



Marchés de gros

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

1^{er} trimestre 2016

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.....	10
Indicateurs	11
Marché de gros de l'électricité.....	11
I. Principales dates.....	11
II. Chiffres clés	12
III. Graphiques.....	15
Marché de gros du gaz	32
I. Principales dates.....	32
II. Chiffres clés	33
III. Graphiques.....	35
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	64
Liste de graphiques.....	65

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.

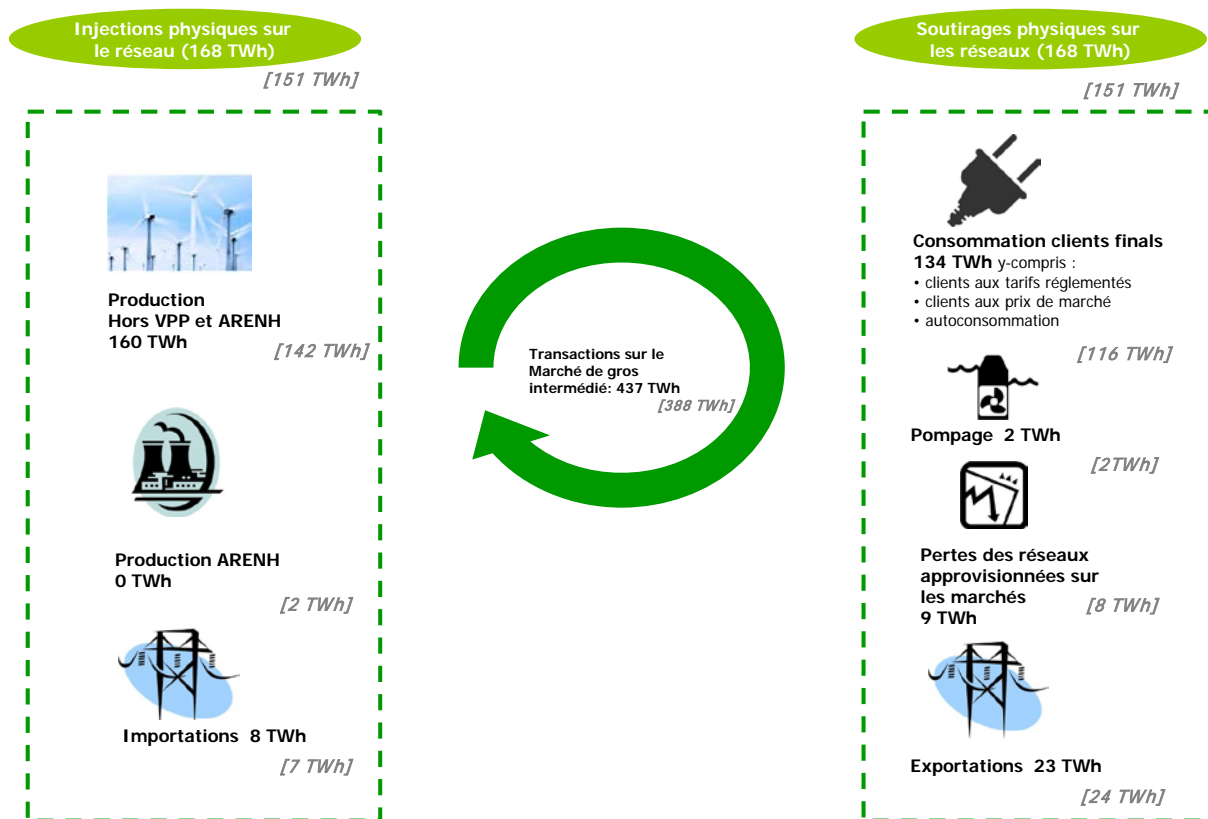
Cet observatoire est actualisé tous les trimestres et est publié sur le site internet de la CRE (www.cre.fr). Une version anglaise est également disponible.

