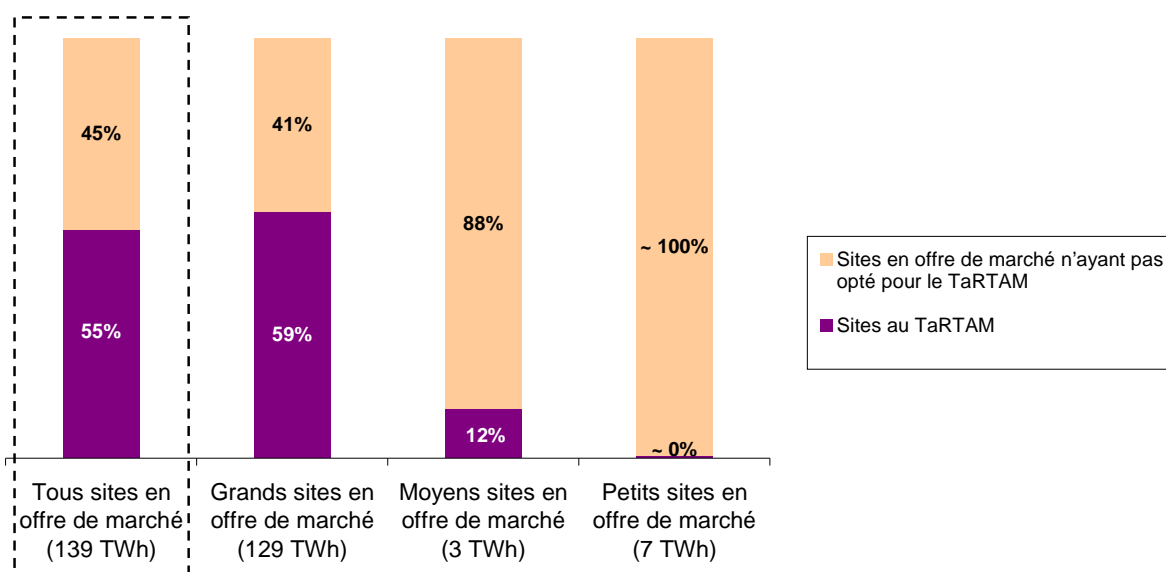
Part des sites au TaRTAM rapportée à l'ensemble des sites non résidentiels en offre de marché au 30 juin 2010



Sources : Fournisseurs – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au 30 juin 2010, sur les 23 000 sites moyens en offre de marché, 2% ont choisi le TaRTAM.














Part de la consommation des sites au TaRTAM rapportée à la consommation de l'ensemble des sites non résidentiels en offre de marché au 30 juin 2010



Sources : GRD, Fournisseurs – Analyse : CRE

F. Fournisseurs d'électricité actifs au 30 juin 2010

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE³
et actifs⁴ au 30 juin 2010











Fournisseur, Marques commerciales	Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites Résidentiels
Fournisseurs alternatifs⁵ d'électricité				
Alpiq Energie		●	●	
Direct Energie			●	●
Edenkia		●		
E.ON Energie		●		
Enercoop			●	●
EGL		●		
Endesa Energia		●		
Enel France		●		
Energem			●	●
GDF Suez	 	●	●	●
		●	●	
Lampiris			●	●

³ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 30 août 2010 à partir du moteur de recherche des fournisseurs par code postal.

⁴ Un fournisseur est dit actif sur un segment donné s'il remplit l'une de ces conditions :

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

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

Fournisseur, Marques commerciales		Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites Résidentiels
HEW Energies		●			
Iberdrola		●			
Kalibraxe		●			
Oddo Power		●			
Planète UI				●	●
Poweo		●	●	●	●
SNET		●	●		
Fournisseurs historiques⁶ d'électricité					
Alterna			●	●	●
EDF	 	●	●	●	●
GEG Source d'Energies		●	●	●	●

Sources : GRD, RTE, énergie-info – Analyse : CRE

⁶ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur historique.

La table recense les fournisseurs qui, au dernier jour du trimestre de l'observatoire et pour chaque segment de clientèle :

- sont inscrits dans le moteur de recherche des fournisseurs par code postal, en ligne sur le site www.energie-info.fr⁷;
- sont nationaux, c'est-à-dire qu'ils ont déclaré proposer des offres dans au moins 90% des communes de France métropolitaine raccordées au réseau de l'électricité (hors Corse) ;
- sont actifs, c'est-à-dire qu'ils remplissent l'une de ces conditions :
 - avoir au moins un site en contrat unique ;
 - être responsable d'équilibre d'au moins un site en CARD/CART ;
 - être responsable d'équilibre et avoir livré une partie de la consommation d'un site au cours du trimestre précédent.

Les fournisseurs qui n'ont pas souhaité s'inscrire sur le moteur de recherche des fournisseurs par code postal ou qui n'ont pas déclaré desservir plus de 90% des communes ne sont pas cités.

Au 30 juin 2010, environ 160 fournisseurs non nationaux d'électricité sont actifs sur le territoire, dont les fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution⁸). Ces fournisseurs présents localement ou régionalement sur le territoire proposent des offres à un ou plusieurs segments de clientèle.

4. Analyse en dynamique : 2^{ème} trimestre 2010

A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

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

	Résidentiels		Non résidentiels	
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	T2 2010	T1 2010	T2 2010	T1 2010
Ventes brutes totales	787 000	1 023 000	95 000	104 000
• ventes brutes des fournisseurs alternatifs	168 000	225 000	11 000	11 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	20,2%	21,9%	11,5%	10,6%

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

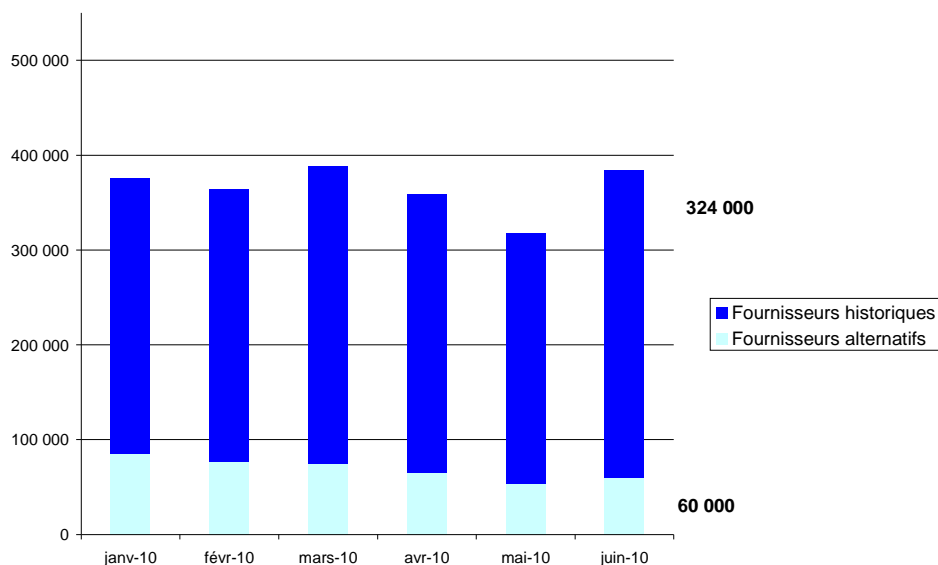
Note technique : Les données de ventes brutes sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont calculées à partir des données réelles.

⁷ Mis en ligne en septembre 2008, le moteur de recherche est construit à partir des renseignements donnés volontairement par les fournisseurs. Le site internet www.energie-info.fr est développé par la CRE et le médiateur national de l'énergie, en collaboration avec la DGCCRF et la DGEC.

⁸ Voir le glossaire pour la définition d'une entreprise locale de distribution.

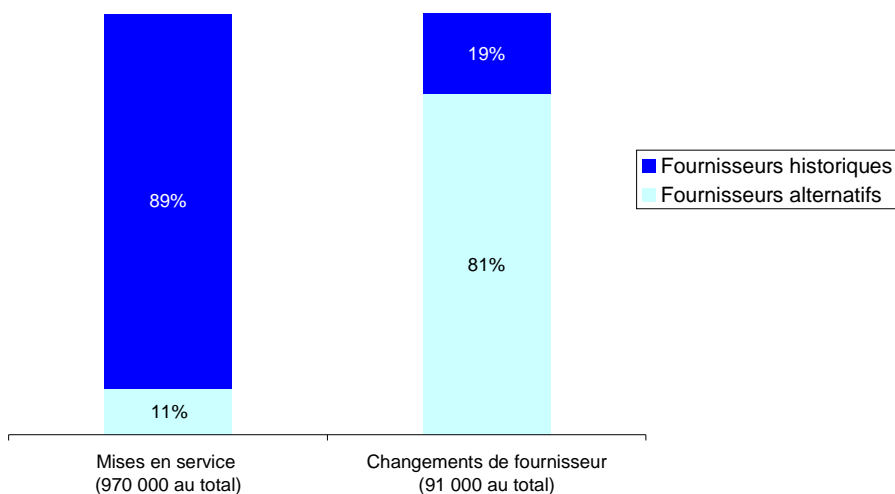
B. Ventes brutes sur les mois écoulés

Ventes brutes totales mensuelles



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

Répartition des ventes brutes par type de fournisseur au cours du 2^{ème} trimestre 2010



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

Exemple de lecture : au cours du 2^{ème} trimestre 2010, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 11% des 970 000 mises en service effectuées.

Le marché de gros de l'électricité

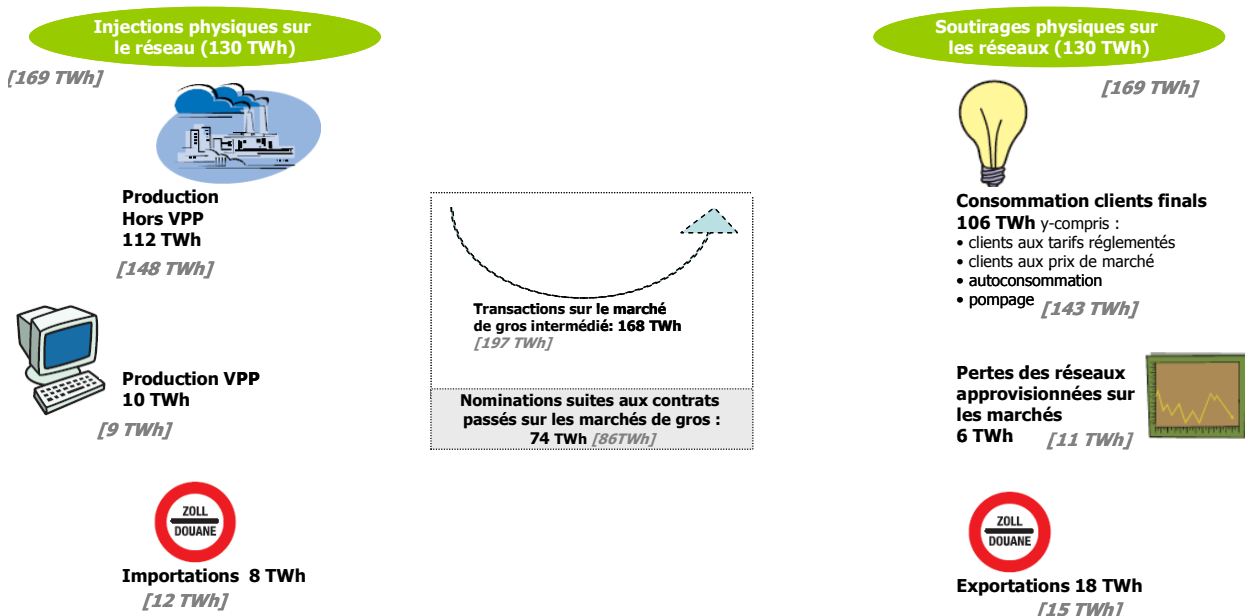
1. Introduction

A. Les principales dates concernant le marché de gros français

- Novembre 2000 : la CRE valide la première version du contrat de responsable d'équilibre (RE)
- Début 2001 : premiers achats de pertes sur le marché par RTE
- Mai 2001 : premières cotations OTC publiées concernant le marché français
- Septembre 2001 : premières mises aux enchères de capacités de production par EDF (VPP)
- Novembre 2001 : lancement du marché Powernext *Day-Ahead*
- Juin 2004 : lancement du marché Powernext *Futures*
- Juillet 2004 : premiers achats de pertes sur le marché par ERDF
- Janvier 2006 : mise en place d'enchères de capacités explicites aux frontières (à l'exception de la Suisse)
- Novembre 2006 : démarrage du *market coupling* entre la France, la Belgique et les Pays-Bas.
- Juillet 2007 : lancement des marchés Powernext *Intraday* et *Continuous*
- Mars 2009 : apparition d'un sixième courtier sur le marché de gros de l'électricité
- Avril 2009 : fusion de Powernext et EEX ; lancement d'EPEX Spot et d'EPD pour les produits à terme

B. Bilan du marché de gros français

Le graphique ci-dessous présente les flux d'énergie entre les différents segments amont et aval du marché de gros français au cours du deuxième trimestre 2010. Il fait apparaître les volumes nets physiques livrés sur le marché de gros, ainsi que les cessions internes d'électricité entre les activités de production et de commercialisation des opérateurs intégrés.



Source : RTE – données T2 2010 - Analyse : CRE

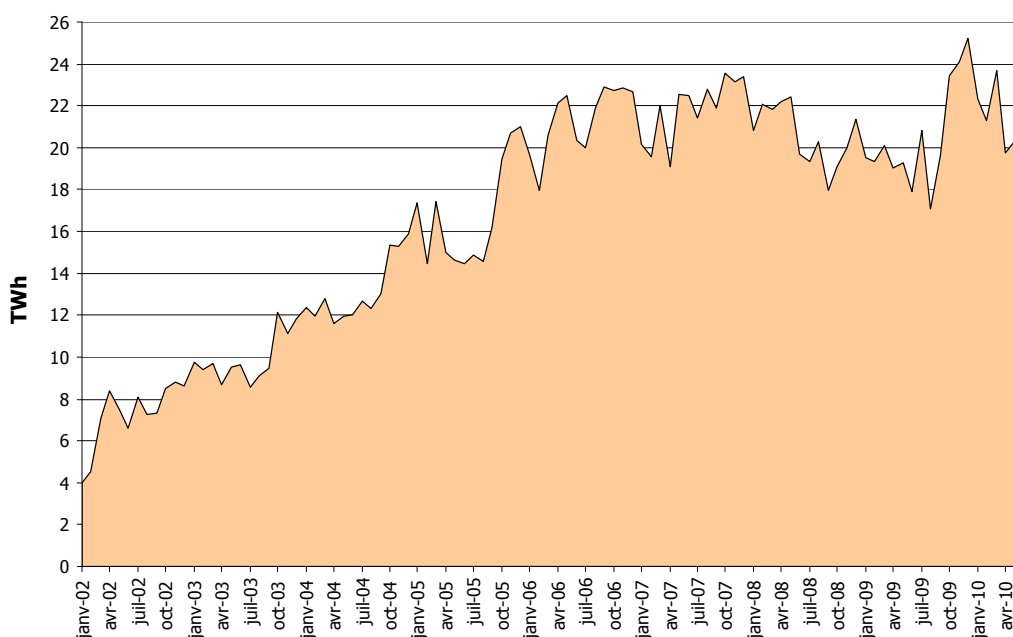
2. Activité sur le marché de gros français

A. Activité sur le marché de gré à gré

L'essentiel du commerce de gros de l'électricité s'effectue sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (société de courtage et plateformes de négoce). La CRE a rendu public (cf. cahier d'indicateurs électricité) les volumes agrégés des transactions effectuées via ces intermédiaires.

