



Marchés de gros

Observatoire des marchés de l'électricité, du gaz et du CO₂

1^{er} trimestre 2014

CONTENU

Introduction	3
Faits marquants du trimestre	4
Marché de gros de l'électricité.....	4
Marché de gros du gaz	7
Marché de gros du CO₂.....	12
Indicateurs	14
Marché de gros de l'électricité.....	14
I. Principales dates.....	14
II. Chiffres clés	15
III. Graphiques.....	18
Marché de gros du gaz	31
I. Principales dates.....	31
II. Chiffres clés	32
III. Graphiques.....	34
Marché de gros du CO₂.....	51
I. Principales dates.....	51
II. Chiffres clés	52
III. Graphiques.....	53
Glossaire	59
Glossaire commun	59
Glossaire propre au marché de gros de l'électricité	59
Glossaire propre au marché de gros du gaz	60
Glossaire propre au marché de gros du CO₂	61
Liste de tableaux	63
Liste de graphiques.....	64

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 CO₂.

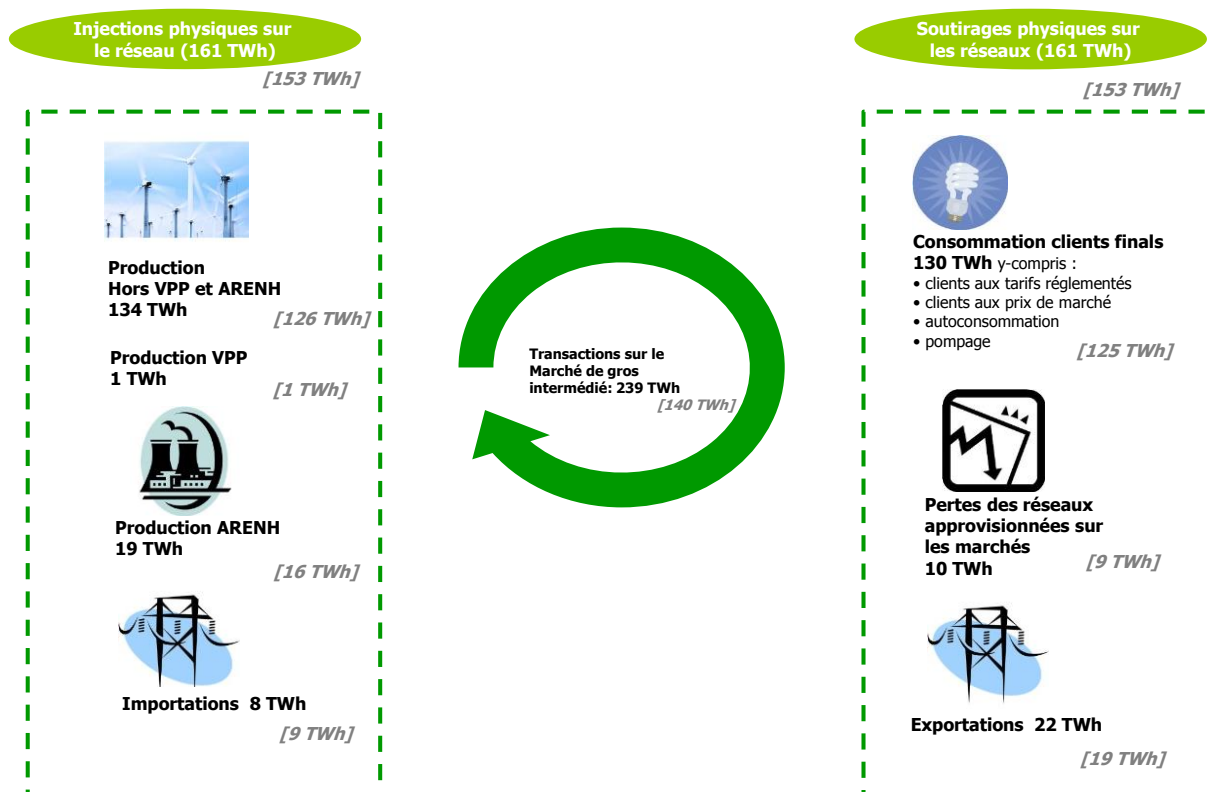
Cet observatoire est actualisé tous les trimestres et est publié sur le site internet de la CRE (www.cre.fr). Une version anglaise est également disponible.

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

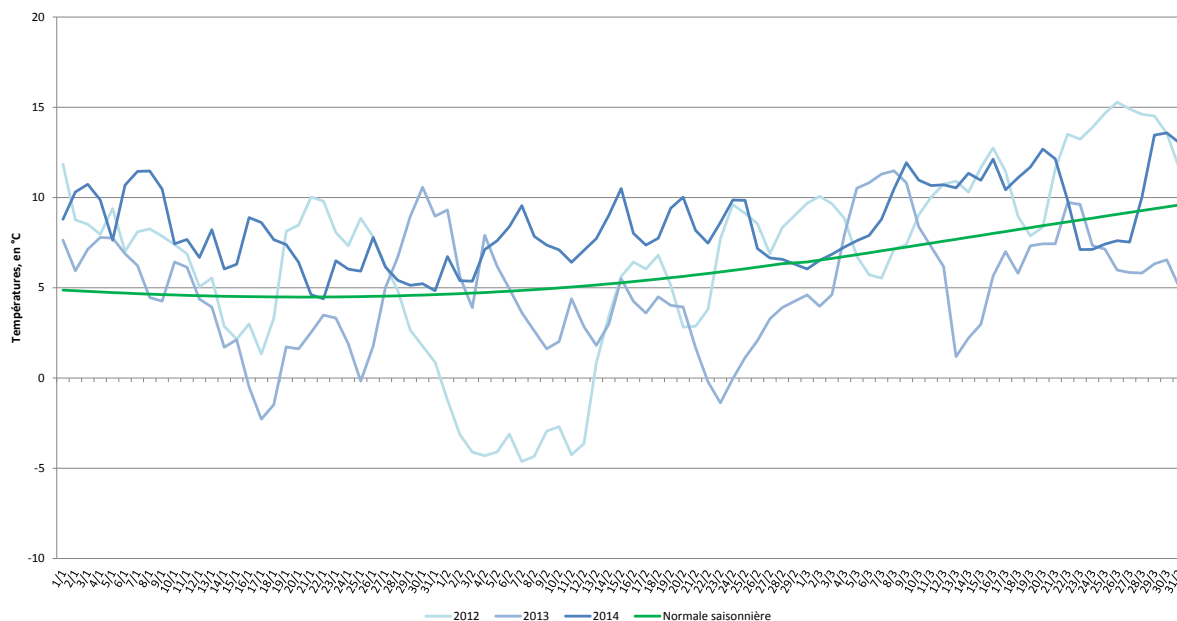


Source : RTE – Analyse : CRE ; Données [T4 2013] et T1 2014

Le premier trimestre 2014 est caractérisé par un hiver doux.

Le 1^{er} trimestre 2014 a été marqué par un hiver doux, notamment vis-à-vis des deux années précédentes (voir Graphique 2). Il se caractérise ainsi par une production et une consommation électriques en baisse vis-à-vis du trimestre précédent et du premier trimestre 2013 (voir Indicateurs - Tableau 1, page 15). Le solde exportateur est ainsi en nette amélioration.

Graphique 2 : Températures observées au cours du trimestre



Source : Thomson Reuters – Analyse : CRE

On observe une hausse de livraisons liées au mécanisme de l'ARENH par rapports aux niveaux de 2013, atteignant près de 20 TWh au premier trimestre 2014 (voir Tableau 1, page 15).

Les prix de marché témoignent également de la douceur des températures au cours du premier trimestre 2014, les indices moyens day-ahead et intraday étant en baisse de 10 €/MWh environ par rapport au trimestre précédent, et de plus de 16 €/MWh par rapport au premier trimestre 2013. On observe un rapprochement des prix français et allemand : l'écart de prix day-ahead s'est réduit de plus de moitié par rapport aux premier et quatrième trimestres 2013 pour atteindre 5,1 €/MWh (la France étant plus chère que l'Allemagne), et le taux de convergence des prix horaires entre les deux pays est en net progrès (voir Tableau 2, page 15).

Sur le marché à terme, les prix évoluent également à la baisse, le produit Calendaire Baseload 2015 se rapprochant du niveau de l'ARENH à 42 €/MWh. On constate par ailleurs une augmentation du spread France-Allemagne, du fait d'une baisse plus importante du prix du produit Calendaire Baseload 2015 en Allemagne (voir Tableau 2, page 15).

Forte hausse de la liquidité sur le marché à terme de l'électricité.

La liquidité sur le marché day-ahead (EPEX SPOT et Brokers) est en légère hausse, malgré des volumes day-ahead EPEX SPOT en retrait par rapport au trimestre précédent et au premier trimestre de 2013 (voir Tableau 2, page 16).

Sur les marchés à terme, le volume négocié augmente de près de 100 TWh par rapport au trimestre précédent (voir Tableau 2, page 16). Cette hausse est notamment visible pour les maturités Y+1 et M+1 (voir Graphique 10 page 19 et Graphique 12, page 20).

Très bonne disponibilité des moyens de production

La disponibilité du parc nucléaire français a augmenté au premier trimestre 2014 par rapport au trimestre précédent, atteignant ainsi 86,4% (même niveau qu'au premier trimestre 2013). Les niveaux des stocks hydrauliques restent, quant à eux, très élevés pendant ce trimestre, en lien notamment avec les faibles consommations nationales enregistrées pendant cette période. Le taux de remplissage des stocks hydrauliques atteint ainsi 55% fin mars contre 45% à la même période l'année passée (voir Tableau 4, page 16).

Une production influencée par un hiver doux

Le taux de production du parc nucléaire s'est envolé à 95,1% au premier trimestre 2014, soit une hausse de 31% par rapport au T4 2013 (voir Tableau 4, page 16). Les moyens de production de pointe ont quant à eux été relativement peu sollicités. Le taux de production de la filière charbon + gaz est sorti de son tunnel historique (voir Graphique 22, page 26), quant à la filière fioul elle a été moins sollicitée que l'hydraulique des lacs (voir Graphique 23, page 27).

Un solde exportateur deux fois plus élevé qu'au T1 2013

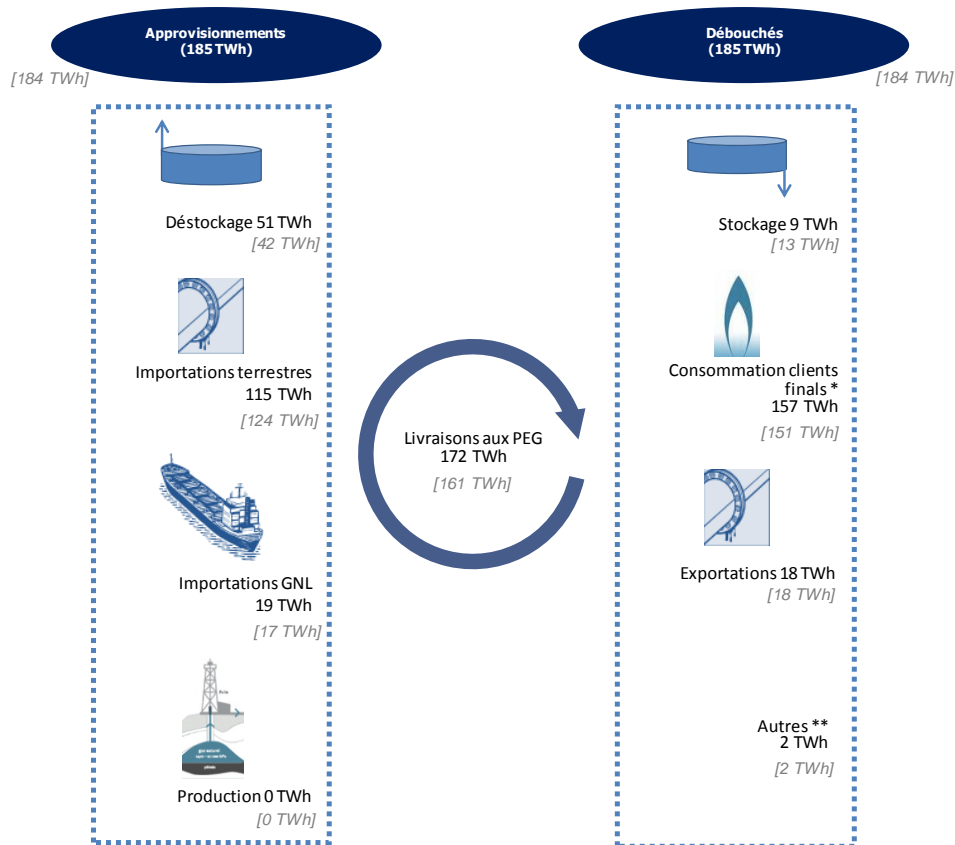
L'excellente disponibilité du parc nucléaire français et la faible consommation enregistrée pour ce premier trimestre 2014 ont entraîné une diminution des importations et une forte augmentation des exportations qui portent le solde exportateur français à 14 TWh sur le trimestre contre 7,2 TWh au même trimestre l'année passée. On remarque par ailleurs que les exportations de pointe ont augmenté de 19% pendant cette période (voir Tableau 5, page 16).

Des producteurs moins nombreux et des détenteurs de capacités VPP en voie de disparition

Les producteurs d'électricité actifs en France ont été moins nombreux au premier trimestre, affectant l'indice de concentration de ce segment de marché. Quant aux responsables d'équilibre possédant des capacités issues des enchères VPP, seuls 9 responsables sur les 20 du dernier trimestre 2013 subsistent au premier trimestre 2014 (voir Tableau 6, page 17).

Marché de gros du gaz

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



Sources : GRTgaz, TIGF – Données [T4 2013] et T1 2014

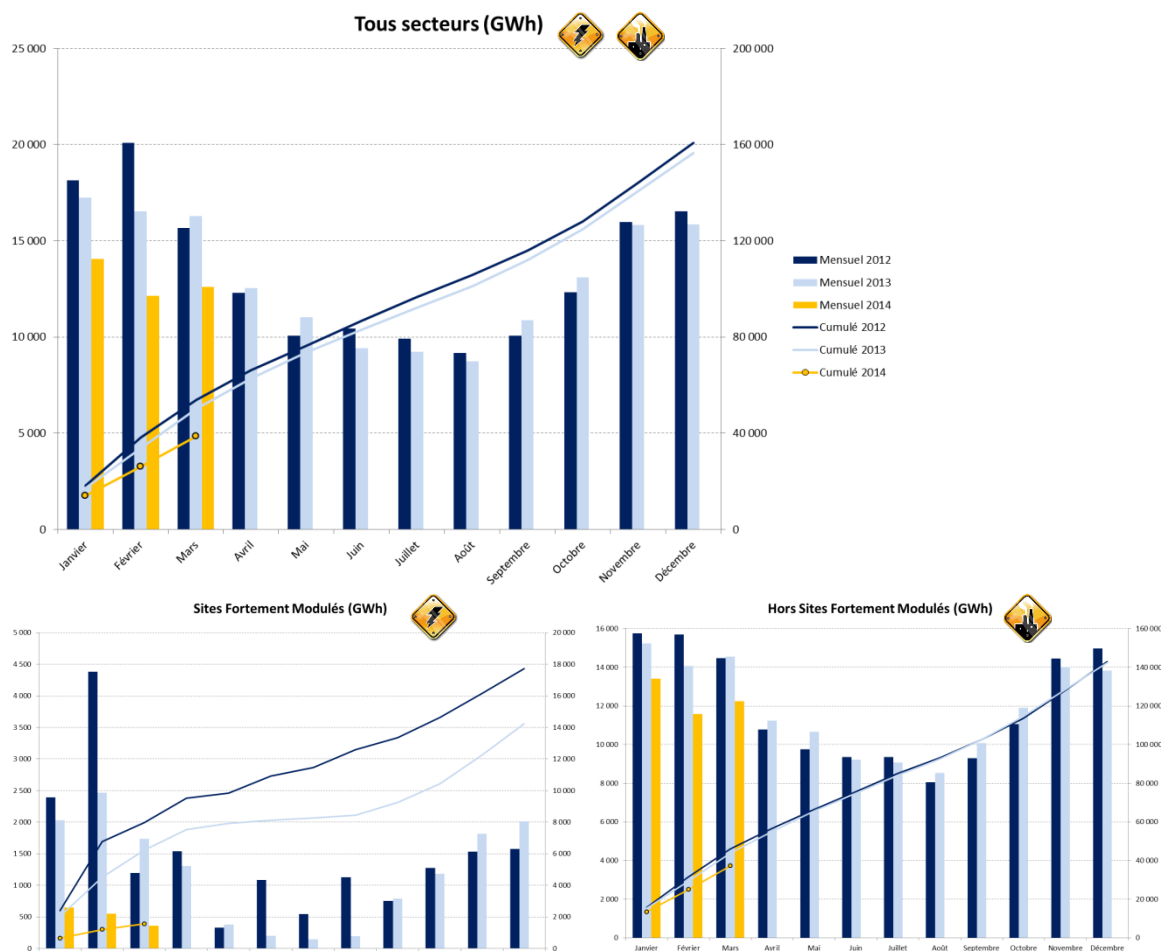
* Inklus les clients aux tarifs réglementés et les clients aux prix de marché

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

Des prix en forte baisse au cours du trimestre, malgré les événements en Ukraine

Les prix spot sur les marchés de gros du gaz ont été en forte baisse sur le T1 2014 sur l'ensemble des hubs européens (voir Graphique 30, page 35). Situés aux alentours de 27 €/MWh, les prix du gaz sont descendus vers un niveau aux alentours de 21 €/MWh. La principale explication de cette baisse des prix est un hiver exceptionnellement doux qui a limité la consommation. Les facteurs plus structurels comme la faible demande industrielle et celle au titre de la génération électrique ont aussi pesé sur les prix (graphique 4).

Graphique 4 : Consommations de gaz des clients industriels par secteur d'activité



Source: GRTgaz – Analyse : CRE

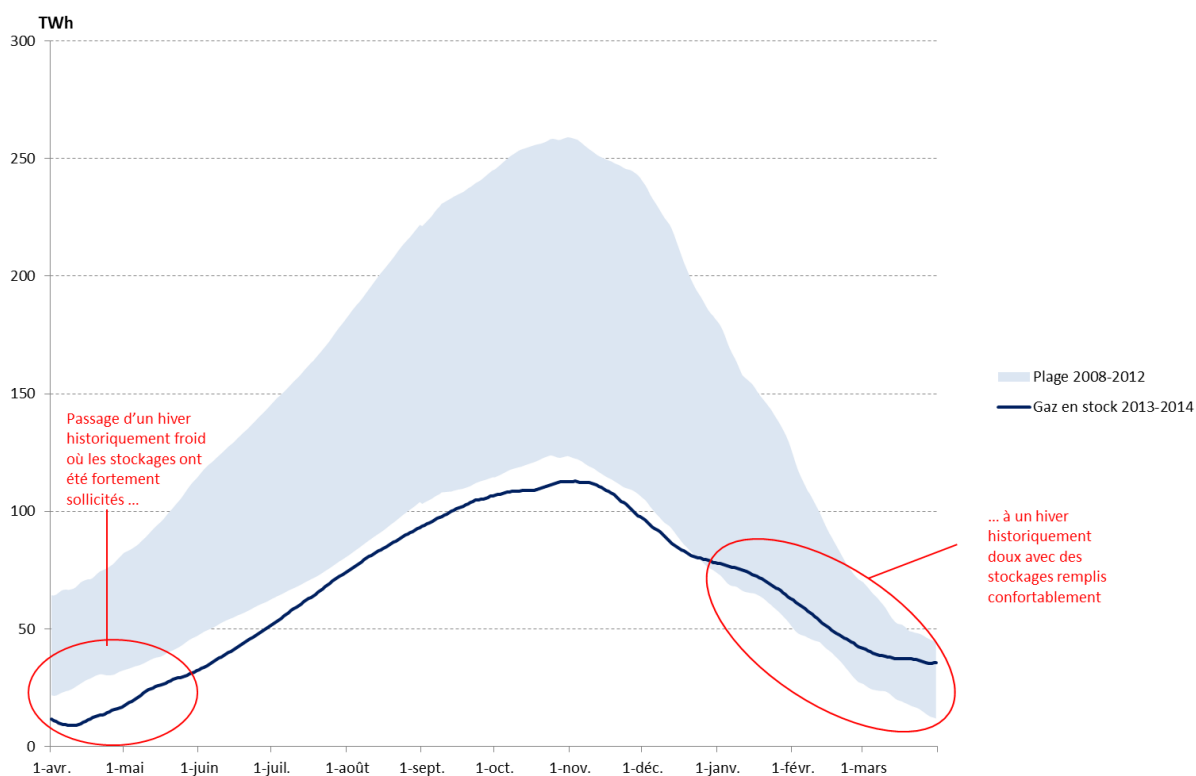
Les événements marquants du trimestre sont de natures géopolitiques avec les tensions en Ukraine apparues fin février¹. Si l'accroissement des troubles sous la présidence de M. Ianoukovitch avait commencé à tendre ponctuellement les prix sur la courbe, l'effet le plus marquant sur les prix s'est fait ressentir au moment où la presse annonçait l'avancée de troupes russes en Crimée. Ainsi, le 3 mars 2014, des pics de prix ont été observés sur tous les produits et notamment sur le contrat year-ahead. Le prix year-ahead s'est par la suite rapidement détendu alors que la perspective d'un effet durable sur les approvisionnements russes vers l'Europe s'éloignait (voir Graphique 32, page 36). Toutefois, le prix du contrat Hiver 2014 a significativement moins baissé, ce qui laisse à penser qu'une inquiétude subsiste pour la prochaine saison hivernale.

Utilisation des fondamentaux au cours du trimestre

Une conséquence de cette baisse de la consommation fut une faible sollicitation des stockages européens et français qui ont été particulièrement bien remplis à la sortie de l'hiver 2013-2014 (Graphique 5).

¹ Décryptages n°40, p.8 : Tensions russo-ukrainiennes et prix du gaz
<http://www.cre.fr/documents/publications/decryptages/decryptages-numero-40>

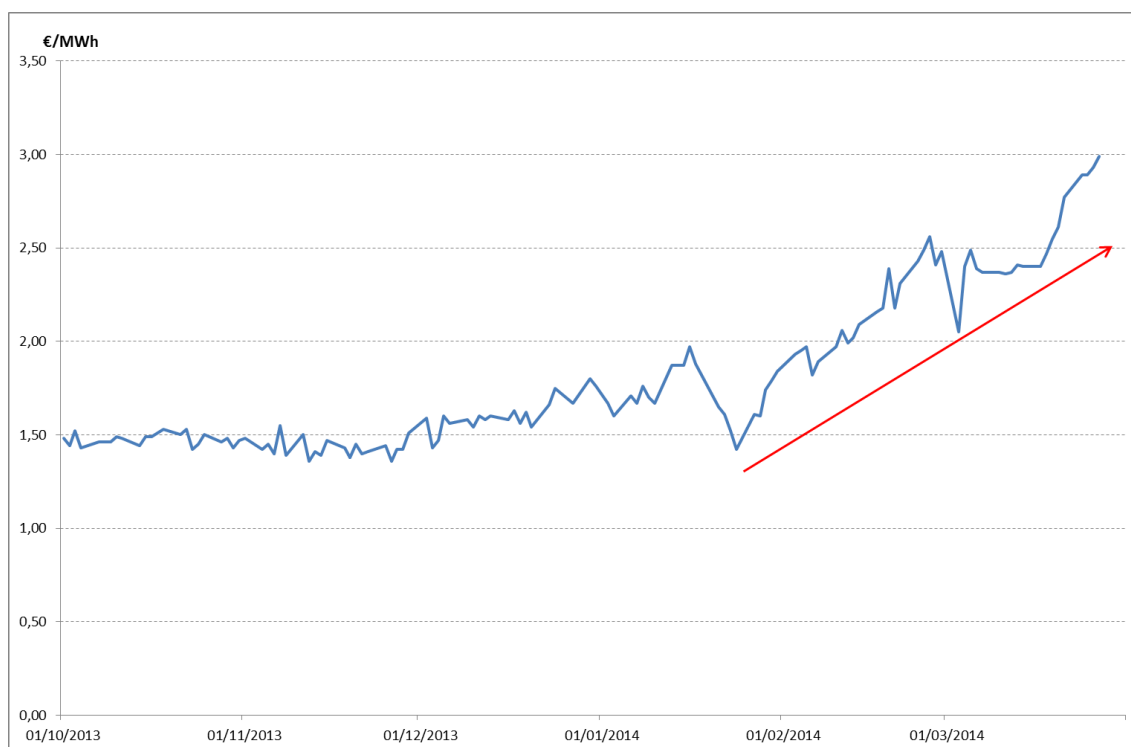
Graphique 5 : Gaz en stock périmètre France



Source: Storengy, TIGF – Analyse : CRE

En effet, les expéditeurs ont profité des prix dépréciés sur le spot et du gain relatif des prix sur l'hiver prochain pour moins soutirer dans leur stockage. (Graphique 6).

Graphique 6 : Spread Été/Hiver



Source: Powernext Front Season– Analyse : CRE

L'hiver doux a soulagé les conditions d'approvisionnement de la zone sud à partir du mois de janvier² (voir graphique 30, page 35). Le prix du PEG Sud est repassé sous les 24€/MWh (niveau qui n'avait plus été atteint depuis mars 2012). Ainsi, le spread Nord-Sud spot s'est progressivement tassé au cours du T1 2014 vers des niveaux faibles (<1€/MWh) qui eux n'avaient plus été atteints depuis fin octobre 2013. Le PEG Sud a aussi bénéficié de la détente des prix du GNL en Asie à partir du mois de mars (voir graphique 34, page 37).

Sur les marchés européens, les prix à terme du TTF ont également fortement baissé et ce malgré la situation en Ukraine (voir graphique 33, page 36).

Du point de vue de l'utilisation des infrastructures, la liaison Nord – Sud a bénéficié d'une bonne disponibilité sur le T1 2014 (91% contre 80% lors du trimestre précédent) ce qui a contribué à resserrer le spread (voir graphique 44, page 42). Le service JTS a été interrompu pendant une bonne partie du mois de Janvier, car après les conditions exceptionnelles de Q4 2013, il fallait reconstituer les stocks nécessaires au fonctionnement du service (voir graphique 50, page 45).

Les approvisionnements en GNL de la France restent à des niveaux historiquement faibles. En ce qui concerne le Nord, le gaz acheminé par gazoduc depuis le Nord de l'Europe suffit à bien alimenter la zone. Ce n'est pas le cas pour la zone Sud où les émissions à Fos sont nécessaires pour équilibrer le bilan physique du réseau.

² Pour rappel, les mois de novembre et décembre avaient été particulièrement froid et créé des tensions exceptionnelles sur le réseau Sud de GRTgaz, conduisant le système à une situation de congestion physique de la zone Sud-Est. Cette congestion physique avait fortement affecté la disponibilité de la liaison Nord-Sud et ainsi contribué à l'atteinte de nouveaux records dans le différentiel de prix entre le PEG Nord et le PEG Sud.

Des volumes échangés en progression

Les échanges sur les PEG ont progressé par rapport au trimestre précédent et par rapport au 1^{er} trimestre 2013 (voir tableau 8, page 32). Malgré la régression des échanges au PEG TIGF, la progression du négoce au PEG Sud et surtout au PEG Nord explique cette hausse des volumes.

Les échanges sur les marchés intermédiés, en hausse par rapport au trimestre précédent sous l'effet saisonnier, reculent par rapport au 1^{er} trimestre 2013 (voir graphique 40, page 40). Alors que l'activité sur la bourse Powernext continue à se développer, à la fois sur les segments spot et à terme, les échanges par l'intermédiaire de courtiers reculent, notamment sur le marché spot. La progression du négoce sur la bourse, dont la part dans les volumes négociés passe de 19% à 33% d'année en année, s'inscrit dans le développement continu de liquidité de ses produits spot suite notamment à l'introduction du produit *spread* entre les PEG Nord et Sud. Par ailleurs, le lancement du produit *spread* entre les PEG Sud et TIGF en février 2014 a eu pour résultat un accroissement, aux niveaux les plus élevés depuis 2010, des volumes échangés au PEG TIGF.

Les volumes échangés sur le spot français durant l'hiver 2013/2014 ont été en partie soutenus par les tensions d'approvisionnement au sud de la France. Ainsi, l'apaisement des tensions tout au long du 1^{er} trimestre 2014 a été concomitant avec la baisse progressive des volumes échangés sur ce segment de marché (voir graphique 40, page 40). Les volumes échangés sur les marchés à terme ont suivi la même tendance que sur le spot aux mois de janvier et février, du fait de la part importante des produits mensuels (maturités les plus courtes), pour ensuite augmenter très fortement au mois de mars (voir graphique 41, page 40). Cette dernière augmentation s'explique essentiellement par des échanges de produits saisonniers sur les brokers (notamment ceux pour livraison durant l'été 2013) qui généralement s'accroissent durant le dernier mois de cotation.

Marché de gros du CO₂

Au premier 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 hausse au cours du trimestre marqué par le début du *backloading*

Le premier trimestre 2014 est caractérisé par une augmentation sensible des prix de l'EUA par rapport au trimestre précédent (+23% à 5,8 €/tCO₂) et par rapport au premier trimestre 2013 (+26%), dû principalement à la mise en œuvre du *backloading* à partir de mi-mars (voir la section Principales dates du marché de gros du CO₂ pour plus d'informations).

Le prix spot EUA a dépassé le seuil de 5€/tCO₂ mi-janvier puis a augmenté progressivement pour atteindre 7,12 €/tCO₂ le 21 février. Le prix du quota est ensuite redescendu en-dessous du seuil de 5 €/tCO₂ fin mars.

Des prix CER en baisse

Les prix spot CER ont baissé de 30% par rapport au trimestre précédent et de 23% par rapport au premier trimestre 2013, avoisinant des seuils proches de zéro (0,3 €/tCO₂). L'écart entre les prix spot EUA et CER a augmenté de 28% au premier trimestre 2014 (à 5,5 €/tCO₂).