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



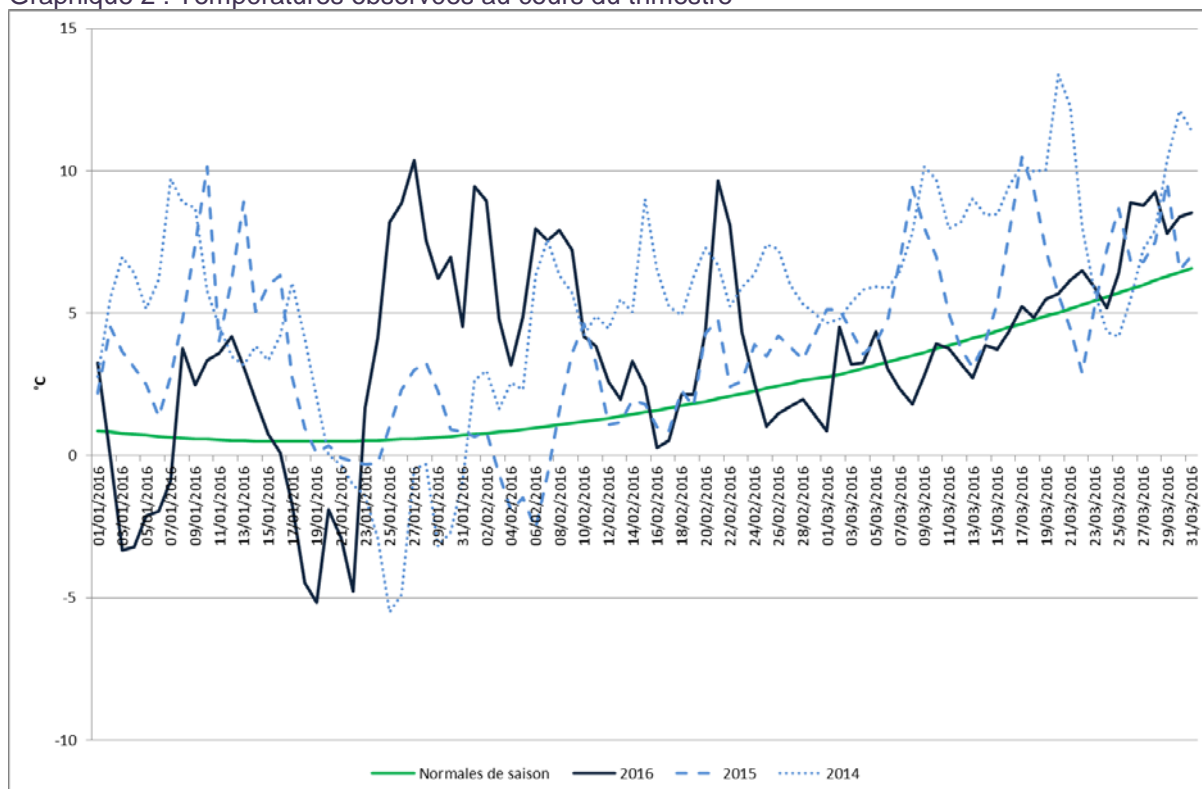
Source : RTE – Analyse : CRE ; Données [T4 2015] et T1 2016

Un hiver marqué par des températures très douces

Malgré quelques journées froides en début d'année, le mois de janvier a été marqué par des températures très élevées en fin de mois. Ces températures exceptionnellement douces ont également marqué le mois de février, avec un écart de plus de 2°C par rapport aux normales. Le mois de mars a quant à lui connu des températures plus modérées avec un écart moyen de +0.4°C, accompagné d'une remontée des températures sur les deux dernières semaines.

Sur l'ensemble du premier trimestre 2016, les températures ont donc été en moyenne 1,4°C au-dessus des normales de saison (Graphique 2). Dans ce contexte, la consommation a reculé de 2,8% par rapport au T1 2015 (Graphique 20).

Graphique 2 : Températures observées au cours du trimestre



Source : Thomson Reuters – Analyse : CRE

Une disponibilité nucléaire stable mais une production en baisse par rapport au T1 2015

La disponibilité du parc nucléaire est restée quasiment équivalente à celle observée au cours du T1 2015 (Graphique 21), alors que le taux de production nucléaire a affiché en moyenne un recul de 3,4% (Graphique 22). Seul le mois de mars affiche une augmentation du taux de production, en cohérence avec le niveau de consommation.

Cette diminution de la production nucléaire en début d'année a été, en partie, compensée par une meilleure production éolienne, qui a augmenté en moyenne de plus de 30% par rapport au T1 2015 (Graphique 26). A l'inverse, le taux de production hydraulique a diminué de 19% par rapport au T1 2015 (Graphique 25)

Diminution de la capacité installée de la filière charbon

La filière gaz a été beaucoup sollicitée ce trimestre par rapport au premier trimestre 2015, affichant ainsi une augmentation de 12% sur l'ensemble du T1 2016, atteignant des niveaux au plus haut depuis 2010 en février et mars (Graphique 24). En revanche, suite à une diminution de la capacité installée, la production de la filière charbon a été nettement inférieure à celle du T1 2015, atteignant ainsi des niveaux historiquement bas sur tout le trimestre (Graphique 23).

