



Marchés de gros

# Observatoire des marchés de l'électricité, du gaz et du CO<sub>2</sub>

2<sup>e</sup> trimestre 2014

# SOMMAIRE

---

<b>Introduction .....</b>	<b>3</b>
<b>Faits marquants du trimestre .....</b>	<b>4</b>
Marché de gros de l'électricité.....	4
Marché de gros du gaz .....	7
Marché de gros du CO <sub>2</sub> .....	10
<b>Indicateurs .....</b>	<b>11</b>
Marché de gros de l'électricité.....	11
I. Principales dates.....	11
II. Chiffres clés .....	12
III. Graphiques.....	15
Marché de gros du gaz .....	27
I. Principales dates.....	27
II. Chiffres clés .....	28
III. Graphiques.....	30
Marché de gros du CO <sub>2</sub> .....	48
I. Principales dates.....	48
II. Chiffres clés .....	48
III. Graphiques.....	49
<b>Glossaire .....</b>	<b>55</b>
Glossaire commun .....	55
Glossaire propre au marché de gros de l'électricité .....	55
Glossaire propre au marché de gros du gaz .....	56
Glossaire propre au marché de gros du CO <sub>2</sub> .....	56
<b>Liste de tableaux .....</b>	<b>59</b>
<b>Liste de graphiques.....</b>	<b>60</b>

# INTRODUCTION

---

L'observatoire des marchés de gros a pour objectif de présenter à un large public des indicateurs de suivi des marchés français de l'électricité et du gaz, ainsi que sur le marché du CO<sub>2</sub>.

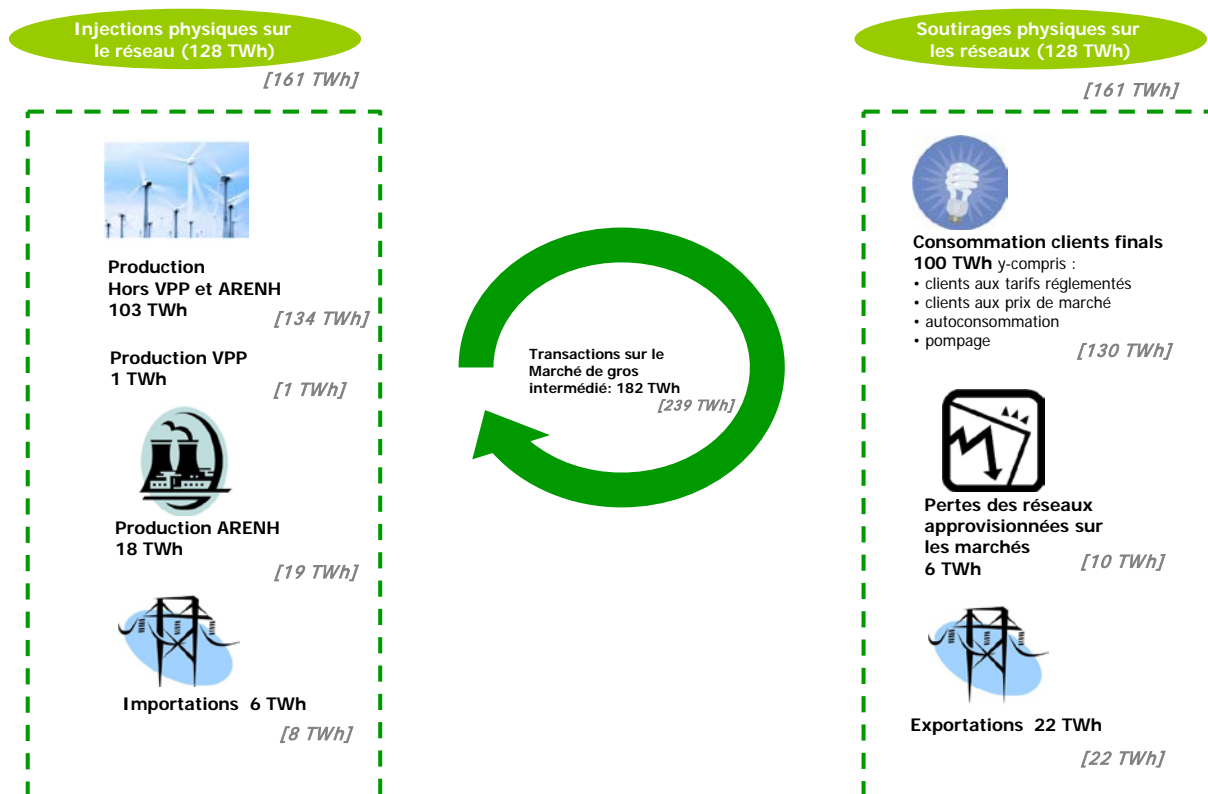
Cet observatoire est actualisé tous les trimestres et est publié sur le site internet de la CRE ([www.cre.fr](http://www.cre.fr)). Une version anglaise est également disponible.

Les faits marquants du trimestre sont présentés dans une première partie et les indicateurs clés (dates, chiffres et graphiques) sont détaillés dans une deuxième partie.

# FAITS MARQUANTS DU TRIMESTRE

## Marché de gros de l'électricité

Graphique 1 : Bilan physique du système électrique français sur le trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE ; Données [T1 2014] et T2 2014

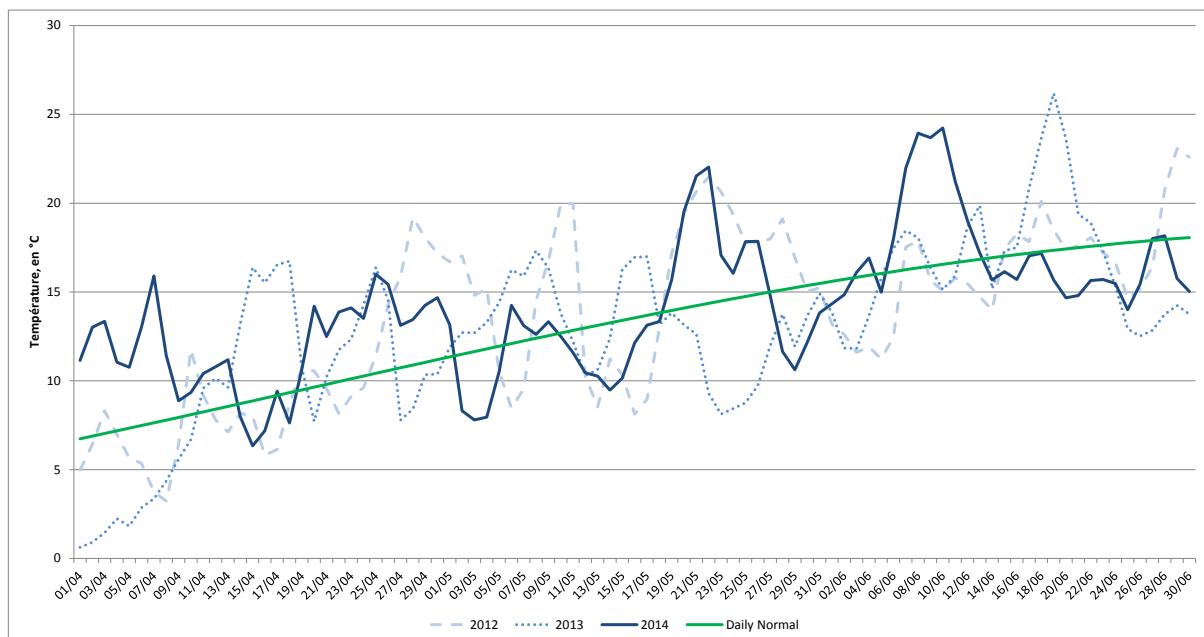
Faits marquants du marché de gros de l'électricité

### Des températures douces continuent de marquer les niveaux de prix et de consommation sur 2014

Le contexte météorologique a de nouveau contribué à la faiblesse des prix, les températures constatées sur le second trimestre 2014 étant d'environ 1 degré Celsius au-dessus des normales de saison ainsi que des températures constatées sur le second trimestre de 2013 (voir Graphique 2 ci-dessous). Comme au premier trimestre 2014, les prix de marché Day-Ahead et Intra-journalier atteignent des niveaux historiquement bas, à respectivement 31,5 €/MWh et 32,3 €/MWh. Les prix day-ahead français et allemand sont ainsi très proches, le taux de convergence horaire atteignant 85% sur le trimestre.

Cette douceur des températures s'est également faite ressentir sur les niveaux de consommation, en baisse par rapport au second trimestre 2013.

Graphique 2 : Températures observées au cours du trimestre



Source : Thomson Reuters – Analyse : CRE

### Le prix du produit Calendaire Baseload Y+1 reste stable autour de 42,0 €/MWh

Au second trimestre 2014, le prix du produit Calendaire Baseload 2015 France est de 41,9 €/MWh en moyenne, stabilisé à un niveau proche du prix de l'ARENH de 42 €/MWh. Le spread de prix France-Allemagne s'est cependant fortement apprécié, le prix du produit Calendaire Baseload 2015 Allemagne ayant continué sur sa tendance à la baisse, notamment tiré par le cours du charbon.

### Une liquidité en retrait par rapport au précédent trimestre, mais toutefois supérieure à il y a un an

La liquidité du marché Spot (day-ahead et infrajournalier) est en légère hausse du fait d'une augmentation (+44%) des volumes échangés sur les plateformes Brokers. Suite à la forte hausse (près de 100 TWh) enregistrée sur le premier trimestre 2014 sur les marchés à terme, les volumes échangés se réduisent à 158 TWh (-26%) mais restent toutefois au-dessus des niveaux constatés au second trimestre de l'année 2013 (voir Tableau 3, page 13).

### Une bonne disponibilité des moyens de production pour le deuxième trimestre

Le deuxième trimestre 2014 a été très similaire au deuxième trimestre 2013, avec un taux de disponibilité du parc nucléaire français de 72,2%, soit 2% plus élevé qu'au même trimestre l'année précédente. La disponibilité du parc français s'est notamment appréciée à partir du mois de mai 2014. Le niveau de remplissage moyen des stocks hydrauliques a été de 58% au deuxième trimestre 2014, avec un niveau de remplissage plutôt bas en début de trimestre, qui remonte fortement au cours du mois de juin. Le niveau de remplissage des stocks est de 72% à la fin juin 2014 contre 74% début juillet 2013 et 55% à la fin mars 2014 (voir Tableau 4, page 13).

### Les filières thermiques fossiles reléguées à la dernière place

Le taux de production du parc nucléaire s'est élevé à 68,5% au deuxième trimestre 2014, en ligne avec le taux de production nucléaire du deuxième trimestre 2013 (68,2%, voir Tableau 4, page 13). Comme au trimestre précédent, les moyens de production de pointe ont été, de nouveau, relativement peu sollicités. Le taux de production de la filière charbon + gaz se maintient en dehors de son tunnel historique (voir Graphique 20, page 23), et la filière hydraulique des lacs reste, comme au premier

trimestre 2014, plus sollicitée que les filières thermiques fioul, charbon et gaz (voir Graphique 23, page 24).

### **Des importations en baisse, un solde exportateur en hausse**

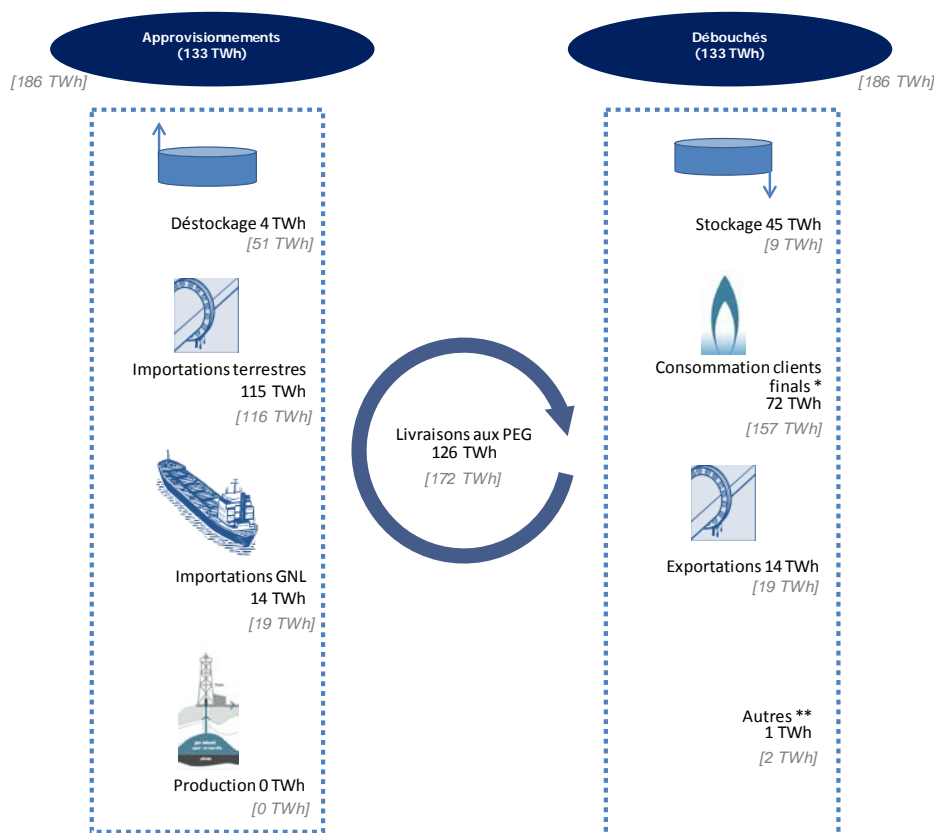
Comparé au premier trimestre 2014, le niveau des exportations s'est maintenu à 21,5 TWh mais les importations ont, elles, diminuées de 25% sur le deuxième trimestre 2014, notamment les importations hors-pointe. Le solde exportateur se porte donc à 15,8 TWh, soit une hausse de 8% par rapport au même trimestre l'année précédente (voir Tableau 5, page 13).

### **De nouveaux responsables d'équilibres après un an, un indice de concentration qui diminue sur le segment de marché des livraisons, mais qui augmente sur le segment de la production**

En comparaison avec le deuxième trimestre 2013, les responsables d'équilibre en France sont plus nombreux au T2 2014, on remarque cependant que les indices de concentration des différents segments de marché ont peu évolué (voir Tableau 7, page 14).

# Marché de gros du gaz

Graphique 3 : Approvisionnements et débouchés du marché du gaz en France



Sources : GRTgaz, TIGF – Données [T1 2014] et T2 2014

\* Inclut les clients aux tarifs réglementés et les clients aux prix de marché

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

Au T2 2014, le système gazier français a été marqué par une baisse considérable de la consommation, du fait notamment de la douceur des températures à la fin de l'hiver et au début de l'été. Si les injections dans les stockages français ont été au même niveau que celles observées pendant la même période l'année dernière, les niveaux de stock ont été bien plus élevés. Ainsi, selon les chiffres de Gas Storage Europe, le niveau de remplissage français s'établissait à fin juin à 56% contre environ 35% l'année précédente à la même période (voir graphique 57 page 45). Bien que les stocks français soient à des niveaux historiquement élevés, la France affiche un taux de remplissage en-deçà de ceux des autres pays ouest-européens (autour de 75%-80% en moyenne).

Côté approvisionnement, l'arrivée de GNL en France poursuit sa tendance à la baisse au T2 2014. Les émissions des terminaux français se sont maintenues aux niveaux les plus bas depuis 2009 (voir graphiques 54 et 55 page 44).

## Les prix spot poursuivent leur tendance baissière et atteignent des niveaux historiquement faibles

Les prix spot sur les marchés de gros du gaz ont poursuivi, lors du T2 2014, leur forte baisse entamée au T1 2014 sur l'ensemble des hubs européens (voir graphique 29, page 31). Situés aux alentours de 21 €/MWh à fin mars, les prix du gaz day-ahead ont cassé le niveau des 20 €/MWh pour finir le trimestre aux alentours de 17 €/MWh. Ces niveaux n'avaient plus été atteints depuis 2010. La principale explication de cette baisse des prix est la douceur du climat et le niveau de remplissage assez élevé des stockages qui obligent le surplus de gaz des acteurs à être écoulé sur les marchés

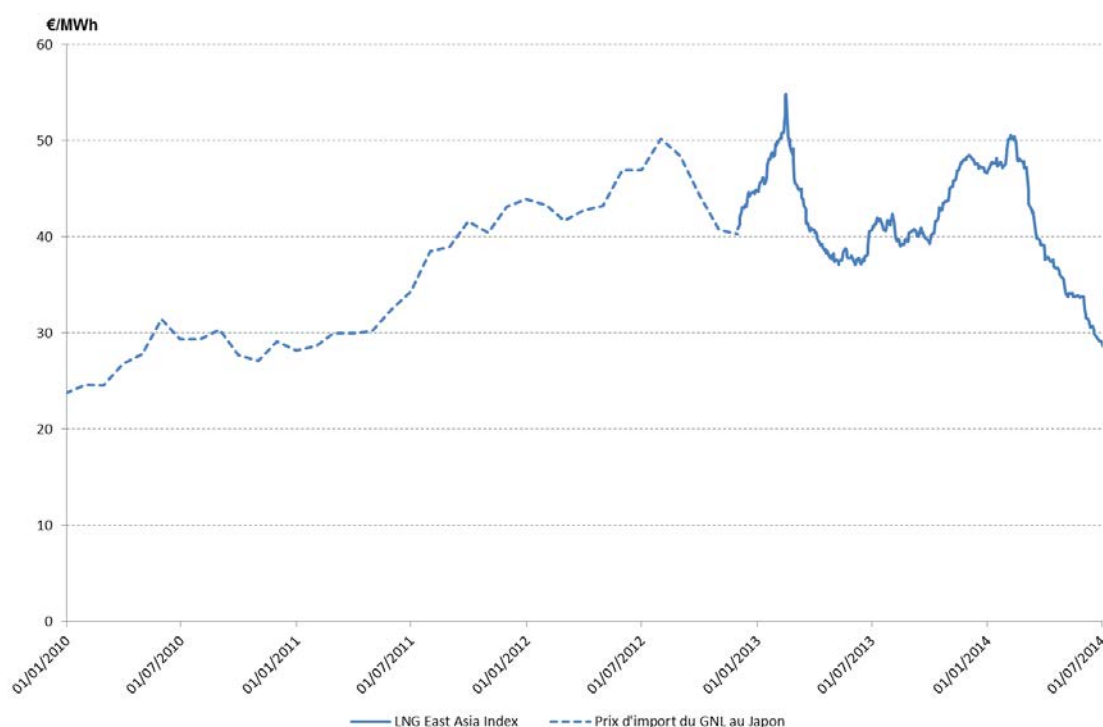
spot. Les facteurs plus structurels comme la faible demande industrielle et celle au titre de la génération électrique contribuent aussi à cette évolution (voir graphique 43 page 38).

Dans ce contexte de baisse de prix généralisée en Europe, l'écart entre les prix spot au PEG Nord et les prix dans les hubs européens de référence s'est creusé, les prix au PEG Nord affichant des niveaux plus élevés (voir graphique 28 page 30).

### Des prix du GNL en Asie en forte baisse

Sur les marchés internationaux, le prix du GNL en Asie s'est particulièrement détendu en perdant à fin juin environ 25% par rapport à sa valeur en février. Les stocks importants et un climat doux n'ont pas soulevé un fort intérêt acheteur de la part des énergéticiens asiatiques. Côté offre, le projet Exxon en Papouasie Nouvelle Guinée a été mis en fonctionnement de manière anticipée et a donc amené de nouveaux volumes dans le bassin asiatique.

Graphique 4 : Prix du GNL en Asie



Sources : Bloomberg, Heren

### Un spread Nord/Sud en repli mais à des niveaux toujours élevés

Après s'être resserré à des niveaux proches de 1 €/MWh à la fin du mois de mars, le spread entre le PEG Nord et le PEG Sud s'est ré-écarté au T2 2014 à un niveau moyen de 3,6 €/MWh (voir graphique 29 page 31). Alors que le resserrement du spread au début du trimestre peut être attribué aux fondamentaux favorables en zone sud (consommation faible, niveaux de stock relativement élevés et prix plus faibles du GNL), sa hausse à partir du mois de mai est apparue dans un contexte de diminution des capacités disponibles sur la liaison Nord-Sud, du fait des maintenances d'été. Par ailleurs, la liquidité a été particulièrement faible sur les marchés spot au PEG Sud.



## L'inquiétude autour de la situation en Ukraine soutient les prix à terme pour l'hiver prochain

Le spread Eté/Hiver a continué de se creuser au cours du T2 2014 (voir graphique 5 ci-dessous). On a en effet assisté à une forte baisse de prix sur les échéances court-terme d'été 2014, alors que le contrat hiver 2014, alimenté par l'escalade des tensions dans l'Est ukrainien, n'a que très faiblement baissé, contribuant à un creusement significatif du spread.

Graphique 5 : Spread Eté/Hiver 2014 et 2015



Sources : Powernext — Analyse : CRE

## Une baisse de liquidité sur les marchés français

Après avoir atteint un niveau record au T1 2014, les livraisons aux PEG, qui traduisent la matérialisation des échanges de gaz dans les marchés de gros, ont reculé de 27% pour se situer au même niveau qu'au T2 2013.

Le négoce sur les marchés intermédiés français au T2 2014 a été marqué par une importante baisse des volumes échangés par rapport au trimestre précédent (voir tableau 8 page 28). Cette baisse, constatée dans les mêmes proportions sur la bourse et chez les courtiers, a affecté à la fois les maturités spot (-33%) et à terme (-27%).

## Marché de gros du CO<sub>2</sub>

---

Au deuxième trimestre 2014, les enchères de quotas ont continué à avoir lieu sur la plateforme commune EEX pour 25 des 28 Etats-Membres, ainsi que sur les plateformes individuelles EEX pour l'Allemagne et ECX pour la Grande-Bretagne.

### **Des prix EUA en légère baisse au cours du trimestre marqué par la mise en œuvre du *backloading***

Le prix moyen spot du produit EUA affiche une baisse de 9% par rapport au premier trimestre 2014 qui avait été marqué par l'annonce de la mise en œuvre du backloading et une hausse des prix à plus de 7 €/tCO<sub>2</sub>. Depuis le mois de mai 2014, le prix spot EUA monte progressivement et atteint les 6 €/tCO<sub>2</sub> à la fin juin (voir Tableau 10, page 48).

Dans le cadre du backloading de 400 millions de quotas acté pour l'année 2014, plus de 100 millions de quotas n'ont pas été proposés aux enchères au cours du deuxième trimestre 2014.

### **Des prix CER en baisse**

Les prix spot CER ont baissé de 53% par rapport au trimestre précédent, avoisinant des seuils chaque fois plus proches de zéro (0,14 €/tCO<sub>2</sub>). L'écart entre les prix spot EUA et CER a augmenté de 6% au deuxième trimestre 2014 (à 5,16 €/tCO<sub>2</sub>) (voir Tableau 10, page 48).

### **Prix futurs**

Au cours du deuxième trimestre 2014, les prix des produits à terme ont suivi une tendance très similaire aux produits spot, tant pour les produits EUA que CER (voir Tableau 10, page 48).

### **Des volumes EUA et CER échangés en forte baisse**

Au cours du deuxième trimestre, les volumes EUA échangés ont fortement baissé par rapport au trimestre précédent (-43% à 1 885 Mt) et par rapport au deuxième trimestre 2013 (-35%). Les volumes échangés sur bourses et brokers ont baissé respectivement de -39% et -59% respectivement (voir Tableau 9, page 48). Les bourses et brokers représentent respectivement 87% et 13% des volumes EUA échangés au deuxième trimestre 2014.

Les volumes CER échangés au deuxième trimestre ont baissé de 56% par rapport au trimestre précédent (à 60 Mt). Les volumes échangés sur bourses et brokers ont tous les deux baissé au deuxième trimestre (-49% et -67% respectivement). Les bourses et brokers représentent respectivement 75% et 25% des volumes CER totaux échangés (voir Tableau 9, page 48).

De façon générale, on observe une part des échanges sur les bourses de plus en plus grande par rapport aux échanges effectués auprès des brokers.

### **Répartition des volumes**

Au deuxième trimestre, les volumes des produits EUA échangés sur les bourses s'effectuent de nouveau essentiellement sur le marché à terme : environ 160 Mt ont été échangés sur le marché spot EUA, 995 Mt pour les produits Déc. 2014 et 205 Mt pour les produits Déc. 2015 (voir Tableau 9, page 48).

### **Dans un contexte de baisse du prix des commodités, les clean dark et spark spread s'améliorent**

Au cours du deuxième trimestre, on observe une légère hausse du clean dark spread, porté par une baisse du prix du charbon qui compense un prix de l'EUA plutôt élevé. Suivant la même tendance, le clean spark spread augmente de 17% (à -10 €/MWh), avec un prix du gaz en baisse au T2 2014 en lien avec un printemps relativement chaud (voir Tableau 11, page 48).