Prix futurs

Pendant le premier trimestre, les prix des produits à terme ont suivi une tendance très similaire aux produits spot, tant pour les produits EUA que CER.

Des volumes EUA échangés en nette progression

Au cours du premier trimestre, les volumes EUA échangés ont nettement augmenté par rapport au trimestre précédent (+32% à 3 297 Mt) et par rapport au premier trimestre 2013 (+12%). Les volumes échangés sur bourses et brokers ont augmenté de +28% (à 2 701 Mt) et +50% (à 596 Mt) respectivement, en lien avec les annonces institutionnelles et la hausse sensible des prix du CO₂ (voir la section Principales dates du marché de gros du CO₂ pour plus d'informations). Les bourses et brokers représentent respectivement 82% et 18% des volumes EUA échangés au premier trimestre 2014.

Le premier trimestre se caractérise également par une hausse des échanges en vue de la fin de la période de conformité pour l'année 2013, avec l'envoi fin mars des rapports d'émissions réelles de l'année 2013.

Des volumes CER échangés en baisse

Les volumes CER échangés au premier trimestre ont baissé par rapport au trimestre précédent (-28% à 135 MT) et par rapport au premier trimestre 2013 (-51%). Les volumes échangés sur bourses et brokers ont tous les deux baissé au premier trimestre (-26% à 89 Mt et -31% à 46 Mt respectivement). Les bourses et brokers représentent respectivement 66% et 34% des volumes EUA totaux échangés.

Répartition des volumes

Au premier trimestre, les volumes des produits EUA échangés sur les bourses s'effectuent de nouveau essentiellement sur le marché à terme : environ 260 Mt ont été échangés sur le marché spot EUA, 1 631 Mt pour les produits Déc. 2014 et 343 Mt pour les produits Déc. 2015.

Révision du programme des enchères

A la suite des votes du Parlement européen et du Conseil en faveur de la mise en œuvre du *backloading*, les plateformes de marché ont modifié leur programme d'enchères pour 2014, et ce à

partir du 12 mars pour ICE, du 17 mars pour les enchères communes sur EEX et du 21 mars pour les enchères allemandes sur EEX³.

A partir d'avril il n'y a plus d'enchère pour la Pologne sur la plateforme EEX ; celles-ci reprendront en 2015.

Variation des tendances des clean dark et clean spark spreads

Au cours du premier trimestre, on observe une variation des tendances des clean dark et spark spreads : le clean dark spread baisse en effet de 9% par rapport au trimestre précédent (à 15,7 €/MWh en moyenne) tandis que le clean spark spread augmente de 12% (à -12 €/MWh). Ceci est dû au fait que le prix du gaz a fortement baissé en lien avec l'hiver doux, tandis que le prix du carbone a augmenté dû au commencement du *backloading*. Le prix du charbon, quant à lui, s'est stabilisé au cours du trimestre.

³ Voir les calendriers sur les sites d'EEX <http://www.eex.com/blob/68856/bac06c090e3659f3b066f12ce39fdbc2/2014-auction-calendar-pdf-data.pdf> et ECX <https://www.theice.com/emissionsauctions.ihtml>

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 VPP⁴
- **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
- **Janvier 2014** : premier effacement de consommation sur le marché de l'énergie (NEBEF)
- **Février 2014** : couplage de la zone NWE
- **Avril 2014** : couplage de la zone SWE
- **Mai 2014** : couplage des marchés NWE et SWE

⁴ 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 T1 2014 / T4 2013		Variation annuelle T1 2014 / T1 2013	
	T1 2013	T2 2013	T3 2013	T4 2013	T1 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Injections, en TWh									
Production Hors ARENH et VPP, en TWh	142	109	101	126	134	6%	7,90	-6%	-8,00
ARENH, en TWh	17	16	15	16	19	16%	2,65	10%	1,77
VPP, en TWh	3	2	2	1	1	-40%	-0,54	-71%	-2,04
Imports, en TWh	11	7	5	9	8	-20%	-1,86	-32%	-3,55
Soutirages, en TWh									
Consommation clients finals, en TWh	143	105	95	125	130	4%	4,40	-9%	-13,45
Exports, en TWh	18	21	21	18	22	18%	3,37	18%	3,36
Pertes, en TWh	11	7	6	9	9,50	5%	0,41	-16%	-1,83

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 2 : Prix de marché observés sur le trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T1 2014 / T4 2013		Variation annuelle T1 2014 / T1 2013	
	T1 2013	T2 2013	T3 2013	T4 2013	T1 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Prix de marché Spot									
Prix Intraday France, en €/MWh	55,7	35,7	38,2	47,3	37,5	-21%	-9,84	-33%	-18,26
Prix Day-Ahead France en Base, en €/MWh	54,3	33,5	37,6	47,8	38,3	-20%	-9,49	-29%	-15,98
Prix Day-Ahead France en Pointe, en €/MWh	64,8	45,9	49,3	60,4	50,2	-17%	-10,21	-23%	-14,64
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	12,0	0,9	-1,2	10,2	5,1	-50%	-5,17	-58%	-6,94
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	10,9	4,3	0,7	9,7	6,9	-29%	-2,83	-37%	-3,97
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne	25%	77%	90%	41%	50%	22%	0,09	100%	0,25
Prix de marché à terme									
Prix M+1 France, en €/MWh	48,6	31,1	38,7	54,3	45,0	-17%	-9,27	-7%	-3,62
Spread M+1 France-Allemagne, en €/MWh	7,3	-1,4	1,4	14,3	10,1	-29%	-4,15	38%	2,79
Prix Q+1 France, en €/MWh	39,0	33,5	48,7	54,5	33,1	-39%	-21,34	-15%	-5,85
Spread Q+1 France-Allemagne, en €/MWh	1,2	-1,6	9,2	13,4	1,3	-90%	-12,14	5%	0,07
Prix Y+1 France, en €/MWh	45,2	42,6	42,3	43,2	42,8	-1%	-0,35	-5%	-2,43
Spread Y+1 France-Allemagne, en €/MWh	3,1	3,7	4,7	5,5	6,7	22%	1,20	118%	3,64
Ratios Y+1 Pointe/Base									
France	1,27	1,32	1,33	1,30	1,30	0%	0,00	2%	0,03
Allemagne	1,25	1,26	1,28	1,30	1,29	-1%	-0,01	3%	0,04

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

Tableau 3 : Volumes négociés sur le trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T1 2014 / T4 2013		Variation annuelle T1 2014 / T1 2013	
	T1 2013	T2 2013	T3 2013	T4 2013	T1 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
NEB									
Volumes NEB, en TWh	88,6	69,3	65,1	83,7	88,6	6%	4,86	0%	-0,08
Ratio NEB/Consommation française	62%	66%	68%	67%	68%	-	1,5%	-	6,4%
Marché Spot	23,52	19,39	17,69	22,95	24,24	6%	1,29	3%	0,72
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 SPU I, en TWh	15,9	13,4	13,0	16,1	14,9	-8%	-1,24	-7%	-1,08
Volumes sur le marché Day-Ahead Brokers, en TWh	6,54	5,14	3,67	5,43	8,00	47%	2,57	22%	1,46
Marché à terme									
Volumes, en TWh	150,3	114,2	107,3	117,1	214,7	83%	97,6	43%	64,41
Part de marché Brokers	97,5%	95,6%	96,0%	95,9%	96,3%	-	0,4%	-	-1,2%
Part de marché EEX	2,5%	4,4%	4,0%	4,1%	3,7%	-	-0,4%	-	1,2%
Nombre de Transactions	18 609	9 459	8 899	14 190	26 008	83%	11818	40%	7399
Part de marché Brokers	97,5%	96,4%	96,7%	95,8%	96,9%	-	1,0%	-	-0,7%
Part de marché EEX	2,5%	3,6%	3,3%	4,2%	3,1%	-	-1,0%	-	0,7%
Produit Y+1									
Volumes, en TWh	29,4	28,3	28,6	24,3	39,6	63%	15,33	35%	10,18
Nombre de Transactions	643	520	573	520	747	44%	227	16%	104
Produit Q+1									
Volumes, en TWh	10,4	9,7	13,6	14,0	12,2	-13%	-1,80	17%	1,77
Nombre de Transactions	454	516	756	920	783	-15%	-137	72%	329
Produit M+1									
Volumes, en TWh	33,8	15,8	14,3	18,9	42,2	124%	23,39	25%	8,46
Nombre de Transactions	3168	1503	1668	2326	5098	119%	2772	61%	1930

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 4 : Disponibilité des moyens de production

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T1 2014 / T4 2013		Variation Annuelle T1 2014 / T1 2013	
	T1 2013	T2 2013	T3 2013	T4 2013	T1 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Parc nucléaire									
Taux de production moyen du parc nucléaire (%)	85,6	68,2	64,1	72,6	95,1	31%	-22,5	11%	9,5
Taux de disponibilité du parc nucléaire (%)	86,4	70,5	68,3	79	86,4	9%	-7,4	0%	0
Stocks hydrauliques									
Taux de remplissage à la fin du trimestre (%)	45	74	72	58	55	-5%	-3,0	22%	10,0
Taux de remplissage moyen sur le trimestre (%)	59	59	79	67	64	-4%	-3,0	8%	5,0

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 5 : Flux aux frontières

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T1 2014 / T4 2013		Variation Annuelle T1 2014 / T1 2013	
	T1 2013	T2 2013	T3 2013	T4 2013	T1 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Importations (TWh)	11,1	6,7	4,8	9,4	7,5	-21%	-1,93	-33%	-3,63
Importations pointe (TWh)	4,3	3,1	2,4	4,0	3,1	-23%	-0,91	-28%	-1,20
Importations hors-pointe (TWh)	6,8	3,5	2,4	5,4	4,4	-19%	-1,03	-36%	-2,43
Exportations (TWh)	18,3	21,3	21,2	18,3	21,5	17%	3,18	17%	3,18
Exportations pointe (TWh)	6,6	7,7	7,2	6,5	7,7	19%	1,22	18%	1,15
Exportations hors-pointe (TWh)	11,8	13,5	14,0	11,8	13,7	16%	1,92	17%	1,98
Solde exportateur (TWh)	7,2	14,6	16,5	8,9	14,0	58%	5,12	95%	6,82

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T1 2014 / T4 2013		Variation Annuelle T1 2014 / T1 2013	
	T1 2013	T2 2013	T3 2013	T4 2013	T1 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Responsables d'équilibre	179	179	187	185	186	1%	1	4%	7
Producteurs d'électricité actifs	19	18	18	20	16	-20%	-4	-16%	-3
Détenteurs de capacités issues des enchères VPP	24	23	23	20	9	-55%	-11	-63%	-15
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	16	16	17	17	19	12%	2	19%	3
Fournisseurs de clients finals	27	23	25	27	24	-11%	-3	-11%	-3
Actifs à l'import/export	76	80	86	83	87	5%	4	14%	11
Actifs à l'échange de blocs	99	99	102	101	99	-2%	-2	0%	0
également actifs sur la bourse	86	91	91	93	96	3%	3	12%	10

Sources : RTE ; Analyse : CRE

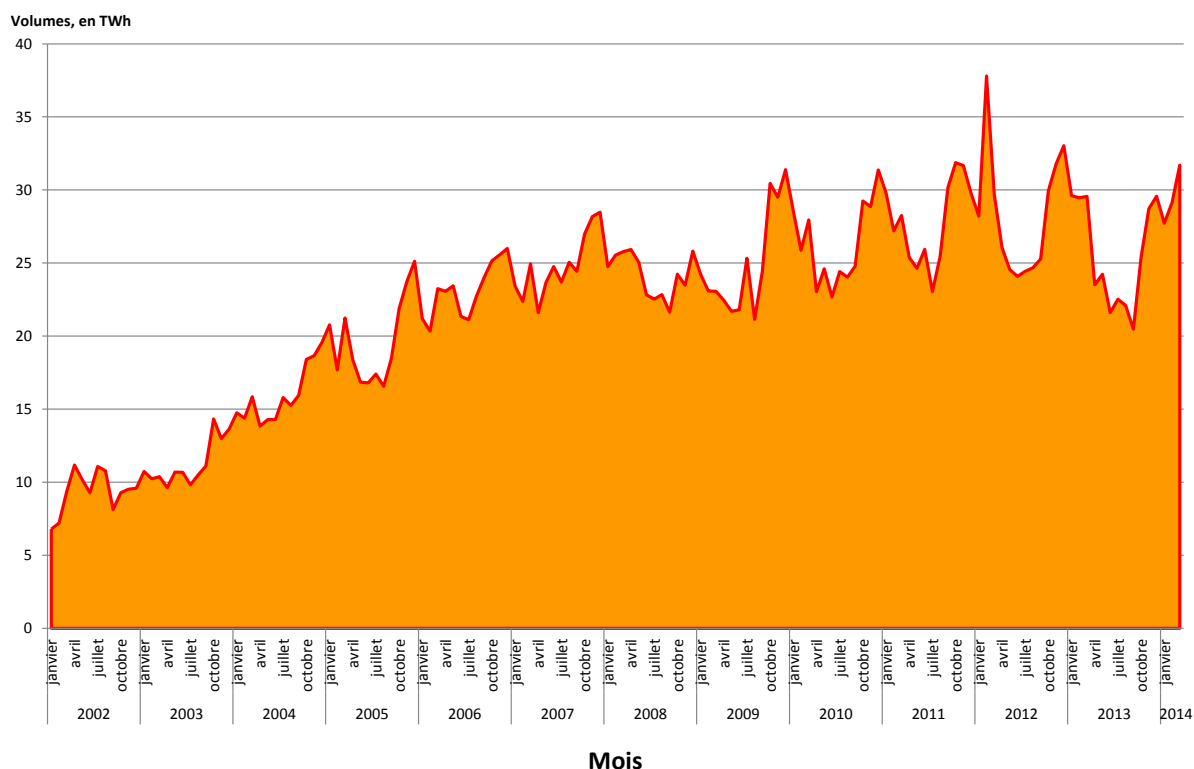
Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité

	HHI - Concentration du marché					
	T1 2013		T4 2013		T1 2014	
Livraisons		<i>EDF Inklus</i>		<i>EDF Inklus</i>		<i>EDF Inklus</i>
OTC - achats de blocs	341	547	308	512	295	590
OTC - ventes de blocs	451	535	391	505	366	609
EPEX - achats	416	445	326	394	408	416
EPEX - ventes	860	875	637	727	469	937
Injections						
Production	3650	8458	3801	8541	5703	8890
VPP	1267	-	1557	-	3053	-
ARENH	1717	-	1780	-	1631	-
Importations	2847	2232	2508	2093	2213	1915
Soutirages						
Consommation clients finals	1511	7157	1497	6874	1800	6910
Pertes	1472	1306	1133	1263	1400	1232
Exportations	533	1085	559	903	980	1179

Sources : RTE ; Analyse : CRE

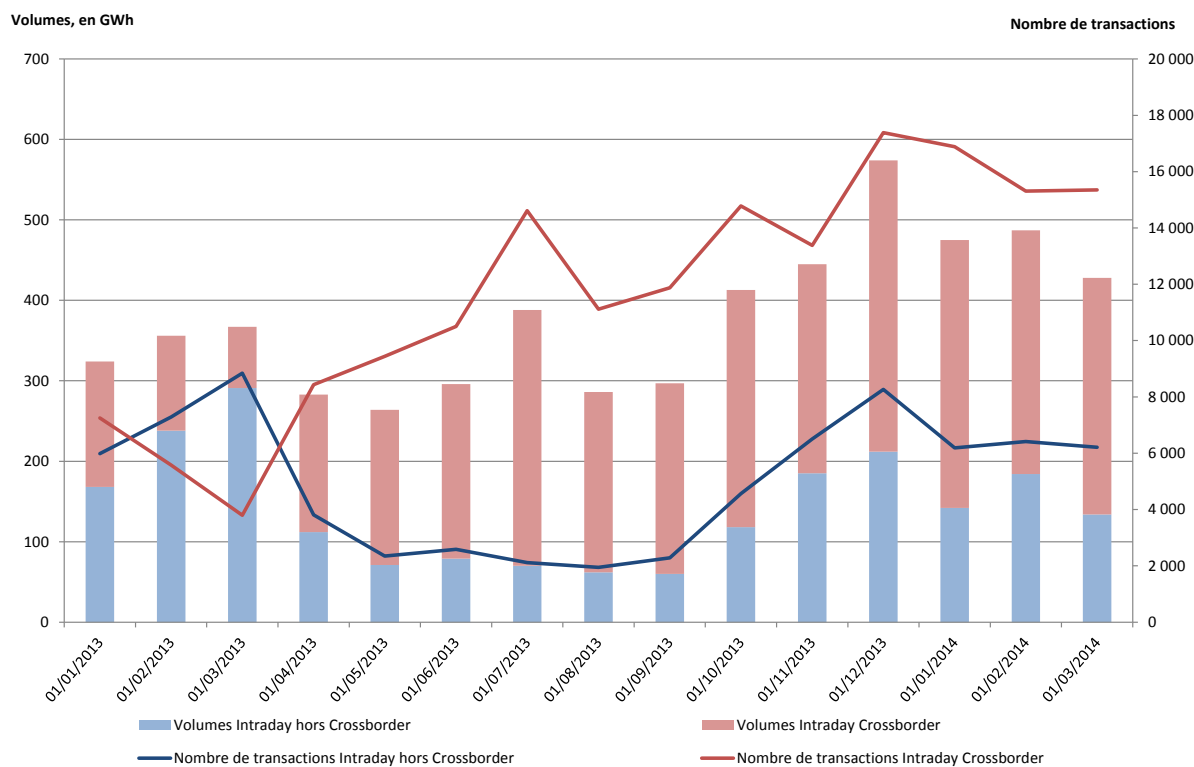
III. Graphiques

Graphique 7 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)



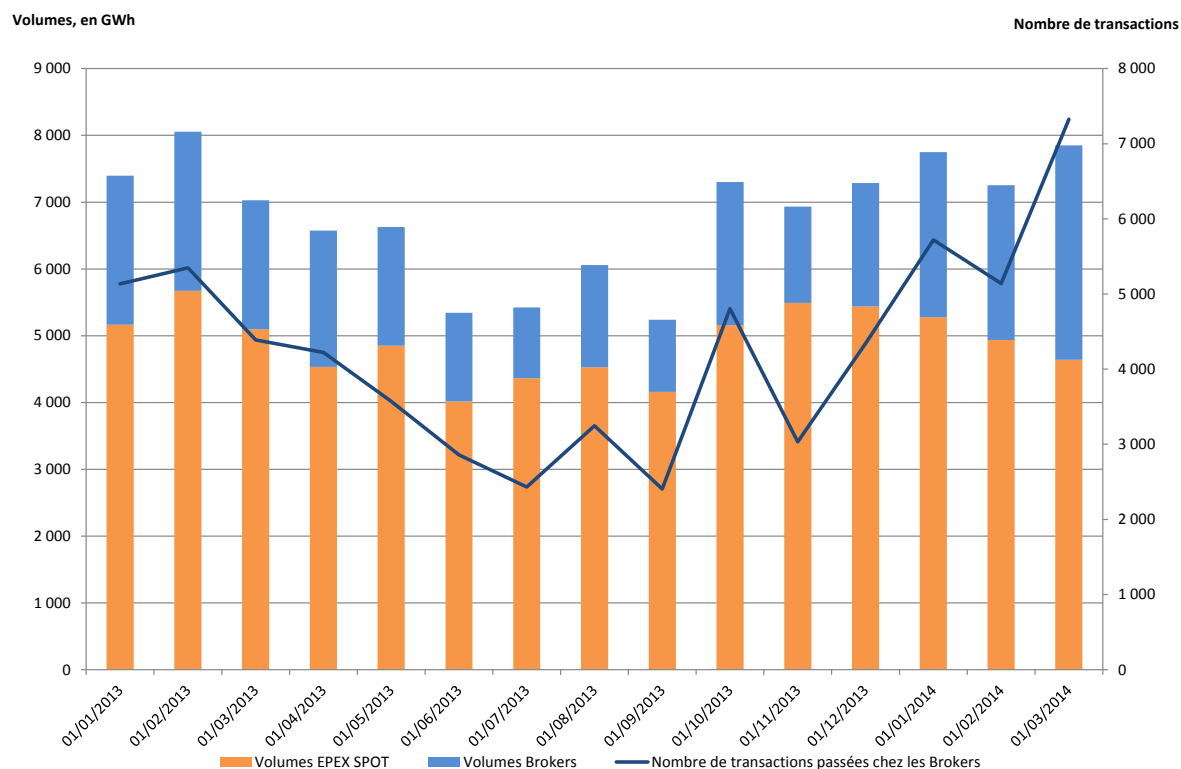
Sources : RTE ; Analyse : CRE

Graphique 8 : Volumes et nombre de transactions en intrajournalier sur le marché EPEX SPOT –sommes mensuelles–



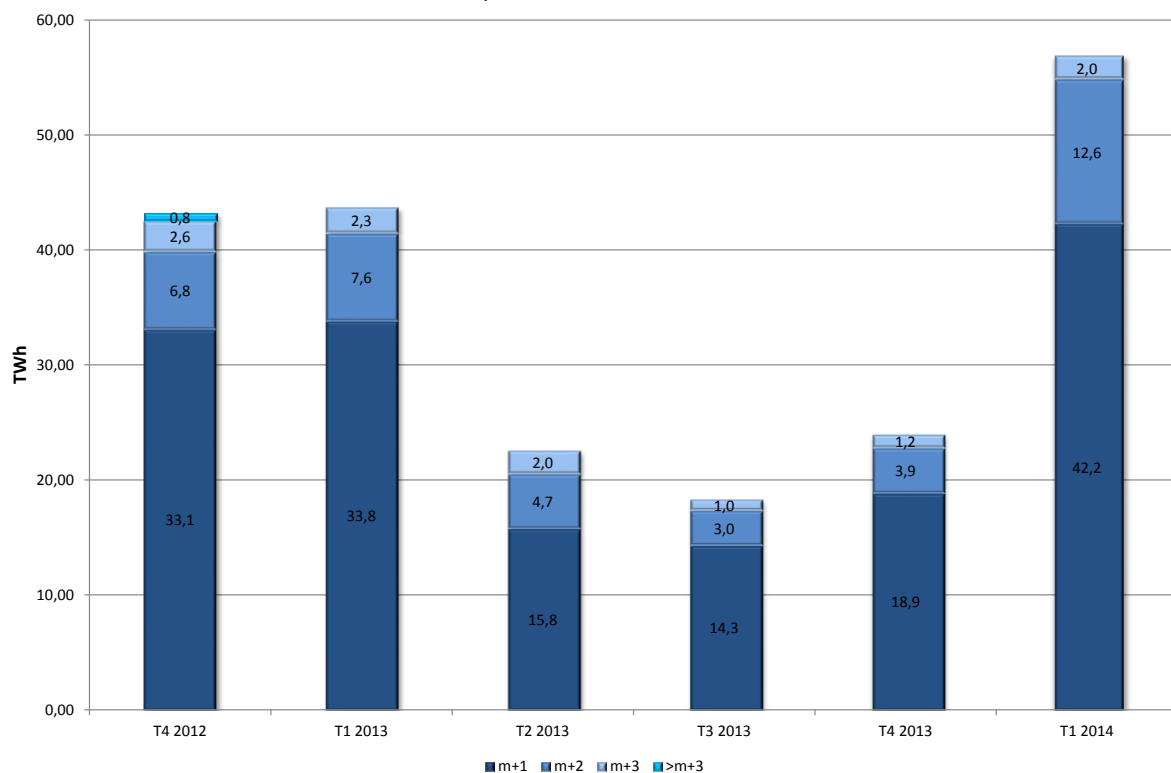
Sources : EPEX SPOT, Courtiers ; Analyse : CRE

Graphique 9 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT



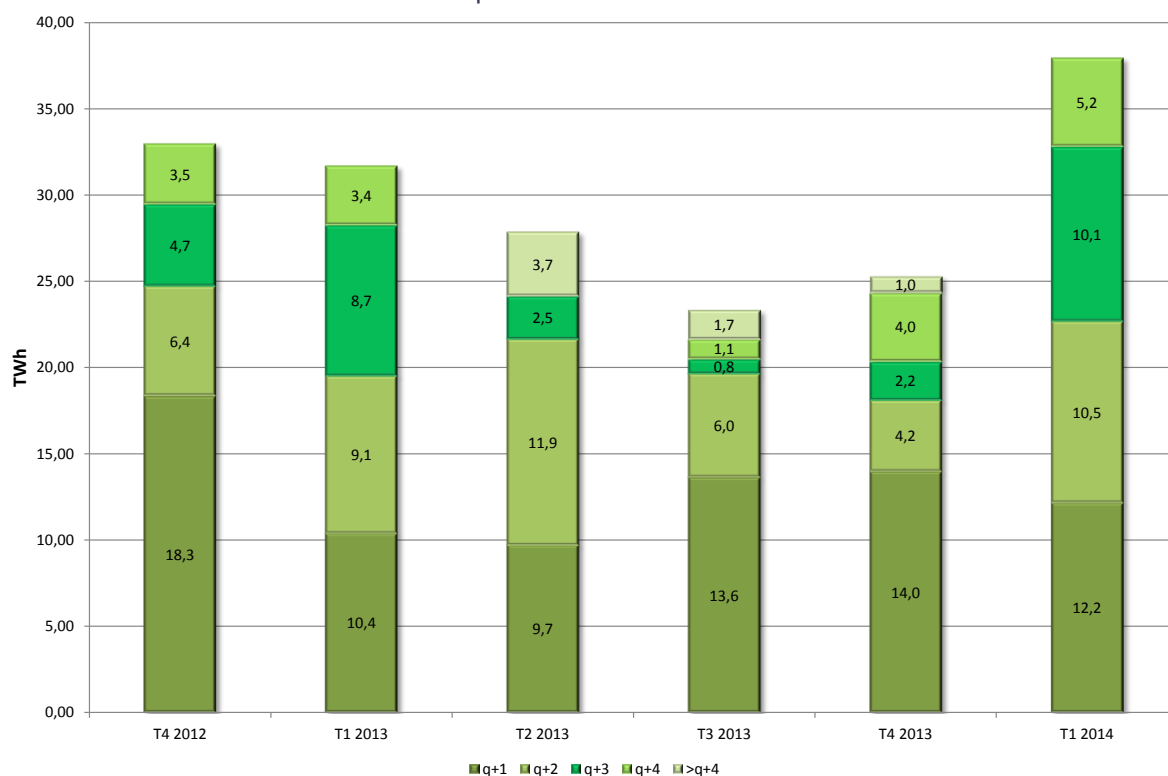
Sources : EPEX SPOT, Courtiers ; Analyse : CRE

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



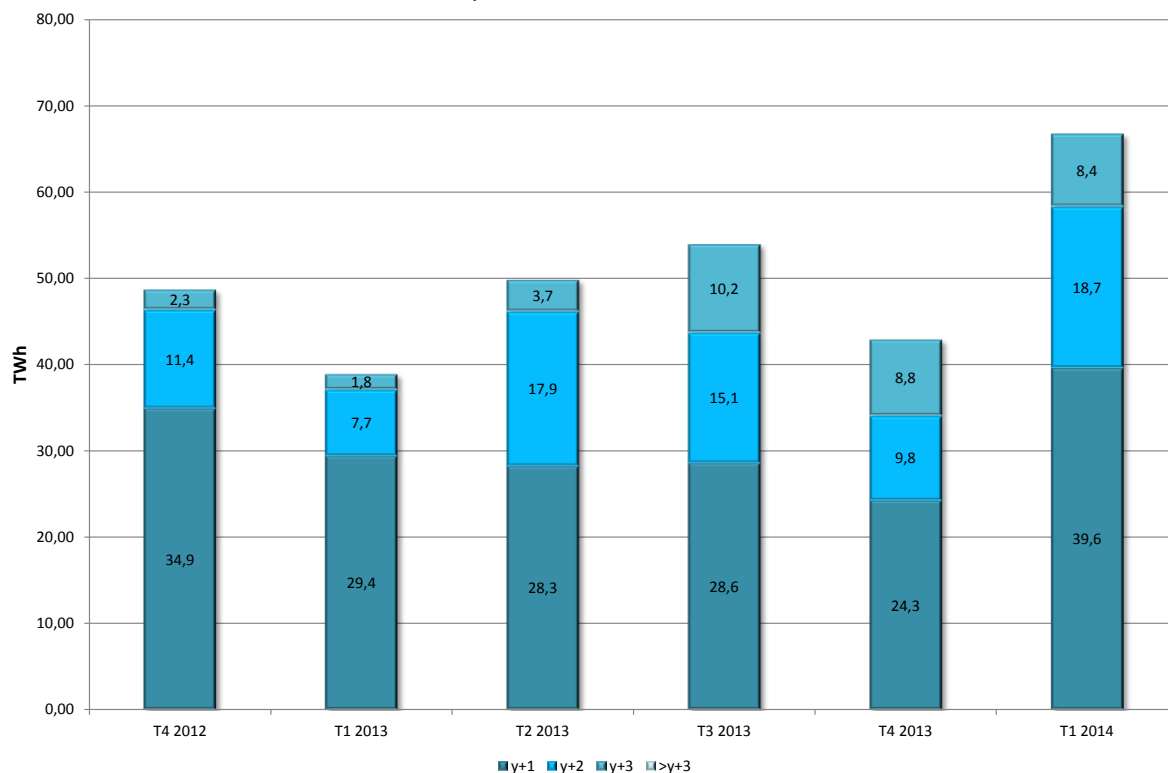
Sources : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