Le solde exportateur a augmenté au cours du T1 2015

Du fait d'un hiver relativement doux, les importations ont diminué au cours de ce premier trimestre 2016 par rapport au T1 2015, avec une diminution de 20% en période de pointe et de 10% en période hors pointe (Graphique 27). A contrario, les exportations ont légèrement augmenté de 2% en période de pointe et en période hors pointe.

En net le solde exportateur a affiché une augmentation de 16% par rapport au T1 2015 (Graphique 28).

Les prix spot au premier trimestre 2016 ont chuté par rapport au trimestre précédent malgré la hausse de consommation due à l'hiver.

Au premier trimestre 2016, les prix des marchés *day-ahead* et intrajournaliers se sont établis à respectivement 28,8 €/MWh et 29,3 €/MWh en moyenne (Tableau 2), soit une baisse de

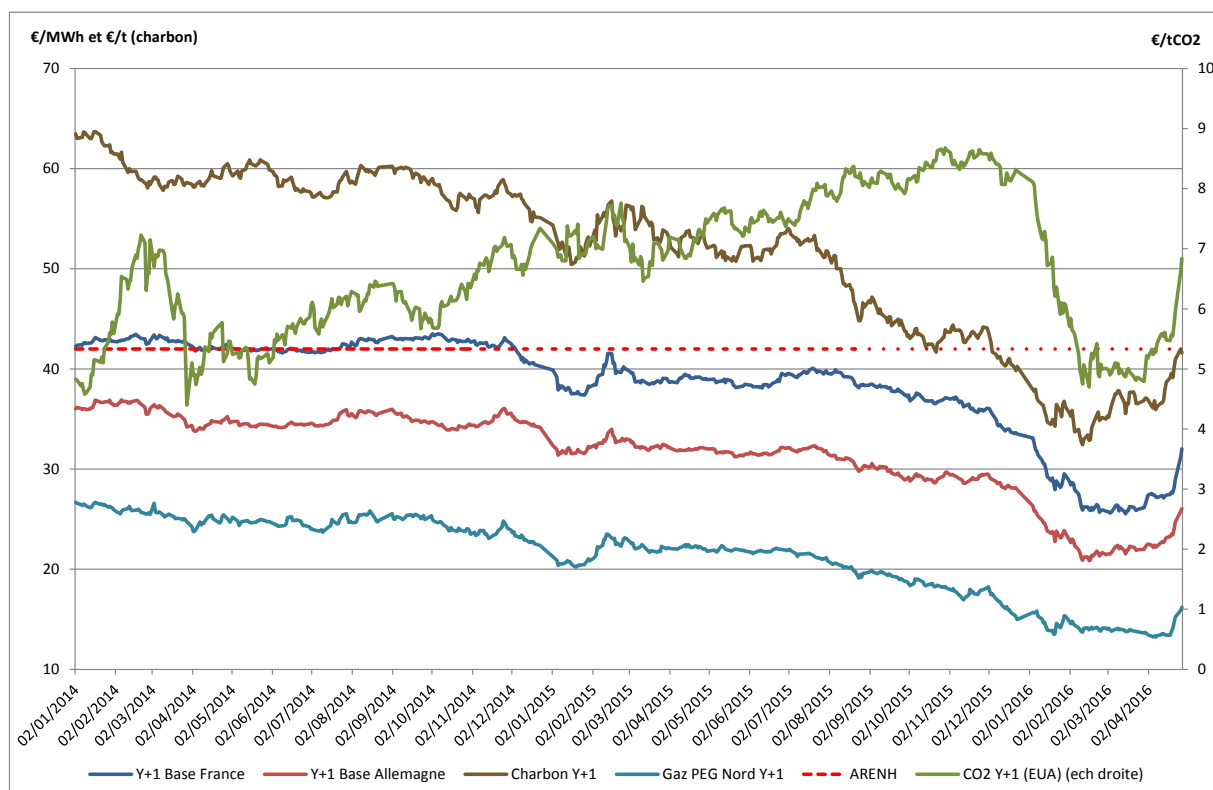
respectivement 29 % et 28 % par rapport au quatrième trimestre 2015. Cette baisse s'explique principalement par la baisse des prix des combustibles fossiles et du quota de CO₂. Par rapport au premier trimestre 2015, les prix *day-ahead* sont en baisse de 36 % en lien avec la baisse des soutirages par rapport à 2015.

