



Marchés

Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

4^e trimestre 2012

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 31 décembre 2012	6
4. Analyse en dynamique : quatrième trimestre 2012	13
5. Prix de vente sur le marché de détail de l'électricité.....	16
Le marché de gros de l'électricité	20
1. Introduction	20
2. Activité sur le marché de gros français.....	21
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne	26
4. Les fondamentaux du marché de l'électricité	33
5. Volumes d'imports/exports.....	34
6. Concentration du marché français de l'électricité	35
Le marché du gaz	38
Le marché de détail du gaz	38
1. Introduction	38
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif	39
3. Etat des lieux au 31 décembre 2012	40
4. Analyse en dynamique : quatrième trimestre 2012	47
5. Prix de vente du gaz naturel sur le marché de détail.....	50
Le marché de gros du gaz	54
1. Les principales dates concernant le marché de gros français	54
2. La formation des prix et les marchés du gaz en Europe	54
3. Activité sur le marché de gros français.....	58
4. Suivi des infrastructures.....	62
5. Concentration du marché français du gaz	62
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz.....	65
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité	68
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz	70

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 1er 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 :

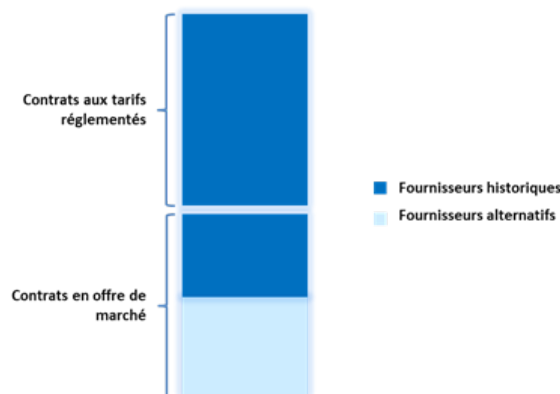
- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises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

Au 31 décembre 2012, 35,8 millions de sites sont éligibles¹, ce qui représente environ 430² TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients peuvent disposer de 2 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 d'électricité
-schéma illustratif-**

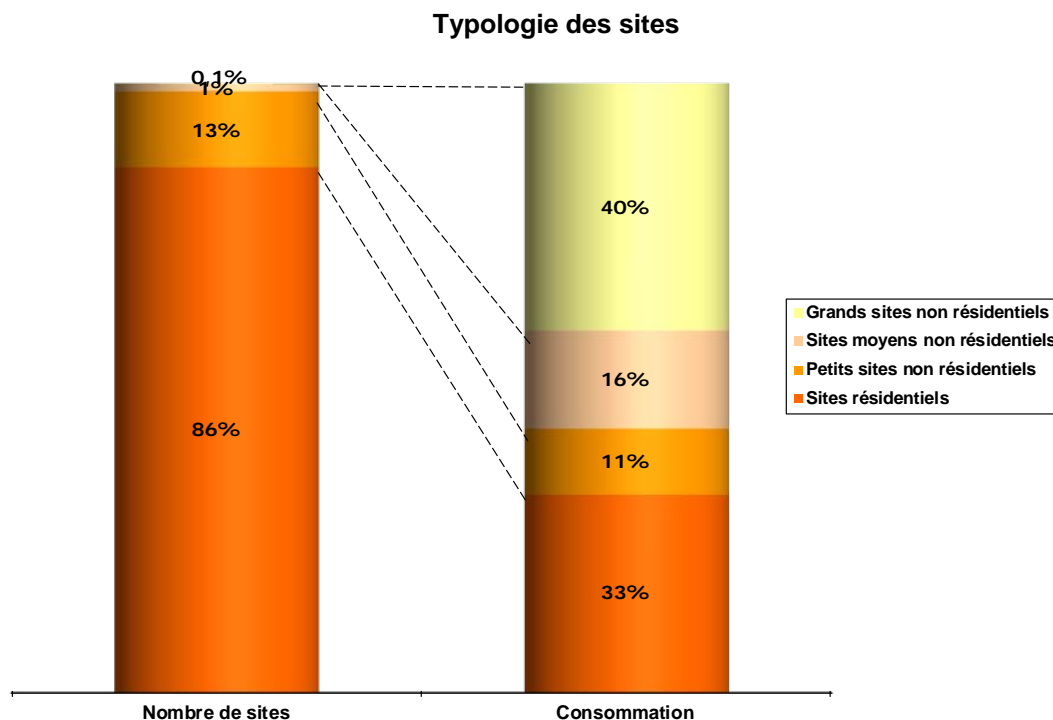


Les principales sources de l'observatoire sont les fournisseurs historiques, RTE et les sept plus grands gestionnaires de réseaux de distribution : Electricité Réseau Distribution France (ex EDF Réseau de Distribution), Electricité de Strasbourg, Gaz et Electricité de Grenoble, URM (ex Usine d'Electricité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

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 423 TWh.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif



Source : données 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 31 décembre 2012

A) Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

	Sites résidentiels		Sites non résidentiels	
Situation (en nombre de sites)	Au 31 décembre 2012	Au 30 septembre 2012	Au 31 décembre 2012*	Au 30 septembre 2012
Nombre total de sites	30 886 000	30 772 000	4 932 000	4 932 000
– Sites aux tarifs réglementés	28 741 000	28 702 000	4 270 000	4 248 000
– Sites en offre de marché, dont :	2 145 000	2 070 000	662 000	684 000
o fournisseurs historiques	10 000	10 000	287 000	309 000
o fournisseurs alternatifs	2 135 000	2 060 000	375 000	375 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	6,9%	6,7%	7,6%	7,6%

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

* En l'absence de la transmission par EDF de leurs données actualisées au 31 décembre 2012, les données concernant les petits clients non résidentiels d'EDF sont prises identiques à celles du 30 septembre 2012.

Synthèse en consommation annualisée

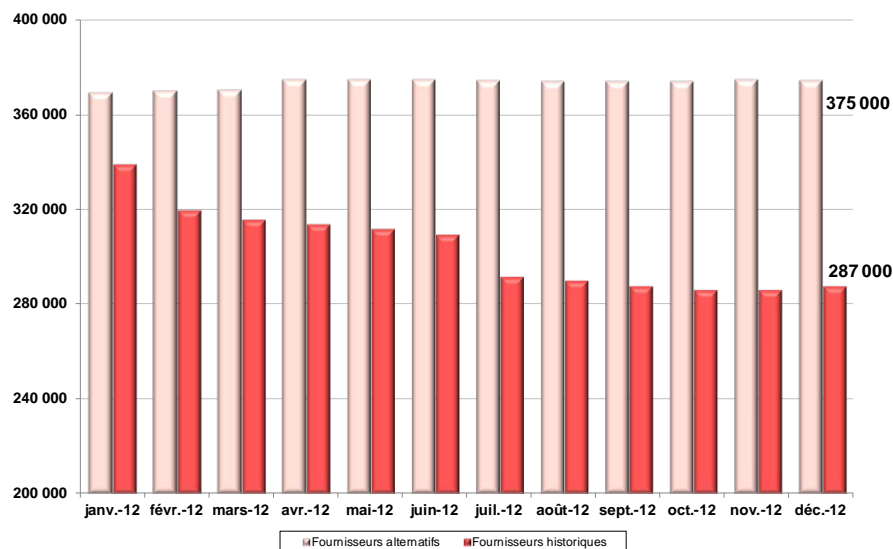
	Sites résidentiels		Sites non résidentiels	
Situation (en consommation annualisée)	Au 31 décembre 2012*	Au 30 septembre 2012	Au 31 décembre 2012*	Au 30 septembre 2012
Consommation totale des sites	137,3 TWh	144,8 TWh	285,5 TWh	286,1 TWh
– Sites aux tarifs réglementés	127,3 TWh	135,1 TWh	162 TWh	161,7 TWh
– Sites en offre de marché, dont :	10,0 TWh	9,7 TWh	123,5 TWh	124,4 TWh
o fournisseurs historiques	~ 0,04 TWh	~ 0,05 TWh	64,1 TWh	66,9 TWh
o fournisseurs alternatifs	10,0 TWh	9,7 TWh	59,4 TWh	57,5 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	7,2%	6,6%	20,8%	20,0%

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

* En l'absence de la transmission par EDF de leurs données actualisées au 31 décembre 2012, les données concernant la consommation des petits clients non résidentiels et des sites résidentiels d'EDF sont prises identiques à celles du 30 septembre 2012.

B) Evolution du nombre de sites en offre de marché

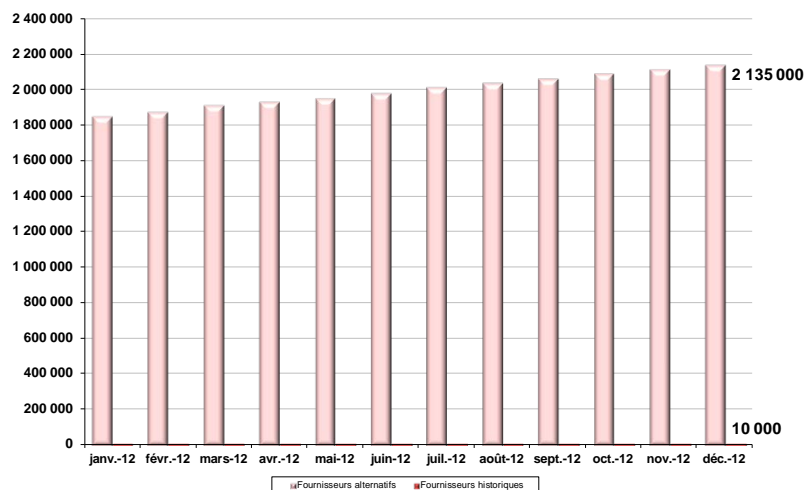
**Nombre de sites en offre de marché
- sites NON RÉSIDENTIELS -**



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

* Les données concernant les petits clients non résidentiels d'EDF sont prises identiques à celles du 30 septembre 2012.

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

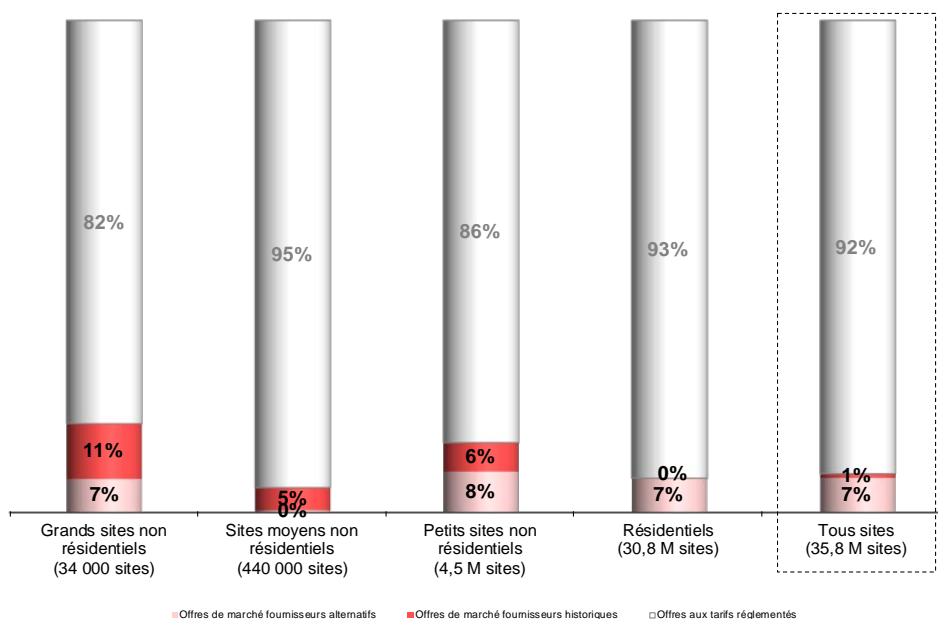


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 décembre 2012, environ 662 000 sites non résidentiels et 2 145 000 sites résidentiels sont en offre de marché.

C) Parts de marché en nombre de sites au 31 décembre 2012

Répartition des sites par type d'offre au 31 décembre 2012

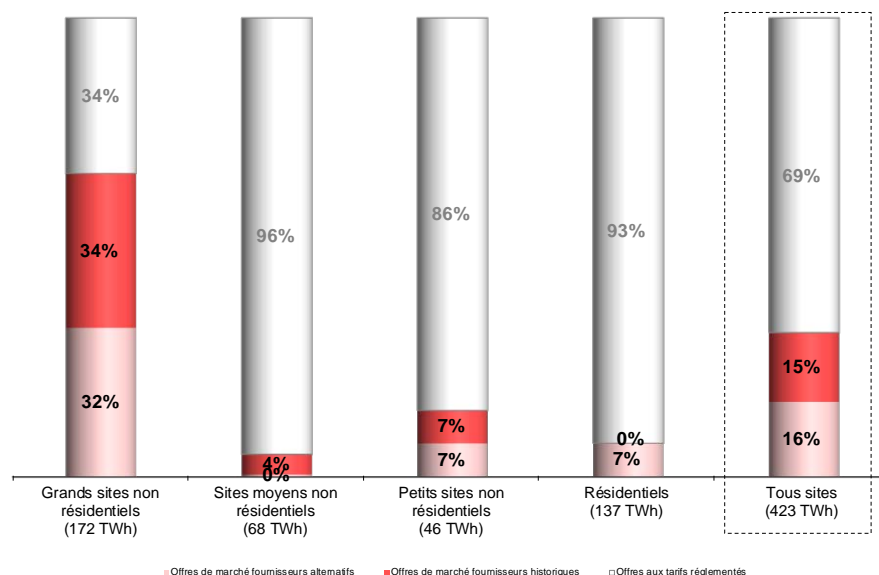


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 décembre 2012, environ 8% des sites sont en offre de marché. Parmi eux, environ 88% ont fait le choix d'un fournisseur alternatif.

D) Parts de marché en consommation au 31 décembre 2012

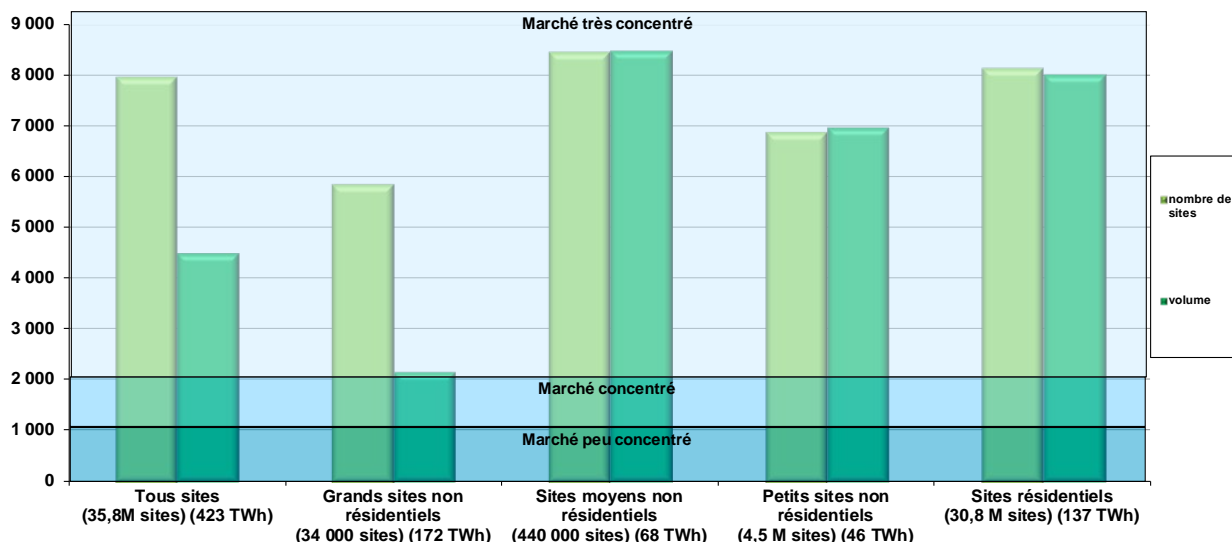
Répartition des consommations par type d'offre au 31 décembre 2012



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

E) Indice HHI par segment de marché

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)³ en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail. Cet indice mesure la concentration du marché sur chaque segment de clientèle au 30 décembre 2012.



Source : GRD, RTE – Analyse : CRE

F) Données sur le dispositif ARENH

La loi du 7 décembre 2010 a instauré le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), qui donne le droit à tout fournisseur d'acheter de l'électricité d'origine nucléaire à EDF à prix régulé. Cette électricité est exclusivement destinée à l'alimentation de clients finals situés en France métropolitaine.

Les textes d'application définissent les modalités d'accès à l'ARENH : le décret du 28 avril 2011 décrit ainsi la procédure à suivre pour qu'un fournisseur soit déclaré éligible à l'ARENH, puis en fasse la demande, ainsi que le principe d'un complément de prix qui assure la neutralité financière pour EDF et le fournisseur dans le cas où le volume alloué est supérieur au droit du fournisseur constaté ex-post.

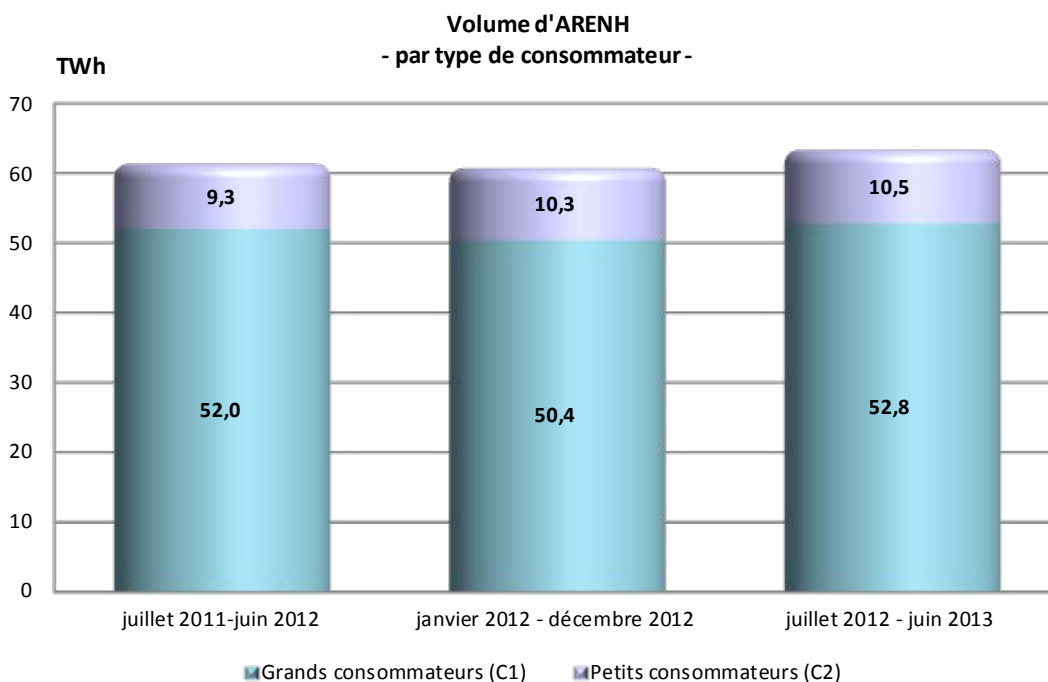
Le volume d'ARENH alloué à un fournisseur dépend de la consommation prévisionnelle, mesurée sur un certain nombre d'heures défini par l'arrêté du 17 mai 2011, de son portefeuille de clients sur la période de livraison à venir.

Les périodes de livraison sont de douze mois avec des guichets semestriels qui permettent aux fournisseurs de réviser le volume d'ARENH nécessaire à couvrir la consommation de leurs clients, sous des contraintes de monotonie et de volume global qui ne peut excéder 100 TWh par an pour l'ensemble des fournisseurs.

Le produit livré est défini par l'arrêté du 16 mai 2011 et peut être de deux formes, selon que le fournisseur alimente des clients profilés relevant des profils RES et PRO, dits petits consommateurs (catégorie C2) ou des clients ne relevant pas de cette catégorie, dits grands consommateurs ainsi que les acheteurs pour les pertes (catégorie C1). Jusqu'en 2015, le produit livré pour la catégorie C1 est plat, tandis que le produit livré pour la catégorie C2 est modulé. Par ailleurs, le prix de l'ARENH a été fixé par l'arrêté du 17 mai 2011 à 40 €/MWh du 1^{er} juillet 2011 au 31 décembre 2011, puis à 42 €/MWh à compter du 1^{er} janvier 2012.

³ L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800.

Étant données les spécificités des marchés de l'électricité et du gaz, 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.



Source : CRE

Conformément à l'article L. 366-5 du code de l'énergie, la CRE publie sur son site la liste des fournisseurs (33 au total) ayant signé un accord-cadre avec Electricité de France : <http://www.cre.fr/media/fichiers/marches/liste-des-fournisseurs-ayant-signé-un-accord-cadre-avec-electricite-de-france>

G) Fournisseurs d'électricité actifs au 31 décembre 2012

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE⁴
et actifs⁵ au 31 décembre 2012

Fournisseur, Marques commerciales		Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites Résidentiels
Fournisseurs alternatifs⁶ d'électricité					
Alpiq Energie		•			
Direct Energie – EBM Entreprises SAS		•		•	•
Edenkia		•			
E.ON Energie		•	•		
Enercoop		•	•	•	•
Axpo		•			
Enovos		•			
Enel France		•			
Energem				•	•
GDF Suez		•		•	•
Lampiris				•	•
VATTENFALL		•			

⁴ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs à partir du moteur de recherche des fournisseurs par code postal.

⁵ 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.

⁶ 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
Iberdrola		•			
Planète UI				•	•
SNET		•			
Fournisseurs historiques⁷ d'électricité					
Alterna		•	•	•	•
EDF	 	•	•	•	•
GEG Source d'Energies		•	•	•	•

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

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.fr⁸ ;
- 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 31 décembre 2012, environ 160 fournisseurs non nationaux d'électricité sont actifs sur le territoire, dont les fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution⁹). Ces fournisseurs présents localement ou régionalement sur le territoire proposent des offres à un ou plusieurs segments de clientèle.

⁷ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur historique.

⁸ 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.

⁹ Voir le glossaire pour la définition d'une entreprise locale de distribution.

4. Analyse en dynamique : quatrième trimestre 2012

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.

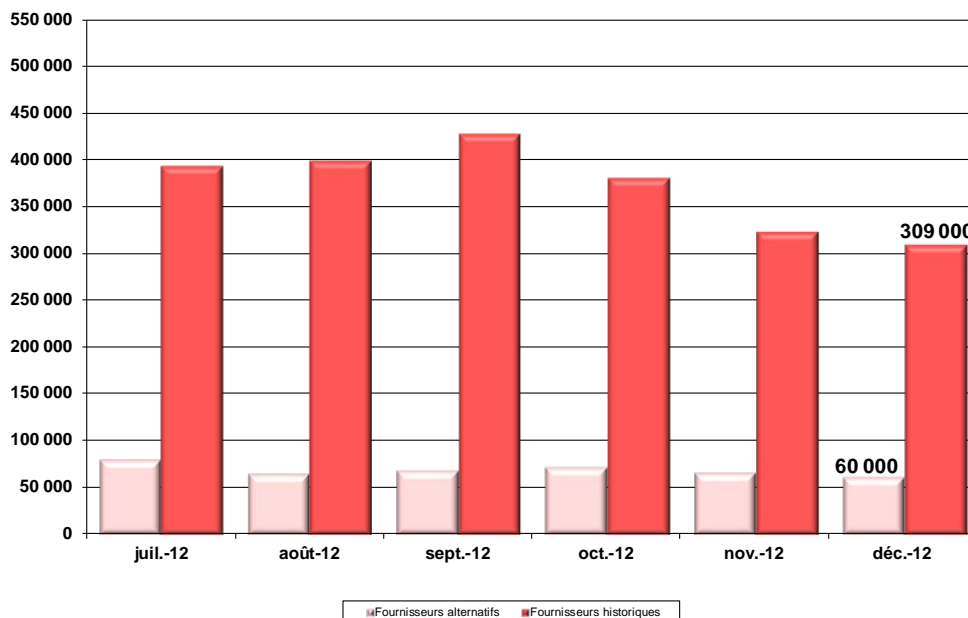
	Résidentiels		Non résidentiels	
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	T4 2012	T3 2012	T4 2012	T3 2012
Ventes brutes totales, dont :	1 079 000	1 299 000	130 000	130 000
• fournisseurs historiques	893 000	1 096 000	120 000	122 000
• fournisseurs alternatifs	186 000	203 000	10 000	8 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	17,2%	15,6%	7,7%	6,1%

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.