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

Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré



Source : RTE – Analyse : CRE

Le volume des livraisons sur le marché de gré à gré s'élève à 60,2 TWh au deuxième trimestre 2010. En baisse de 10,5% par rapport au trimestre précédent et en augmentation de 7% par rapport à la même période l'année précédente, ce volume a représenté 56% de la consommation nationale au deuxième trimestre 2010, contre 44% au premier trimestre 2010 et 53% à la même période l'année précédente.

B. Evolution du négoce sur le marché intermédiaire français

Le marché intermédiaire français de l'électricité regroupe le négoce effectué sur les marchés organisés et sur les plateformes de courtage (OTC intermédiaire). Les évolutions commentées sur la période sous revue sont observables dans la section *Développement du négoce en France* des indicateurs électricité publiés par la CRE.

Vue globale du négoce sur le deuxième trimestre 2010

Produits spot

Entre le premier et le deuxième trimestre 2010, les volumes sur le marché spot (intra-journalier et day-ahead) ont reculé de 20% tandis que le nombre de transactions (intra-journalier et day-ahead continu) a baissé de 38%.

Au cours du deuxième trimestre 2010, les volumes négociés en intra-journalier ont diminué de 30% par rapport au premier trimestre 2010. Le nombre de transactions, indicateur de liquidité, a également évolué à la baisse avec un retrait du nombre de contrats échangés à hauteur de 5 927 contre 11 021 contrats au premier trimestre 2010 (-46%). Comparés à l'année dernière au cours de la même période, les volumes échangés sur l'intra-journalier ont progressé de 12% tandis que le nombre de transactions n'a que peu évolué (+1%). Le segment de marché Epex Spot Day-Ahead Continuous a été suspendu en avril 2010.

Sur le *day-ahead*, les volumes ont également diminué avec 16,3 TWh négociés au cours du deuxième trimestre 2010 en comparaison au trimestre précédent (-20%). Ils ont par contre augmenté par rapport à la même période l'année précédente (+7%).

Les marchés organisés ont concentré 74% des volumes négociés en *day-ahead* au cours du trimestre. Les volumes négociés sur les plateformes de courtage au cours du deuxième trimestre ont par ailleurs augmenté de 20% par rapport à la même période l'année dernière. Il est à noter un net recul du nombre de transactions effectuées sur le day-ahead continu (plateformes de courtage) avec une diminution de 31% comparé au trimestre précédent mais une augmentation de 38% par rapport à la même période l'année précédente.

Produits à terme⁹

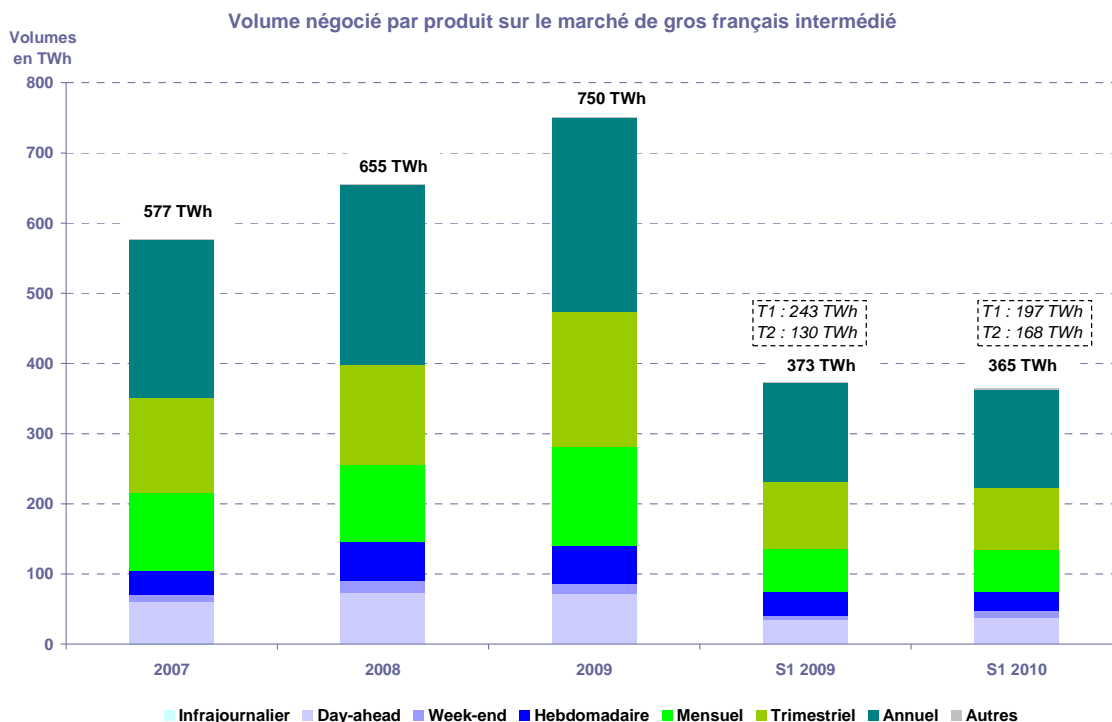
Au deuxième trimestre 2010, les volumes sur l'ensemble des produits à terme¹⁰ (133 TWh) étaient en recul de 7% par rapport au trimestre précédent mais en augmentation de 33% par rapport à la même période l'année précédente. Le nombre de transactions sur ces produits ont également affiché une tendance baissière avec une diminution de 19% par rapport au trimestre précédent mais une augmentation de 22% comparé à la même période en 2009.

Les plateformes de négociation ont quasiment toutes enregistré une baisse des volumes négociés sur les produits à terme d'un trimestre à l'autre (-5% pour l'ensemble des plateformes de courtage et -24% pour EPD France). Il en a été de même pour le nombre de contrats échangés (-20% pour l'ensemble des courtiers et -6% pour EPD France).

D'une année sur l'autre, les volumes de produits à terme ont augmenté sur les plateformes de courtage dans leur ensemble (+39%) mais diminué sur EPD France (-20%). De même le nombre de transactions a cru de 28% sur le segment de marché des courtiers tandis qu'il a diminué de 22% sur celui des marchés organisés.

⁹ L'ensemble des évolutions décrites dans les commentaires qui suivent portent sur les produits à terme de la section *Développement du négoce en France* des indicateurs des marchés de gros de l'électricité.

¹⁰ Les produits à terme dont la période de livraison est supérieure ou égale au mois (Produits Mensuels, Trimestriels ou Annuels).



Source : brokers, EPEX Spot France, EPD France ; Analyse : CRE

Produits mensuels :

L'échange de produits mensuels, s'élevant à 21,9 TWh pour 1 949 transactions au deuxième trimestre 2010, a reculé en comparaison au trimestre précédent (-32% en volumes et -37% en liquidité) ainsi qu'au deuxième trimestre 2009 (-21% en volumes et -3% en liquidité).

La baisse des volumes, d'un trimestre à l'autre, provient des produits M+1 (-35% à 15,4 TWh) et M+2 (-46% à 4 TWh) tandis que le M+3 (+89% à 2,6 TWh) est seul à afficher une hausse des volumes échangés. D'une année sur l'autre, le produit M+1 a enregistré la plus forte baisse (-22% en volumes et -11% en liquidité) tandis que le M+2 n'a quasiment pas évolué en volumes (-1%) et que le nombre des transactions sur ce produit a augmenté significativement (+45%).

Plus modestement, le négoce de M+3 a diminué aussi bien en volumes (-31%) qu'en nombre de transactions (-18%) comparé au deuxième trimestre 2010.

Produits trimestriels :

Le négoce de produits trimestriels a reculé dans son ensemble par rapport au trimestre précédent, que cela soit au niveau des volumes (33,9 TWh) avec -27% ou à celui du nombre de transactions (1 795 contrats échangés) avec -15%. La tendance a néanmoins été à la hausse pour les volumes en comparaison à la même période l'année précédente (+25%) ainsi que pour la liquidité (+33%).

Les volumes négociés de Q+1 et de Q+2 (15,9 TWh et 12,7 TWh) ont reculé avec -4% et -18% d'un trimestre à l'autre. Néanmoins, le nombre de leurs transactions (respectivement 849 et 733 contrats échangés) ont progressé avec +3% et +24% comparé au premier trimestre 2010. D'une année sur l'autre au deuxième trimestre, les volumes échangés sur ces deux produits ont progressé de 21% et 51% alors que le nombre de leurs transactions a augmenté 47% et 58%.

Les achats de Q+1 ayant diminué, ce sont les producteurs européens intégrés et les producteurs français qui ont concentré l'essentiel du négoce au cours du deuxième trimestre 2010. Alors que les premiers ont vu leur activité reculer d'un trimestre à l'autre, les seconds ont négocié un peu moins de volumes mais portant sur plus de contrats.

A la vente, d'un trimestre à l'autre, le négoce des producteurs européens intégrés ainsi que celui des producteurs français a légèrement reculé. D'une année sur l'autre, ces deux catégories d'acteurs ont néanmoins enregistré une progression de leurs volumes alors que les acteurs financiers ont perdu du terrain

L'achat du produit Q+2, d'un trimestre à l'autre, a majoritairement été animé par les producteurs européens intégrés et dans une moindre mesure les producteurs français. En effet l'activité des premiers a sensiblement progressé alors que celle des seconds s'est contractée d'un trimestre à l'autre. L'activité de vente sur le produit Q+2 a été dominée par les producteurs français et par les producteurs européens intégrés au cours du deuxième trimestre 2010. Néanmoins, il est à constater un net recul des opérations de vente des acteurs financiers d'un trimestre à l'autre sur ce produit.

Les reculs relatifs les plus significatifs par rapport au trimestre précédent concernent les produits Q+3 et Q+4, qu'il s'agisse des volumes (respectivement 3,9 TWh et 1,3 TWh) avec -58% et -74% ou de la liquidité (respectivement 156 et 57 contrats échangés) avec -68% et -73%.

Des quatre produits trimestriels, seul le Q+3 a connu un recul de son activité (-20% en volumes et -44% en liquidité) en comparaison à la même période l'année précédente. Les volumes négociés sur le Q+4 ont de leur côté progressé de 138% et le nombre de leurs transactions de 78%. A l'achat comme à la vente, ce sont les producteurs français et les acteurs financiers qui ont animé le plus le marché intermédié sur le Q+3.

Produits annuels :

Le négoce de produits calendaires s'est élevé à 77,1 TWh au cours du deuxième trimestre 2010, en augmentation de 22% par rapport au premier trimestre 2010 et de 71% comparé à la même période l'année précédente.

Les volumes et le nombre de transactions négociés pour le produit Y+1 se sont respectivement élevés à 46,7 TWh et 1 093 pour le deuxième trimestre 2010. Les volumes et la liquidité sur ce produit n'ont quasiment pas évolué d'un trimestre à l'autre (respectivement +1% et -1%). Comparé à la même période l'année précédente, les volumes étaient par contre en augmentation de 34% et le nombre de transactions de 34%.

La plus forte progression est venue du négoce de Y+2 avec une croissance des volumes (26,6 TWh) de 83% d'un trimestre à l'autre et de 216% comparé au deuxième trimestre 2009. Suivant la même tendance, la liquidité sur ce produit (515 transactions) a progressé de 50% d'un trimestre à l'autre et de 186% comparé à la même période l'année précédente.

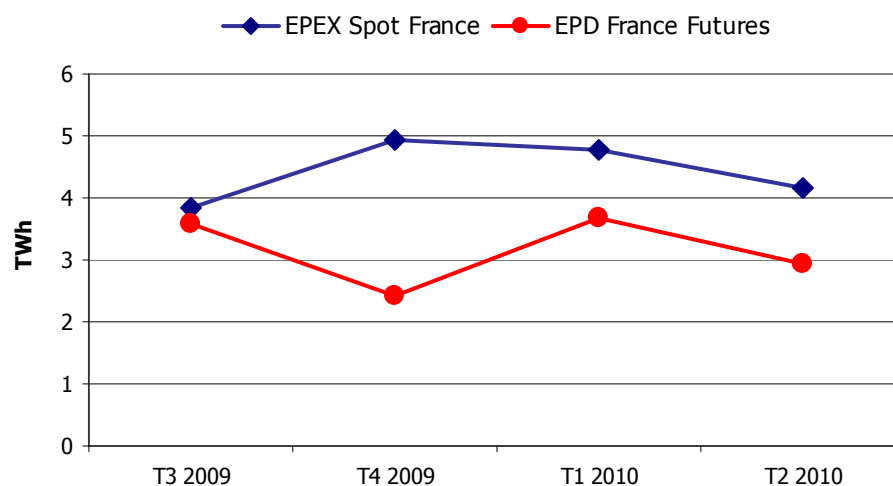
Sur le produit Y+2, ce sont les acteurs financiers qui ont concentré le plus d'achats. Ils ont également enregistré la plus forte augmentation d'activité à l'achat. A la vente, les producteurs européens intégrés ont constitué la catégorie d'acteurs ayant le plus vendu de ce produit.

Dans une moindre mesure mais reflétant un mouvement similaire, les volumes négociés sur le Y+3 (3,74 TWh) ont cru de 71% par rapport au trimestre précédent et de 20% comparé au deuxième trimestre 2009. La liquidité sur ce produit (77 transactions) a également progressé de 51% d'un trimestre à l'autre tandis qu'elle n'a que peu évolué (+3%) en comparaison à la même période l'année précédente. La plus forte activité en matière d'achats de Y+3 a concerné les producteurs européens intégrés. A la vente, les producteurs français ont concentré la plus grande partie du négoce sur ce produit.

C. .Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

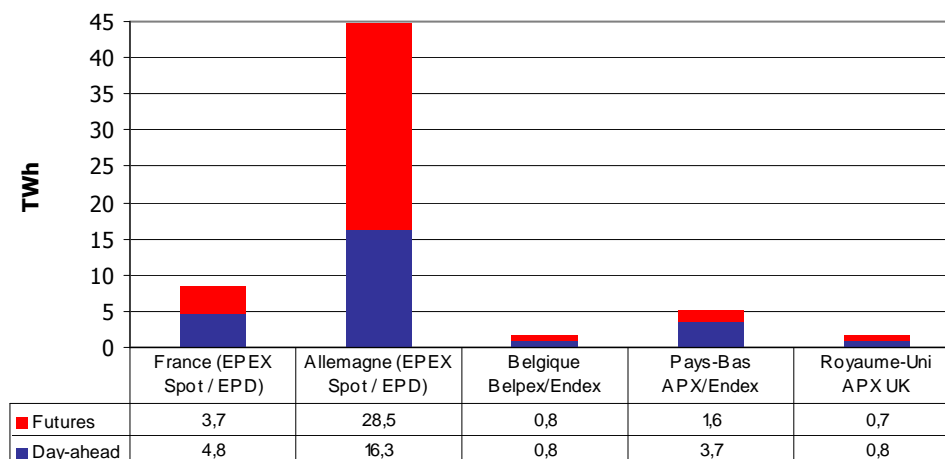
Le volume en *day-ahead* échangé sur EPEX Spot a diminué de 12,9% au cours du deuxième trimestre 2010 par rapport au trimestre précédent et a augmenté de 6,5% par rapport à la même période l'année précédente. Sur le marché *futures* d'EPD France, les volumes ont reculé de 20,4% entre le premier et le second trimestre 2010 et de 14,1% d'une année sur l'autre à la même période.