# INDICATEURS

---

## Marché de gros de l'électricité

---

### I. Principales dates

- **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.
- **Décembre 2010** : couplage des marchés infra-journaliers français et allemand d'EPEX SPOT
- **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 VPP<sup>1</sup>
- **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
- **Juin 2012** : début des allocations infra-journalières de capacités d'interconnexion entre la France et l'Italie
- **Juin 2013** : couplage des marchés infra-journaliers français et suisse (marché infra-journalier suisse créé par la même occasion) d'EPEX SPOT
- **Février 2014** : couplage de la zone NWE
- **Avril 2014** : couplage de la zone SWE
- **Mai 2014** : couplage des marchés NWE et SWE

---

<sup>1</sup> [http://encherescapacites.edf.com/fichiers/fckeditor/File/Encheres/DecisionCE\\_Fin\\_VPP\\_301111.pdf](http://encherescapacites.edf.com/fichiers/fckeditor/File/Encheres/DecisionCE_Fin_VPP_301111.pdf)

## II. Chiffres clés

Tableau 1 : Flux physiques du marché de gros de l'électricité

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T2 2014 / T1 2014		Variation annuelle T2 2014 / T2 2013	
	T2 2013	T3 2013	T4 2013	T1 2014	T2 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
<b>Injections, en TWh</b>									
Production Hors ARENH et VPP, en TWh	109	101	126	134	103	-23%	-30,82	-5%	-5,33
ARENH, en TWh	16	15	16	19	18	-3%	-0,62	13%	2,12
VPP, en TWh	2	2	1	1	1	-5%	-0,04	-66%	-1,47
Imports, en TWh	7	5	9	8	6	-25%	-1,88	-14%	-0,90
<b>Soutirages, en TWh</b>									
Consommation clients finals, en TWh	105	95	125	130	99	-23%	-30,25	-6%	-5,79
Exports, en TWh	21	21	18	22	22	0%	-0,01	2%	0,46
Pertes, en TWh	7	6	9	10	6	-33%	-3,16	-8%	-0,54

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 2 : Prix de marché observés sur le trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T2 2014 / T1 2014		Variation annuelle T2 2014 / T2 2013	
	T2 2013	T3 2013	T4 2013	T1 2014	T2 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
<b>Prix de marché Spot</b>									
Prix Intraday France, en €/MWh	35,7	38,3	47,6	38,3	32,3	-16%	-5,98	-9%	-3,37
Prix Day-Ahead France en Base, en €/MWh	33,5	37,6	47,8	37,8	31,5	-17%	-6,29	-6%	-2,00
Prix Day-Ahead France en Pointe, en €/MWh	45,9	49,3	60,4	49,1	38,8	-21%	-10,34	-15%	-7,08
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	0,9	-1,2	10,2	4,3	0,2	-94%	-4,03	-72%	-0,64
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	4,3	0,7	9,7	5,8	1,6	-73%	-4,22	-63%	-2,74
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne	77%	90%	41%	53%	85%	60%	0,32	10%	0,08
<b>Prix de marché à terme</b>									
Prix M+1 France, en €/MWh	31,1	38,7	54,3	45,9	29,2	-36%	-16,68	-6%	-1,82
Spread M+1 France-Allemagne, en €/MWh	-1,4	1,4	14,3	10,8	-1,3	-112%	-12,06	-6%	0,08
Prix Q+1 France, en €/MWh	33,5	48,7	54,5	33,6	32,3	-4%	-1,30	-3%	-1,14
Spread Q+1 France-Allemagne, en €/MWh	-1,6	9,2	13,4	1,7	-0,4	-122%	-2,08	-77%	1,24
Prix Y+1 France, en €/MWh	42,6	42,3	43,2	42,8	41,9	-2%	-0,90	-2%	-0,66
Spread Y+1 France-Allemagne, en €/MWh	3,7	4,7	5,5	6,7	7,5	12%	0,81	105%	3,84
<b>Ratios Y+1 Pointe/Base</b>									
France	1,32	1,33	1,30	1,31	1,25	-5%	-0,06	-6%	-0,07
Allemagne	1,26	1,28	1,30	1,29	1,27	-2%	-0,02	0%	0,00

Sources : EPEX SPOT, EEX Power Derivatives, Courtiers; Analyse : CRE

Tableau 3 : Volumes négociés sur le trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T2 2014 / T1 2014		Variation annuelle T2 2014 / T2 2013	
	T2 2013	T3 2013	T4 2013	T1 2014	T2 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
<b>NEB</b>									
Volumes NEB, en TWh	69,3	65,1	83,7	88,6	76,0	-14%	-12,58	10%	6,62
Ratio NEB/Consommation française	66%	68%	67%	68%	76%	-	8,1%	-	10,5%
<b>Marché Spot</b>	<b>23,52</b>	<b>19,39</b>	<b>17,69</b>	<b>22,95</b>	<b>25,02</b>	<b>9%</b>	<b>2,07</b>	<b>6%</b>	<b>1,50</b>
Volumes sur le marché Intraday EPEX SPOT, en TWh	1,05	0,84	0,97	1,43	1,39	-3%	-0,04	33%	0,34
Part des Volumes Intraday cross-border Fr-All	33%	69%	80%	64%	67%	4%	0,03	100%	0,33
Volumes sur le marché Day-Ahead EPEX SPOT, en TWh	15,9	13,4	13,0	16,1	15,8	-2%	-0,30	-1%	-0,14
Volumes sur le marché Day-Ahead Brokers, en TWh	6,54	5,14	3,67	5,43	7,84	44%	2,41	20%	1,29
<b>Marché à terme</b>									
<b>Volumes, en TWh</b>	<b>114,2</b>	<b>107,3</b>	<b>117,1</b>	<b>214,8</b>	<b>158,4</b>	<b>-26%</b>	<b>-56,4</b>	<b>39%</b>	<b>44,16</b>
Part de marché Brokers	95,6%	96,0%	95,9%	96,3%	92,5%	-	-3,7%	-	-3,1%
Part de marché EEX	4,4%	4,0%	4,1%	3,7%	7,5%	-	3,7%	-	3,1%
<b>Nombre de Transactions</b>	<b>9 459</b>	<b>8 899</b>	<b>14 190</b>	<b>26 089</b>	<b>13 804</b>	<b>-47%</b>	<b>- 12 285</b>	<b>46%</b>	<b>4 345</b>
Part de marché Brokers	96,4%	96,7%	95,8%	96,9%	94,8%	-	-2,0%	-	-1,5%
Part de marché EEX	3,6%	3,3%	4,2%	3,1%	5,2%	-	2,0%	-	1,5%
<b>Produit Y+1</b>									
Volumes, en TWh	28,3	28,6	24,3	39,6	43,0	9%	3,37	52%	14,72
Nombre de Transactions	520	573	520	747	866	16%	119	67%	346
<b>Produit Q+1</b>									
Volumes, en TWh	9,7	13,6	14,0	12,4	14,9	20%	2,52	54%	5,22
Nombre de Transactions	516	756	920	795	964	21%	169	87%	448
<b>Produit M+1</b>									
Volumes, en TWh	15,8	14,3	18,9	44,2	20,1	-54%	-24,04	28%	4,37
Nombre de Transactions	1503	1668	2326	5360	2368	-56%	-2992	58%	865

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 4 : Disponibilité des moyens de production

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T2 2014 / T1 2014		Variation Annuelle T2 2014 / T2 2013	
	T2 2013	T3 2013	T4 2013	T1 2014	T2 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
<b>Parc nucléaire</b>									
Taux de production moyen du parc nucléaire (%)	68,2	64,1	72,6	95,1	68,5	-28%	26,6	0%	0,3
Taux de disponibilité du parc nucléaire (%)	70,5	68,3	79	86,4	72,2	-16%	14,2	2%	-1,7
<b>Stocks hydrauliques</b>									
Taux de remplissage à la fin du trimestre (%)	74	72	58	55	72	31%	17,0	-3%	-2,0
Taux de remplissage moyen sur le trimestre (%)	59	79	67	64	58	-10%	-6,4	-2%	-1,4

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 5 : Flux aux frontières

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T2 2014 / T1 2014		Variation Annuelle T2 2014 / T2 2013	
	T2 2013	T3 2013	T4 2013	T1 2014	T2 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
<b>Importations (TWh)</b>	<b>6,7</b>	<b>4,8</b>	<b>9,4</b>	<b>7,5</b>	<b>5,6</b>	<b>-25%</b>	<b>-1,86</b>	<b>-16%</b>	<b>-1,09</b>
Importations pointe (TWh)	3,1	2,4	4,0	3,1	2,7	-12%	-0,37	-13%	-0,40
Importations hors-pointe (TWh)	3,5	2,4	5,4	4,4	2,9	-34%	-1,49	-16%	-0,56
<b>Exportations (TWh)</b>	<b>21,3</b>	<b>21,2</b>	<b>18,3</b>	<b>21,5</b>	<b>21,5</b>	<b>0%</b>	<b>-0,03</b>	<b>1%</b>	<b>0,15</b>
Exportations pointe (TWh)	7,7	7,2	6,5	7,7	7,7	-1%	-0,07	0%	-0,03
Exportations hors-pointe (TWh)	13,5	14,0	11,8	13,7	13,8	0%	0,03	2%	0,22
<b>Solde exportateur (TWh)</b>	<b>14,6</b>	<b>16,5</b>	<b>8,9</b>	<b>14,0</b>	<b>15,8</b>	<b>13%</b>	<b>1,82</b>	<b>8%</b>	<b>1,24</b>

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité

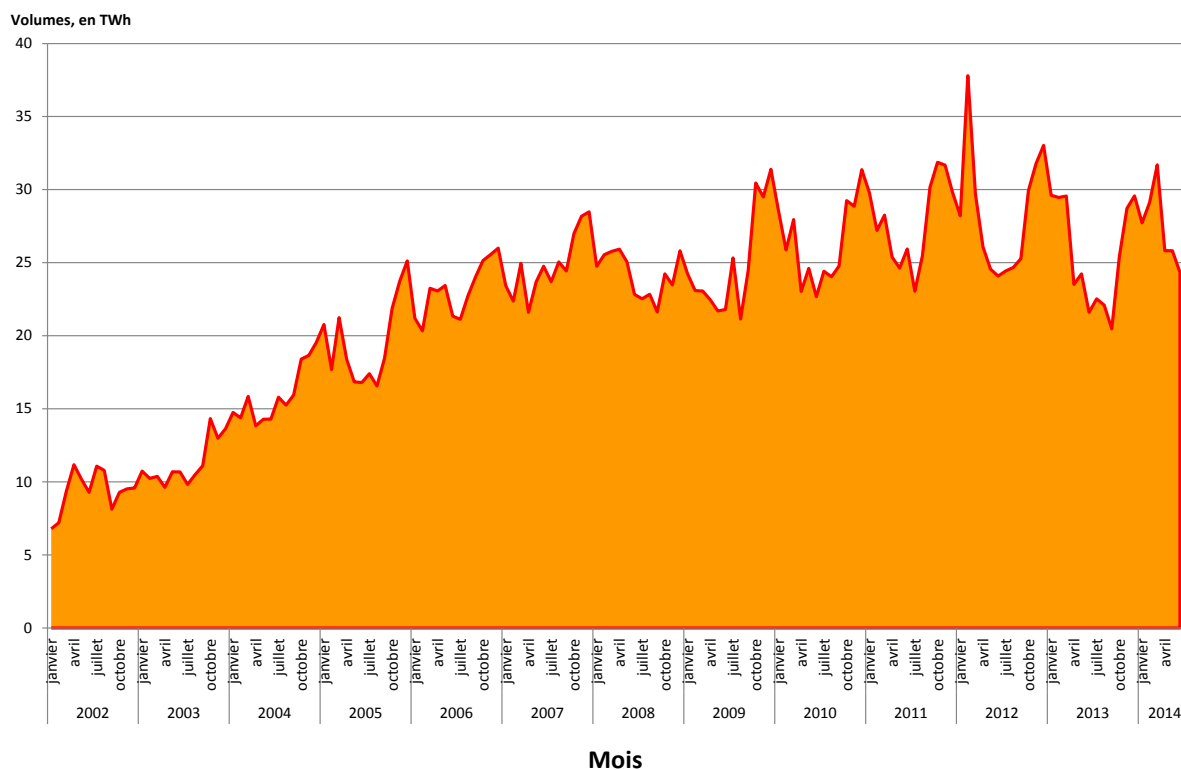
	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T2 2014 / T1 2014		Variation Annuelle T2 2014 / T2 2013	
	T2 2013	T3 2013	T4 2013	T1 2014	T2 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
<b>Responsables d'équilibre</b>	<b>179</b>	<b>187</b>	<b>185</b>	<b>186</b>	<b>185</b>	<b>-1%</b>	<b>-1</b>	<b>3%</b>	<b>6</b>
Producteurs d'électricité actifs	18	18	20	16	19	19%	3	6%	1
Détenteurs de capacités issues des enchères VPP	23	23	20	9	8	-11%	-1	-65%	-15
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	16	17	17	19	19	0%	0	19%	3
Fournisseurs de clients finals	23	25	27	24	24	0%	0	4%	1
Actifs à l'import/export	80	86	83	87	88	1%	1	10%	8
Actifs à l'échange de blocs	99	102	101	99	100	1%	1	1%	1

Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité

	HHI - Concentration du marché					
	T2 2013		T1 2014		T2 2014	
<b>Livraisons</b>		<i>EDF inclus</i>		<i>EDF inclus</i>		<i>EDF inclus</i>
OTC - achats de blocs	436	759	295	590	327	623
OTC - ventes de blocs	531	861	366	609	378	768
EPEX - achats	746	730	408	416	378	617
EPEX - ventes	602	749	469	937	834	788
<b>Injections</b>						
Production	5806	8700	5703	8890	5481	9061
VPP	3014		3053	-	3408	
ARENH	1652		1631	-	1581	
Importations	1762	1484	2213	1915	1555	1310
<b>Soutirages</b>						
Consommation clients finals	1443	6634	1800	6910	1758	6503
Pertes	1779	1571	1400	1232	1339	1181
Exportations	1075	1029	980	1179	1464	1304

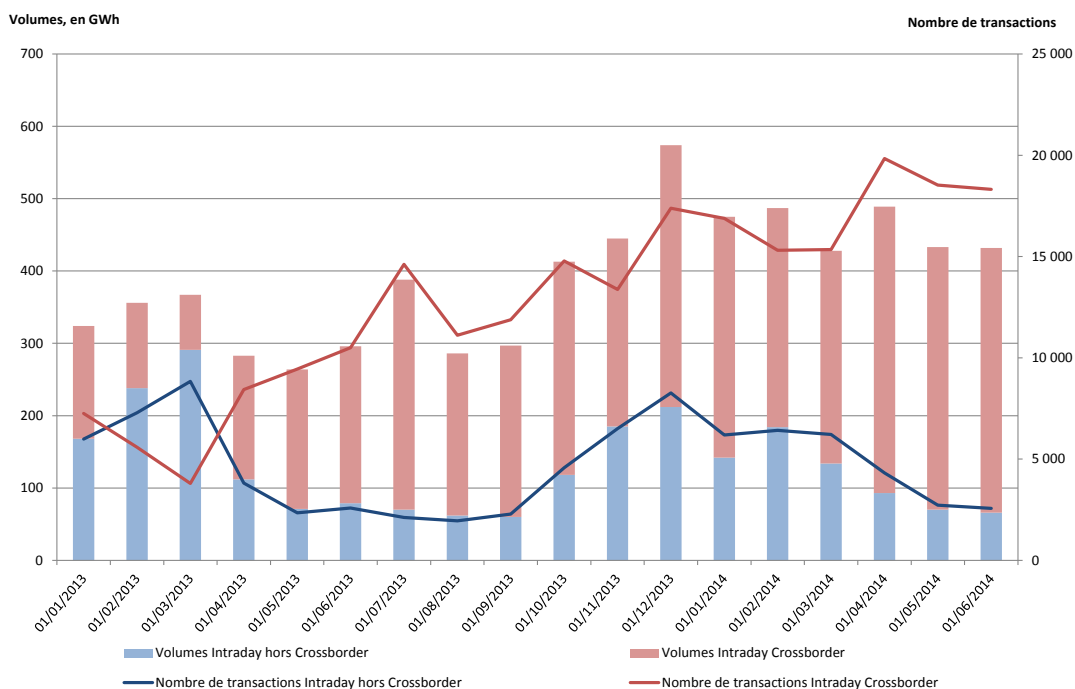
### III. Graphiques

Graphique 6 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)



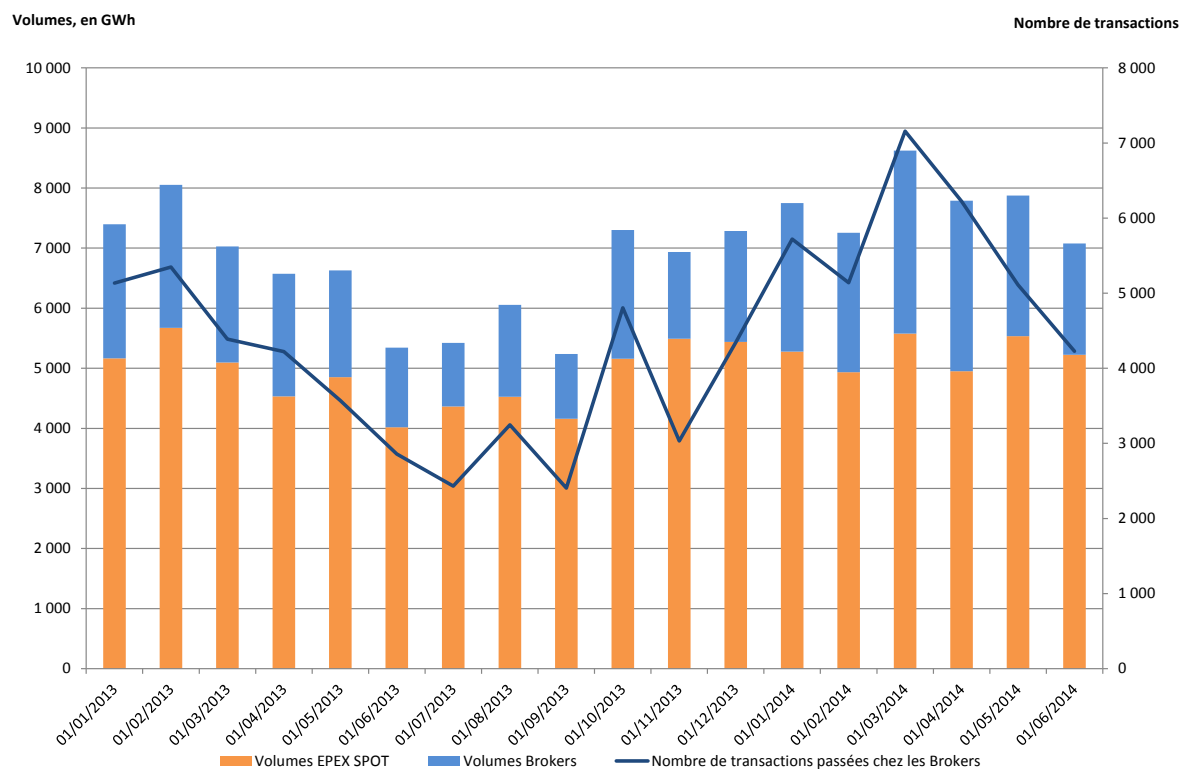
Sources : RTE ; Analyse : CRE

Graphique 7 : Volumes et nombre de transactions en intrajournalier sur le marché EPEX SPOT  
—sommes mensuelles—



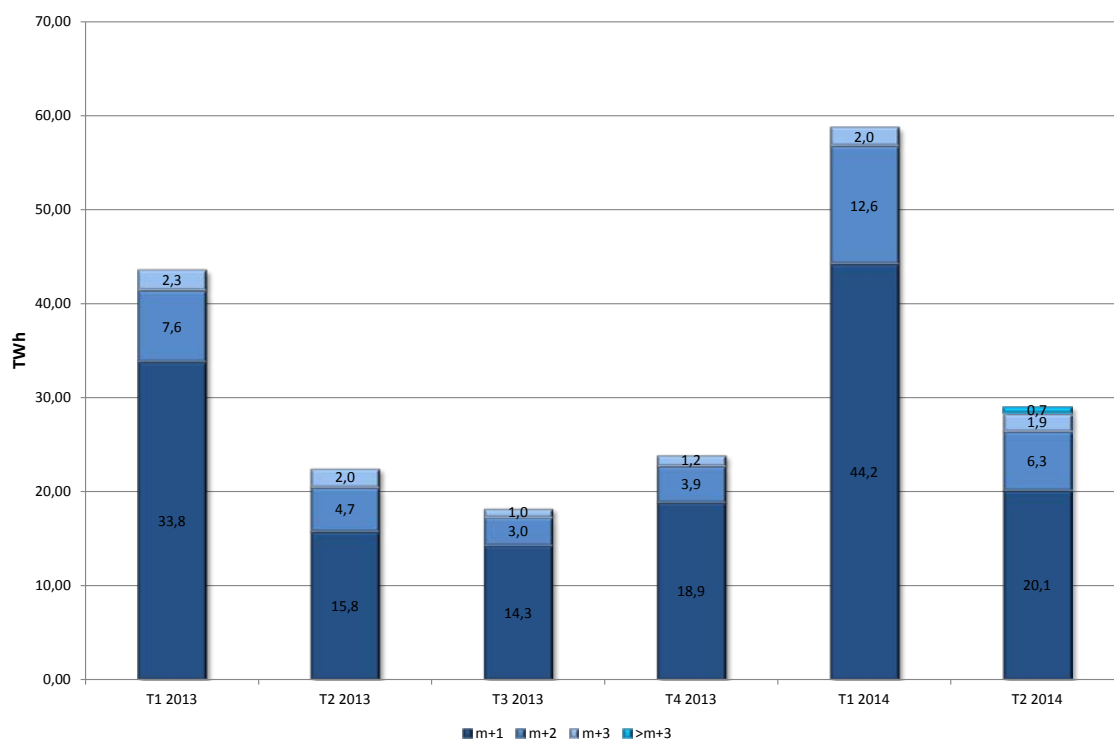
Sources : EPEX SPOT, Courtiers ; Analyse : CRE

Graphique 8 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT



Sources : EPEX SPOT, Courtiers ; Analyse : CRE

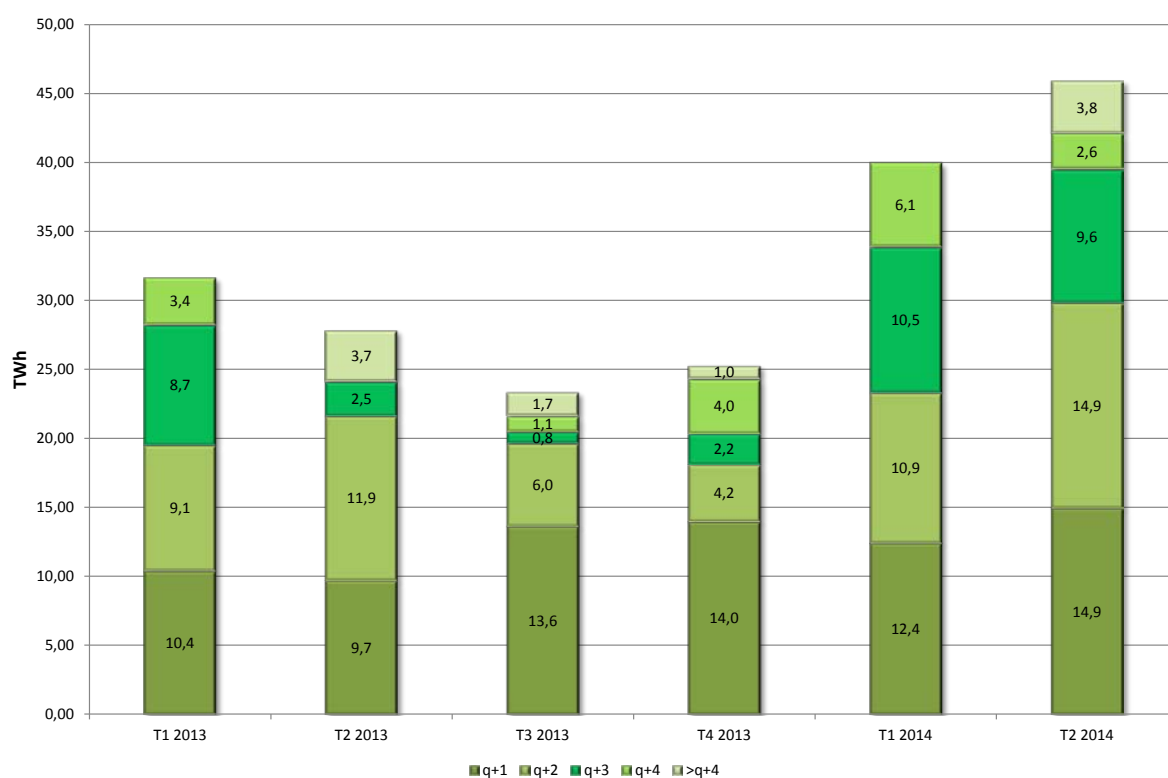
Graphique 9 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié – produits mensuels –



Sources : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

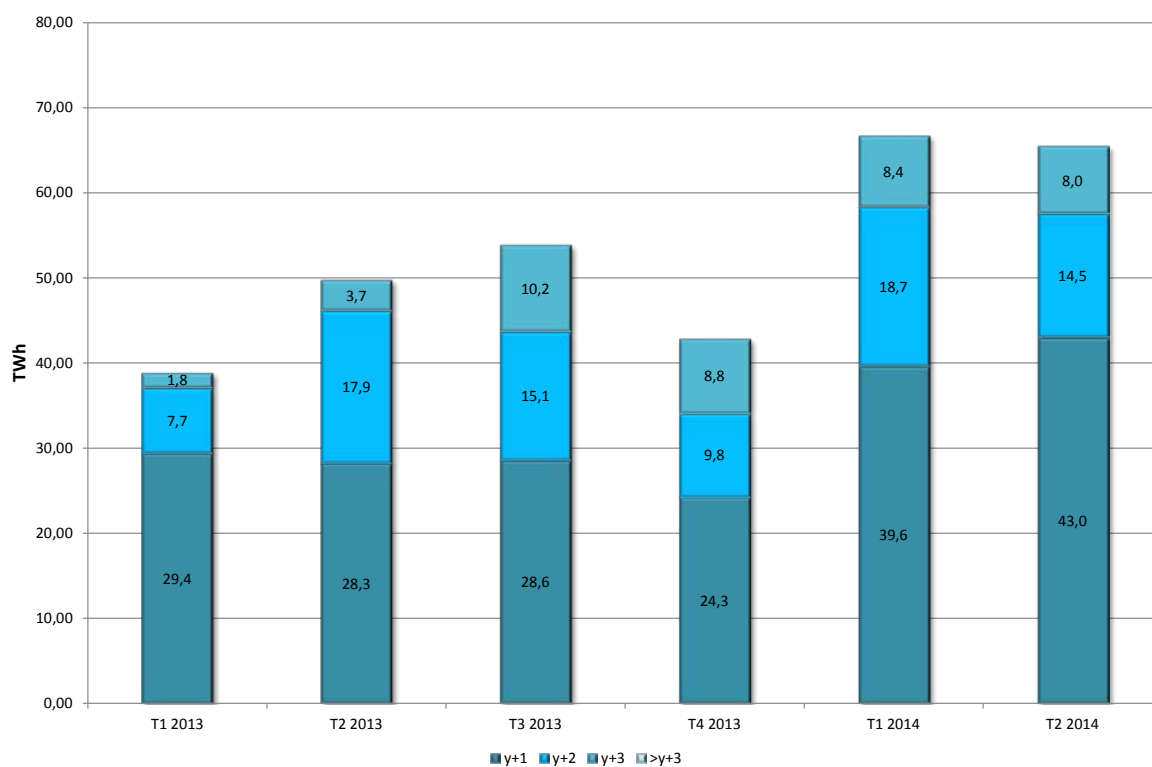


Graphique 10 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire  
– produits trimestriels –



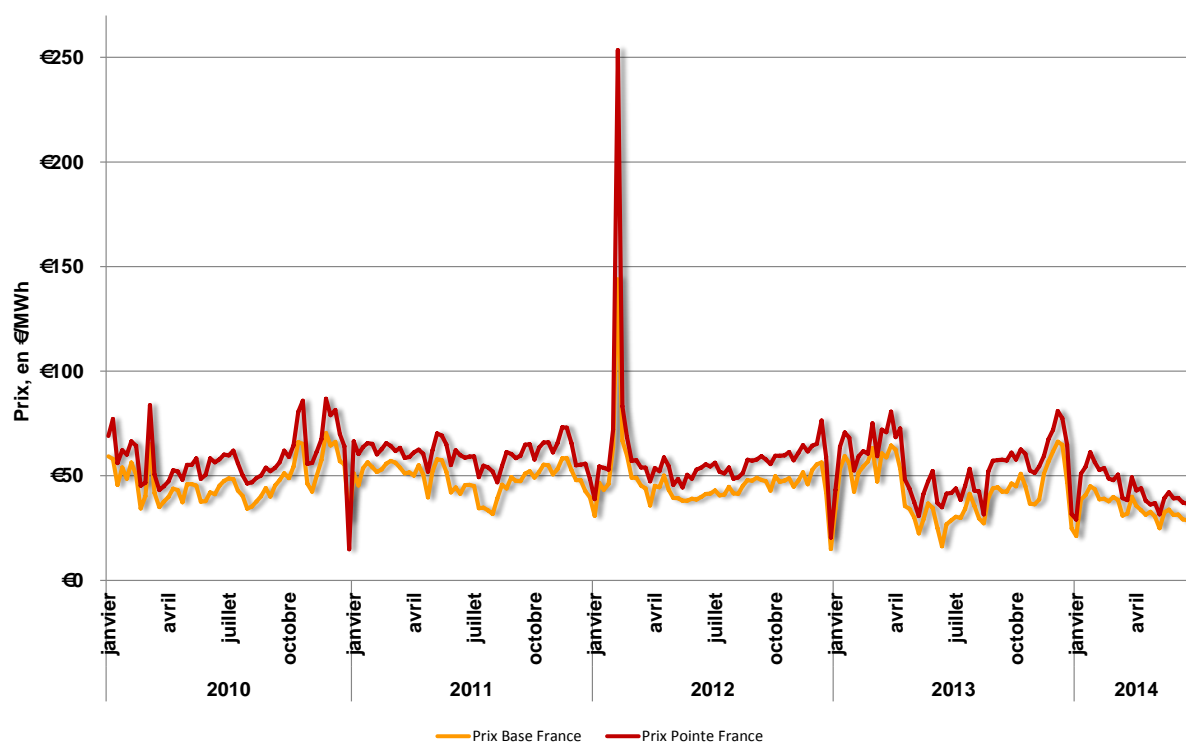
Sources : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

Graphique 11 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire  
– produits calendaires –