Le prix du produit Calendaire 2017 a poursuivi sa baisse entamée fin 2015 au cours premier trimestre 2016, s'établissant à 26,9 €/MWh à la fin du trimestre.

Le prix du produit Calendaire France 2017 a chuté de 20 % au cours du premier trimestre 2016, suivant les baisses des cours du gaz (- 9 %) et du charbon (-8,5 %) et du CO₂ (- 37 %). Il a atteint un point bas à 27,7 €/MWh début mars avant de remonter légèrement à 26,9 €/MWh à la fin du trimestre (Graphique 3 ci-dessous). Cette remontée s'est poursuivie en avril 2016 et sera commentée dans le prochain observatoire du marché de gros.

Le prix de son équivalent allemand a baissé de manière similaire (- 20 %).

Graphique 3 : Évolution des prix des produits calendaires allemands et français, du gaz et du charbon au T4 2015



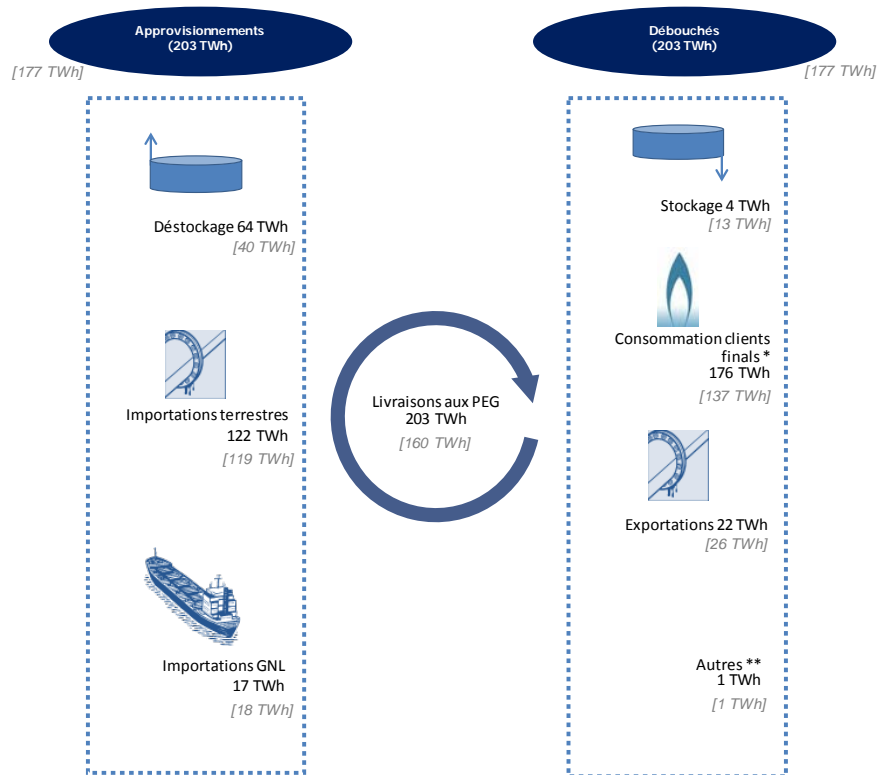
Source : EEX – Analyse : CRE

Sur le marché à terme, les volumes échangés sont stables par rapport au trimestre précédent.

Au T1 2016, les volumes échangés de produits calendaires ont diminué de 14 % par rapport au trimestre précédent après une forte augmentation entre le T3 2015 et le T4 2015 (Graphique 12). Les volumes échangés de produit mensuel sont stables, en augmentation de 2 % par rapport au trimestre précédent (Graphique 10). Les volumes échangés de produits trimestriels ont connu une hausse significative de 36 % par rapport au trimestre précédent en raison d'échanges plus importants sur les produits Q+2 et Q+3, certains acteurs commençant à traiter l'hiver 2016/2017 (Graphique 11).