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



Source : EPEX Spot, EPD France

Volumes moyens mensuels des transactions sur les principaux marchés organisés européens (hors marchés obligatoires ou quasi-obligatoires) – deuxième trimestre 2010 –



Source : EPEX Spot, EPD France, Belpex, Endex, APX

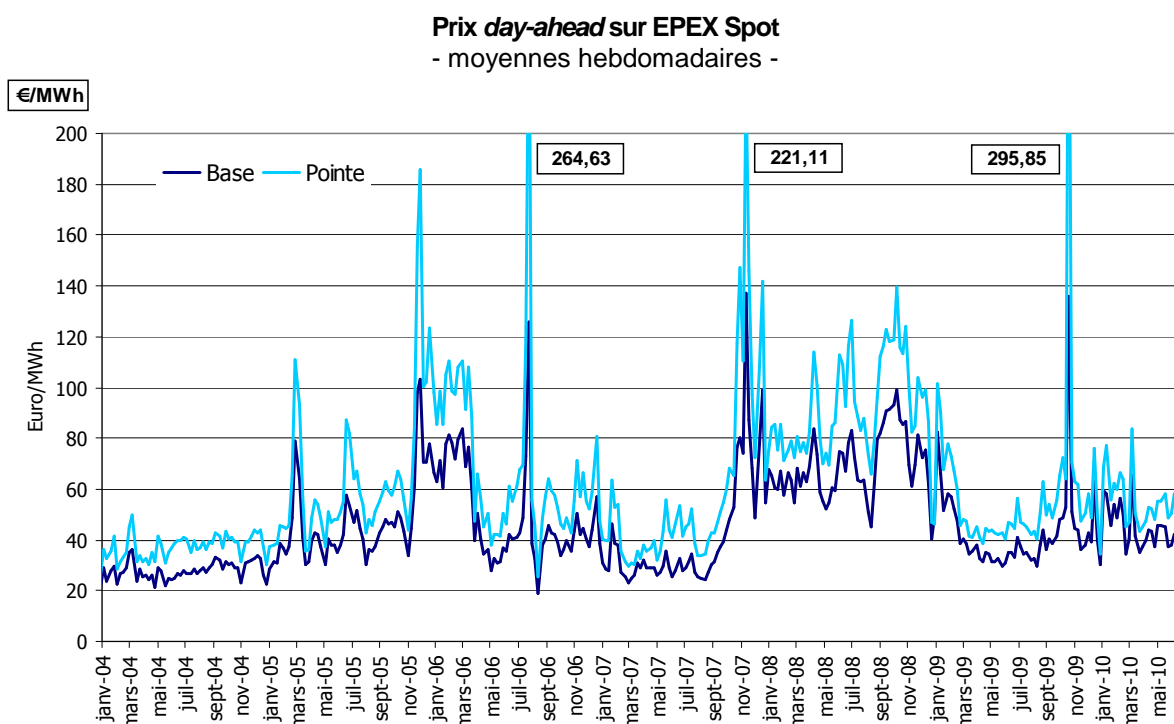
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne

En l'absence d'une information centralisée sur les prix des transactions négociées de gré à gré, cette section porte sur les bourses de l'électricité uniquement. Les évolutions commentées sur la période sous revue sont observables dans la section *Evolution des prix de l'électricité* des indicateurs électricité publiés par la CRE.

A. Prix day-ahead

Les prix *day-ahead* en base cotés sur EPEX Spot ont affiché une moyenne de 42,2 €/MWh au deuxième trimestre 2010. Ils ont diminué de 12% par rapport au trimestre précédent, et augmenté de 28% par rapport au deuxième trimestre 2009.

Les prix *day-ahead* en pointe cotés sur EPEX Spot ont affiché une moyenne de 54,3 €/MWh au deuxième trimestre 2010. Ils ont diminué de 9% par rapport au premier trimestre 2010, et augmenté de 23% par rapport au deuxième trimestre de l'année 2009.



Sources : EPEX Spot – Analyse : CRE

Il n'y a pas eu de pic de prix notable sur le marché day-ahead EPEX France entre avril et juin 2010.

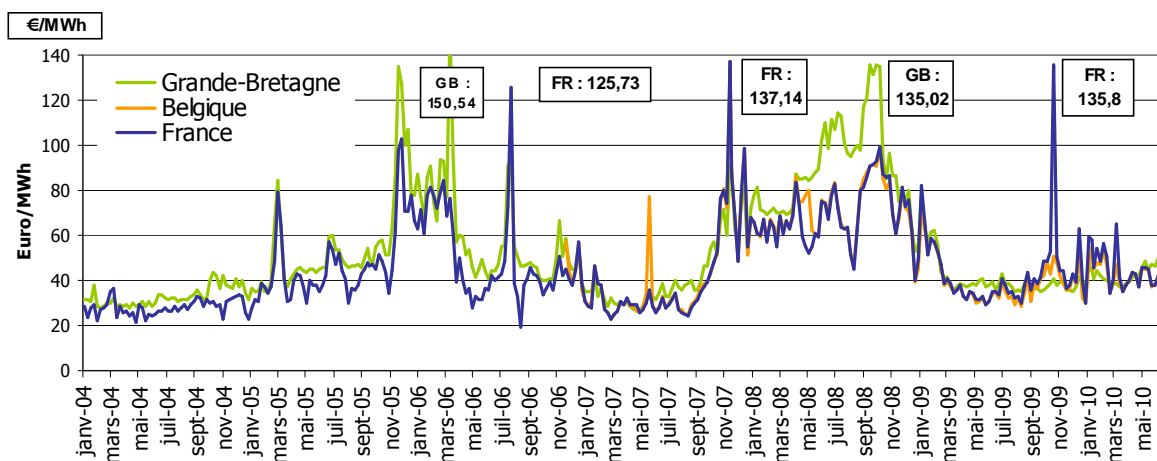
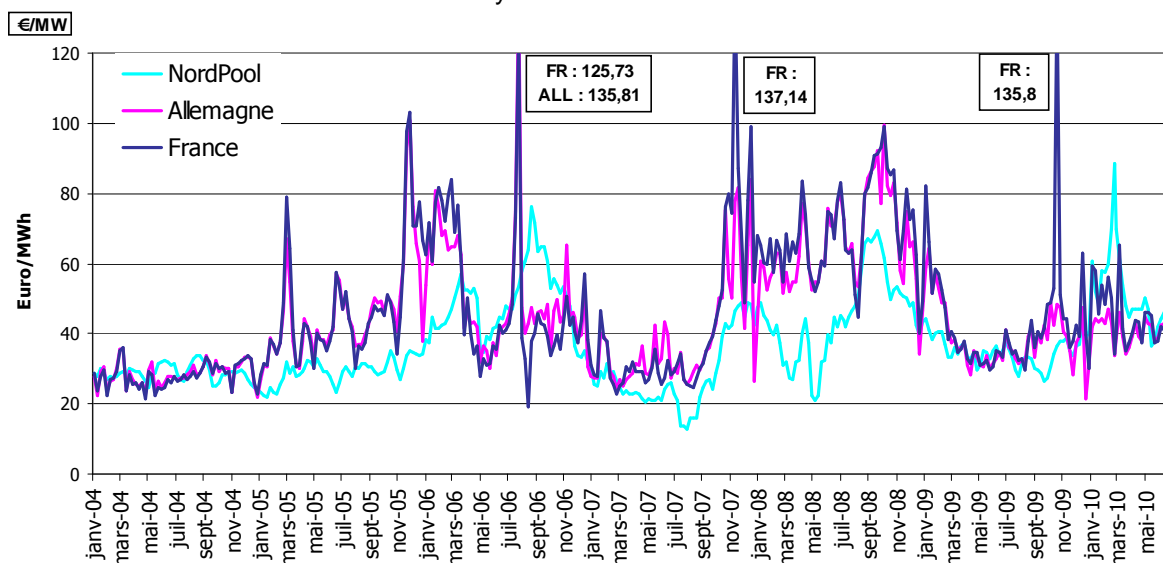
Sur le marché allemand, les prix Spot ont augmenté de 1,2% au cours du deuxième trimestre par rapport au trimestre précédent. Ils ont de plus augmenté de 28% par rapport à la même période de l'année précédente. Le différentiel de prix France-Allemagne en base (0,7 €/MWh) et en pointe (1,3 €/MWh) s'est réduit comparé aux niveaux observés pendant le premier trimestre 2010 en raison notamment de l'arrivée du printemps et de la baisse de l'effet de saisonnalité lié à la thermo-sensibilité importante de la consommation française.

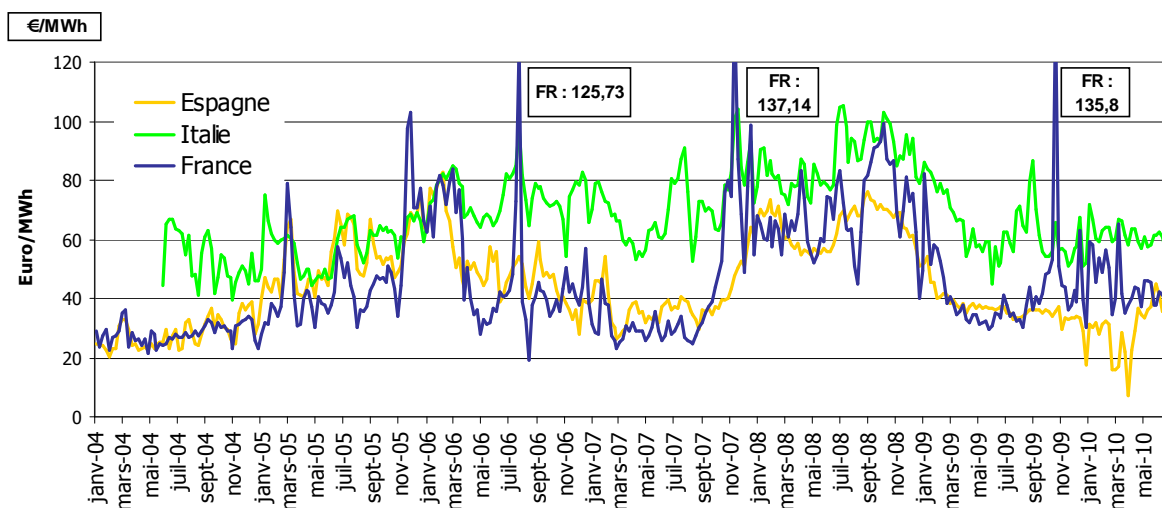
En raison du couplage des marchés, les prix français et belges ont globalement évolué de manière assez proche.

Les prix espagnols ont augmenté au cours de la période analysée, en raison d'une plus faible production éolienne et nucléaire, associée à une demande croissante en raison de la hausse des températures. En Italie, les prix ont diminué de 2% entre le premier et le deuxième trimestre 2010. Les prix day-ahead italiens sont structurellement influencés par les prix français en raison des fortes importations d'électricité française vers l'Italie.

Enfin, à l'exception de l'Allemagne et de l'Espagne, les marchés européens ont connu une baisse de leurs prix *day-ahead* au cours de la période sous revue par rapport au trimestre précédent. Les écarts entre les prix day-ahead français et ceux des pays adjacents ont tous diminué en valeur absolue, à l'exception du différentiel entre les prix day-ahead français et italien qui a augmenté de 21% entre le premier et le deuxième trimestre 2010.

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



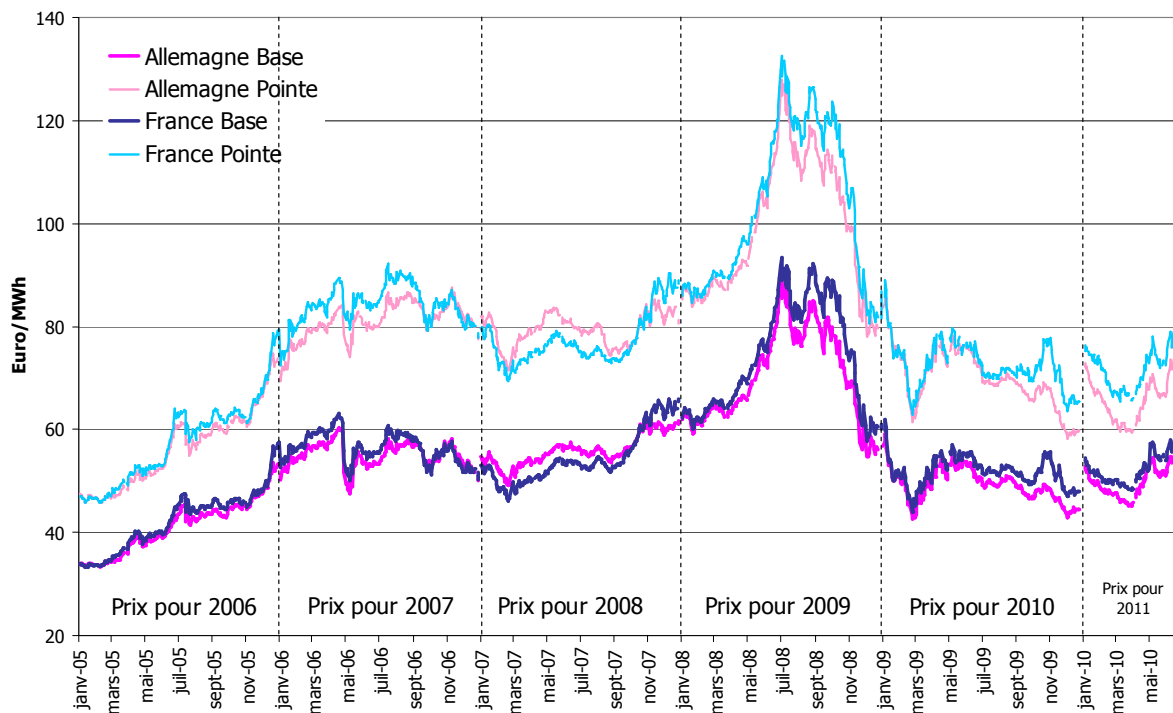


Sources : EPEX Spot France / Allemagne,, Belpex, Omel, NordPool, Ipxe – Analyse : CRE

B. Prix futures

Le prix du *future* annuel (Y+1) en base sur EPD France a augmenté en moyenne de 8,0% au deuxième trimestre par rapport au premier trimestre 2010, passant de 50,5 €/MWh à 54,5 €/MWh. Cette augmentation a été également constatée sur le prix du *future* allemand en base (+7,9%).

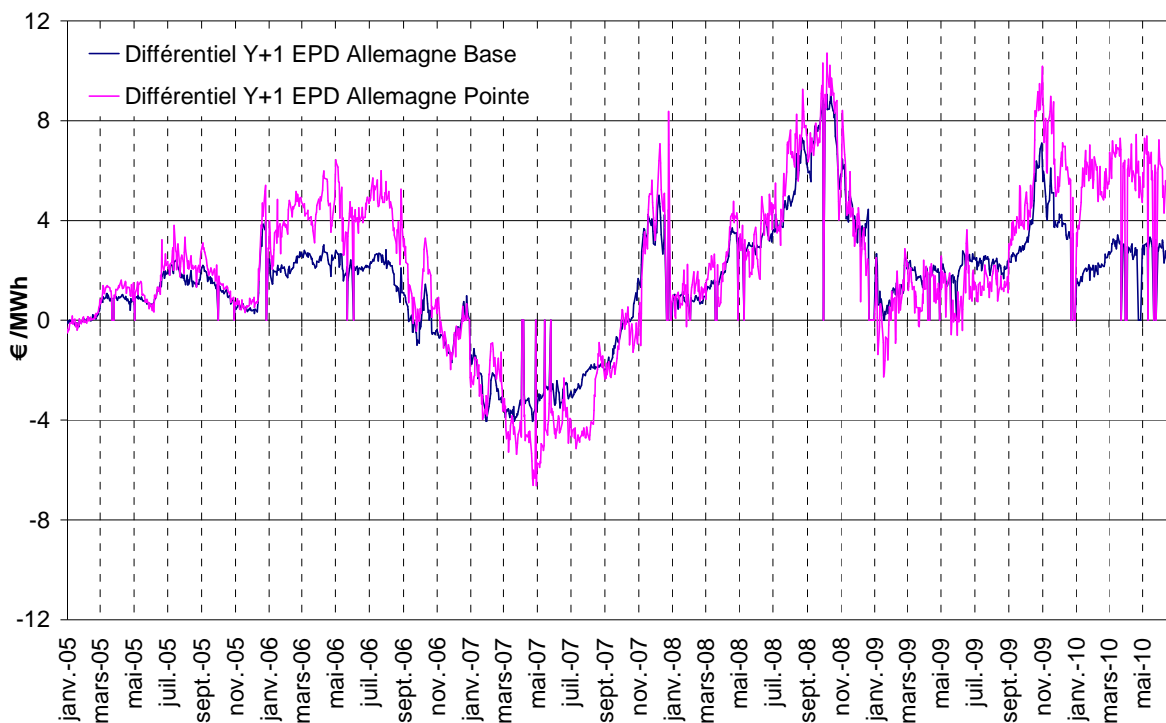
Prix futures Y+1 en France et en Allemagne - prix journaliers -



Sources : EPD France / Allemagne

L'écart de prix moyen base Y+1 entre la France et l'Allemagne (2,6 €/MWh) a légèrement augmenté au deuxième trimestre 2010 par rapport au premier trimestre (2,3 €/MWh). Cet écart s'explique notamment en raison de la thermosensibilité importante de la demande française au cours de la saison hivernale, par rapport à celle observée sur les marchés avoisinants. En pointe, le prix passe de 5,8 €/MWh au premier trimestre à 5,9 €/MWh au deuxième trimestre 2010.