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



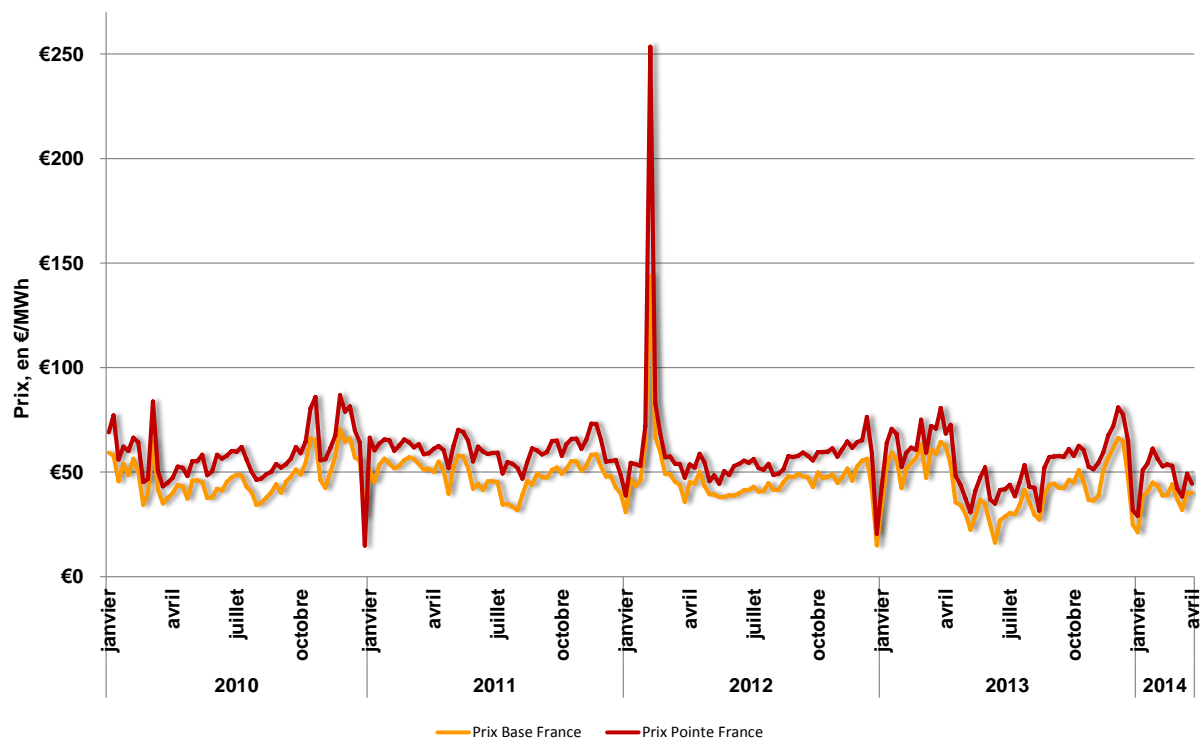
Sources : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

Graphique 12 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire
– produits calendaires –



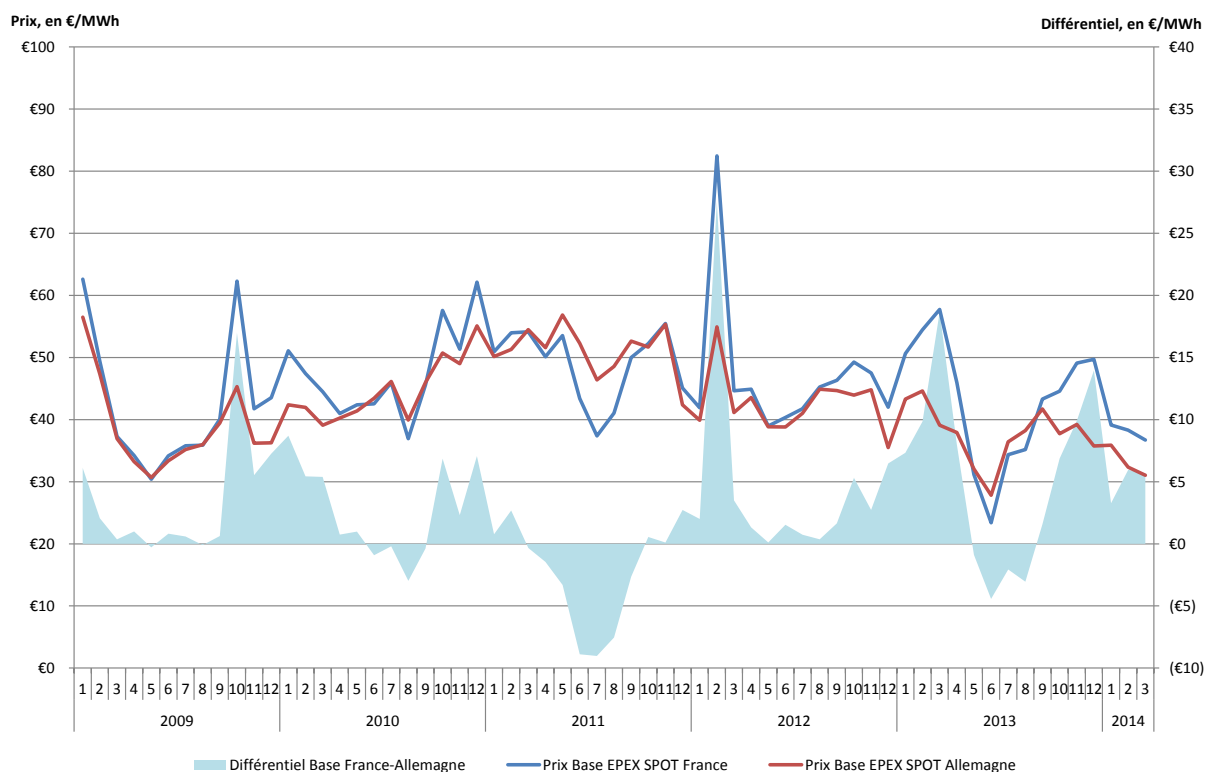
Sources : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

Graphique 13 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT (base et pointe)
– moyennes hebdomadaires –



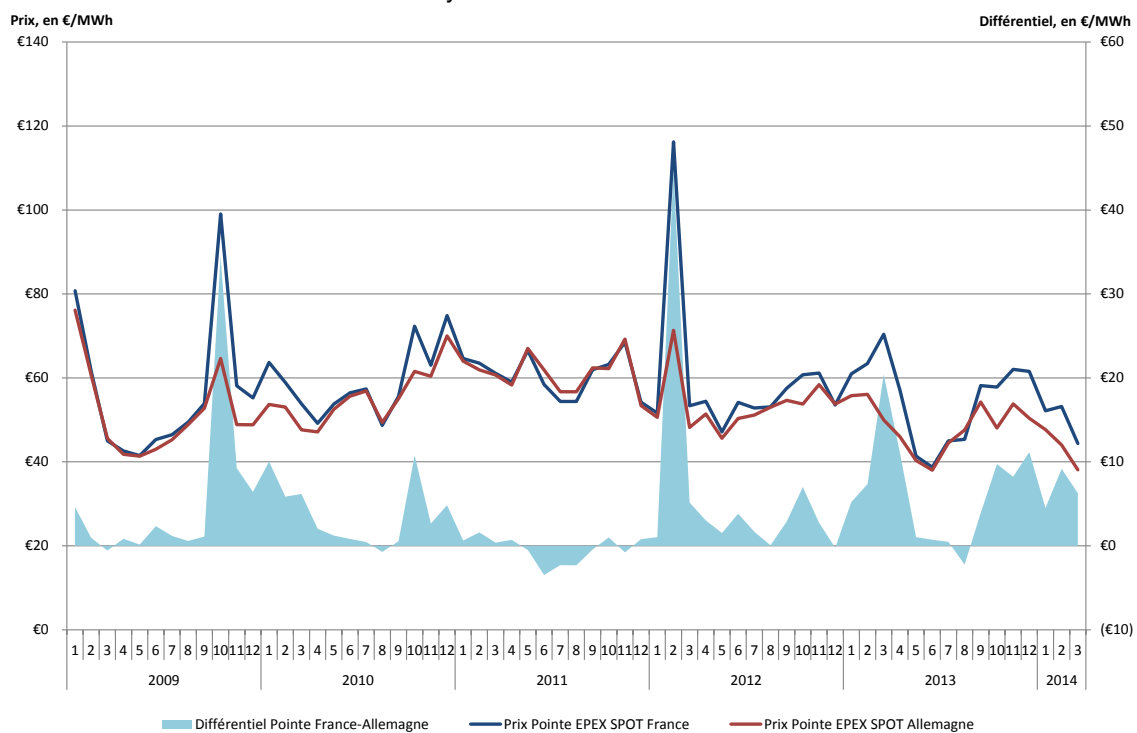
Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE
Extrêmes horaires : 1938,50 €/MWh le 9 février 2012 ; -200 €/MWh le 16 juin 2013

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



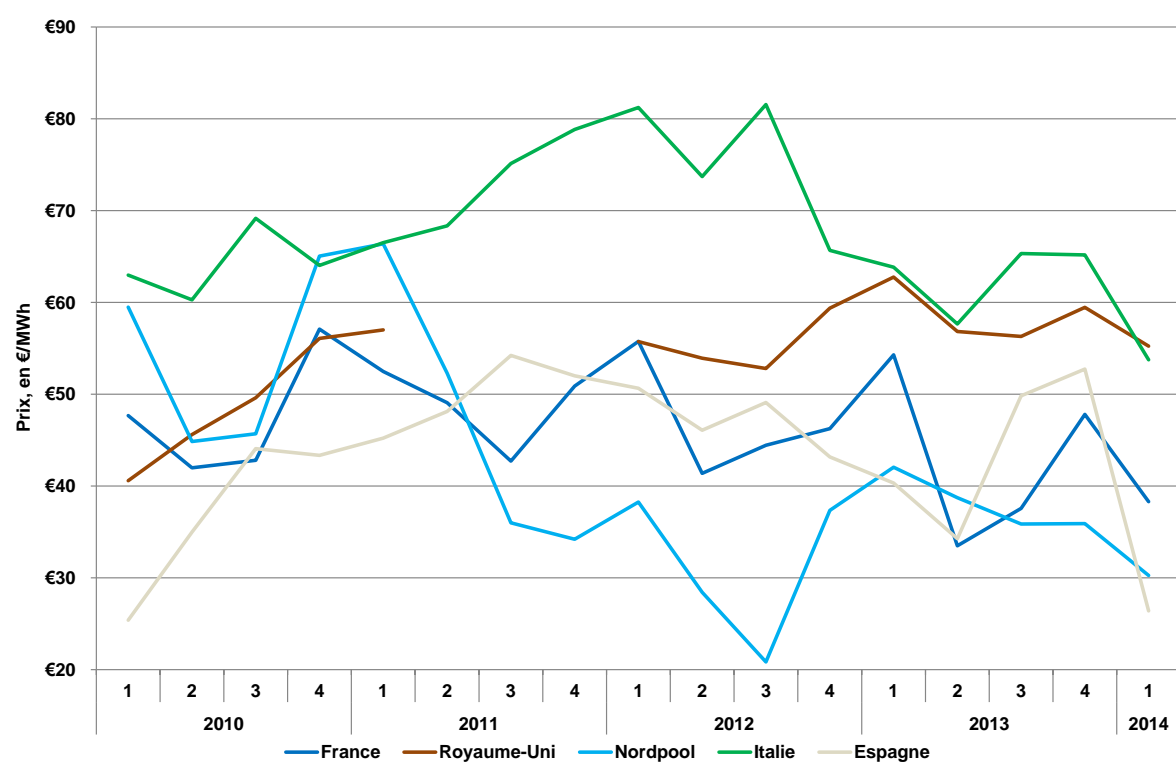
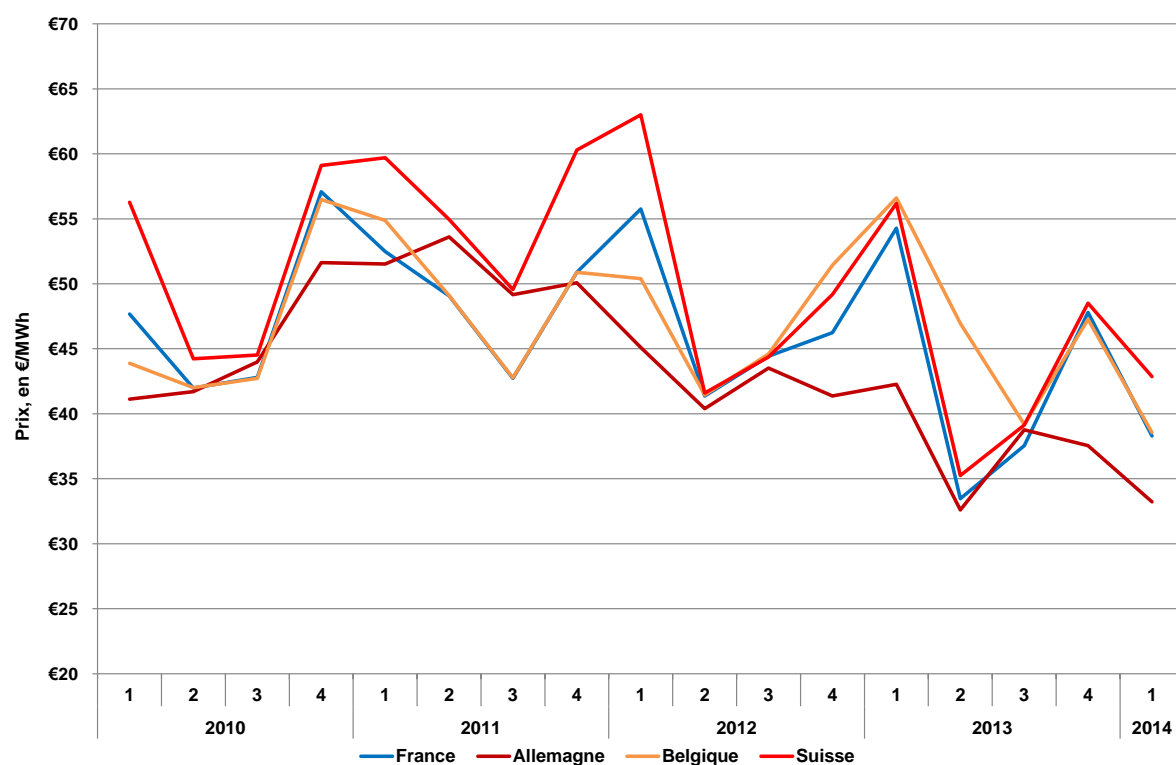
Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Graphique 15 : Prix day-ahead Pointe France et Allemagne sur EPEX SPOT
– moyennes hebdomadaires –



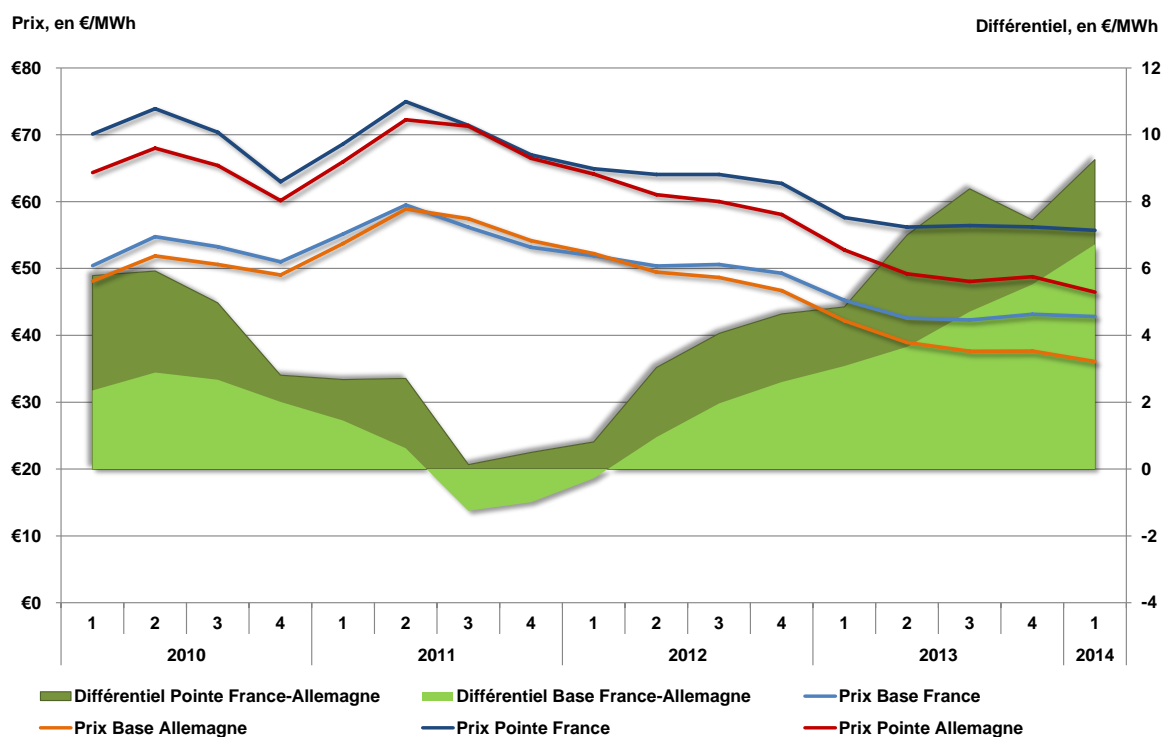
Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Graphique 16 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens
– moyennes trimestrielles –



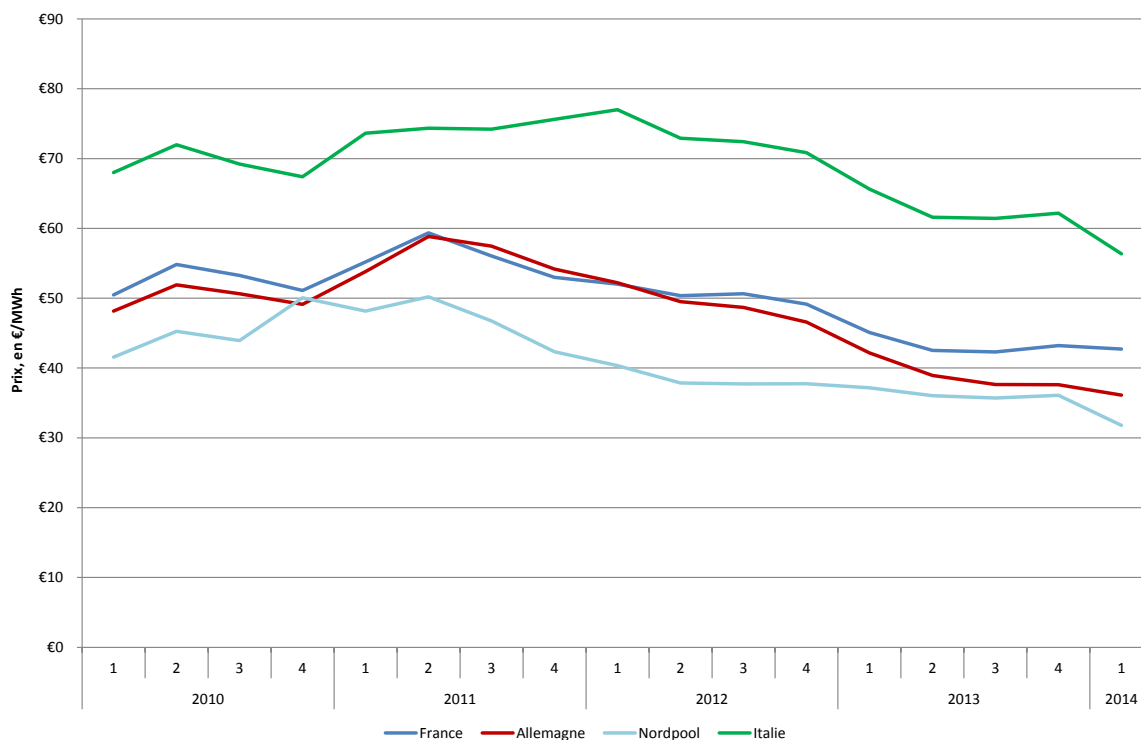
Sources : EPEX SPOT, Nordpool, N2EX, GME, OMEL, BELPEX – Analyse : CRE

Graphique 17 : Prix à terme Y+1 en Base et pointe en France et en Allemagne
– moyennes trimestrielles –



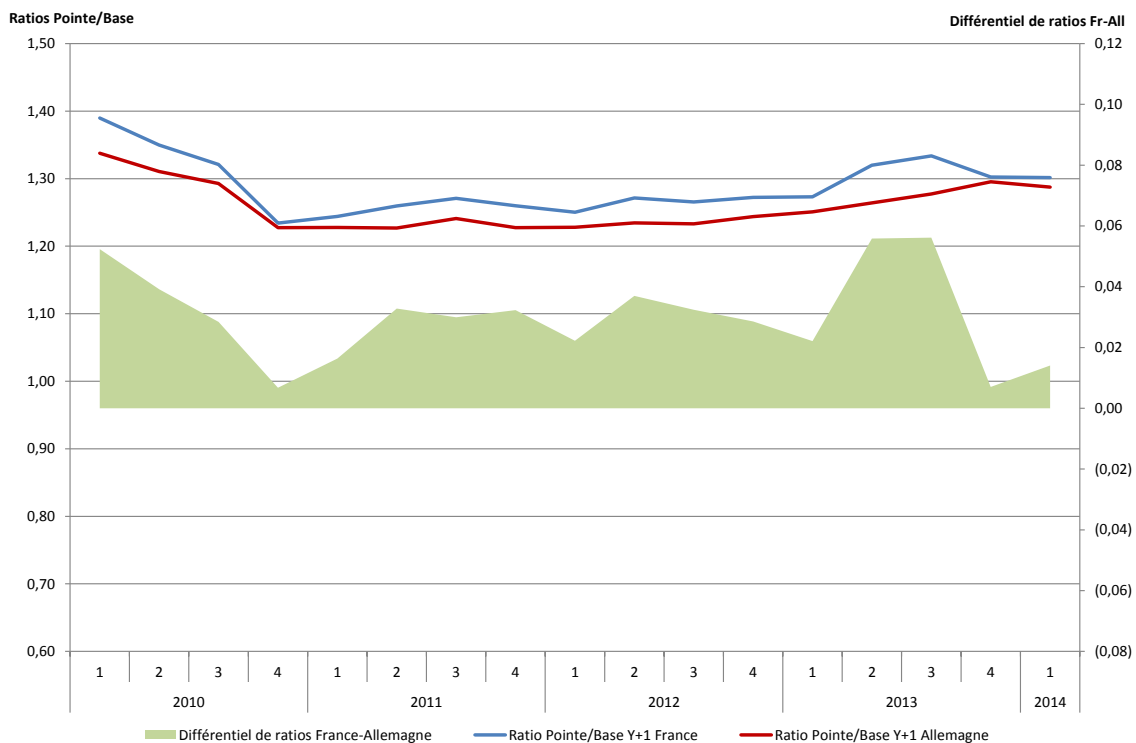
Sources : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

Graphique 18 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe
– moyennes trimestrielles –



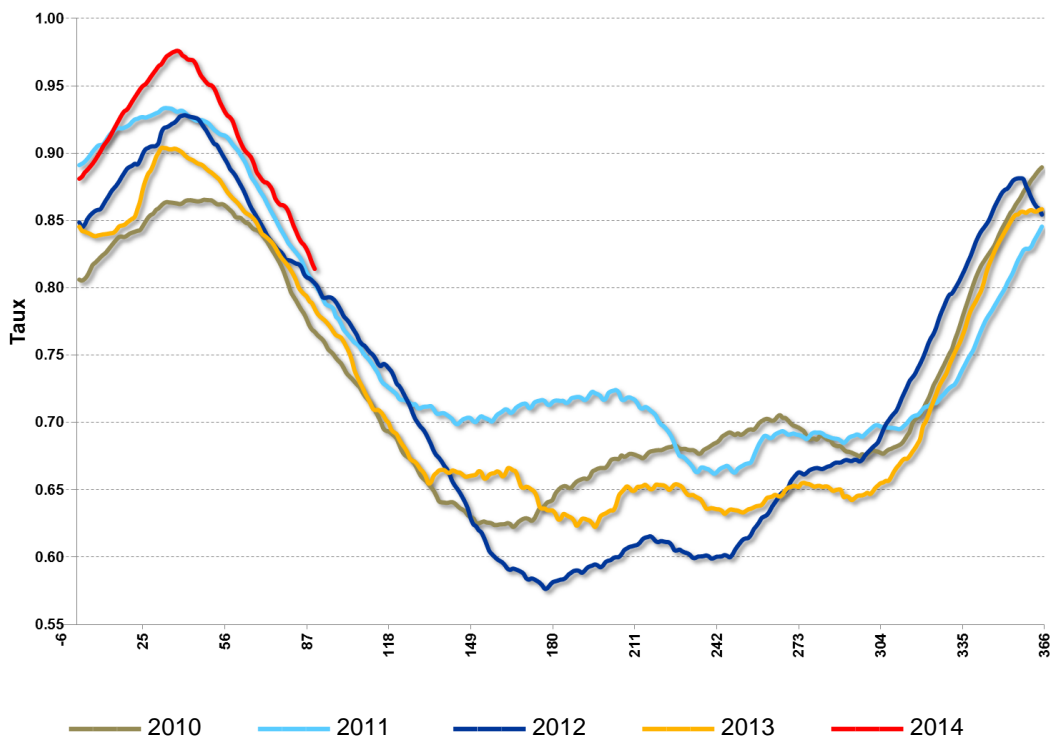
Sources : Courtiers – Analyse : CRE

Graphique 19 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne
– moyennes trimestrielles –



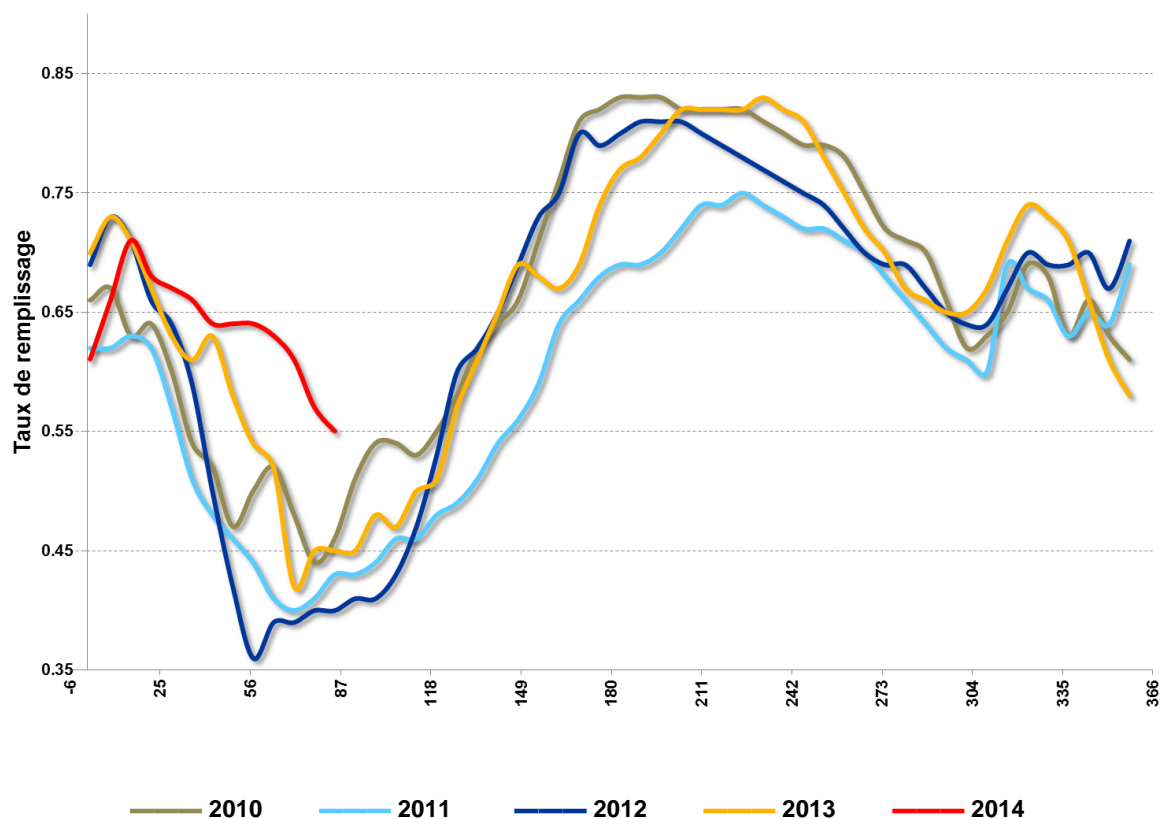
Sources : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