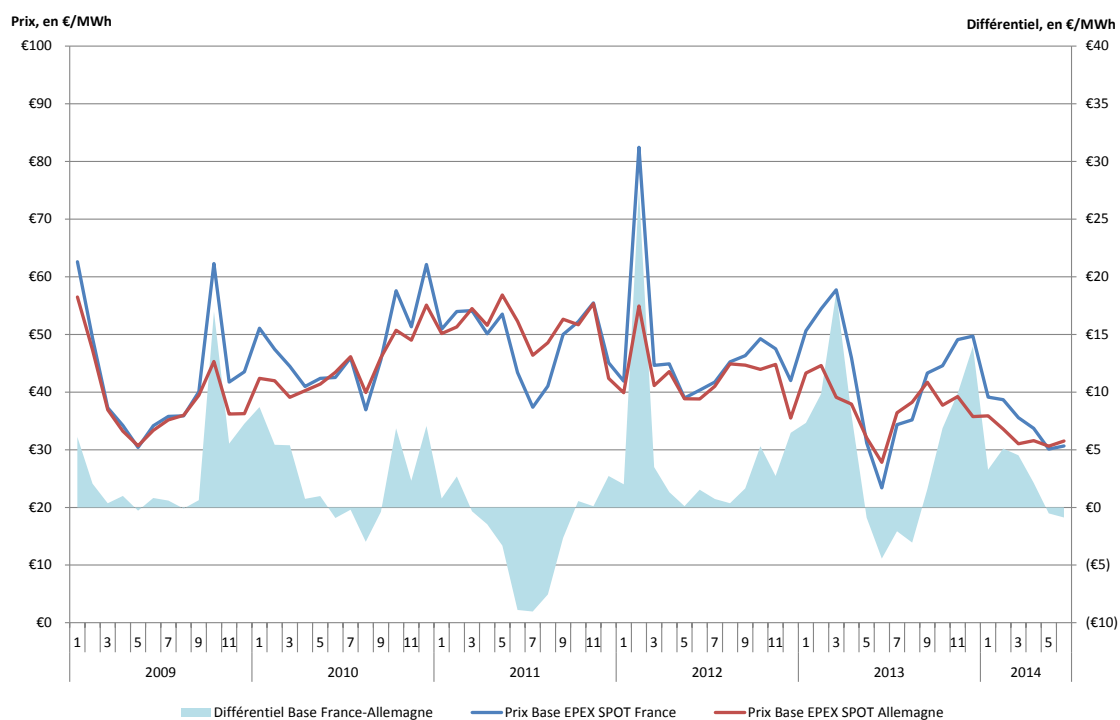
Sources : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

Graphique 12 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT  
– moyennes hebdomadaires –



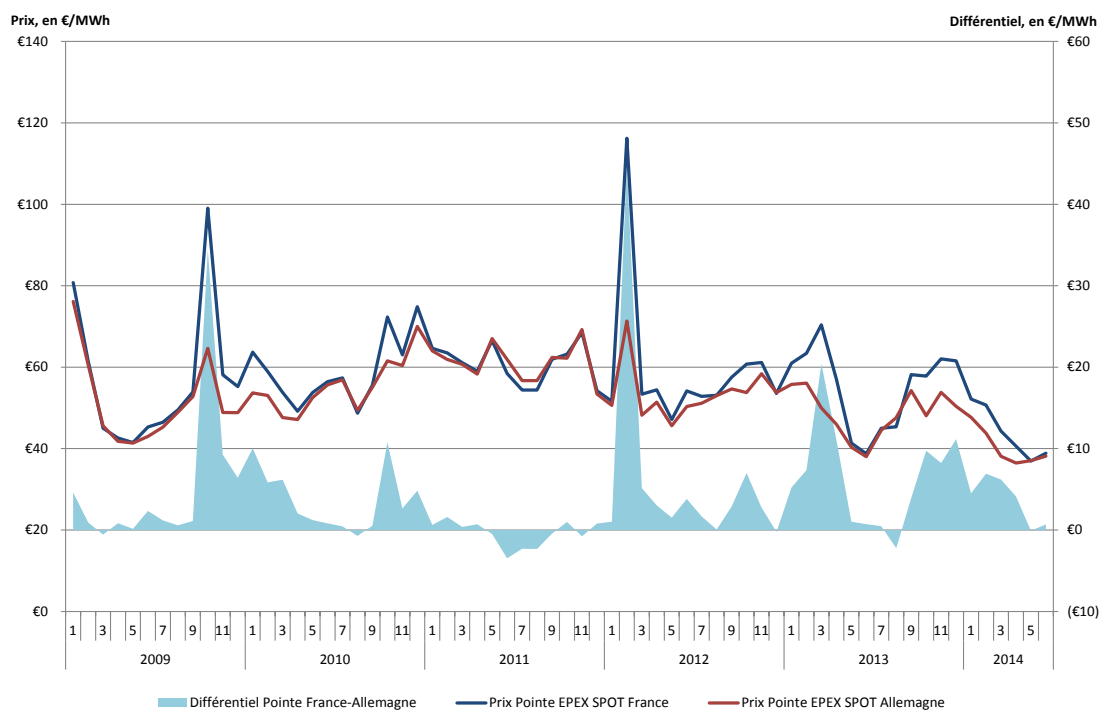
Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE  
Extrêmes horaires : 1938,50 €/MWh le 9 février 2012 ; -200 €/MWh le 16 juin 2013

Graphique 13 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT  
– moyennes hebdomadaires –



Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Graphique 14 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT  
– moyennes hebdomadaires –



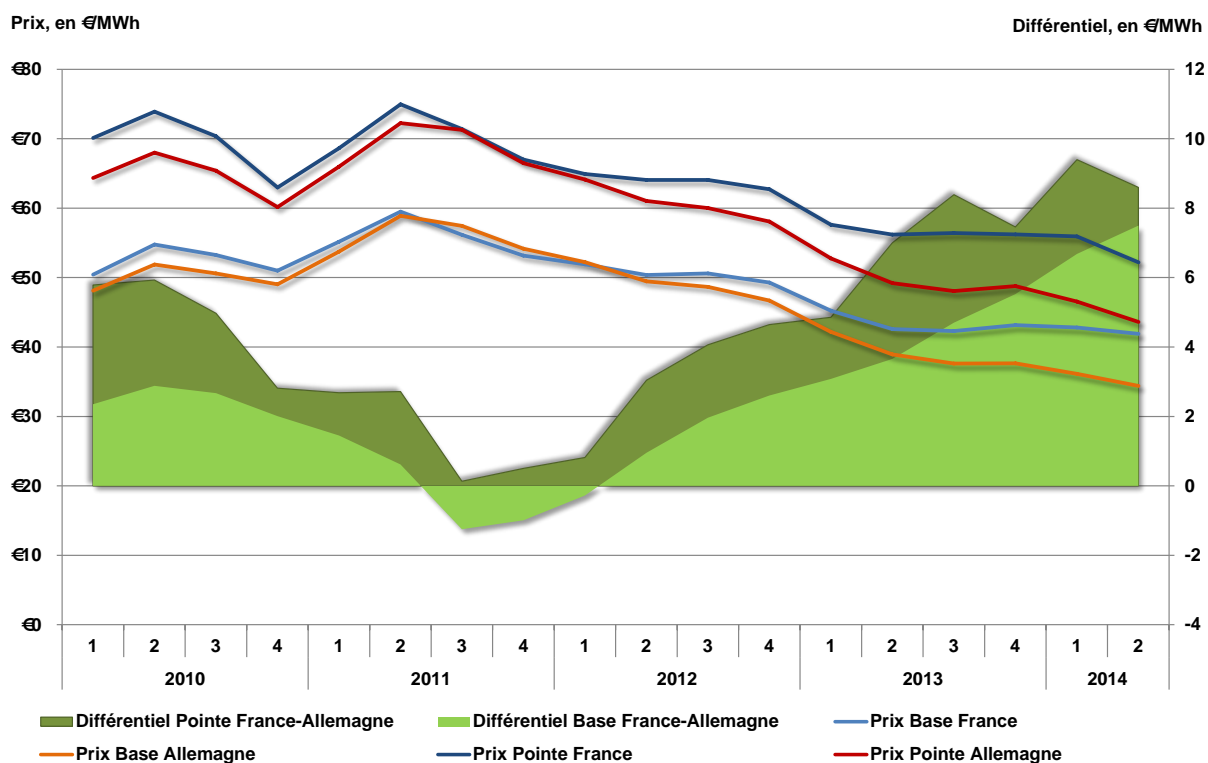
Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Graphique 15 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens  
– moyennes trimestrielles –



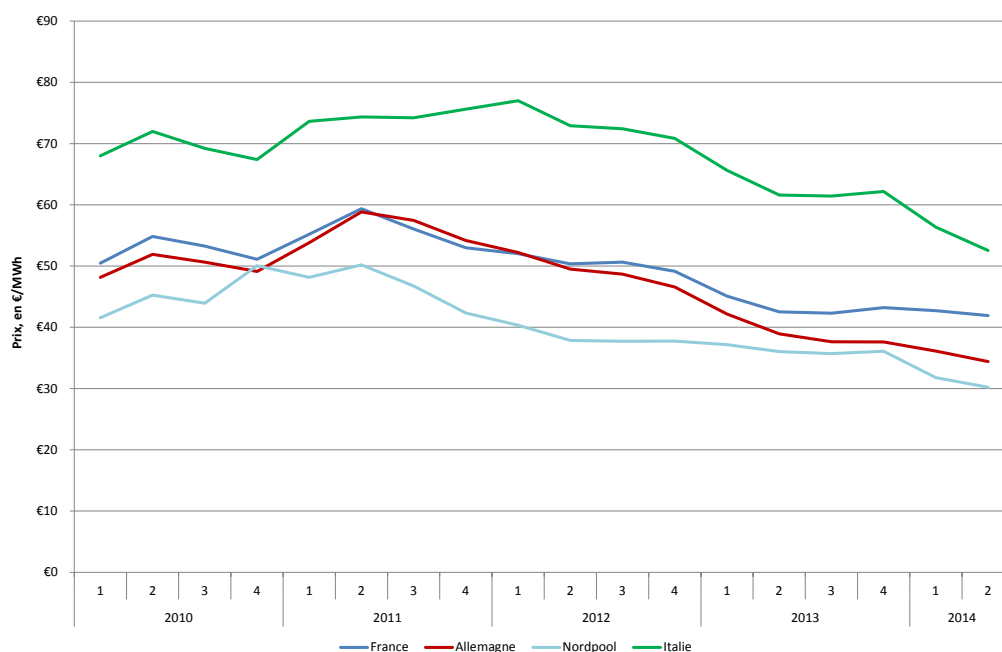
Sources : EPEX SPOT, Nordpool, N2EX, GME, OMEL, BELPEX – Analyse : CRE

Graphique 16 : Prix à terme Y+1 en Base et pointe en France et en Allemagne  
– moyennes trimestrielles –



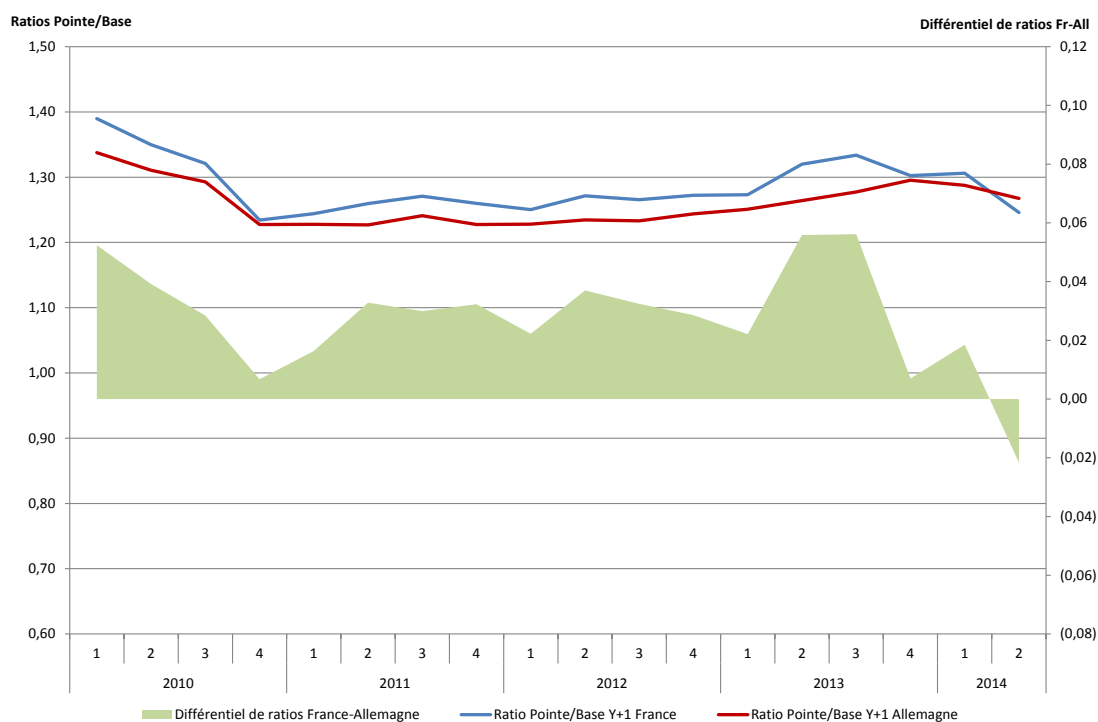
Sources : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

Graphique 17 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe  
– moyennes trimestrielles –



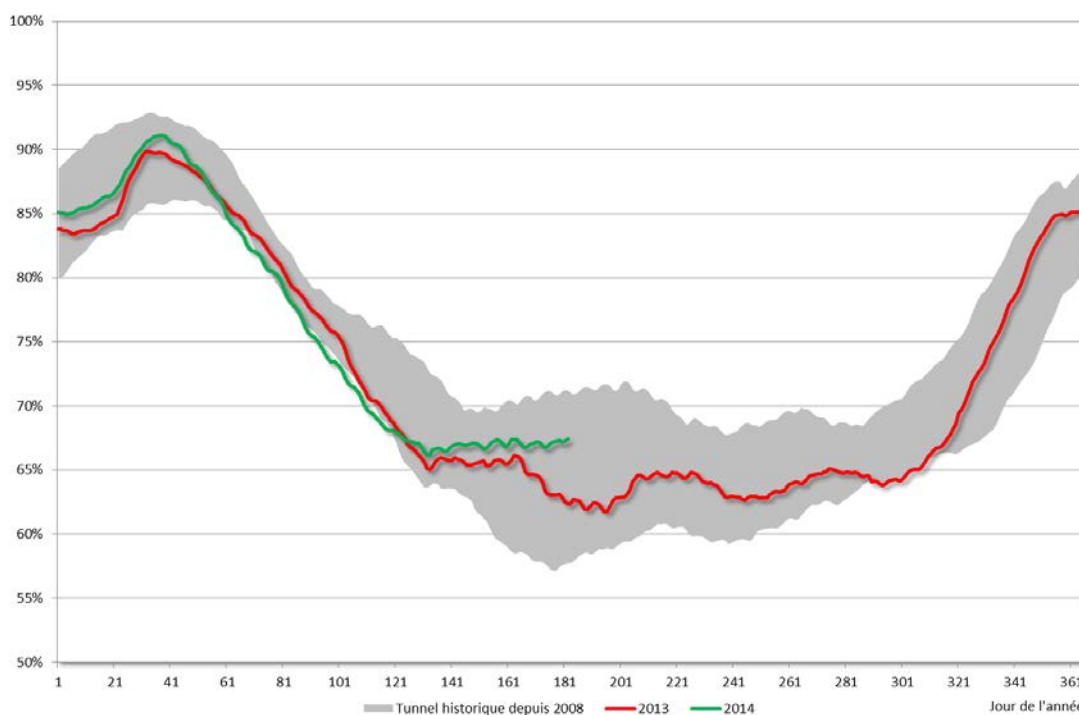
Sources : Courtiers – Analyse : CRE

Graphique 18 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne  
– moyennes trimestrielles –



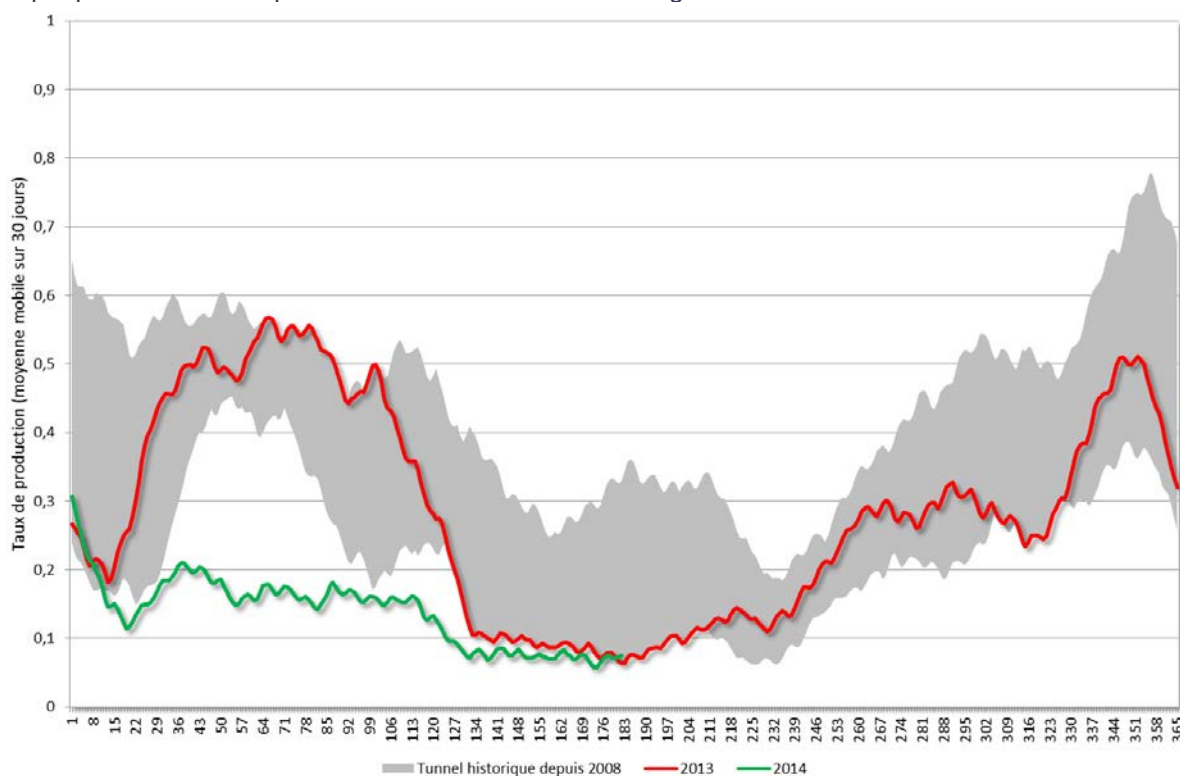
Sources : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

Graphique 19 : Taux de production de la filière nucléaire



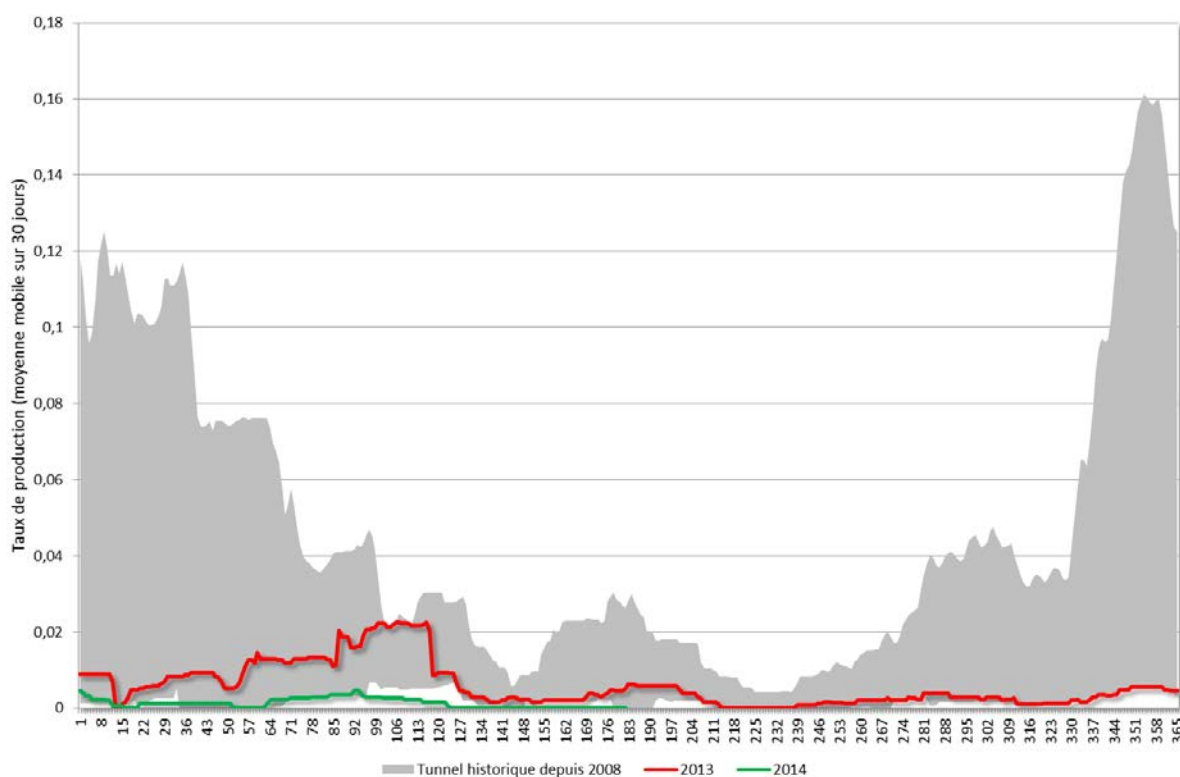
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 20 : Taux de production de la filière charbon + gaz



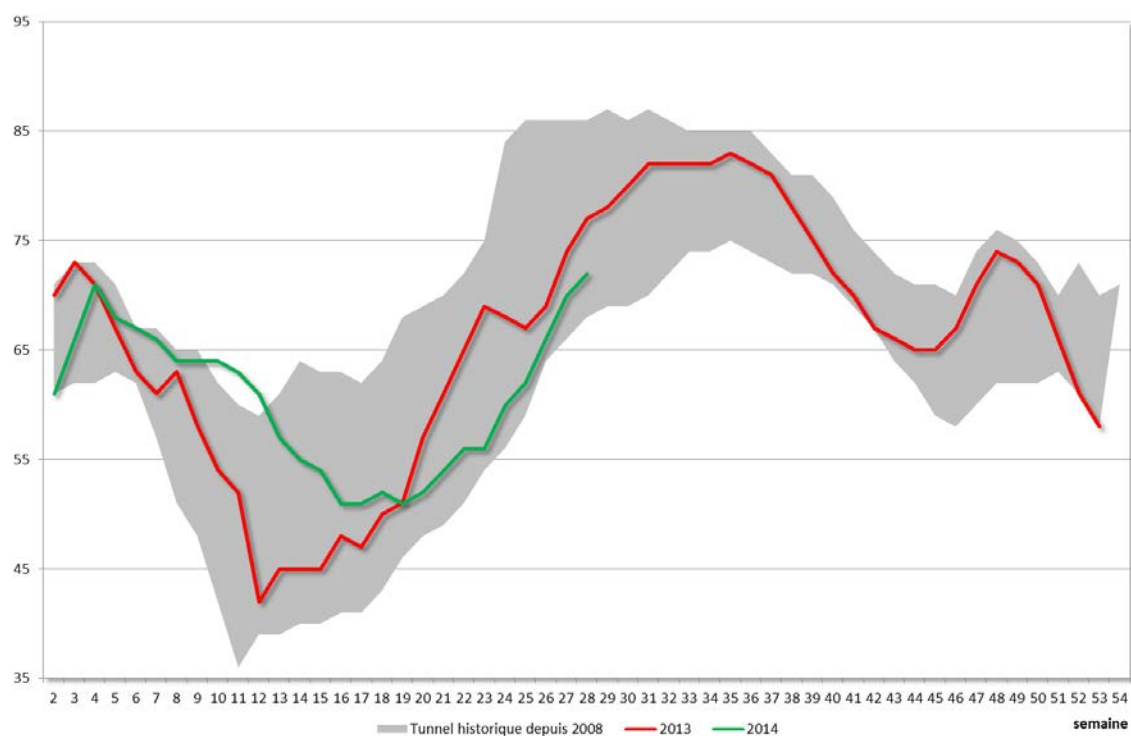
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 21 : Taux de production de la filière fioul pointe

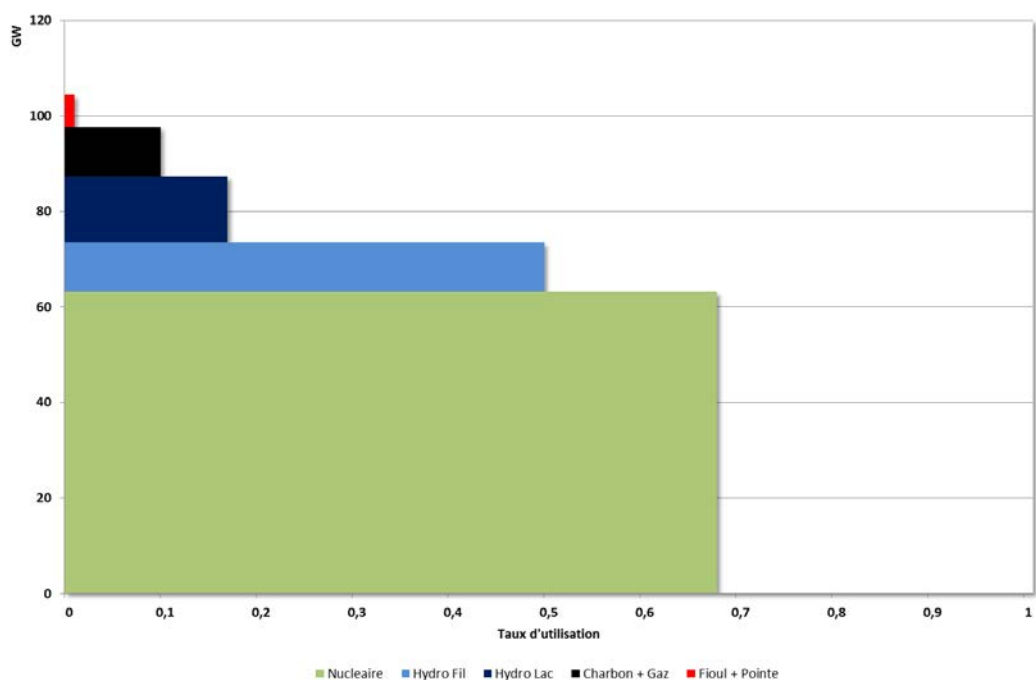


Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 22 : Taux de remplissage des stocks hydrauliques

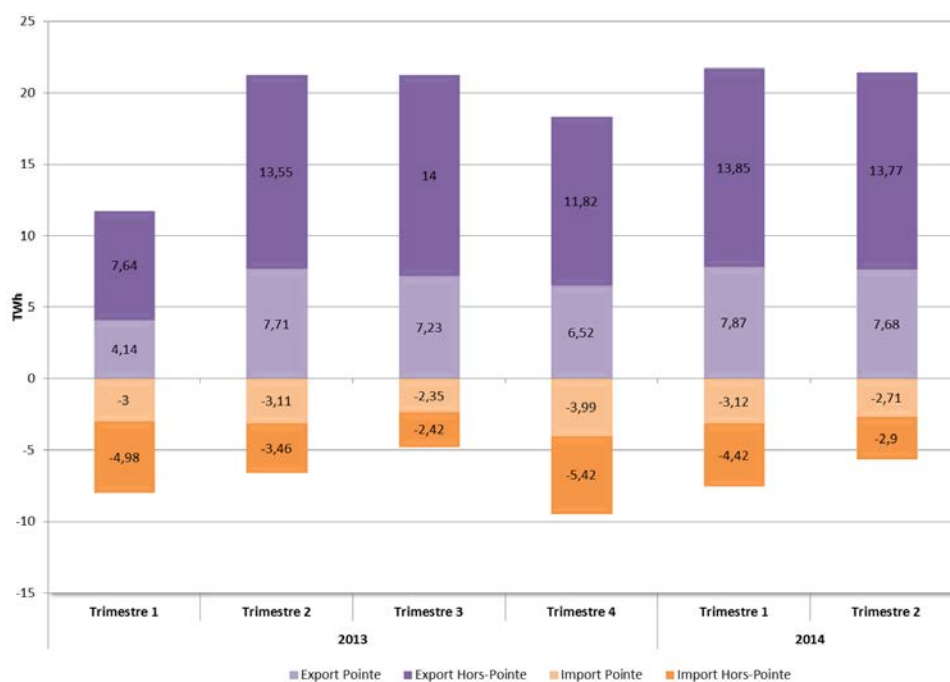


Graphique 23 : Taux d'utilisation moyen



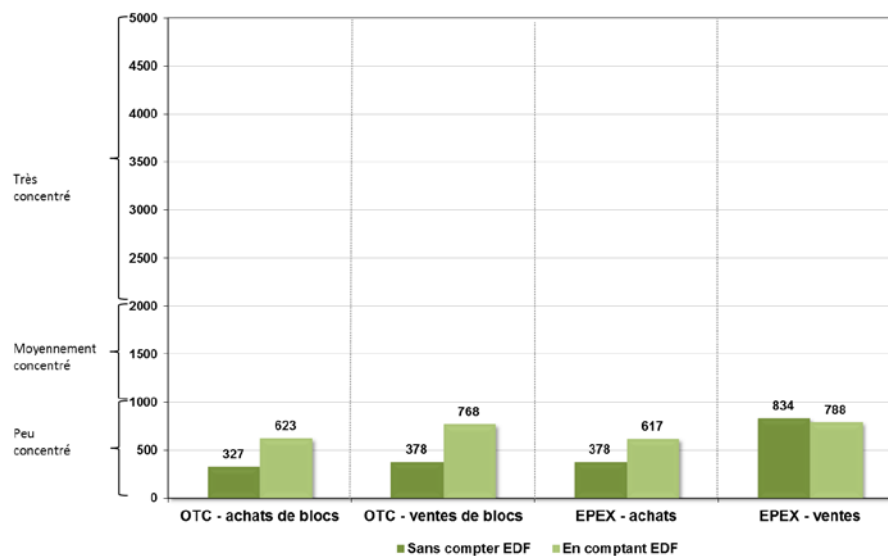


Graphique 24 : Importations et exportations (pointe/hors-pointe)