Différentiels de prix futures Y+1 entre la France et l'Allemagne - différentiels de prix journaliers -



Sources : EPD France / Allemagne

Produits calendaires :

Les prix des produits calendaires ont augmenté au deuxième trimestre 2010, qu'il s'agisse des produits Y+1, Y+2 ou Y+3, en France comme en Allemagne. On observe que le différentiel entre la France et l'Allemagne sur le produit Y+1 est nettement supérieur aux différentiels France-Allemagne pour les produits Y+2 et Y+3 aux deux premiers trimestres 2010, notamment en raison des effets précédemment mentionnés.

Il convient de noter que les prix des produits calendaires britanniques qui étaient inférieurs aux prix français et allemands au cours des deux trimestres précédents a rattrapé les prix français et allemand au cours du deuxième trimestre 2010 en raison de la hausse récente des prix du gaz.

Produits mensuels :

Les prix des produits mensuels français M+1 à M+3 ont augmenté entre avril et mai, et stagné voir légèrement diminué au mois de juin 2010. Ce phénomène est également observé en Allemagne, où les prix des produits mensuels ont augmenté au cours de la même période.

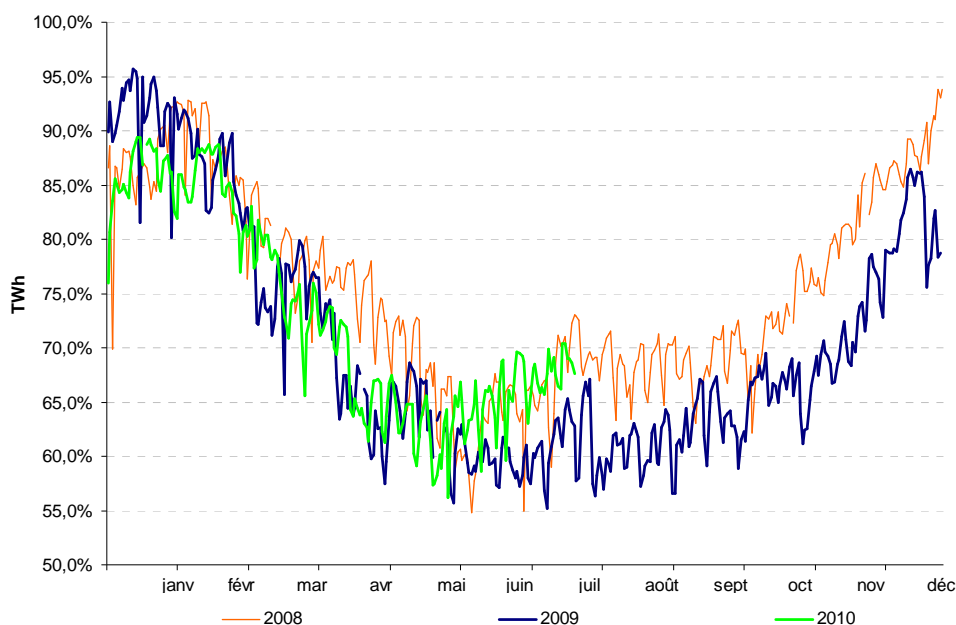
4. Les fondamentaux du marché de l'électricité.

Après un fort rebond du prix à terme pour livraison en 2011 de l'électricité au mois d'avril (+19 %) concomitant de hausses d'égales ampleurs des prix des combustibles fossiles, celui-ci est resté comme au mois de mai (-2.5%), relativement stable (+4 %). Les prix des combustibles évoluent en revanche de façon différenciée, les prix du gaz à terme enregistrés au PEG Nord augmentant ainsi de près de 16 % tandis que la hausse n'est que de 5% pour le prix du charbon. Sur l'année les prix du gaz apparaissent ainsi en hausse de plus de 23% contre 17% pour le charbon et 16% pour les quotas d'émission de CO₂, tandis que le prix de l'électricité pour livraison en base en 2011 est quasi stable (+3%)

Une baisse d'égale ampleur des prix du charbon et du gaz est également observée sur le produit M+1 (environ -7%). Celle-ci conduit, après la parenthèse du mois de mars, à une confirmation de l'avantage comparatif de la production au charbon relativement à celle au gaz.

Concernant la filière nucléaire, si le taux de production moyen ressort en légère progression au deuxième trimestre comparativement au taux enregistré l'année précédente (65,4 % contre 63,7%), on constate toutefois une très nette amélioration du taux de production enregistré au mois de juin qui retrouve des valeurs comparables à celles de 2008.

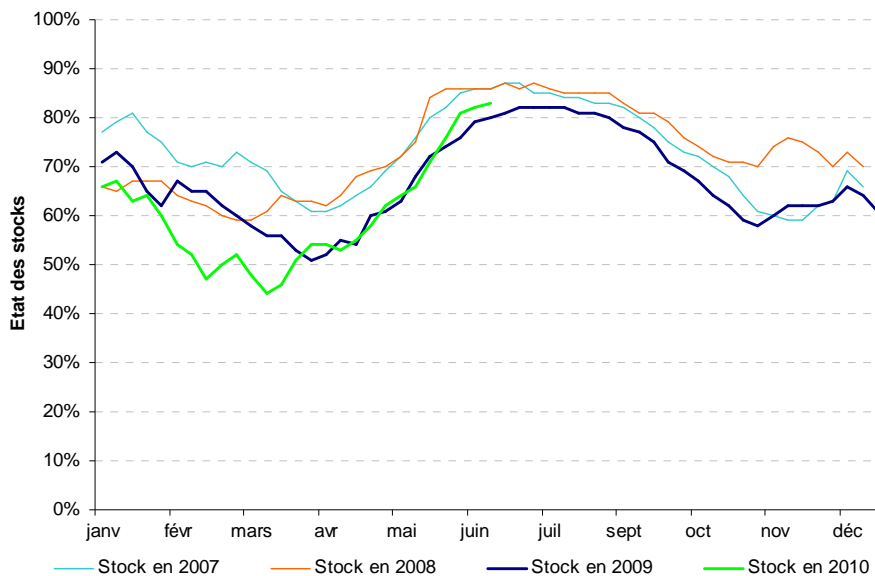
Taux de production du parc nucléaire :



Source : RTE – Analyse : CRE

Enfin, On observe au mois de juin une poursuite du rebond saisonnier des niveaux de stock hydraulique qui atteignent fin juin 83 % contre 71% en mai et 80 % un an plus tôt. Cette augmentation permet donc au niveau des stocks de dépasser celui observé l'an passé, en restant toutefois légèrement inférieur aux niveaux observés en 2007 et 2008 (86%).

Stocks hydrauliques

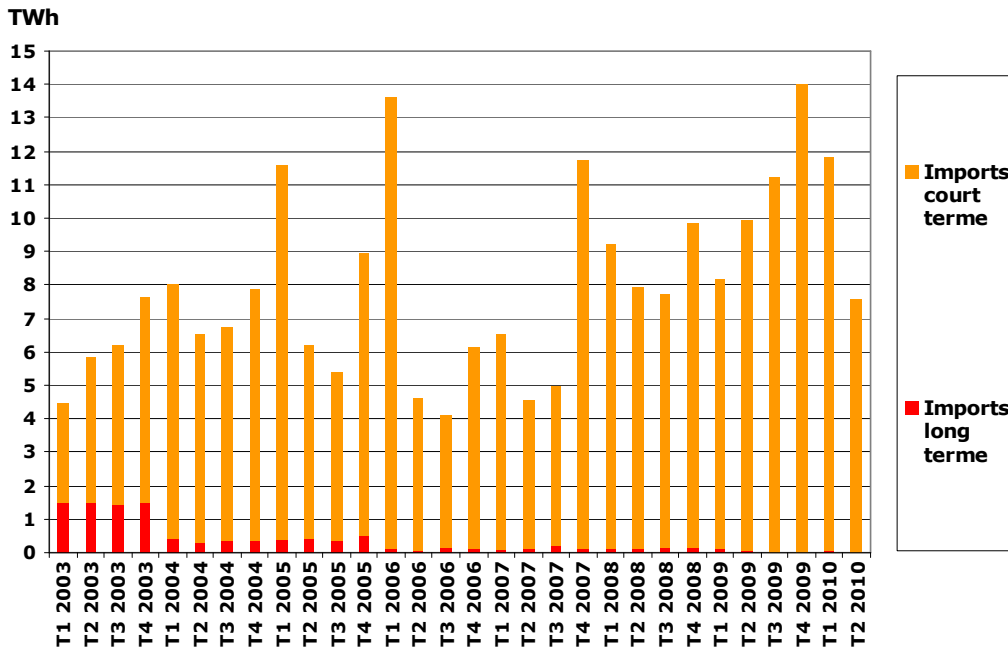


Source : RTE – Analyse : CRE

5. Volumes d'imports/exports

Les importations ont diminué de 36% au deuxième trimestre 2010 par rapport au trimestre précédent et de 24% par rapport au même trimestre l'année précédente.

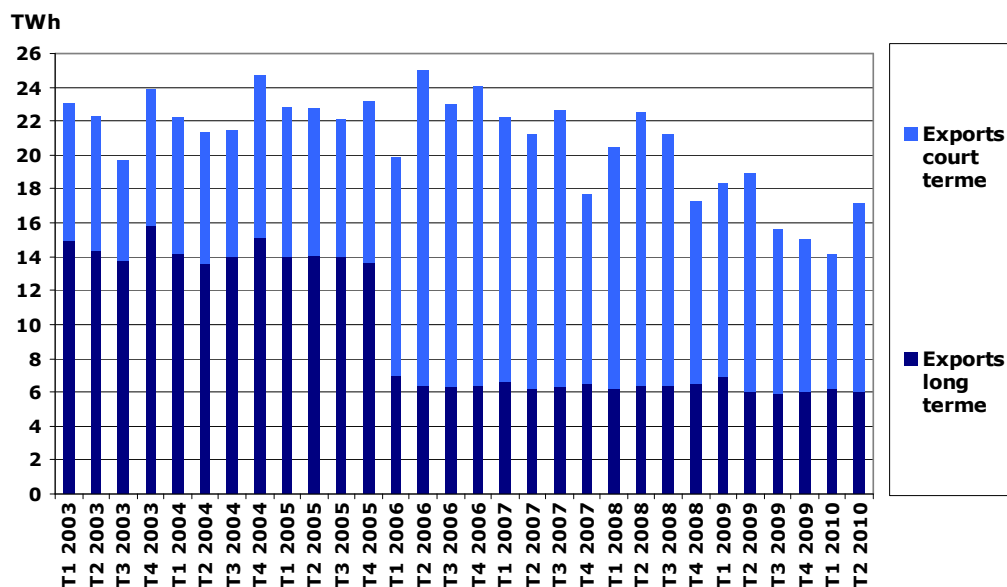
Somme des importations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

Les exportations ont augmenté de 22% au deuxième trimestre 2010 par rapport au trimestre précédent. D'une année sur l'autre, les volumes exportés au deuxième trimestre 2010 affichent un niveau plus faible qu'au cours du deuxième trimestre 2009 (-9%). Le solde net exportateur se situe à 9,6 TWh au 2^{ème} trimestre 2010, en augmentation de 7 % par rapport au deuxième trimestre de l'année 2009 (solde net exportateur de 9 TWh).

Somme des exportations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

6. Concentration du marché français de l'électricité

A la fin du premier trimestre 2010, 159 responsables d'équilibre sont présents sur le marché de gros français, soit 3 de plus qu'au trimestre précédent. 80 responsables d'équilibre étaient présents sur Epex Spot *Day-Ahead Auction*, 57 sur Epex Spot *Day-Ahead Continuous* et *Intraday* et 70 sur EPD France. 1 acteur a rejoint Epex Spot *Day-Ahead Auction*, et 1 acteur a rejoint les marchés *Day-Ahead Continuous* et *Intraday*.

A. Concentration des différents segments du marché de gros français

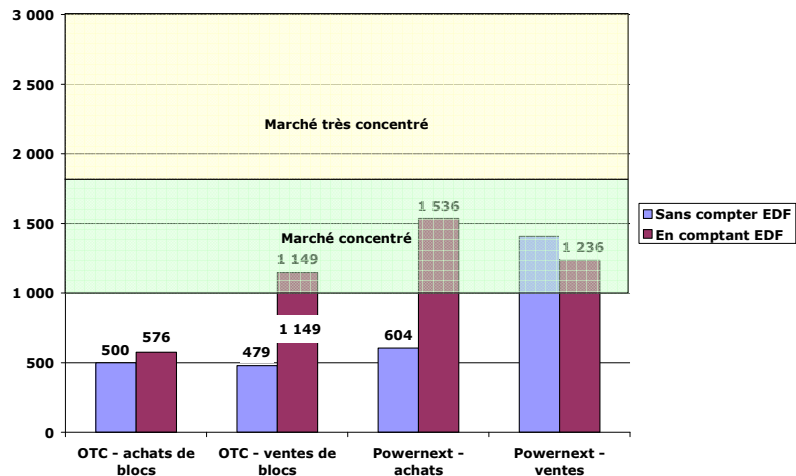
Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)¹¹ pour les différents segments du marché de gros français. L'indice est calculé sur les livraisons nominées auprès de RTE, et non sur les transactions conclues sur le marché pendant la période.

Au deuxième trimestre 2010, les achats sur les marchés OTC sont restés des segments de marché peu concentrés avec ou sans le groupe EDF. Les achats et ventes sur Powernext ainsi que les ventes sur l'OTC affichent en revanche un segment de marché concentré (contre un segment très concentré le trimestre précédent pour les ventes et peu concentré pour les achats).