Graphique 20 : Taux de production de la filière nucléaire



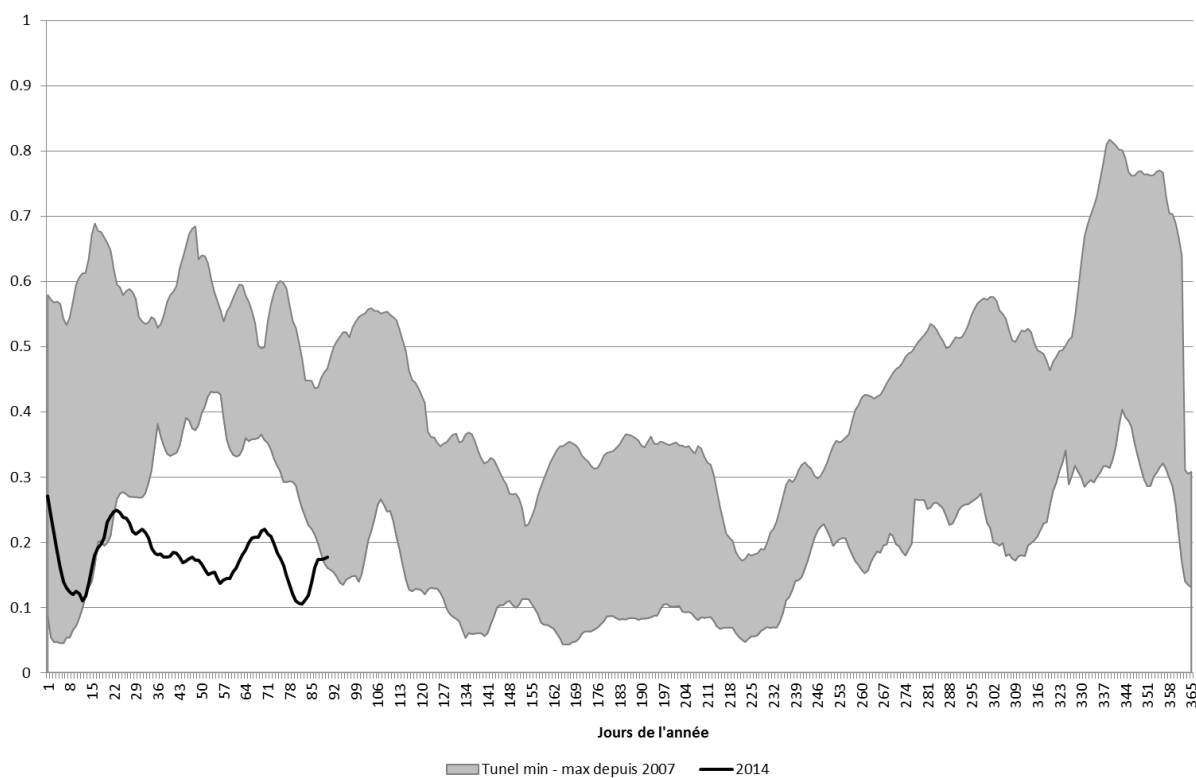
Source : RTE, Analyse CRE

Graphique 21 : Taux de remplissage des stocks hydrauliques

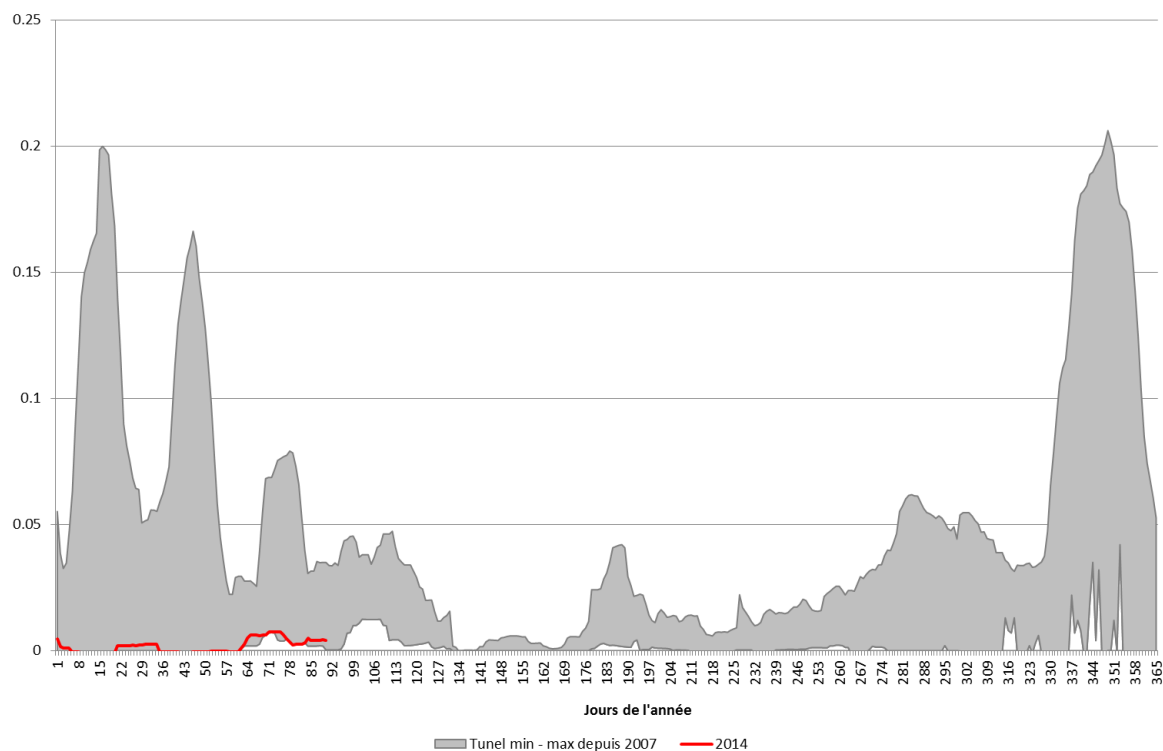


Source : RTE, Analyse CRE

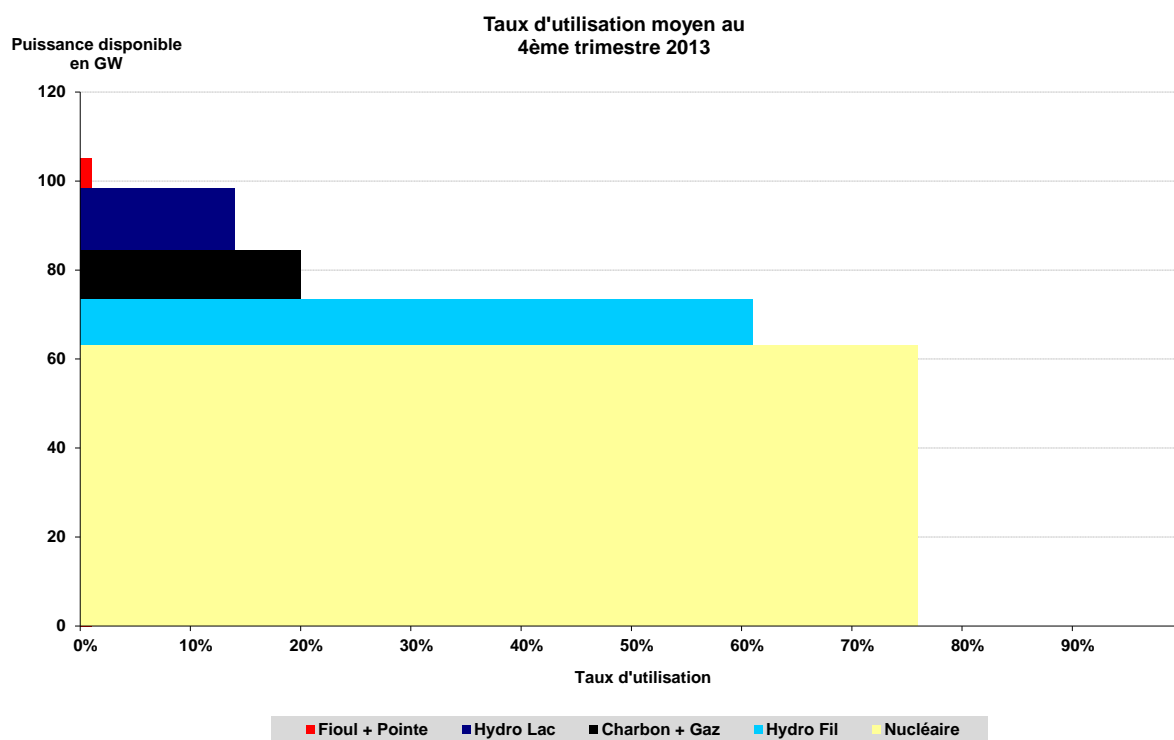
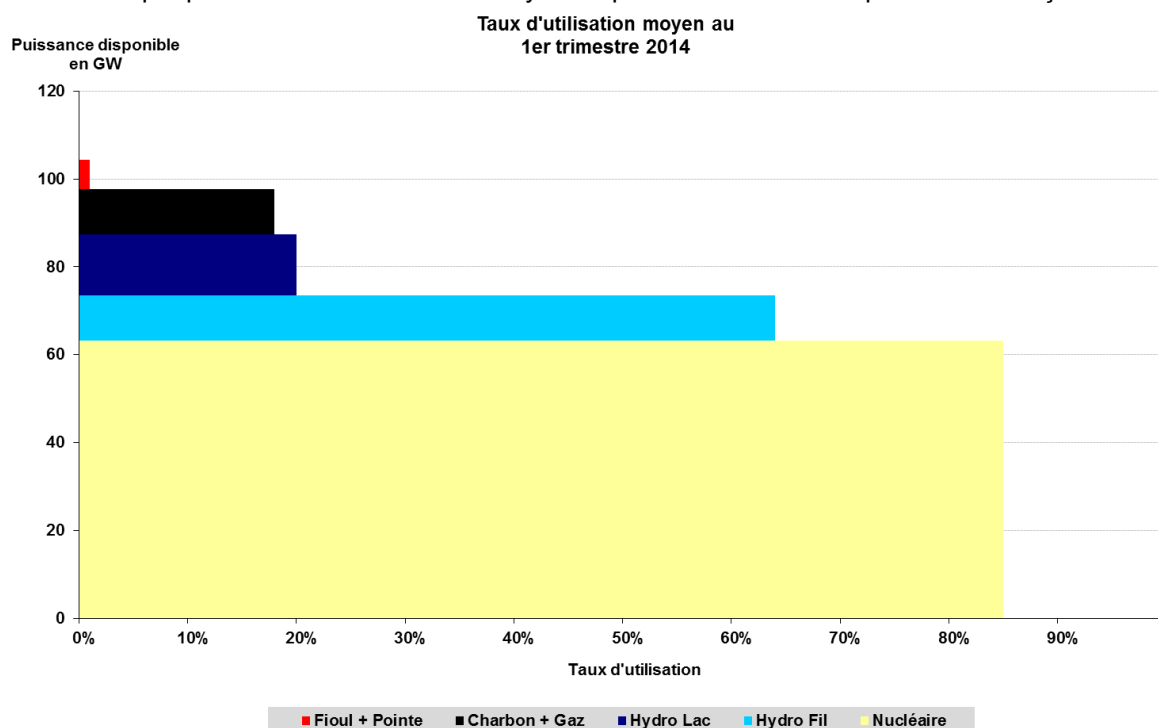
Graphique 22 : Taux de production de la filière charbon + gaz



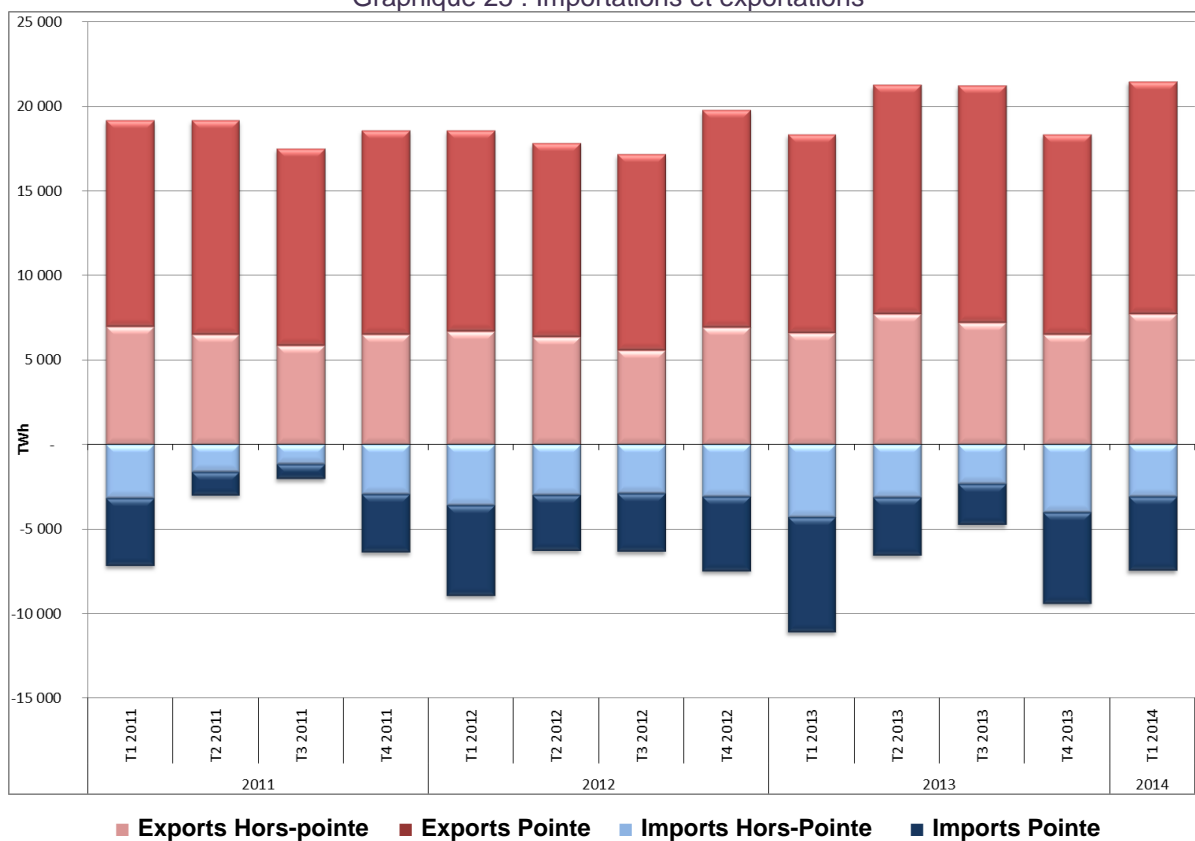
Graphique 23 : Taux de production de la filière fioul pointe



Graphique 24 : Taux d'utilisation moyen du parc de référence de production français

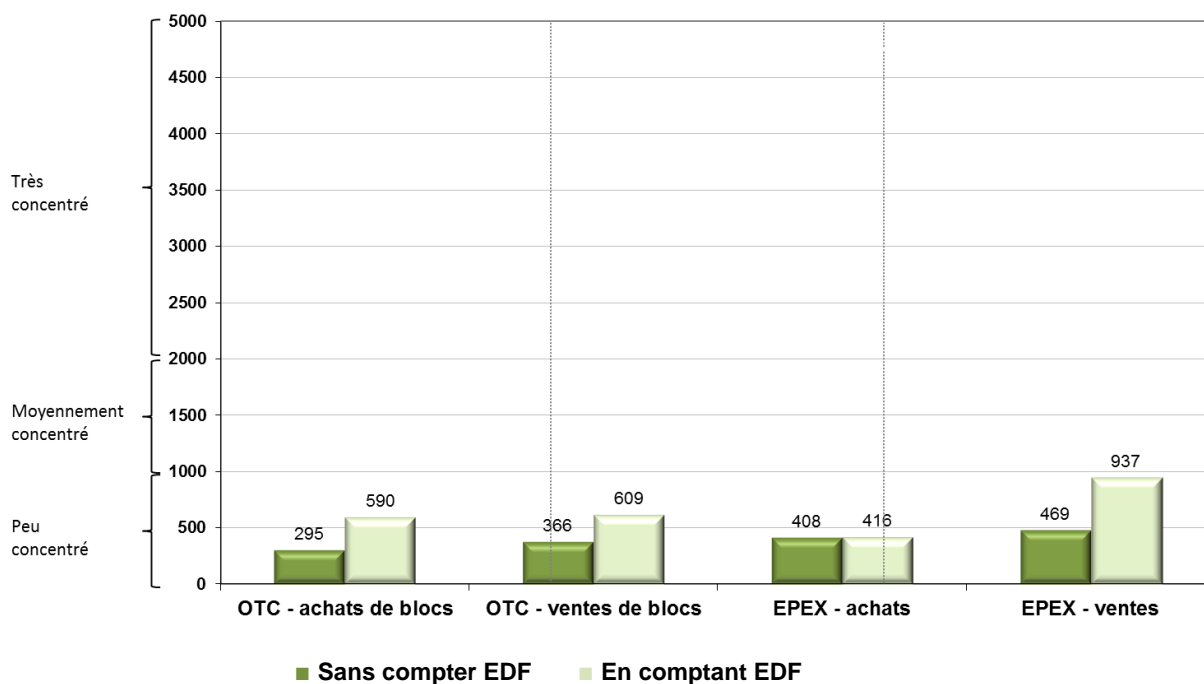


Graphique 25 : Importations et exportations



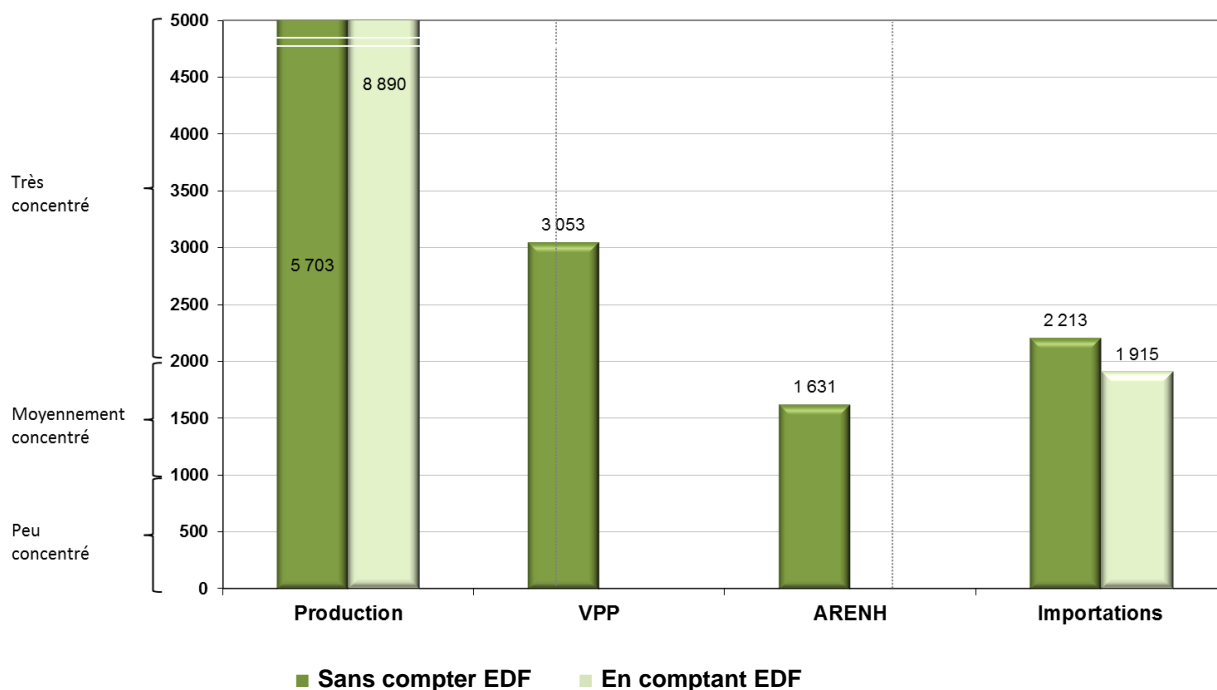
Source : RTE , Analyse CRE

Graphique 26 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T4 2013



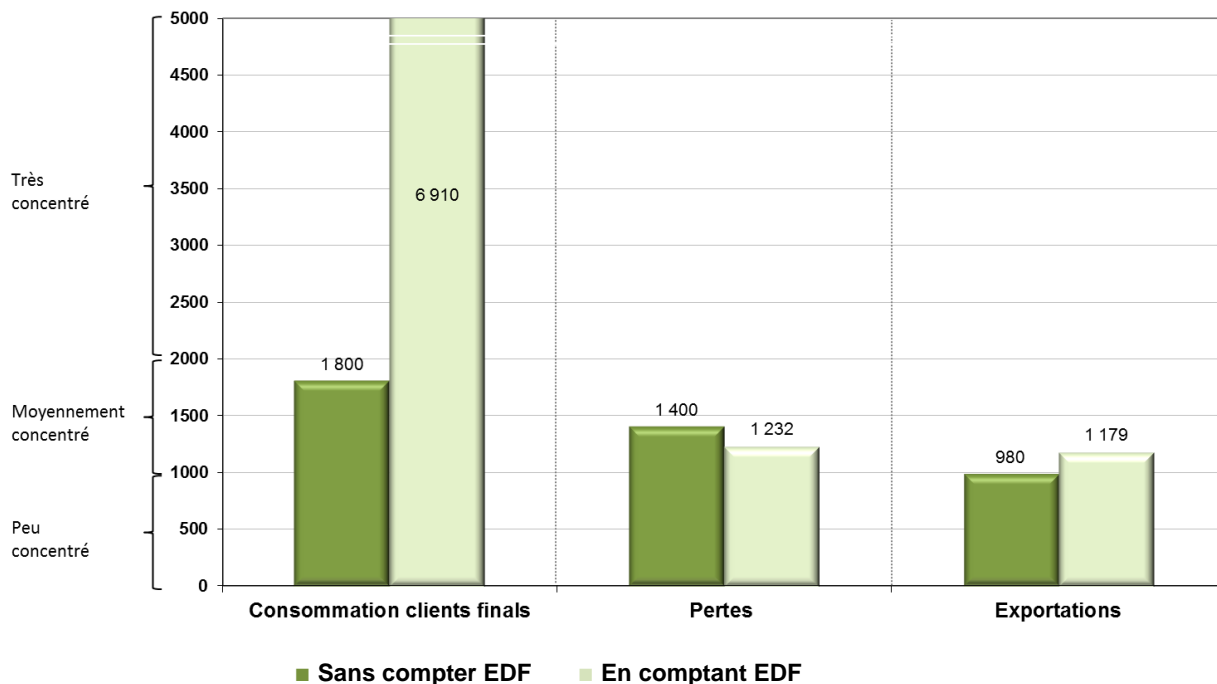
Source : RTE , Analyse CRE

Graphique 27 : Indice de concentration HHI – injections T4 2013



Source : RTE , Analyse CRE

Graphique 28 : Indice de concentration HHI – soutirages en T4 2013



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 T1 2014 / T4 2013		Variation annuelle T1 2014 / T1 2013	
	T1 2013	T2 2013	T3 2013	T4 2013	T1 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Approvisionnements et débouchés									
Approvisionnement (TWh)	224	151	127	184	186	1%	1	-17%	-39
Déstockage	74	5	2	42	51	22%	9	-31%	-23
Importations	149	144	124	142	134	-5%	-8	-10%	-15
Importations terrestres	130	117	102	125	116	-7%	-9	-11%	-14
Importations GNL	19	28	22	17	19	8%	1	-3%	0
Production	1	1	1	0	0	-63%	0	-96%	-1
Débouchés (TWh)	224	151	127	184	186	1%	1	-17%	-39
Stockage	2	44	57	13	9	-33%	-4	415%	7
Consommation clients finals	203	90	53	151	157	4%	6	-23%	-47
Clients distribution	152	56	23	104	116	11%	12	-23%	-36
Clients directement reliés au réseau	51	34	30	47	40	-13%	-6	-21%	-11
Exportations	18	15	16	18	19	4%	1	6%	1
Autres	2	1	1	2	2	-30%	-1	-18%	0
Livraisons aux PEG (TWh)	153	126	140	161	172	7%	11	12%	18
PEG Nord	116	97	108	121	133	10%	12	14%	17
PEG Sud	29	23	28	34	34	1%	0	16%	5
PEG TIGF	8	6	4	6	5	-22%	-1	-37%	-3
Suivi des infrastructures									
Utilisation de la liaison Nord-Sud	87%	93%	97%	99%	100%		1%		12%
Disponibilité liaison Nord Sud	78%	76%	75%	80%	91%		11%		13%
Utilisation de la liaison GRTgaz-TIGF	18%	63%	75%	54%	53%		-1%		35%
Utilisation de Taisnières H	59%	78%	87%	63%	64%		2%		5%
Utilisation de Obergailbach	65%	70%	71%	54%	36%		-18%		-29%
Niveau de stock (TWh au dernier jour du trimestre)	12	52	107	78	36	-54%	-42	205%	24
Injection nette stockages France (GWh/j)	-803	430	588	-313	-470	51%	-158	-41%	332
Emission terminaux méthaniers (GWh/j)	214	306	236	189	209	11%	20	-3%	-6
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	99	109	121	131	128	-3%	-4	29%	29

Source: GRTgaz, TIGF, Storengy – Analyse : CRE

Prix	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T1 2014 / T4 2013		Variation annuelle T1 2014 / T1 2013	
	T1 2013	T2 2013	T3 2013	T4 2013	T1 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Prix Spot (€/MWh)									
PEG Nord day-ahead (moyenne)	29,0	27,7	26,5	27,3	24,5	-10%	-2,8	-16%	-4,5
PEG Sud day-ahead (moyenne)	30,9	30,1	28,0	32,7	29,2	-11%	-3,5	-6%	-1,7
PEG TIGF day-ahead (moyenne)	30,8	30,5	28,3	33,0	29,4	-11%	-3,6	-5%	-1,4
Spread Nord/Sud	2,0	2,4	1,5	5,5	4,7	-13%	-0,7	141%	2,8
Spread PEG Nord/TTF	0,7	0,6	0,5	0,4	0,2	-56%	-0,2	-76%	-0,5
Prix à terme (€/MWh)									
PEG Nord M+1 (moyenne)	27,1	26,9	26,6	28,0	24,9	-11%	-3,1	-8%	-2,1
PEG Nord Y+1 (moyenne)	27,2	26,9	27,0	27,2	25,8	-5%	-1,4	-5%	-1,4
Spread Nord/Sud (M+1)				4,4	4,9	12%	0,5		
Spread PEG Nord/TTF (Y+1)	0,5	0,4	0,5	0,5	0,3	-37%	-0,2	-30%	-0,1
Différentiel Été/Hiver (S+1)	1,7	1,6	1,6	1,5	2,1	41%	0,6	23%	0,4

Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

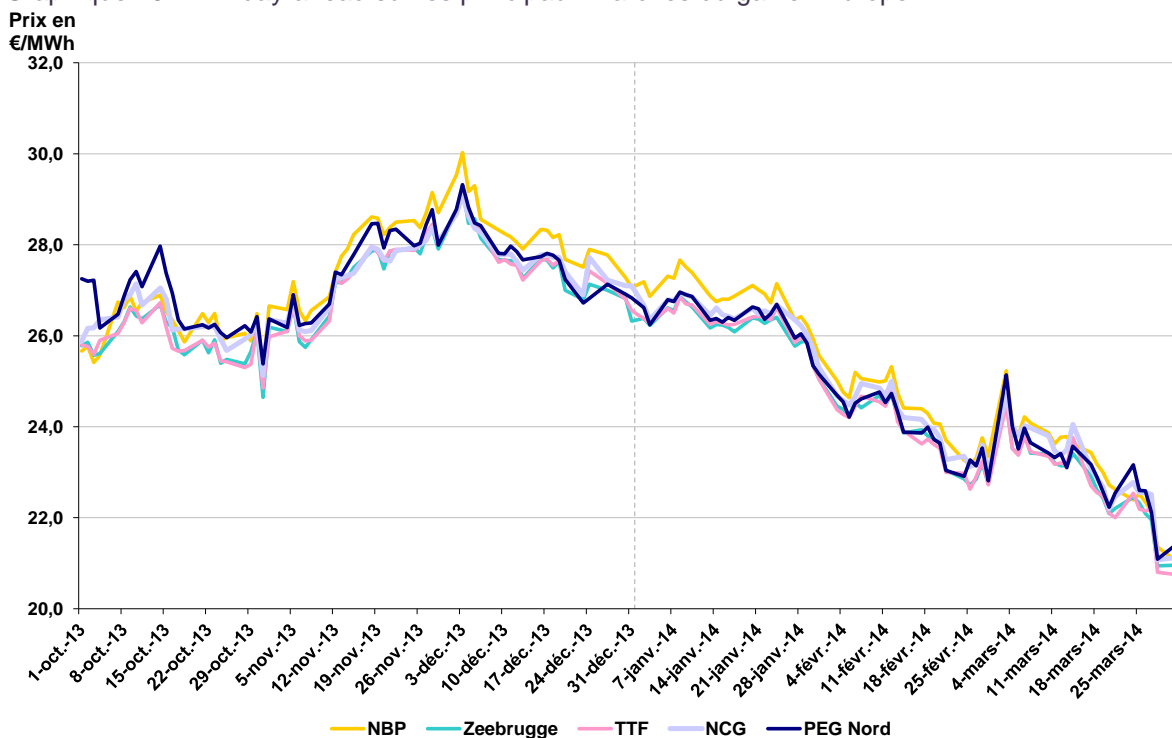
Négoce	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T1 2014 / T4 2013		Variation annuelle T1 2014 / T1 2013	
	T1 2013	T2 2013	T3 2013	T4 2013	T1 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Activité sur le marché de gros français									
Echanges aux PEG* (TWh)	117	82	95	128	139	9%	11	19%	22
En % de la consommation nationale	57%	91%	181%	85%	89%				
Volumes échangés sur le marché intermédiaire français									
Marché spot (TWh)	43	34	32	45	42	-5%	-2	-2%	-1
Intraday	4	4	3	5	5	-7%	-0,3	32%	1,2
Day Ahead	23	19	17	24	25	5%	1,1	8%	1,9
Bourse	16	15	16	24	26	11%	2,6	60%	9,8
Brokers	27	19	16	21	16	-23%	-4,9	-39%	-10,5
Marché à terme (TWh)	86	66	76	64	81	26%	17	-5%	-5
M+1	19	17	27	22	23	4%	0,9	22%	4,1
Q+1	0	5	2	17	0	-98%	-17,0	23%	0,1
S+1	27	26	21	9	28	196%	18,5	3%	0,9
Y+1	4	3	3	4	2	-59%	-2,4	-60%	-2,4
Bourse	8	6	8	8	11	52%	3,9	44%	3,5
Brokers	78	60	68	57	70	23%	12,8	-10%	-8,2
Nombre de transactions sur le marché intermédiaire français									
Marché spot	23 646	22 460	21 237	31 026	33 773	9%	2747	43%	10127
Intraday	4 089	4 657	3 925	5 791	5 929	2%	138	45%	1840
Day Ahead	15 564	14 364	14 283	20 547	22 898	11%	2351	47%	7334
Bourse	13 517	14 134	14 880	22 312	25 621	15%	3309	90%	12104
Broker	10 129	8 326	6 357	8 714	8 152	-6%	-562	-20%	-1977
Marché à terme	23 646	22 460	21 237	31 026	33 773	9%	2747	43%	10127
M+1	592	542	609	726	744	2%	18	26%	152
Q+1	6	44	21	156	6	-96%	-150	0%	0
Y+1	16	13	19	29	7	-76%	-22	-56%	-9
Bourse	13 517	14 134	14 880	22 312	25 621	15%	3309	90%	12104
Broker	10 129	8 326	6 357	8 714	8 152	-6%	-562	-20%	-1977
Concentration du marché français du gaz									
Nombre d'expéditeurs actifs sur le marché	82	84	86	89	91	2%	2	11%	9
dont actifs chez Powernext Gas Spot	41	40	40	40	41	2%	1	0%	0
dont actifs chez Powernext Gas Futures	26	26	27	28	30	7%	2	15%	4

Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

III. Graphiques

Evolution des prix en France et en Europe

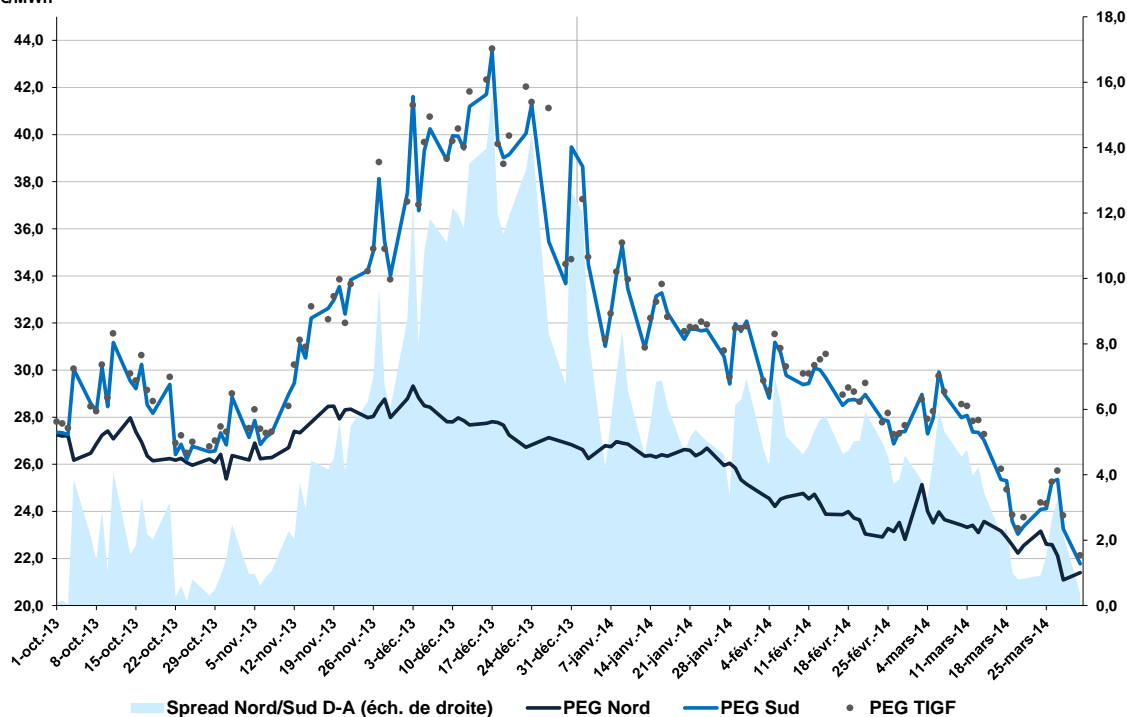
Graphique 29 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe



Source: Powernext EOD ; Heren – Analyse : CRE

Graphique 30 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français

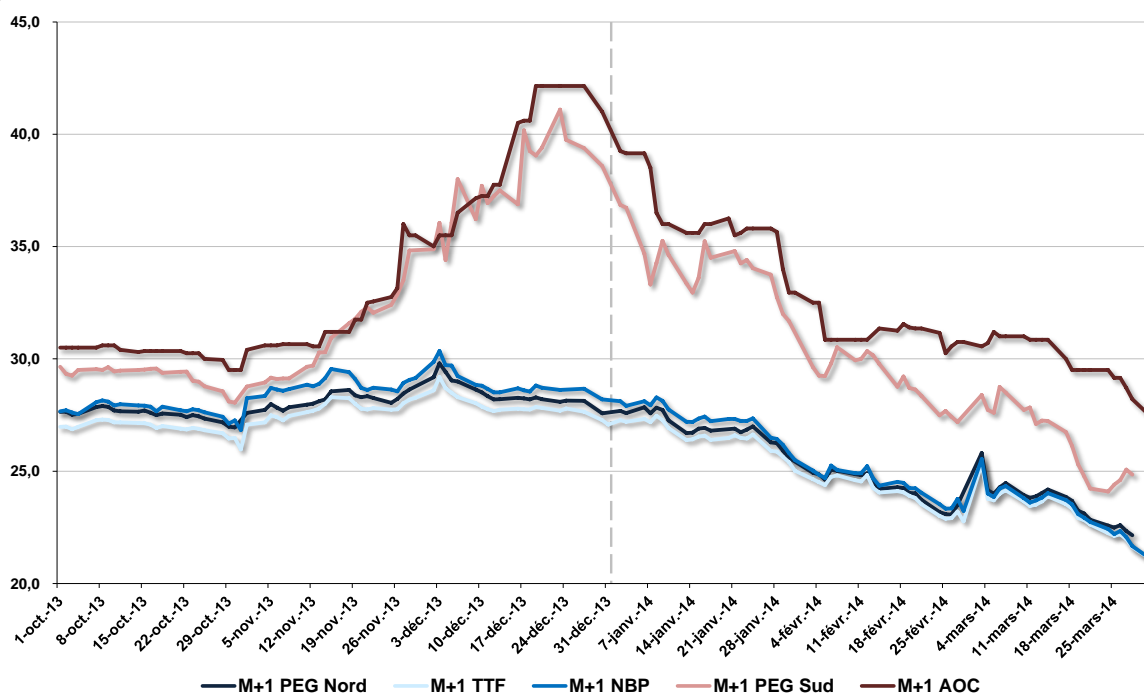
Prix en €/MWh



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

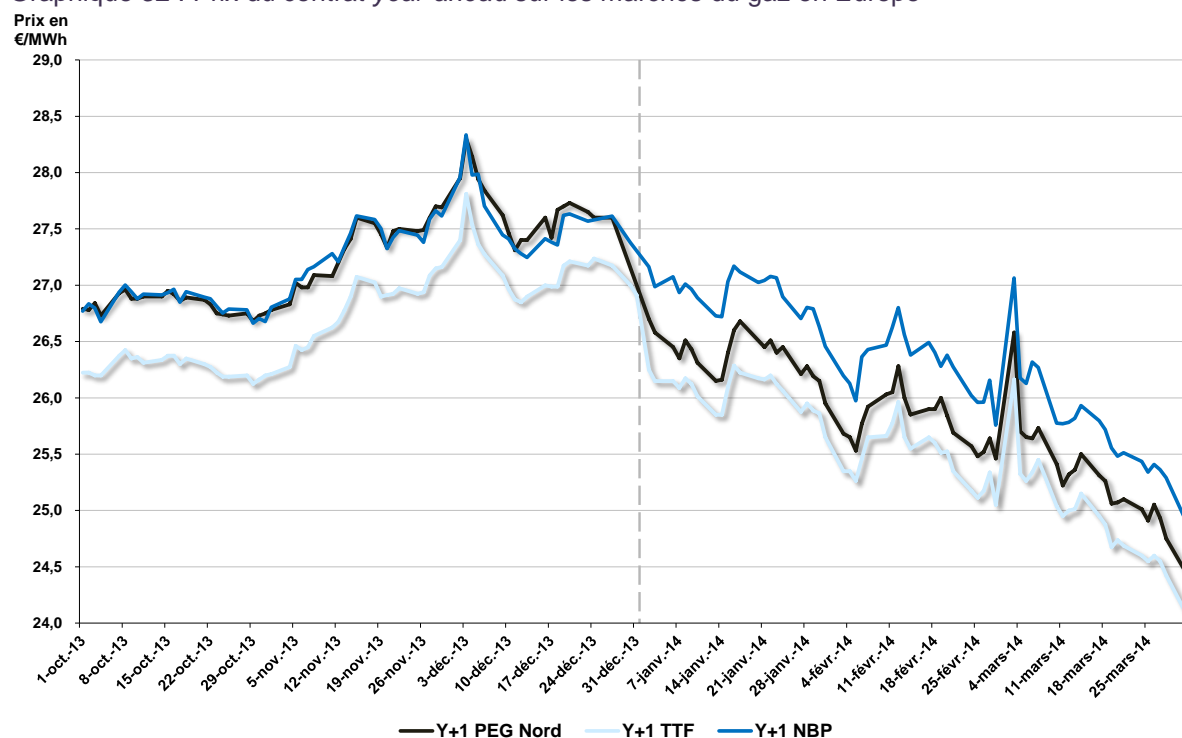
Graphique 31 : Prix du contrat *month-ahead* sur les marchés du gaz en Europe

Prix en €/MWh



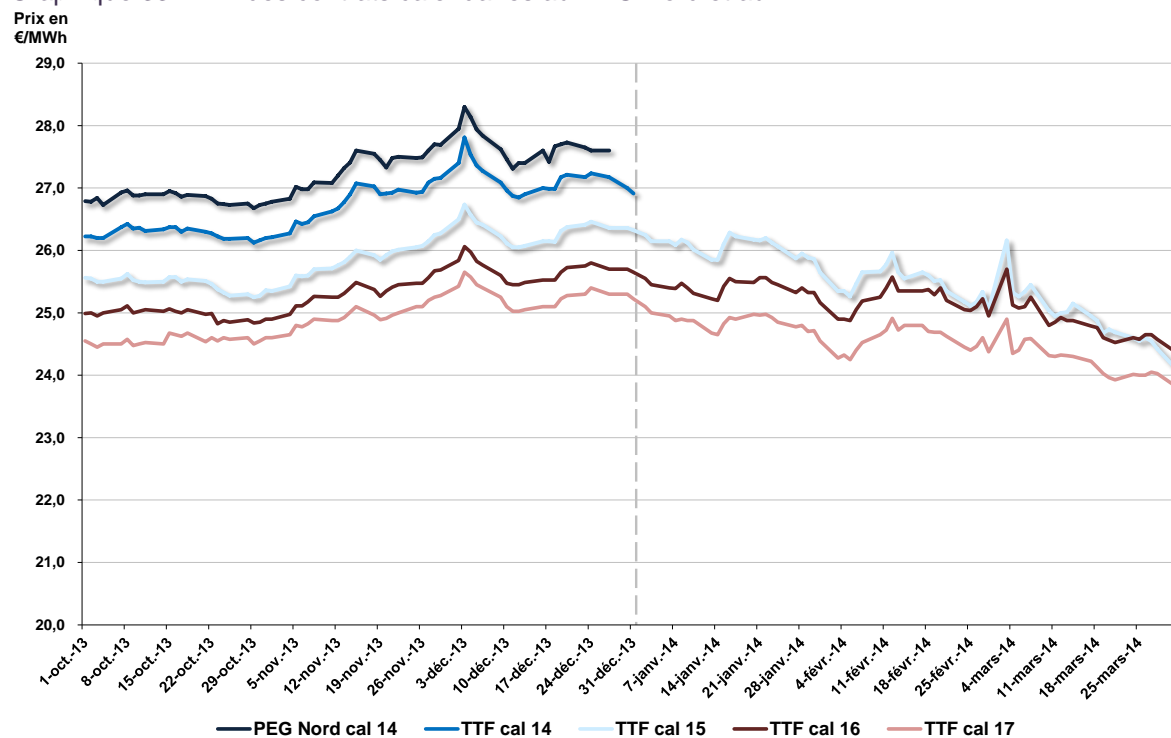
Source: Powernext ; Heren – Analyse : CRE

Graphique 32 : Prix du contrat *year-ahead* sur les marchés du gaz en Europe



Source: Powernext ; Heren – Analyse : CRE

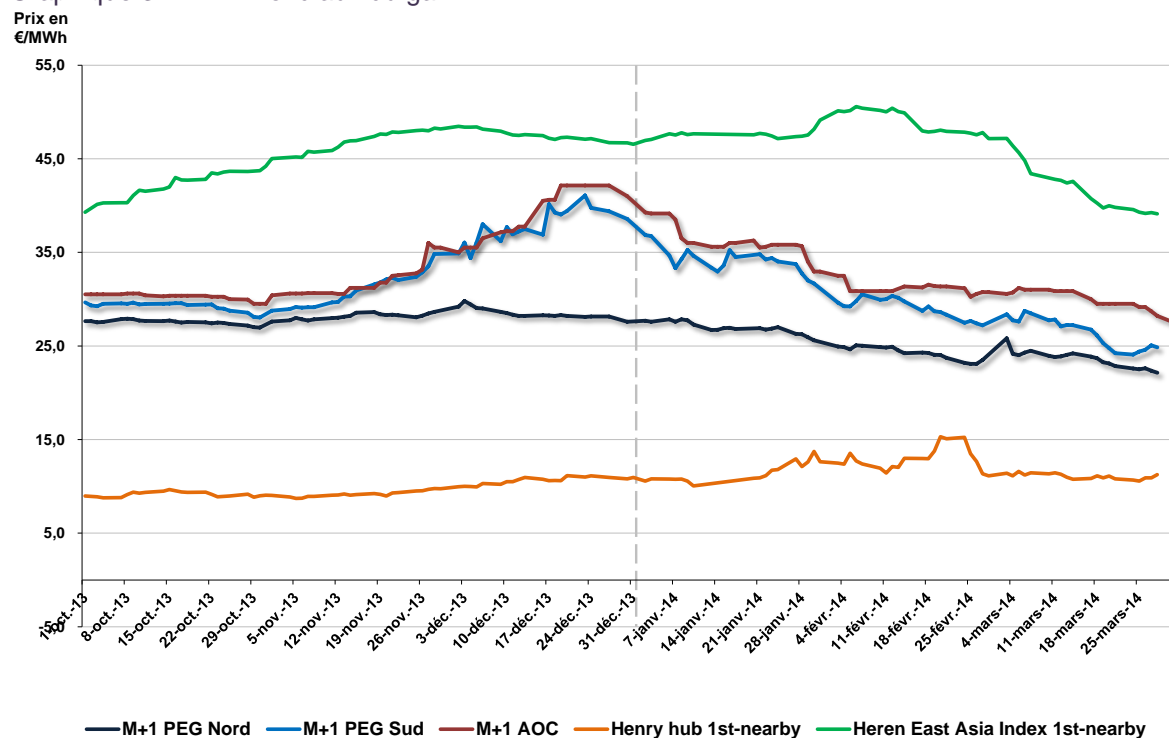
Graphique 33 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF



Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

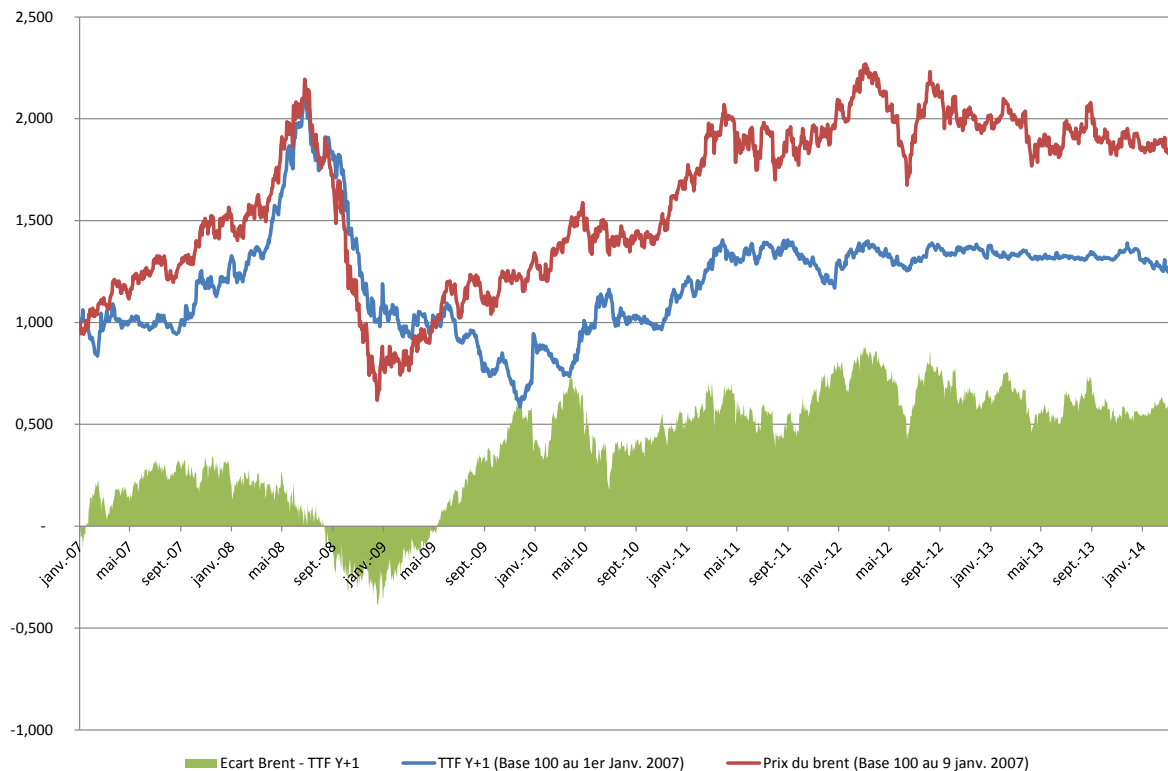
Contexte international

Graphique 34 : Prix mondiaux du gaz



Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

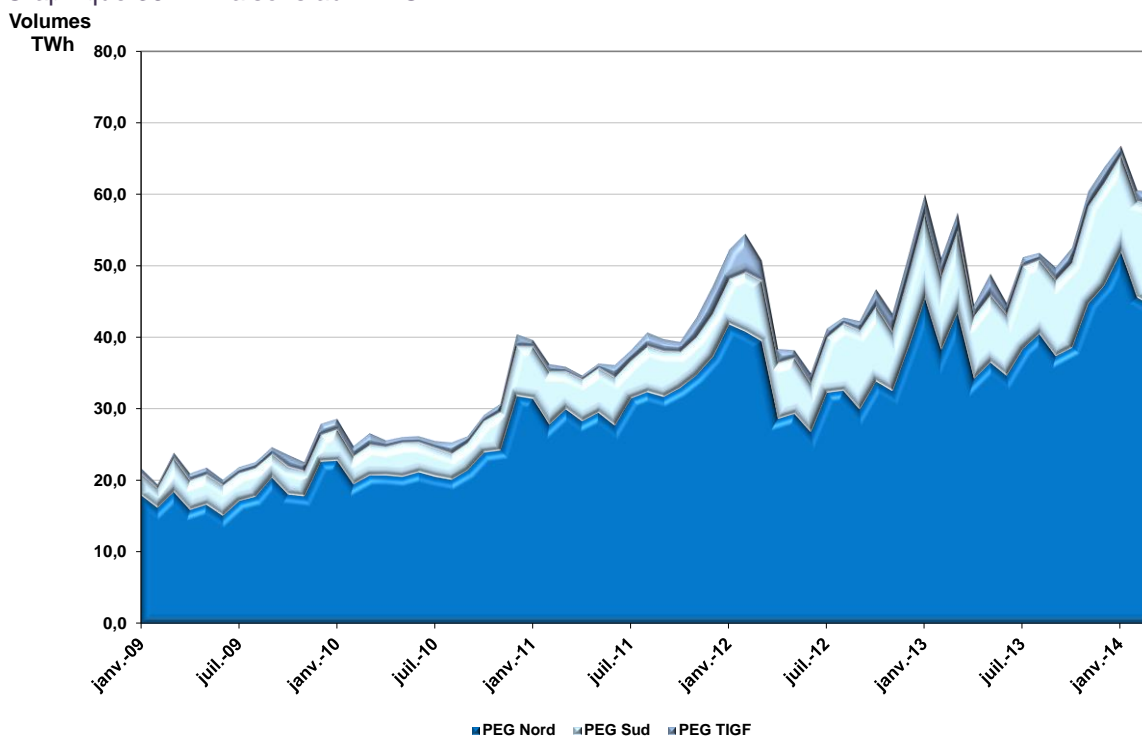
Graphique 35 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers



Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

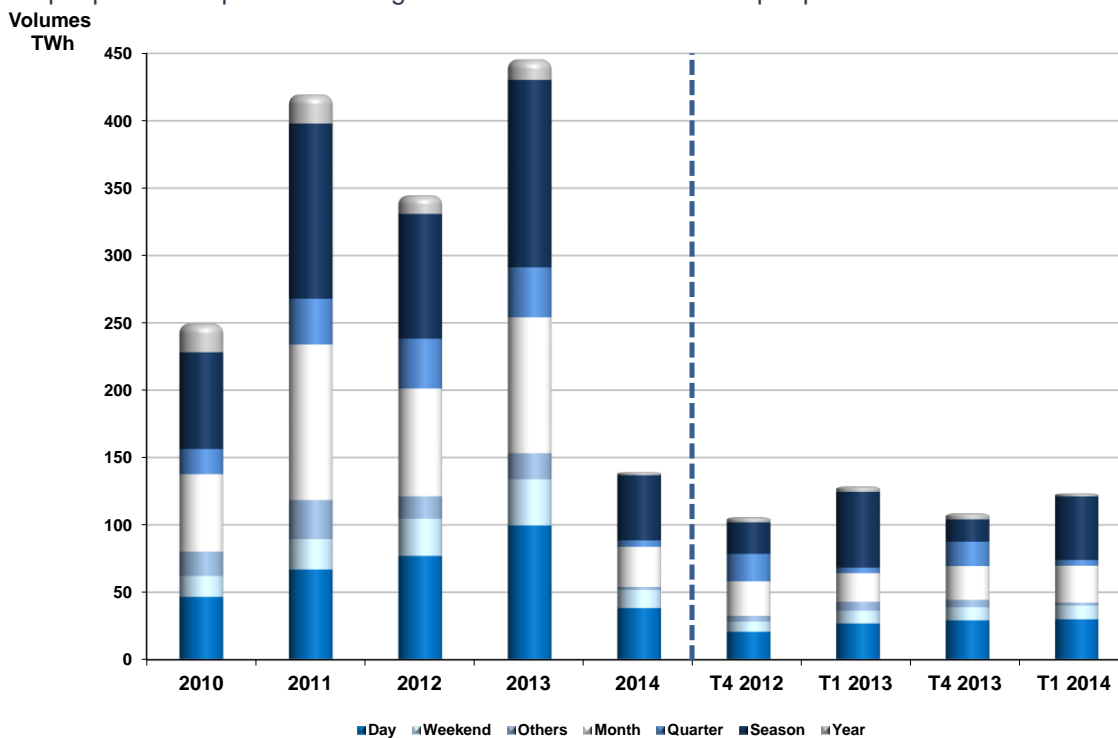
Développement du négoce dans le marché français

Graphique 36 : Livraisons aux PEG



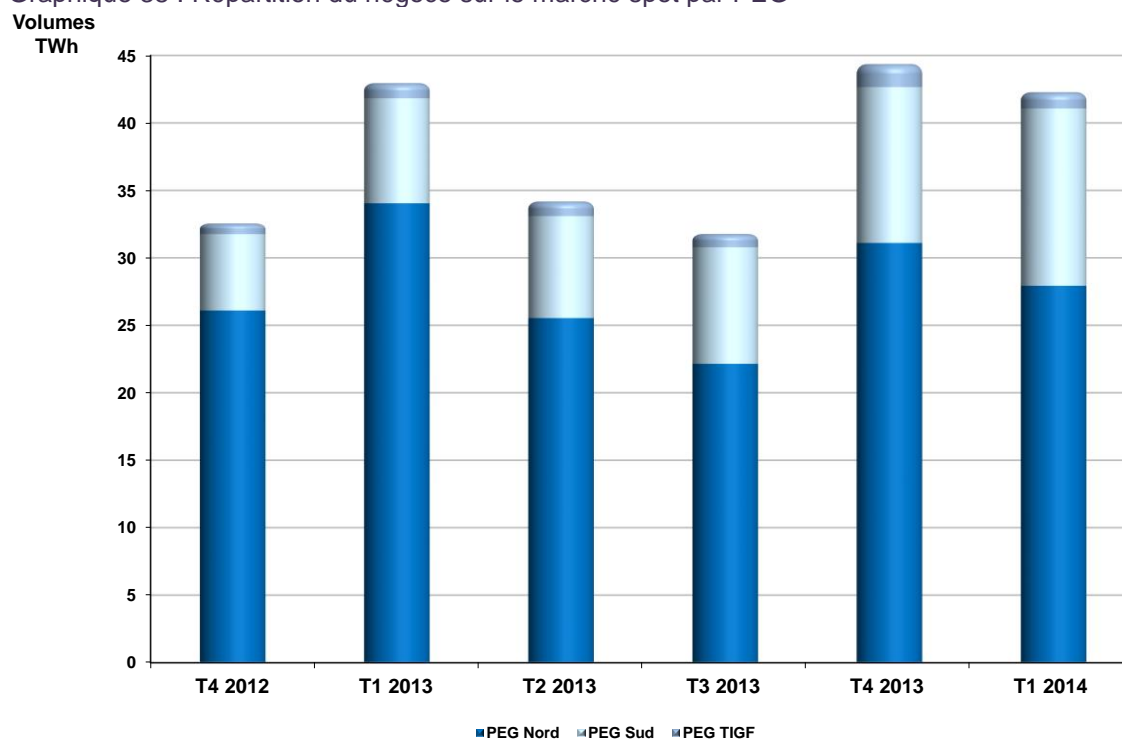
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Graphique 37 : Répartition du négoce sur le marché intermédiaire par produit



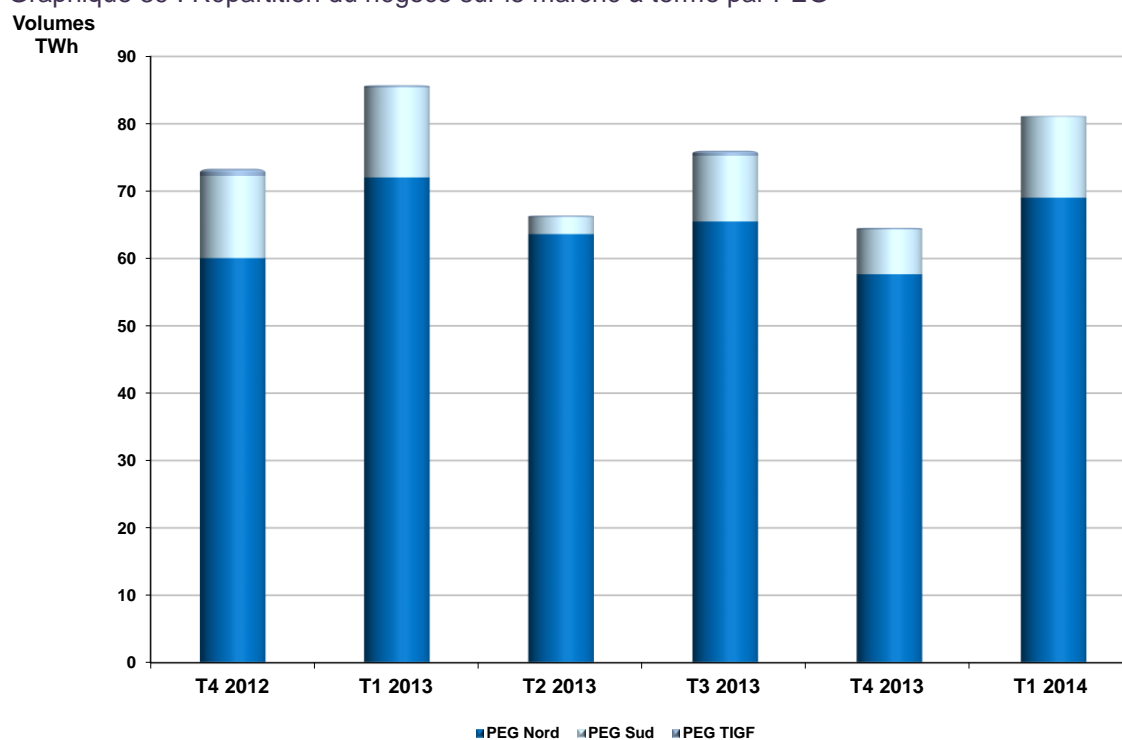
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Graphique 38 : Répartition du négoce sur le marché spot par PEG



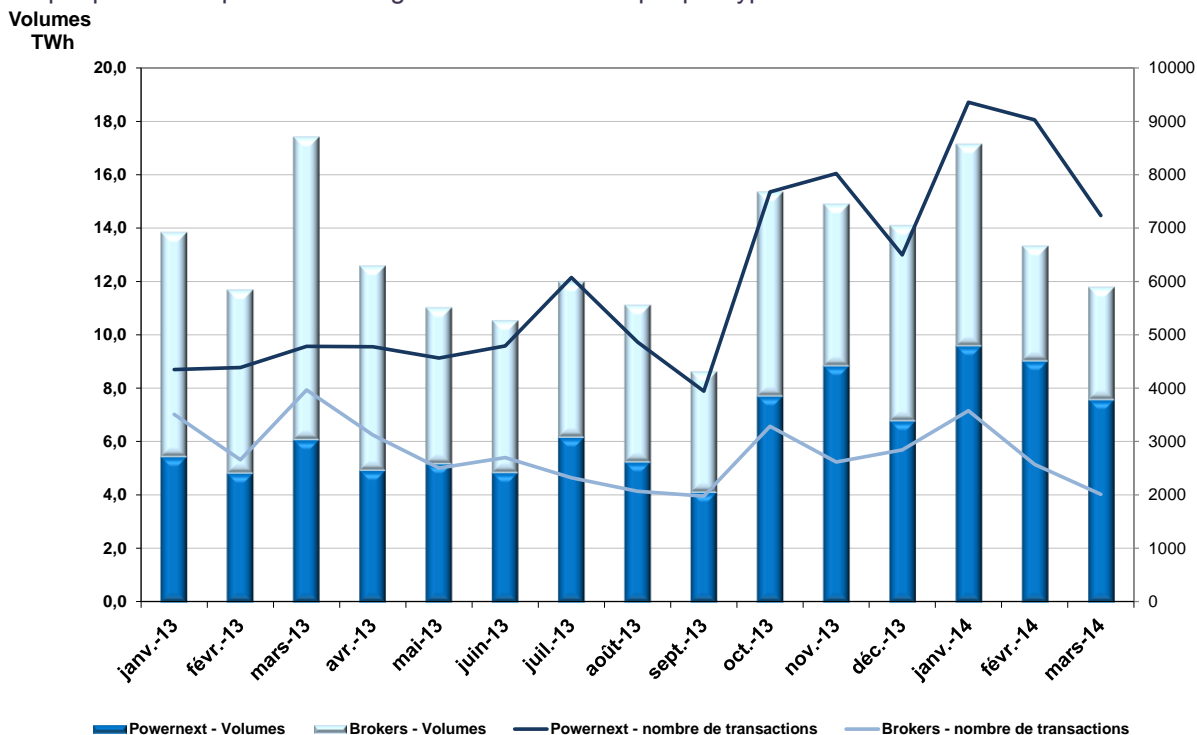
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Graphique 39 : Répartition du négoce sur le marché à terme par PEG