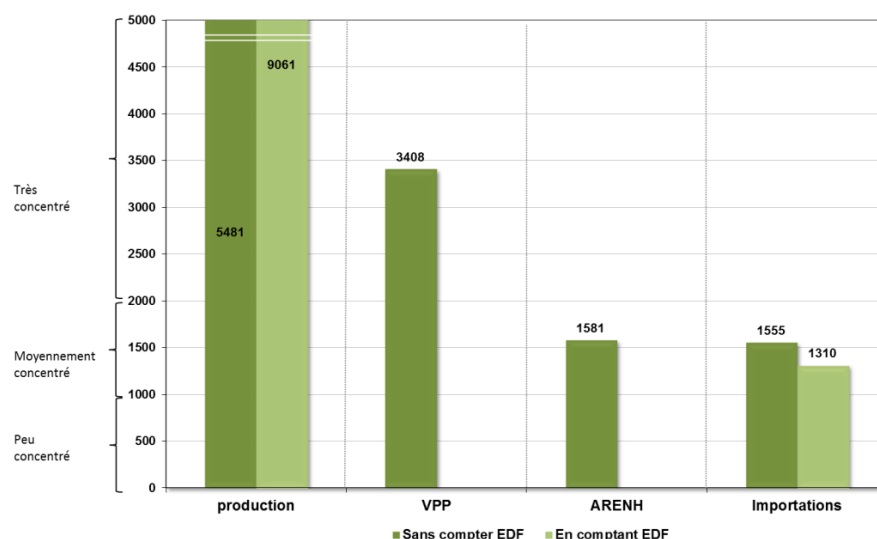
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 25 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T2 2014



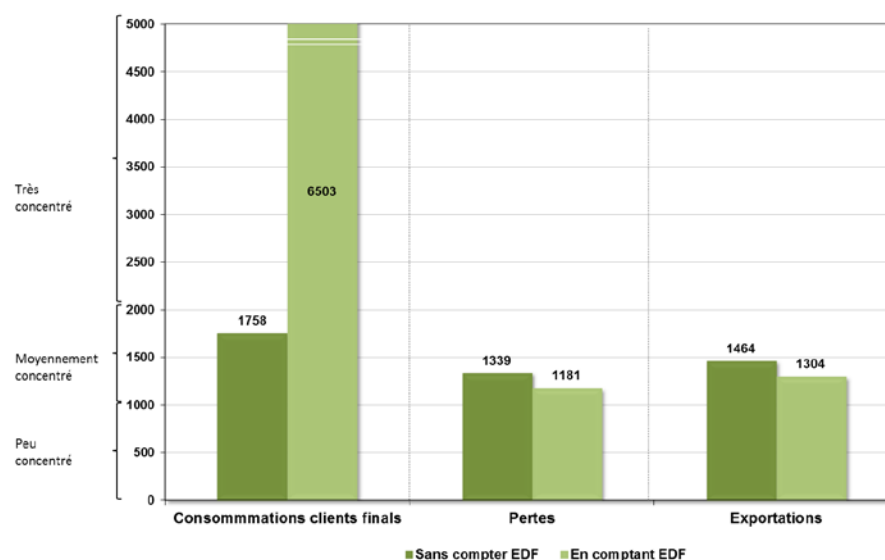
Source : RTE, Analyse CRE

Graphique 26 : Indice de concentration HHI – injections T2 2014



Source : RTE, Analyse CRE

Graphique 27 : Indice de concentration HHI – soutirages en T2 2014



Source : RTE, Analyse CRE

# Marché de gros du gaz

---

## I. Principales dates

- **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** : GRTgaz 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 TIGF
- **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*
- **Avril 2013** : Lancement de la plateforme européenne PRISMA pour la réservation commune de capacités d'interconnexion
- **Avril 2013** : Fusion des zones d'équilibrage Nord-H et Nord-B
- **Mai 2013** : Powernext et EEX lancent PEGAS, une coopération permettant les participants de négocier les produits gaz des deux marchés organisés sur une plateforme commune.
- **Octobre 2013** : Powernext lance un contrat à terme *Front Month* sur le PEG Sud et le spread PEG Nord / PEG Sud.

## II. Chiffres clés

Tableau 8 : Chiffres clés du marché de gros du gaz

Fondamentaux	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T2 2014 / T1 2014		Variation annuelle T2 2014 / T2 2013	
	T2 2013	T3 2013	T4 2013	T1 2014	T2 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
<b>Approvisionnements et débouchés</b>									
Approvisionnement (TWh)	151	127	184	186	133	-29%	-53	-12%	-18
Déstockage	5	2	42	51	4	-92%	-47	-25%	-1
Importations	144	124	142	134	129	-4%	-6	-11%	-16
Importations terrestres	117	102	125	116	115	-1%	-1	-2%	-2
Importations GNL	28	22	17	19	14	-25%	-5	-50%	-14
Production	1	1	0	0	0	-9%	0	-97%	-1
Débouchés (TWh)	151	127	184	186	133	-29%	-53	-12%	-18
Stockage	44	57	13	9	45	405%	36	2%	1
Consommation clients finals	90	53	151	157	72	-54%	-85	-21%	-19
Clients distribution	56	23	104	116	41	-65%	-75	-27%	-15
Clients directement reliés au réseau de transport	34	30	47	40	31	-24%	-10	-10%	-3
Exportations	15	16	18	19	14	-25%	-5	-10%	-1
Autres	1	1	2	2	1	-18%	0	83%	1
Livraisons aux PEG (TWh)	126	140	161	172	126	-27%	-46	0%	-1
PEG Nord	97	108	121	133	99	-25%	-33	3%	2
PEG Sud	23	28	34	34	23	-32%	-11	1%	0
PEG TIGF	6	4	6	5	3	-41%	-2	-53%	-3
<b>Suivi des infrastructures</b>									
Utilisation de la liaison Nord-Sud	93%	97%	99%	100%	100%		0%		6%
Disponibilité liaison Nord Sud	76%	75%	80%	91%	85%		-7%		8%
Utilisation de la liaison GRTgaz-TIGF	63%	75%	54%	53%	70%		16%		6%
Utilisation de Taisnières H	78%	87%	63%	64%	77%		13%		-1%
Utilisation de Obergailbach	70%	71%	54%	36%	55%		19%		-15%
Niveau de stock (TWh au dernier jour du trimestre)	52	107	78	36	77	116%	41	49%	25
Variation nette des stockages en France (GWh/j)	430	588	-313	-470	455	-197%	926	6%	25
Emission terminaux méthaniens (GWh/j)	306	236	189	209	154	-26%	-55	-50%	-152
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	109	121	131	128	120	-6%	-8	9%	10

Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Prix	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T2 2014 / T1 2014		Variation annuelle T2 2014 / T2 2013	
	T2 2013	T3 2013	T4 2013	T1 2014	T2 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
<b>Prix Spot (€/MWh)</b>									
PEG Nord day-ahead (moyenne)	27,7	26,5	27,3	24,5	19,6	-20%	-4,9	-29%	-8,1
PEG Sud day-ahead (moyenne)	30,1	28,0	32,7	29,2	23,2	-20%	-6,0	-23%	-6,9
PEG TIGF day-ahead (moyenne)	30,5	28,3	33,0	29,4	23,8	-19%	-5,6	-22%	-6,6
Spread Nord/Sud	2,4	1,5	5,5	4,7	3,6	-23%	-1,1	51%	1,2
Spread PEG Nord/TTF	0,6	0,5	0,4	0,2	0,7	306%	0,5	11%	0,1
<b>Prix à terme (€/MWh)</b>									
PEG Nord M+1 (moyenne)	26,9	26,6	28,0	24,9	19,7	-21%	-5,2	-27%	-7,2
PEG Nord Y+1 (moyenne)	26,9	27,0	27,2	25,8	24,7	-4%	-1,1	-8%	-2,2
Spread Nord/Sud (M+1)				4,9	4,2	-15%	-0,7		
Spread PEG Nord/TTF (Y+1)	0,4	0,5	0,5	0,3	0,4	13%	0,0	-10%	0,0
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead	1,6	1,6	1,5	2,1	2,0	-5%	-0,1	26%	0,4

Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

Négoce	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T2 2014 / T1 2014		Variation annuelle T2 2014 / T2 2013	
	T2 2013	T3 2013	T4 2013	T1 2014	T2 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
<b>Activité sur le marché de gros français</b>									
Echanges aux PEG* (TWh)	82	95	128	139	84	-40%	-55	2%	2
En % de la consommation nationale	91%	181%	85%	89%	117%				
<b>Volumes échangés sur le marché intermédiaire français</b>									
Marché spot (TWh)	34	32	45	42	28	-33%	-14	-17%	-6
Intraday	4	3	5	5	3	-30%	-1,4	-19%	-0,8
Day Ahead	19	17	24	25	16	-34%	-8,6	-12%	-2,3
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	15	16	24	26	18	-30%	-7,9	22%	3,3
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	19	16	21	16	10	-38%	-6,1	-48%	-9,2
Marché à terme (TWh)	66	76	64	81	59	-27%	-22	-11%	-8
M+1	17	27	22	23	17	-25%	-5,8	-1%	-0,2
Q+1	5	2	17	0	12		12,2	143%	7,3
S+1	26	21	9	28	17	-41%	-11,4	-36%	-9,4
Y+1	3	3	4	2	3	68%	1,1	-3%	-0,1
Bourse (toutes échéances)	6	8	8	11	8	-30%	-3,5	32%	2,0
Brokers (toutes échéances)	60	68	57	70	51	-27%	-18,8	-16%	-9,5
<b>Nombre de transactions sur le marché intermédiaire français</b>									
Marché spot	22 460	21 237	31 026	33 773	24 491	-27%	-9282	9%	2031
Intraday	4 657	3 925	5 791	5 929	4 941	-17%	-988	6%	284
Day Ahead	14 364	14 283	20 547	22 898	16 115	-30%	-6783	12%	1751
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	14 134	14 880	22 312	25 621	17 897	-30%	-7724	27%	3763
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	8 326	6 357	8 714	8 152	6 594	-19%	-1558	-21%	-1732
Marché à terme	22 460	21 237	31 026	33 773	24 491	-27%	-9282	9%	2031
M+1	536	609	726	744	549	-26%	-195	2%	13
Q+1	44	21	156	6	98	1533%	92	123%	54
Y+1	13	19	29	7	18	157%	11	38%	5
Bourse (toutes échéances)	14 134	14 880	22 312	25 621	17 897	-30%	-7724	27%	3763
Brokers (toutes échéances)	8 326	6 357	8 714	8 152	6 594	-19%	-1558	-21%	-1732
<b>Concentration du marché français du gaz</b>									
Nombre d'expéditeurs actifs sur le marché	84	86	89	91	98	8%	7	17%	14
dont actifs chez Powernext Gas Spot	40	40	40	41	48	17%	7	20%	8
dont actifs chez Powernext Gas Futures	26	27	28	30	31	3%	1	19%	5

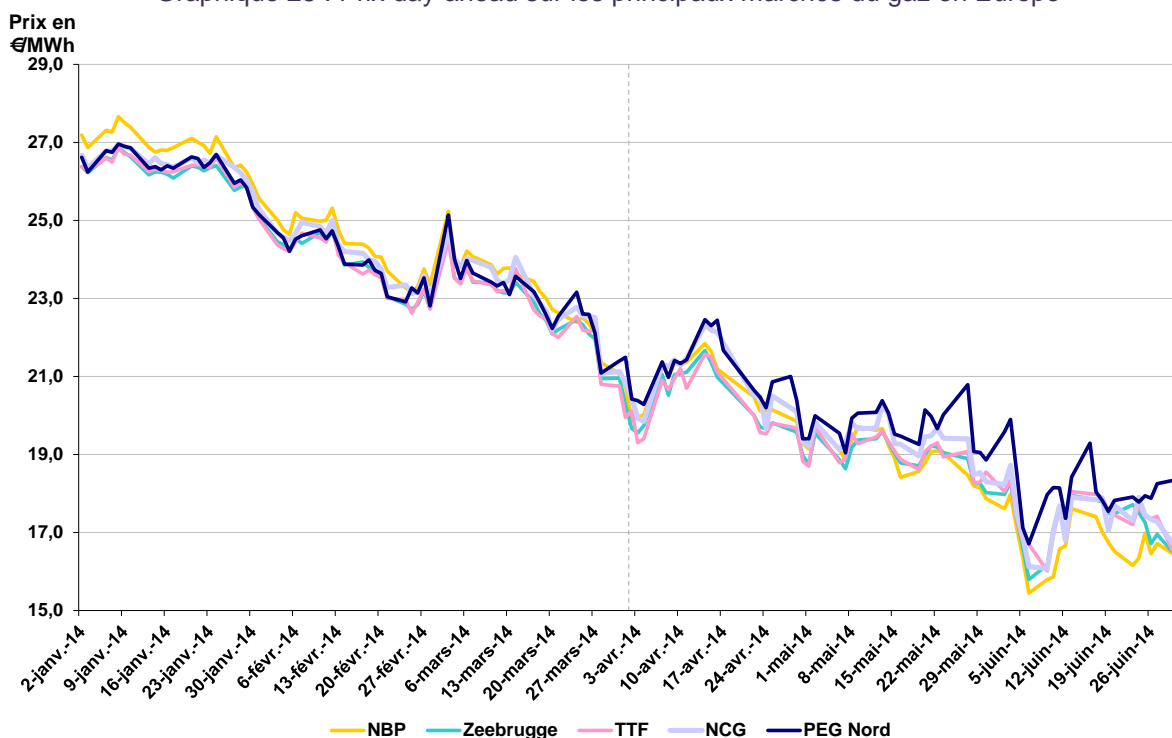
Source: GRTgaz, TIGF, Powernext, brokers – Analyse : CRE

\* Livraisons issues des échanges sur les marchés intermédiaires en France

### III. Graphiques

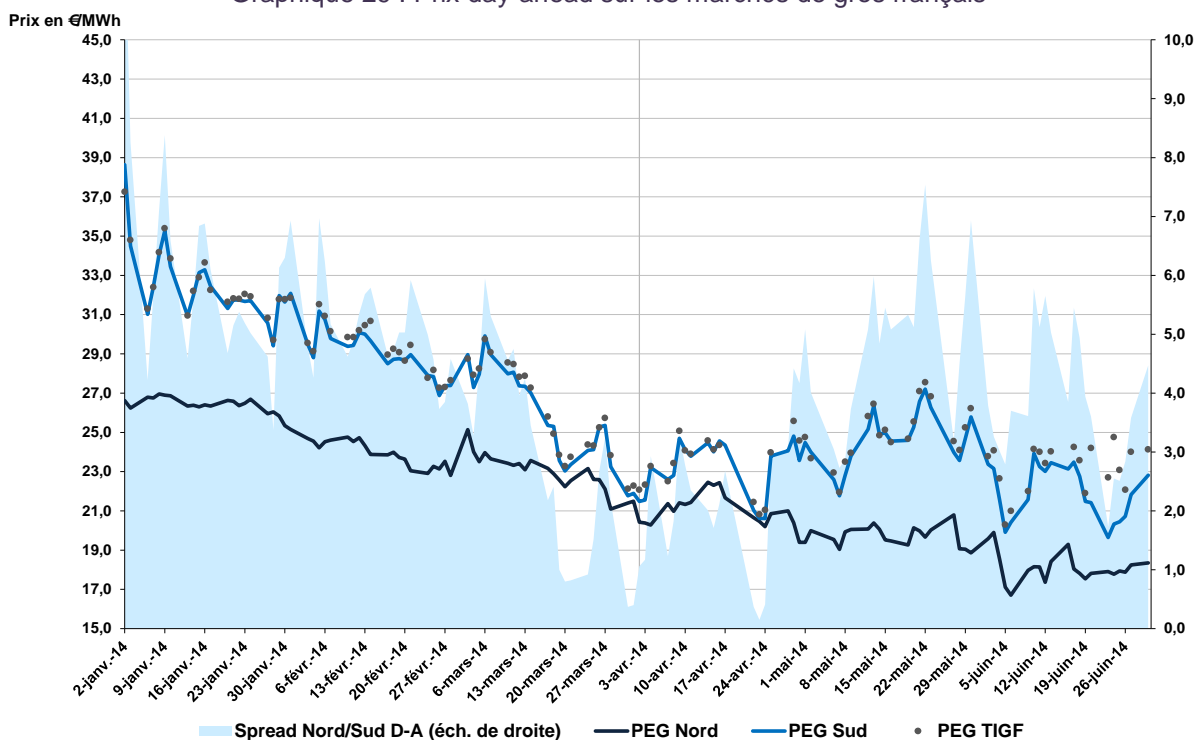
#### Evolution des prix en France et en Europe

Graphique 28 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe



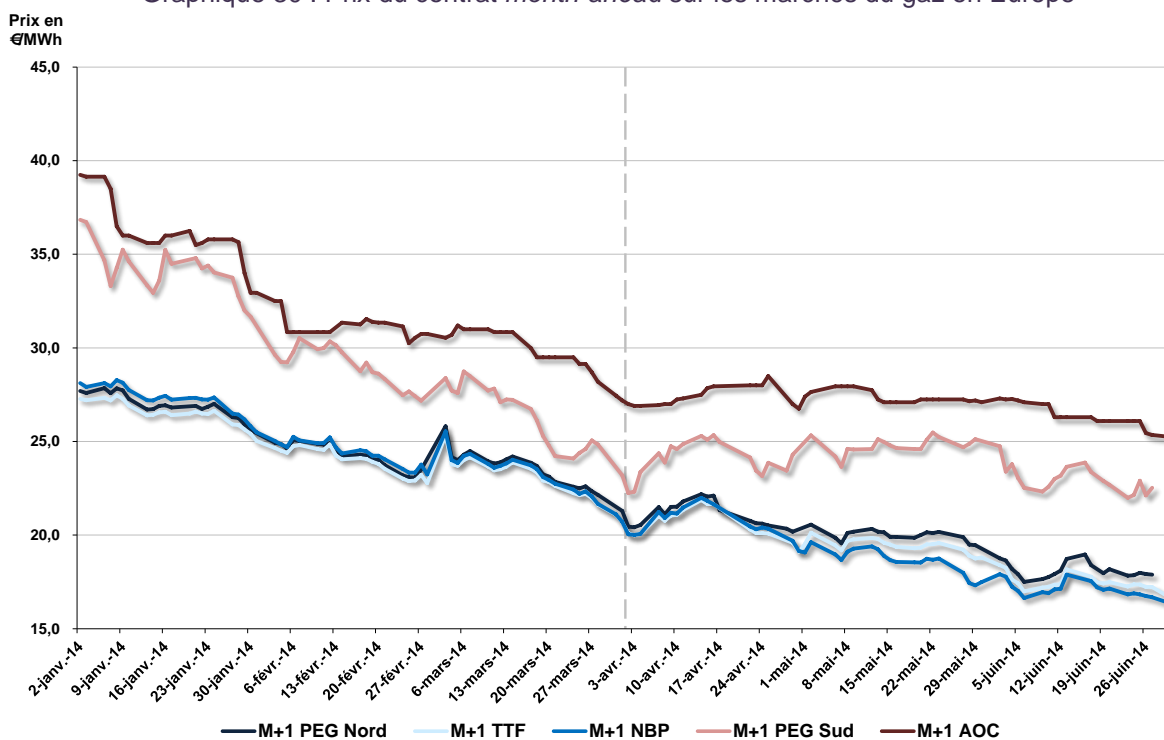
Source: Powernext EOD ; Heren – Analyse : CRE

Graphique 29 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français



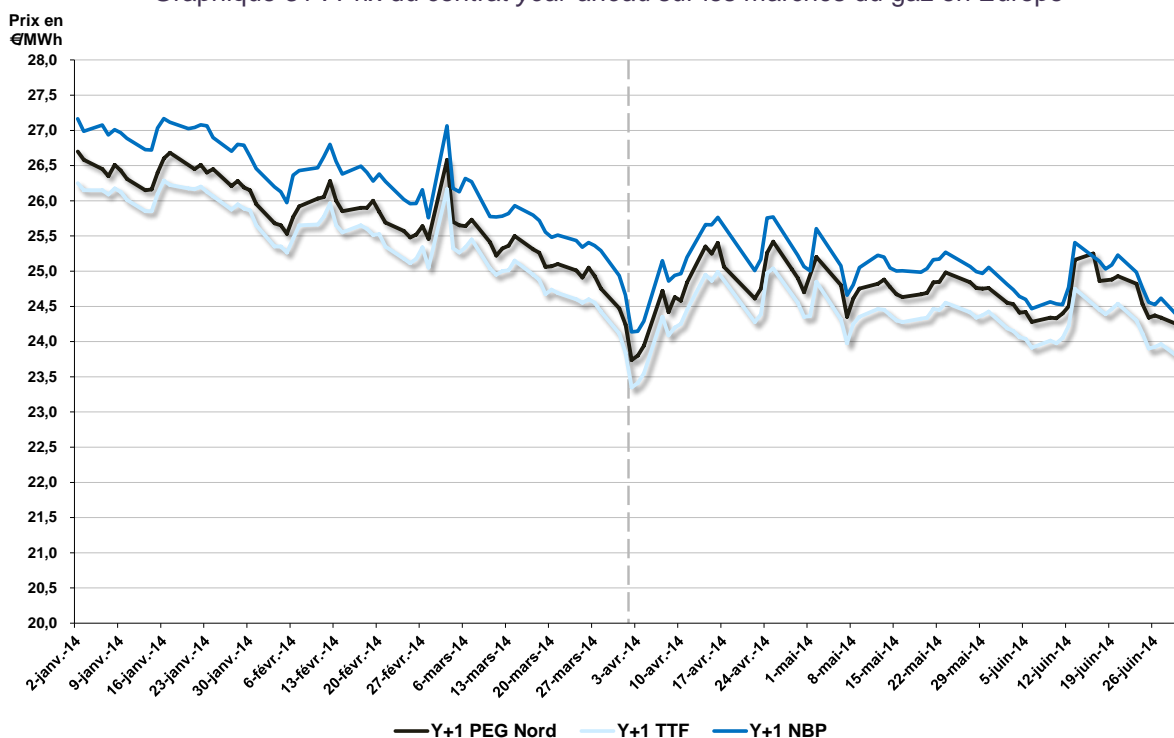
Source: Powernext EOD et Heren pour le PEG TIGF – Analyse : CRE

Graphique 30 : Prix du contrat *month-ahead* sur les marchés du gaz en Europe



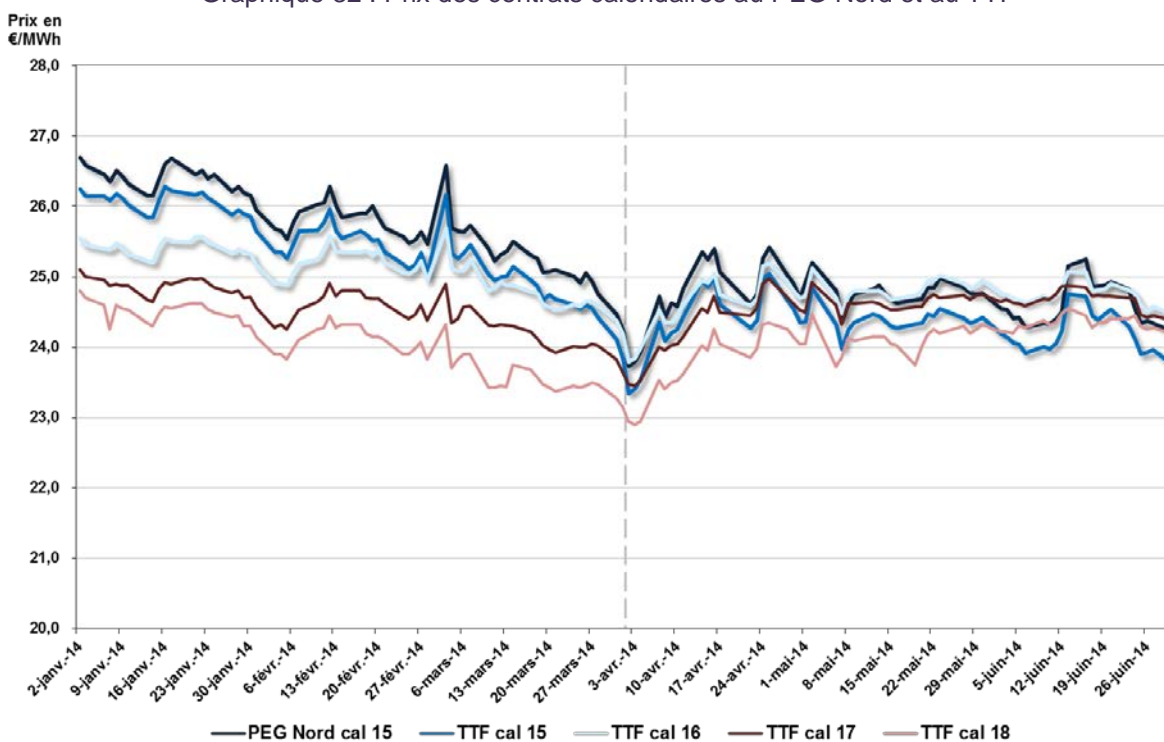
Source: Powernext ; Heren – Analyse : CRE