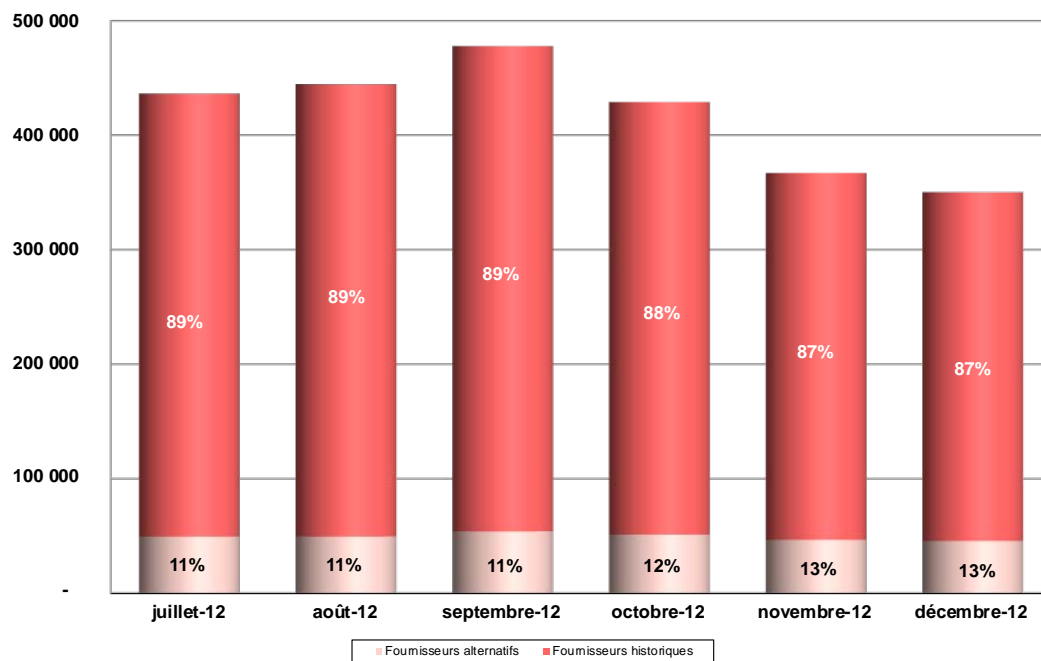
B) Ventes brutes sur les mois écoulés

Ventes brutes totales mensuelles



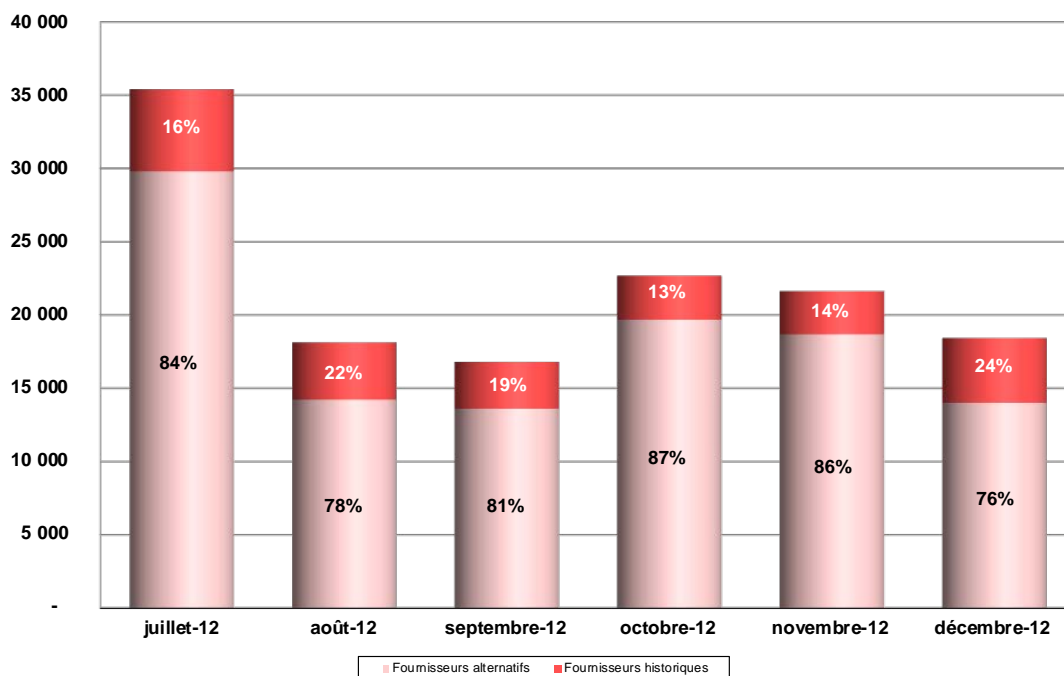
Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Répartition mises en services par type de fournisseur



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

Répartition des changements de fournisseur par type de fournisseur



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

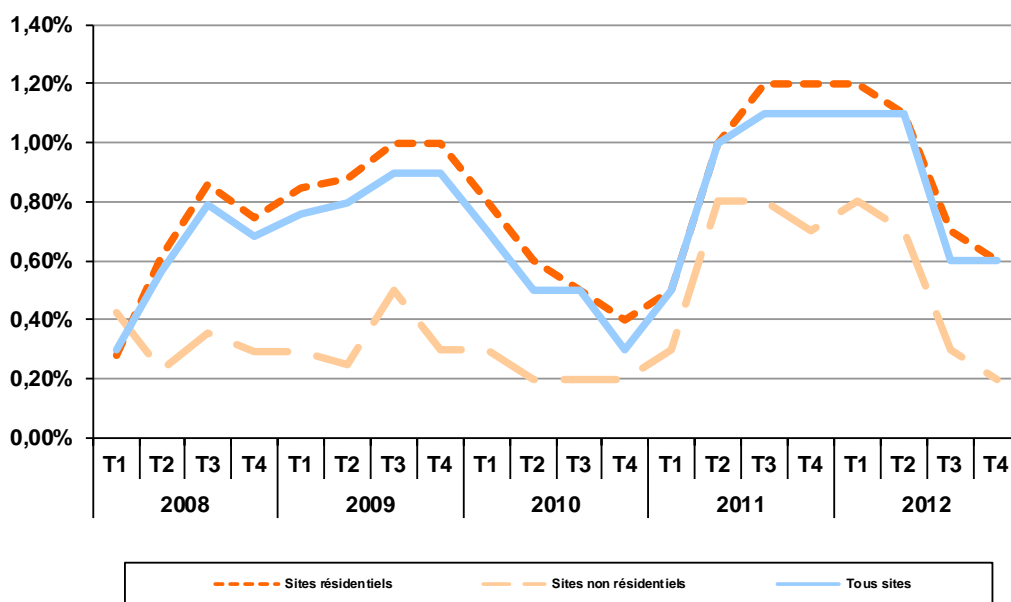
C) Taux de changement de fournisseur (taux de switch)

D'après la définition de l'EREG, le changement de fournisseur est défini comme l'action par laquelle un consommateur change de fournisseur. Un switch est considéré comme le mouvement librement choisi d'un client (défini en termes d'un contrat ou les points d'approvisionnement et la quantité d'électricité ou de gaz associé au contrat) d'un fournisseur à un autre. L'activité de switch est définie comme le nombre de changements dans une période de temps donnée. Le taux de switch est alors le ratio du nombre de changements de fournisseurs ajouté aux mises en service des fournisseurs alternatifs dans la zone desservant le client sur le nombre total des clients éligibles dans chaque segment de clientèle. Il est à noter que le taux de switch ne tient pas compte des contrats renégociés sans qu'il y ait changement de fournisseurs.

La méthode de calcul du taux de switch établie par l'EREG est la suivante :

- Somme sur une période (typiquement un trimestre)
 - Des changements de fournisseur chez tous les fournisseurs
 - Des mises en service de nouveaux sites
 - chez les fournisseurs alternatifs
 - chez les fournisseurs historiques en dehors de leur zone historique de desserte
- Divisée par le nombre de sites à la fin de la période

Évolution du taux de switch par segment de clientèle



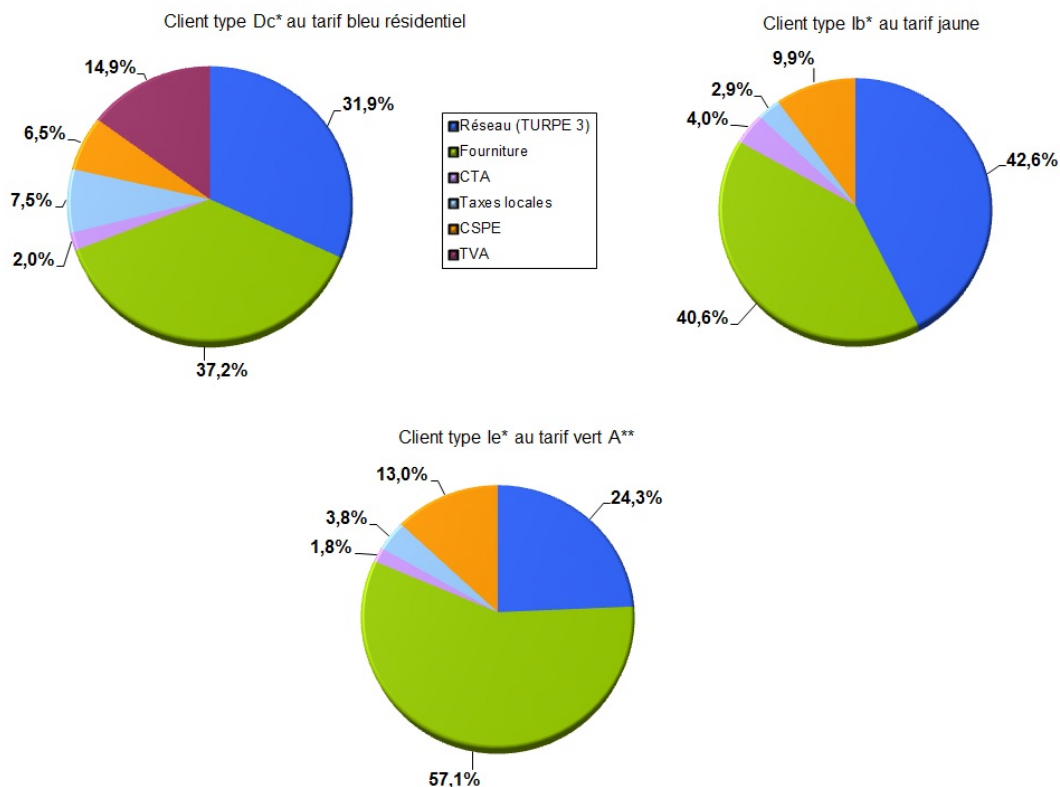
Sources : RTE, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au cours du quatrième trimestre 2012, 0,6% des clients résidentiels ont soit :

- changé de fournisseur
- effectué une mise en service par un fournisseur alternatif
- effectué une mise en service par un fournisseur historique en dehors de sa zone de desserte.

5. Prix de vente sur le marché de détail de l'électricité

C) Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente au 31 décembre 2012



Source : Analyse CRE

* Selon la définition de client type d'Eurostat :

Dc : client résidentiel consommation entre 2500 et 5000 KWh

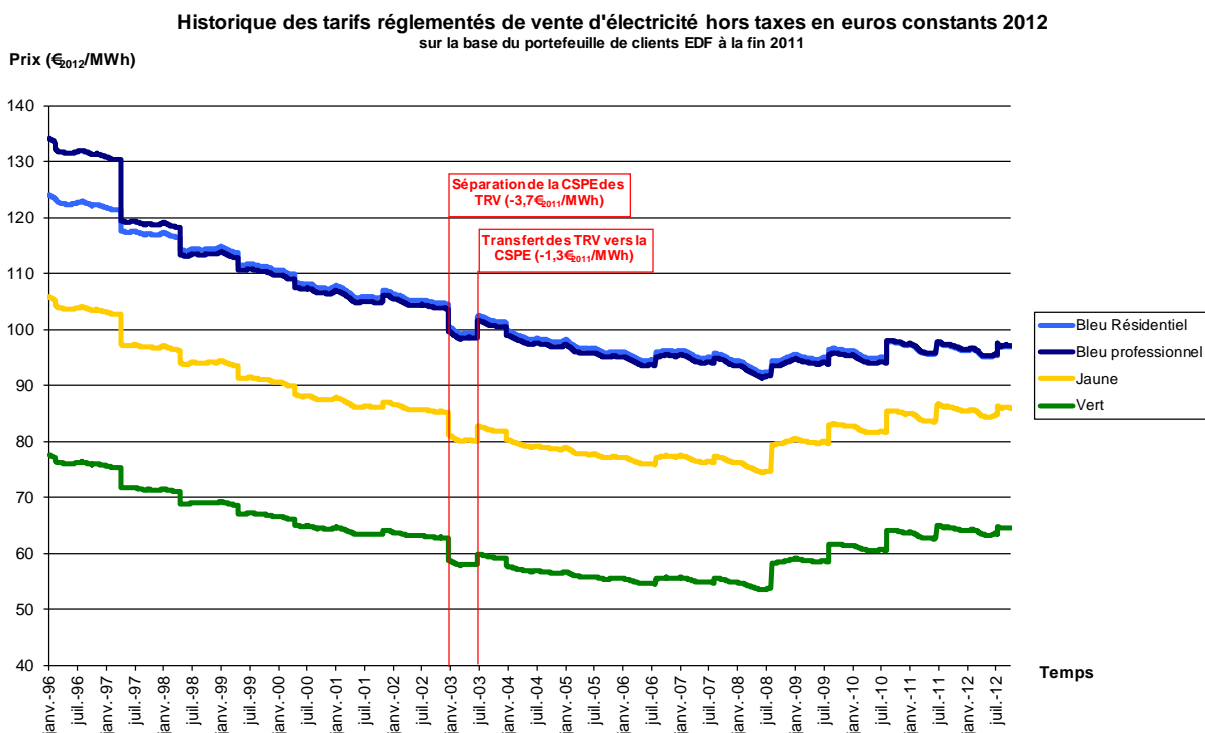
Ib : client industriel consommation entre 20- 500 MWh

Ie : client industriel consommation entre 20 000 et 70 000 MWh

** Note : Pour les tarifs jaunes et les tarifs verts A, la TVA ne figure pas parmi les postes de coûts couverts par la facture car les clients à ces tarifs bénéficient généralement d'une exonération de TVA. Les clients au tarif vert A sont reliés au réseau de distribution.

- **Réseau**: part du tarif réglementé de vente couvrant les coûts d'acheminement supportés par les fournisseurs évalués par le tarif TURPE 3 (le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité).
- **Fourniture**: part du tarif réglementé de vente couvrant la fourniture de l'électricité.
- **CTA**: Contribution Tarifaire d'Acheminement qui permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières.
- **Taxes locales**: les nouvelles taxes ont été redéfinies par la loi NOME. Les graphiques prennent en compte la valeur maximale réglementaire prévue.
- **CSPE**: Contribution au Service Public de l'Électricité permettant de compenser les opérateurs supportant des charges de service public de l'électricité et à financer le budget du Médiateur National de l'Énergie.

B) Evolution des tarifs réglementés de vente de l'électricité sur le marché de détail



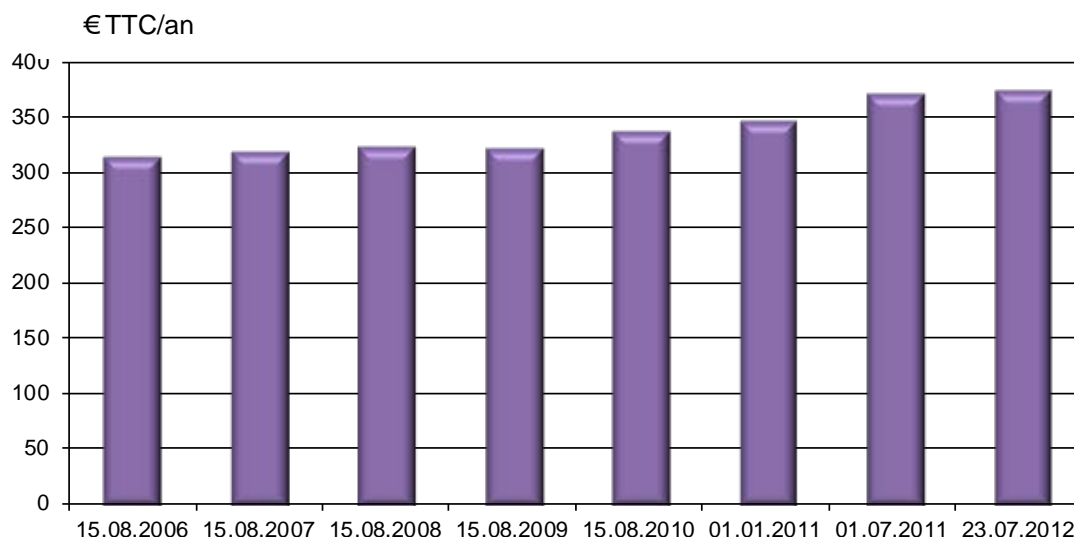
Source : Analyse CRE

Date	Tarifs Bleus	Tarifs jaunes	Tarifs verts
16 août 2008	+ 2%	+ 6%	+ 8%
15 août 2009 *	+ 1,9%	+ 4%	+ 5%
15 août 2010 *	+ 3,2%	+ 4,5%	+ 5,5%
1 ^{er} juillet 2011	+ 1,7%	+ 3,2%	+ 3,2%
23 juillet 2012	+ 2%	+2%	+2%
*Hausse moyenne tenant compte d'une modification tarifaire en structure.			

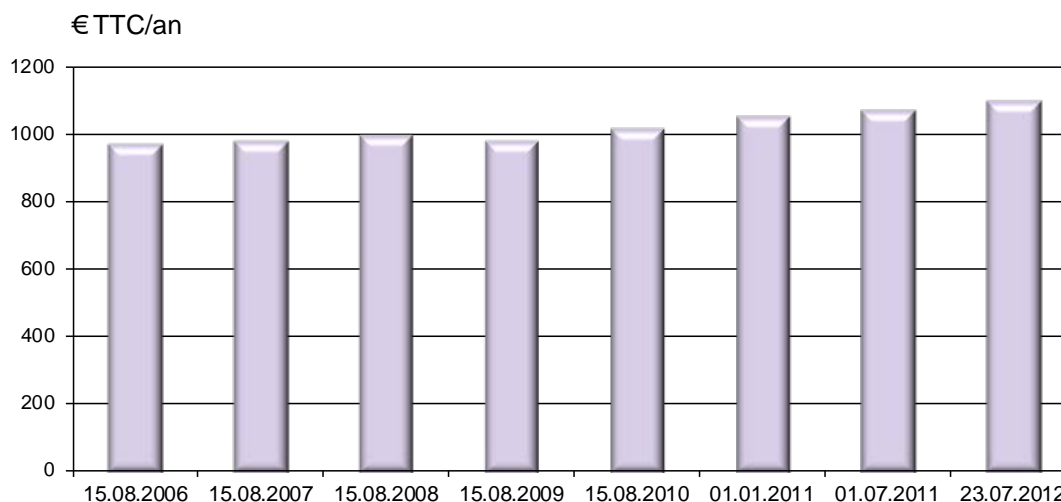
C) Evolution de la facture annuelle au tarif réglementé de vente

La facture annuelle est donnée pour un client moyen au tarif bleu base avec une puissance souscrite de 6 kVA (consommation de 2 400 KWh), et pour un client moyen au tarif bleu HP/HC avec une puissance souscrite de 9 kVA (consommation de 8 500 KWh, répartie en 54% heures pleines et 46% heures creuses). La facture couvre le tarif réglementé de vente, la CSPE, la CTA, les taxes locales et la TVA¹⁰.

**Evolution de la facture annuelle d'électricité pour un client moyen
au tarif Base 6 kVA**



**Evolution de la facture annuelle d'électricité pour un client moyen au tarif
HP/HC 9 kVA**



Source : CRE

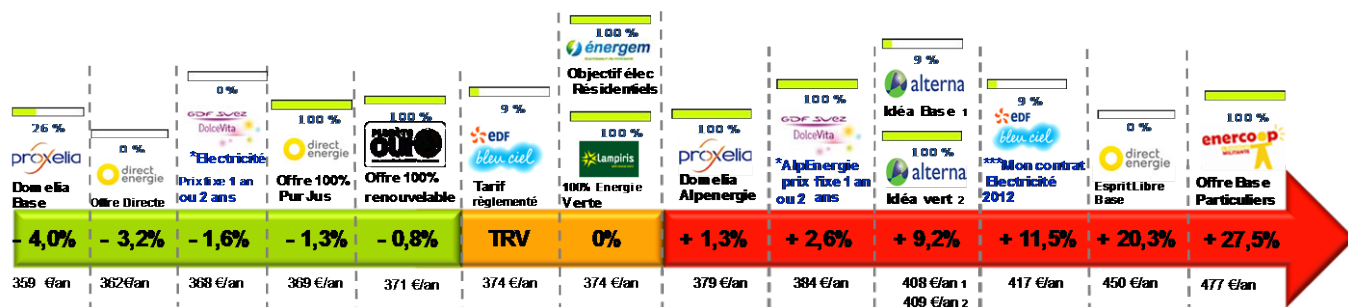
¹⁰ Depuis le 1er trimestre 2011, les taxes locales ont été établies sur la base du maximum réglementaire prévu.

D) Comparaison des offres

Deux offres existent sur le marché :

- les tarifs réglementés de vente
- les offres de marché, soit à prix indexé sur les tarifs réglementés de vente, soit à prix fixe indépendant des tarifs réglementés de vente

Comparaison des offres pour un client Base 6 kVA¹¹



Exemple de lecture:

Comparaison réalisée sur un client résidentiel:

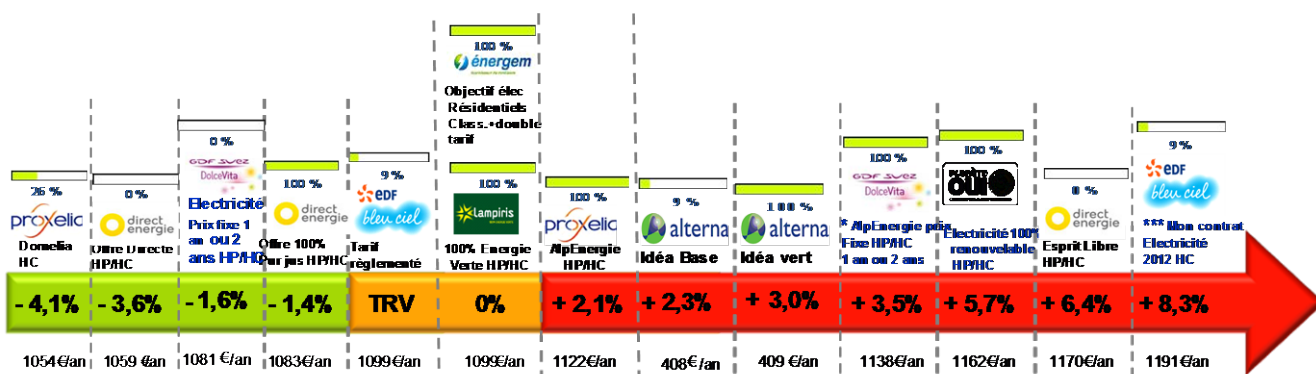
- de puissance souscrite 6 kVA
- de consommation annuelle 2 400 kWh en Base
- Situé à Paris

Facture TTC estimée par an hors « promo »

% d'énergie verte	100 %
Logo fournisseur	EDF
Nom offre:	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	374 €/an

Source: Comparateur d'offres énergie- info

Comparaison des offres pour un client HP/HC 9 kVA¹²



Comparaison réalisée sur un client résidentiel type

- de puissance souscrite 9 kVA
- de consommation annuelle 8 500 kWh en HP/HC
- Situé à Paris

Facture TTC estimée par an hors « promo »

Exemple de lecture:

% d'énergie verte	100 %
Logo fournisseur	EDF
Nom offre:	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	1099 €/an

Source: Comparateur d'offres énergie- info

* Offres à prix fixes pendant la durée du contrat et révision des prix à date d'échéance.

** Prix indexé sur le tarif réglementé de vente, sauf sur les Heures creuses.

*** La part acheminement de la facture est indexée sur le Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (Turpe, fixé par les pouvoirs publics). La part fourniture évolue librement, une fois par an et dans la limite de 0,5c€/kWh. (Cf. CGV)

¹¹ Offres actualisés au 28 septembre 2012 à partir du comparateur d'offres sur le site energie-info.fr

¹² Offres actualisés au 28 septembre 2012 à partir du comparateur d'offres sur le site energie-info.fr

Le marché de gros de l'électricité

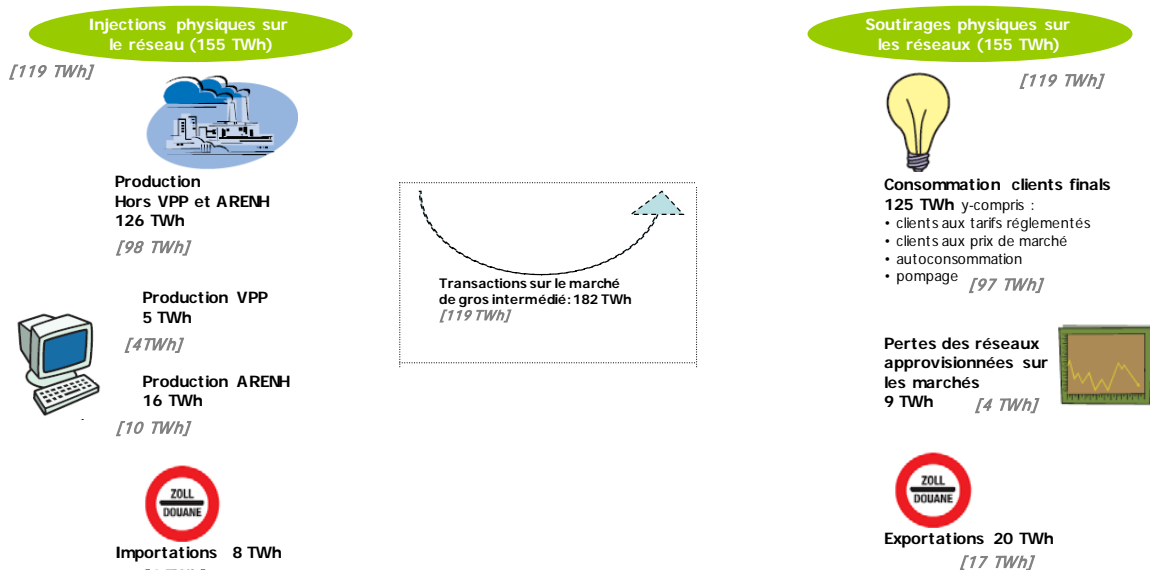
1. Introduction

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
- **Avril 2009** : fusion de Powernext et EEX ; lancement d'EPEX SPOT et d'EPD pour les produits à terme
- **Novembre 2010** : extension du market coupling entre la France, la Belgique et les Pays-Bas au Luxembourg et à l'Allemagne.
- **Juillet 2011** : ouverture des droits à l'ARENH
- **Novembre 2011** : les produits *futures* négociés sur EPD France deviennent à règlement financier
- **Novembre 2011** : arrêt des enchères VPP¹³
- **Janvier 2012** : début des allocations de capacités long-terme d'interconnexion entre la France et la Suisse par enchères explicites
- **Janvier 2012** : début des allocations infra-journalières de capacités d'interconnexion entre la France et la Suisse

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 quatrième trimestre 2012. Il fait apparaître les volumes injectés et soutirés, ainsi que les transactions ayant eu lieu sur le marché de gros intermédiaire français.



Source : RTE – données [T3 2012] et T4 2012 - Analyse : CRE

¹³ http://encherescapacites.edf.com/fichiers/fckeditor/File/Encheres/DecisionCE_Fin_VPP_301111.pdf

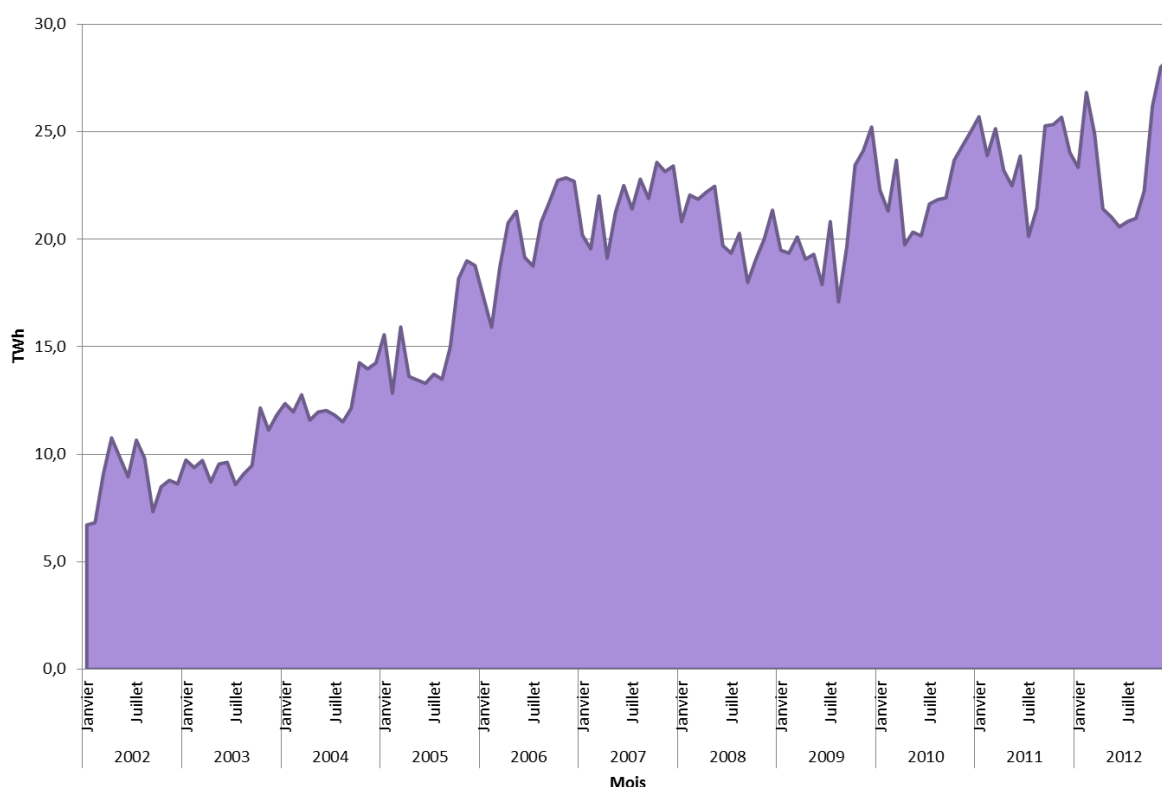
2. Activité sur le marché de gros français

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 publics (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 (hors ARENH).

Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)



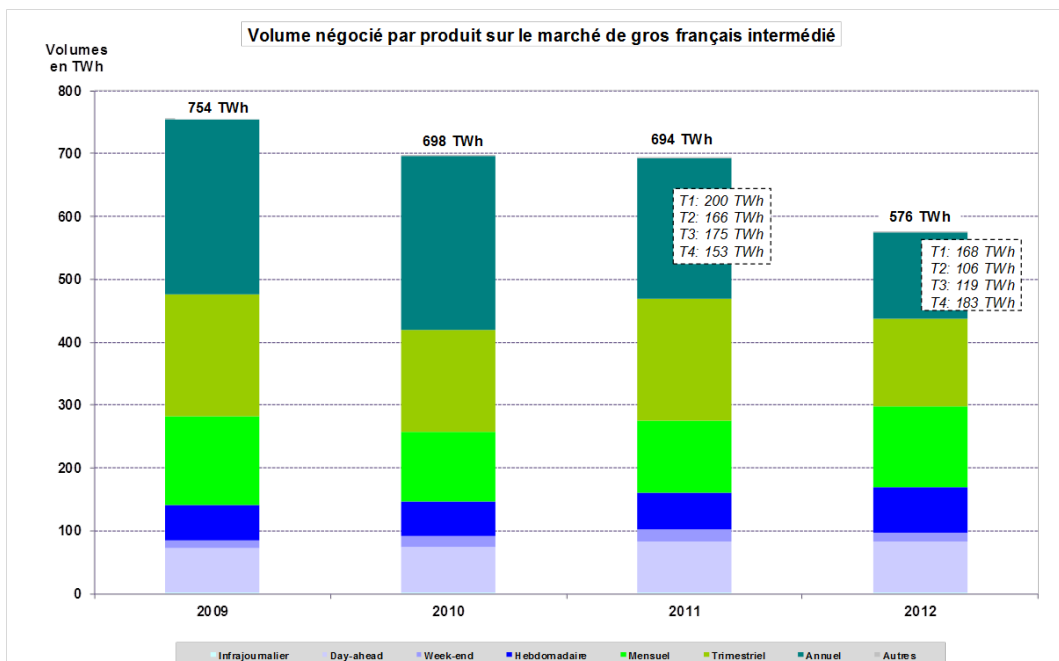
Source : RTE – Analyse : CRE

Le volume des livraisons sur le marché de gré à gré s'élève à 82,6 TWh au quatrième trimestre 2012. En hausse de près de 19 TWh par rapport au trimestre précédent et de près de 8 TWh par rapport à la même période l'année dernière, ce volume a représenté 71% de la consommation nationale, contre 65% au troisième trimestre 2012 et un peu plus de 59% à la même période en 2011.

B) Evolution du négoce sur le marché intermédié français

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

Vue globale du négoce sur le quatrième trimestre 2012



Sources : brokers, EPEX SPOT France, EPD France ; Analyse : CRE

Produits spot¹⁴ :

Plus de 28 TWh ont été échangés sur le marché Spot au quatrième trimestre 2012 : les volumes ont augmenté de 35% par rapport au trimestre précédent et de 15% par rapport à 2011 à la même période.

Le marché de l'intraday a représenté 3,4% du total des volumes échangés sur le spot, la quasi-totalité des échanges se réalisant sur EPEX SPOT. L'activité est à la hausse avec 0,97 TWh échangés (+0,24 TWh par rapport au trimestre précédent) pour près de 38 000 transactions (contre 26 000 au trimestre précédent). Les échanges cross-border représentent 74% des volumes et 70% des transactions, des chiffres en recul par rapport au troisième trimestre 2012 (respectivement 83% et 87%).

Sur le *day-ahead*, les volumes ont augmenté par rapport au trimestre précédent (+34%) et par rapport au quatrième trimestre 2011 (+12%). Cette évolution est le résultat de fortes hausses des volumes sur les marchés OTC (+82% par rapport au trimestre précédent) et dans une moindre mesure sur le marché organisé (+21%). La part des volumes *day-ahead* négociés sur EPEX SPOT s'établit à près de 70% au quatrième trimestre, en recul par rapport au troisième trimestre 2012 (78%) et au même trimestre en 2011 (76%).

Produits à terme¹⁵ :

Au quatrième trimestre 2012, plus de 154 TWh ont été échangés sur l'ensemble des produits à terme¹⁶, en hausse de 56% par rapport au trimestre précédent et de 20% par rapport au quatrième

¹⁴ Depuis le l'Observatoire des Marchés pour le 4^{ème} trimestre 2011, et contrairement aux publications précédentes, les chiffres pour les produits spot incluent les échanges *intraday cross-border* ; les évolutions sont calculées à périmètre constant et peuvent donc ne pas correspondre aux chiffres publiés dans les précédents observatoires.

¹⁵ 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*.

¹⁶ Les produits à terme dont la période de livraison est supérieure ou égale une semaine (Produits Hebdomadaires, Mensuels, Trimestriels ou Annuels). Les Observatoires des Marchés précédents prenaient une période de livraison supérieure ou égale à un mois.

trimestre 2011. Avec plus de 15 000 transactions, la liquidité a fortement augmenté par rapport au trimestre précédent (+74%) et également vis-à-vis de 2011 à la même période (+72%).

La hausse des volumes constatés sur les produits à terme, par rapport au troisième trimestre 2012, est due à de fortes augmentations des volumes échangés sur les produits trimestriels (+20%), mais surtout mensuels (+42%) et annuels (+85%). Par rapport au même trimestre en 2011, la hausse des volumes provient des produits mensuels et trimestriels, le volume des produits annuels restant en fort retrait.

La hausse des volumes sur les marchés à terme est essentiellement due à l'augmentation de l'activité sur les plateformes de courtage (+59% en volumes) : la très grande majorité des échanges pour les produits à terme se fait sur les marchés OTC avec plus de 98% des volumes et 97% des transactions au quatrième trimestre 2012. On note une hausse moins prononcée des volumes sur EPD France (+29% par rapport au trimestre précédent), ces derniers se réduisant cependant de près de 52% par rapport au quatrième trimestre 2011.

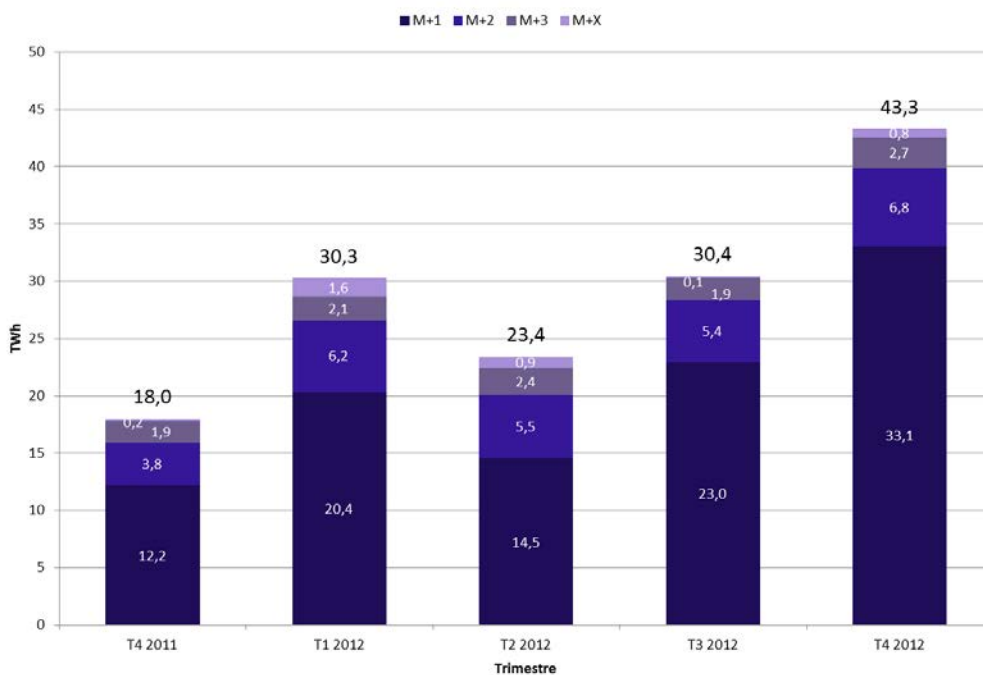
Sur les marchés à terme, le produit annuel remplace le produit mensuel comme contrat le plus échangé en termes de volume, et le produit trimestriel devient le produit le moins négocié. Sur le marché OTC, les produits annuels (31% des volumes) arrivent devant les produits mensuels (28%) et trimestriels (21%). Sur EPD France, les produits annuels arrivent également en tête des échanges (40% des volumes).

Produits mensuels :

Les volumes échangés sur les produits mensuels ont fortement progressé au cours du quatrième trimestre 2012 : plus de 4 200 transactions de produits mensuels représentant 43 TWh ont eu lieu, soit une hausse de plus de 42% en volume par rapport au trimestre précédent et de 141% par rapport à 2011 à la même période.

Cette hausse de volumes concerne surtout le contrat M+1 (+10 TWh), qui représente environ 76% du volume total négocié, tandis que les volumes de transaction observés sur les produits M+2 et M+3 ont légèrement augmenté.

Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire – produits mensuels



Sources : brokers, EPEX SPOT France, EPD France ; Analyse : CRE

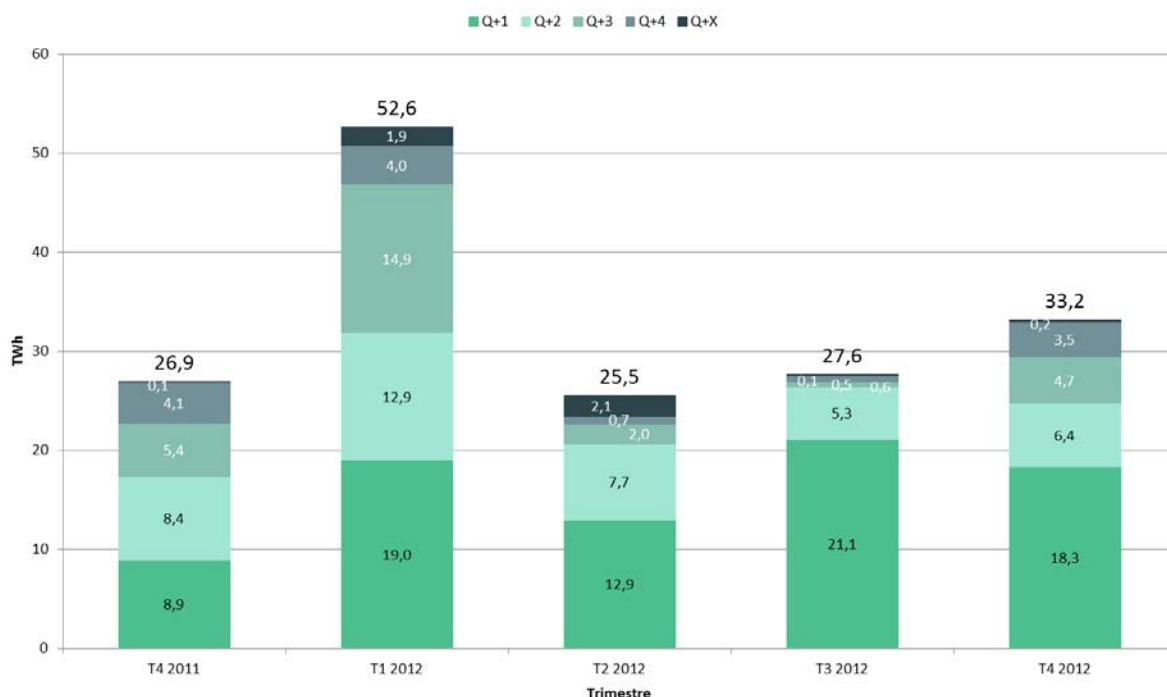
Produits trimestriels :

Le négoce de produits trimestriels au quatrième trimestre 2012 a augmenté dans son ensemble. Les volumes échangés se sont élevés à 33,2 TWh pour 1 375 transactions, soit une hausse en volume de 20% par rapport au trimestre précédent et de 23% par rapport à 2011 à la même période.

La hausse des volumes s'est manifestée sur le contrat trimestriel Q+3 (+4,2 TWh) et Q+4 (+2,9 TWh), tandis que les volumes négociés se sont réduits sur le contrat Q+1 (-2,7 TWh). La maturité Q+2 a vu son volume augmenter (+1 TWh) par rapport au troisième trimestre 2012.

Comparativement à 2011 à la même période, les volumes ont augmenté de 106% pour la maturité Q+1, mais se sont réduits de 24% pour la maturité Q+2 et d'environ 14% pour les maturités Q+3 et Q+4.

Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire – produits trimestriels



Sources : brokers, EPEX SPOT France, EPD France ; Analyse : CRE

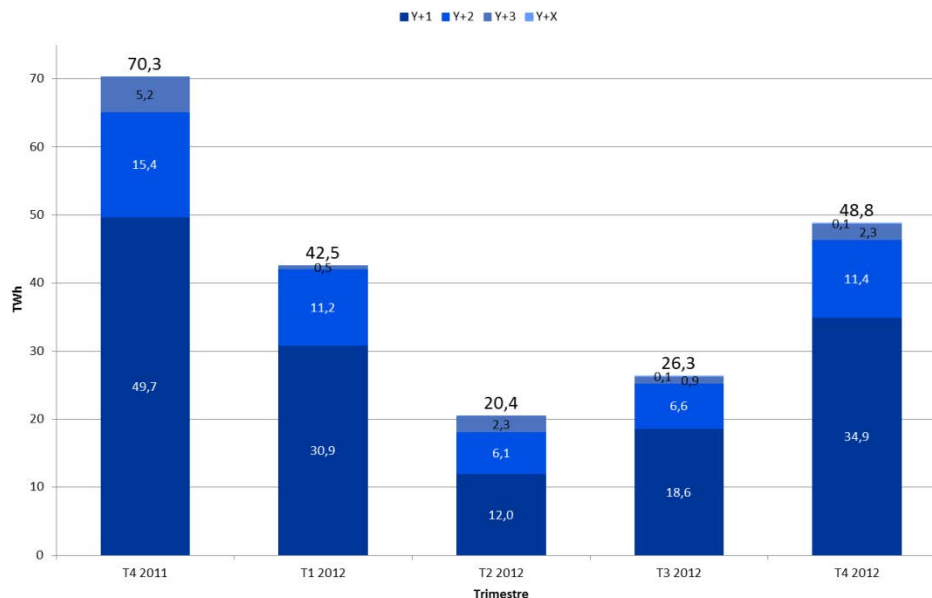
Produits calendaires :

Les volumes échangés sur les produits annuels ont été à la hausse au quatrième trimestre 2012 avec près de 49 TWh en volumes négociés pour 970 transactions, soit des hausses respectives de 85% et 67% par rapport au troisième trimestre de 2012. Ces chiffres restent cependant en fort retrait par rapport au quatrième trimestre 2011 (-31% en volumes et -35% en nombre de transactions).

La hausse des volumes par rapport au trimestre précédent concerne les maturités Y+1 (+16 TWh soit +87%) et dans une moindre mesure Y+2 (+4,7 TWh soit +72%) et Y+3 (+1,4 TWh soit +150%).

En comparaison avec le quatrième trimestre de 2011, l'activité reste en fort retrait sur l'ensemble des maturités : -30% pour le contrat Y+1, -26% pour le contrat Y+2 et -55% pour le contrat Y+3. Cette baisse d'activité relativement à l'année précédente est cependant moins importante que lors du troisième trimestre 2012 vis-à-vis de la même période en 2011.

Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire – produits calendaires



Sources : brokers, EPEX SPOT France, EPD France ; Analyse : CRE

C) Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Avec 16,1 TWh échangés, le volume en *day-ahead* échangé sur EPEX SPOT est en hausse de 21% au quatrième trimestre 2012 par rapport au trimestre précédent, et de 3% par rapport à la même période l'année précédente. Avec 3,5 TWh échangés sur le marché *futures* d'EPD France, les volumes remontent par rapport au trimestre précédent (+29%) mais restent en fort recul par rapport à la même période en 2011 (-52%).

Volumes trimestriels échangés sur les marchés organisés français - *day-ahead* et futures –



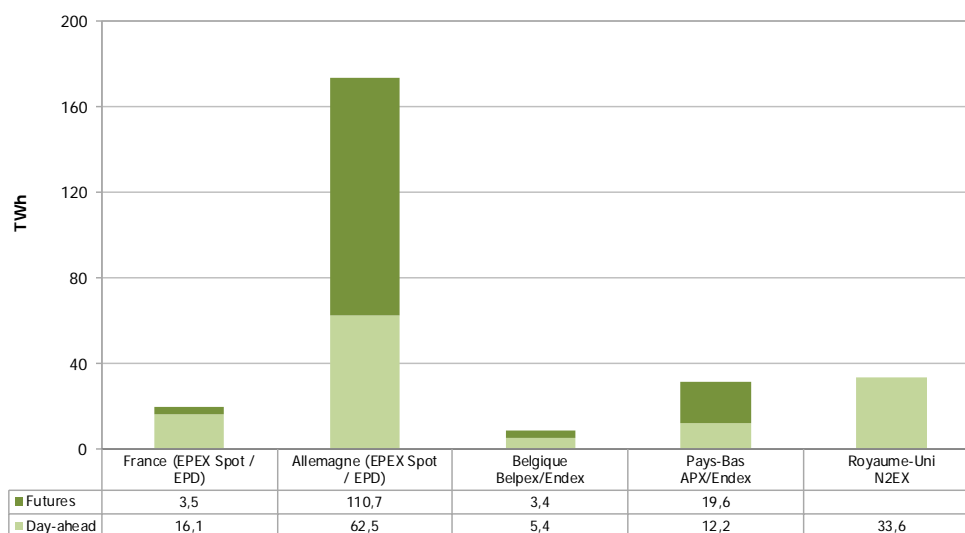
Sources : EPEX SPOT, EPD France

L'activité sur le marché *day-ahead* français se situe en troisième place par rapport aux autres marchés européens, très largement inférieure à l'activité en Allemagne et maintenant nettement

devancée par le marché *day-ahead* au Royaume-uni. L'activité sur le marché *futures* français ayant très largement diminué depuis le second trimestre 2012, elle s'inscrit à un niveau inférieur au marché néerlandais dont les volumes ont fortement augmenté pour les produits à terme.

Volumes trimestriels échangés sur les principaux marchés organisés européens (hors OTC clearing)¹⁷

–Quatrième trimestre 2012 –



Sources: EPEX SPOT, EPD France, Belpex, Endex, APX, N2EX

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

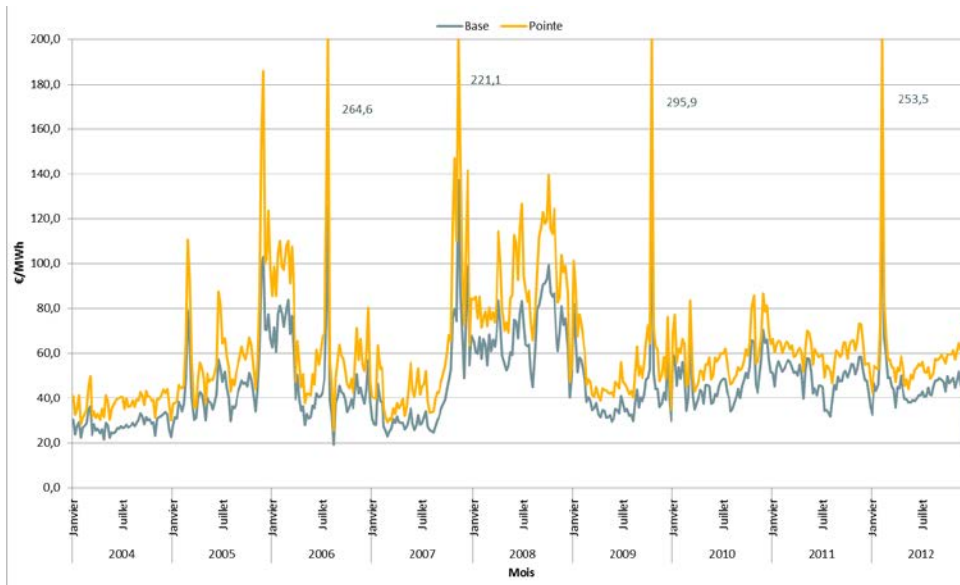
Cette section porte sur l'évolution des prix observés sur les bourses de l'électricité en Europe. Les évolutions commentées sont observables dans la section *Evolution des prix de l'électricité* des indicateurs électricité publiés par la CRE.

A) Prix day-ahead

Les prix *day-ahead* cotés sur EPEX SPOT ont affiché une moyenne de 46,5 €/MWh en base et 59 €/MWh en pointe au quatrième trimestre 2012 pour la France, soit des hausses respectives de 4,7% et 8,4% par rapport au trimestre précédent. Les prix en base et pointe en 2011 à la même période étaient supérieurs de 8,7% et 4,7% respectivement.

¹⁷ Depuis octobre 2011, le marché organisé pris comme référence pour le Royaume-Uni n'est plus APX mais N2EX.

Prix *day-ahead* France sur EPEX SPOT - moyennes hebdomadaires -

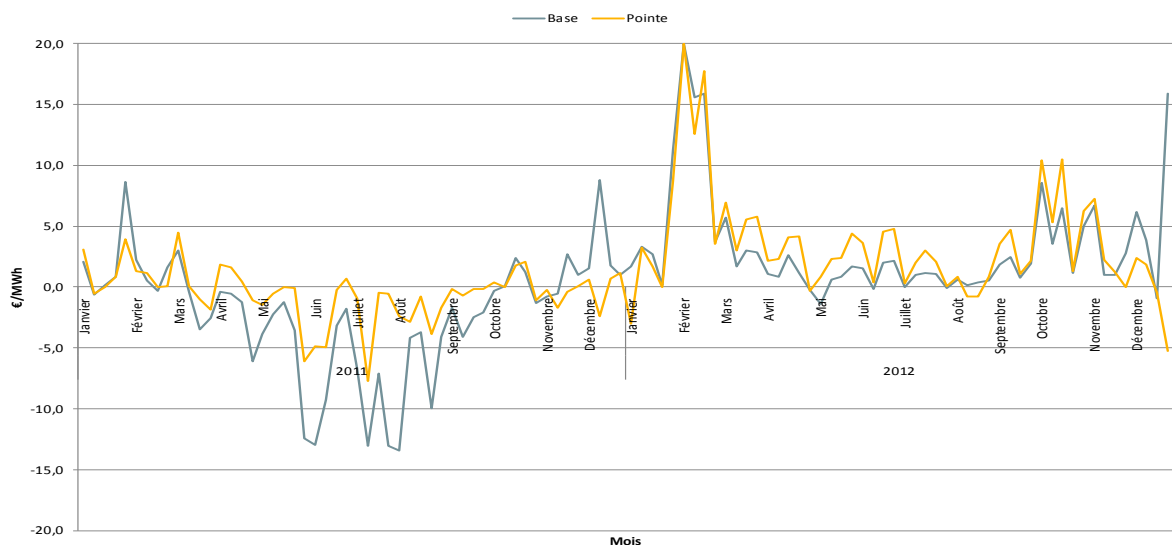


Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Sur le marché allemand, les prix spot base s'est réduit de 4% tandis que le prix pointe a augmenté de près de 6% par rapport au troisième trimestre 2012, s'établissant respectivement à 41,7 €/MWh et 55,9 €/MWh. Ils sont inférieurs à ceux de 2011 de plus de 16% en base et plus de 9% en pointe.

Le différentiel de prix France-Allemagne s'est très fortement apprécié en moyenne trimestrielle, passant de 0,9 €/MWh à 4,8 €/MWh en base, et de 1,5 €/MWh à 3,3 €/MWh en pointe. En base, les prix français ont été supérieurs aux prix allemands pour presque toute la période, à l'exception de quelques journées : à la fin du mois de décembre notamment, des prix horaires négatifs en Allemagne ont ponctuellement inversé le spread France-Allemagne.