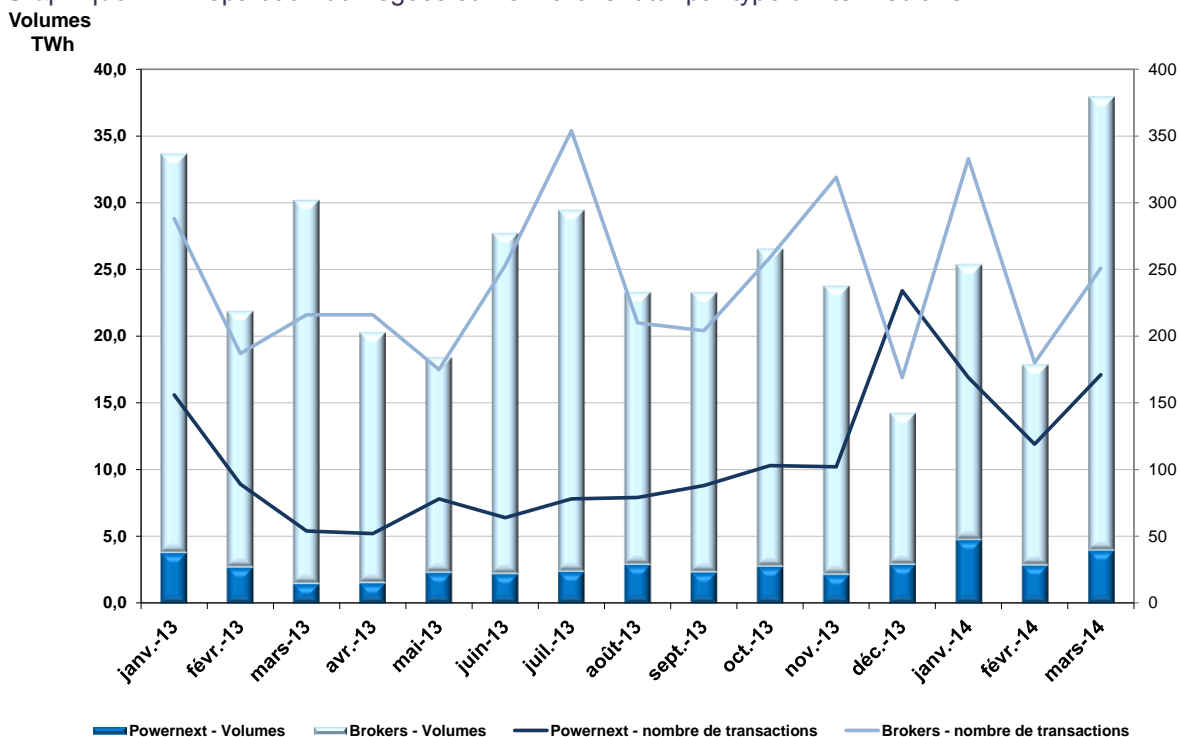
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

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



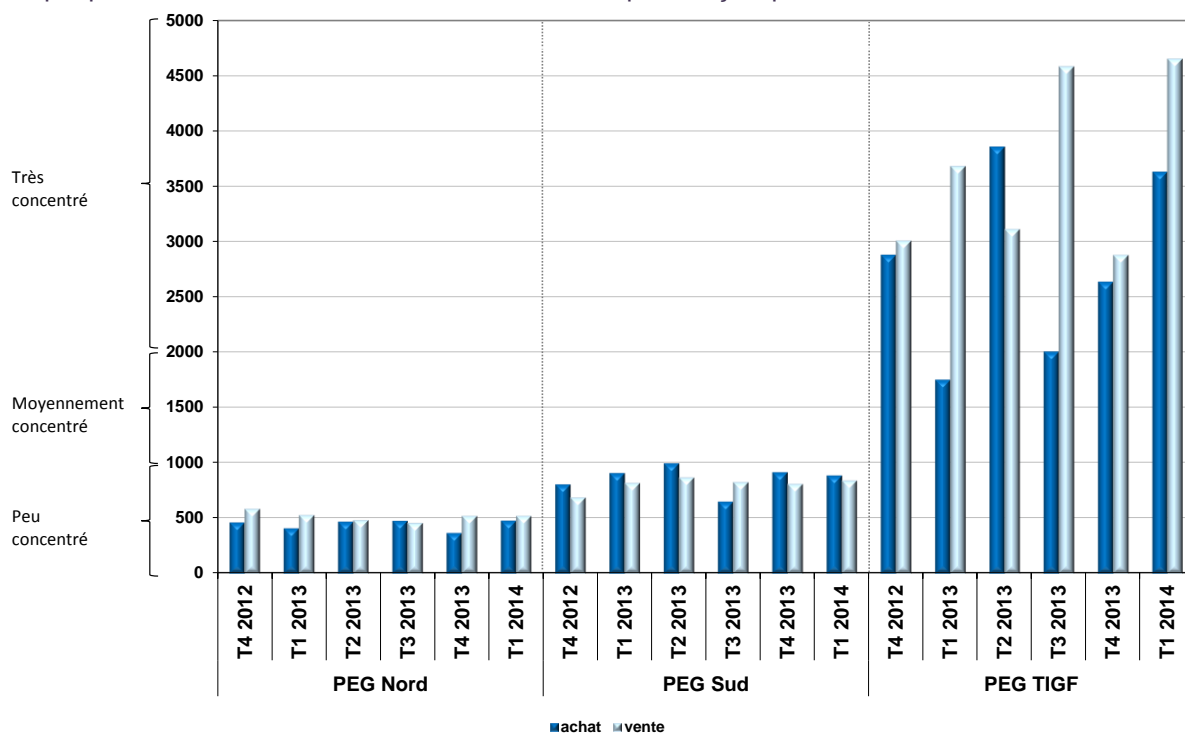
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Graphique 41 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire



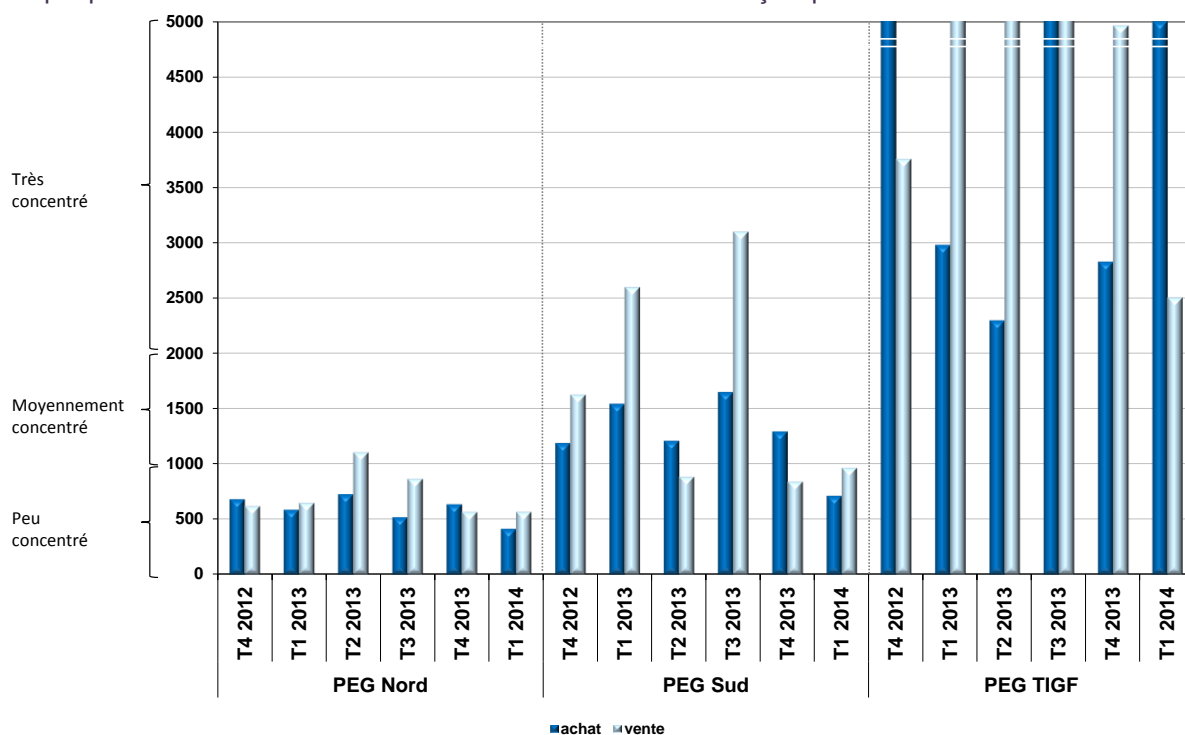
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Graphique 42 : Indices de concentration du marché spot français par PEG



Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

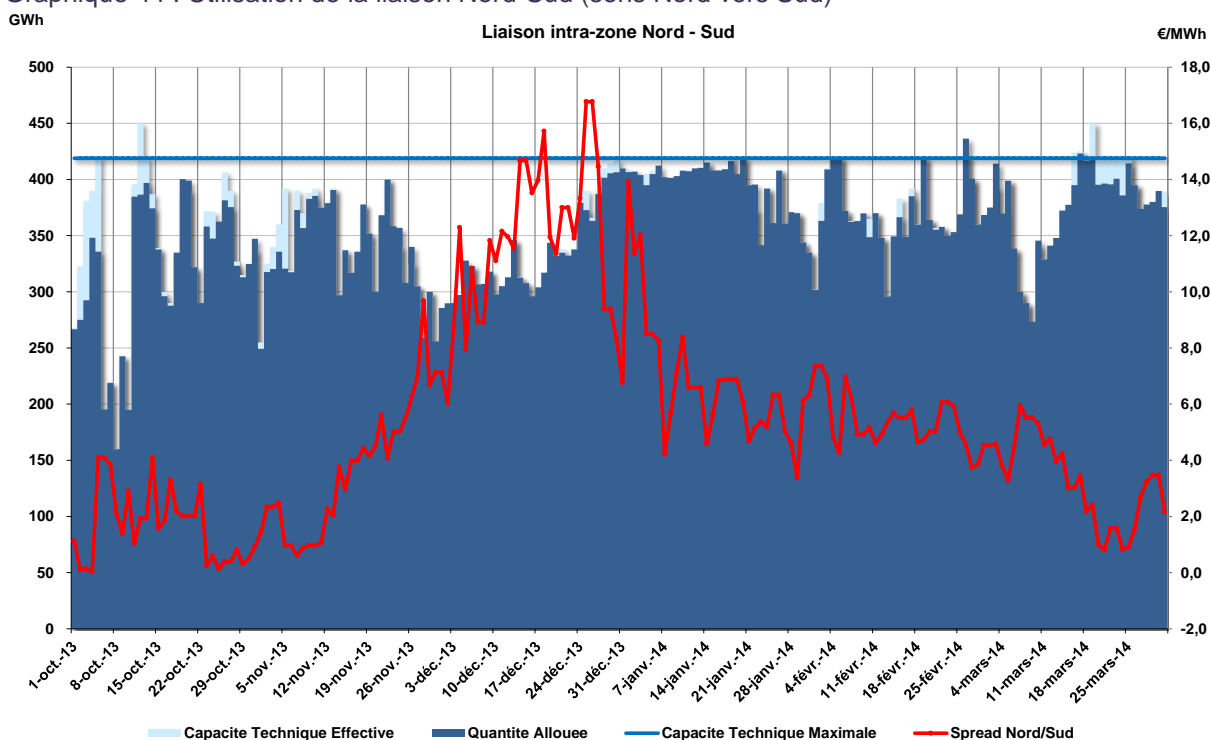
Graphique 43 : Indices de concentration du marché à terme français par PEG



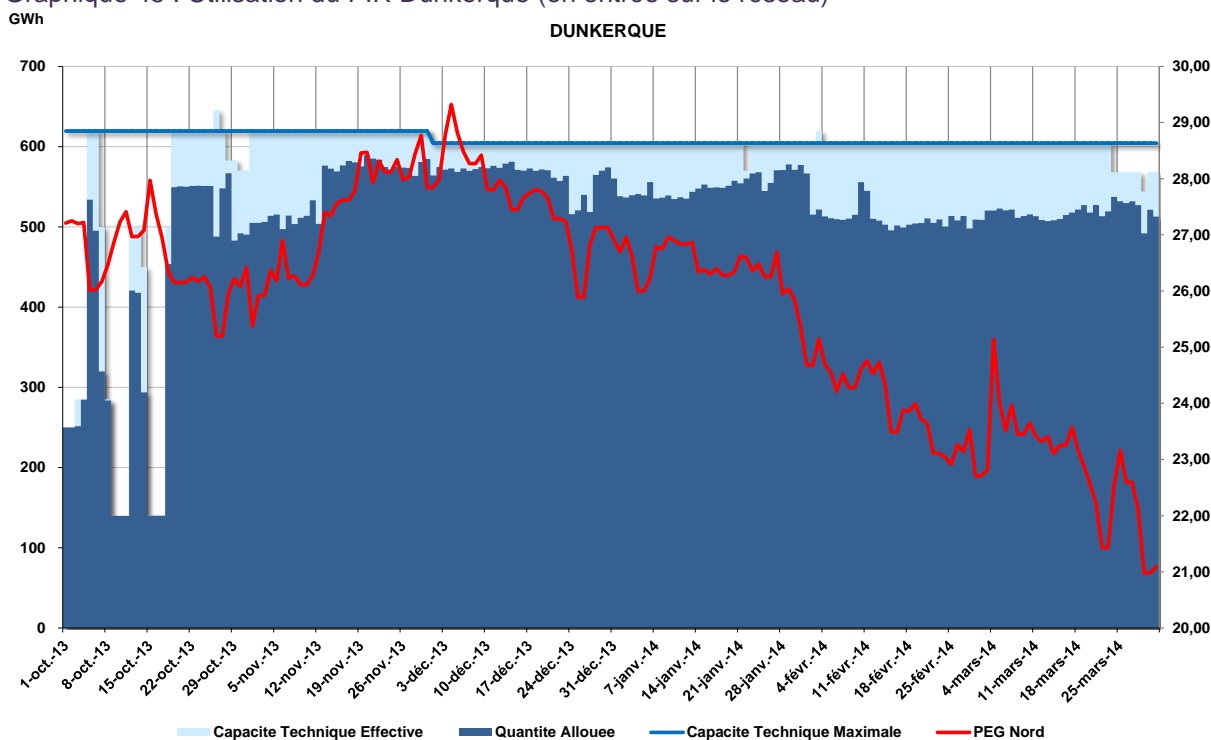
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Utilisation des infrastructures

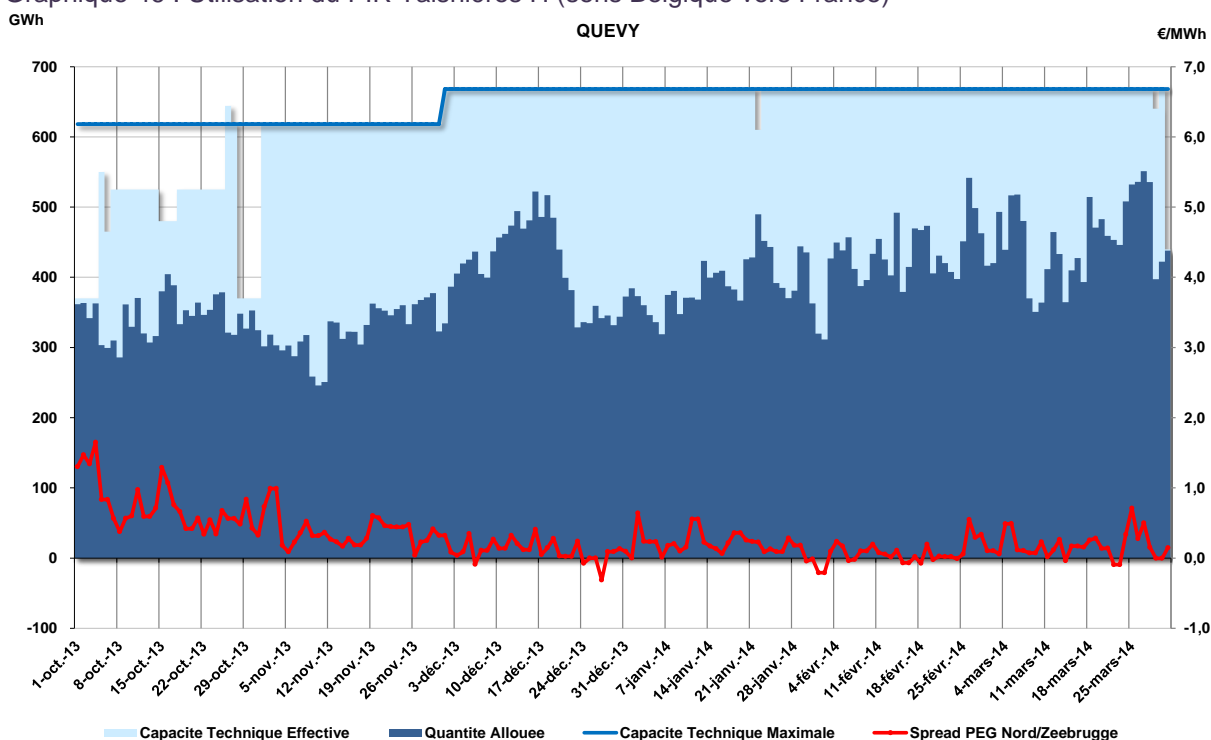
Graphique 44 : Utilisation de la liaison Nord-Sud (sens Nord vers Sud)



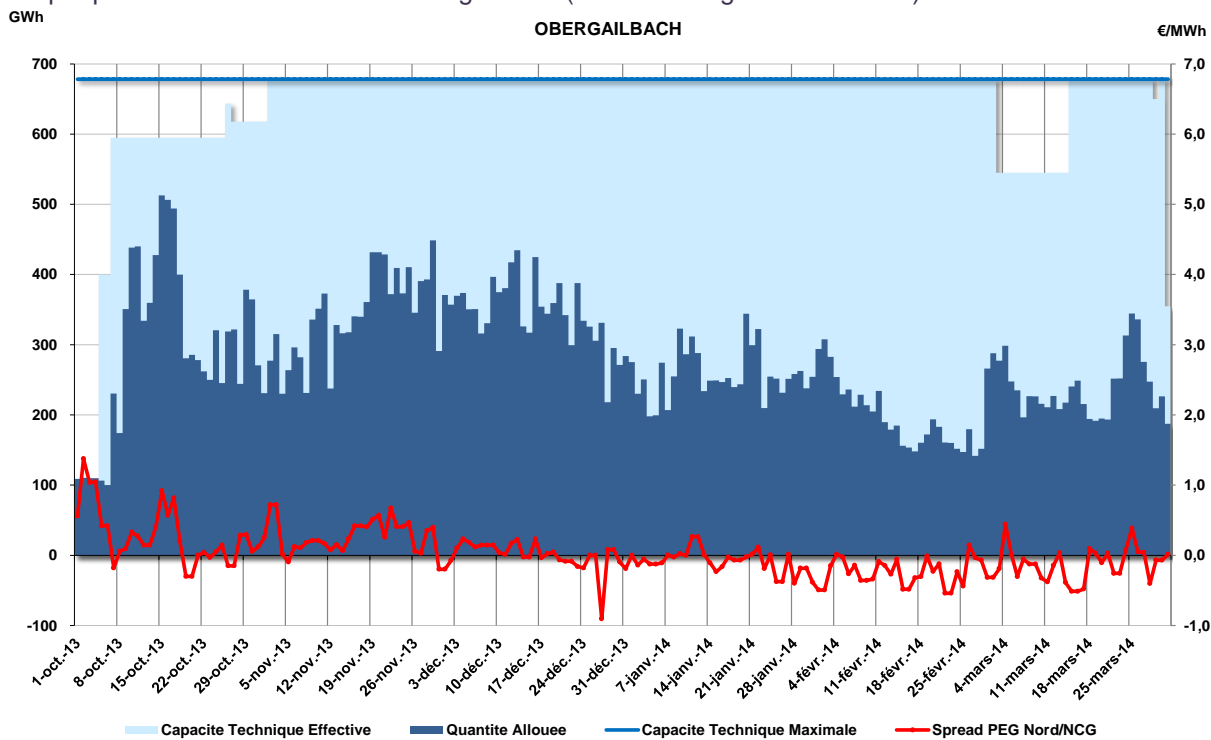
Graphique 45 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau)



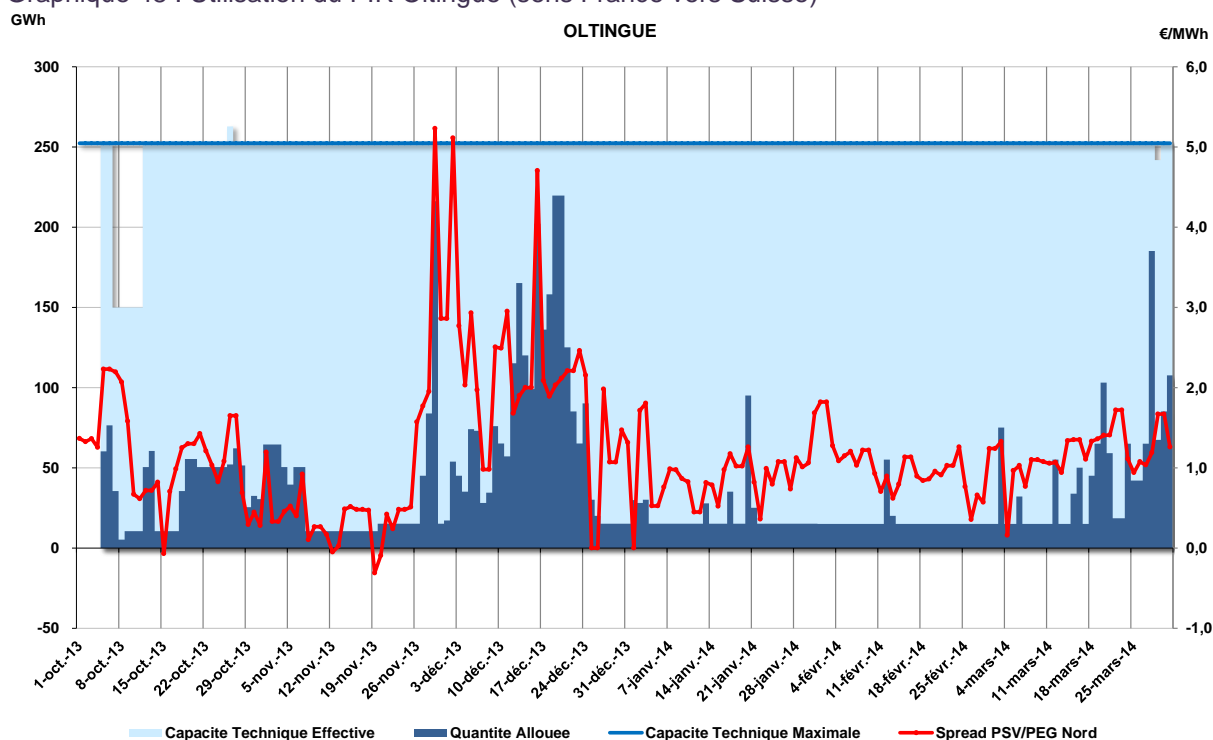
Graphique 46 : Utilisation du PIR Taisnières H (sens Belgique vers France)



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

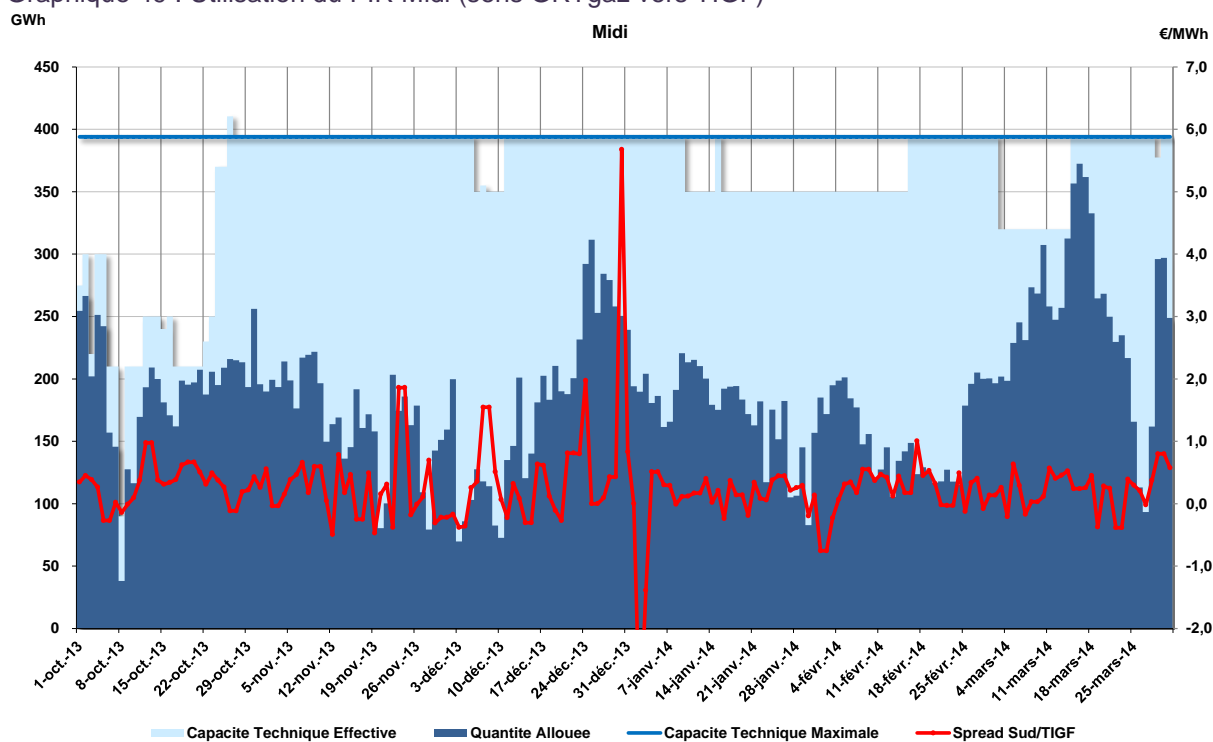


Graphique 48 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse)



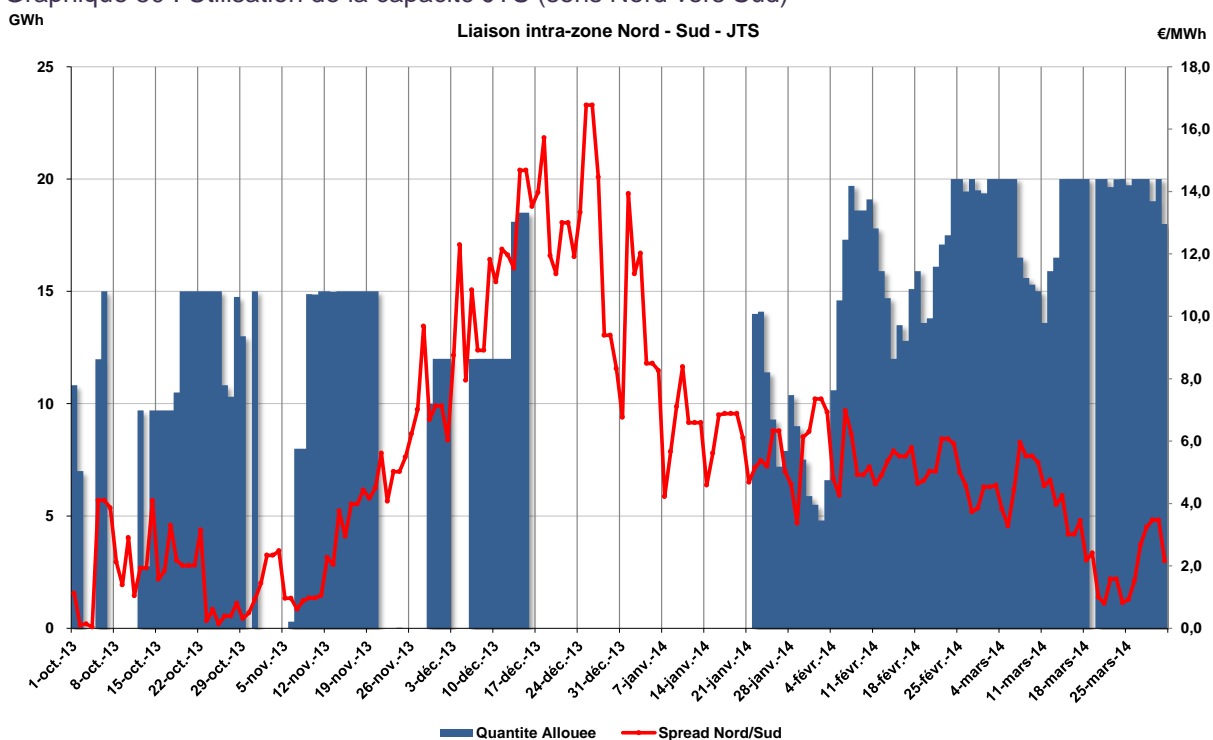
Source: Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