Graphique 31 : Prix du contrat *year-ahead* sur les marchés du gaz en Europe



Source: Powernext ; Heren – Analyse : CRE

Graphique 32 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF

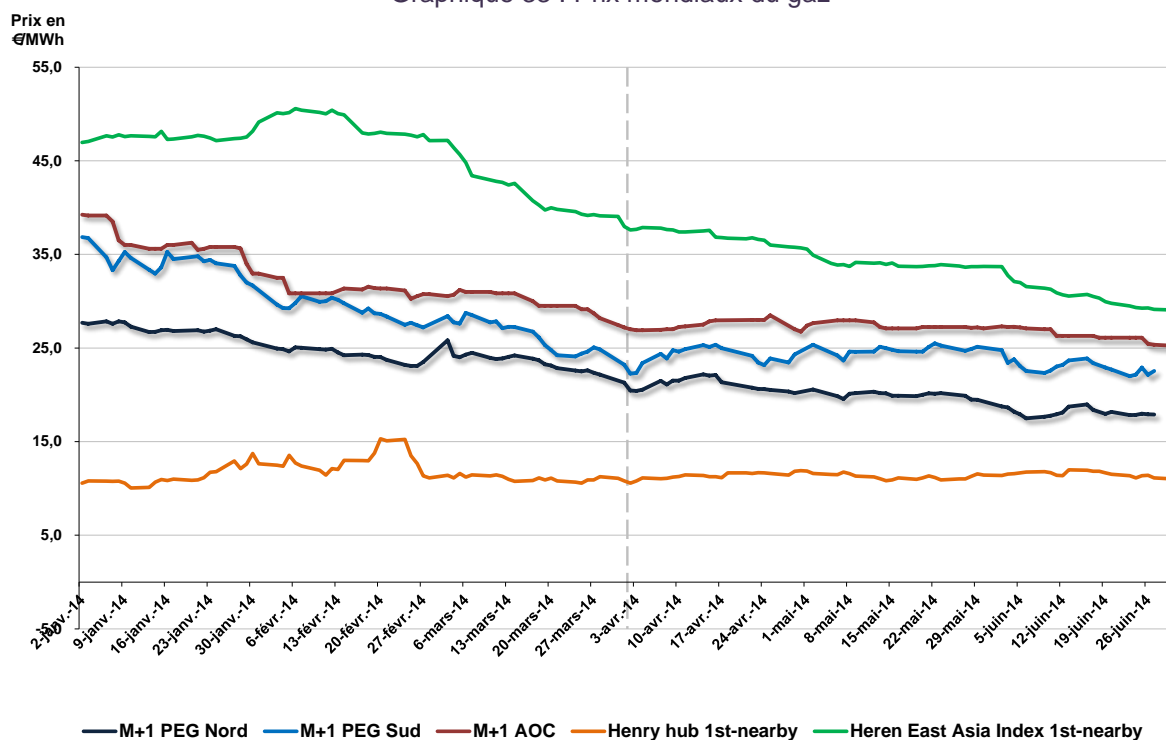


Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE



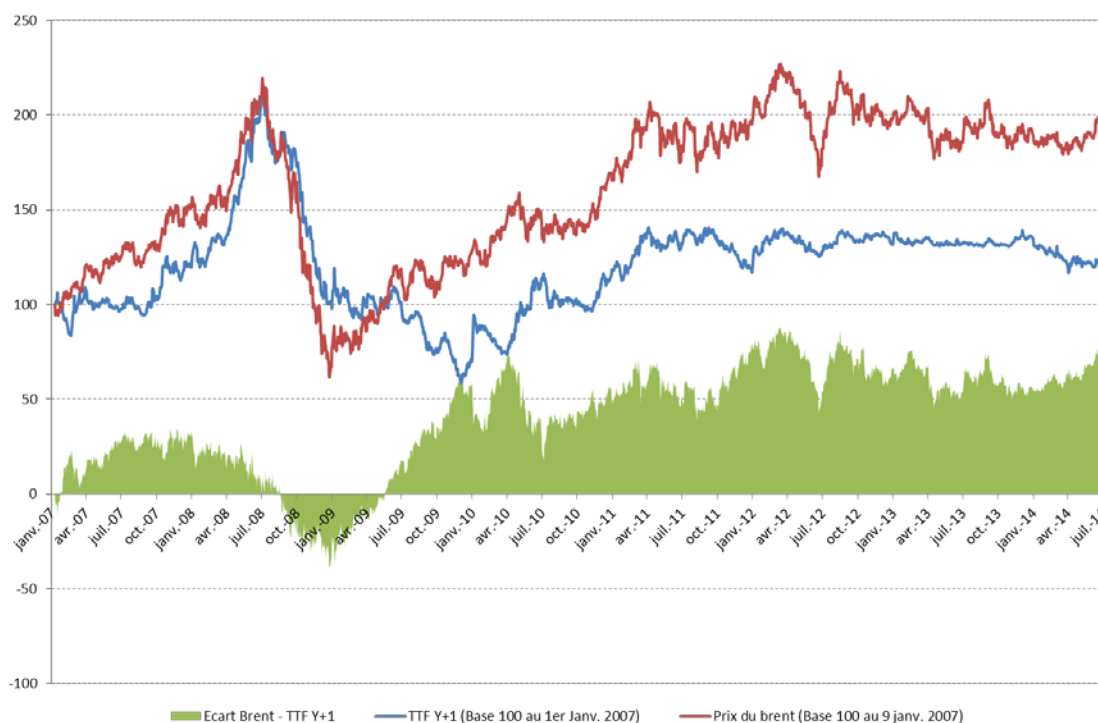
## Contexte international

Graphique 33 : Prix mondiaux du gaz



Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

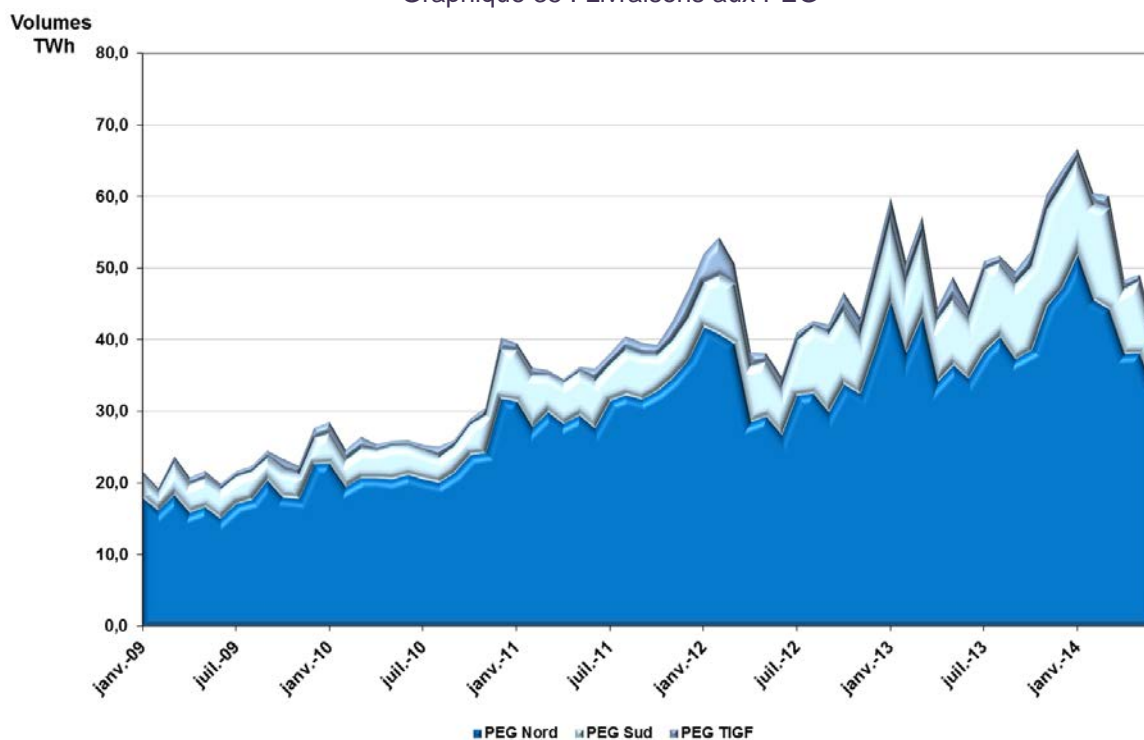
Graphique 34 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers



Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

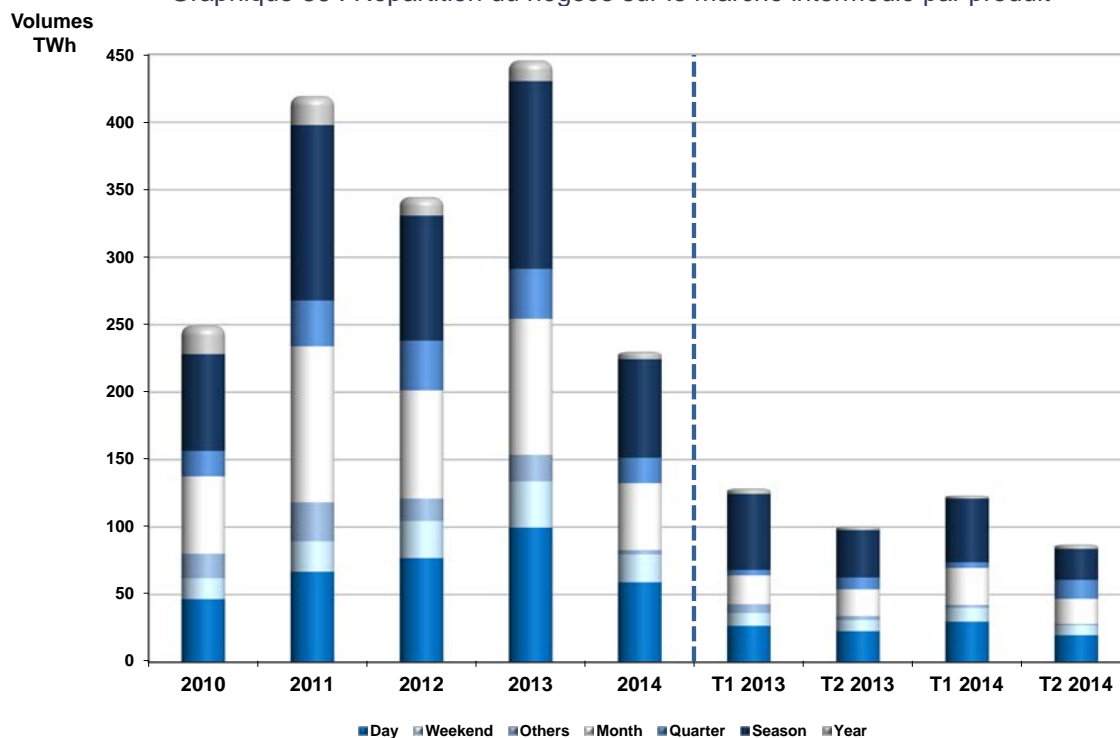
## Développement du négoce dans le marché français

Graphique 35 : Livraisons aux PEG



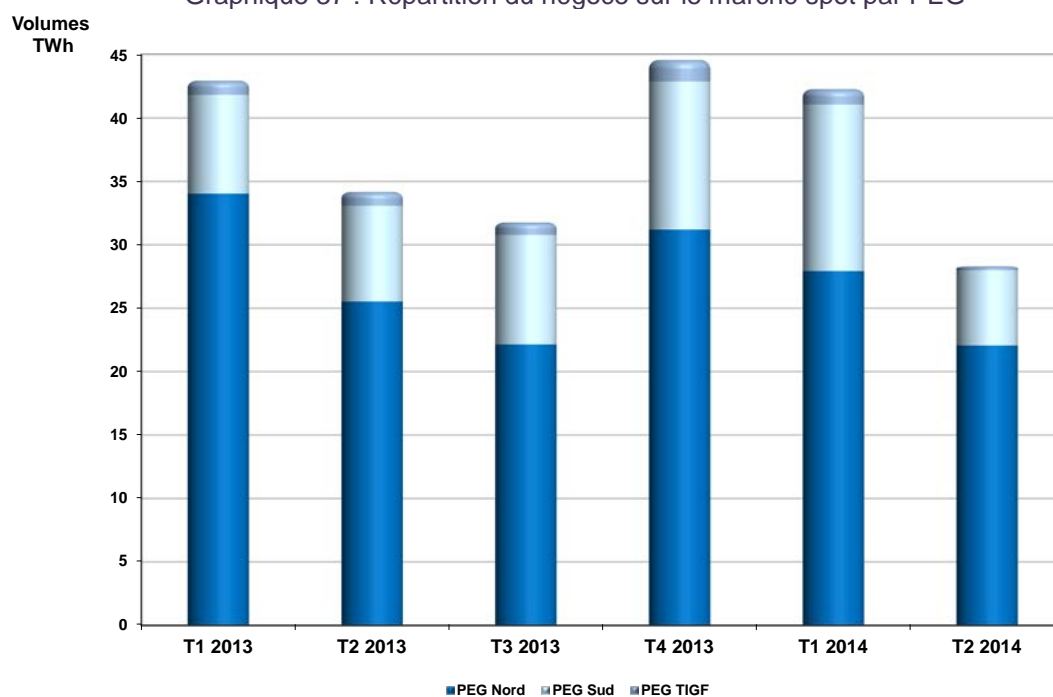
Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Graphique 36 : Répartition du négoce sur le marché intermédiaire par produit



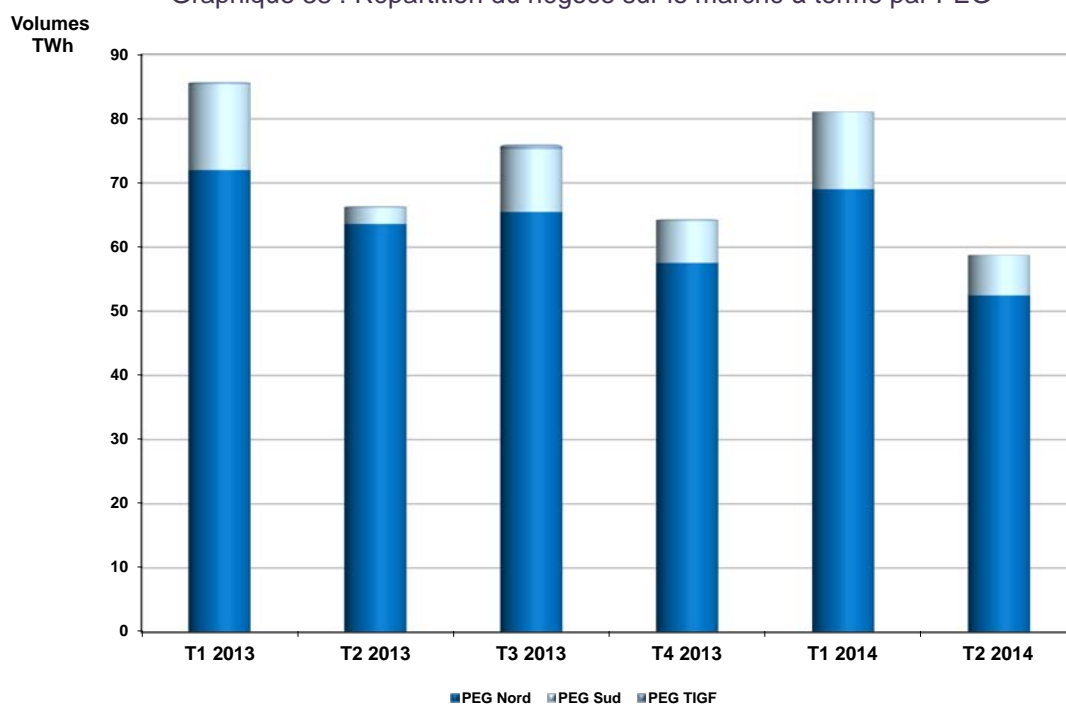
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Graphique 37 : Répartition du négoce sur le marché spot par PEG



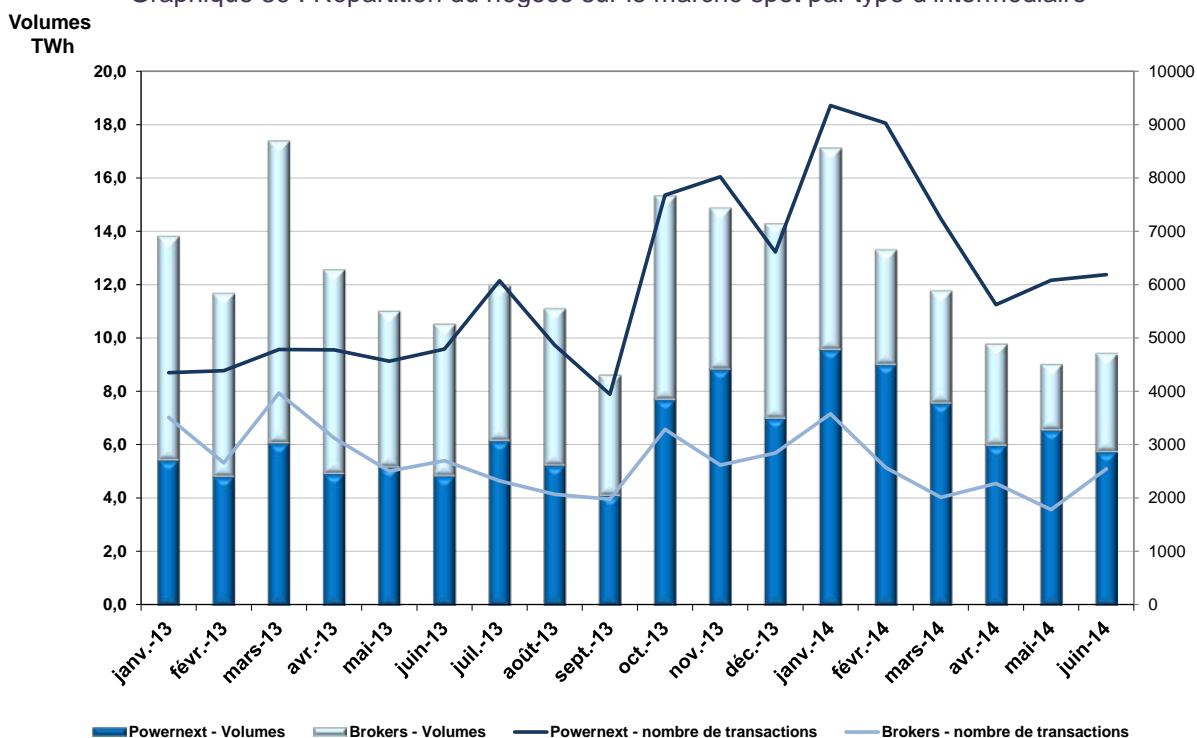
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Graphique 38 : Répartition du négoce sur le marché à terme par PEG



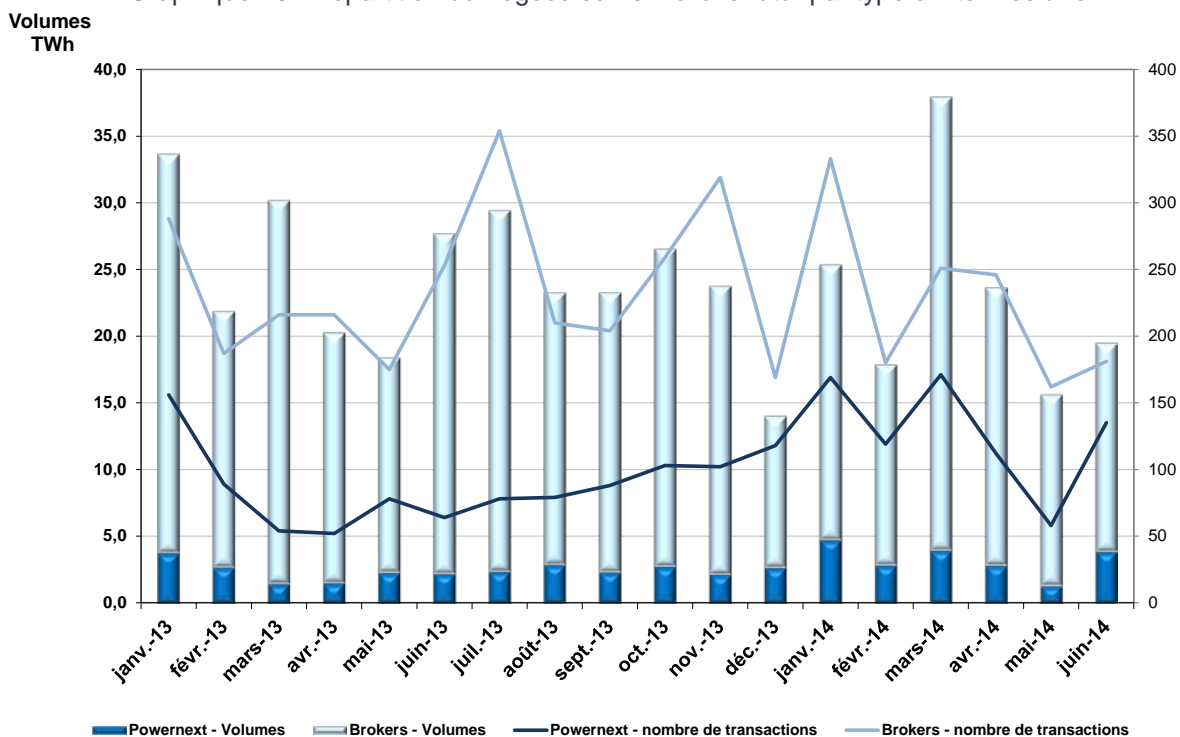
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Graphique 39 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire



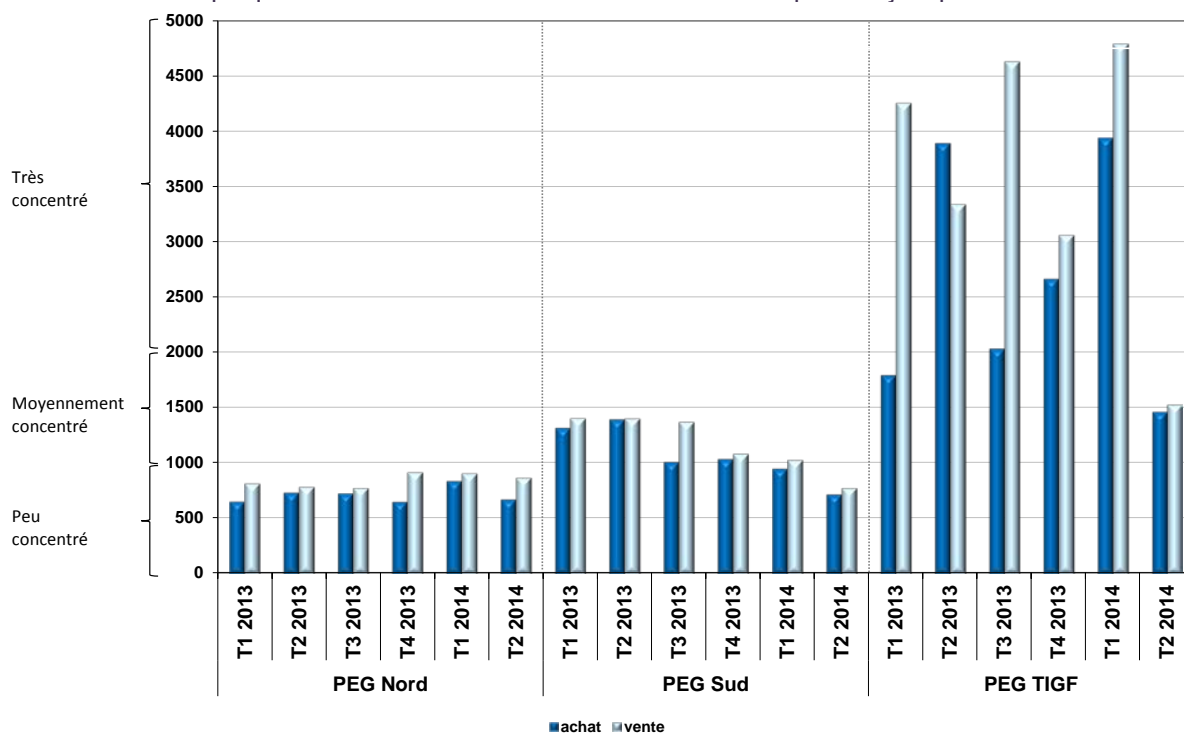
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Graphique 40 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire



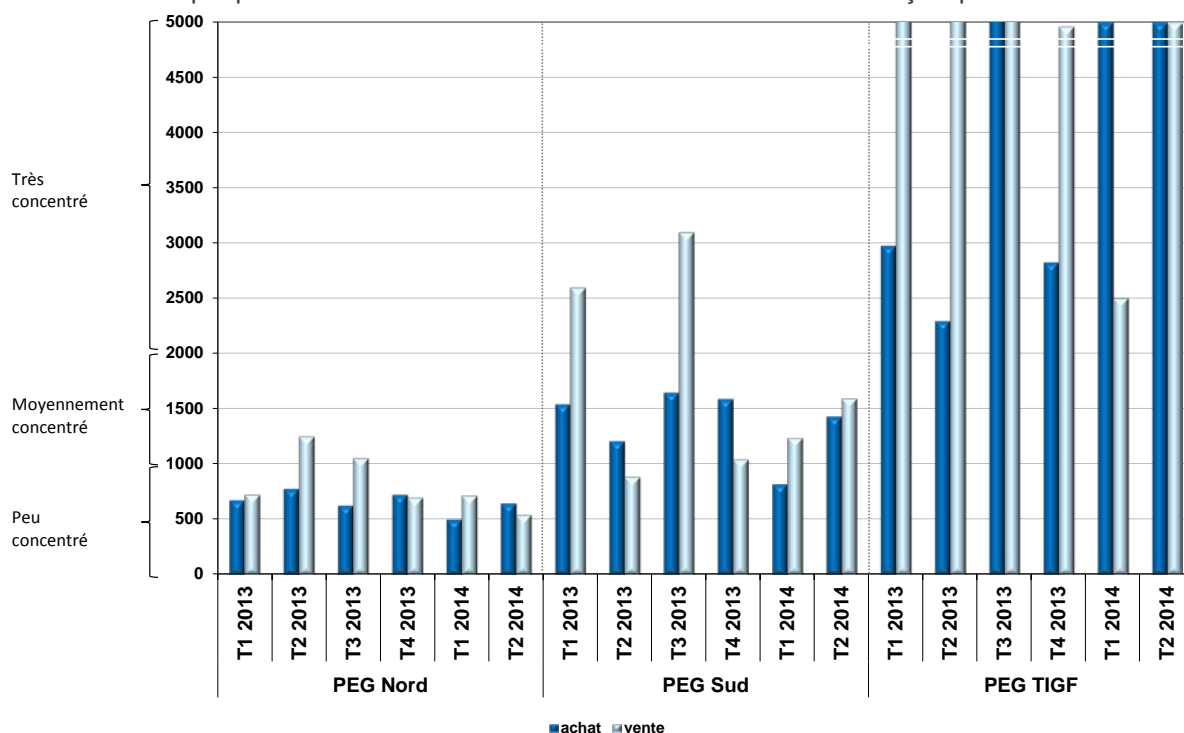
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Graphique 41 : Indices de concentration du marché spot français par PEG



Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

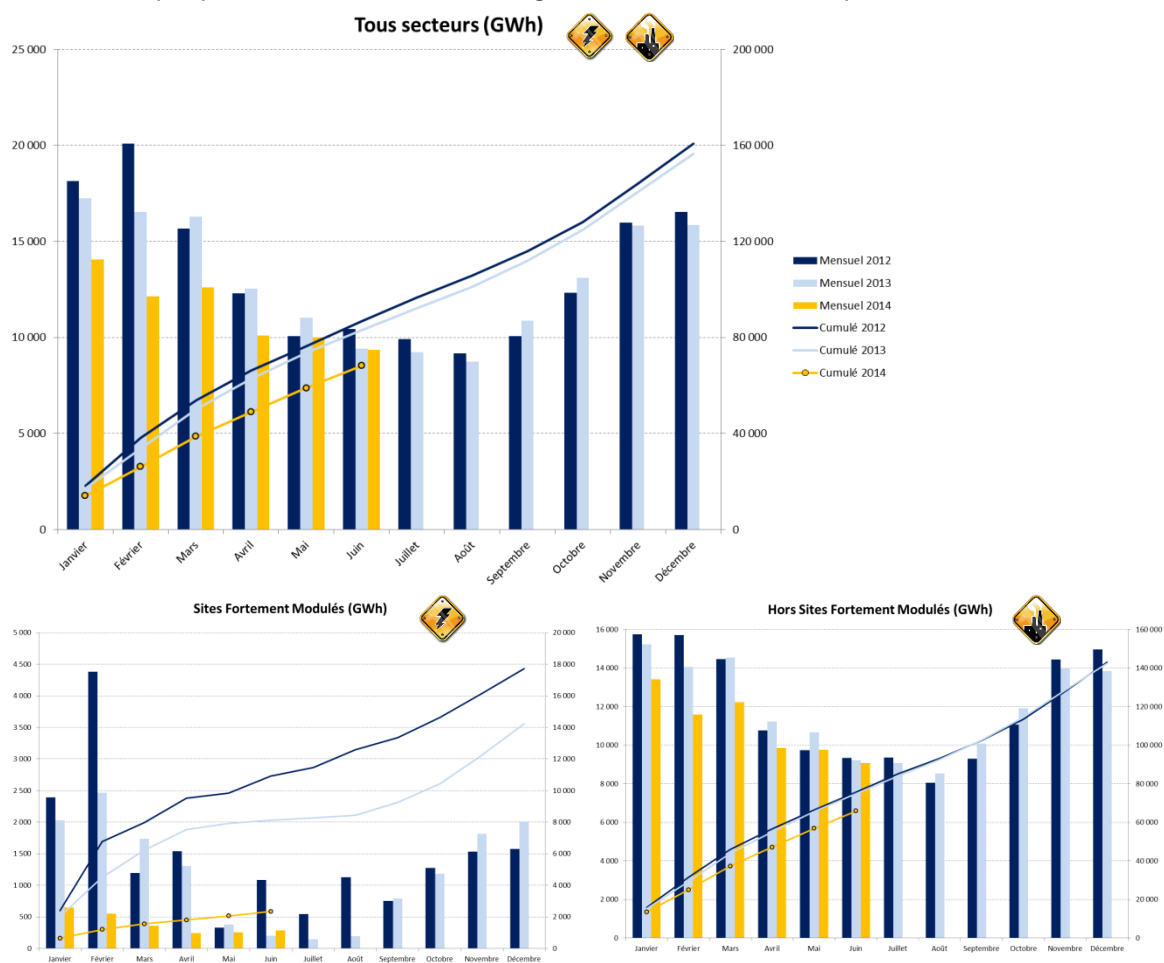
Graphique 42 : Indices de concentration du marché à terme français par PEG



Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

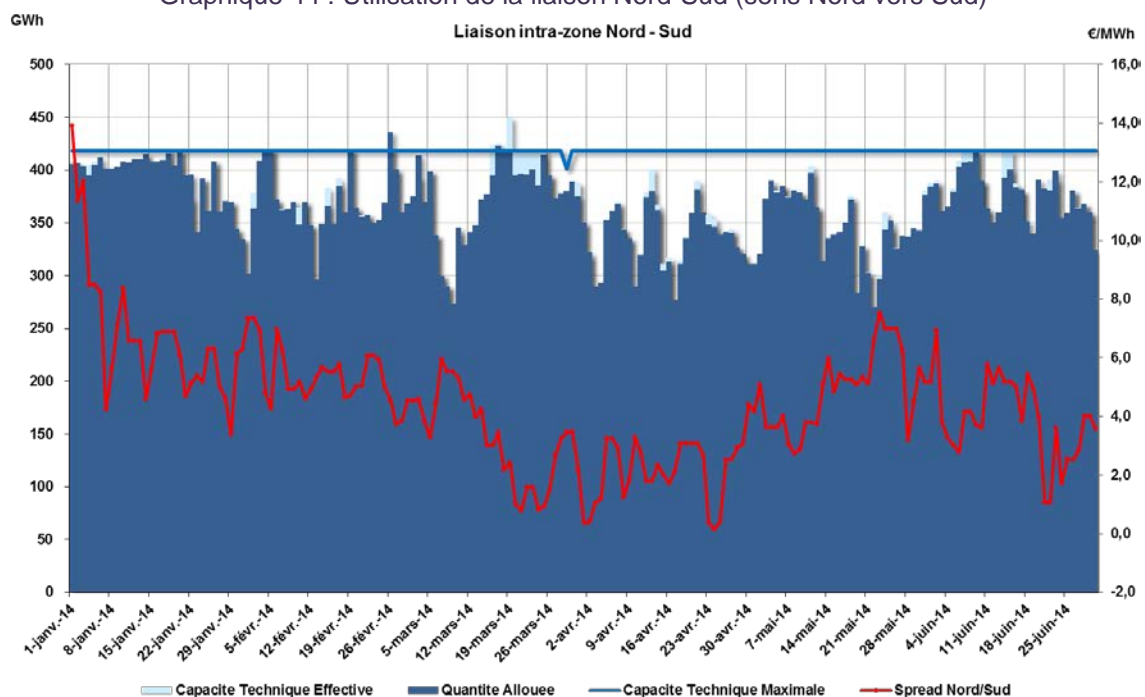
## Utilisation des infrastructures

Graphique 43 : Consommations de gaz des clients industriels par secteur d'activité



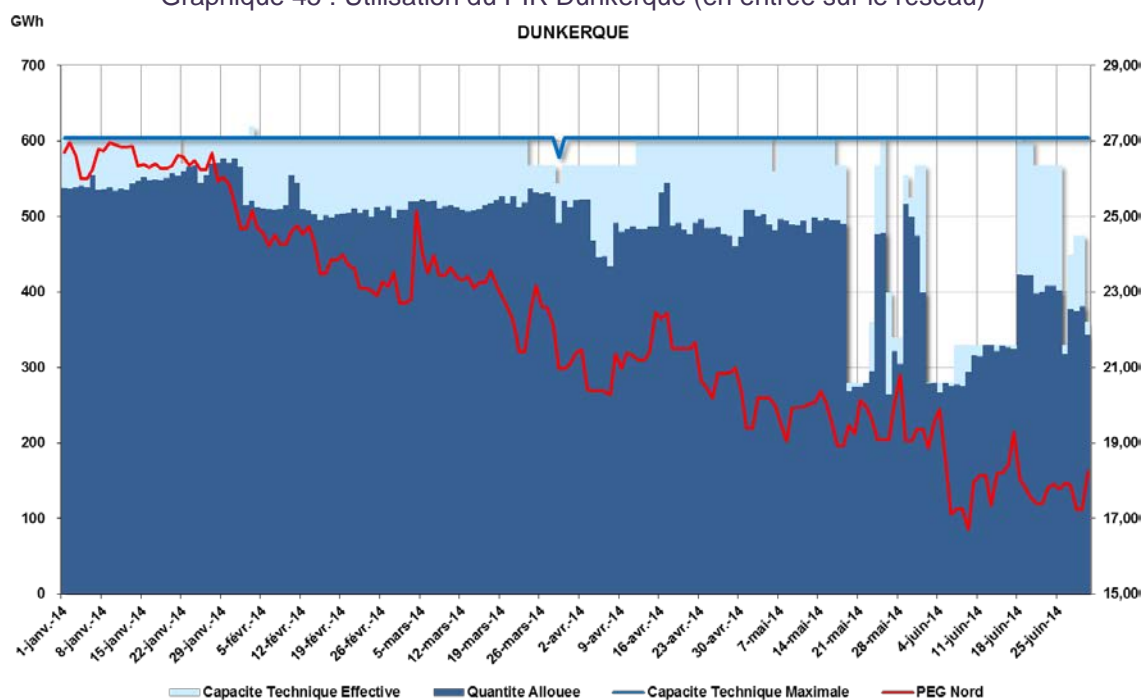
Sources : GRTgaz — Analyse : CRE

Graphique 44 : Utilisation de la liaison Nord-Sud (sens Nord vers Sud)



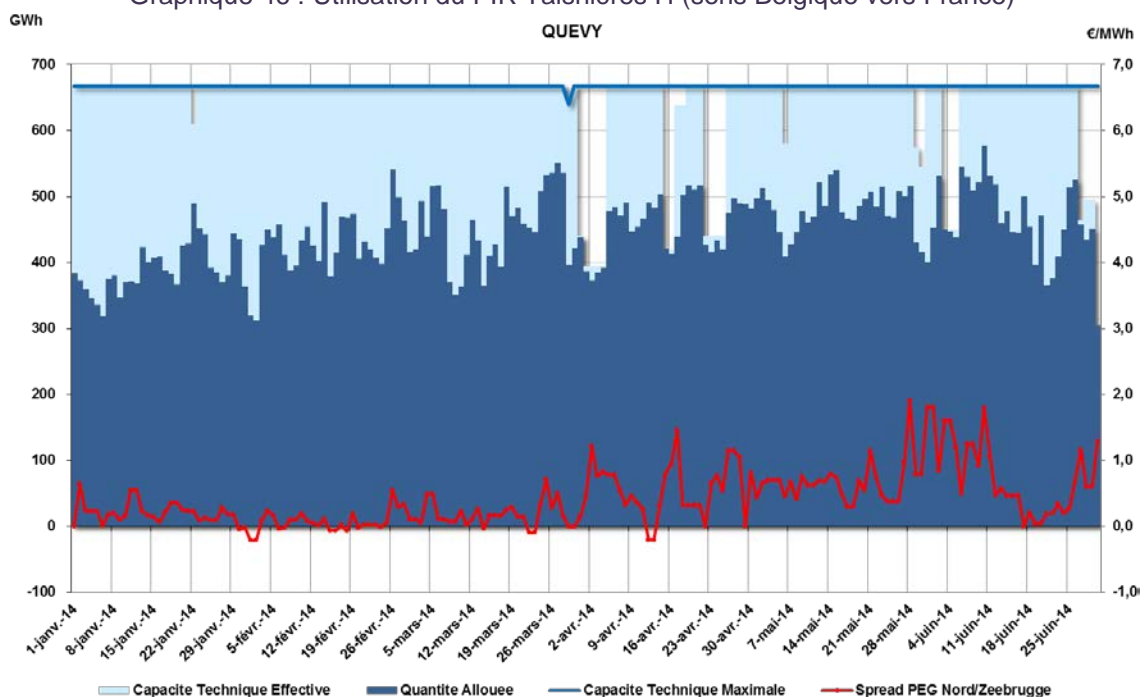
Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 45 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau)



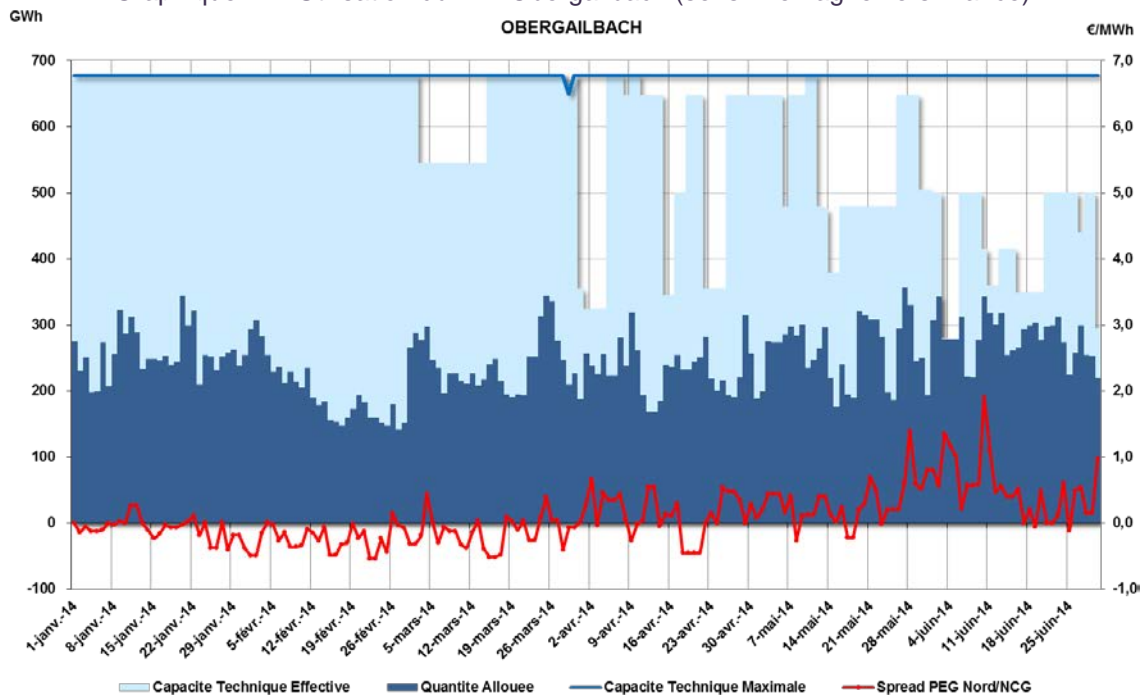
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 46 : Utilisation du PIR Taisnières H (sens Belgique vers France)



Source: Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

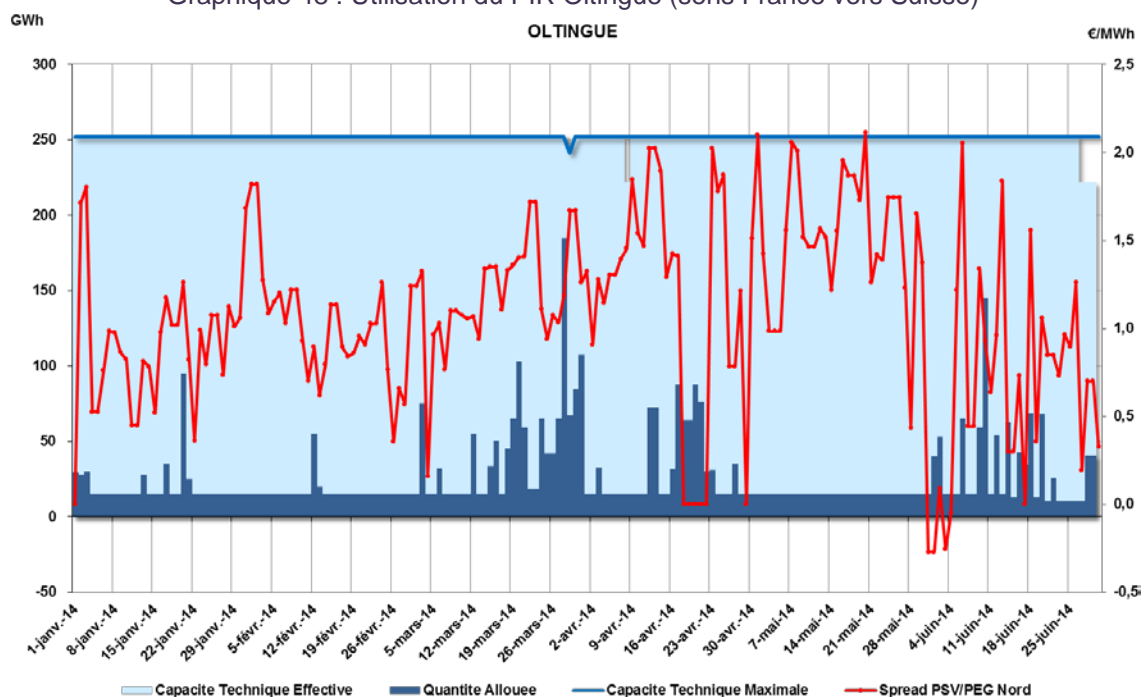
Graphique 47 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France)



Source: Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

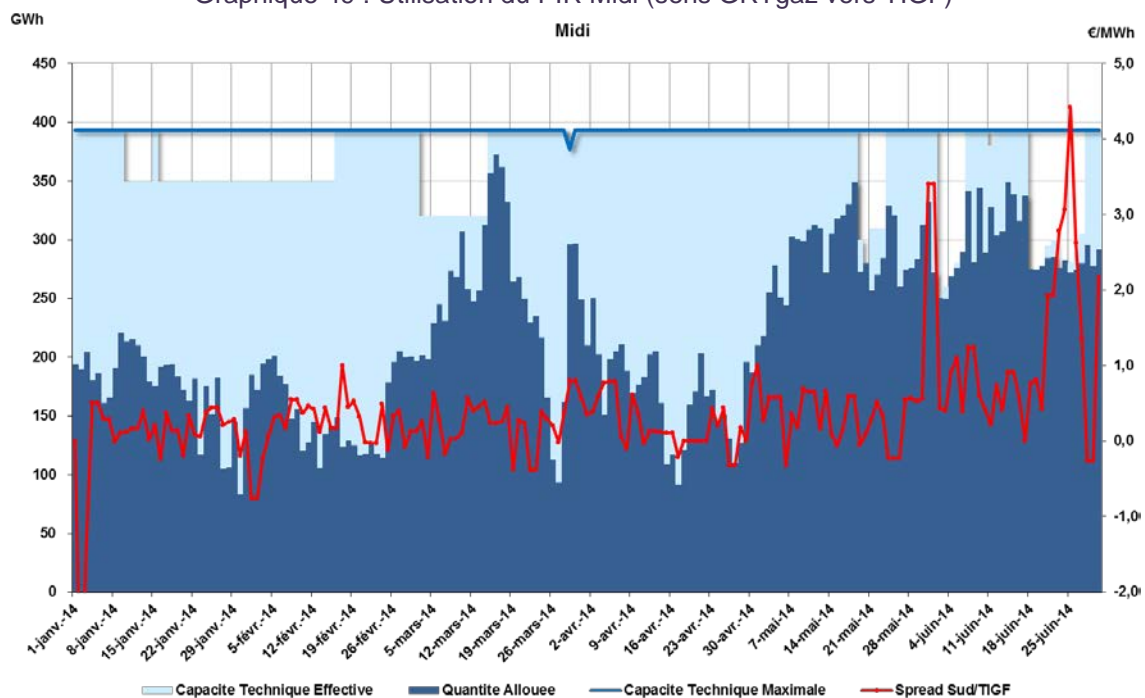


Graphique 48 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse)



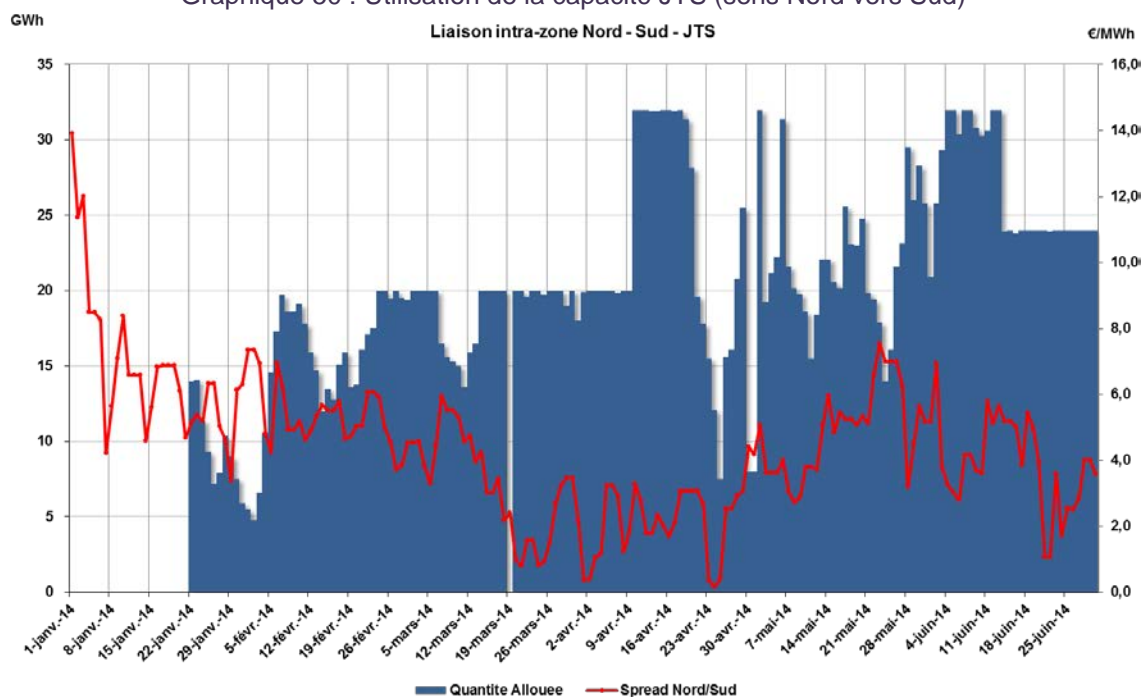
Source: Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 49 : Utilisation du PIR Midi (sens GRTgaz vers TIGF)



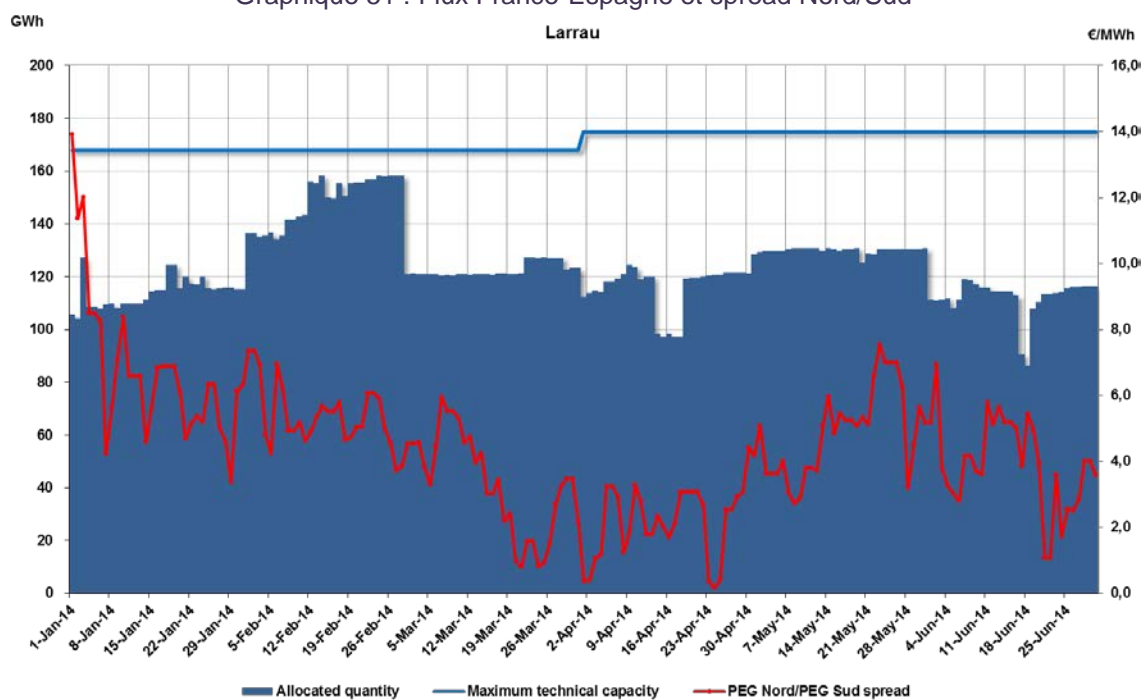
Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 50 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud)



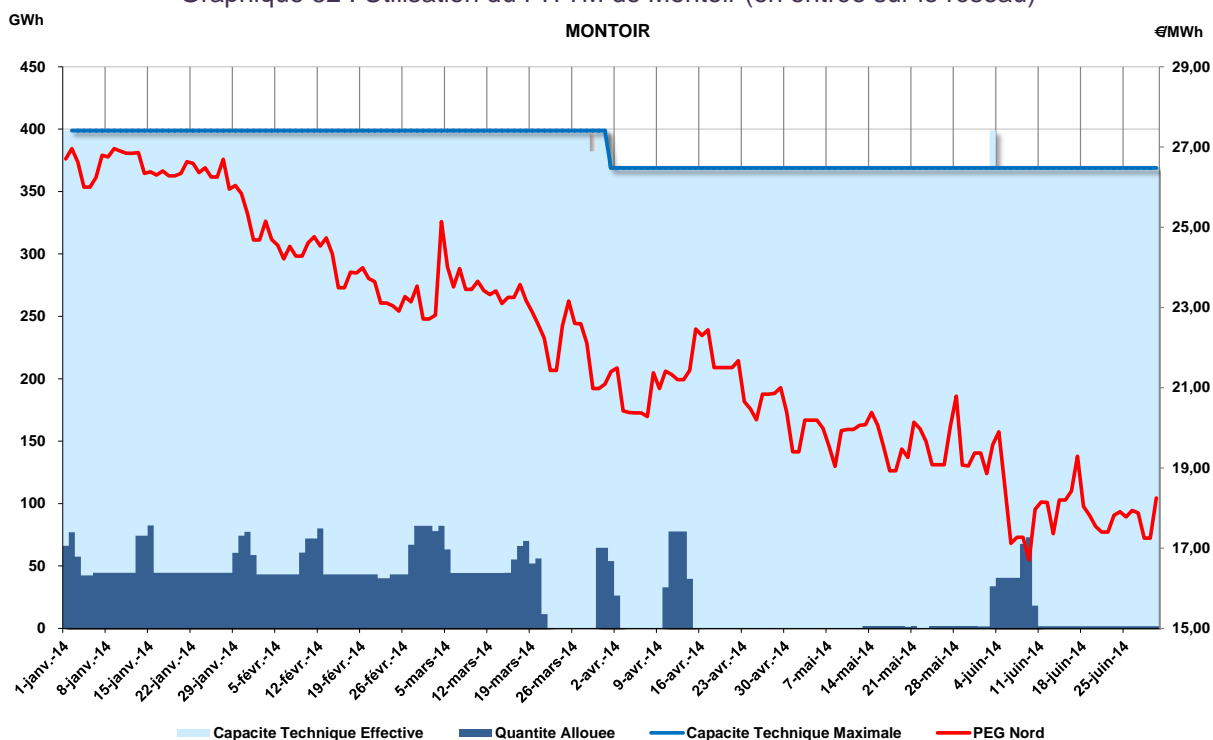
Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 51 : Flux France-Espagne et spread Nord/Sud



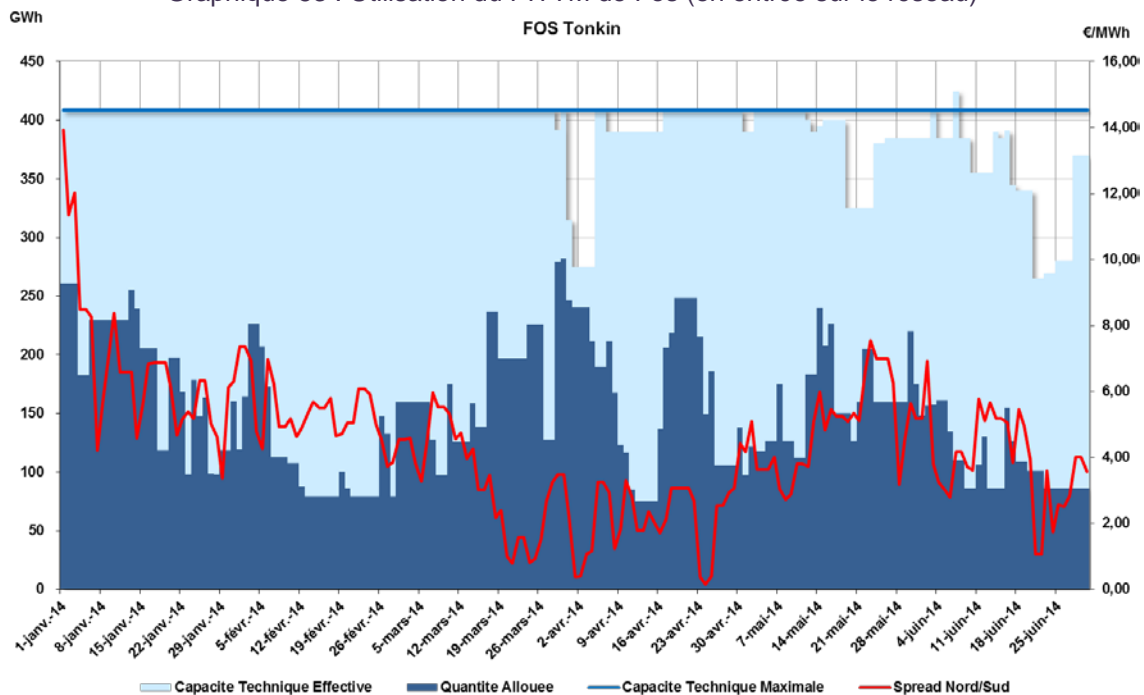
Source: Powernext, TIGF – Analyse : CRE

Graphique 52 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau)



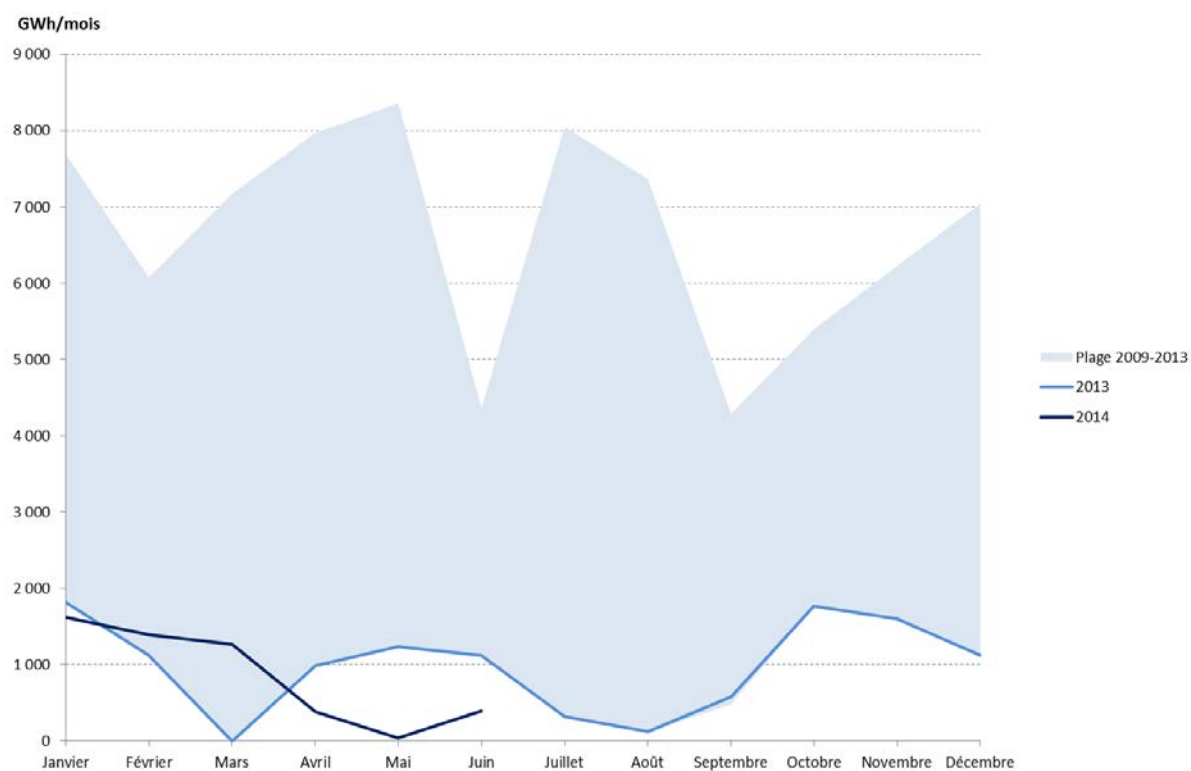
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 53 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau)