¹¹ 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 – livraisons sur le marché de gros
- deuxième trimestre 2010 -



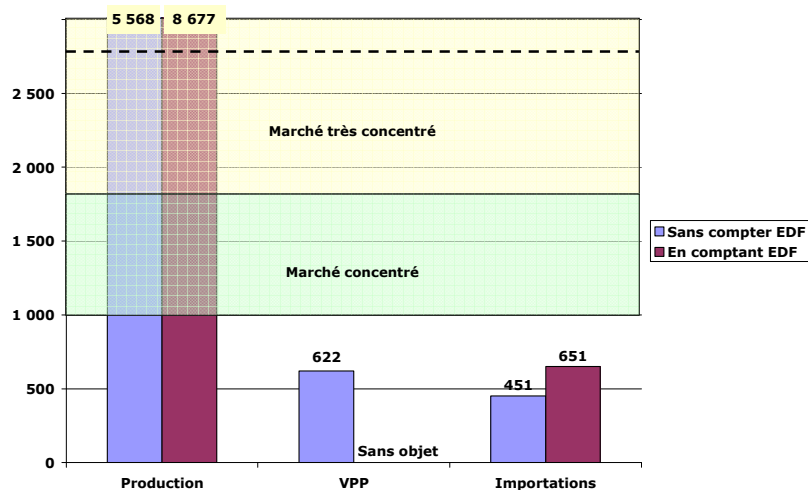
Source : RTE – Analyse : CRE

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).

Parmi les injections, la production est particulièrement concentrée, que le groupe EDF soit pris en compte ou non. Ceci reflète le faible nombre de grands producteurs français. Les autres segments (VPP, importations) apparaissent comme des segments de marché peu concentrés, que le groupe EDF soit pris en compte ou non.

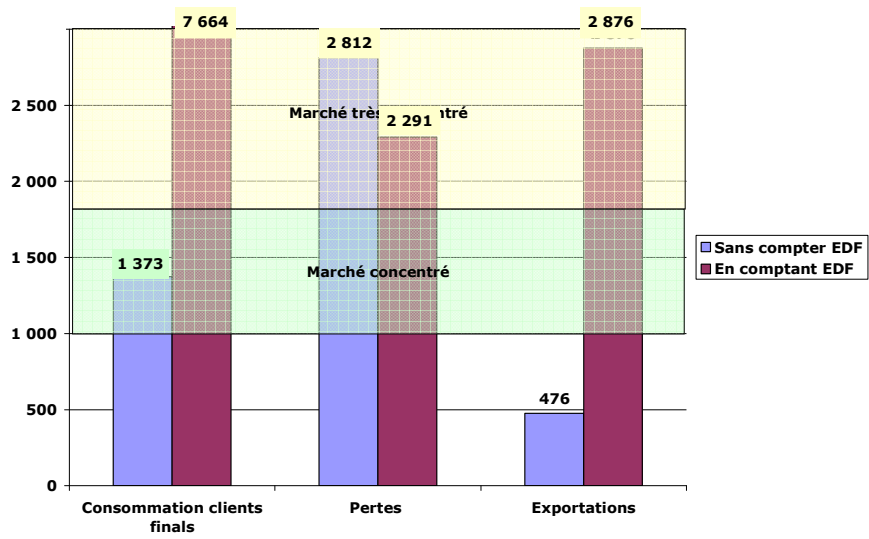
Indice de concentration HHI – injections
- deuxième trimestre 2010 -



Source : RTE – Analyse : CRE

La vente aux clients finals et les exportations sont quant à elles particulièrement concentrées lorsque le groupe EDF est pris en compte, mais apparaissent comme des segments de marché beaucoup moins concentrés lorsque le groupe EDF n'est pas pris en compte. Le marché des pertes est très concentré que le groupe EDF soit pris en compte ou non.

Indice de concentration HHI – soutirages
deuxième trimestre 2010 -



Le marché du gaz

Le marché de détail du gaz

1. Introduction

L'ouverture du marché français du gaz¹² a connu plusieurs étapes :

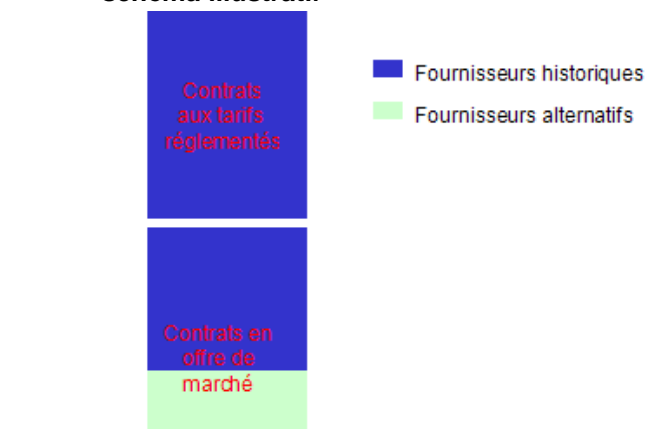
- à partir d'août 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 237 GWh et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quel que soit leur niveau de consommation annuelle,
- à partir d'août 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 83 GWh,
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises et collectivités locales,
- à partir de juillet 2007, éligibilité de tous les consommateurs, y compris les résidentiels.

L'ensemble du marché représente, au 30 juin 2010, 11,5 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 486 TWh¹³.

Les clients peuvent disposer de deux types de contrats :

- les contrats aux tarifs réglementés (proposés uniquement par des fournisseurs historiques)
- les contrats en offre de marché (proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs).

Répartition des contrats de gaz - schéma illustratif -



Les principales sources d'information de l'observatoire sont les gestionnaires de réseaux de transport (GRTgaz et TIGF), les 4 principaux gestionnaires de réseaux de distribution (GrDF, Régaz, Réseau GDS et Gaz Électricité de Grenoble) et les principaux fournisseurs historiques (GDF Suez, Tégaz, Énerest¹⁴ et Gaz de Bordeaux).

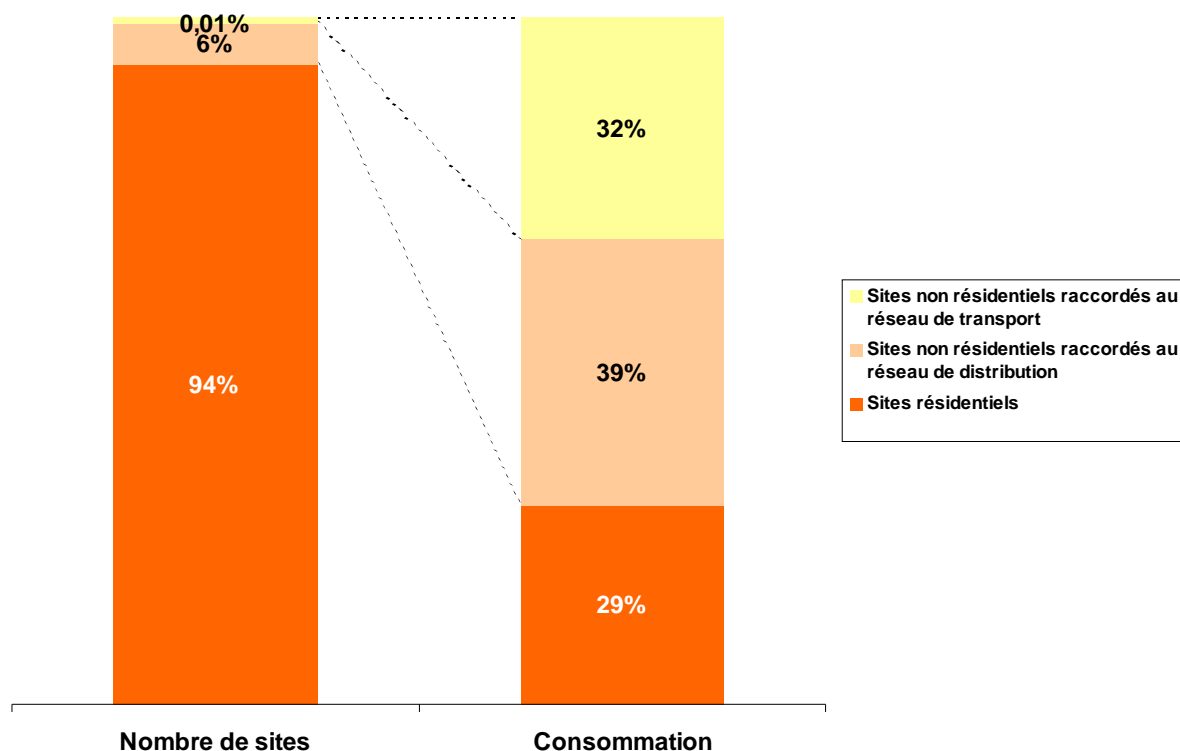
¹² Gaz naturel, hors grisous, gaz industriels et réseaux de GPL.

¹³ Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité aux clients raccordés aux principaux réseaux (distribution et transport) qui représentent 11,4 millions de sites et 484 TWh de consommation annualisée.

¹⁴ En raison de la refonte de son système d'information, le fournisseur historique Enerest n'a pas été en mesure de fournir les chiffres le concernant à temps pour la publication de cet observatoire. Pour réaliser ce rapport, nous avons ainsi figé ses parts de marché sur les mois de mai et de juin 2010.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif

Typologie des sites



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Le marché se divise en trois segments :

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

3. Etat des lieux au 30 juin 2010

A. Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 juin 2010	Au 31 mars 2010	Au 30 juin 2010	Au 31 mars 2010
Nombre total de sites	10 700 000	10 800 000	680 000	680 000
• sites en offre de marché	1 183 000	1 167 000	254 000	249 000
• sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	674 000	653 000	117 000	115 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	6,3 %	6,1 %	17,2 %	16,9 %

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

Synthèse en consommation annualisée

Situation (en consommation annualisée)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 juin 2010	Au 31 mars 2010	Au 30 juin 2010	Au 31 mars 2010
Consommation totale des sites	137 TWh	139 TWh	346 TWh	350 TWh
• sites en offre de marché	14,9 TWh	14 TWh	229 TWh	227 TWh
• sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	7,3 TWh	6,5 TWh	78 TWh	77 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	5,3 %	4,7 %	22,5 %	22 %

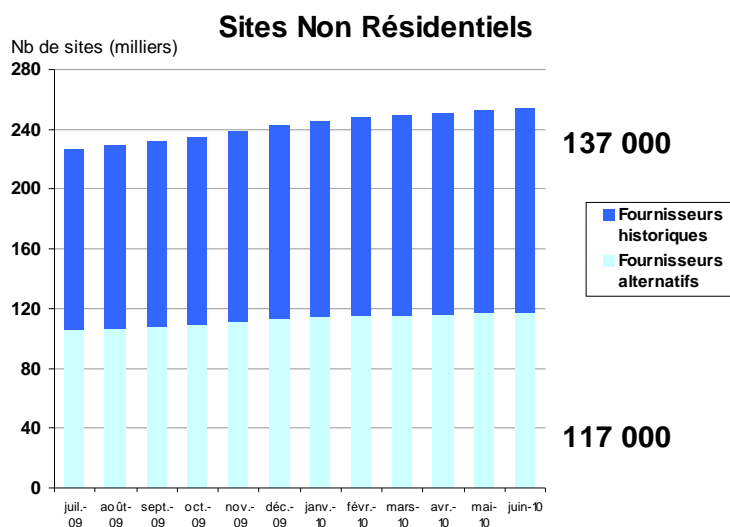
Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Note technique : Les données en nombre de sites et consommation annualisée sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont calculées à partir des données réelles.

Au 30 juin 2010, le nombre de sites en offre de marché sur l'ensemble du marché français s'élève à 1 437 000, dont 1 183 000 sites résidentiels.

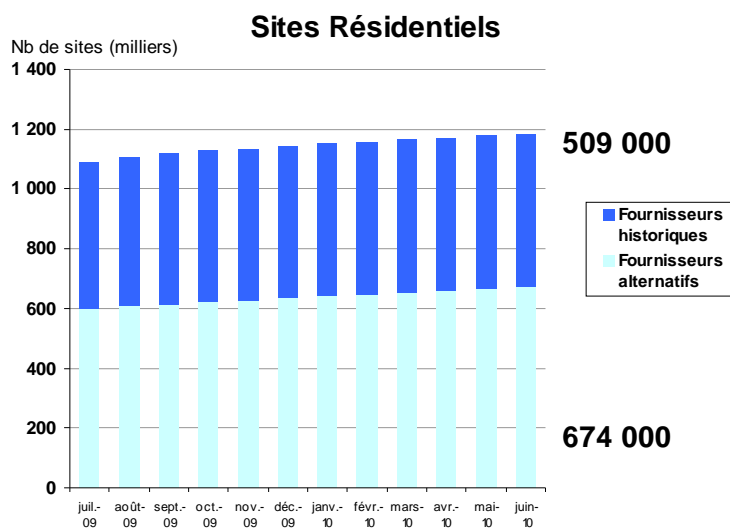
B. Evolution du nombre de sites en offre de marché

Nombre de sites en offre de marché



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

Nombre de sites en offre de marché

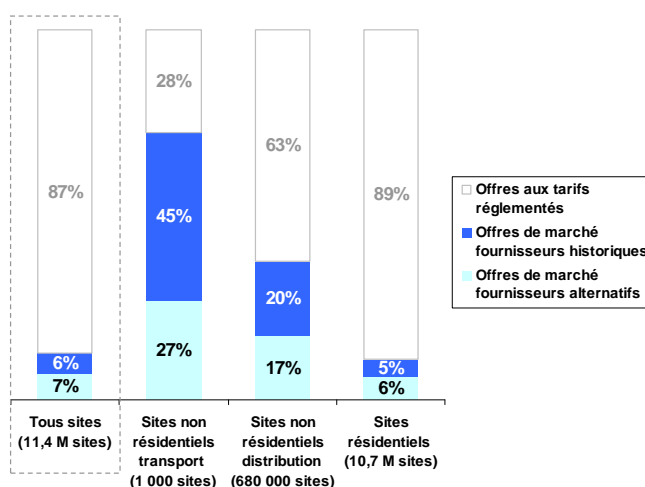


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 juin 2010, 1 437 000 sites ont choisi une offre de marché, dont 791 000 auprès d'un fournisseur alternatif.

C. Parts de marché en nombre de sites au 30 juin 2010

Répartition des sites par type d'offre au 30 juin 2010

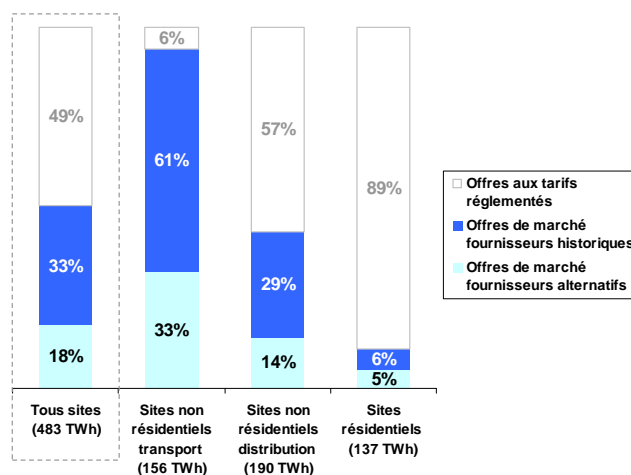


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 juin 2010, environ 13% des sites sont en offre de marché, dont 7% auprès d'un fournisseur alternatif.

D. Parts de marché en consommation annualisée au 30 juin 2010

Répartition des consommations annualisées par type d'offre au 30 juin 2010



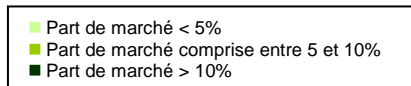
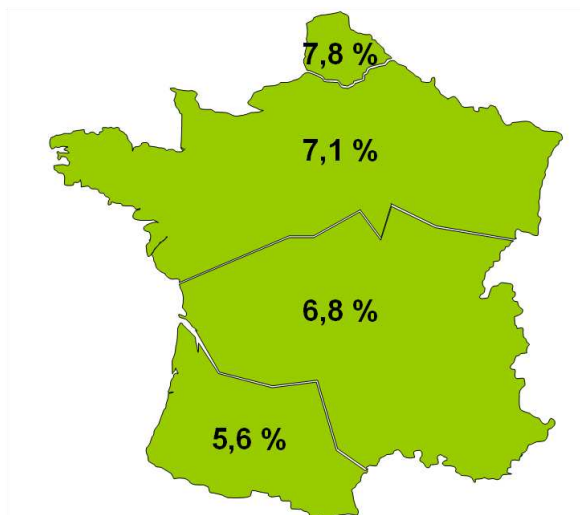
Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 juin 2010, environ 51% de la consommation est fournie par des offres de marché, dont 18% auprès d'un fournisseur alternatif.