Marché de gros du gaz

Graphique 4 : Approvisionnements et débouchés du marché du gaz en France



Sources : GRTgaz, TIGF – Données [T4 2015] et T1 2016

* 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...)

Une consommation en légère baisse par rapport à l'année dernière malgré une progression de la demande des centrales électriques fonctionnant au gaz

La consommation au T1 2016 a diminué de 4% par rapport au T1 2015 (Tableau 8, chiffres clés). La baisse de la consommation de clients du réseau de distribution (-6%, soit 8 TWh) a pesé plus que la hausse observée de la demande des centrales électriques fonctionnant au gaz (+27%, soit 2 TWh), cette dernière s'expliquant notamment par les niveaux favorables des prix du gaz (Graphique 47). La baisse de consommation des clients des réseaux de distribution peut s'expliquer notamment par un hiver relativement doux, notamment sur la période du 20 janvier et au 15 février, où la température moyenne en zone Nord était de 3,8 °C en 2015, contre 7,0 °C en 2016.

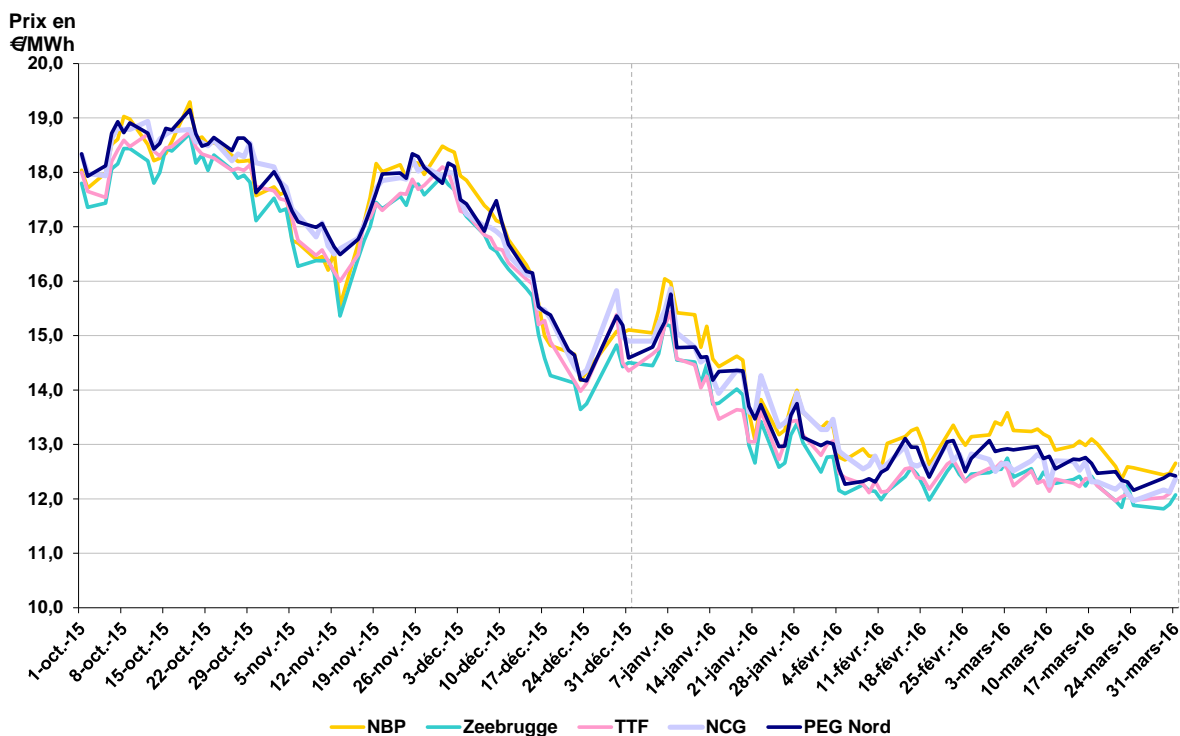
L'utilisation des stockages français durant le T1 2016 a été en ligne avec celle observée durant la même période les années précédentes. Les stocks en France clôturent le trimestre à des niveaux proches des moyennes observées depuis 2010 (Graphique 48).

L'arrivée de GNL en France reste faible, notamment sur le terminal de Montoir. Les émissions des terminaux à Fos est quant à elle plus importante que celle observée au T1 2015 mais restent faibles par rapport aux niveaux observés depuis 2009 (Graphique 49).