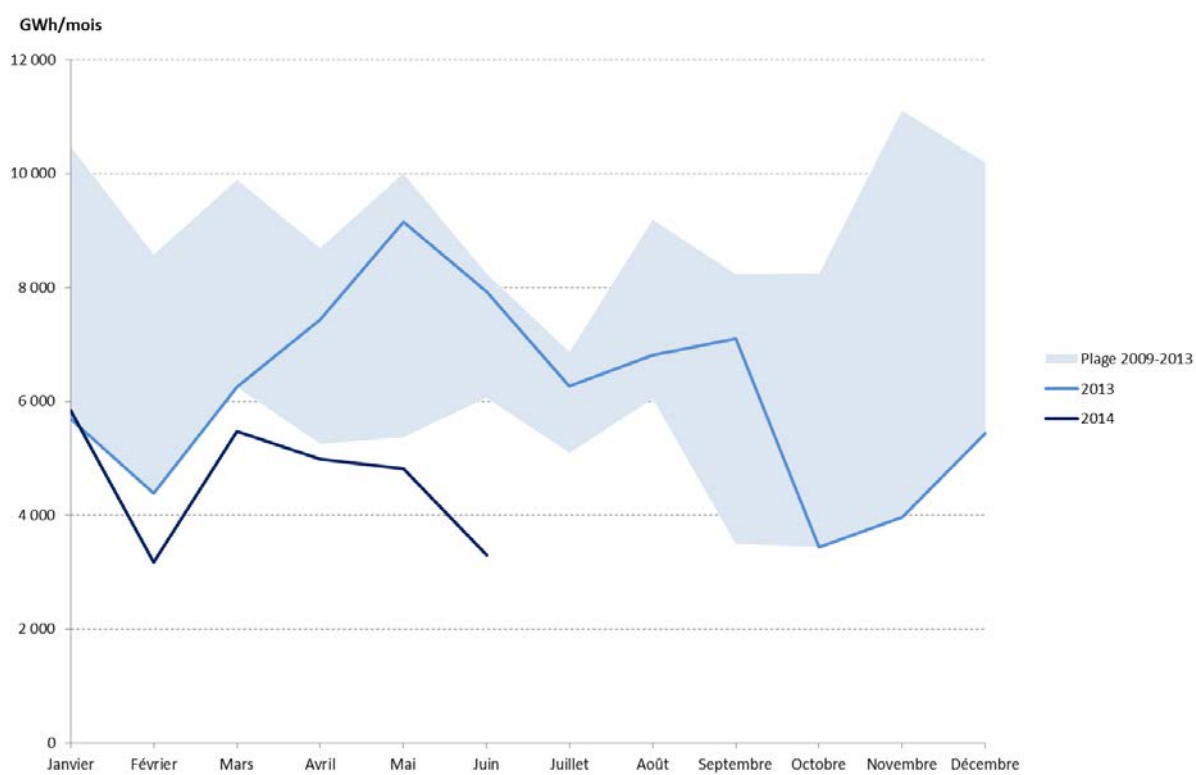
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 54 : Emission au PITTM de Montoir (zone Nord)



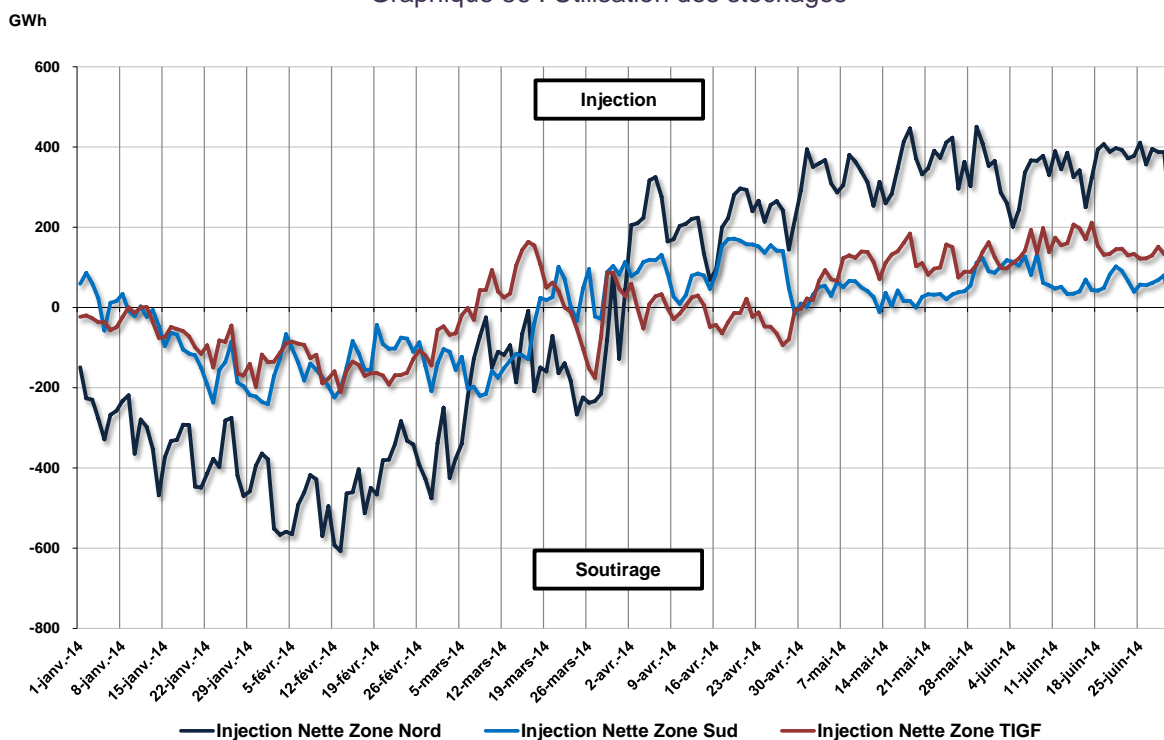
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 55 : Emission au PITTM de Fos (zone Sud)



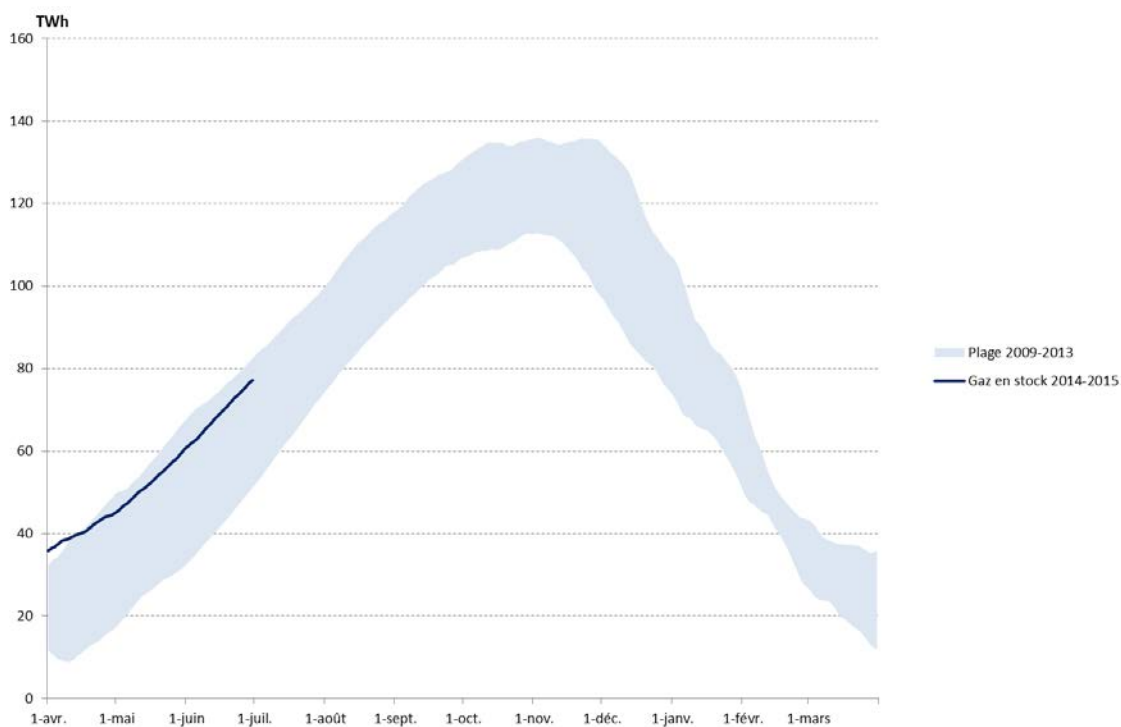
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 56 : Utilisation des stockages



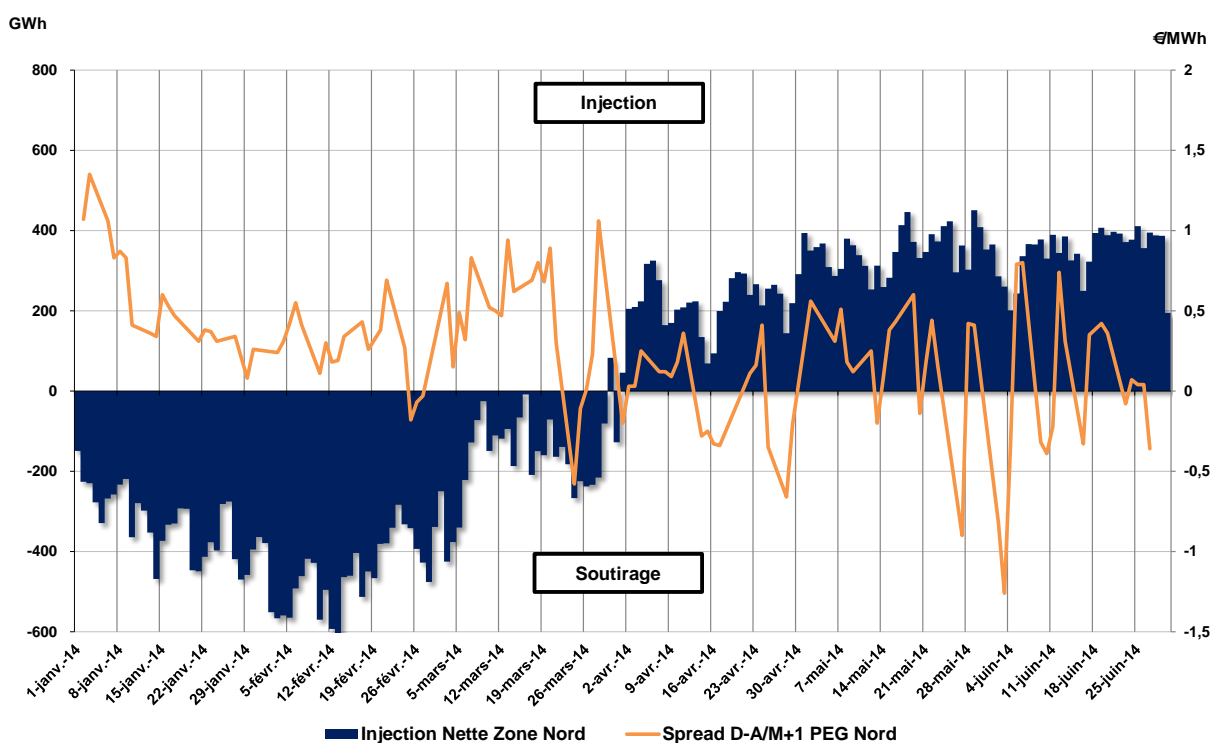
Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Graphique 57 : Gaz en stock périmètre France



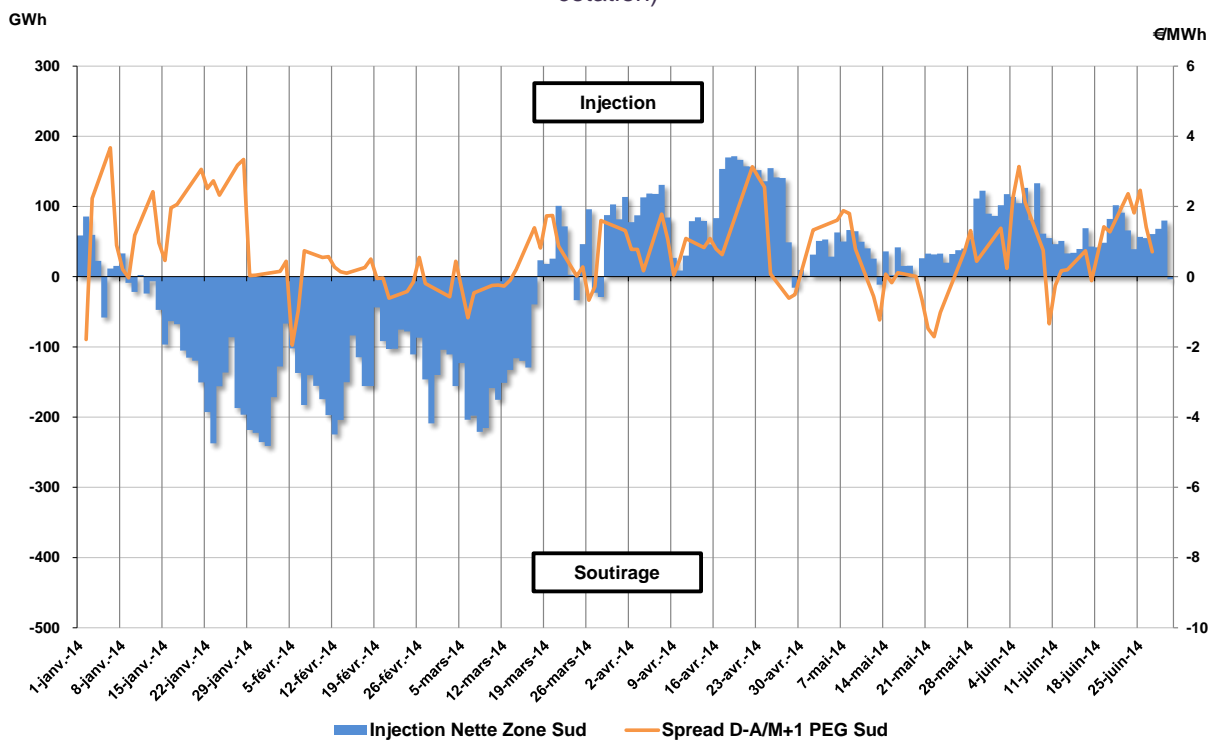
Sources : Storengy, TIGF — Analyse : CRE

Graphique 58 : Variation nette des stockages en Zone Nord versus spread temporels (même jour de cotation)



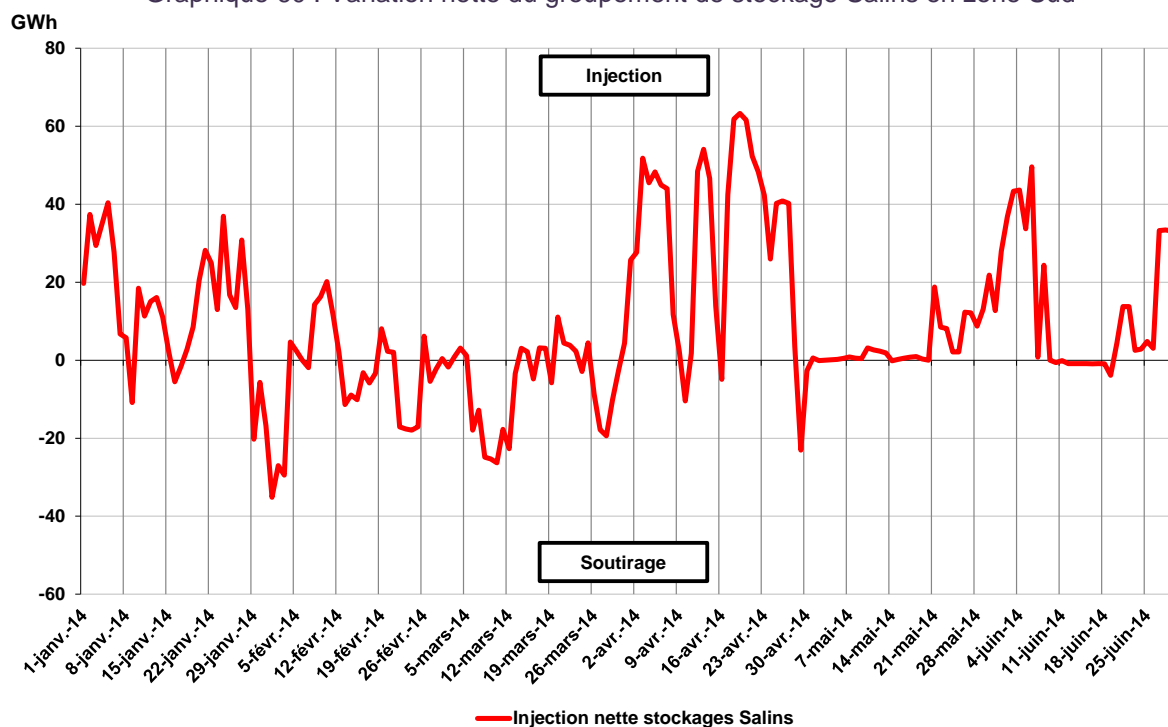
Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 59 : Variation nette des stockages en Zone Sud versus spread temporels (même jour de cotation)



Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 60 : Variation nette du groupement de stockage Salins en zone Sud



Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

# Marché de gros du CO<sub>2</sub>

## I. Principales dates

Avril 2014 : les premières discussions européennes concernant la proposition de réserve de stabilité de marché (« market stability reserve ») par la Commission ont été initiées en mars et en avril au sein des Parlement et Conseil européens.

25 juin 2014 : la Commission Européenne réunit un comité d'experts pour discuter des aspects techniques de la proposition de réserve de stabilité de marché.

## II. Chiffres clés

Tableau 9 : Volumes des produits EUA / CER échangés sur le marché de gros du CO<sub>2</sub>

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T2 2014 / T1 2014		Variation annuelle T2 2014 / T2 2013	
	T2 2013	T3 2013	T4 2013	T1 2014	T2 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
<b>Volumes échangés (Mt)</b>									
Volumes EUA	2910	1836	2501	3297	1885	-43%	-1412	-35%	-1025
<i>bourse</i>	2249	1606	2104	2701	1638	-39%	-1063	-27%	-611
<i>brokers</i>	661	230	379	596	247	-59%	-349	-63%	-414
Volumes CER	157	118	188	135	60	-56%	-75	-62%	-97
<i>bourse</i>	92	75	121	89	45	-49%	-44	-51%	-47
<i>brokers</i>	65	43	67	46	15	-67%	-31	-77%	-50
<b>Volumes EUA bourse (Mt)</b>									0
EUA spot	325	211	234	260	160	-38%	-100	-51%	-165
EUA futurs				2287	1370	-40%	-917		
<i>Déc'13</i>	1235	899	1035						
<i>Déc'14</i>	261	254	488	1631	995	-39%	-636	281%	734

Source: ECX, EEX, LEBA – Analyse : CRE

Tableau 10 : Evolution des prix des produits EUA / CER sur les marchés du CO<sub>2</sub>

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T2 2014 / T1 2014		Variation annuelle T2 2014 / T2 2013	
	T2 2013	T3 2013	T4 2013	T1 2014	T2 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
<b>Prix spot (€/tCO<sub>2</sub>)</b>									
Ecart prix moyen spot EUA/CER	3,7	4,0	4,3	5,5	5,16	-6%	-0,34	39%	1,46
Prix moyen spot EUA	3,9	4,6	4,8	5,8	5,3	-9%	-0,50	36%	1,40
Prix moyen spot CER	0,2	0,6	0,5	0,3	0,14	-53%	-0,16	-30%	-0,06
<b>Prix futur (€/tCO<sub>2</sub>)</b>									
EUA									
Prix moyen Déc'13 EUA	3,9	4,6	4,7						
Prix moyen Déc'14 EUA	4,1	4,8	4,9	5,9	5,4	-10%	-0,6	31%	1,3
CER									
Prix moyen Déc'13 CER	0,4	0,6	0,5						
Prix moyen Déc'14 CER	0,4	0,6	0,4	0,3	0,1	-54%	-0,2	-65%	-0,3

Source: ECX, EEX, LEBA – Analyse : CRE

Tableau 11 : Matières premières énergétiques et évolution des fondamentaux

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T2 2014 / T1 2014		Variation annuelle T2 2014 / T2 2013	
	T2 2013	T3 2013	T4 2013	T1 2014	T2 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Charbon (€/t)	69,6	63,8	60,7	60,6	59,2	-2%	-1,4	-15%	-10,3
Clean Dark spread (terme) (€/MWh)	14,3	15,3	17,2	15,7	15,86	1%	0,2	11%	1,6
Clean Spark spread (terme) (€/MWh)	-13,1	-13,7	-13,7	-12,0	-10,0	17%	2,0	-24%	3,1

Source: NBP, EEX, ECX – Analyse : CRE



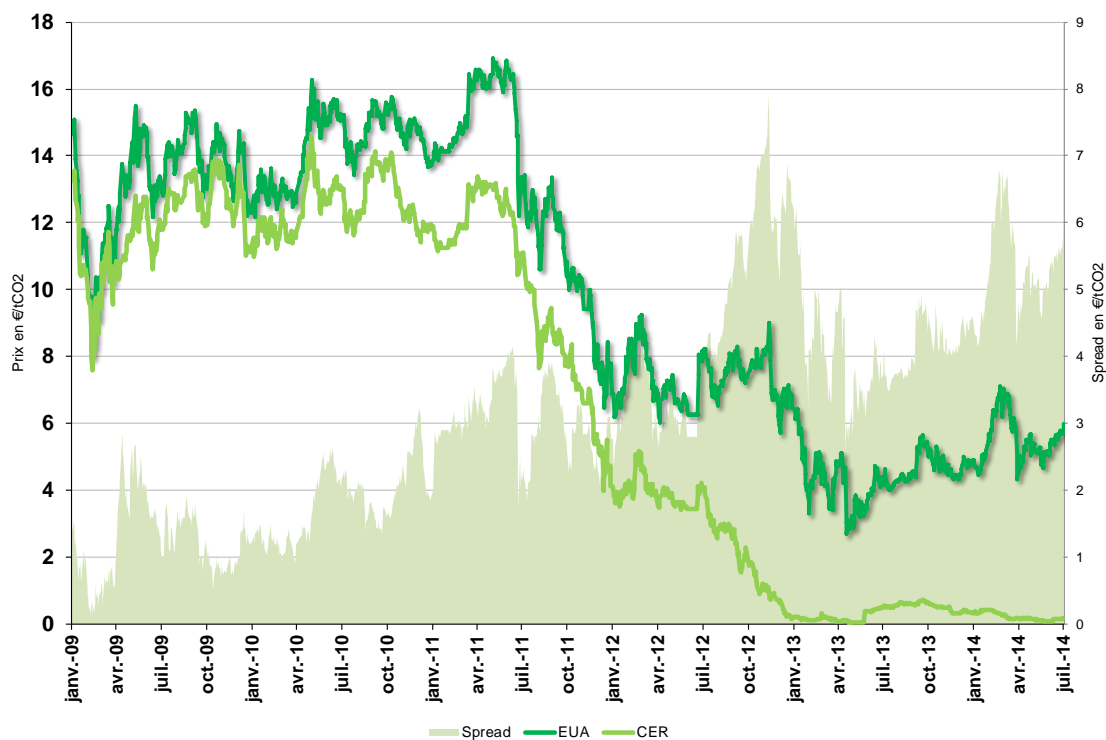
### III. Graphiques

Graphique 61 : Evolution des prix EUA



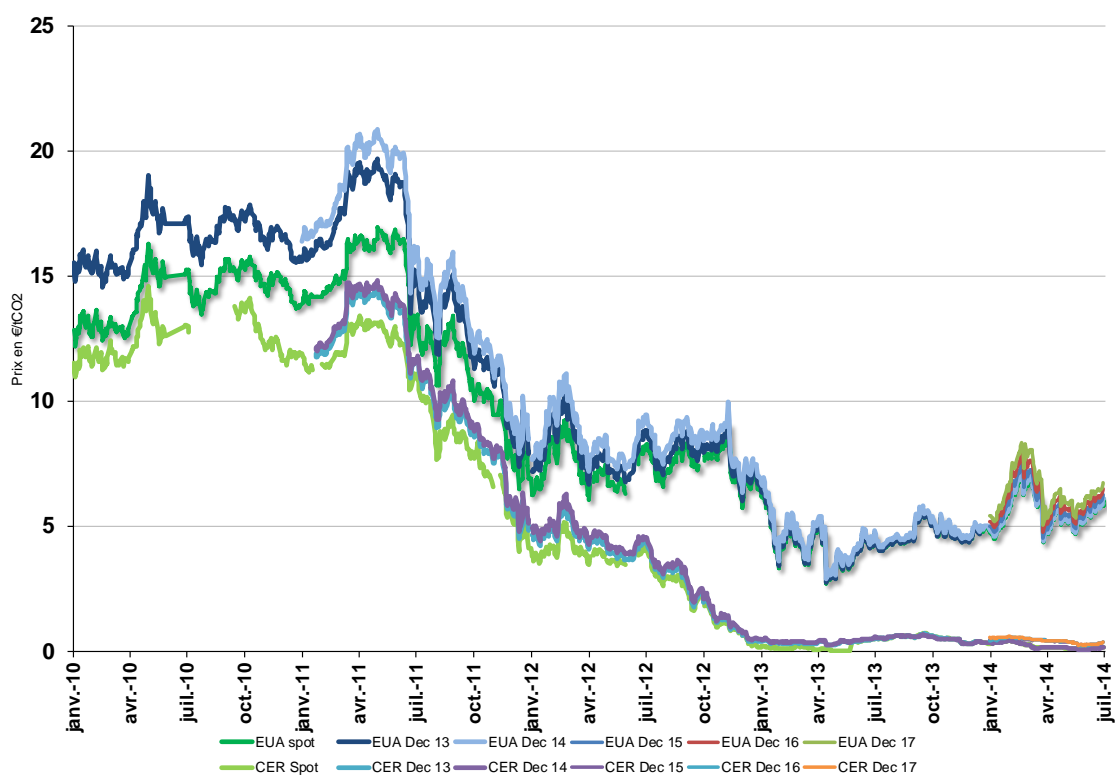
Source : ECX

Graphique 62 : Evolution de l'écart de prix spot EUA et CER



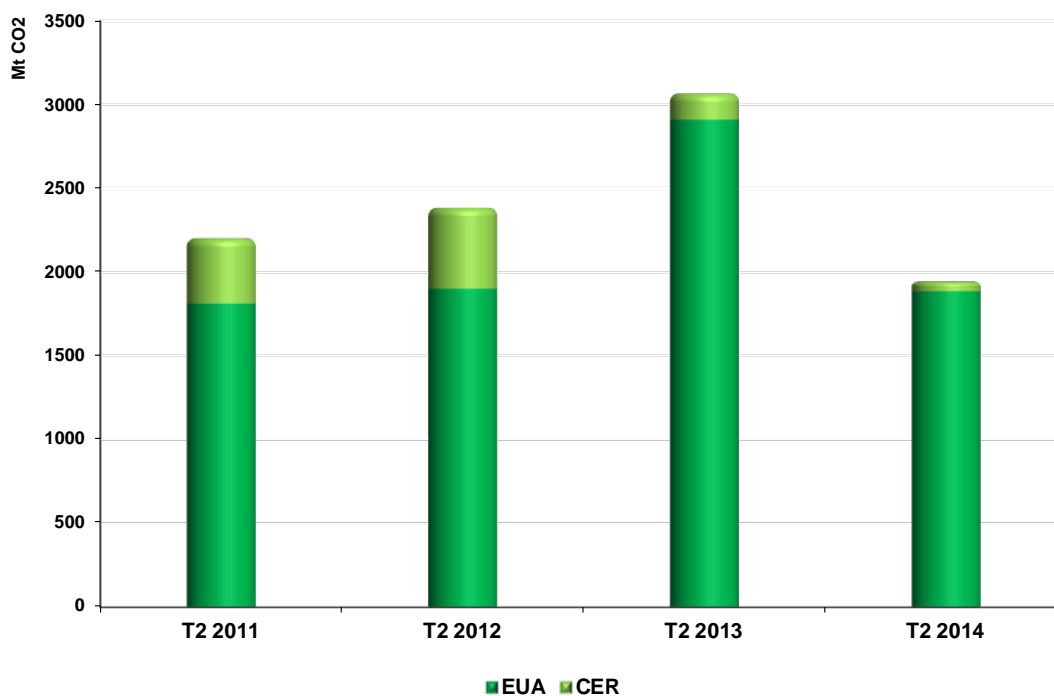
Sources : Bluenext, ECX (à partir du 6 décembre 2012)