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



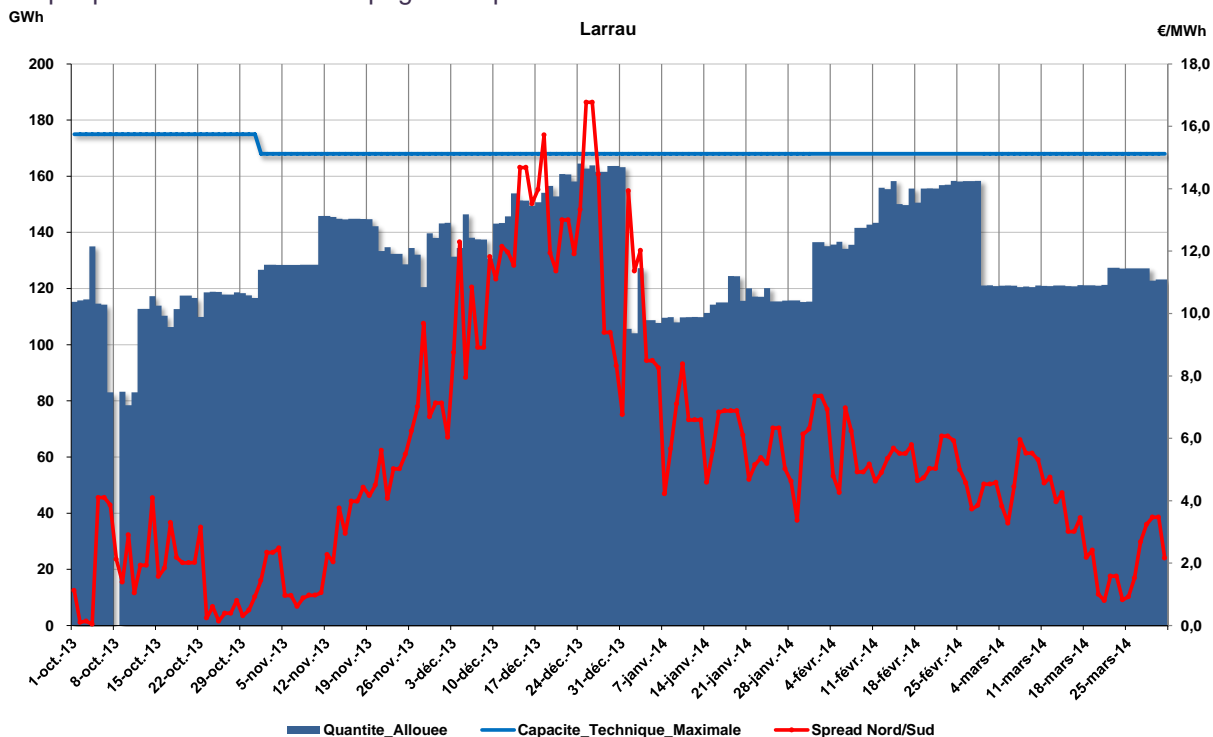
Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

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



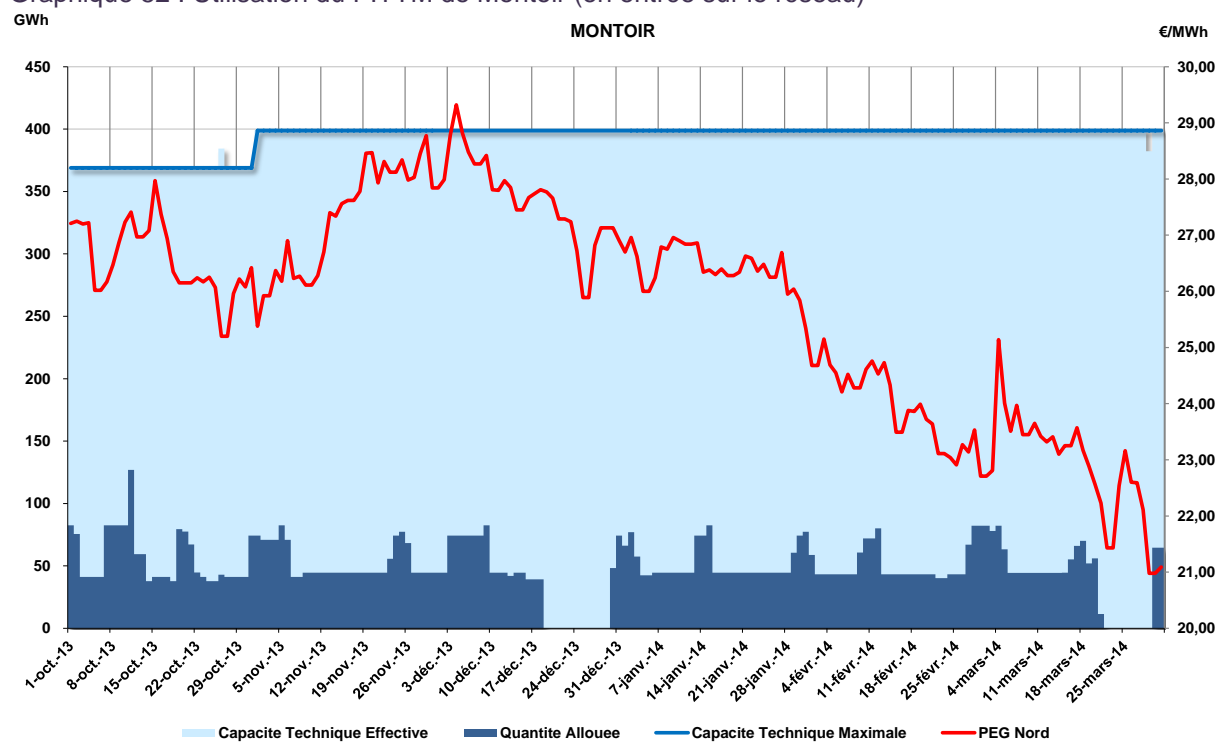
Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

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

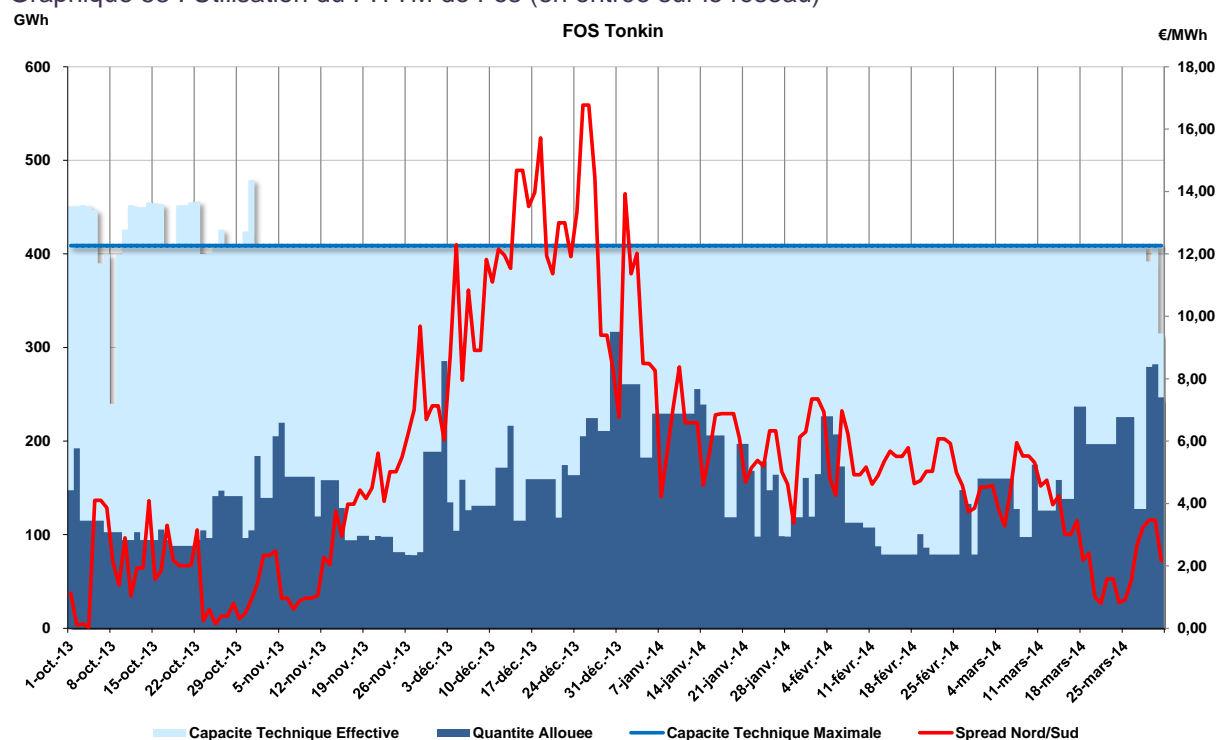


Source: Powernext, TIGF – Analyse : CRE

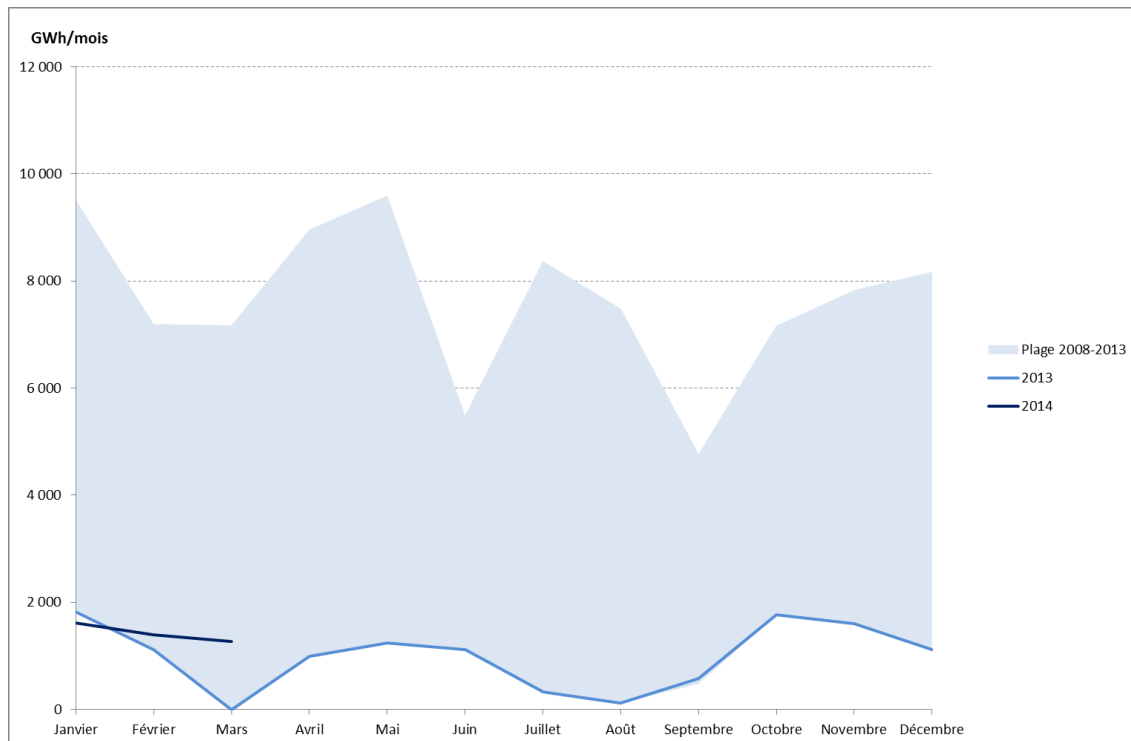
Graphique 52 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau)



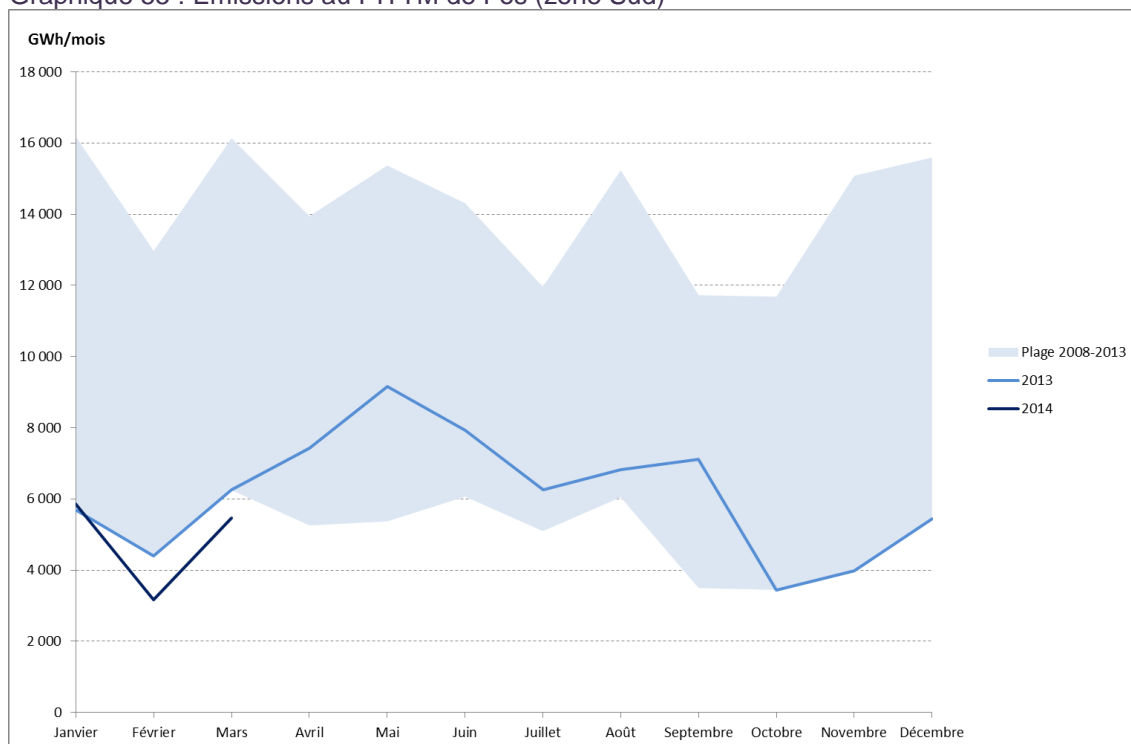
Graphique 53 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau)



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

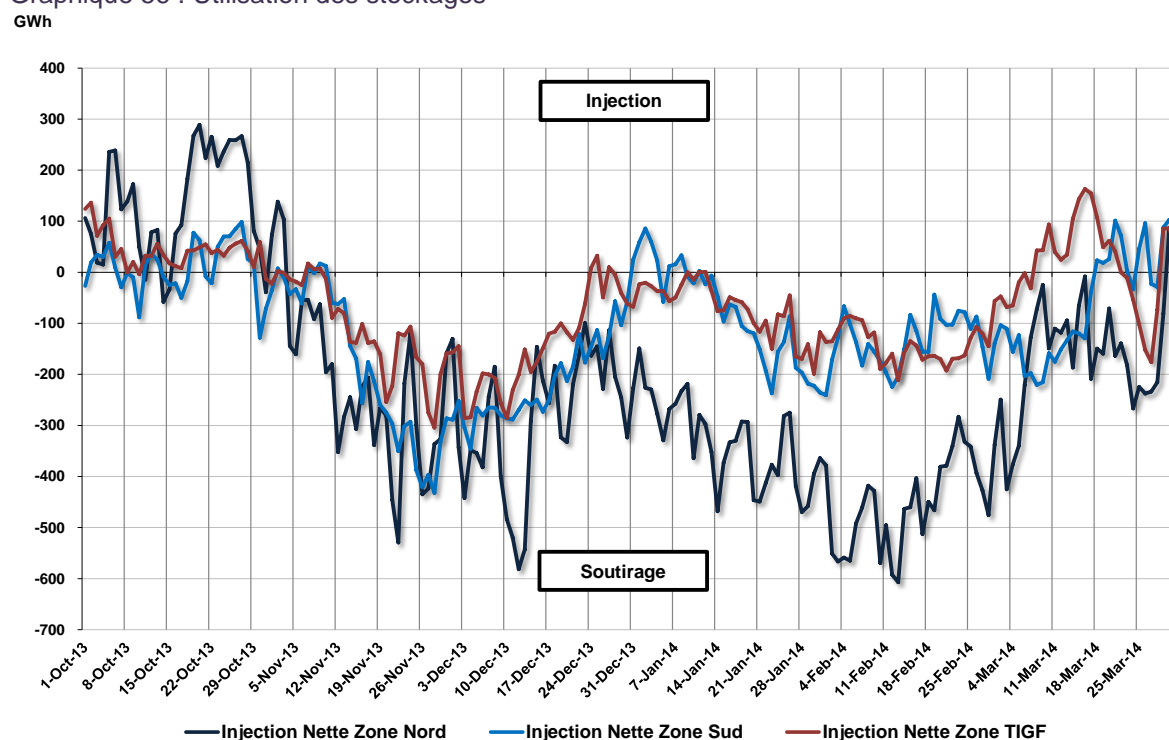


Graphique 55 : Emissions au PITTM de Fos (zone Sud)



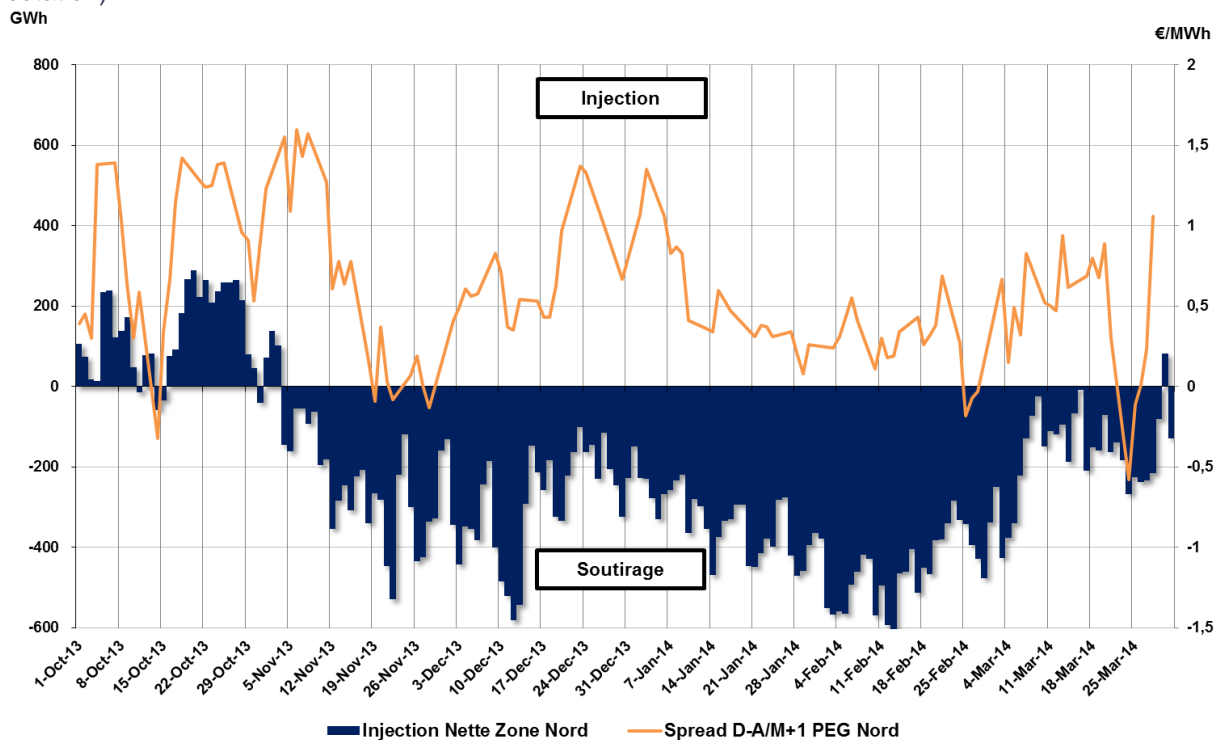
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 56 : Utilisation des stockages



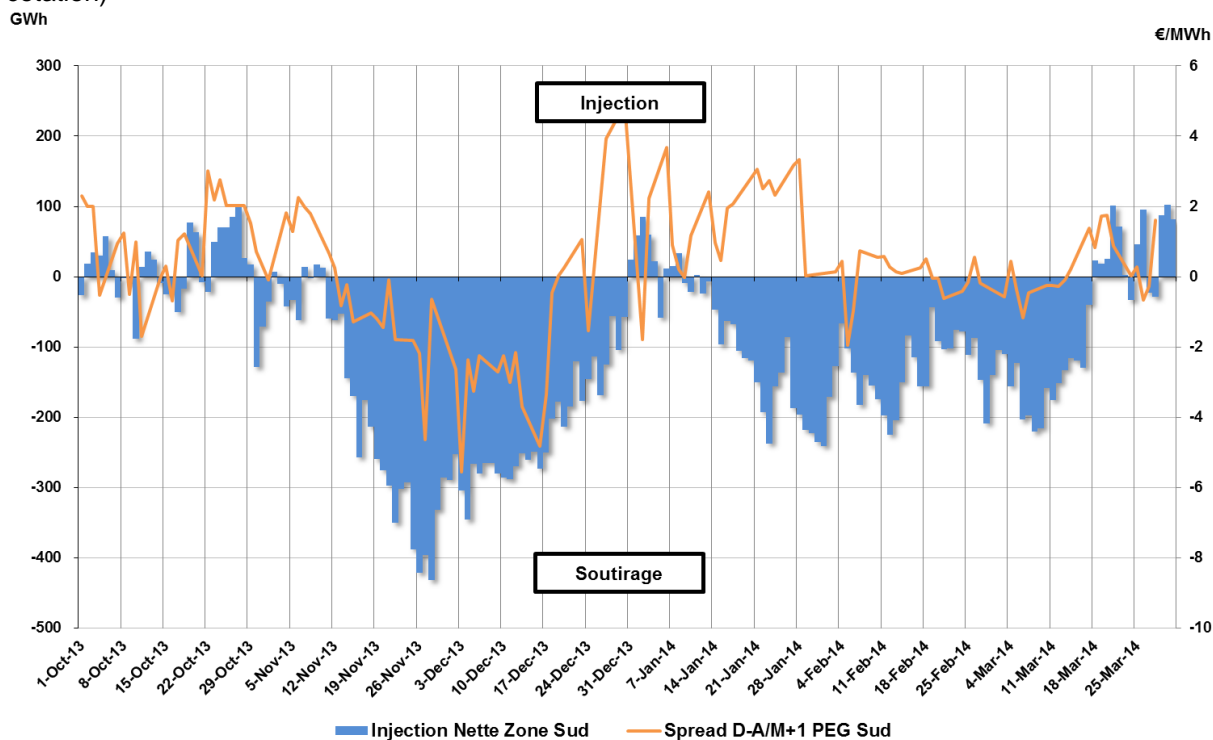
Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Graphique 57 : Variation Nette des stockages en Zone Nord versus spread temporels (même jour de cotation)



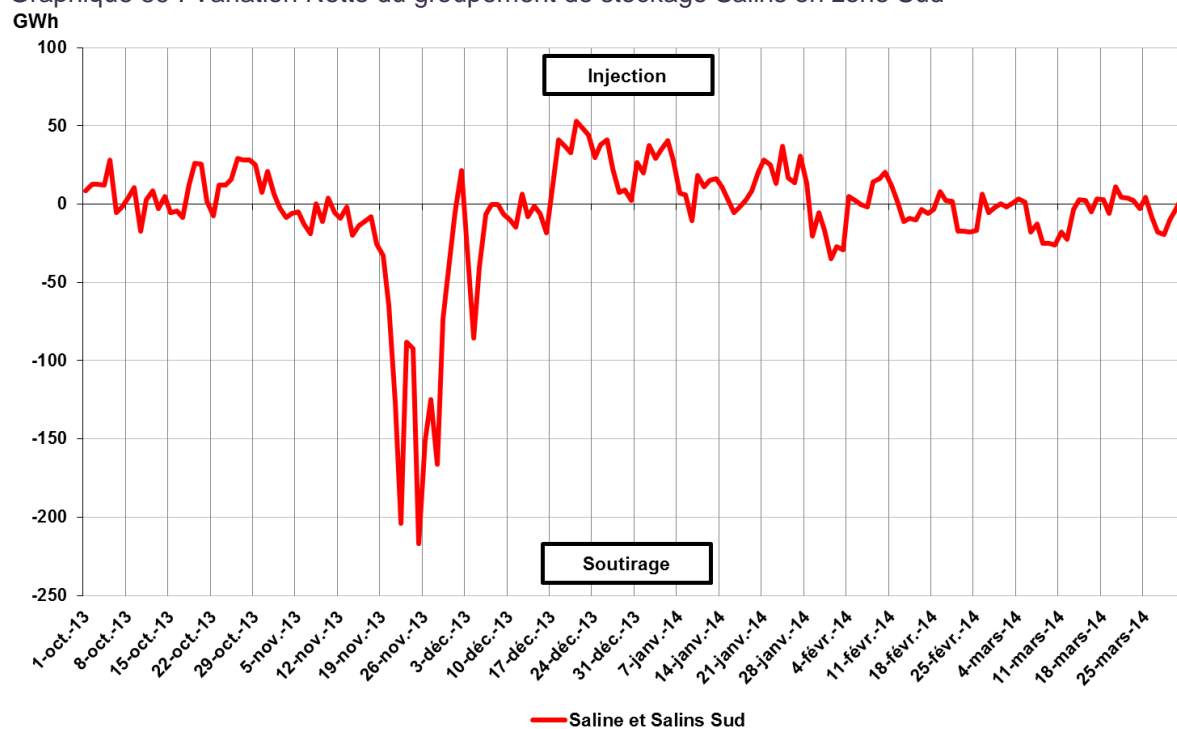
Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

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



Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 59 : Variation Nette du groupement de stockage Salins en zone Sud



Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Marché de gros du CO₂

I. Principales dates

8 janvier : le Comité sur le changement climatique a donné son accord sur l'amendement de la réglementation enchères concernant le *backloading* de quotas. L'accord concerne le report de la mise sur le marché de 900 millions de quotas d'émission pendant la phase III (400M en 2014, 300M en 2015, 200M en 2016).

22 janvier : proposition de la Commission européenne de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40% d'ici 2030 par rapport à 1990 et d'augmenter la part des énergies renouvelables à 27% d'ici 2030. La Commission a également proposé une réserve de stabilité de marché (« *market stability reserve* ») à partir de 2021 pour répondre à la situation de surplus de quotas et renforcer le système en cas de forte baisse de la demande.

30 janvier : le comité ENVI du Parlement européen a voté en faveur de la mise en réserve de quotas et s'est prononcée en faveur d'un raccourcissement du délai d'examen de la mesure de *backloading* par le Parlement et le Conseil européens.⁵

11 février : décision du Parlement européen de raccourcir le délai d'examen de la mesure de *backloading* et d'effectuer les amendements à la réglementation des enchères de quotas.

24 février : vote du Conseil européen entérinant la procédure de *backloading*⁶. Le montant total des quotas qui seront mis aux enchères en 2014 sera réduit de 400M de tonnes de CO₂.

26 février : la Commission européenne autorise la distribution gratuite de quotas pour le secteur industriel à tous les Etats-membres de l'Union européenne pour l'année 2013.

27 février : publication des nouveaux calendriers des enchères par ICE et ECX à partir de mars 2014, mettant en œuvre la réduction de 400M de quotas.

28 février : date limite pour la livraison des quotas alloués pour l'année 2013.

31 mars : date d'envoi des rapports d'émissions réelles de l'année 2013.