Des prix du gaz en baisse

Dans un contexte de baisse généralisée des prix des matières premières, et notamment par des produits pétroliers, les prix du gaz ont affiché un net recul par rapport au trimestre précédent, tant sur le spot (-24% sur le *day-ahead*) que sur le marché à terme (-19% sur le Y+1) (Tableau 8 et Graphique 5 ci-dessous). Ce constat est observé également sur les marchés asiatique (-31% sur le prix spot du GNL) et américain (-12% sur le Henry Hub) (Graphique 37). Le *brent* a quant à lui diminué de 23% et s'est situé en moyenne à 30,7 €/bl (Graphique 36).

Graphique 5 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe



Source: Powernext EOD; Heren – Analyse : CRE

Les prix du *brent* ont atteint début janvier 2016 les niveaux les plus bas depuis 2004 (Graphique 6). Ces prix extrêmement bas sont apparus dans le contexte de levée des sanctions contre l'Iran, qui a accentué l'effet de surplus d'offre dans ce marché déjà affecté par une faible demande, par une production élevée aux Etats-Unis et par le gel des quotas de production au sein de l'OPEP.

Graphique 6 : Évolution des prix du pétrole (*dated Brent*)



Source : Reuters

Une activité sur les marchés intermédiés en augmentation

Les volumes échangés sur les marchés intermédiés français ont augmenté par rapport au trimestre précédent (+43%) mais également par rapport au T1 2015 (9%) (Tableau 8 et Graphique 40). Cette augmentation est due notamment à la hausse des échanges sur les produits à terme de type saisonnier et annuel. Le développement des échanges sur les marchés à terme est observé à la fois sur la bourse et sur les plateformes des brokers (Graphique 44). Sur les marchés spot, les volumes échangés restent stables par rapport au T1 2015 (-1%). Néanmoins, les échanges sur la bourse dans le segment spot progressent de 12% alors que ceux échangés sur les plateformes des courtiers diminuent de 22% (Graphique 43) par rapport au T1 2015.

Marché de gros du CO₂

Enchères de quotas

Au premier trimestre 2016, 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 la Pologne et ECX pour la Grande-Bretagne. Les taux de couverture (volume demandé sur volume offert) sont en baisse (2,45 en moyenne au premier trimestre 2016 par rapport à 3,7 en moyenne au premier trimestre 2015).

Les prix EUA chutent fortement au cours du premier trimestre 2016

Au premier trimestre 2016, le prix moyen spot du produit EUA affiche une baisse de 33% par rapport au quatrième trimestre 2015, s'établissant à 5,6 €/tCO₂ (Tableau 10). Cette baisse a eu lieu dans un contexte d'hiver doux (excès de quotas dans les portefeuilles des acteurs de marché), d'une augmentation des volumes vendus aux enchères (+100 MT) et d'une baisse de la demande lors de ces enchères (taux de couverture en baisse).

Une baisse des échanges de quotas EUA

Au cours du premier trimestre 2016, les volumes EUA échangés (1939 Mt) ont baissé par rapport au trimestre précédent (-8 %). Les volumes EUA échangés sur les bourses et chez les brokers ont respectivement baissé de -3 % et de -27 % (Tableau 9). Les bourses et brokers représentent respectivement 85 % et 15 % des volumes EUA échangés au premier trimestre 2016.

Au premier trimestre 2016, les volumes des produits EUA échangés sur les bourses s'effectuent toujours essentiellement sur le marché à terme, malgré une baisse de -7 % des volumes des principales maturités du marché à terme tandis que les volumes échangés sur le marché spot augmentent de 17 %. 226 Mt ont ainsi été échangées sur le marché spot EUA (contre 193 Mt au trimestre précédent) alors que 1138 Mt ont été échangées pour le produit Déc. 2016 (voir Tableau 9).

L'écart entre les clean dark et spark spread futurs se resserre encore au premier trimestre 2016

Au cours du premier trimestre 2016, le clean spark spread pointe (Y+1) a baissé de 23% pour atteindre 3,8 €/MWh, et le clean dark spread pointe (Y+1) a baissé de 21% atteignant 17,5 €/MWh, dans un contexte de baisse généralisée du prix des commodités.

Le différentiel entre la marge des centrales de production au charbon et des centrales de production au gaz se réduit par conséquent de l'ordre de 20% par rapport au quatrième trimestre 2015.