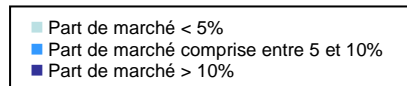
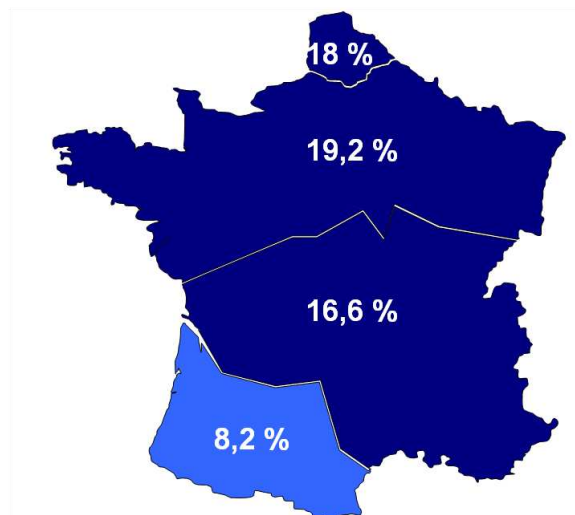
E. Analyse par zone géographique

Parts de marché des fournisseurs alternatifs par zone d'équilibrage¹⁵ au 30 juin 2010

– en nombre de sites –



– en consommation annualisée –















Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au 30 juin 2010, dans la zone Nord-gaz B, 7,8% des sites et 18% de la consommation sont approvisionnés par un fournisseur alternatif.

¹⁵ Voir glossaire en fin de document pour la définition des zones d'équilibrage.

F. Fournisseurs de gaz naturel actifs au 30 juin 2010

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE¹⁶
et actifs au 30 juin 2010

Fournisseur, Marque(s) commerciale(s) ¹⁴		Sites non résidentiels transport	Sites non résidentiels distribution	Sites résidentiels
Fournisseurs alternatifs¹⁵ de gaz naturel				
Altergaz		●	●	●
Antargaz			●	●
Direct Énergie			●	●
E.ON Energie		●	●	
EDF		●	●	●
Endesa Energia		●	●	
ENI S.p.A succursale France		●	●	
		●	●	
Enovos		●	●	
Gas Natural		●	●	
Gaz de Paris			●	
Iberdrola		●	●	

¹⁶ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 27 août 2010 à partir du moteur de recherche des fournisseurs par code postal.

Poweo		•	•	•
Fournisseurs historiques¹⁷ de gaz naturel				
GDF Suez	 	•	•	•
Tégaz		•	•	

Sources : GRT, GRD, énergie-info, CRE – Analyse : CRE

La table recense les fournisseurs qui, au dernier du trimestre de l'observatoire et pour chaque segment de clientèle :

- sont inscrits dans le moteur de recherche des fournisseurs par code postal, en ligne sur le site www.energie-info.fr¹⁸;
- sont nationaux, c'est-à-dire qu'ils ont déclaré proposer des offres dans au moins 90 % des communes Françaises raccordées au réseau de gaz naturel¹⁹ ;
- sont actifs, c'est-à-dire qu'ils sont expéditeurs et fournissent au moins un client du segment considéré.

Les fournisseurs qui n'ont pas souhaité s'inscrire sur le moteur de recherche des fournisseurs par code postal ou qui n'ont pas déclaré desservir plus de 90% des communes ne sont pas cités.

Au 30 juin 2010, environ 27 fournisseurs non nationaux sont actifs sur le territoire : 22 fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution²⁰) et 5 fournisseurs alternatifs. Ces fournisseurs présents localement ou régionalement sur le territoire proposent des offres à un ou plusieurs segments de clientèle.

¹⁷ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif et d'un fournisseur historique.

¹⁸ Mis en ligne en septembre 2008, le moteur de recherche est construit à partir des renseignements donnés volontairement par les fournisseurs. Le site internet energie-info.fr est développé par la CRE et le Médiateur national de l'énergie, en collaboration avec la DGCCRF et la DGEC.

¹⁹ Lors de l'inscription d'un fournisseur dans le moteur de recherche, le fournisseur doit indiquer pour chaque segment de clientèle les communes pour lesquelles il propose ses offres.

Cette condition de déploiement géographique n'est pas appliquée pour les fournisseurs de sites non résidentiels transport.

²⁰ Voir le glossaire pour la définition d'une entreprise locale de distribution.

4. Analyse en dynamique : Deuxième trimestre 2010

A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

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

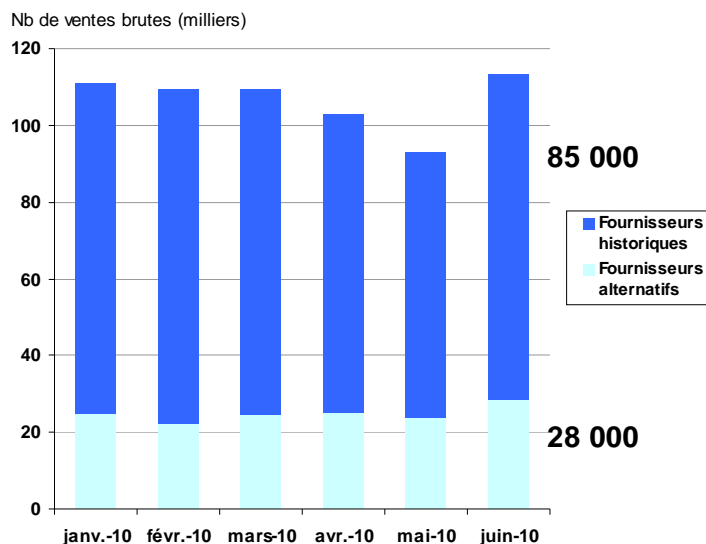
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	T2 2010	T1 2010	T2 2010	T1 2010
Ventes brutes totales	291 000	310 000	18 000	20 000
• ventes brutes des fournisseurs alternatifs	71 000	65 000	7 000	7 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	24,2 %	20,9 %	37,5 %	35,5 %

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Note technique : Les données de ventes brutes sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont calculées à partir des données réelles.

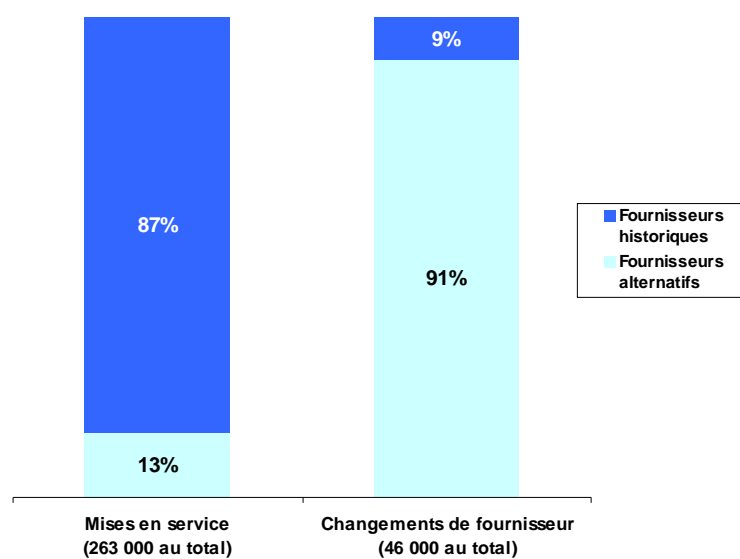
B. Ventes brutes des trimestres écoulés

Ventes brutes totales mensuelles



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Répartition des ventes brutes par type de fournisseur au cours du deuxième trimestre 2010



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au cours du deuxième trimestre 2010, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 13% des 263 000 mises en service effectuées.

Le marché de gros du gaz

1. Les principales dates concernant le marché de gros français

Les principales dates concernant le marché de gros français :

- 2004 : premiers indices publiés concernent les prix PEG Nord.
- Janvier 2005 : lancement du programme de *Gas release* en France portant sur un volume annuel de 16,3 TWh pendant 3 ans.
- Avril 2007 : lancement de la plateforme *Powernext Balancing* GRTGaz destinée à permettre à GRTGaz de couvrir ses besoins d'équilibrage journaliers en faisant appel au marché.
- Novembre 2008 : lancement du marché *Powernext Gas Spot* et *Powernext Gas Futures*.
- Janvier 2009 : fusion des 3 zones d'équilibrage GRTgaz au Nord de la France (Nord-H, Est et Ouest).
- Décembre 2009 : GRTgaz couvre une partie de ses besoins d'équilibrage journalier directement sur la plateforme *Powernext Gas Spot* (abandon de la plateforme *Powernext Balancing* GRTGaz).

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

Structure de l'approvisionnement français

La quasi-totalité de la consommation française de gaz est assurée par des importations. L'équilibre des flux gaziers sur le système gazier français entre l'amont et l'aval est illustré par le diagramme ci-dessous.

A l'amont, les importations ont représenté 155 TWh au deuxième trimestre 2010. La structure de ces importations évolue peu par rapport aux années précédentes et reste bien diversifiée. Les principaux fournisseurs restent la Norvège (33%), les Pays-Bas (18%), l'Algérie (17%) et la Russie (15%)²¹. Des importations depuis d'autres pays, dont le Nigeria, l'Egypte et le Qatar, se font sous forme de GNL.

Les importations nettes des exportations contractuelles représentent 129 TWh couvrant la totalité de la consommation des clients finals, évaluée à 86 TWh²², le solde (43 TWh) ayant servi à la reconstitution des niveaux de stocks. Ces stocks constituent un instrument de modulation important pour les acteurs des marchés gaziers, complémentaire de la flexibilité de leur approvisionnement et de leur capacité de transport et transit.

Les approvisionnements en gaz restent largement dominés par les contrats de long terme conclus entre les principales compagnies européennes et leurs fournisseurs, dont Gazprom (Russie), Sonatrach (Algérie), Statoil (Norvège) ou encore Gas Terra (Pays-Bas). Ces contrats, d'une durée de 15 à 25 ans, entretiennent le lien historique entre les prix du gaz et ceux du pétrole. Selon les clauses d'indexation, les variations des prix des produits pétroliers se transmettent à ces contrats avec un délai de trois à six mois.

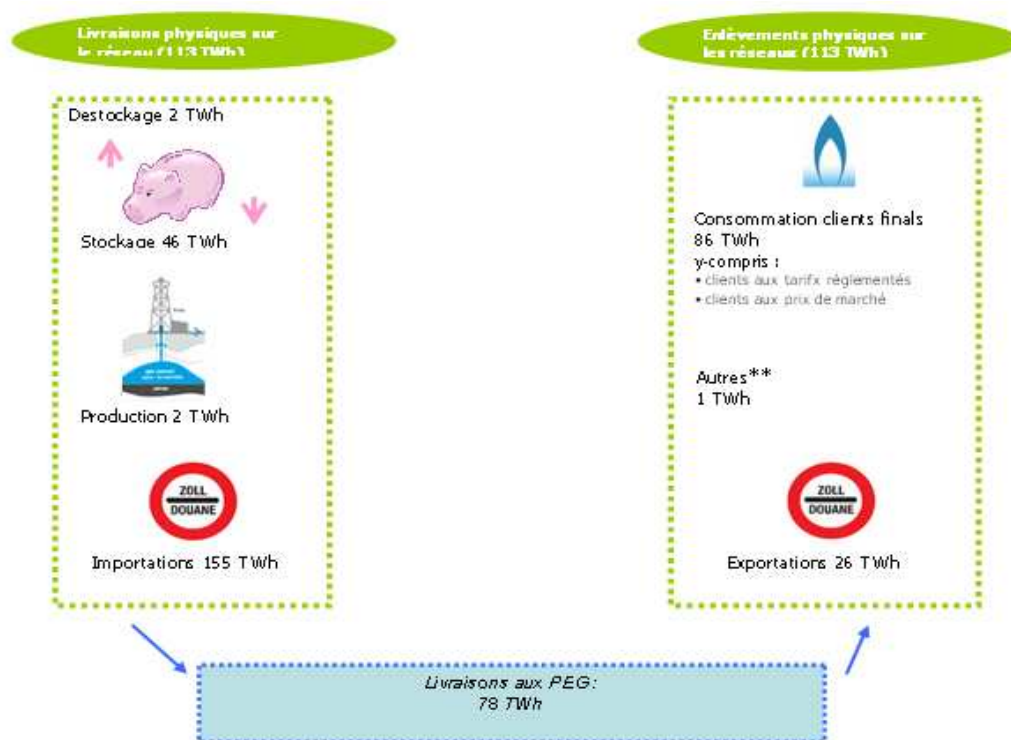
Néanmoins, dans un contexte où les prix de gros observés sur les places de marché se sont inscrits en net recul par rapport au prix des contrats d'approvisionnement à long terme indexés sur les produits pétroliers, les marchés de gros du gaz ont constitué une source d'approvisionnement attractive sur la période considérée, et constituent pour les producteurs un débouché pour leurs volumes de gaz non livrés dans le cadre des clauses de flexibilité des contrats à long terme.

²¹ Source : Base de données PEGASE, Direction générale Energie et climat

²² Les données de volume présentées sont brutes, non corrigées du climat.

Ainsi, les fournisseurs actifs sur le marché français recourent au marché de gros en fonction de leur politique d'optimisation de leur portefeuille d'approvisionnement et de leurs débouchés, en utilisant la flexibilité des instruments dont ils disposent. Cette activité se matérialise à travers les livraisons physiques aux Points d'Echange de Gaz (PEG). Ces dernières permettent d'apprécier le niveau de recours au marché de gros, qu'il soit purement bilatéral ou intermédié (bourse *Powernext Gas* depuis novembre 2008 ou plateformes de *brokers*).

Approvisionnements et débouchés des acteurs du marché français au deuxième trimestre 2010



Sources : GRTgaz, TIGF, analyse : CRE.

*sur base de la consommation prévisionnelle

** Le poste Autres correspond au volume consommé par les GRT et les GRD pour assurer le fonctionnement du réseau (autoconsommation, erreur de comptage, pertes...)

Evolution de la consommation en France et en Europe

Au cours de l'année 2009, la récession économique a particulièrement pesé sur la demande de gaz en Europe. Ainsi, la consommation domestique de gaz en Europe²³ a diminué de 8%. Sur cette période, la consommation gazière a reculé de 9% au Royaume-Uni et de 10% en Espagne. En France, la demande gazière a également diminué, à 490 TWh en 2009, contre 509 TWh l'année précédente. Cette contraction de la demande provient pour une grande partie du recul de la production industrielle.

Néanmoins, depuis janvier 2010, la consommation repart à la hausse, avec un différentiel mensuel moyen de 5 TWh par rapport au niveau de l'année précédente. Ainsi, au deuxième trimestre 2010, la consommation française est en hausse de 20% par rapport à la consommation de l'année précédente, qui s'élevait à 73 TWh. Outre l'utilisation plus fréquente du gaz dans les processus industriels, la consommation française a été particulièrement élevée au mois de mai, notamment en raison des températures encore hivernales et la mise en service de cycles combinés gaz. Ainsi, elle s'élevait à 30 TWh, en hausse de 35% par rapport à la même période l'année précédente.