Différentiels *day-ahead* France - Allemagne - moyennes hebdomadaires -

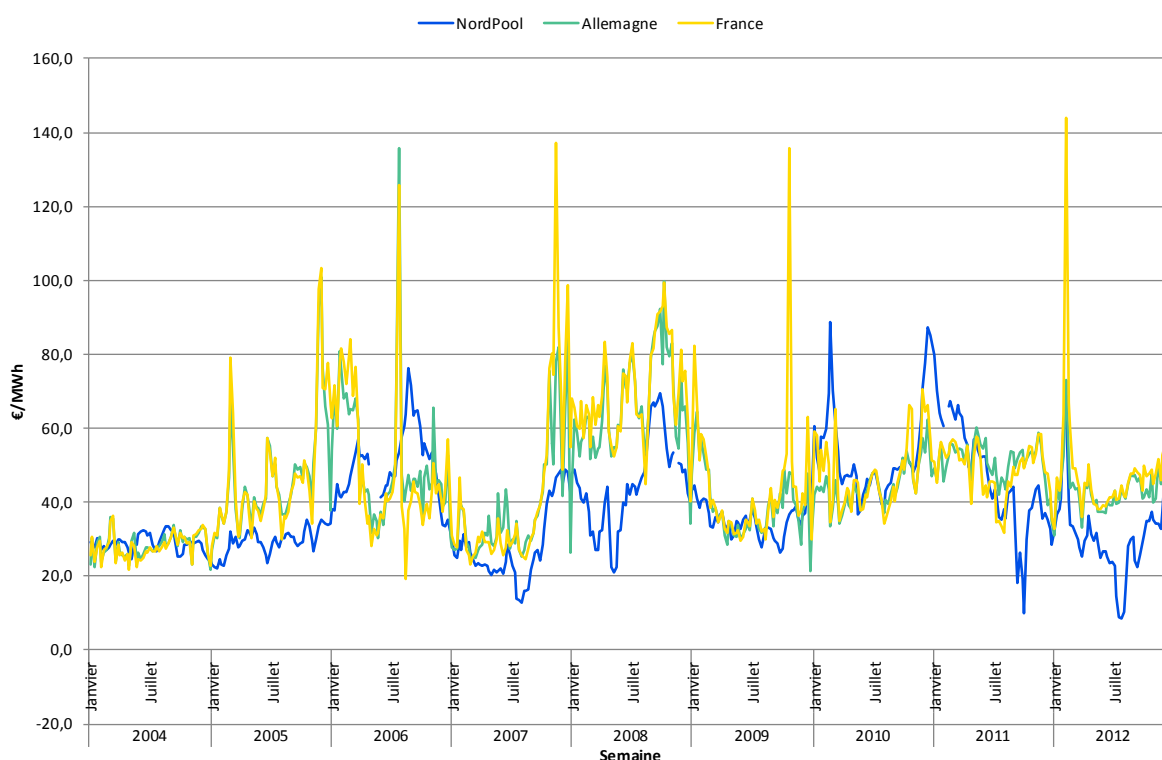


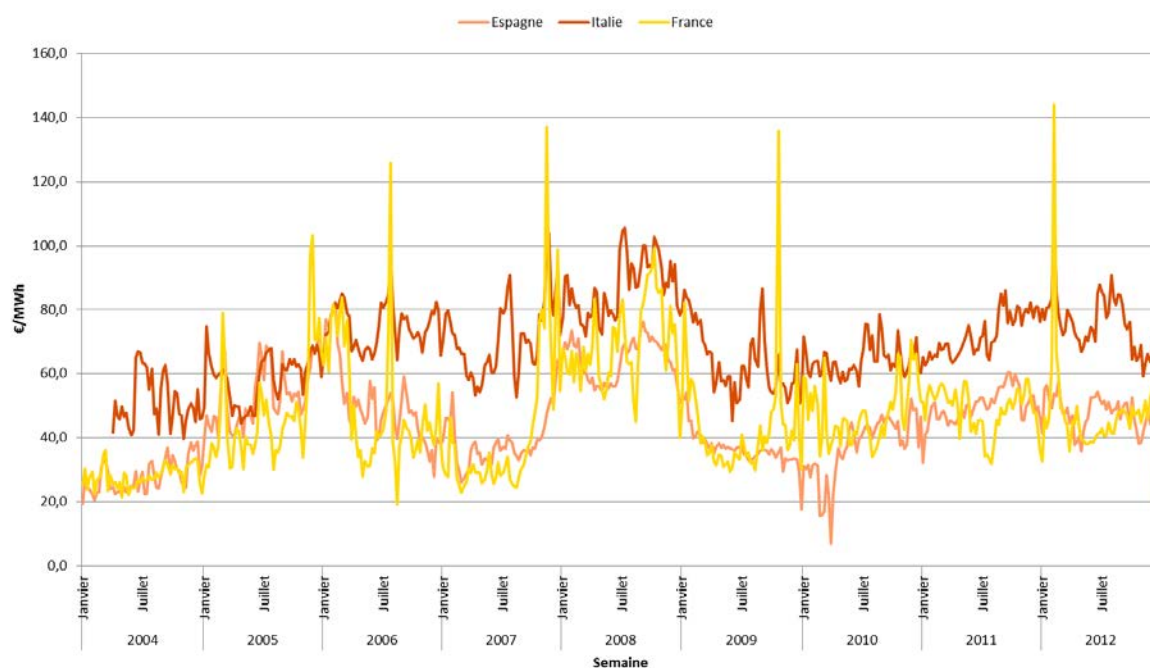
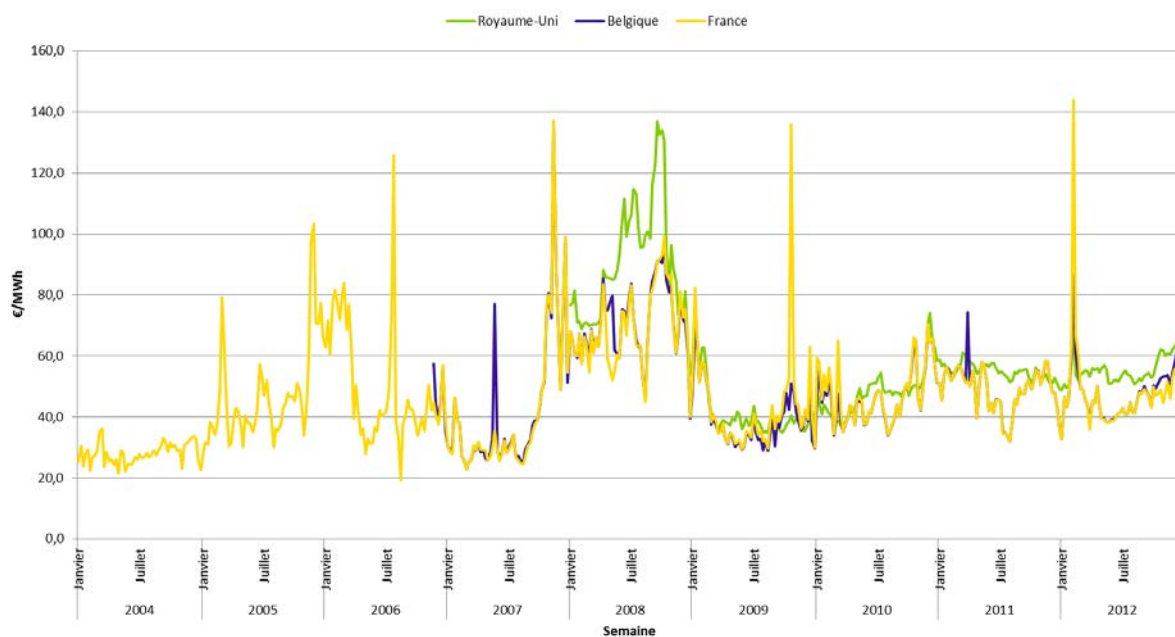
Sources : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Les prix base et pointe belges sont en forte hausse (près de 16%) par rapport au troisième trimestre 2012, notamment du fait d'une capacité nucléaire réduite. Les prix suisses sont également marqués à la hausse, les indices base et pointe s'appréciant respectivement de 12% et 13% par rapport au trimestre précédent. Au Royaume-Uni, les prix base et pointe augmentent de 13% et 16%, et l'indice Nordpool a augmenté de 79% du troisième au quatrième trimestre 2012. Les prix italiens et espagnols se réduisent fortement, de 20% et 12% respectivement en base, et de 12% et 7% en pointe.

Les prix moyens allemand, belge et suisse qui étaient en ligne avec les prix français en base au trimestre précédent, divergent au quatrième trimestre 2012 : le prix base allemand est inférieur de 4,8 €/MWh en moyenne au prix français, tandis que les indices moyens belge et suisse lui sont supérieurs de 5,1 €/MWh et 3,2 €/MWh respectivement. Le différentiel avec l'Espagne s'est inversé, la France devenant plus chère de 3,2 €/MWh en base (contre -4,7 €/MWh au trimestre précédent). Le différentiel base France-Italie s'est réduit de moitié au quatrième trimestre 2012, à -19 €/MWh. Le différentiel de prix avec le Royaume-Uni s'est accru de 5 €/MWh en base à -13,5 €/MWh (France moins chère). Enfin, l'écart de prix en base s'est réduit avec l'indice Nordpool, l'indice français lui étant supérieur de 9,2 €/MWh au quatrième trimestre 2012 (contre 23,6 €/MWh au troisième trimestre).

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





Sources : EPEX SPOT France / Allemagne, Belpex, Omel, NordPool, Ipx, Heren – Analyse : CRE

B) Prix futures

Produits calendaires :

Les prix des produits calendaires en France et en Allemagne ont évolué à la baisse sur T4 2012 par rapport à leur niveau en T3 2012.

Les prix du *future* annuel Y+1 en base a baissé de 1,3 €/MWh en France et de près de 2 €/MWh en Allemagne, s'établissant respectivement à 49,3 €/MWh et 46,7 €/MWh en moyenne.

En pointe, le prix du contrat Y+1 français a perdu 1,4 €/MWh à 62,7 €/MWh et le prix allemand s'est réduit de 1,9 €/MWh à 58,1 €/MWh.

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



Sources : EPD France / Allemagne

A la suite du pic des prix spot de février 2012, il y a eu une inversion du différentiel des prix entre la France et l'Allemagne, les prix Y+1 base français devenant plus chers que les prix allemands. Cette inversion peut s'expliquer en partie par une perception accrue du risque sur le marché français. La forte croissance de la production renouvelable en Allemagne est cependant à prendre en compte également.

Cette tendance s'est poursuivie aux second, troisième et quatrième trimestres 2012. En base l'écart moyen des prix du Y+1 est passé de -0,3 €/MWh au premier trimestre à près de 2,0 €/MWh au troisième trimestre. Au quatrième trimestre 2012, cet écart atteint près de 2,6 €/MWh.

En pointe également, les prix français et allemands en baisse ont continué à diverger au fil des mois, le différentiel moyen passant de 0,8 €/MWh au premier trimestre à 4,0 €/MWh au troisième. Il est d'environ 4,6 €/MWh sur le quatrième trimestre 2012.

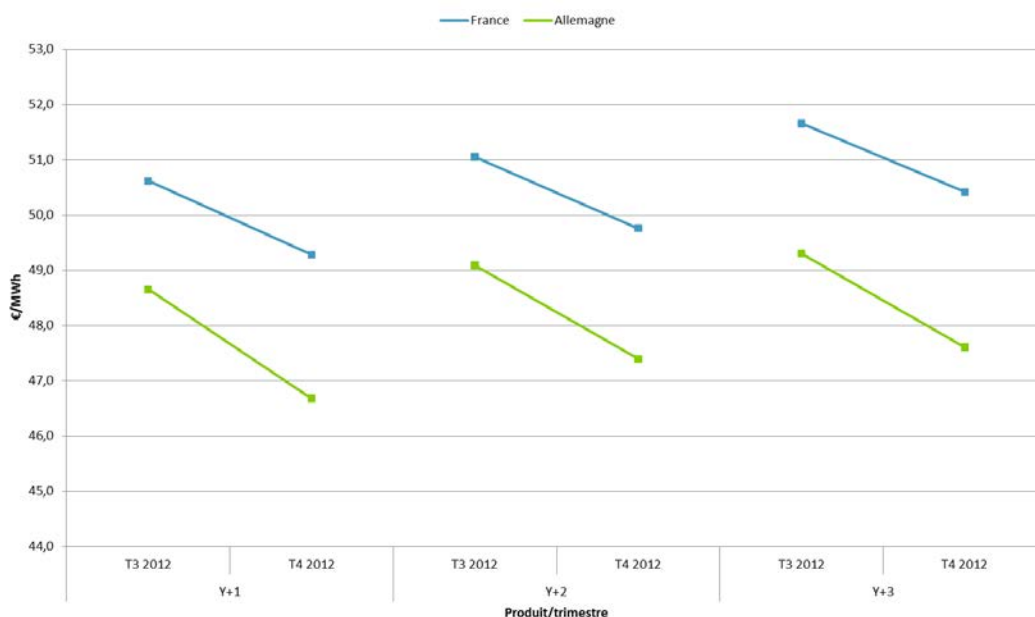
Différentiels de prix futures Y+1 entre la France et l'Allemagne - différentiels de prix journaliers -



Sources : EPD France / Allemagne

Les prix Y+2 base baissent de 1,3 €/MWh pour la France et de 1,7 €/MWh pour l'Allemagne. Les prix Y+3 base baissent de 1,2 €/MWh en France et de 1,7 €/MWh en Allemagne. Le différentiel France-Allemagne pour le produit Y+2 base s'étant inversé positivement en Janvier 2012, il tend maintenant à augmenter, passant de 0,5 €/MWh à près de 2,0 €/MWh au troisième trimestre 2012. Au quatrième trimestre, il atteint 2,4 €/MWh. Pour les prix Y+3 base, les prix français continuent à être supérieurs aux prix allemands, l'écart de prix prenant la même tendance à la hausse que pour les maturités Y+1 et Y+2, augmentant de plus de 45 centimes à 2,8 €/MWh.

Prix des produits calendaires pour la France et l'Allemagne - moyennes trimestrielles -



Sources : EPD France / Allemagne

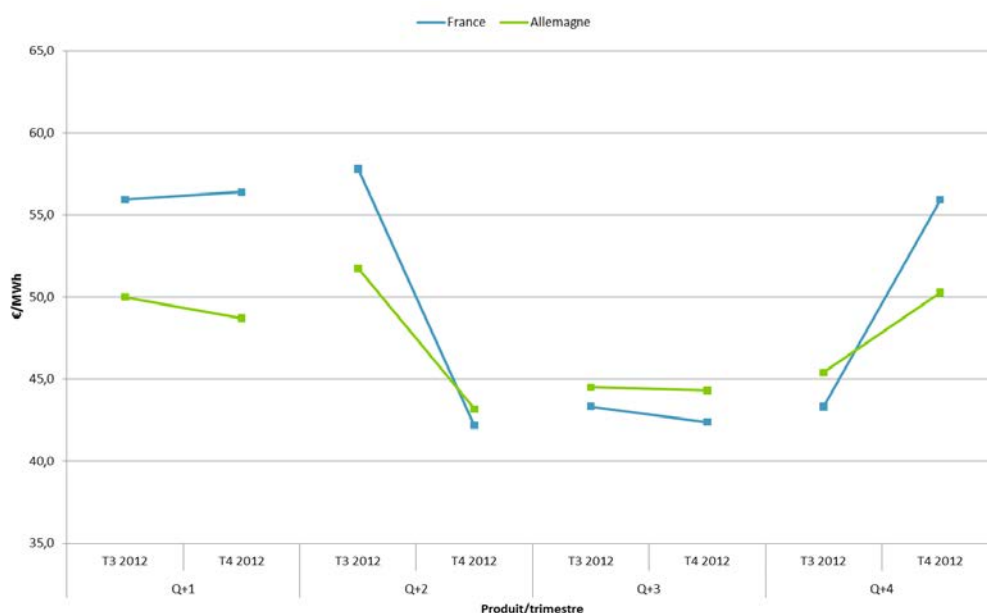
Produits trimestriels :

Au quatrième trimestre 2012, les prix des produits Q+1 français et allemands se sont respectivement appréciés de 0,45 €/MWh et dépréciés de 1,3 €/MWh, les prix français restant très supérieurs aux prix allemands pour livraison en hiver (+7,7 €/MWh). Cet écart de prix est le reflet de la thermo-sensibilité de la consommation électrique française. Dans une très moindre mesure, les prix des produits Q+2 français et allemands sont également en hausse (de 3,3% et 0,7% respectivement), le prix français continuant de s'enchérir par rapport au prix allemand.

Les prix des produits Q+2 français et allemands, pour livraison au printemps 2013, baissent de 27% et de 17% respectivement. Le spread s'inverse, le prix français devenant moins cher de 1,0 €/MWh que le prix allemand. Les cours des produits Q+3 pour livraison en été 2013 ont été stables, s'établissant à 42,4 €/MWh en France et 44,3 €/MWh en Allemagne.

Pour le produit Q+4 marquant la fin de l'automne, les prix français et allemands s'apprécient fortement (+29% et +11% respectivement), s'établissant à 56 €/MWh et 50,3 €/MWh, et le sens du spread s'inverse en faveur de l'Allemagne (moins chère).

Prix des produits trimestriels pour la France et l'Allemagne - moyennes trimestrielles -

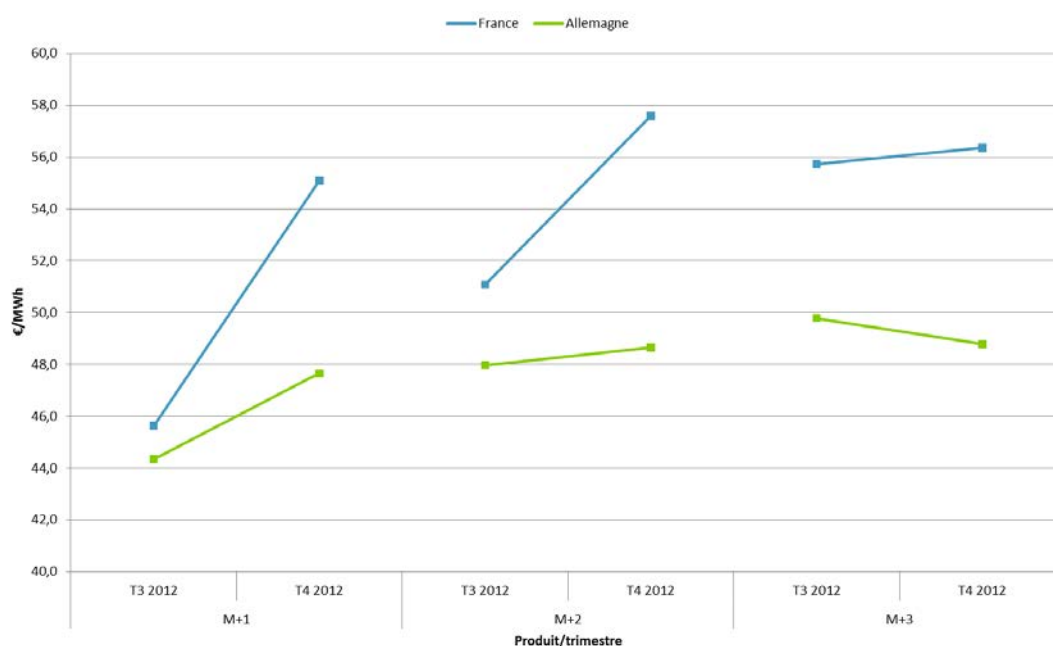


Sources : EPD France / Allemagne

Produits mensuels :

Au quatrième trimestre 2012, les prix moyens des produits mensuels M+1, M+2 sont en hausse : les prix M+1 français et allemands augmentent respectivement de 21% et 7,5%, et les prix M+2 de 13% et 1%. Les prix moyens des produits M+3 ont divergé, augmentant de 1% en France et baissant de 2% en Allemagne. Les *spread* restent positifs (France plus chère) et s'apprécient à des valeurs moyennes entre 7,4 €/MWh et 8,6 €/MWh. Ceci est le reflet de la saison hivernale caractérisée par la thermo-sensibilité de la consommation électrique française.

Prix des produits mensuels pour la France et l'Allemagne - moyennes trimestrielles -



Sources : EPD France / Allemagne

4. Les fondamentaux du marché de l'électricité

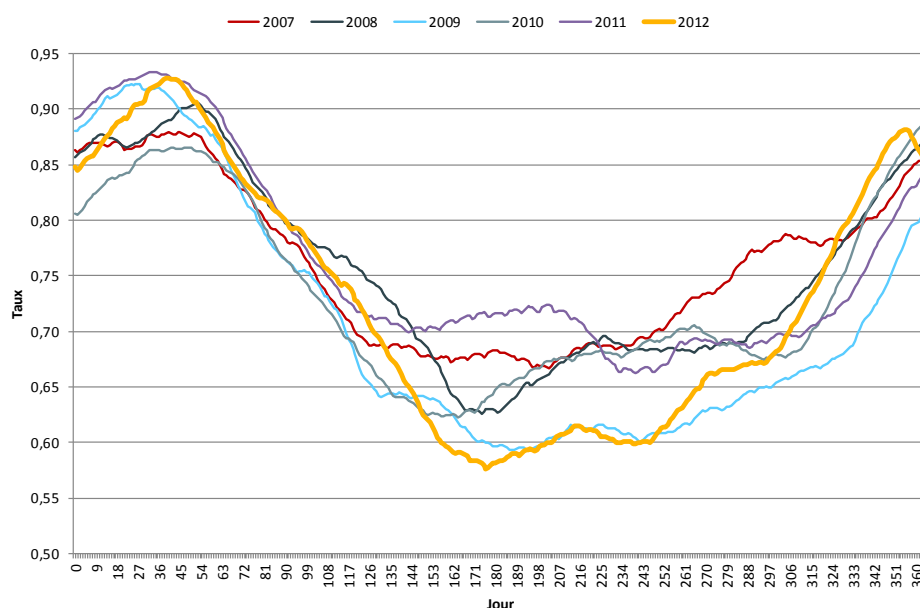
En moyenne trimestrielle, les prix à terme pour livraison en 2013 de l'électricité étaient orientés à la baisse entre T3 2012 et T4 2012 (cf. partie précédente) dans le sillage de la baisse des cours du charbon et du CO₂.

La rupture de tendance observée au cours du quatrième trimestre sur le prix à terme pour livraison en 2013 de l'électricité (49,1 €/MWh, soit -3,0% du 1^{er} octobre et au 31 décembre après une légère hausse de 0,4% au troisième trimestre) est concomitante à l'évolution à la baisse du cours de baril de pétrole brut (-3,2% pour le prix exprimé en euros). Sur la même période, les prix du charbon et du CO₂ étaient également à la baisse respectivement de 6,8% et 4,4%. Le prix du gaz, quant à lui, a connu une légère hausse de 0,2% par rapport à T3 2012.

La comparaison cette fois avec les prix constatés l'an passé à la même période laisse apparaître également une baisse des prix de l'électricité et des cours du charbon et du CO₂. Le prix moyen de l'électricité constaté au quatrième trimestre a diminué de 7,6% contre 15,0% pour le charbon. La baisse de prix est encore plus importante pour le CO₂ atteignant un recul de 18,1%. Quant au prix du gaz, il a augmenté au quatrième trimestre de 7,6% par rapport à la même période de l'an passé.

En ce qui concerne la production d'électricité en France, le taux de production moyen du parc nucléaire ressort en hausse au 4^{ème} trimestre 2012 relativement au taux enregistré au 4^{ème} trimestre 2011 (76,1% contre 73,3%, soit une augmentation de 3,8%) ainsi que par rapport au trimestre précédent (+24,7%), suivant la saisonnalité observée depuis plusieurs années. L'augmentation par rapport au 4^{ème} trimestre 2011 est la conséquence directe d'une hausse du taux de disponibilité du parc nucléaire qui passe ainsi de 78,0% en 2011 à 82,4% en 2012 au quatrième trimestre.

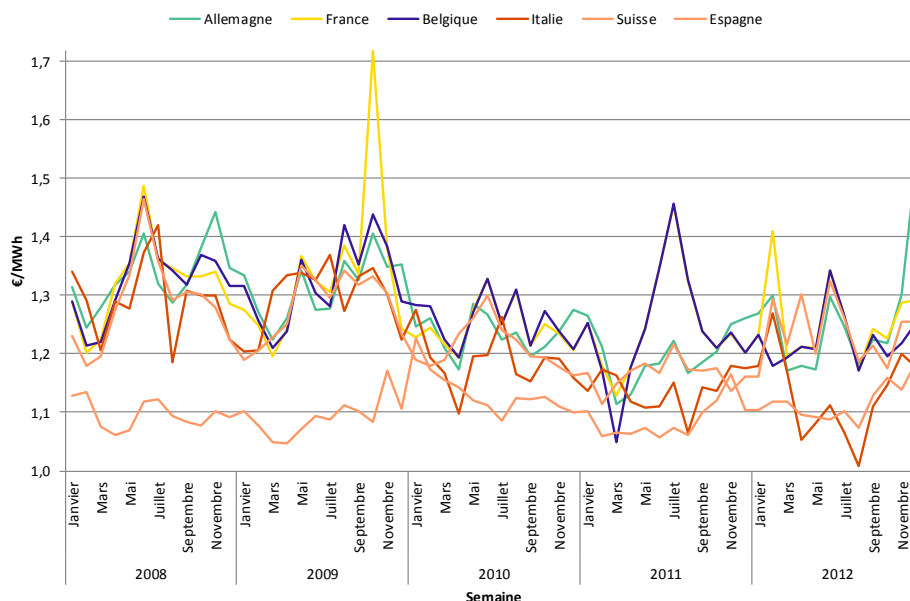
**Taux de production du parc nucléaire :
- moyenne mobile sur 30 jours -**



Source : RTE – Analyse : CRE

Le ratio Pointe/Base est en hausse au quatrième trimestre 2012 (+3,4% en T4 2012 par rapport au T3 2012), ce qui se traduit par une légère augmentation de la divergence observée entre prix base et pointe en T4 2012. Cet écart s'explique par une augmentation du prix spot pointe plus rapide que celle du prix spot base sur la période considérée (+8,9% pour la pointe, +4,8% pour la base par rapport au T3 2012).

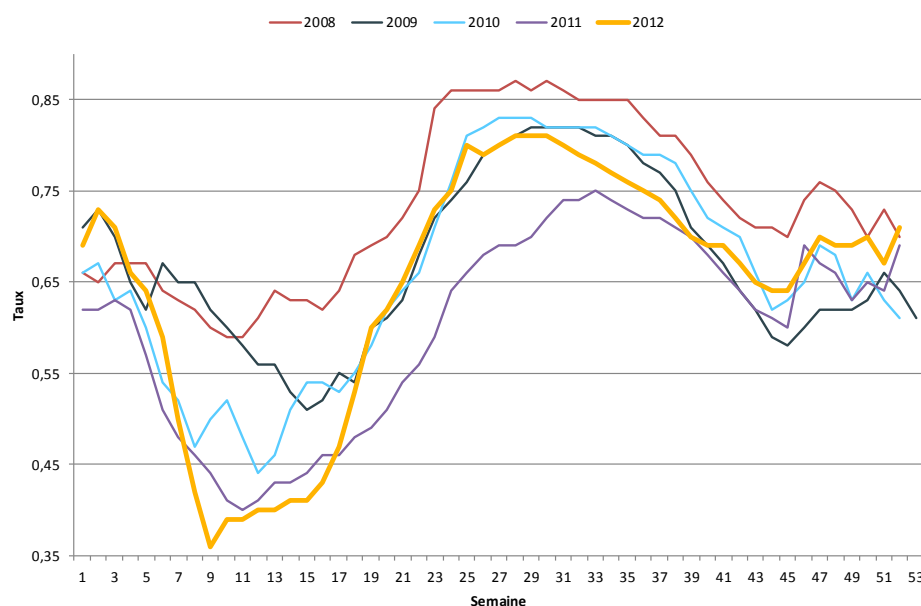
Ratio Pointe/Base – prix spots moyens



Source : EPEX SPOT, IPEX, Belpex, Omel

Le niveau des stocks hydrauliques a augmenté atteignant fin décembre 71% contre 69% début octobre. Il est également supérieur relativement aux niveaux enregistrés fin décembre depuis 2008.