⁵ Voir les liens sur le site de la Commission européenne :
http://ec.europa.eu/clima/news/articles/news_2014012202_en.htm
http://ec.europa.eu/clima/news/articles/news_2014012201_en.htm

Proposition de réserve de stabilité de marché de la CE :
http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/docs/com_2014_20_en.pdf

⁶ Voir le lien : http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2014.056.01.0011.01.ENG

II. Chiffres clés

Tableau 9 : Volumes des produits EUA / CER échangés sur le marché de gros du CO₂

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T1 2014 / T4 2013		Variation annuelle T1 2014 / T1 2013	
	T1 2013	T2 2013	T3 2013	T4 2013	T1 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Volumes échangés (Mt)									
Volumes EUA	2947	2910	1836	2501	3297	+32%	796	+12%	350
<i>bourse</i>	2361	2249	1606	2104	2701	+28%	597	+14%	340
<i>brokers</i>	586	661	230	379	596	+50%	217	+2%	10
Volumes CER	273	157	118	188	135	-28%	-53	-51%	-138
<i>bourse</i>	175	92	75	121	89	-26%	-32	-49%	-86
<i>brokers</i>	98	65	43	67	46	-31%	-21	-53%	-52
Volumes EUA bourse (Mt)									
EUA spot	207	325	211	234	260	+11%	26	+26%	53
EUA futurs									
<i>Déc'13</i>	1445	1235	899	1035					
<i>Déc'14</i>	232	261	254	488	1631	x3	1143	x7	1399

Source: ECX, EEX, LEBA – Analyse : CRE

Tableau 10 : Evolution des prix des produits EUA / CER sur les marchés du CO₂

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T1 2014 / T4 2013		Variation annuelle T1 2014 / T1 2013	
	T1 2013	T2 2013	T3 2013	T4 2013	T1 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Prix spot (€/tCO₂)									
Ecart prix moyen spot EUA/CER	4,5	3,7	4,0	4,3	5,5	28%	1,2	23%	1
Prix moyen spot EUA	4,6	3,9	4,6	4,8	5,8	+23%	1,1	+26%	1,2
Prix moyen spot CER	0,2	0,2	0,6	0,5	0,3	-30%	-0,2	+92%	0,1
Prix futur (€/tCO₂)									
EUA									
Prix moyen Déc'13 EUA	4,8	3,9	4,6	4,7					
Prix moyen Déc'14 EUA	5,0	4,1	4,8	4,9	5,9	+21%	1,0	+19%	0,9
CER									
Prix moyen Déc'13 CER	0,4	0,4	0,6	0,5					
Prix moyen Déc'14 CER	0,4	0,4	0,6	0,4	0,3	-29%	-0,1	-23%	-0,1

Source: ECX, EEX, LEBA – Analyse : CRE

Tableau 11 : Matières premières énergétiques et évolution des fondamentaux

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T1 2014 / T4 2013		Variation annuelle T1 2014 / T1 2013	
	T1 2013	T2 2013	T3 2013	T4 2013	T1 2014	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Charbon (€/t)	74,4	69,6	63,8	60,7	60,6	+0%	-0,1	+19%	-0,2
Clean Dark spread (terme) (€/MWh)	14,4	14,3	15,3	17,2	15,7	-9%	-1,5	+9%	0,1
Clean Spark spread (terme) (€/MWh)	-11,5	-13,1	-13,7	-13,7	-12,0	+12%	1,7	-4%	0,0

Source: NBP, EEX, ECX – Analyse : CRE

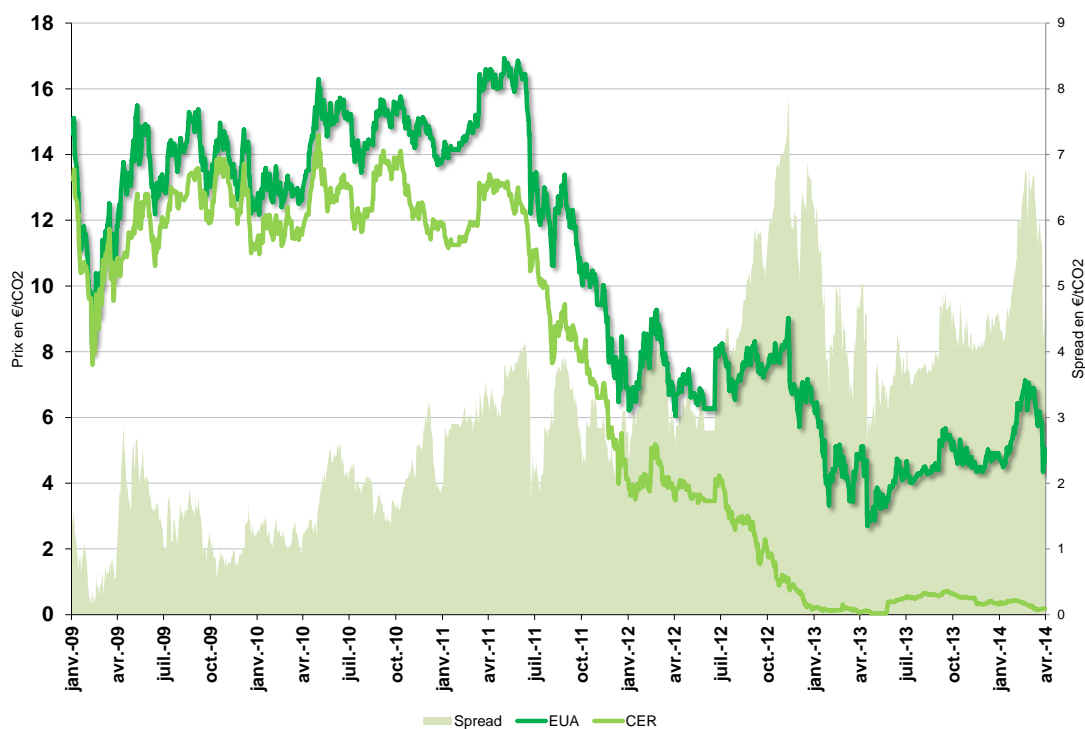
III. Graphiques

Graphique 60 : Evolution des prix EUA



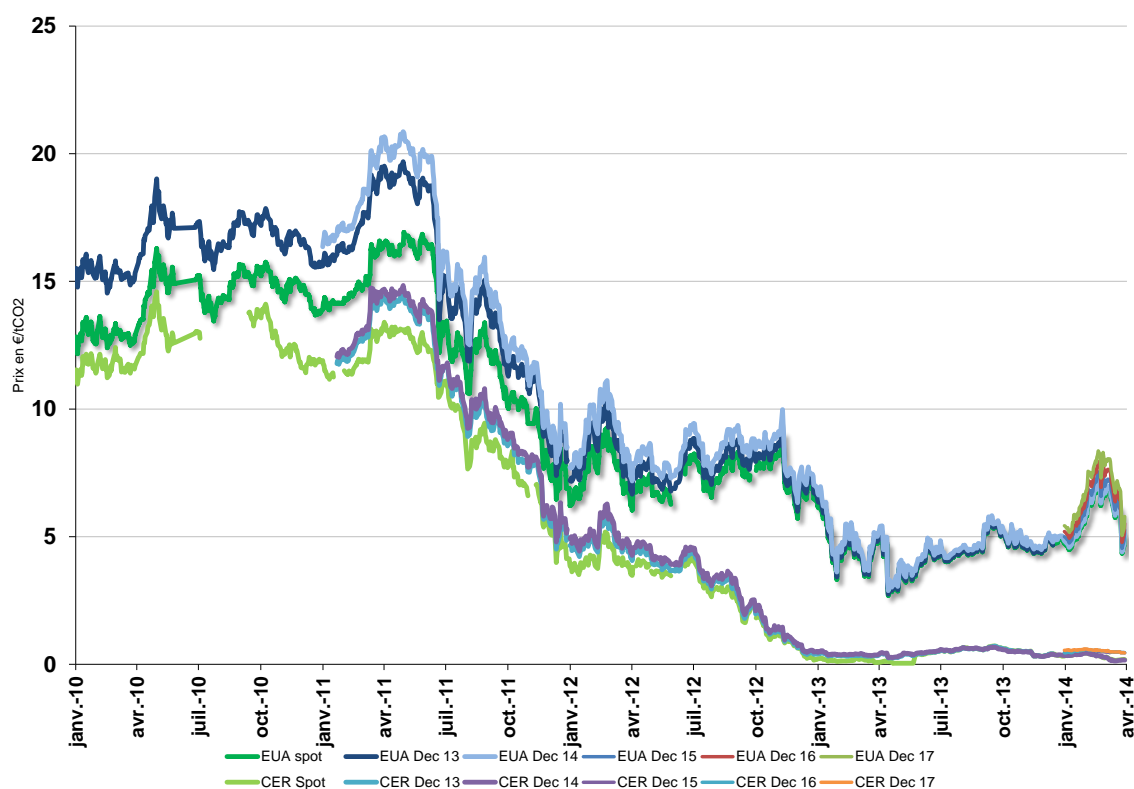
Source : ECX

Graphique 61 : Evolution de l'écart de prix spot EUA et CER



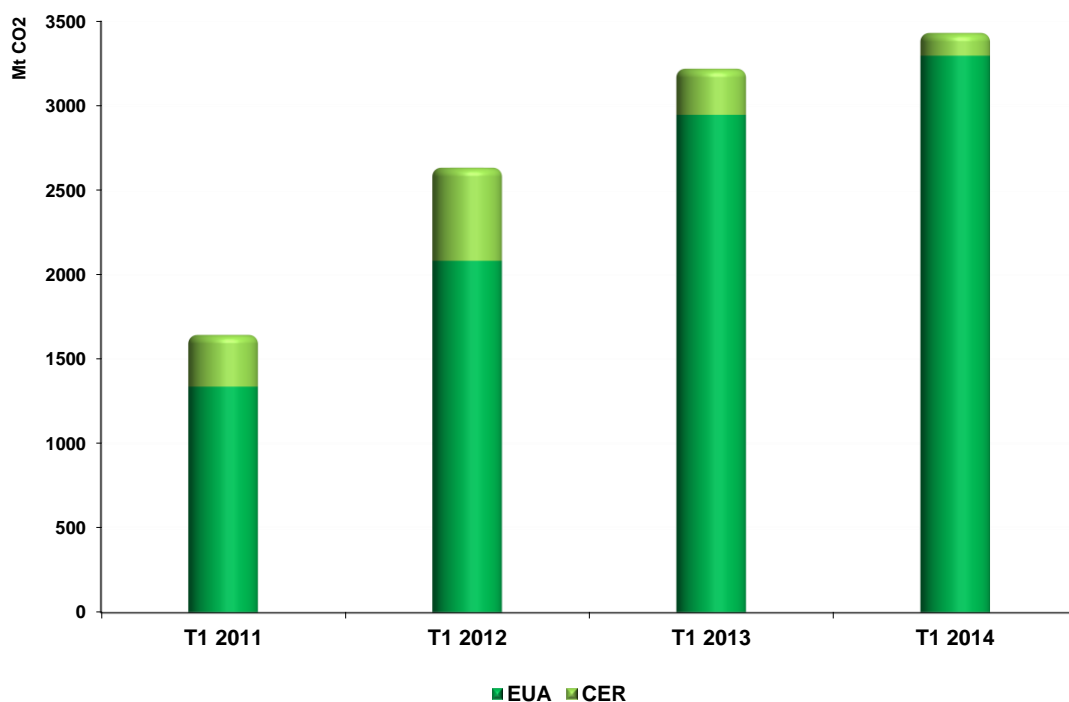
Sources : Bluenext, ECX (à partir du 6 décembre 2012)

Graphique 62 : Evolution des prix spot et à terme EUA et CER



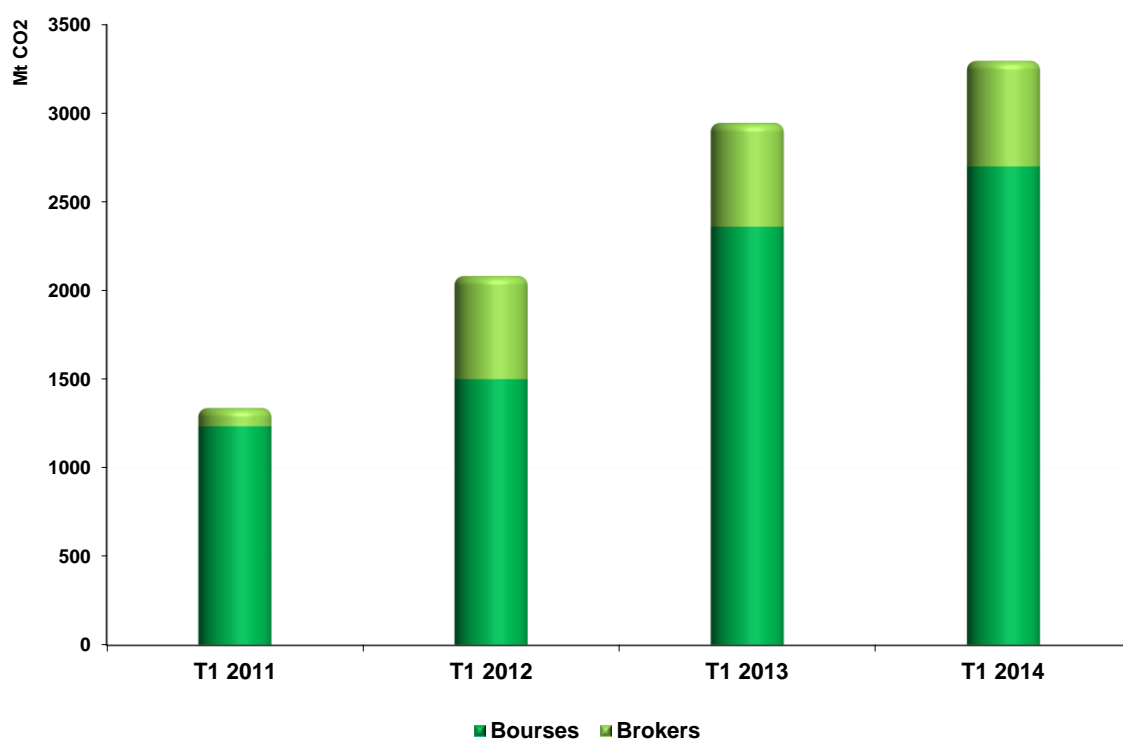
Sources : Bluenext (jusqu'au 5 déc. 2012), ECX. A noter : les prix Dec 15, Dec 16 et Dec 17 ont été ajoutés au graphique à partir du 1^{er} jan. 2014

Graphique 63 : Volumes totaux trimestriels EUA et CER



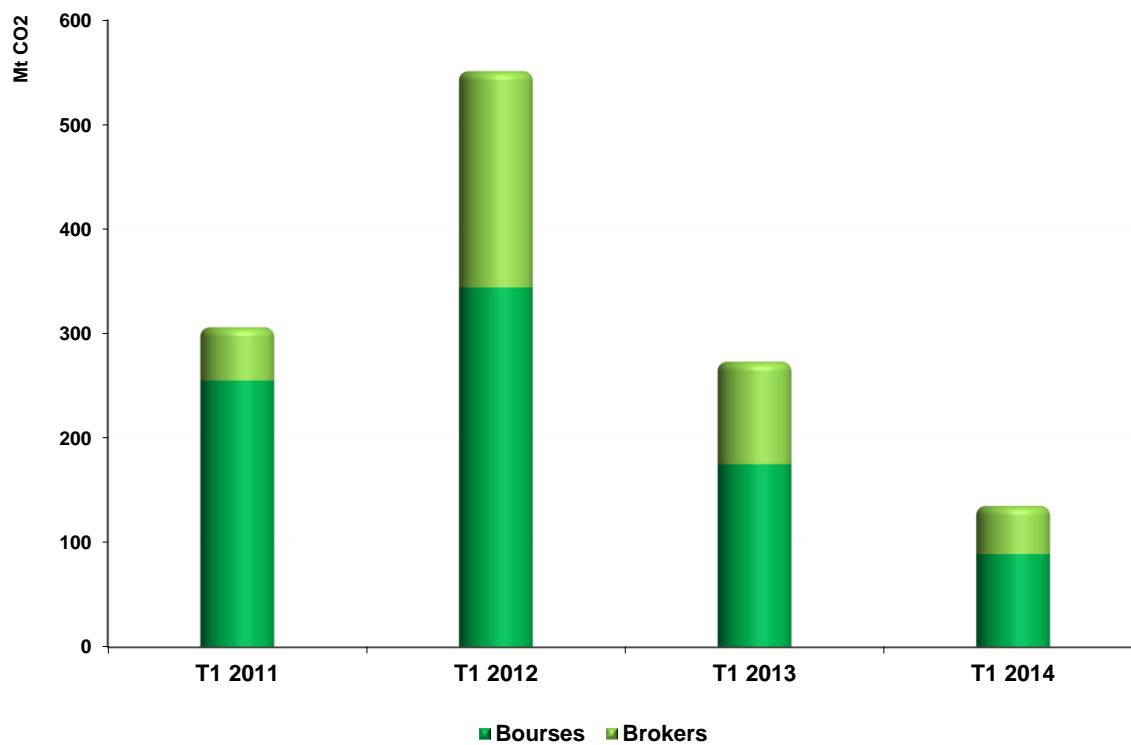
Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

Graphique 64 : Volumes trimestriels EUA par marché



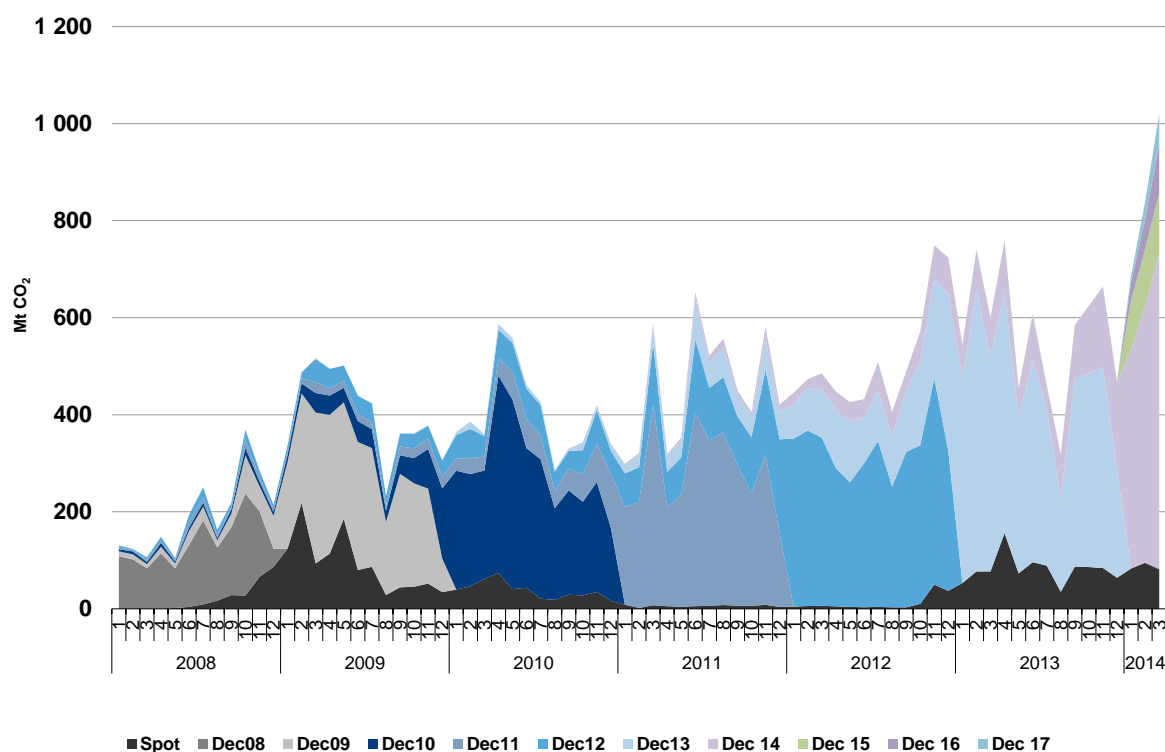
Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

Graphique 65 : Volumes trimestriels CER par marché



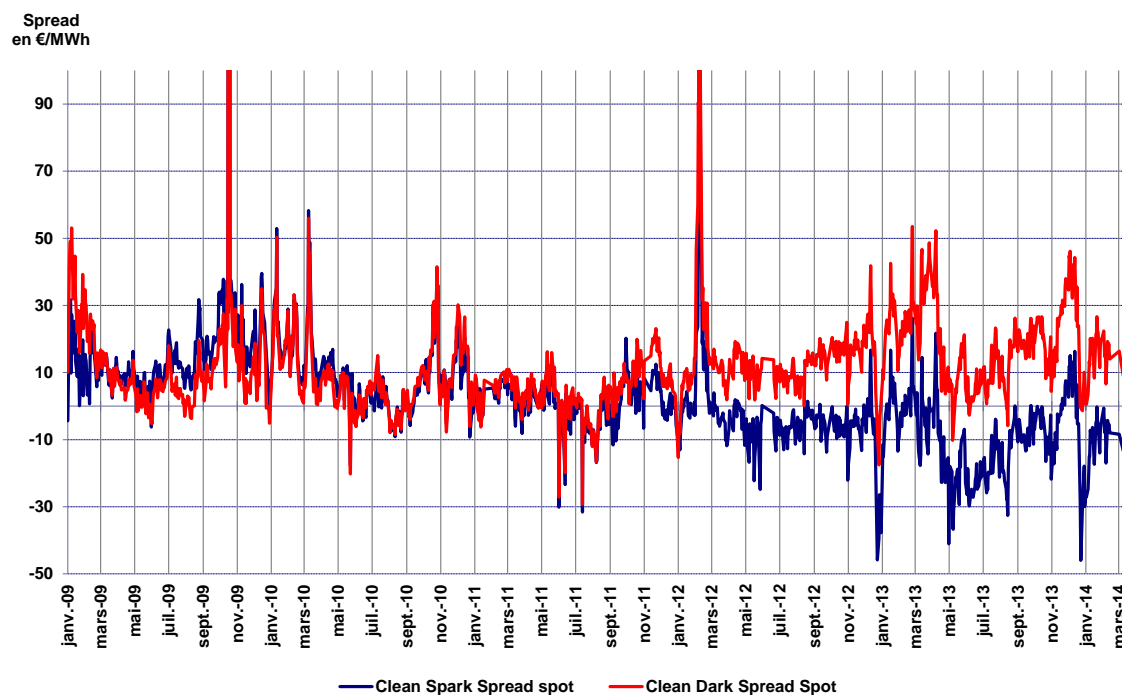
Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

Graphique 66 : 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^{er} jan. 2014

Graphique 67 : Evolution du Clean Dark Spread et du Clean Spark Spread sur la base (spot et future)





<i>Clean Dark Spread (€/MWh) = $p_E - (\alpha p_C + \beta p_{CO_2})$</i>	<i>Clean Spark Spread (€/MWh) = $p_E - (\gamma p_G + \delta p_{CO_2})$</i>
<ul style="list-style-type: none"> • p_E prix spot ou Y+1 base Allemagne (€/MWh) • p_C prix M+1 ou Y+1 charbon (€/MWh) • p_{CO_2} prix spot ou Y+1 CO_2 (€/MWh) • α inclut le pouvoir calorifique et le rendement charbon⁷ • β le facteur d'émission charbon⁸ 	<ul style="list-style-type: none"> • p_E prix spot ou Y+1 base Allemagne (€/MWh) • p_G prix M+1 ou Y+1 gaz (€/MWh) • p_{CO_2} prix spot ou Y+1 CO_2 (€/MWh) • γ le rendement gaz⁹ • δ le facteur d'émission gaz¹⁰

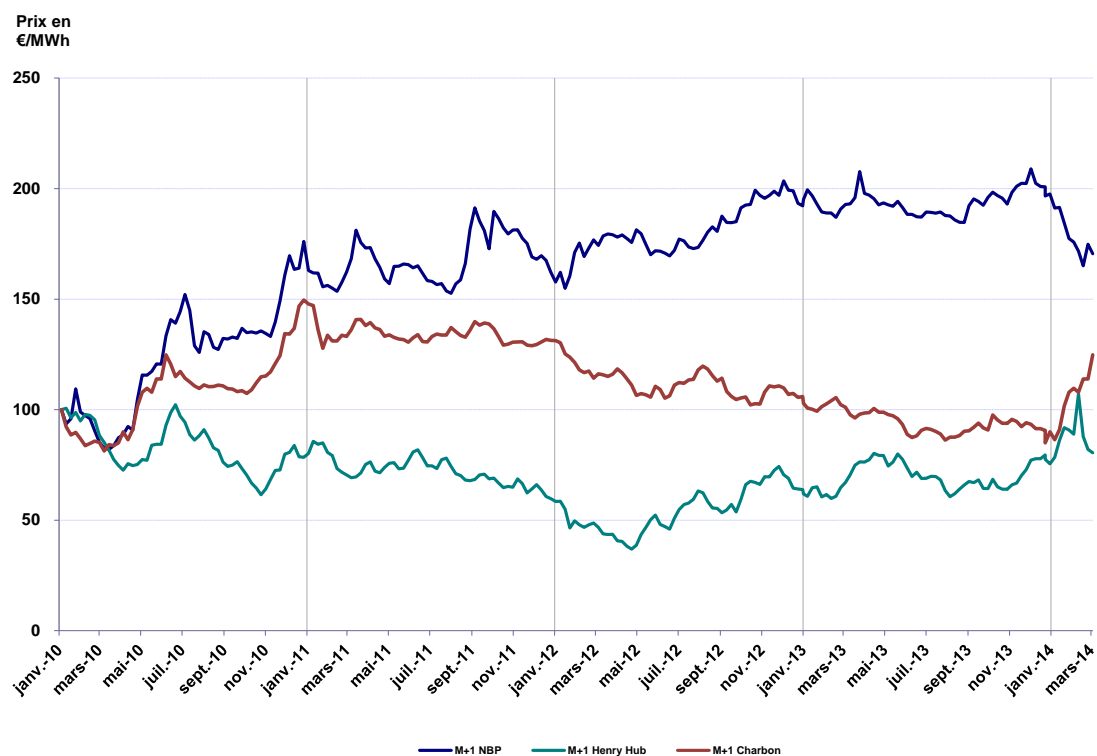
⁷ Sur la base d'une hypothèse d'un rendement de 35 % pour les centrales à charbon. Il convient de noter d'une part que ces rendements correspondent à des installations nouvelles de référence et donc peuvent être éloignés des rendements d'installations existantes, et d'autre part que d'autres coûts, notamment de transport, ne sont ici pas pris en compte.

⁸ Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,96 t CO_2 / MWh pour les centrales à charbon

⁹ Sur la base d'une hypothèse d'un rendement de 49 % pour les centrales à gaz

¹⁰ Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,46 t CO_2 / MWh pour les centrales à gaz

Graphique 68 : 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 et allemande de l'électricité, non obligatoire (www.epexspot.com/fr).
- **EEX Power Derivatives** : marché à terme de l'électricité pour la France et l'Allemagne, 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 :

- **Intraday** : contrats horaires et blocs intrajournaliers passés pour livraison le jour même
- **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**

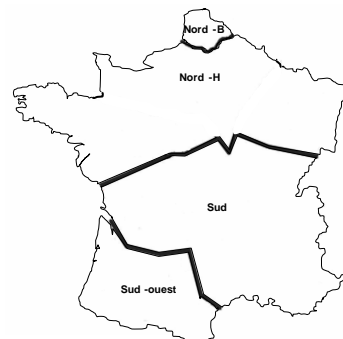
- **ARENH** : volumes de production d'électricité livrés par EDF aux bénéficiaires du mécanisme de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique
 - **VPP** : « Virtual Power Plant » ou enchères de capacités organisées par EDF suite à une décision de la Commission Européenne (http://www.edf.fr/index.php4?coe_i_id=244)
 - **Achats et ventes en gros (OTC)**¹¹ : notifications d'échanges de blocs c'est à dire quantités nominées à RTE la veille pour le lendemain, hors les transactions sur EPEX SPOT
 - **Importations et exportations** : http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_inter_1.htm
 - **Achats et ventes sur EPEX SPOT**, la bourse française de l'électricité : www.epexspot.com
 - **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.

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.

¹¹ « Over the Counter » ou de gré à gré

Glossaire propre au marché de gros du CO₂

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 (CO₂) : 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)

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 SEQE 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 CO₂) 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).

SEQE : 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 CO₂ 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	15
Tableau 2 : Prix de marché observés sur le trimestre	15
Tableau 3 : Volumes négociés sur le trimestre	16
Tableau 4 : Disponibilité des moyens de production.....	16
Tableau 5 : Flux aux frontières.....	16
Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité.....	17
Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité	17
Tableau 8 : Chiffres clés du marché de gros du gaz.....	32
Tableau 9 : Volumes des produits EUA / CER échangés sur le marché de gros du CO ₂	52
Tableau 10 : Evolution des prix des produits EUA / CER sur les marchés du CO ₂	52
Tableau 11 : Matières premières énergétiques et évolution des fondamentaux	52

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 : Consommations de gaz des clients industriels par secteur d'activité	8
Graphique 5 : Gaz en stock périmètre France	9
Graphique 6 : Spread Été/Hiver	10
Graphique 7 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)	18
Graphique 8 : Volumes et nombre de transactions en infrajournalier sur le marché EPEX SPOT	18
Graphique 9 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT	19
Graphique 10 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié	19
Graphique 11 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié	20
Graphique 12 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié	20
Graphique 13 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT (base et pointe)	21
Graphique 14 : Prix day-ahead Base France et Allemagne sur EPEX SPOT	22
Graphique 15 : Prix day-ahead Pointe France et Allemagne sur EPEX SPOT	22
Graphique 16 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens	23
Graphique 17 : Prix à terme Y+1 en Base et pointe en France et en Allemagne	24
Graphique 18 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe	24
Graphique 19 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne	25
Graphique 20 : Taux de production de la filière nucléaire	25
Graphique 21 : Taux de remplissage des stocks hydrauliques	26
Graphique 22 : Taux de production de la filière charbon + gaz	26
Graphique 23 : Taux de production de la filière fioul pointe	27
Graphique 24 : Taux d'utilisation moyen du parc de référence de production français	28
Graphique 25 : Importations et exportations	29
Graphique 26 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T4 2013	29
Graphique 27 : Indice de concentration HHI – injections T4 2013	30
Graphique 28 : Indice de concentration HHI – soutirages en T4 2013	30
Graphique 29 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe	34
Graphique 30 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français	35
Graphique 31 : Prix du contrat <i>month-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe	35
Graphique 32 : Prix du contrat <i>year-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe	36
Graphique 33 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF	36
Graphique 34 : Prix mondiaux du gaz	37
Graphique 35 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers	37
Graphique 36 : Livraisons aux PEG	38
Graphique 37 : Répartition du négoce sur le marché intermédié par produit	38
Graphique 38 : Répartition du négoce sur le marché spot par PEG	39
Graphique 39 : Répartition du négoce sur le marché à terme par PEG	39
Graphique 40 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire	40
Graphique 41 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire	40
Graphique 42 : Indices de concentration du marché spot français par PEG	41
Graphique 43 : Indices de concentration du marché à terme français par PEG	41
Graphique 44 : Utilisation de la liaison Nord-Sud (sens Nord vers Sud)	42
Graphique 45 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau)	42
Graphique 46 : Utilisation du PIR Taisnières H (sens Belgique vers France)	43
Graphique 47 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France)	43
Graphique 48 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse)	44
Graphique 49 : Utilisation du PIR Midi (sens GRTgaz vers TIGF)	44
Graphique 50 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud)	45
Graphique 51 : Flux France-Espagne et spread Nord/Sud	45
Graphique 52 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau)	46
Graphique 53 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau)	47
Graphique 54 : Emissions au PITTM de Montoir (zone Nord)	47
Graphique 55 : Emissions au PITTM de Fos (zone Sud)	48

Graphique 56 : Utilisation des stockages.....	48
Graphique 57 : Variation Nette des stockages en Zone Nord versus spread temporels (même jour de cotation).....	49
Graphique 58 : Variation Nette des stockages en Zone Sud versus spread temporels (même jour de cotation).....	49
Graphique 59 : Variation Nette du groupement de stockage Salins en zone Sud.....	50
Graphique 60 : Evolution des prix EUA.....	53
Graphique 61 : Evolution de l'écart de prix spot EUA et CER	53
Graphique 62 : Evolution des prix spot et à terme EUA et CER.....	54
Graphique 63 : Volumes totaux trimestriels EUA et CER	54
Graphique 64 : Volumes trimestriels EUA par marché	55
Graphique 65 : Volumes trimestriels CER par marché	55
Graphique 66 : Evolution des échanges par maturité sur le marché des EUA.....	56
Graphique 67 : Evolution du Clean Dark Spread et du Clean Spark Spread sur la base (spot et future)	56
Graphique 68 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux Etats-Unis (Henry Hub) versus le charbon (base 100 en janvier 2010).....	58