²³ Source OCDE

Comparaison des prix des contrats à long terme et des prix *day-ahead* et à terme au NBP

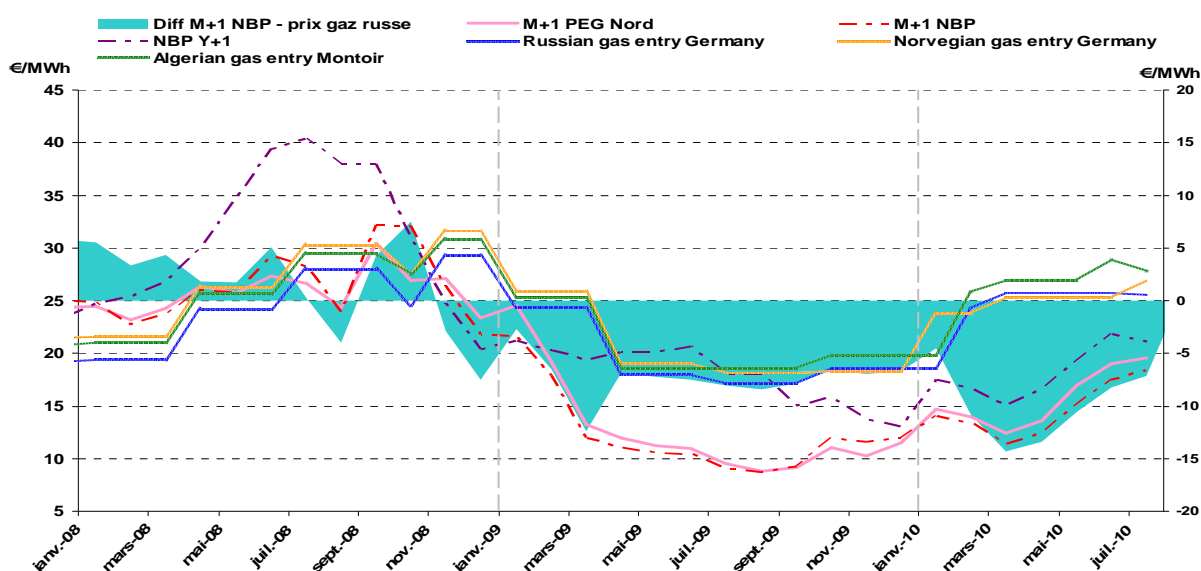
Ayant progressivement augmenté depuis avril 2008, jusqu'à atteindre un niveau jamais observé auparavant, les prix des contrats à long terme de gaz ont diminué début 2009 et sont ensuite restés stables, soit une diminution d'environ 40% par rapport au pic observé fin 2008.

En janvier 2010, le prix des contrats long terme sont remontés progressivement pour finalement se stabiliser depuis mars 2010. Fin juillet 2010, les prix des trois contrats à long terme pertinents pour l'approvisionnement français en gaz s'élevaient respectivement à :

- 25,57 €/MWh pour le gaz russe entrée Allemagne (Waidhaus),
- 27,82 €/MWh pour le GNL algérien entrée Montoir,
- 26,90 €/MWh pour le gaz norvégien entrée Allemagne (Emden).

Si le différentiel entre les prix des contrats et les prix de marché de gros a atteint un pic en mars 2010, avec plus de 15 €/MWh pour le contrat algérien et plus de 14 €/MWh pour le contrat russe, il s'est depuis fortement réduit. Le différentiel entre le prix du produit M+1 sur le marché NBP et le prix du gaz russe acheté à long terme est passé de 14 €/MWh en mars à 8,3 €/MWh en juin, soit une baisse de plus de 40%. Cette réduction est exclusivement liée à l'augmentation des prix de marché.

Prix des contrats long terme et des prix de marchés



Sources : Icis Heren et Argus

Prix *day-ahead* et à terme sur les marchés européens²⁴

Alors que les prix du gaz sur les marchés européens avaient fortement baissé sur l'année 2009 jusqu'au premier trimestre 2010, ils repartent nettement à la hausse depuis avril 2010. Ainsi, d'un niveau moyen²⁵ de 8,76 €/MWh en août 2009, les prix de marché de gros sont progressivement remontés, pour atteindre 20,39 €/MWh fin juin 2010, soit une augmentation d'environ 130% par rapport au niveau de l'été 2009.

²⁴ Les prix des transactions bilatérales sur l'OTC n'étant pas publics, les prix utilisés dans cette section sont les prix de référence publiés dans la presse spécialisée ou les références de prix déterminées sur les bourses du gaz.

²⁵ Moyenne des prix mensuels des marchés PEG Nord, Zeebrugge, NBP, TTF et NCG.

Sur l'ensemble du deuxième trimestre 2010, les prix *day-ahead* français s'élèvent en moyenne à 16,5€/MWh au PEG Nord et 16,6 €/MWh au PEG Sud. Le différentiel de prix moyen constaté entre les deux zones reste inférieur à 0,1€/MWh au deuxième trimestre 2010.

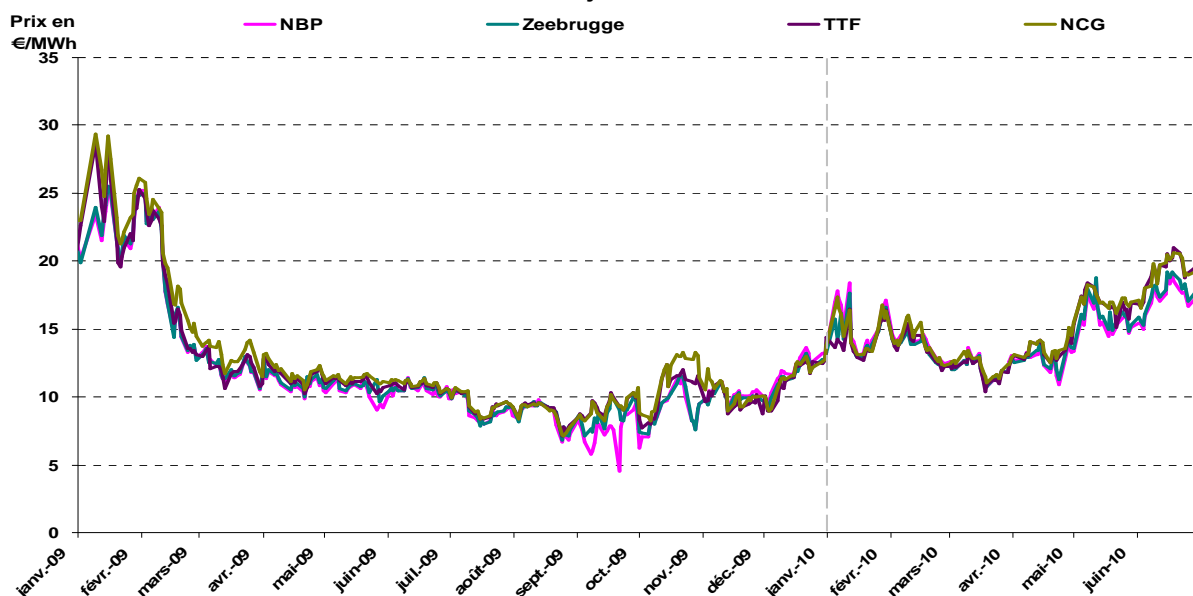
Le prix spot sur le PEG Nord est en hausse de 2,8 €/MWh, soit une augmentation de 22% au cours du deuxième trimestre 2010 par rapport au trimestre précédent et également en hausse de 5,2 €/MWh, par rapport aux prix observés à la même période l'année précédente.

Cette augmentation des prix s'inscrit dans le prolongement de la croissance de la demande européenne depuis le début de l'année 2010 (+10%). Elle est également à relier à la demande sur le marché britannique, en phase de reconstitution des stocks. Par ailleurs, du côté de l'offre, les interruptions liées aux problèmes de maintenance des champs de la Mer du Nord et la réduction des approvisionnements en GNL ont eu un impact sur les prix. Les cargaisons de GNL se détournent de la plaque européenne vers d'autres continents (Asie, mais également Amérique du Sud), en raison de la reprise de leur consommation.

Par rapport aux marchés adjacents, le prix *day-ahead* au PEG Nord a été aligné aux prix des marchés allemand et néerlandais, les écarts de prix moyens entre ces marchés sont restés faibles au cours des derniers mois, pour s'établir à 0,2 €/MWh avec le TTF et -0,13 €/MWh avec le NCG au cours du deuxième trimestre 2010.

Finalement, depuis le deuxième trimestre 2010, on observe l'émergence de deux zones de prix sur les marchés européens : d'une part, les marchés britannique (NBP) et belge (Zeebrugge) dont les prix sont restés alignés et inférieurs aux prix des marchés français (PEG Nord), allemand (NCG) et néerlandais (TTF) d'autre part. Ainsi, alors que le différentiel de prix moyen au cours du deuxième trimestre de 2010 entre PEG Nord et Zeebrugge a atteint 0,9 €/MWh, les différentiels moyens de prix entre les marchés de la plaque continentale s'élevaient à -0,04 €/MWh entre PEG Nord et le TTF et 0,16 €/MWh entre PEG Nord et le NCG.

Prix *day-ahead* sur les principaux marchés de gros européens - données journalières -



Source : Icis Heren et Argus

Depuis janvier 2010, les prix à terme sont repartis à la hausse, suivant la tendance générale des prix spot. Toutefois, depuis avril, on observe une augmentation plus marquée du prix du produit S+1 (avec livraison en octobre prochain), intégrant déjà la hausse de la demande pour l'hiver. Ainsi, alors que le prix moyen du produit S+1 (correspondant à la période avril-septembre 2010) s'élevait 12,3 €/MWh au

premier trimestre, il a augmenté de plus de 50% sur le dernier trimestre, à 19,7 €/MWh (correspondant à la période septembre 2010 – mars 2011).

Sur les marchés européens, les prix des contrats à un an (Y+1) ont quant à eux atteint 18,2 €/MWh au NBP et 19,5 €/MWh au deuxième trimestre 2010, en augmentation de respectivement 10% et 17% (à 16,4 €/MWh et 16,6 €/MWh).

Ainsi, l'écart de prix des marchés de gros entre l'hiver et l'été est plus faible que le coût de stockage. Par conséquent, les acteurs semblent préférer l'achat de produits pour livraison en hiver à l'achat de produits spot, qui implique un coût supplémentaire de stockage jusqu'à octobre prochain.



3. Activité sur le marché de gros français

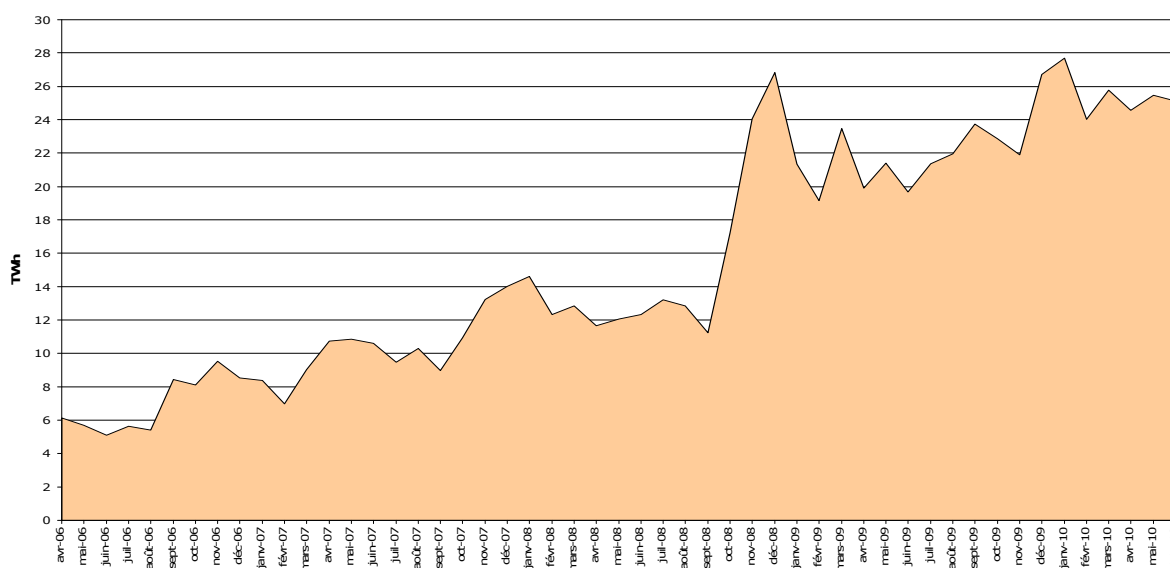
L'essentiel du commerce de gros du gaz s'effectue sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plates-formes de négoce). La CRE rend public (cf. cahier d'indicateurs gaz) les volumes agrégés des transactions effectuées via ces intermédiaires.

Les livraisons résultant de ces transactions se réalisent aux Points d'Echange de Gaz (PEG), points virtuels permettant l'échange de gaz au niveau de chaque zone tarifaire. Les livraisons observées sur les PEG résultent :

- des transactions OTC conclues entre fournisseurs ;
- des transactions boursières conclues entre fournisseurs ;
- des livraisons correspondant aux programmes de cession temporaire de gaz (*Gas Release*) ;
- de l'approvisionnement en gaz des opérateurs de réseau pour leurs besoins propres.

Le graphique suivant montre les nominations journalières des acteurs auprès des GRT. Il ne s'agit pas du volume des transactions observées sur la période, mais des livraisons nettes physiques entres acteurs.

Volume des livraisons de gaz aux PEG Français



Source : GRT – Analyse : CRE

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

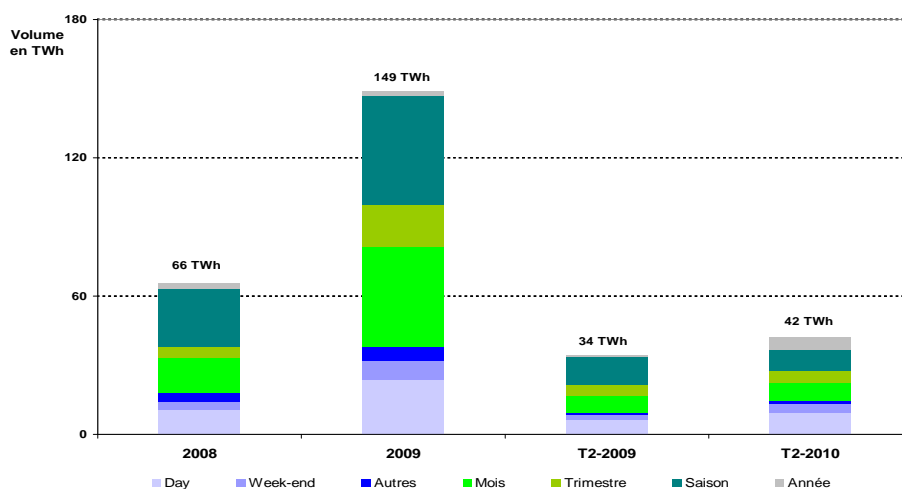
Au cours du second trimestre 2010, 78 TWh de gaz ont été livrés aux PEG. Ce volume des livraisons nettes de gaz s'inscrit en recul de 3% par rapport au trimestre précédent. En revanche, il est en nette hausse (+23,8%) par rapport à la même période de l'année précédente.

A. Evolution du négoce sur le marché intermédié français

Dans un contexte où les prix de marché restent inférieurs aux prix des contrats long terme, l'activité de négoce continue son développement. Au second trimestre 2010, le niveau des volumes échangés, soit 42 TWh, est en nette augmentation (+24%) par rapport au niveau observé au cours de la même période l'année précédente. Le volume négocié aux différents PEG représente ainsi 49% de la consommation de gaz constatée au cours de la même période.