Stocks hydrauliques

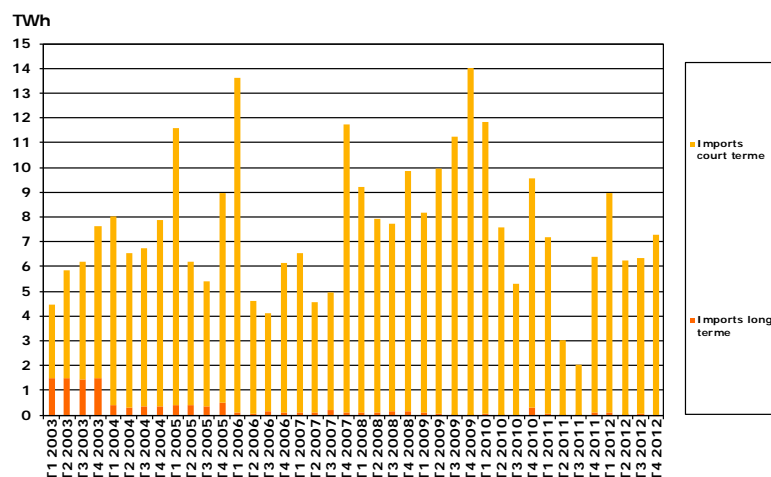


Source : RTE – Analyse : CRE

5. Volumes d'imports/exports

Les importations ont augmenté de 12% en T4 2012 par rapport au T3 2012, et ce malgré la hausse de la disponibilité moyenne du parc nucléaire français (+25,6% par rapport au troisième trimestre 2012). En effet, la hausse de la production (+28%) en résultant n'a pas compensé la forte hausse de la consommation (+33%) et des exports (+15%). Les importations ont également augmenté de 11% par rapport au même trimestre de l'année 2011 passant de 6,4 TWh en T4 2011 à 7,1 TWh en T4 2012.

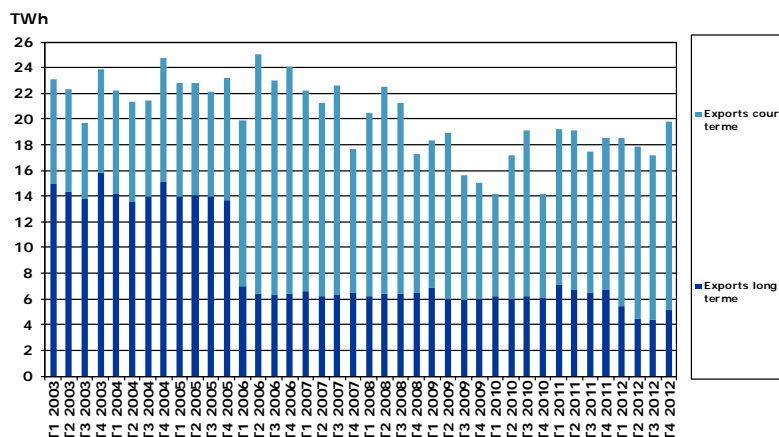
Somme des importations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

Les exportations ont augmenté de 15% en volume en T4 2012 par rapport au T3 2012. D'une année sur l'autre, les volumes exportés au quatrième trimestre 2012 affichent également un niveau supérieur passant de 18,6 TWh en T4 2011 à 19,8 TWh en T4 2012, soit une augmentation de 6%. Le solde net exportateur se situe à 12,7 TWh, en hausse de 17% par rapport au T3 2012 (solde net exportateur de 10,8 TWh) et de 4% par rapport au T4 2012 (solde net exportateur 12,2 TWh).

Somme des exportations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

6. Concentration du marché français de l'électricité

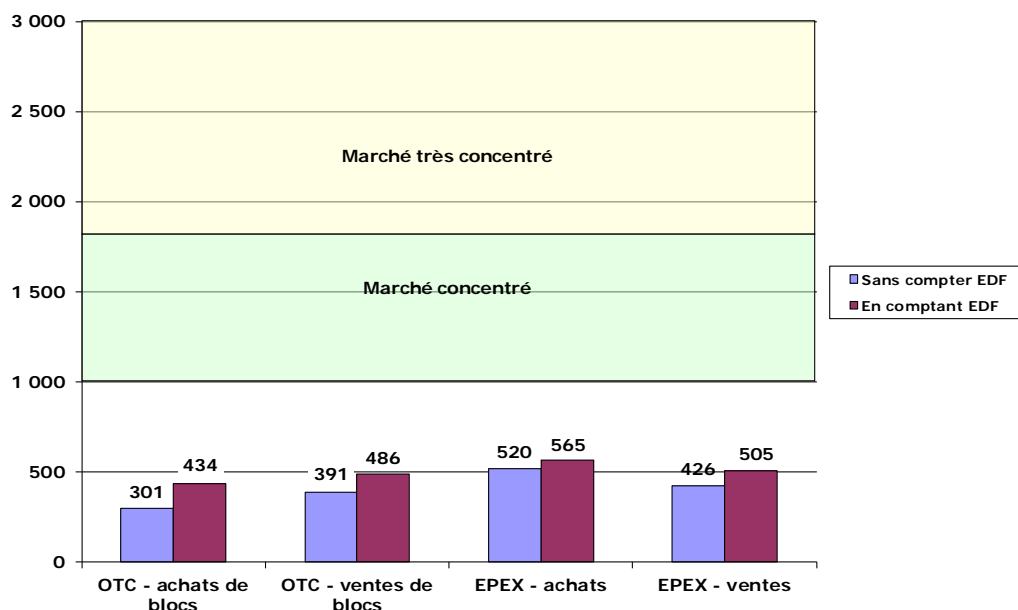
Au cours du 4^{ème} trimestre 2012, sur les 177 responsables d'équilibre présents sur le marché, seuls 22 étaient actifs dans le domaine de la production d'électricité en France. 30 d'entre eux détenaient des capacités issues des enchères VPP et 16 des droits d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), tandis que 25 effectuaient des ventes à des consommateurs. 78 responsables d'équilibre étaient par ailleurs actifs à l'import ou à l'export, et 102 avaient notifié des échanges de blocs dont 87 d'entre eux suite à des transactions effectuées sur la bourse.

A) Concentration des différents segments du marché de gros français

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)¹⁸ 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 4^{ème} trimestre 2012, les achats et les ventes sur les marchés OTC et sur EPEX SPOT sont restés des segments de marché peu concentrés avec ou sans le groupe EDF.

Indice de concentration HHI - livraisons sur le marché de gros - - Quatrième trimestre 2012 -



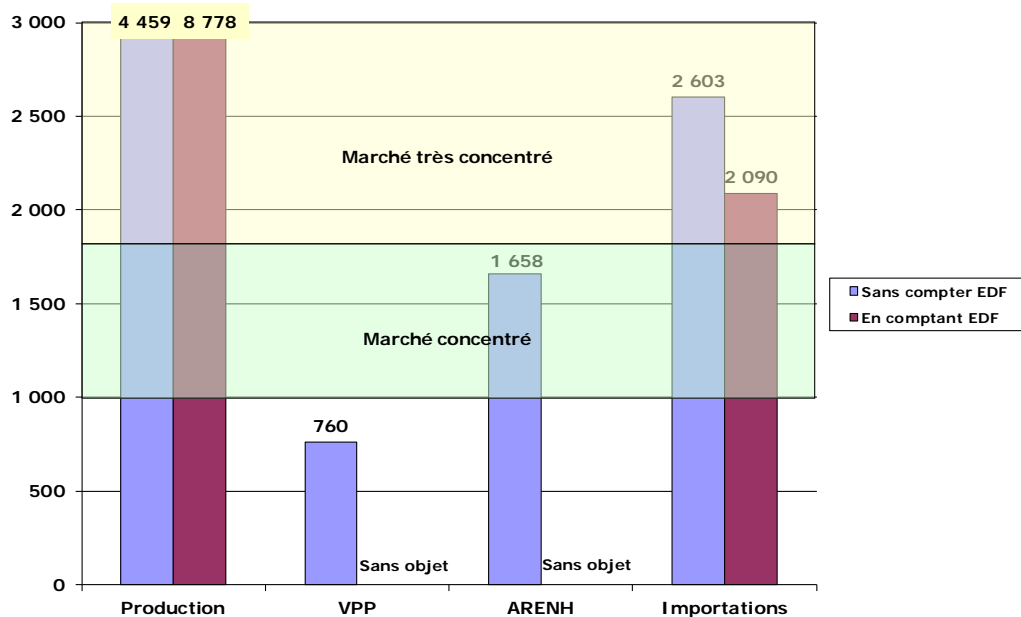
Source : RTE – Analyse : CRE

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

Les graphiques suivants montrent la concentration des marchés amont (injections) et aval (soutirages). 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. Le segment des VPP apparaît comme un segment de marché peu concentré tandis que le segment de l'ARENH est resté un segment concentré. Quant aux importations, elles apparaissent comme des segments de marché très concentrés, que le groupe EDF soit pris en compte ou non.

¹⁸ L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800. Étant données les spécificités des marchés de l'électricité, cet indice ne doit être utilisé comme un indicateur du degré de concurrence qu'avec précaution. En effet, dans le cas de l'électricité, concentration et concurrence ne sont pas liées de façon aussi directe que sur la plupart des marchés.

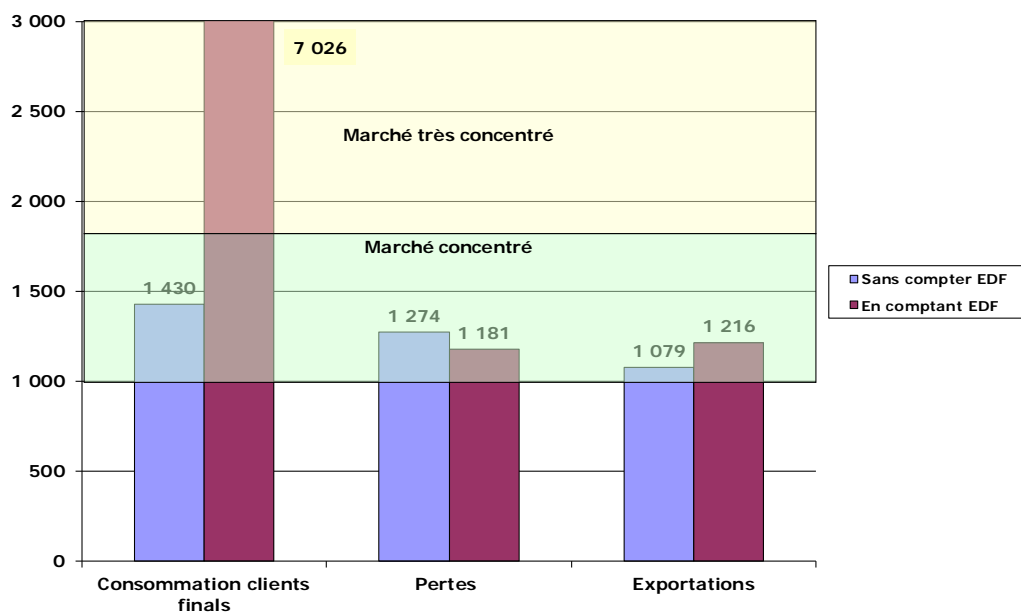
Indice de concentration HHI – injections - Quatrième trimestre 2012 -



Source : RTE – Analyse : CRE

Les ventes aux clients finals 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 et les exportations se situent dans la zone de moyenne concentration, que le groupe EDF soit pris en compte ou non.

Indice de concentration HHI – soutirages - Quatrième trimestre 2012 -



Source : RTE – Analyse : CRE

Le marché du gaz

Le marché de détail du gaz

1. Introduction

L'ouverture du marché français du gaz¹⁹ a connu plusieurs étapes :

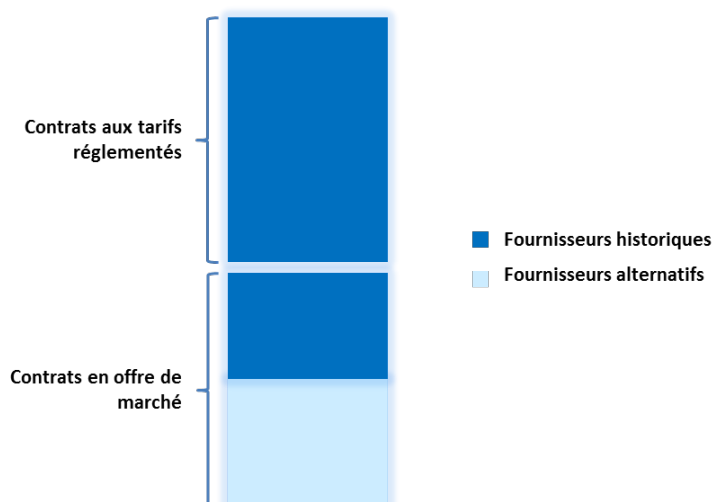
- à partir d'août 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 237 GWh et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quel que soit leur niveau de consommation annuelle,
- à partir d'août 2003, éligibilité de tous 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 31 décembre 2012, 11,4 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 514 TWh²⁰.

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 -

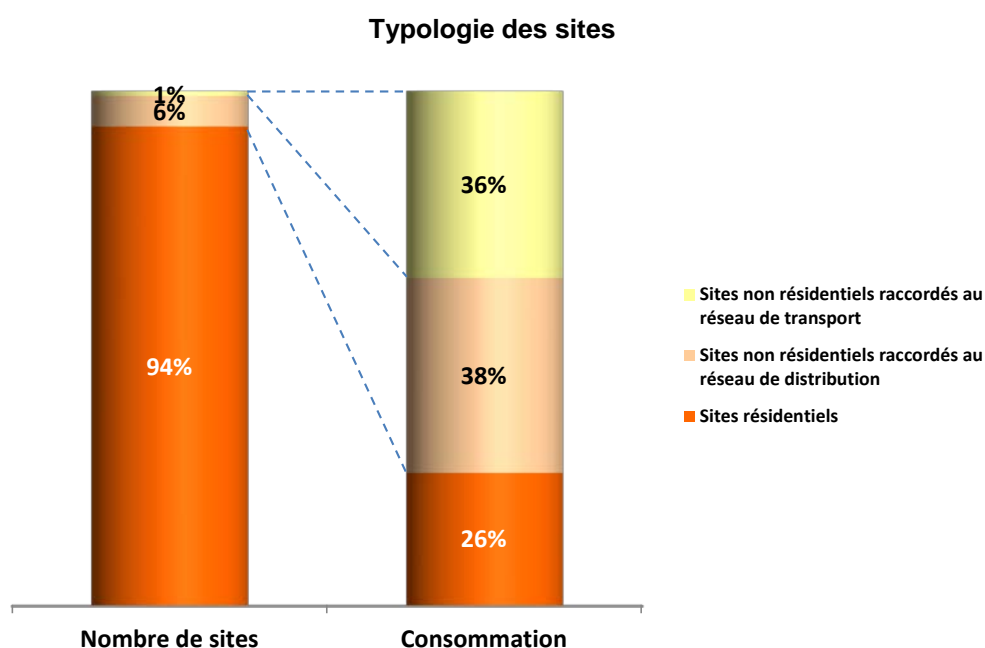


Les principales sources d'information de l'observatoire sont les gestionnaires de réseaux de transport (GRTgaz et TIGF), les 4 principaux gestionnaires de réseaux de distribution (GrDF, Régaz, Réseau GDS et Gaz Électricité de Grenoble) et les principaux fournisseurs historiques (GDF Suez, Tegaz, Énerest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

¹⁹ Gaz naturel, hors grisous, gaz industriels et réseaux de GPL.

²⁰ Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité aux clients raccordés aux principaux réseaux (distribution et transport) qui représentent 511 TWh de consommation annualisée et 11,3 millions de sites.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif



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 31 décembre 2012

A) Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 31 décembre 2012	Au 30 septembre 2012	Au 31 décembre 2012	Au 30 septembre 2012
Nombre total de sites	10 632 000	10 598 000	675 000	673 000
Sites fournis en offre de marché, dont :	1 704 000	1 617 000	309 000	300 000
• fournisseurs historiques	507 000	484 000	155 000	153 000
• fournisseurs alternatifs	1 197 000	1 133 000	154 000	147 000
- Sites au tarif réglementé	8 928 000	8 981 000	366 000	373 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	11,3 %	10,7 %	22,8 %	21,8 %

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

Synthèse en consommation annualisée

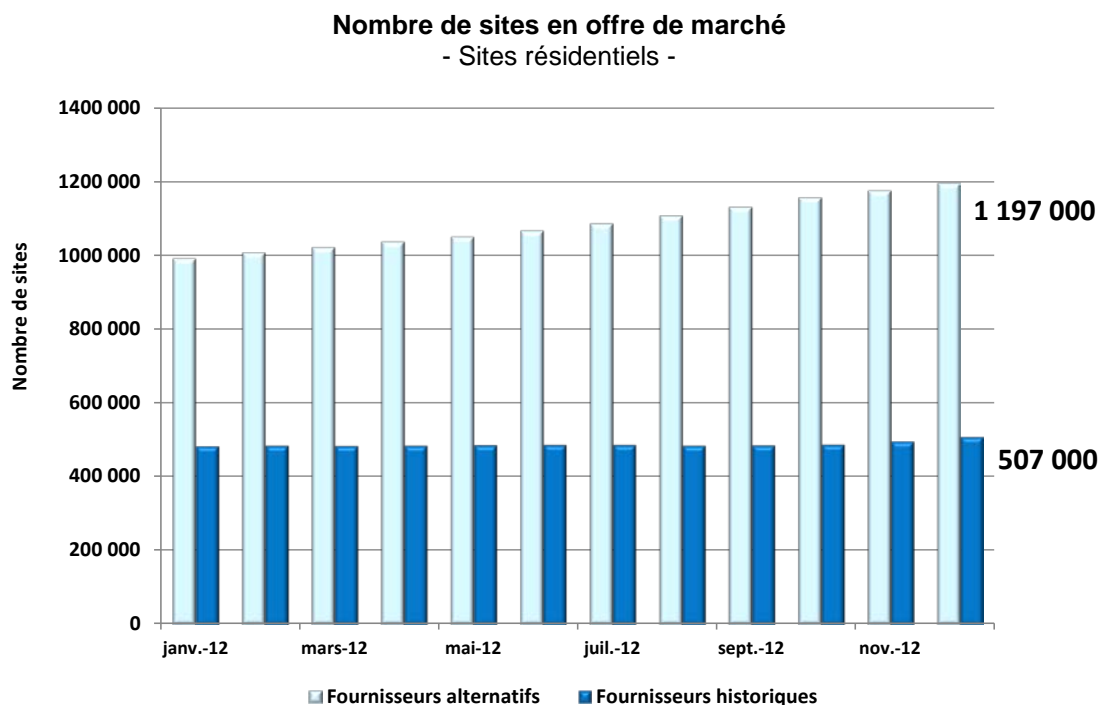
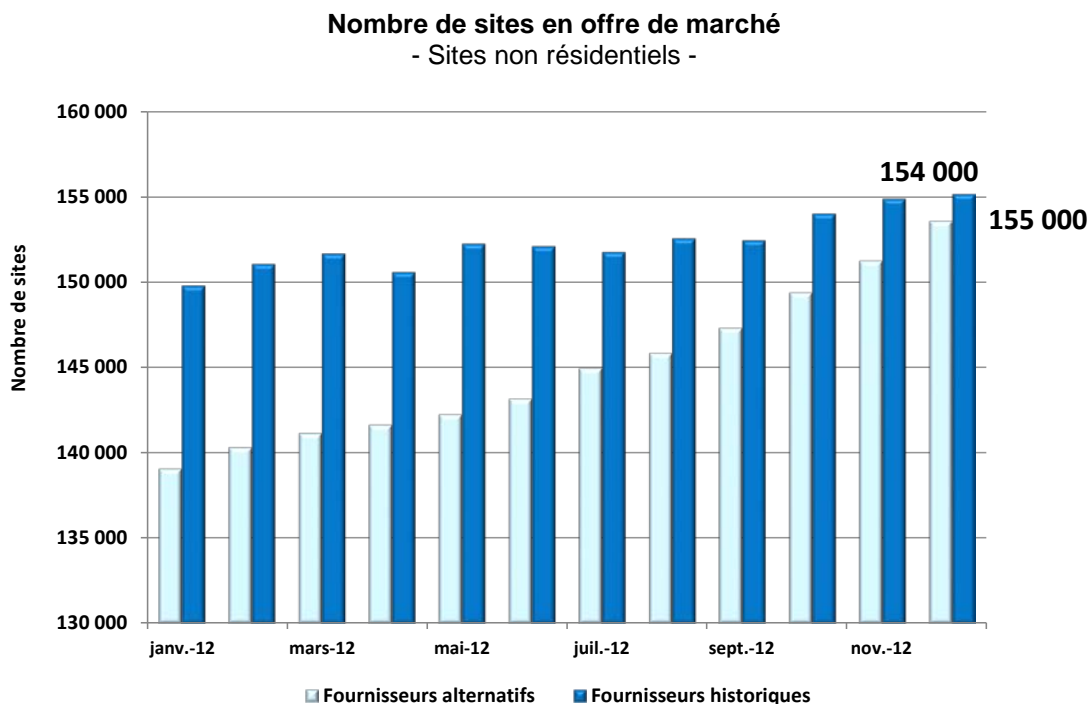
Situation (en consommation annualisée)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 31 décembre 2012	Au 30 septembre 2012	Au 31 décembre 2012	Au 30 septembre 2012
Consommation totale de sites	130,1 TWh	129,9 TWh	380,6 TWh	377,9 TWh
Consommation fournie en offre de marché, dont :	21,1 TWh	20,0 TWh	295,8 TWh	289,4 TWh
• fournisseurs historiques	7,0 TWh	6,7 TWh	140,0 TWh	141,1 TWh
• fournisseurs alternatifs	14,1 TWh	13,3 TWh	155,8 TWh	148,3 TWh
- Consommation fournie au tarif réglementé	109,0 TWh	109,8 TWh	84,8 TWh	88,5 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	10,8 %	10,2 %	40,9 %	39,2 %

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.

Sur le segment non résidentiel, la part de marché des fournisseurs alternatifs progresse en nombre de sites et en volume.

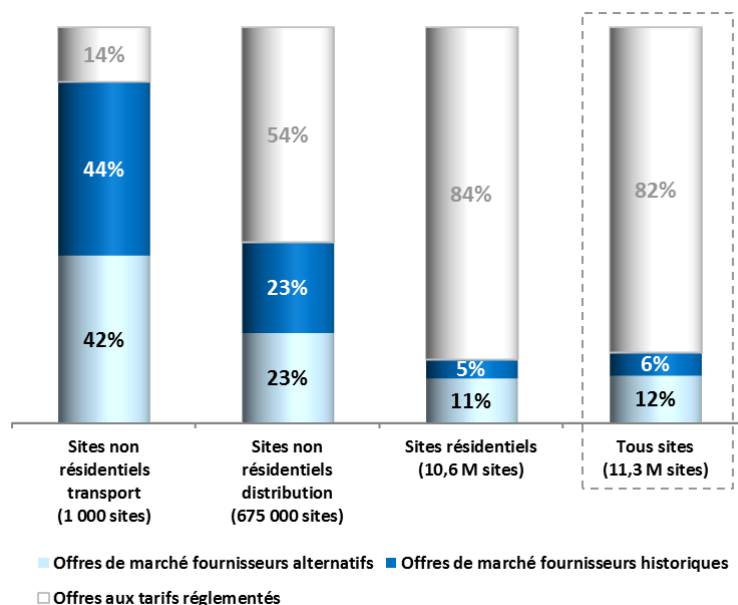
B) Evolution du nombre de sites en offre de marché



Au 31 décembre 2012, 2 013 000 sites ont choisi une offre de marché, dont 1 351 000 auprès d'un fournisseur alternatif.

C) Parts de marché en nombre de sites au 31 décembre 2012

Répartition des sites par type d'offre au 31 décembre 2012

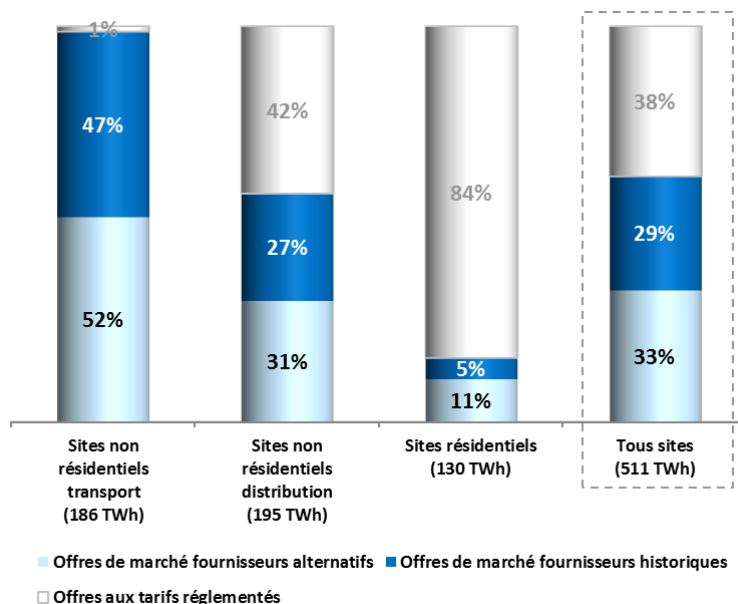


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au 31 décembre 2012, environ 18% des sites sont en offre de marché, dont 12% auprès d'un fournisseur alternatif.

D) Parts de marché en consommation annualisée au 31 décembre 2012

Répartition des consommations annualisées par type d'offre au 31 décembre 2012



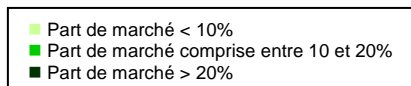
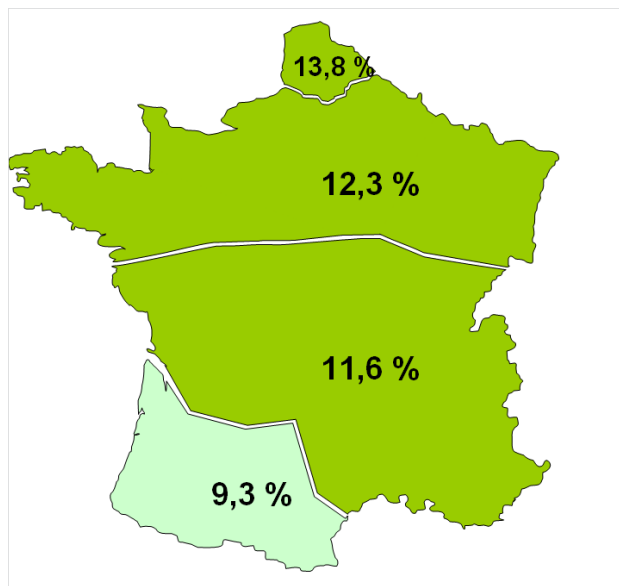
Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au 31 décembre 2012, environ 62% de la consommation est fournie par des offres de marché, dont 33% auprès d'un fournisseur alternatif.