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 Pownext Day-Ahead
- **Juin 2004** : lancement du marché Pownext 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 Pownext Intraday et Continuous
- **Avril 2009** : fusion de Pownext 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 intra-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 VPP¹
- **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 intra-journalières de capacités d'interconnexion entre la France et la Suisse
- **Juin 2012** : début des allocations intra-journalières de capacités d'interconnexion entre la France et l'Italie
- **Juin 2013** : couplage des marchés intra-journaliers français et suisse (marché intra-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
- **Septembre 2014** : nouvelle plateforme transparence EEX (www.eex-transparency.com)
- **Décembre 2014** : nouvelle plateforme transparence RTE afin de se mettre en conformité avec le règlement transparence CE 543/2013
- **Février 2015** : extension du couplage des marchés journaliers à la frontière France-Italie ainsi qu'à la frontière Autriche-Slovénie.
- **Mai 2015** : lancement du couplage de marché fondé sur la méthode « flow-based » dans la zone CWE
- **Décembre 2015** : passage à des produits demi-horaires en intra-journalier aux interconnexions France-Suisse et France-Allemagne
- **Mars 2016** : passage à des allocations explicites continues de la capacité France-Belgique en intra-journalier

¹ 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 2016 / T4 2015		Variation annuelle T1 2016 / T1 2015	
	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Injections, en TWh									
Production Hors ARENH et VPP, en TWh	153	117	118	142	160	13%	18,06	5%	7,17
ARENH, en TWh	8	4	2	2	0	-100%	-1,88	-100%	-8,01
VPP, en TWh	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-100%	-0,32
Imports, en TWh	9,7	8,7	6,3	7,1	8,3	16%	1,14	-15%	-1,41
Soutirages, en TWh									
Consommation clients finals, en TWh	136	97	94	116	134	15%	17,75	-1%	-1,94
Pompage, en TWh	1,7	1,9	1,4	1,8	1,9	8%	0,14	11%	0,19
Exports, en TWh	22	25	25	24	23	-7%	-1,65	2%	0,43
Pertes, en TWh	11	7	6	8	9	13%	1,07	-12%	-1,26

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 2 : Prix de marché observés sur le trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T1 2016 / T4 2015		Variation annuelle T1 2016 / T1 2015	
	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Prix de marché Spot									
Prix Intraday France, en €/MWh	46,1	32,7	35,5	40,8	29,3	-28%	-11,45	-36%	-16,82
Prix Day-Ahead France en Base, en €/MWh	44,9	32,6	35,8	40,6	28,8	-29%	-11,78	-36%	-16,11
Prix Day-Ahead France en Pointe, en €/MWh	52,7	40,4	43,7	49,8	35,8	-28%	-14,02	-32%	-16,85
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	12,8	4,3	3,0	5,9	3,6	-39%	-2,31	-72%	-9,18
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	11,7	7,5	8,7	8,1	3,8	-53%	-4,32	-67%	-7,84
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne	13%	53%	45%	27%	41%	52%	0,14	215%	0,28
Prix de marché à terme									
Prix M+1 France, en €/MWh	41,6	30,2	35,7	40,2	29,5	-27%	-10,74	-29%	-12,11
Spread M+1 France-Allemagne, en €/MWh	9,3	0,9	4,0	9,6	4,5	-53%	-5,07	-51%	-4,73
Prix Q+1 France, en €/MWh	32,6	30,7	44,0	41,0	24,5	-40%	-16,51	-25%	-8,11
Spread Q+1 France-Allemagne, en €/MWh	2,2	0,5	10,9	11,0	1,1	-90%	-9,96	-49%	-1,07
Prix Y+1 France, en €/MWh	38,9	38,8	38,9	36,0	27,5	-24%	-8,48	-29%	-11,37
Spread Y+1 France-Allemagne, en €/MWh	660%	700%	804%	708%	491%	-31%	-2,17	-26%	-1,69
Ratios Y+1 Pointe/Base									
France	123%	121%	123%	125%	129%	3%	0,04	5%	0,06
Allemagne	127%	126%	126%	124%	128%	3%	0,03	0%	0,01