Néanmoins, le volume négocié au deuxième trimestre 2010 est en baisse de 53% par rapport à celui du 1er trimestre 2010 (80 TWh) dont l'importante volumétrie avait été portée par les transactions sur les produits saisonniers. Cette diminution serait concomitante au changement saisonnier de la période de livraison des produits saisonniers S+1 entre le premier trimestre et le second trimestre.

Répartition des volumes négociés par produit sur le marché intermédiaire



Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Par ailleurs, un fort développement du négoce des produits Annuels est observé au cours du second trimestre 2010. Ils représentent 13% des volumes négociés sur cette période (soit 5,4 TWh) contre 2% en 2009 et 6% au 1^{er} trimestre 2010.

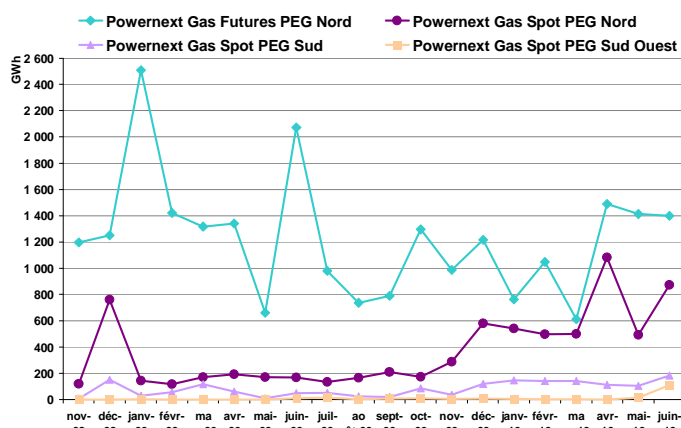
Finalement, concernant le marché spot, une augmentation sur le produit *Day Ahead* de 51% avec 9,4 TWh au second trimestre 2010 contre 6,3 TWh à période identique en 2009. En revanche, les volumes du produit *Day Ahead* négociés au cours du second trimestre 2010 sont en baisse de 18,3% par rapport à ceux du 1^{er} trimestre de la même année.

B. Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Le nombre de transactions conclues sur le marché organisé *Powernext Gas Spot* en France au second trimestre 2010 s'élève à 2 227 transactions, représentant 3 TWh.

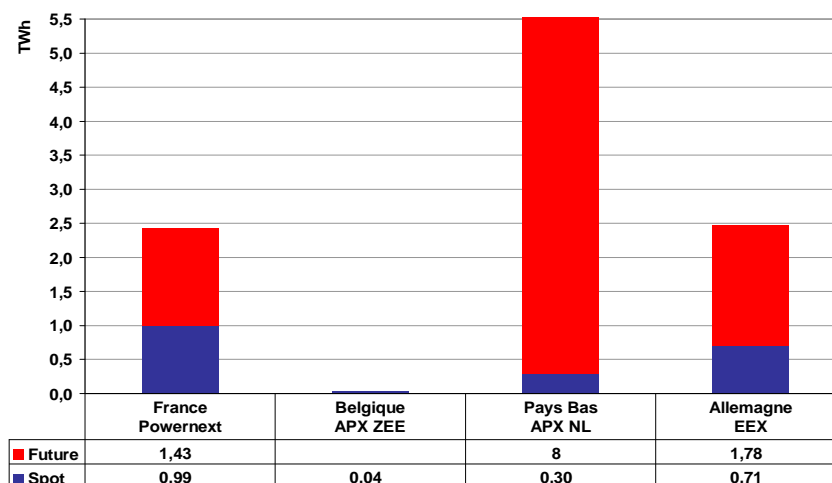
Au cours du second trimestre 2010, le volume des transactions conclues sur le marché organisé *Powernext Gas Futures* au PEG Nord s'élève à 4,3 TWh, soit une hausse de 78% par rapport au niveau du trimestre précédent.

Volume mensuels des transactions sur les marchés organisés français depuis leur création - toutes échéances confondues -



Source : Powernext – Analyse : CRE
(Données novembre 2008 : du 26 au 30 novembre)

Activité sur les principaux marchés organisés européens
– Volume mensuel moyen au second trimestre 2010 –



Sources : Powernext, APX, EEX — Analyse : CRE

Les marchés de gros sont en fort développement ; leur liquidité progresse, ce qui améliore la crédibilité de leurs indices de prix. Le National Balancing Point (NBP) britannique est de loin le plus mature. De par sa liquidité et les deux gazoducs reliant le marché britannique au continent (Interconnector et BBL), il influence fortement les hubs continentaux dont les trois principaux sont Zeebrugge (Belgique), le TTF (Pays-Bas) et NCG (Allemagne). En France, le PEG Nord est en constant développement : la constitution d'une grande zone nord en janvier 2009 par la fusion de trois zones d'équilibrage de GRTgaz et le recours de GRTgaz au PEG Nord pour couvrir une partie de ses besoins d'équilibrage depuis décembre 2009 ont constitué deux étapes importantes pour l'amélioration de sa liquidité. Les transactions sont également en progression sur le marché italien (PSV), ainsi que sur le hub autrichien de Baumgarten. L'amélioration de l'accès aux interconnexions entre marchés nationaux est un facteur déterminant de l'amélioration de l'efficacité des marchés ; l'accès aux interconnexions est aujourd'hui une priorité pour les régulateurs européens.

5. Suivi des infrastructures

Sur la liaison entre GRTgaz Nord et GRTgaz Sud, au 2^{ème} trimestre 2010, les flux réalisés saturent moins qu'auparavant la capacité technique réduite²⁶ (taux d'utilisation de 85% de la capacité sur la période 1^{er} mars 2010 – 30 juin 2010, contre 92% sur l'année 2009 et 98,5% au second trimestre 2009). La liaison nord-sud a été moins utilisée lors des premiers mois de 2010 principalement du fait du gaz émis par le terminal de Fos Cavaou pendant la phase d'essais d'octobre 2009 à mars 2010 ainsi que depuis sa mise en service commerciale au 1^{er} avril 2010. Le GNL déchargé à Fos Cavaou vient approvisionner le sud de la France réduisant ainsi la contrainte sur la liaison Nord vers Sud de GRTgaz.

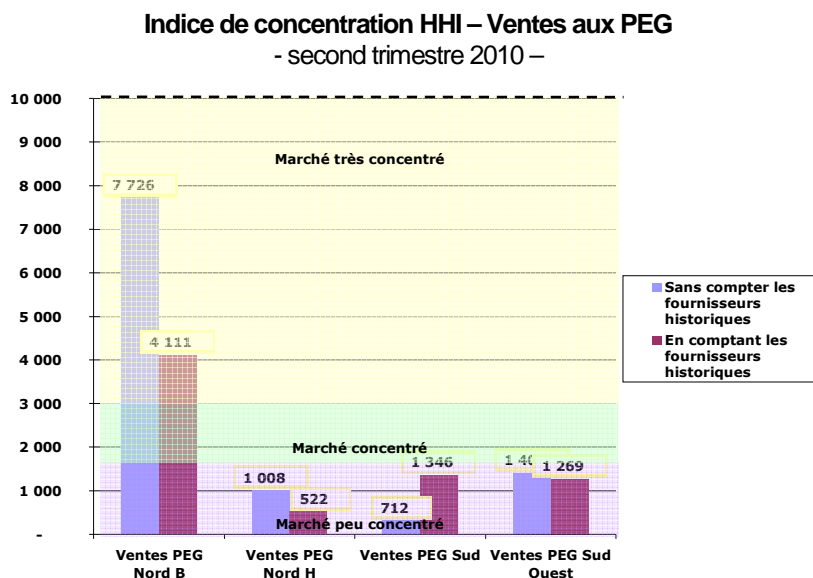
6. Concentration du marché français du gaz

A la fin du second trimestre 2010, 71 expéditeurs sont actifs aux PEG. 34 acteurs étaient présents sur Powernext Gas Spot et 28 sur Powernext Gas Futures.

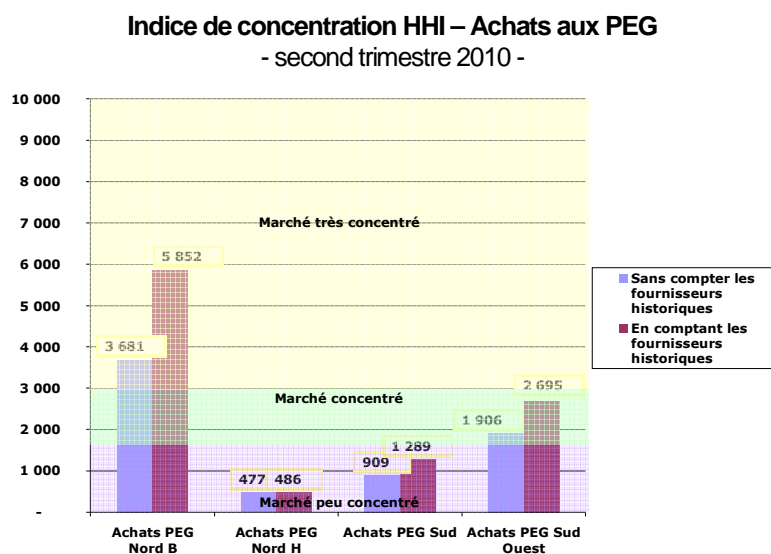
²⁶ La capacité technique réduite représente la somme des capacités fermes et interruptibles effectivement disponibles après travaux.

A. Concentration aux PEG

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)²⁶ pour les différents segments du marché de gros français. L'indice est calculé sur les enlèvements et livraisons nominés auprès de GRTgaz ou TIGF, et non sur les transactions conclues sur le marché pendant la période. Au second trimestre 2010, il existe de fortes disparités sur le segment des achats/ventes aux PEGs.



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE



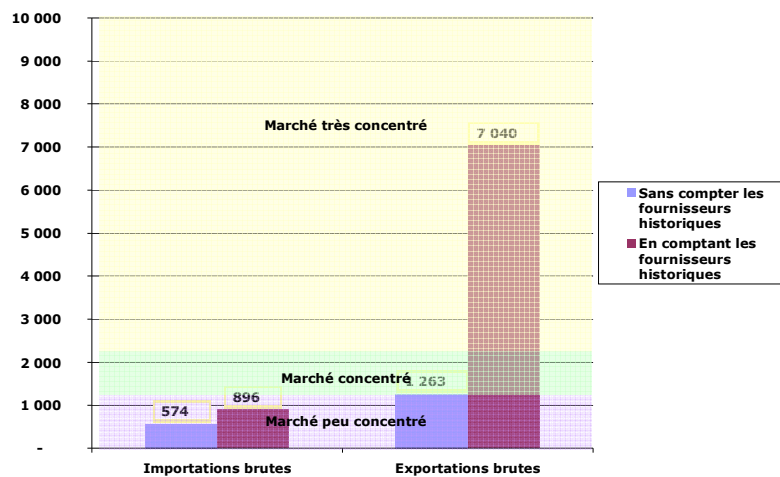
Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

B. Concentration aux interconnexions

Les graphiques suivants montrent la concentration des importations (livraisons sur le réseau de transport aux points d'interconnexion) et des exportations (enlèvement depuis le réseau français aux points d'interconnexion).

Les importations sont beaucoup moins concentrées lorsque les fournisseurs historiques ne sont pas pris en compte.
 A l'inverse, les exportations sont très concentrées que les fournisseurs historiques soient pris en compte ou non.

Indice de concentration HHI – importations/exportations - second trimestre 2010 -



Sources: GRTGaz, TIGF – Analyse : CRE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Principales bourses électriques en Europe (électricité) :

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

Produits de gros :

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

Segments du marché de détail : le marché de détail est divisé en quatre segments :

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

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

Segments du marché de gros :

- **Production**
- **VPP** : « Virtual Power Plant » ou enchères de capacités organisées par EDF suite à une décision de la Commission Européenne (http://www.edf.fr/index.php4?coe_i_id=244)
- **Achats et ventes en gros (OTC)²⁷** : notifications d'échanges de blocs c'est à dire quantités nominées à RTE la veille pour le lendemain, hors les transactions sur Powernext
- **Importations et exportations** :
http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_inter_1.htm
- **Achats et ventes sur Powernext**, la bourse française de l'électricité : www.powernext.fr
- **Consommation finale** : ventes à des sites en tant que responsable d'équilibre ou sous forme de blocs
- **Ventes aux gestionnaires de réseaux pour la compensation de leurs pertes** :
http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_perte.htm

TaRTAM : Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement au Marché. Sauf mention contraire, les sites au TaRTAM sont toujours comptabilisés avec les sites en offres de marché.

VPP - Produits vendus aux enchères par EDF :

- **Les VPP base** : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en base. Le principe est que les enchérisseurs paient une prime fixe (en Euro/MW) chaque mois pour réserver une puissance disponible, et qu'ils envoient régulièrement à EDF un planning d'utilisation de ces capacités. Ils paient alors un prix d'exercice par MWh soutiré, proche du coût marginal des centrales nucléaires d'EDF. On a ainsi une structure de prix de la forme "coût fixe + coût variable".
- **Les VPP pointe** : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en pointe. Le principe est le même que pour les VPP base, mais le prix payé pour chaque MWh soutiré est une approximation du coût marginal des centrales de pointe d'EDF. Compte tenu de ce coût variable élevé, la prime fixe payée par les enchérisseurs est plus faible que pour les VPP base.

Zones non interconnectées (ZNI) : zones du territoire national qui ne sont pas reliées (par des lignes électriques) au réseau métropolitain continental (Corse, Martinique, Guadeloupe, Réunion, Guyane, Saint-Pierre et Miquelon, îles de Molène et d'Ouessant).

²⁷ « Over the Counter » ou de gré à gré

Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz

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

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

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

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

Consommation : la consommation annualisée pour les sites transport est calculée à partir de la consommation relevée en 2007 et, pour les sites multifournisseurs, la part de la consommation affectée à chaque fournisseur s'effectue au prorata des capacités de transport souscrites.

La consommation annualisée des sites distribution est la consommation annuelle de référence (CAR) de chaque site mise à jour au 1^{er} avril 2008.

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

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

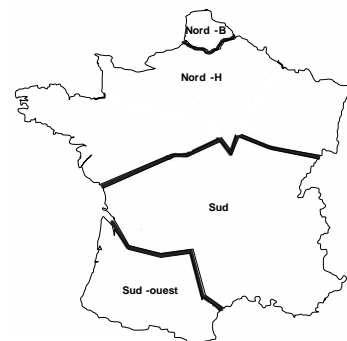
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution
- les clients résidentiels raccordés au réseau de distribution

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

« **Take-or-Pay** » : clause d'un contrat de fourniture de gaz ou d'électricité par laquelle le vendeur garantit la mise à disposition auprès de l'acheteur et qui garantit en contrepartie le paiement d'une quantité minimal d'énergie, qu'il en prenne livraison ou non.

Zone d'équilibrage : zone géographique du réseau de transport de gaz sur laquelle l'équilibre doit être assuré entre les entrées et les sorties de gaz.

Zone Nord-B/Nord-H : la zone d'équilibrage Nord-B est alimentée en gaz-B, qui provient essentiellement des Pays-Bas et qui se distingue par sa teneur plus élevée en azote (B pour "Bas pouvoir calorifique"). La zone d'équilibrage Nord-H est alimentée en gaz-H, qui est identique au gaz distribué sur le reste du territoire et qualifié de gaz-H pour "Haut pouvoir calorifique".



Gas release : pour introduire de la concurrence dans le sud de la France, un programme de cession temporaire de gaz ou gas release a été mis en place en 2005 pour une durée de trois ans.

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

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