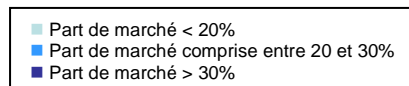
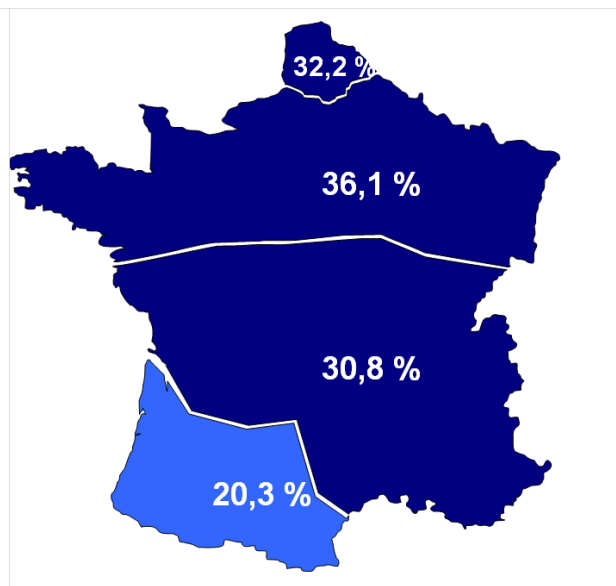
E) Analyse par zone géographique

Parts de marché des fournisseurs alternatifs par zone d'équilibrage²¹ au 31 décembre 2012

– en nombre de sites –



– en consommation annualisée –



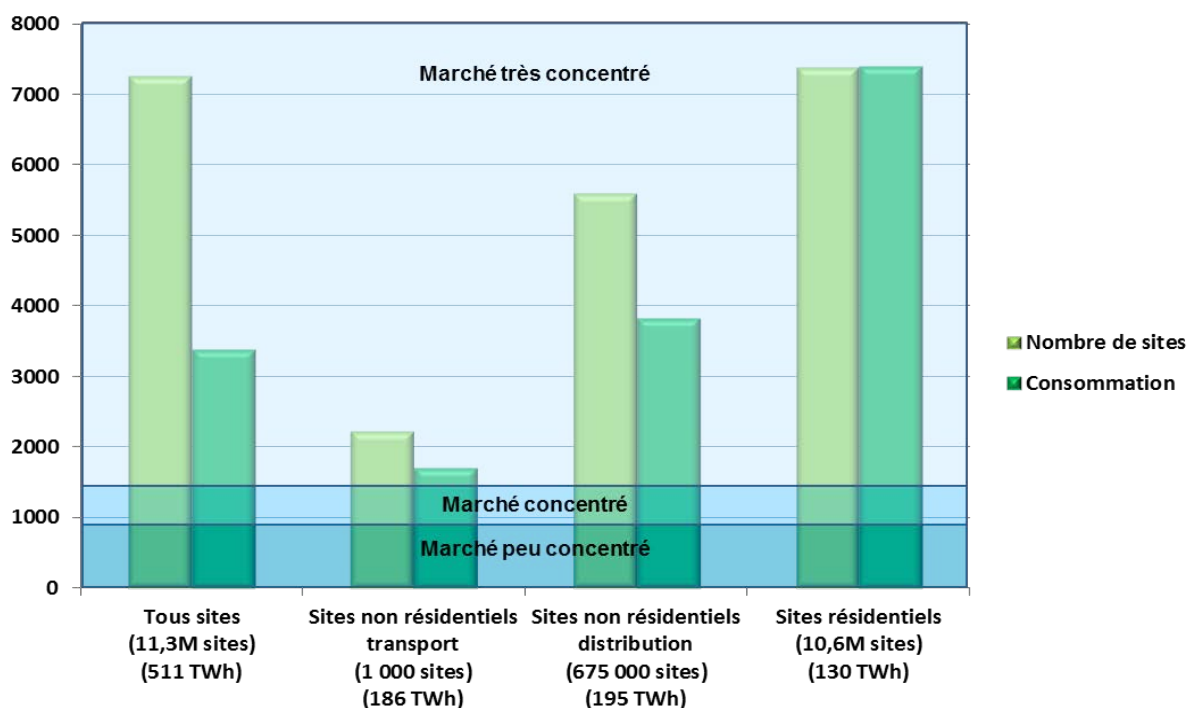
Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au 31 décembre 2012, dans la zone Nord-gaz B, 13,8% des sites et 32,2% de la consommation sont approvisionnés par un fournisseur alternatif.

²¹ Voir glossaire en fin de document pour la définition des zones d'équilibrage.

F) Indice HHI par segment de marché

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)²² en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail. Cet indice mesure la concentration du marché sur chaque segment de clientèle.

















Source : Analyses CRE

²² 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 et du gaz, cet indice ne doit être utilisé comme un indicateur du degré de concurrence qu'avec précaution. En effet, dans le cas du gaz, concentration et concurrence ne sont pas liées de façon aussi directe que sur la plupart des marchés.

G) Fournisseurs de gaz naturel actifs au 31 décembre 2012

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE²³
et actifs²⁴ au 31 décembre 2012





Fournisseur, Marque(s) commerciale(s)		Sites non résidentiels transport	Sites non résidentiels distribution	Sites résidentiels
Fournisseurs alternatifs ²⁵ de gaz naturel				
Alterna			•	•
Antargaz			•	•
Direct Énergie		•	•	•
E.ON Energie		•	•	
EDF		•	•	•
Endesa Energia		•	•	
eni		•	•	•
Enovos		•	•	
Gas Natural Fenosa		•	•	
Gaz de Paris			•	
Gazprom Marketing & Trading Ltd		•	•	
Iberdrola		•	•	
Poweo (devient Direct Energie)		•	•	•
VNG – Verbundnetz Gas AG		•	•	

²³ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 2 janvier 2013 à partir du moteur de recherche des fournisseurs par code postal.

²⁴ Un fournisseur est dit actif sur un segment donné s'il remplit l'une de ces conditions :

- il fournit au moins un site en gaz naturel ;
- il est expéditeur d'équilibre d'au moins un site en CAT ;
- il est expéditeur d'équilibre et a livré une partie de la consommation d'un site au cours de l'année précédente.

²⁵ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif et d'un fournisseur historique.

Fournisseurs historiques ²⁶ de gaz naturel				
Enerest			●	●
Gaz de Bordeaux		●	●	
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.fr²⁷
- 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 naturel²⁸ ;
- 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.

Près de 40 fournisseurs non nationaux sont actifs sur le territoire : 20 fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution²⁹) et une vingtaine de fournisseurs alternatifs. Ces fournisseurs présents localement ou régionalement sur le territoire proposent des offres à un ou plusieurs segments de clientèle.

²⁶ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif et d'un fournisseur historique.

²⁷ 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.

²⁸ 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.

²⁹ Voir le glossaire pour la définition d'une entreprise locale de distribution.

4. Analyse en dynamique : quatrième trimestre 2012

A) Tableau de synthèse du trimestre écoulé

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

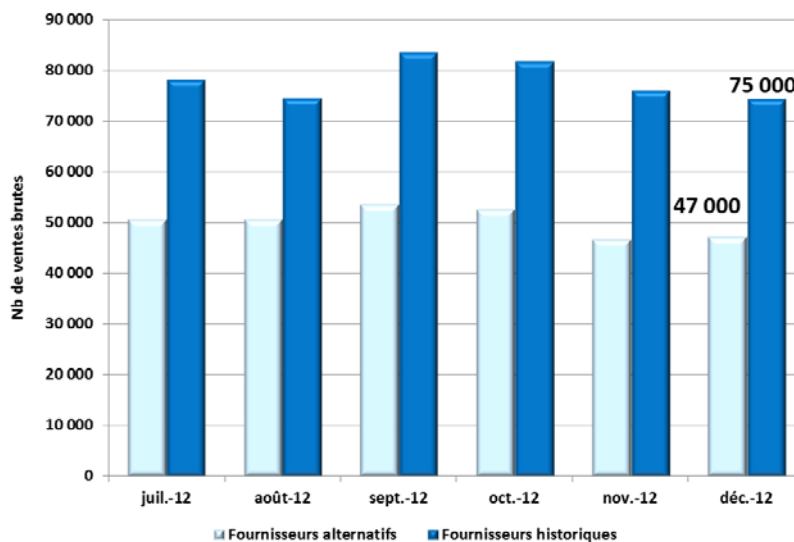
	Résidentiels		Non résidentiels	
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	T4 2012	T3 2012	T4 2012	T3 2012
Ventes brutes totales	346 000	362 000	32 000	30 000
fournisseurs historiques	212 000	218 000	20 000	19 000
fournisseurs alternatifs	134 000	144 000	12 000	11 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	38,7%	39,8%	37,5%	36,7%

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.

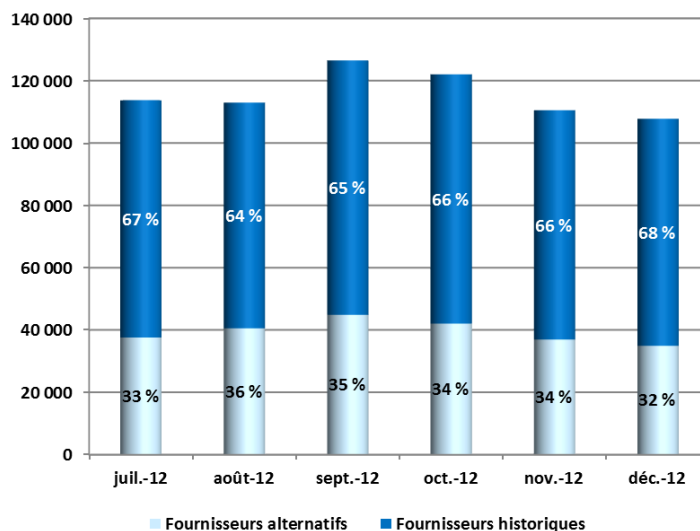
B) Ventes brutes des trimestres écoulés

Ventes brutes totales mensuelles



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

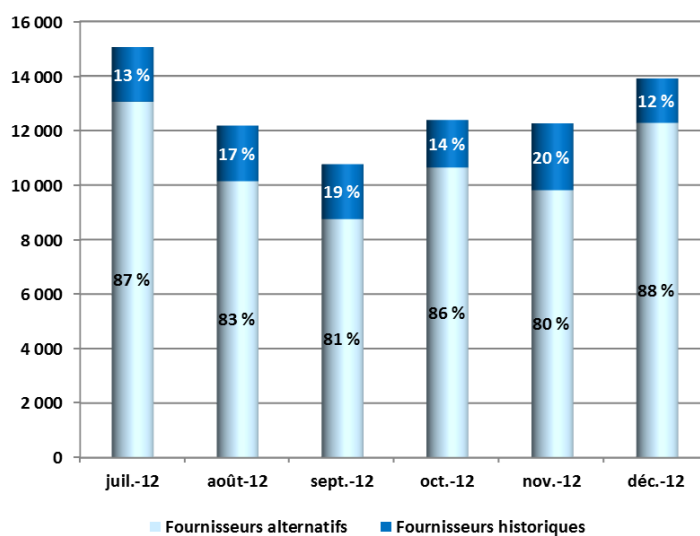
Evolution du nombre de mises en service par mois



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Au cours du quatrième trimestre 2012, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 33% des 340 000 mises en service effectuées.

Evolution du nombre de changements de fournisseur par mois



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

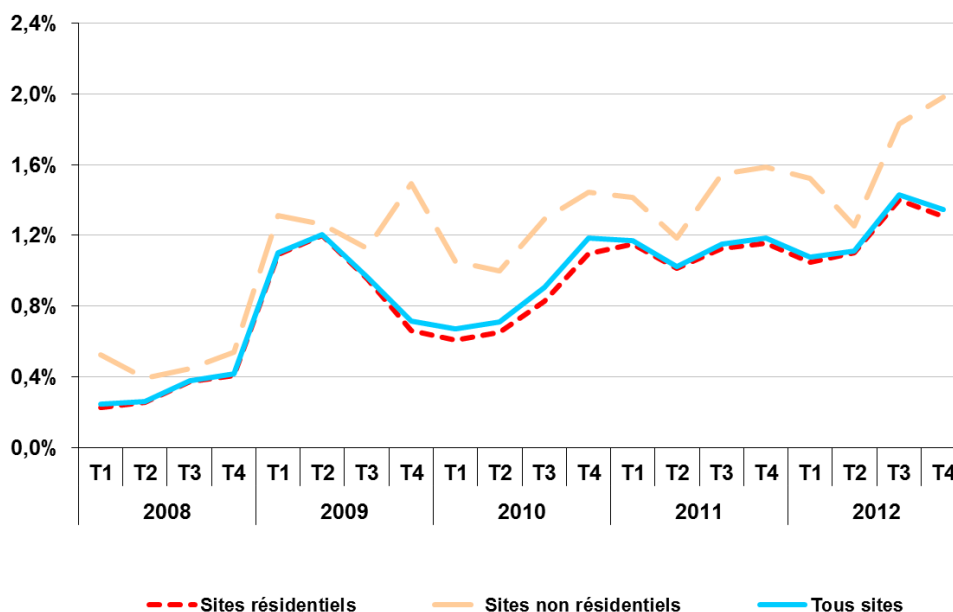
C) Taux de changement de fournisseurs (taux de *switch*)

D'après la définition de l'EREG, le changement de fournisseur est défini comme *l'action par laquelle un consommateur change de fournisseur*. Un *switch* est considéré comme le mouvement librement choisi d'un client (défini en termes d'un contrat ou les points d'approvisionnement et la quantité d'électricité ou de gaz associé au contrat) d'un fournisseur à un autre. L'activité de *switch* est définie comme le nombre de changements dans une période de temps donnée. Le **taux de switch** est alors le ratio du nombre de changements de fournisseurs ajouté aux mises en services des fournisseurs alternatifs dans la zone desservant le client sur le nombre total des clients éligibles dans chaque segment de clientèle. Il est à noter que le taux de switch ne tient pas compte des contrats renégociés sans qu'il y ait changement de fournisseurs.

La méthode de calcul du taux de switch établie par l'EREG est la suivante :

- Somme sur une période (typiquement un trimestre)
 - Des changements de fournisseur chez tous les fournisseurs
 - Des mises en service de nouveaux sites
 - chez les fournisseurs alternatifs
 - chez les fournisseurs historiques en dehors de leur zone historique de desserte
- Divisée par le nombre de sites à la fin de la période

Évolution du taux de *switch* par segment de clientèle entre le premier trimestre 2008 et le quatrième trimestre 2012



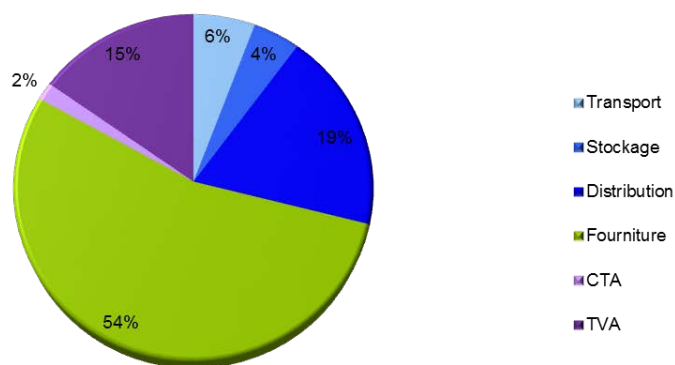
Exemple de lecture : au cours du quatrième trimestre 2012, 1,3% des clients résidentiels ont soit :

- changé de fournisseur
- effectué une mise en service par un fournisseur alternatif
- effectué une mise en service par un fournisseur historique en dehors de sa zone de desserte.

5. Prix de vente du gaz naturel sur le marché de détail

A) Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente de GDF Suez au 31 décembre 2012

Client moyen en distribution publique



Transport, stockage et distribution : part du tarif réglementé de vente couvrant les coûts de transport, stockage et distribution du gaz naturel. Les coûts de transport et de distribution sont déterminés par application du tarif d'utilisation des réseaux de gaz.

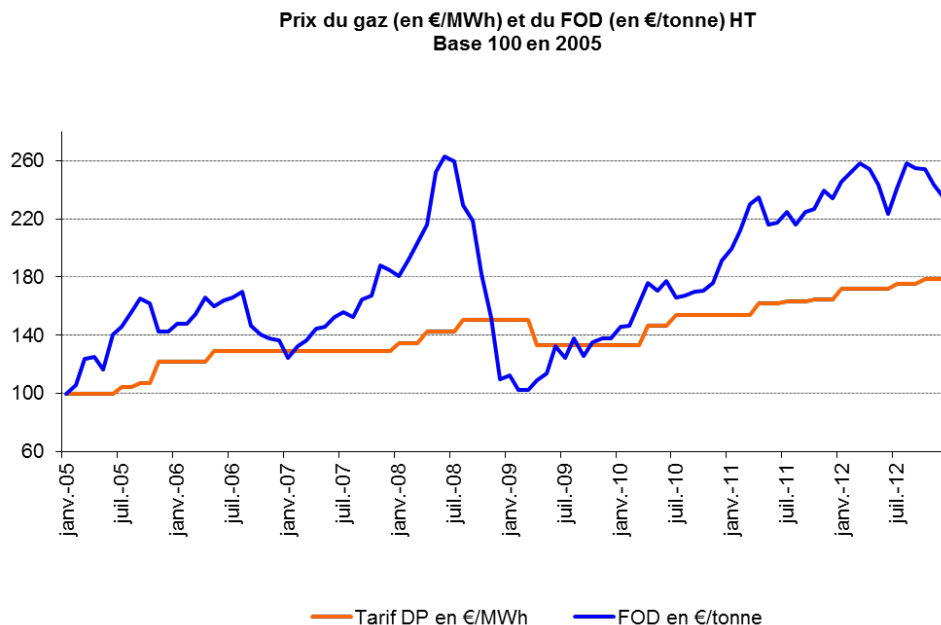
Fourniture : part du tarif réglementé de vente couvrant les coûts de commercialisation et les coûts d'approvisionnement supportés par GDF Suez

CTA : Contribution tarifaire d'acheminement. Elle permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières

B) Evolution des prix de vente du gaz naturel sur le marché de détail

Le graphique ci-dessous présente l'évolution comparée en base 100 des tarifs réglementés de vente de gaz naturel de GDF Suez pour un client B1 consommant 17 MWh/an et du cours du fioul domestique en €/tonne.

On constate qu'entre janvier 2005 et décembre 2012, le gaz naturel a augmenté de 79 % alors que le fioul a augmenté de 135 %.



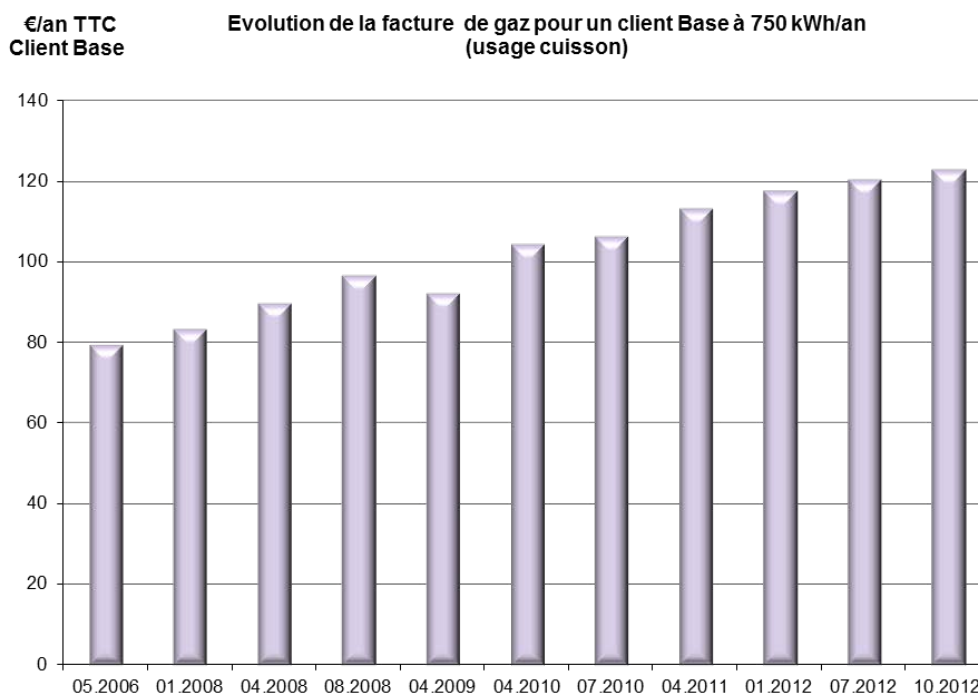
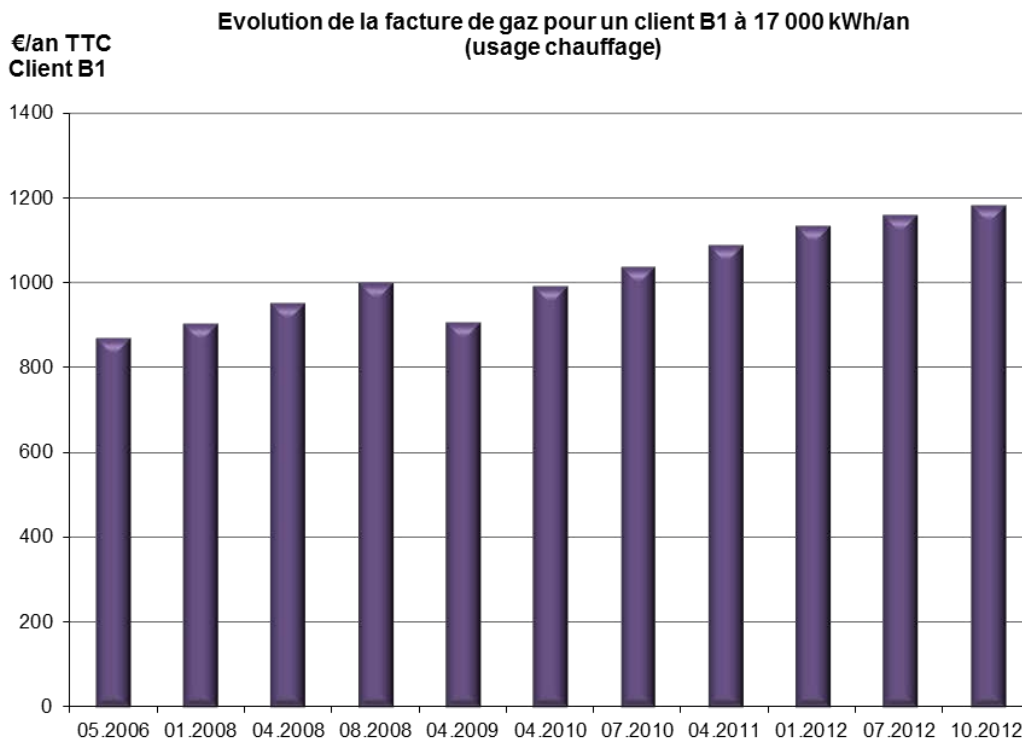
Date	Tarifs en distribution publique
juil-05	+ 4,1%
sept-05	+ 2,8%
nov-05	+ 13,7%
mai-06	+ 5,8%
janv-08	+ 4,3%
avr-08	+ 6,3%
août-08	+ 5,3%
avr-09	- 11,3%
avr-10	+ 9,7%
juil-10	+ 5,1%
avr-11	+ 5,2%
juil-11	+ 0,7%*
oct-11	+ 1,1%*
janv-12	+4,4%
juil-12	+2%
oct-12	+2%

* en juillet et en octobre 2011, la hausse des tarifs en distribution publique n'a été appliquée qu'aux clients non résidentiels ayant souscrit un tarif supérieur au B2I. Le pourcentage donne l'évolution globale moyenne, tous clients confondus.

C) Evolution de la facture annuelle au tarif réglementé de vente

Les graphiques suivants donnent, à chaque date d'évolution tarifaire, la facture annuelle résultant des tarifs en vigueur pour deux clients type : un client type au tarif Base de GDF Suez avec une consommation annuelle de 750 kWh (usage cuisson), et un client type au tarif B1 (niveau 2) avec une consommation annuelle de 17 000 kWh (usage chauffage).

La facture couvre le tarif réglementé de vente, la CTA et la TVA.
















D) Comparaison des offres au 31 décembre 2012

Deux offres existent sur le marché :

- o les tarifs réglementés de vente
- o les offres de marché, soit à prix indexé sur les tarifs réglementés de vente, soit à prix fixe indépendant des tarifs réglementés de vente

Comparaison des offres pour un client type Base (cuisson)

															
Offre Gaz Naturel*	Gaz Base	Essentiel Base	Tarif Réglementé Gaz Naturel	Préférence 1 an Base*	Préférence 2 ans Base*	Horizon Base* (2)	Oxygène Base*	Dolce Vita Gaz Naturel 1 an*	Dolce Vita Gaz Naturel 2 ans*	Dolce Vita Gaz Naturel Compensé carbone 1 an*	Dolce Vita Gaz Naturel Compensé carbone 2 ans*	Privilegé NT	Mon contrat Gaz Naturel	Esprit libre Base*	Esprit libre B0*
- 7%	- 3%	- 2%	TRV	+ 3%	+ 5%	+ 7%	+ 8%	+ 16%	+ 17%	+ 18%	+ 24%	+ 37%	+ 41%	+ 43%	
114 €/an	119 €/an	120 €/an	123 €/an	127 €/an	129 €/an	(1) 131 €/an (2) 132 €/an	133 €/an	143 €/an	144 €/an	145 €/an	152 €/an	169 €/an	169 €/an	169 €/an	

exemple de lecture :

Comparaison réalisée sur un **client résidentiel type** :

- de consommation annuelle **750 KWh** (BASE)
- situé à Paris
















Facture TTC estimée par an hors « promo »

Logo fournisseur	
Nom de l'offre	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	123 €/an

Source: Comparateur d'offres énergie-info

* Offres à prix fixes pendant la durée du contrat et révision des prix à date d'échéance.

Comparaison des offres pour un client type B1 (chauffage)

														
Offre Gaz Naturel*	Essentiel B1	Offre liberté A1 Gaz B1 et B2i	Idéa gaz B1	Tarif Réglementé Gaz Naturel	Mon contrat Gaz Naturel Privilege NT (2)	Dolce Vita Gaz Naturel 1 an* (1) Dolce Vita Gaz Naturel 2 ans* (2)	Dolce Vita Gaz Naturel 1 an* (1) Dolce Vita Gaz Naturel 2 ans* (2)	Préférence 1 an B1* (1) Privilège NT 1 an* (2) Esprit libre B1 et B2i* (3) Privilege NT 2 ans* (4)	Esprit libre B1 et B2i* (3) Privilege NT 2 ans* (4)	Planète 1 an B1*	Préférence 2 ans B1* (1) Dolce Vita Gaz Naturel Compensé carbone 1 an* (2) Dolce Vita Gaz Naturel Compensé carbone 2 ans* (2)	Planète 2 ans B1*	Horizon B1*	Oxygène B1*
- 10%	- 5%	- 4%	- 3%	TRV	+ 1%	+ 3%	+ 4%	+ 5%	+ 6%	+ 7%	+ 8%	+ 9%	+ 10%	
1 066 €/an	1 129 €/an	1 130 €/an	1 151 €/an	1183 €/an	(1) 1 190 €/an (2) 1 194 €/an	(1) 1 222 €/an (2) 1 224 €/an	(1) 1 228 €/an (2) 1 230 €/an (3) 1 232 €/an (4) 1 236 €/an	1 247 €/an	(1) 1 257 €/an (2) 1 259 €/an	1 261 €/an	1 247 €/an	1 247 €/an	1 247 €/an	

exemple de lecture :

Comparaison réalisée sur un **client résidentiel type** :

- de consommation annuelle **17 000 KWh** (BASE)
- situé à Paris

Facture TTC estimée par an hors « promo »

Logo fournisseur	
Nom de l'offre	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	1 183 €/an

Source: Comparateur d'offres énergie-info

* Offres à prix fixes pendant la durée du contrat et révision des prix à date d'échéance.