Graphique 63 : Evolution des prix spot et à terme EUA et CER



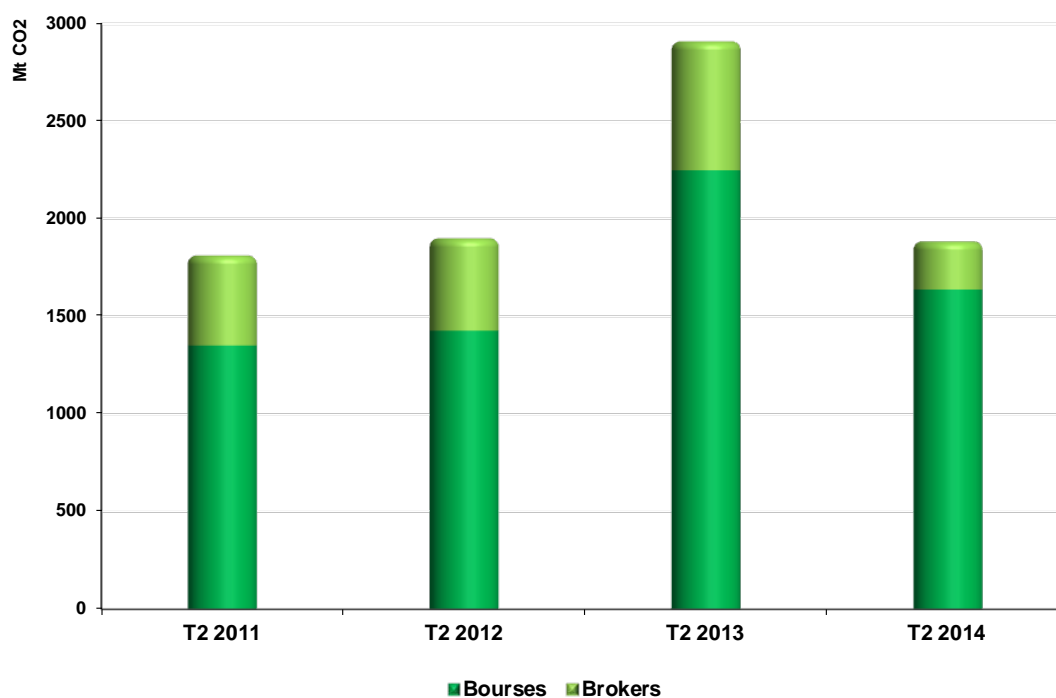
Sources : Bluenext (jusqu'au 5 déc. 2012), ECX. A noter : les prix Dec 15, Dec 16 et Dec 17 ont été ajoutés au graphique à partir du 1<sup>er</sup> jan. 2014

Graphique 64 : Volumes totaux trimestriels EUA et CER



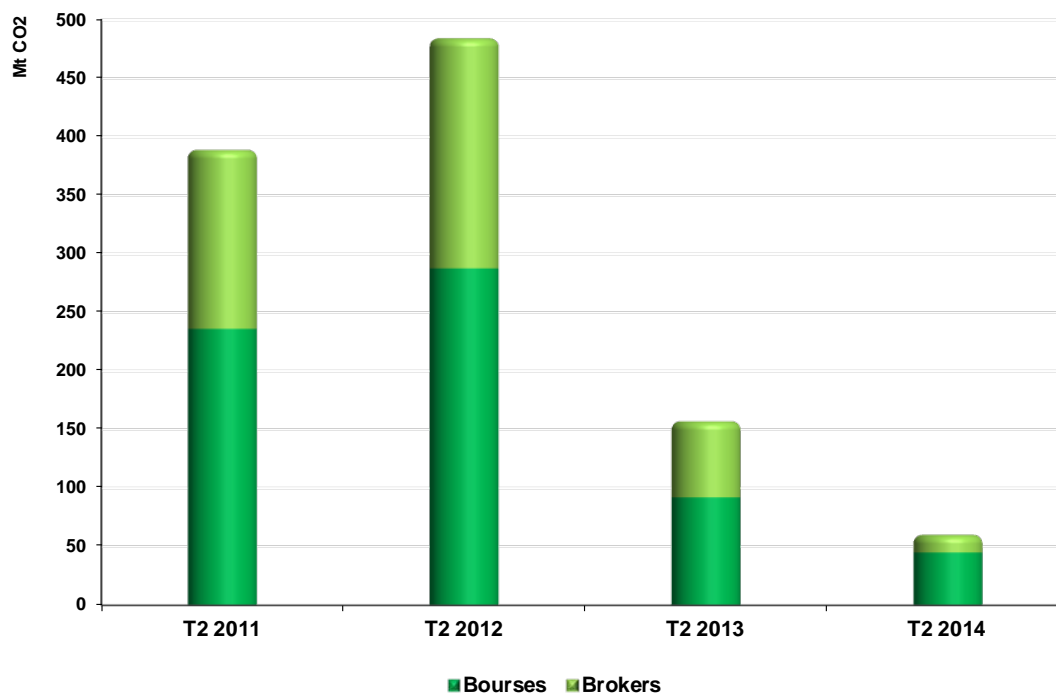
Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

Graphique 65 : Volumes trimestriels EUA par marché



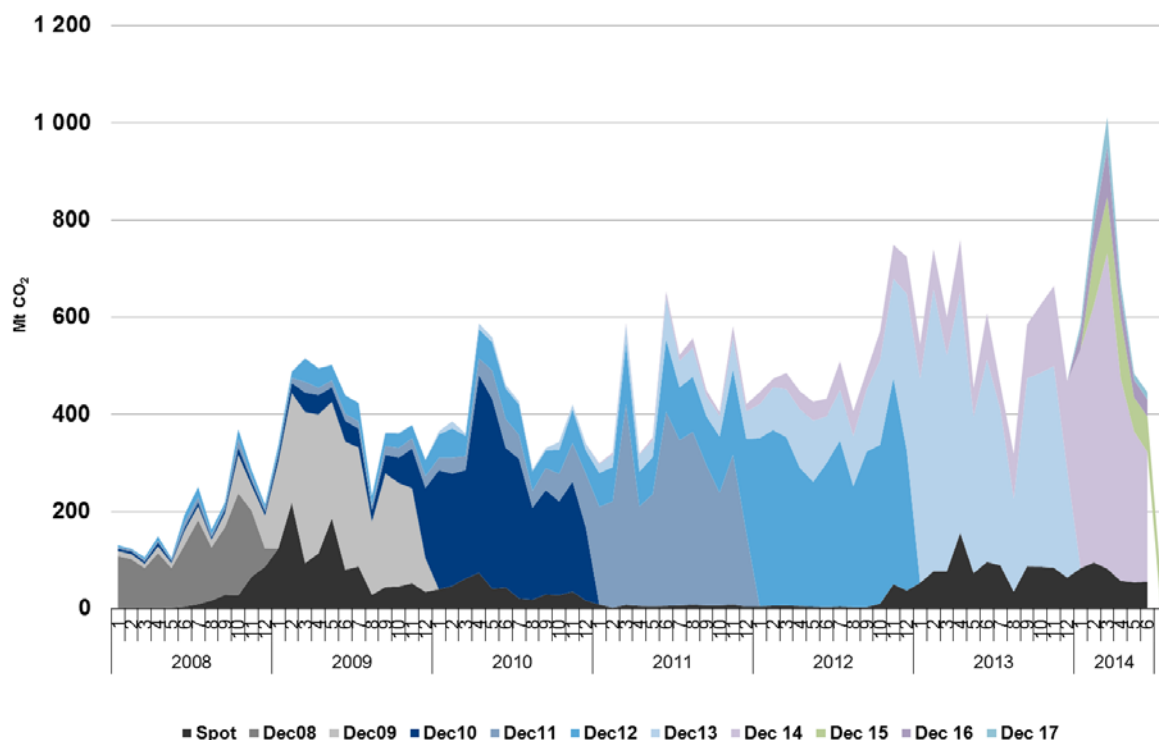
Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

Graphique 66 : Volumes trimestriels CER par marché



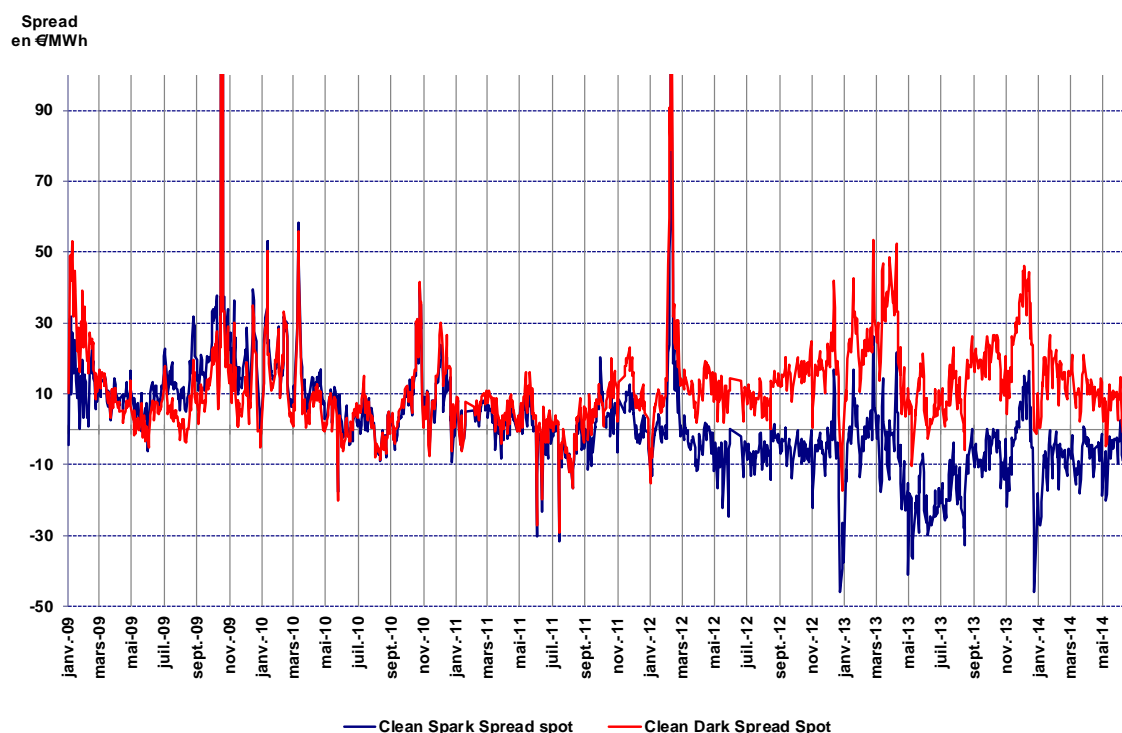
Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

Graphique 67 : Evolution des échanges par maturité sur le marché des EUA



Sources : Bluenext (jusqu'à décembre 2012), ECX, EEX. A noter : les prix Dec 15, Dec 16 et Dec 17 ont été ajoutés au graphique à partir du 1<sup>er</sup> jan. 2014

Graphique 68 : Evolution du Clean Dark Spread et du Clean Spark Spread sur la base (spot et future)





<i>Clean Dark Spread (€/MWh) = <math>p_E - (\alpha p_C + \beta p_{CO_2})</math></i>	<i>Clean Spark Spread (€/MWh) = <math>p_E - (\gamma p_G + \delta p_{CO_2})</math></i>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>p_E</math> prix spot ou Y+1 base Allemagne (€/MWh)</li> <li>• <math>p_C</math> prix M+1 ou Y+1 charbon (€/MWh)</li> <li>• <math>p_{CO_2}</math> prix spot ou Y+1 CO<sub>2</sub> (€/MWh)</li> <li>• <math>\alpha</math> inclut le pouvoir calorifique et le rendement charbon<sup>2</sup></li> <li>• <math>\beta</math> le facteur d'émission charbon<sup>3</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>p_E</math> prix spot ou Y+1 base Allemagne (€/MWh)</li> <li>• <math>p_G</math> prix M+1 ou Y+1 gaz (€/MWh)</li> <li>• <math>p_{CO_2}</math> prix spot ou Y+1 CO<sub>2</sub> (€/MWh)</li> <li>• <math>\gamma</math> le rendement gaz<sup>4</sup></li> <li>• <math>\delta</math> le facteur d'émission gaz<sup>5</sup></li> </ul>

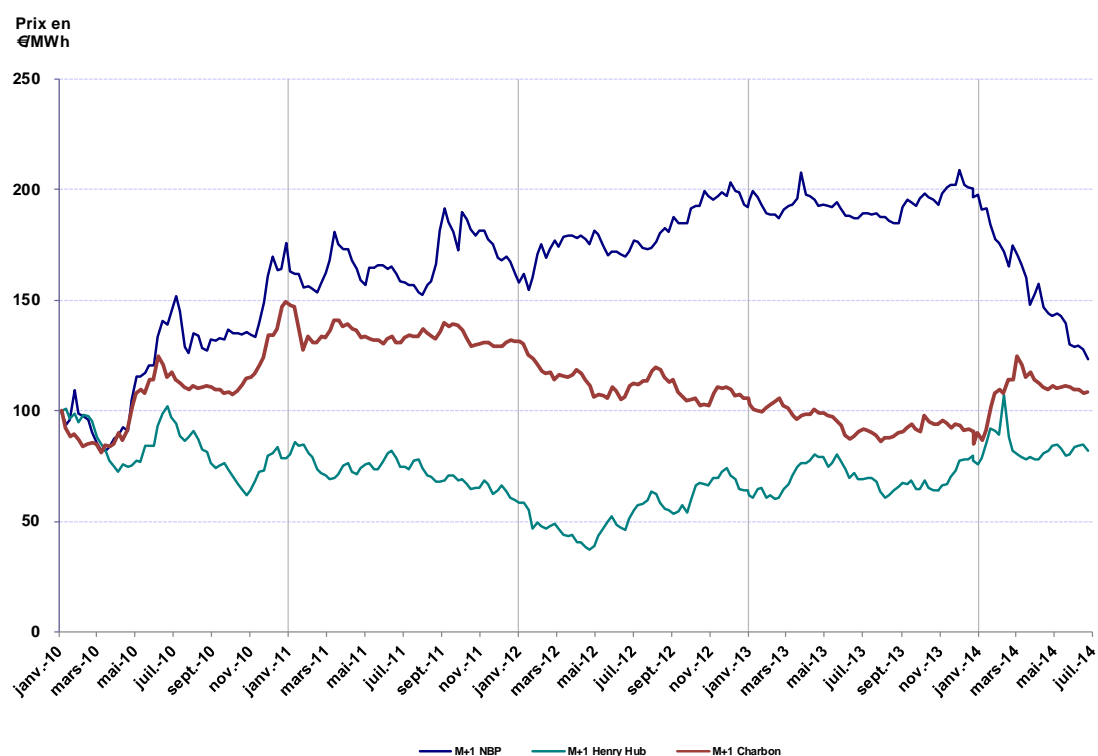
<sup>2</sup> Sur la base d'une hypothèse d'un rendement de 35 % pour les centrales à charbon. Il convient de noter d'une part que ces rendements correspondent à des installations nouvelles de référence et donc peuvent être éloignés des rendements d'installations existantes, et d'autre part que d'autres coûts, notamment de transport, ne sont ici pas pris en compte.

<sup>3</sup> Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,96 t CO<sub>2</sub> / MWh pour les centrales à charbon

<sup>4</sup> Sur la base d'une hypothèse d'un rendement de 49 % pour les centrales à gaz

<sup>5</sup> Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,46 t CO<sub>2</sub> / MWh pour les centrales à gaz

Graphique 69 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux Etats-Unis (Henry Hub) versus le charbon (base 100 en janvier 2010)



Sources : NBP, Henry Hub, EEX

# GLOSSAIRE

---

## Glossaire commun

---

**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.

**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.

**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.

## Glossaire propre au marché de gros de l'électricité

---

**Principales bourses électriques en Europe (électricité) :**

- **EPEX Spot** : bourse française EPEX, non obligatoire ([www.epexspot.com/fr](http://www.epexspot.com/fr)).
- **EEX** : bourse allemande European Energy Exchange, non obligatoire ([www.eex.de](http://www.eex.de)).
- **APX** : bourse néerlandaise Amsterdam Power Exchange, obligatoire pour les imports et les exports aux Pays-Bas ([www.apx.nl](http://www.apx.nl)).
- **Omel** : pool espagnol, quasi obligatoire ([www.omel.es](http://www.omel.es)).
- **NordPool** : bourse scandinave, non obligatoire (une des bourses électriques les plus anciennes d'Europe, [www.nordpool.no](http://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** : de 8 heures à 20 heures, du lundi au vendredi (c'est pourquoi les moyennes mensuelles glissantes pour les produits Pointe sont calculées sur 20 jours i.e. sur les jours ouvrés uniquement).

**Segments du marché de 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](http://www.edf.fr/index.php4?coe_i_id=244))
  - **Achats et ventes en gros (OTC)**<sup>6</sup> : notifications d'échanges de blocs c'est à dire quantités nominées à RTE la veille pour le lendemain, hors les transactions sur Powernext

---

<sup>6</sup> « Over the Counter » ou de gré à gré

- **Importations et exportations** : [http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre\\_inter\\_1.htm](http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_inter_1.htm)
- **Achats et ventes sur Pownext**, la bourse française de l'électricité : [www.pownext.fr](http://www.pownext.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](http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_perte.htm)

– **VPP - Produits vendus aux enchères par EDF :**

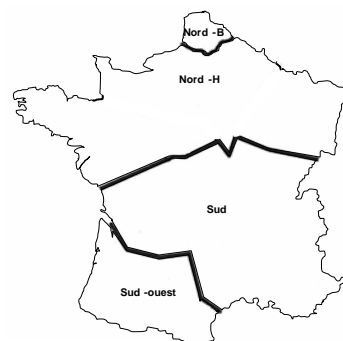
- **Les VPP base** : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en base. Le principe est que les enchérisseurs paient une prime fixe (en Euro/MW) chaque mois pour réserver une puissance disponible, et qu'ils envoient régulièrement à EDF un planning d'utilisation de ces capacités. Ils paient 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.

## Glossaire propre au marché de gros du gaz

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

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

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



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

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

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

## Glossaire propre au marché de gros du CO<sub>2</sub>

**Backloading** : gel d'une partie des quotas de la Phase III envisagé par la Commission européenne pour pallier le surplus de quotas du marché européen du carbone.

**Banking** : possibilité pour les assujettis d'utiliser à des fins de conformité un quota livré au début d'une période de conformité précédente.



**Borrowing** : emprunt d'un quota qui représente la possibilité pour les assujettis d'utiliser à des fins de conformité un quota livré au début de la période de conformité suivante (les quotas pour l'année N sont livrés sur les registres avant le 28 février alors que les quotas doivent être restitués le 30 avril de l'année N, au titre des émissions de l'année N-1).

**CER** : *Certified Emission Reduction*, unités de réduction d'émissions certifiées provenant des projets déployés dans le cadre du mécanisme de développement propre (MDP). Un certain nombre de pays et des entreprises font usage de crédits de projets du MDP et les projets d'application conjointe pour être en conformité avec leurs objectifs de Kyoto.

**CITL** : *Community Independent Transaction Log*, plateforme de comptabilisation gérée par la Commission européenne qui intègre quotidiennement les informations qui lui sont transmises par les registres nationaux.

**Dioxyde de carbone ou gaz carbonique (CO<sub>2</sub>)** : principal gaz à effet de serre, issu principalement de la combustion des énergies fossiles.

**ECX** : *European Climate Exchange*, bourse du carbone implantée à Londres ([www.theice.com](http://www.theice.com))

**Effet de serre** : à l'origine processus naturel, il permet à la température de basse atmosphère de se maintenir à 15°C en moyenne. Il est lié à la présence dans l'atmosphère de certains gaz (gaz carbonique, méthane..) qui piègent le rayonnement émis par la Terre et renvoie une partie de ce rayonnement en direction du sol. Du fait de la production trop importante par l'homme de gaz à effet de serre, les températures sont en sensible augmentation.

**ERU** : *Emission Reduction Unit*, crédits carbone générés par des projets de Mise en Œuvre Conjointe (MOC), selon les règles définies lors du Protocole de Kyoto. Les entreprises tombant sous le coup du SEQUE peuvent utiliser ces crédits pour répondre à leurs obligations de réduction d'émissions de gaz à effet de serre.

**EUA** : *European Union Allowance*, quota d'émission européenne qui autorise le détenteur à émettre en gaz à effet de serre l'équivalent d'une tonne de dioxyde de carbone.

**EU ETS** : voir SEQUE

**GES** : gaz à effet de serre. Gaz contribuant à l'effet de serre (voir Effet de serre). Tous les GES n'apportent pas à la même contribution à l'effet de serre. Afin de comparer les émissions des différents gaz à effet de serre, on exprime leurs effets en équivalents tonne de dioxyde de carbone.

**MDP** : mécanisme de développement propre, un des mécanismes de flexibilité du protocole de Kyoto qui permet aux pays développés de financer des projets de réduction d'émissions ou de séquestration de gaz à effet de serre dans les pays en développement et de se voir octroyer des unités de réduction d'émissions certifiées (CER) qu'ils pourront comptabiliser pour remplir leurs propres engagements de réductions d'émissions. Les projets MDP visent à favoriser le transfert de technologies respectueuses de l'environnement et à promouvoir le développement durable des pays en développement.

**Mise en réserve** : voir *set aside*

**Permis d'émission** : voir quotas d'émission

**Paquet énergie - climat** : ensemble de textes législatifs européens adopté fin 2008, relatifs à l'énergie et au changement climatique.

**Phase III** : troisième phase du SEQUE couvrant la période 2013-2020 au cours de laquelle des changements significatifs en termes de conduite des enchères auront lieu.

**Protocole de Kyoto** : traité international visant à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il fixe des engagements chiffrés de réduction ou de limitation des émissions de gaz à effet de serre (GES) pour les pays industrialisés concernés pour la première période dite d'engagement, soit 2008-2012 (- 5,2% par rapport à 1990). Pour y parvenir, ces pays sont tenus d'élaborer des politiques et mesures nationales de lutte contre le changement climatique.

**Quotas d'émission** : unité de compte du système d'échange de quotas ou permis d'émission. Il s'agit d'une quantité d'émission de GES (exprimée en tonnes équivalent CO<sub>2</sub>) à ne pas dépasser sur une période donnée, qui est délivrée à un pays ou un acteur économique par une autorité administrative (organisation intergouvernementale ou agence gouvernementale).

**SEQUE** : le Système d'Echange de Quotas d'Emission, aussi appelé EU ETS (*European Union Emission Trading System*), est un mécanisme de l'Union européenne visant à réduire l'émission globale de CO<sub>2</sub> et atteindre les objectifs de l'Union européenne dans le cadre du protocole de Kyoto. C'est le plus grand système d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre dans le monde.

# LISTE DE TABLEAUX

---

Tableau 1 : Flux physiques du marché de gros de l'électricité .....	12
Tableau 2 : Prix de marché observés sur le trimestre .....	12
Tableau 3 : Volumes négociés sur le trimestre .....	13
Tableau 4 : Disponibilité des moyens de production.....	13
Tableau 5 : Flux aux frontières.....	13
Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité.....	13
Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité .....	14
Tableau 8 : Chiffres clés du marché de gros du gaz.....	28
Tableau 9 : Volumes des produits EUA / CER échangés sur le marché de gros du CO <sub>2</sub> .....	48
Tableau 10 : Evolution des prix des produits EUA / CER sur les marchés du CO <sub>2</sub> .....	48
Tableau 11 : Matières premières énergétiques et évolution des fondamentaux .....	48

# LISTE DE GRAPHIQUES

Graphique 1 : Bilan physique du système électrique français sur le trimestre .....	4
Graphique 2 : Températures observées au cours du trimestre .....	5
Graphique 3 : Approvisionnements et débouchés du marché du gaz en France .....	7
Graphique 4 : Prix du GNL en Asie .....	8
Graphique 5 : Spread Été/Hiver 2014 et 2015 .....	9
Graphique 6 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH) ....	15
Graphique 7 : Volumes et nombre de transactions en infrajournalier sur le marché EPEX SPOT .....	15
Graphique 8 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédiaire et sur la bourse EPEX SPOT .....	16
Graphique 9 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire .....	16
Graphique 10 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire .....	17
Graphique 11 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire .....	17
Graphique 12 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT .....	18
Graphique 13 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT .....	19
Graphique 14 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT .....	19
Graphique 15 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens .....	20
Graphique 16 : Prix à terme Y+1 en Base et pointe en France et en Allemagne .....	21
Graphique 17 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe .....	21
Graphique 18 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne .....	22
Graphique 19 : Taux de production de la filière nucléaire .....	22
Graphique 20 : Taux de production de la filière charbon + gaz .....	23
Graphique 21 : Taux de production de la filière fioul pointe .....	23
Graphique 22 : Taux de remplissage des stocks hydrauliques .....	24
Graphique 23 : Taux d'utilisation moyen .....	24
Graphique 24 : Importations et exportations (pointe/hors-pointe) .....	25
Graphique 25 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T2 2014 .....	25
Graphique 26 : Indice de concentration HHI – injections T2 2014 .....	26
Graphique 27 : Indice de concentration HHI – soutirages en T2 2014 .....	26
Graphique 28 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe .....	30
Graphique 29 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français .....	31
Graphique 30 : Prix du contrat <i>month-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe .....	31
Graphique 31 : Prix du contrat <i>year-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe .....	32
Graphique 32 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF .....	32
Graphique 33 : Prix mondiaux du gaz .....	33
Graphique 34 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers .....	33
Graphique 35 : Livraisons aux PEG .....	34
Graphique 36 : Répartition du négoce sur le marché intermédiaire par produit .....	34
Graphique 37 : Répartition du négoce sur le marché spot par PEG .....	35
Graphique 38 : Répartition du négoce sur le marché à terme par PEG .....	35
Graphique 39 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire .....	36
Graphique 40 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire .....	36
Graphique 41 : Indices de concentration du marché spot français par PEG .....	37
Graphique 42 : Indices de concentration du marché à terme français par PEG .....	37
Graphique 43 : Consommations de gaz des clients industriels par secteur d'activité .....	38
Graphique 44 : Utilisation de la liaison Nord-Sud (sens Nord vers Sud) .....	39
Graphique 45 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau) .....	39
Graphique 46 : Utilisation du PIR Taisnières H (sens Belgique vers France) .....	40
Graphique 47 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France) .....	40
Graphique 48 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse) .....	41
Graphique 49 : Utilisation du PIR Midi (sens GRTgaz vers TIGF) .....	41
Graphique 50 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud) .....	42
Graphique 51 : Flux France-Espagne et spread Nord/Sud .....	42
Graphique 52 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau) .....	43
Graphique 53 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau) .....	43
Graphique 54 : Emission au PITTM de Montoir (zone Nord) .....	44
Graphique 55 : Emission au PITTM de Fos (zone Sud) .....	44

Graphique 56 : Utilisation des stockages .....	45
Graphique 57 : Gaz en stock périmètre France .....	45
Graphique 58 : Variation nette des stockages en Zone Nord versus spread temporels (même jour de cotation) .....	46
Graphique 59 : Variation nette des stockages en Zone Sud versus spread temporels (même jour de cotation) .....	46
Graphique 60 : Variation nette du groupement de stockage Salins en zone Sud .....	47
Graphique 61 : Evolution des prix EUA.....	49
Graphique 62 : Evolution de l'écart de prix spot EUA et CER .....	49
Graphique 63 : Evolution des prix spot et à terme EUA et CER.....	50
Graphique 64 : Volumes totaux trimestriels EUA et CER .....	50
Graphique 65 : Volumes trimestriels EUA par marché .....	51
Graphique 66 : Volumes trimestriels CER par marché .....	51
Graphique 67 : Evolution des échanges par maturité sur le marché des EUA.....	52
Graphique 68 : Evolution du Clean Dark Spread et du Clean Spark Spread sur la base (spot et future) .....	52
Graphique 69 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux Etats-Unis (Henry Hub) versus le charbon (base 100 en janvier 2010).....	54