Le marché de gros du gaz

1. Les principales dates concernant le marché de gros français

- **2004** : premiers indices publiés concernant 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.
- **2008** : possibilité d'accès au marché de gros pour les clients industriels directement raccordés au réseau de GRTgaz.
- **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).
- **Novembre 2010** : mise en service du terminal méthanier de Fos Cavaou à 100%.
- **Décembre 2010** : Commercialisation de capacités de transport journalières et mensuelles entre Zeebrugge et le PEG Nord.
- **Janvier 2011** : GRT gaz et le luxembourgeois CREOS lancent une consultation de marché pour le développement de capacités de transport fermes de la France vers le Luxembourg.
- **Mai 2011** : Powernext lance un produit *Spread* PEG Sud/ PEG Nord sur sa plateforme *Powernext Gas Spot*.
- **Juillet 2011** : Mise en place du premier service de couplage de marchés entre les PEG Nord et Sud de GRTGaz sur la plateforme *Powernext Gas Spot*.
- **Décembre 2011** : TIGF devient membre de *Powernext Gas Spot* afin de couvrir une partie de ses besoins d'équilibrage journalier sur le PEG SudOuest.
- **Février 2012** : Elengy met en place un service de rechargement de navires sur le terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne.
- **Février 2013** : *Powernext Gas Futures* lance des produits *TTF* et *spread PEGNord/TTF*.

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

A) Structure de l'approvisionnement français

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

Les importations ont représenté 152 TWh au cours du quatrième trimestre 2012 contre 130 TWh au trimestre précédent, soit une augmentation de 17%. Les importations sont restées stables par rapport au dernier trimestre 2011 (151 TWh).

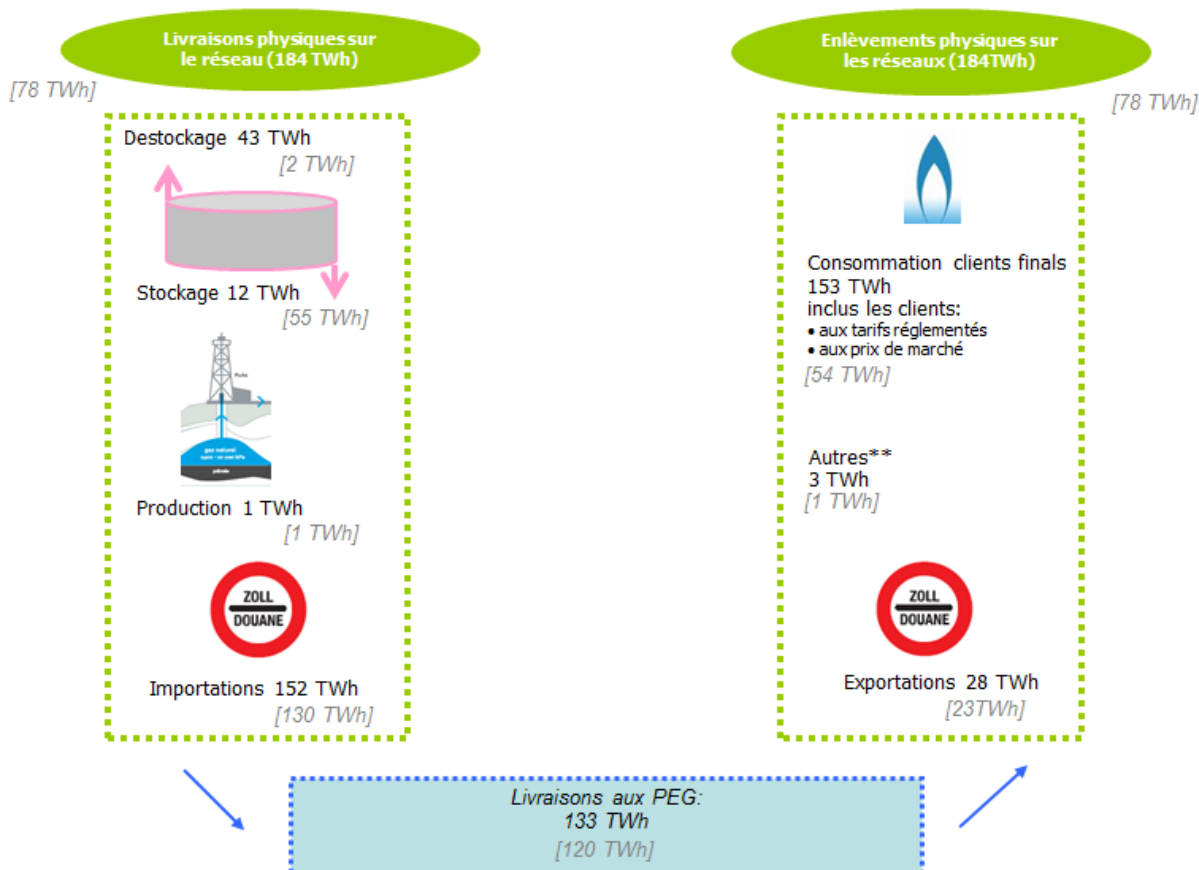
La structure d'approvisionnement en France affiche toujours une dépendance aux importations norvégiennes (48%), néerlandaises (16%), russes (12%) et algériennes (10%). Les approvisionnements depuis la Norvège ont augmenté de 52% par rapport au trimestre précédent alors que les flux en provenance d'Égypte (GNL) ont baissé de près de 79%.

Depuis la chute du prix du gaz en 2009, de nombreux pays importateurs ont demandé à leurs fournisseurs d'introduire une variable marché à leurs clauses d'indexation des contrats long-terme.

Les renégociations engagées peuvent porter sur de telles clauses ou également sur les volumes contractuels³⁰.

Les approvisionnements en France 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).

Approvisionnement et débouchés des acteurs du marché français au quatrième trimestre 2012



Sources : GRTgaz, TIGF – Données [T3 2012] et T4 2012

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

A) Evolution de la consommation en France

Au quatrième trimestre 2012, la consommation de gaz naturel en France a nettement progressé par rapport au trimestre précédent et s'est établie à 154 TWh. Celle-ci est également en hausse (+12%) par rapport au quatrième trimestre 2011.

³⁰ Voir à titre illustratif le communiqué de presse de GDF Suez du 9 février 2012, relatif aux résultats du groupe <http://www.gdfsuez.com/wp-content/uploads/2012/02/cp-gdf-suez-fy-2011-vf.pdf> p. 3 : « Les contrats de gaz à long terme ont, en quasi totalité, été revus afin d'augmenter l'indexation sur les prix de marché au dessus de 25 % », ainsi que la planche 25 de la présentation des résultats annuels 2011 de GDF Suez <http://www.gdfsuez.com/document/?f=files/fr/fy-2011-results-vf.pdf> : «

- Augmentation de la part indexée marché : au-dessus de 25% (jan. 2012) contre 10% (jan. 2011)
- Baisse des prix indexés pétrole »

B) Prix *day-ahead* en France et comparaison européenne

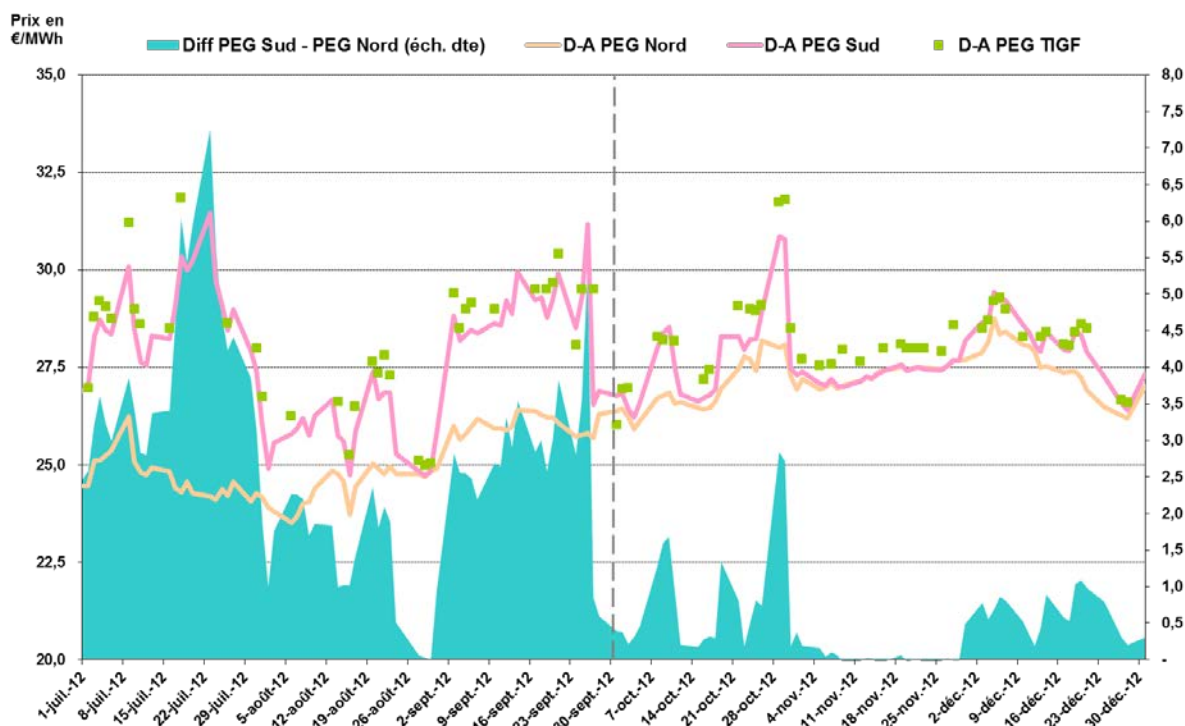
L'écart de prix *day-ahead* entre le PEG Nord et le PEG Sud a diminué de 82% durant le quatrième trimestre 2012 affichant en moyenne 0,5 €/MWh contre 2,8 €/MWh au cours du trimestre précédent. L'écart de prix le plus important du trimestre (2,8 €/MWh) a été enregistré le 29 octobre. Ce dernier était essentiellement dû à la hausse des prix au PEG Sud suite à une baisse des températures et au recours limité aux stockages du fait des contraintes de remplissage.

Suite aux épisodes de différentiels de prix très élevés entre le PEG Nord et le PEG Sud durant le troisième trimestre 2012, la CRE a ouvert une enquête sur les conditions de formation des prix au Sud de la France³¹. Dans le cadre de cette dernière, la CRE analysera l'ensemble des transactions individuelles sur le marché de gros, ainsi que la disponibilité et l'usage des infrastructures gazières.

Les prix du *day-ahead* en France ont été volatiles durant les mois d'octobre et décembre et relativement stables au cours du mois de novembre.

Au PEG Nord, le prix du *day-ahead* s'est établi en moyenne à 27,2 €/MWh au cours du quatrième trimestre 2012, soit une hausse de 9% par rapport au trimestre précédent et une progression de 16% par rapport au quatrième trimestre 2011. Les prix au PEG Sud et au PEG TIGF sont restés stables par rapport au trimestre précédent affichant 27,7 €/MWh et 28,2 €/MWh, respectivement.

Prix *day-ahead* sur les marchés de gros français



Source : Powernext

Les prix *day-ahead* ont évolué de façon similaire sur l'ensemble des places de marché européennes. Le NBP a affiché un niveau de prix des plus élevés sur ce dernier trimestre 2012 (27,6 €/MWh) au-dessus de la moyenne des prix sur les autres hubs européens (27,2 €/MWh³²). Le NBP a entamé le trimestre avec les prix les moins chers sur la sphère régionale avant d'augmenter fortement jusqu'à se déconnecter durablement des prix des autres marchés sur le reste du trimestre (jusqu'à la mi-

³¹ Communiqué de presse du 27 juillet 2012 : <http://www.cre.fr/documents/presse/communiqués-de-presse/la-cre-ouvre-une-enquete-sur-les-prix-de-marche-du-gaz-au-sud-de-la-france/consulter-le-communiqué-de-presse>

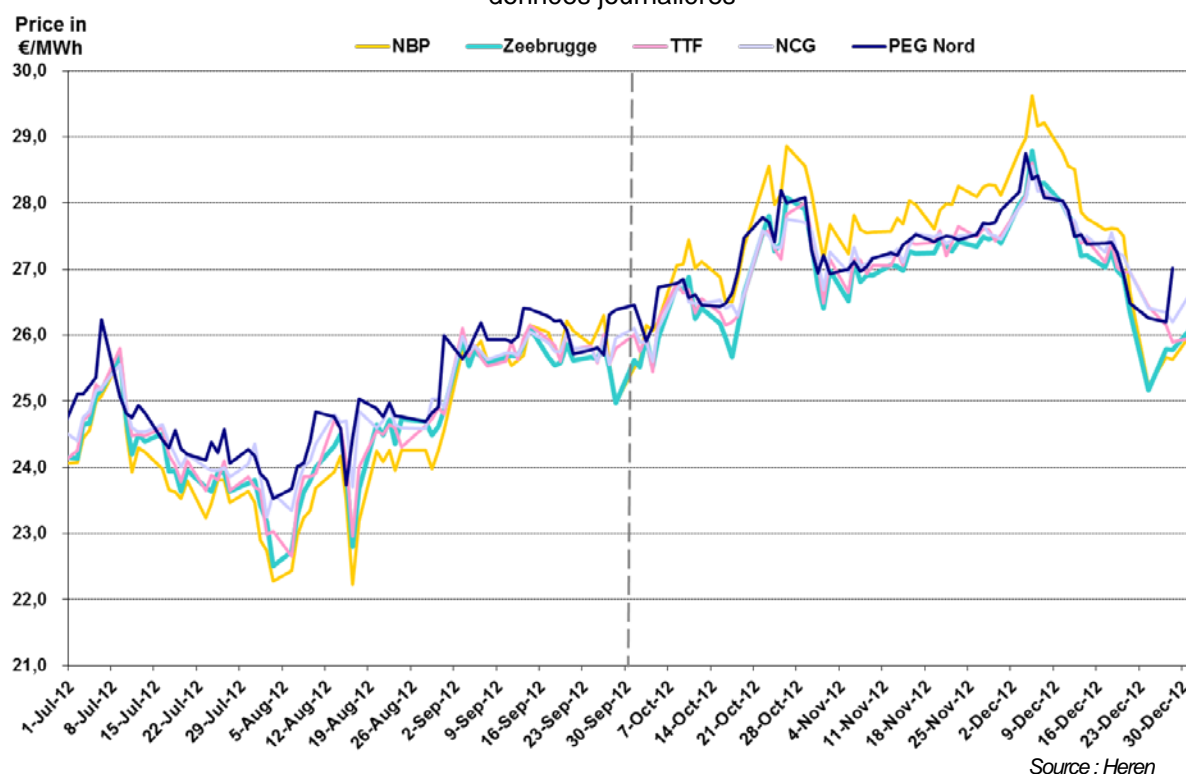
³² Calcul à partir de la moyenne des prix sur les hubs PEG Nord, NBP, TTF, NCG et Zeebrugge

décembre 2012). La principale raison de la hausse des prix au NBP réside dans une baisse des importations norvégiennes suite à des problèmes techniques qui ont contraint la production sur les sites d'Ormen Lange et Troll. Par ailleurs, les livraisons erratiques de GNL (maintenances sur les trains de productions au Qatar, problèmes de production au Nigéria et en Angola, détournements de cargos vers l'Asie, etc...) dans un contexte de demande en hausse progressive ont prolongé la tendance haussière des prix. Etant donnée les différentiels de prix entre le NBP et Zeebrugge sur le quatrième trimestre 2012, les flux se sont inversés sur l'Interconnector, élément qui a fait progresser les importations à destination du Royaume-Uni jusqu'à atteindre un niveau record au mois de novembre.

Le recul des prix en fin d'année 2012 est essentiellement dû à la baisse de l'activité en raison des vacances de Noël et d'un radoucissement des températures qui a pesé sur la demande.

En moyenne trimestrielle, les prix *day-ahead* européens ont progressé de 10% affichant 27,2 €/MWh contre 24,5 €/MWh au trimestre précédent et sont en hausse de plus de 18% par rapport au quatrième trimestre 2011.

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



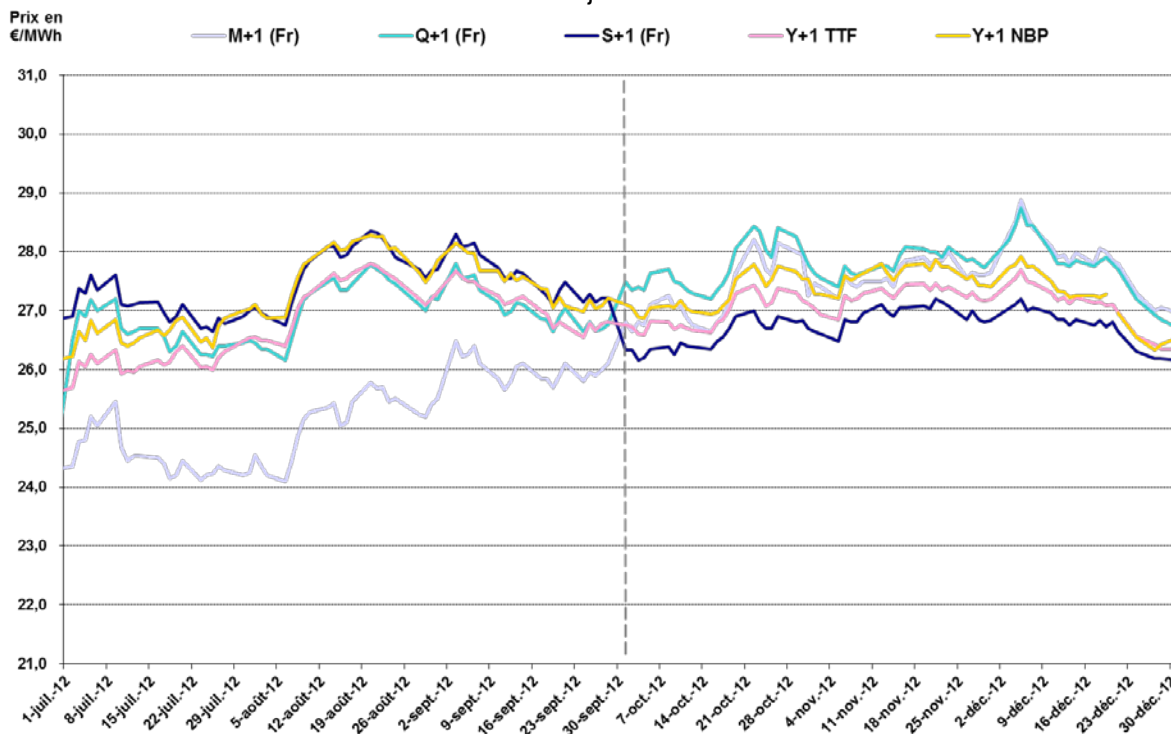
C) Prix à terme en Europe

Au cours du dernier trimestre 2012, les prix des produits à terme français ont augmenté en moyenne de 3% par rapport au trimestre précédent et de 10% en comparaison avec le quatrième trimestre 2011. Au PEG Nord, les prix des produits *M+1* et *Q+1* ont affiché respectivement 27,6 €/MWh et 28,8 €/MWh alors que les produits saisonniers sont en légère régression par rapport au trimestre précédent (27,4 €/MWh). Les produits annuels sur le NBP et le TTF sont restés stables en moyenne trimestrielle par rapport au trimestre précédent et se sont établis à 27,3 €/MWh.

En comparaison avec le quatrième trimestre 2011, les prix sur l'ensemble des produits à terme au PEG Nord ont augmenté, représentant une progression de 11% sur le *M+1* et 9% sur le *Q+1* et le *S+1*.

Prix à terme sur les marchés européens

- données journalières -



Source : Heren

3. Activité sur le marché de gros français

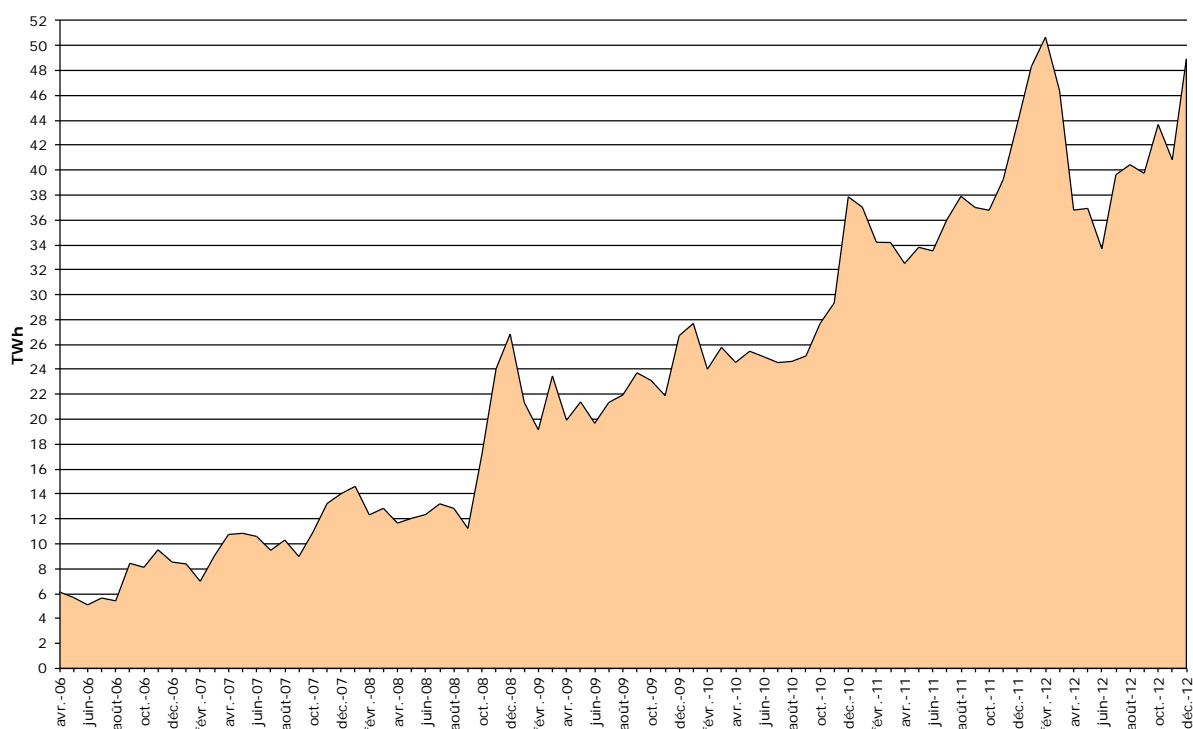
L'essentiel du commerce de gros du gaz s'effectue sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plates-formes de trading). La CRE rend public (cf. cahier d'indicateurs gaz) les volumes agrégés des transactions effectuées via ces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

- des transactions OTC conclues entre les acteurs ;
- des transactions boursières conclues entre les acteurs ;
- 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 aux PEG. Il ne s'agit pas du volume des transactions observées sur la période, mais des livraisons physiques issues des échanges entre les acteurs du marché de gros.

Volume des livraisons de gaz aux PEG Français



Source : GRT – Analyse : CRE

NB : sur ce graphique figurent toutes les livraisons issues des échanges de gaz entre les acteurs du marché de gros, y compris les livraisons correspondant au programme de cession temporaire de gaz (gas release) et l'approvisionnement des opérateurs de réseau pour des besoins de fonctionnement

Les livraisons de gaz aux PEG ont totalisé 133,4 TWh au quatrième trimestre 2012, soit une hausse de 11,3 % par rapport au trimestre précédent (119,8 TWh) et de 11,4 % par rapport au quatrième trimestre 2011 (119,7 TWh).

A) Evolution du négoce sur le marché intermédiaire français

Au quatrième trimestre 2012, les volumes échangés sur le marché intermédiaire français sont en hausse de 20% par rapport au trimestre précédent. Cependant, ces volumes se situent en baisse de 12% par rapport au quatrième trimestre 2011.

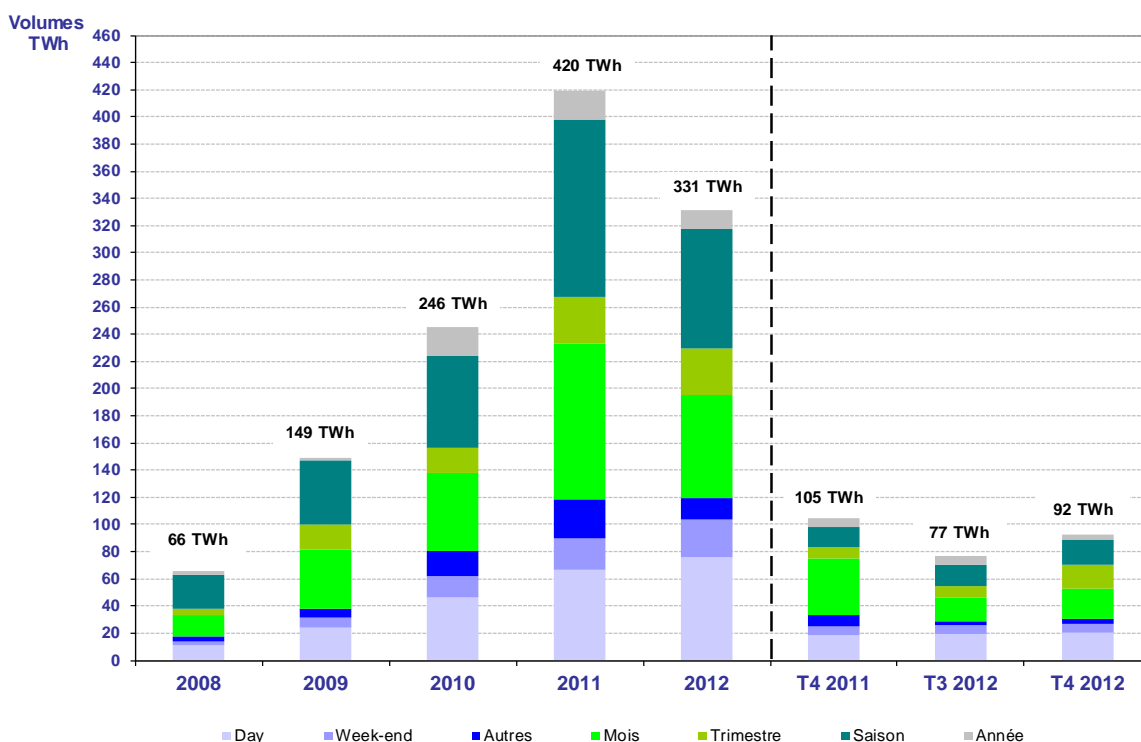
L'année 2012 clôture avec un fort recul de volumes négociés (-21%) par rapport à l'année précédente. Alors que les échanges via des produits de court terme (*day* et *weekend*) ont augmenté de 16%, le négoce sur l'ensemble du marché à terme et sur les produits spot non standard ont reculé de 31%.

Au quatrième trimestre 2012, 61,4 TWh ont été échangés sur le marché à terme, soit une augmentation de 26% par rapport au trimestre précédent et un recul de 14% par rapport au quatrième trimestre 2011. Tandis que le négoce sur l'ensemble des produits à terme (à exception des produits annuels) est en hausse par rapport au trimestre précédent, le recul par rapport au quatrième trimestre 2011 est essentiellement porté par les produits mensuels.

Concernant le marché spot, les volumes échangés au quatrième trimestre 2012 (30,9 TWh) sont en augmentation de 8% par rapport au trimestre précédent et en recul de 7% par rapport au quatrième trimestre 2011. Les produits d'autres maturités spot, échangés exclusivement en OTC, ont été le principal segment expliquant cette évolution.

La part du marché spot dans le négocié intermédié se situe à 33%. Celle-ci se situait à 37% au cours du trimestre précédent et à 32% au quatrième trimestre 2011. Le marché spot a représenté 36% des échanges au cours de l'année 2012 contre 28% en 2011.

Répartition des volumes négociés par produit sur le marché intermédié



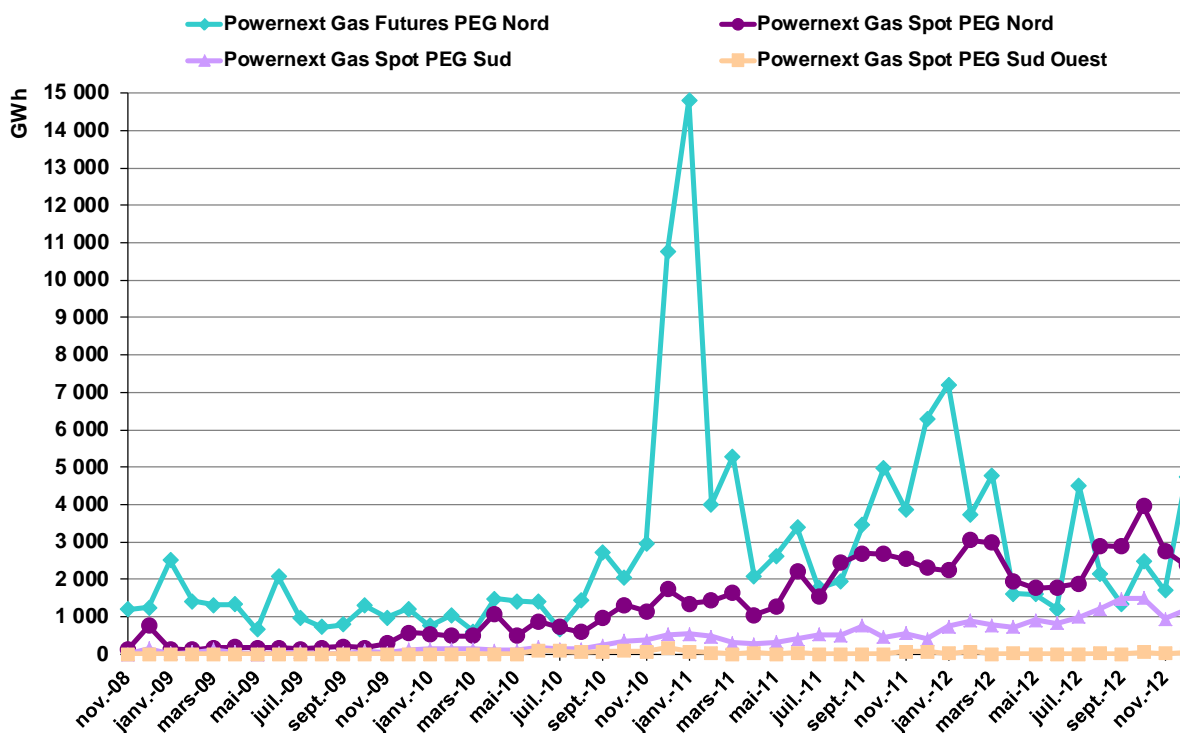
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

B) Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

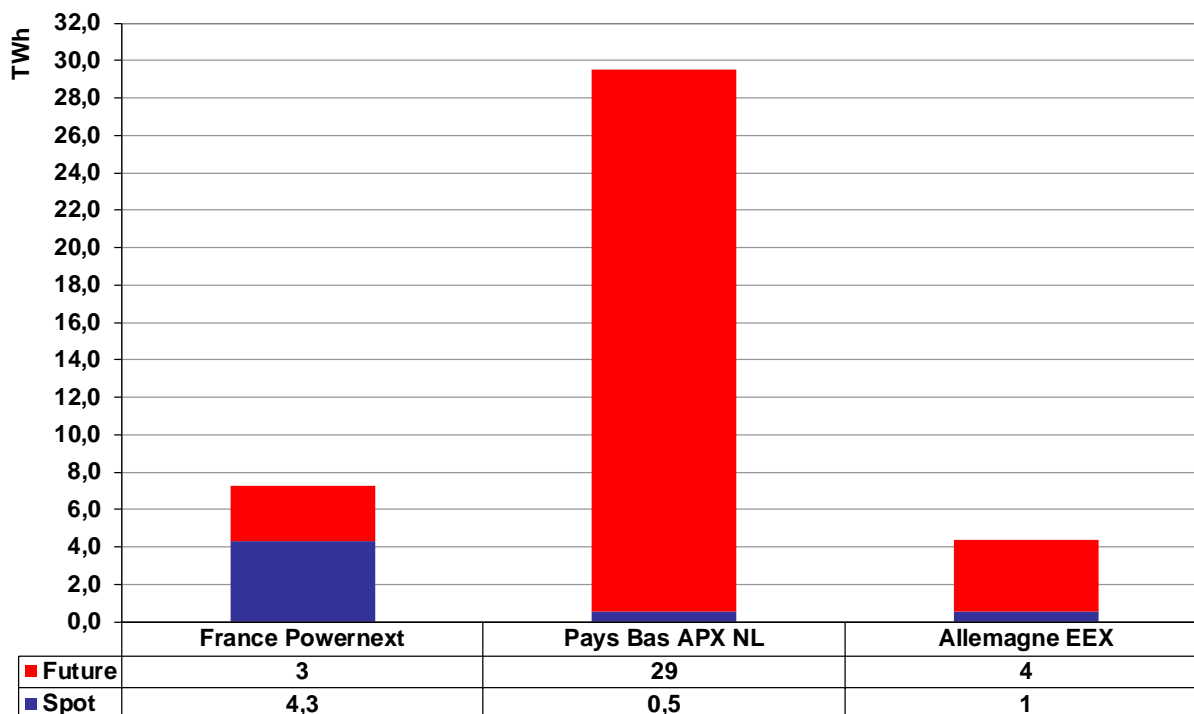
Le volume négocié sur le marché organisé *Powernext Gas Spot* au quatrième trimestre 2012 s'est situé à 12,8 TWh, soit une hausse de 13% par rapport au trimestre précédent et de 41% par rapport au quatrième trimestre 2011. 11 085 transactions ont été effectuées au cours du trimestre, contre 6 069 au trimestre précédent et 6 097 au quatrième trimestre 2011.

Sur *Powernext Gas Futures* au PEG Nord, le volume négocié s'est situé à 8,9 TWh, soit une augmentation de 12% par rapport au trimestre précédent et une baisse de 41% par rapport au quatrième trimestre 2011. Au total, 319 transactions ont été conclues sur ce marché au quatrième trimestre 2012, contre 190 au cours du trimestre précédent et 576 au quatrième trimestre 2011.

Volume mensuel échangé sur les marchés organisés français depuis leur création – toutes échéances confondues –



Activité sur les principaux marchés organisés européens – Volume mensuel moyen au quatrième trimestre 2012 –



Sources : Powernext, APX, EEX — Analyse : CRE

Le volume négocié sur les bourses française, allemande et néerlandaise, au cours du quatrième trimestre 2012 s'est situé à 41,2 TWh en moyenne mensuelle (dont 5,3 TWh sur le spot), soit une progression de 17% par rapport au trimestre précédent et de 9% par rapport au quatrième trimestre 2011.

Sur l'ensemble des hubs européens, le National Balancing Point (NBP) demeure le marché le plus liquide et maintient son influence sur les hubs continentaux, particulièrement ceux avec lesquels il existe une interconnexion physique directe (TTF via le BBL et Zeebrugge via l'Interconnector). Le TTF est en développement continu de son activité tant en volume qu'en nombre de transactions, principalement sur le segment à terme, du fait notamment de la flexibilité de son offre de gaz et sa proximité avec d'autres réserves physiques (Royaume-Uni et Norvège). En France, le PEG Nord poursuit sa dynamique de liquidité croissante sur le segment spot.

4. Suivi des infrastructures

La consommation totale de gaz en France s'est élevée à 154 TWh au dernier trimestre 2012. Cette dernière a fortement augmenté par rapport au trimestre précédent, mais reste à un niveau proche par rapport à la même période de 2011. Cette stabilité résulte de l'effet conjugué de la hausse de la consommation du secteur résidentiel et tertiaire, à 107,1 TWh, en hausse de 12 % (à 96 TWh) par rapport au niveau du dernier trimestre 2011, et de la baisse de la consommation du secteur industriel (-7 % à 43,2 TWh) et des sites fortement modulés (-51 % à 4,4 TWh).

Les tendances observées sur le trimestre précédent se poursuivent, notamment la baisse des importations de GNL en Europe. Ainsi, les terminaux méthaniers ont pourvu à hauteur de 28,2 TWh le marché français, en baisse de 18 % par rapport au dernier trimestre de 2011. C'est le terminal de Montoir qui subit la plus forte baisse de ses émissions (- 40 %), contre une baisse moyenne de 7 % pour les terminaux de Fos Tonkin et Fos Cavaou. La baisse significative du recours aux approvisionnements en GNL en France et en Europe s'explique par des prix du GNL significativement plus élevés en Asie. Cette diminution est partiellement compensée par les importations de gaz à Obergailbach et l'utilisation des stockages, respectivement en hausse de 3 TWh et 2,4 TWh sur le dernier trimestre 2012, par rapport à la même période de 2011.

5. Concentration du marché français du gaz

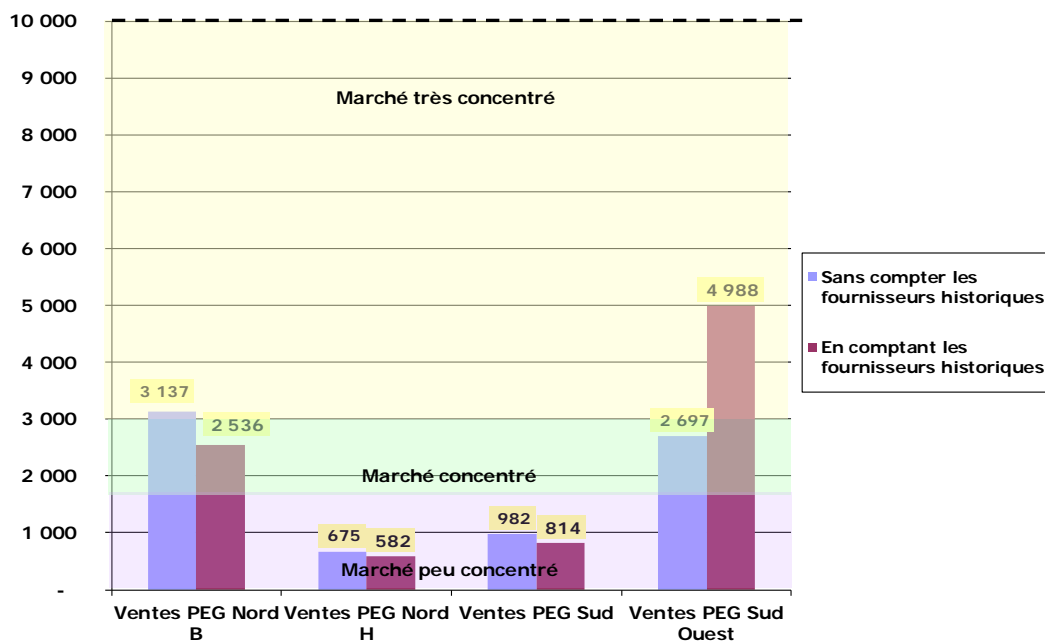
A la fin du quatrième trimestre 2012, 110 expéditeurs étaient actifs aux PEG dont 47 acteurs étaient présents sur *Powernext Gas Spot* et 41 sur *Powernext Gas Futures*.

A) Concentration aux PEG

Les graphiques suivants donnent l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) pour les différents segments du marché de gros français. Cet indice est calculé sur la base des enlèvements et des livraisons nominés aux PEG, regroupant ainsi l'ensemble des échanges sur le marché français.

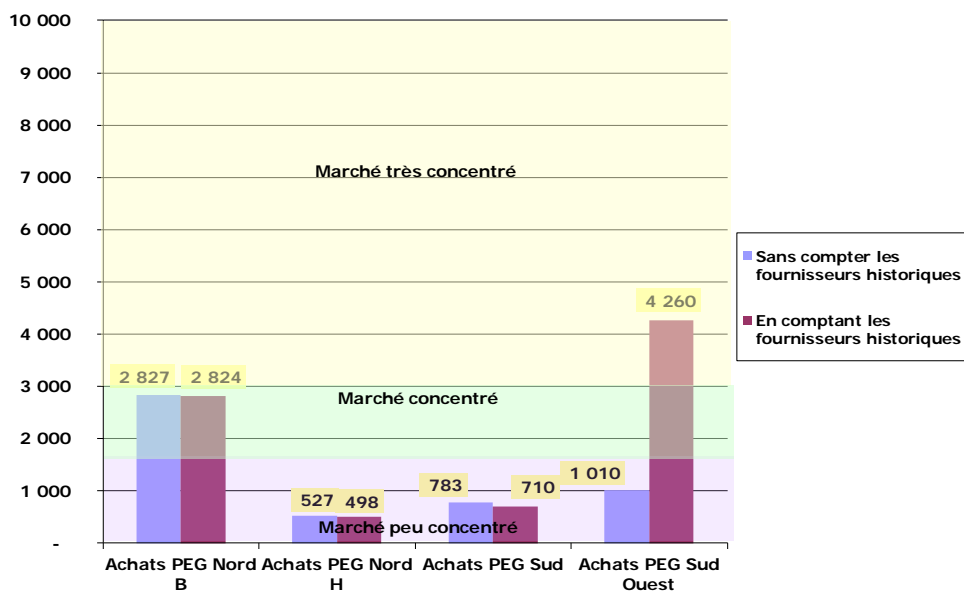
Au quatrième trimestre 2012, le PEG Nord H a affiché une baisse de concentration à la vente et une légère hausse de concentration à l'achat sur le segment des fournisseurs alternatifs. La concentration au PEG Sud s'est située à la baisse sur le segment des achats et en hausse sur les ventes, celles-ci tirées par l'activité des fournisseurs historiques. Enfin, la part de marché des fournisseurs historiques a augmenté sensiblement au PEG TIGF au cours du trimestre.

Indice de concentration HHI – Ventes aux PEG – quatrième trimestre 2012 –



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Indice de concentration HHI – Achats aux PEG – quatrième trimestre 2012 –



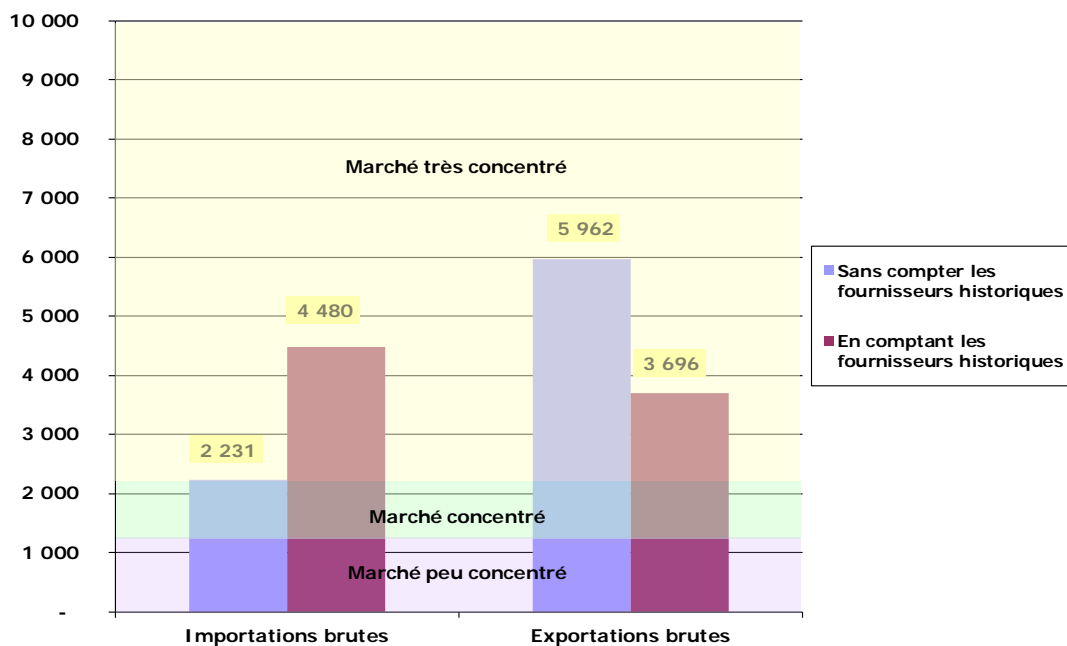
Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

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 (enlèvements depuis le réseau français aux points d'interconnexion).

Au cours du quatrième trimestre 2012, la part des fournisseurs historiques dans les importations a augmenté par rapport au trimestre précédent. Toutefois, la concentration des exportations a diminué malgré une concentration plus forte sans compter les fournisseurs historiques.

Indice de concentration HHI – importations/exportations – quatrième trimestre 2012 –



Sources: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

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

Changement de fournisseur

Action par laquelle un consommateur change de fournisseur pour le même point de livraison (ainsi, les déménagements sont comptabilisés séparément).

CU (contrat unique)

Contrat, au sens de l'article L. 111-92 du code de l'énergie, regroupant la fourniture et l'accès aux réseaux, conclu entre un consommateur final et un fournisseur, pour un site de consommation donné.

ELD (entreprise locale de distribution)

Entreprise ou régie qui assure la distribution et/ou la fourniture d'électricité ou de gaz sur un territoire déterminé, non desservi par ERDF ou GrDF.

ERGEG (European Regulators' Group for Electricity and Gas)

Structure créée par la Commission européenne dans le cadre de la mise en œuvre des directives de 2003. Elle a été dissoute le 1^{er} juillet 2011 avec l'entrée en activité de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). Ses travaux ont été intégrés aux activités de l'ACER. L'ERGEG conseillait et assistait la Commission européenne dans la consolidation du marché intérieur de l'énergie, en contribuant à la mise en œuvre complète des directives et des règlements européens et à la préparation d'une future législation dans les domaines de l'électricité et du gaz. Il comprenait la Commission européenne et les régulateurs indépendants des 27 États membres de l'Union. Les États membres de l'Espace économique européen ainsi que les pays candidats à l'adhésion à l'Union y participaient en tant qu'observateurs.

Fournisseur

(E) : entreprise titulaire d'une autorisation de fourniture en vertu des dispositions de l'article L. 333-1 du code de l'énergie et du décret n° 2004-388 du 30 avril 2004 modifié.

(G) : entreprise titulaire d'une autorisation de fourniture en vertu des dispositions de l'article L. 443-1 du code de l'énergie et du décret n° 2004-250 du 19 mars 2004.

Fournisseur alternatif

Les fournisseurs alternatifs regroupent les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques pour l'énergie considérée.

Fournisseur historique

La notion de fournisseur historique utilisée dans le présent rapport recouvre :

(E) dans le cas de l'électricité, EDF et les 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.

(G) dans le cas du gaz naturel, GDF Suez, TEGAZ, les 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.

Gestionnaire de réseau de transport ou de distribution

Société en charge de la conception, de la construction, de l'exploitation, de l'entretien et du développement d'un réseau de transport ou de distribution d'électricité ou de gaz naturel, assurant l'exécution des contrats relatifs à l'accès des tiers à ces réseaux.

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

Démarrage de la fourniture d'un client nouvellement installé, soit sur un point de livraison existant au préalable (cas des mises en service sur site existant), soit sur un nouveau point de livraison (cas des premières mises en service).

Nombre de sites

Décompte, à une date donnée, du nombre de sites actifs. Pour un site multifournisseur :

(E) dans le cas de l'électricité, celui-ci est rattaché au portefeuille de son fournisseur principal (responsable d'équilibre pour les clients en CARD et CART).

(G) dans le cas du gaz naturel, celui-ci est rattaché au portefeuille dont la capacité de transport souscrite est la plus élevée.

Offre de fourniture

Contrat proposé par un fournisseur à un consommateur afin d'assurer à ce dernier son approvisionnement en électricité ou en gaz naturel. Deux types d'offres existent sur le marché :

- les contrats aux tarifs réglementés de vente, proposés uniquement par les fournisseurs historiques sur leur territoire respectif et dont le prix est fixé par les pouvoirs publics. Le territoire d'un fournisseur historique est défini par un contrat de concession ou un règlement de service de régie. La souscription à ces tarifs est soumise à conditions.
- les contrats en offre de marché, qui peuvent être proposés par tous les fournisseurs.

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).

Site en offre de marché

Site ayant signé un contrat hors tarifs réglementés avec son fournisseur historique ou un fournisseur alternatif.

Taux de rotation ou taux de *switch*

D'après la définition de l'ERGEG, le changement de fournisseur correspond à l'action par laquelle un consommateur change de fournisseur. Le taux de *switch* est le ratio du nombre de changements de fournisseurs ajouté aux mises en services des fournisseurs alternatifs dans la zone desservant le client, et du nombre total des clients éligibles dans chaque segment de clientèle. Il est à noter que le

taux de switch ne tient pas compte des contrats renégociés sans qu'il y ait changement de fournisseur. Le taux de *switch* annuel se calcule de la manière suivante :

Somme sur l'année considérée

- des changements de fournisseur, chez tous les fournisseurs, ayant lieu pendant cette année
- des mises en service de nouveaux sites chez les fournisseurs alternatifs et les fournisseurs historiques en dehors de leur zone historique de desserte

Divisée par le nombre de sites à la fin de l'année considérée.

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.

TRV (tarif réglementé de vente)

Les tarifs réglementés de vente ne peuvent être proposés que par les fournisseurs historiques.

(E) En électricité, les TRV se décomposent en trois catégories tarifaires. Les sites souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA se fournissent au tarif bleu, les sites raccordés en basse tension et souscrivant une puissance comprise entre 36 kW et 250kW se fournissent au tarif jaune et enfin les sites raccordés en haute tension (HTA et HTB) et souscrivant une puissance supérieure à 250 kW se fournissent au tarif vert.

Plusieurs options tarifaires sont disponibles, selon les catégories tarifaires considérées.

Un client au tarif bleu peut choisir entre trois options :

- Base : le tarif est le même pour toutes les heures de l'année.
- Heures pleines/heures creuses : il existe deux niveaux de prix en fonction de l'instant de consommation
- Tempo : le prix dépend de l'instant et du jour de consommation (trois périodes existent : bleu, blanc et rouge)

L'option EJP (effacement jours de pointe) est en extinction et non disponible à la souscription.

(G) Les tarifs réglementés de vente de gaz sont de deux types :

- les tarifs en distribution publique pour les clients résidentiels et professionnels raccordés au réseau de distribution consommant moins de 4 GWh par an.
- les tarifs à souscription, destinés aux professionnels raccordés au réseau de transport du gaz et ceux raccordés au réseau de distribution consommant plus de 4 GWh par an.

Ventes brutes

Indicateur calculé, pour un fournisseur, comme la somme des changements de fournisseur en sa faveur et des mises en service. Les ventes brutes, en offre de marché ou au tarif réglementé, mesurent l'efficacité commerciale du fournisseur lors de l'acquisition de nouveaux sites. Elles représentent donc l'ensemble des clients acquis par les fournisseurs mais ne tiennent pas compte des clients que ce dernier a pu perdre au cours de la même période.

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

Consommation annuelle d'électricité

Représente le volume d'électricité qui serait consommé sur une année entière par un portefeuille de clients tel qu'il est composé à une date donnée t .

CARD (contrat d'accès au réseau de distribution)

Contrat au sens de l'article L. 111-91 du code de l'énergie conclu entre un utilisateur et un gestionnaire de réseaux de distribution, pour un site et donnant droit au titulaire à accéder au réseau concerné. Il fixe les conditions juridiques, techniques et économiques de l'accès et de l'utilisation du réseau.

CART (contrat d'accès au réseau de transport)

Contrat au sens de l'article L. 111-91 du code de l'énergie conclu entre un utilisateur et RTE, pour un site et donnant droit au titulaire à accéder au Réseau Public de Transport. Il fixe les conditions juridiques, techniques et économiques de l'accès et de l'utilisation du réseau.

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).

Responsable d'équilibre

Opérateur en-gagé contractuellement, auprès de RTE, à financer le coût des écarts constatés a posteriori entre électricité injectée et électricité soutenue, au sein d'un périmètre d'équilibre contractuel. Le responsable d'équilibre peut être un fournisseur d'électricité (français ou étranger), un consommateur (site d'un groupe, entreprise désignée par un groupe d'entreprises) ou n'importe quel tiers (banque, courtier etc.)

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)**³³ : 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
- **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).

³³ « Over the Counter » ou de gré à gré

Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz

CAR (consommation annuelle de référence)

Estimation de la quantité de gaz consommée, exprimée en kWh, pour un point de comptage donné, pendant une année et à conditions climatiques moyennes. Elle est calculée chaque année par le gestionnaire de réseau chaque année.

Contrat d'acheminement

Contrat conclu entre un opérateur et un client ou un fournisseur, en application duquel l'opérateur réalise une prestation d'acheminement du gaz sur le réseau de distribution (CAD, contrat d'acheminement distribution) ou sur le réseau de transport (CAT, contrat d'acheminement transport).

Expéditeur

Partie ayant conclu un contrat d'acheminement avec le gestionnaire de réseau de transport. L'expéditeur peut être, selon le cas, le client éligible, le fournisseur ou leur mandataire, tels que définis à l'article L. 111-97 du code de l'énergie.

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.

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

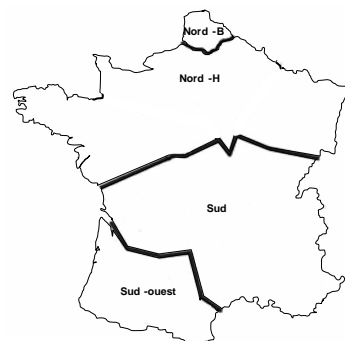
La distinction non résidentiel/résidentiel est établie par les GRD sur la base des données historiques ou sur déclaration des fournisseurs.

« 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.

ZET (zone d'équilibrage transport)

Zone géographique du réseau de transport de gaz sur laquelle l'équilibre doit être assuré entre les entrées et les sorties de gaz. Chaque expéditeur est soumis à une obligation générale d'équilibrage sur chaque zone d'équilibrage et ce afin de limiter l'ampleur des déséquilibres à compenser par les GRT. Fin 2011, il y a quatre zones d'équilibrage en France, les zones Nord-B, Nord-H et Sud pour le réseau GRTgaz et la zone Sud-Ouest pour le réseau TIGF.



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".