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

Tableau 3 : Volumes négociés sur le trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T1 2016 / T4 2015		Variation annuelle T1 2016 / T1 2015	
	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
NEB									
Volumes NEB, en TWh	114,84	114,69	134,19	139,31	151,01	8%	11,69	31%	36,17
Ratio NEB/Consommation française	84%	118%	143%	120%	113%	-	-0,07	-	0,28
Marché Spot, en TWh	37,66	39,47	37,62	44,32	38,29	-14%	-6,03	2%	0,63
Volumes sur le marché Intraday EPEX SPOT, en TWh	1,3	1,4	1,4	1,3	1,3	0%	0,01	-2%	-0,02
Part des Volumes Intraday cross-border Fr-All	47%	68%	73%	57%	62%	7%	0,05	31%	0,15
Volumes sur le marché Day-Ahead EPEX SPOT, en TWh	24,0	25,9	24,7	31,8	29,0	-11%	-2,81	21%	4,98
Volumes sur le marché Day-Ahead Brokers, en TWh	12,3	12,2	11,5	11,2	8,0	-29%	-3,23	-35%	-4,33
Marché à terme									
Volumes, en TWh	338,8	267,8	294,9	409,1	400,0	-2%	-9,1	18%	61,23
Part de marché Brokers	81,8%	77,0%	77,1%	74,1%	73,5%	-	-0,6%	-	-8,3%
Part de marché EEX	18,2%	23,0%	22,9%	25,9%	26,5%	-	0,6%	-	8,3%
Nombre de Transactions	33 750	27 374	32 144	37 703	33 938	-10%	- 3 765	1%	188
Part de marché Brokers	87,8%	81,3%	79,9%	76,5%	76,5%	-	0,0%	-	-11,3%
Part de marché EEX	12,2%	18,7%	20,1%	23,5%	23,5%	-	0,0%	-	11,3%
Produit Y+1									
Volumes, en TWh	90,8	62,9	66,9	118,2	127,7	8%	9,55	41%	36,97
Nombre de Transactions	1846	1353	1557	2640	2958	12%	318	60%	1112
Produit Q+1									
Volumes, en TWh	26,3	37,9	34,6	45,8	32,6	-29%	-13,13	24%	6,30
Nombre de Transactions	1673	2294	2422	3133	2207	-30%	-926	32%	534
Produit M+1									
Volumes, en TWh	57,7	35,5	50,7	44,3	41,6	-6%	-2,68	-28%	-16,05
Nombre de Transactions	8571	4934	7142	7076	6441	-9%	-635	-25%	-2130

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

Tableau 4 : Disponibilité des moyens de production

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T1 2016 / T4 2015		Variation Annuelle T1 2016 / T1 2015	
	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Parc nucléaire									
Taux de production moyen du parc nucléaire (%)	88	68	69	76	85	12%	-9	-3%	-3
Taux de disponibilité du parc nucléaire (%)	89	71	74	82	89	9%	-7	0%	0
Production hydraulique									
Taux de production moyen du parc hydraulique (%)	36	30	20	18	29	61%	-11	-19%	7

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 5 : Flux aux frontières

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T1 2016 / T4 2015		Variation Annuelle T1 2016 / T1 2015	
	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Importations (TWh)									
Importations pointe (TWh)	3,8	3,9	2,7	2,6	3,0	15%	0,4	-20%	-0,8
Importations hors-pointe (TWh)	5,9	4,9	3,6	4,5	5,3	18%	0,8	-10%	-0,6
Exportations (TWh)									
Exportations pointe (TWh)	7,9	9,0	8,4	8,8	8,1	-8%	-0,7	2%	0,2
Exportations hors-pointe (TWh)	13,6	15,3	15,7	15,2	13,9	-9%	-1,3	2%	0,3
Solde exportateur (TWh)	11,8	15,6	17,7	16,9	13,7	-19%	-3,2	16%	1,9

Sources : RTE ; Analyse : CRE

Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T1 2016 / T4 2015		Variation Annuelle T1 2016 / T1 2015	
	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Responsables d'équilibre									
Producteurs d'électricité actifs	17	19	16	16	17	6%	1	0%	0
Détenteurs de capacités issues des enchères VPP	5	1	0	0	0	0%	0	-100%	-5
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	14	13	9	8	0	-100%	-8	-100%	-14
Fournisseurs de clients finals	24	23	27	28	27	-4%	-1	13%	3
Actifs à l'import/export	75	76	74	71	70	-1%	-1	-7%	-5
Actifs à l'échange de blocs	100	103	98	98	93	-5%	-5	-7%	-7

Sources : RTE ; Analyse : CRE

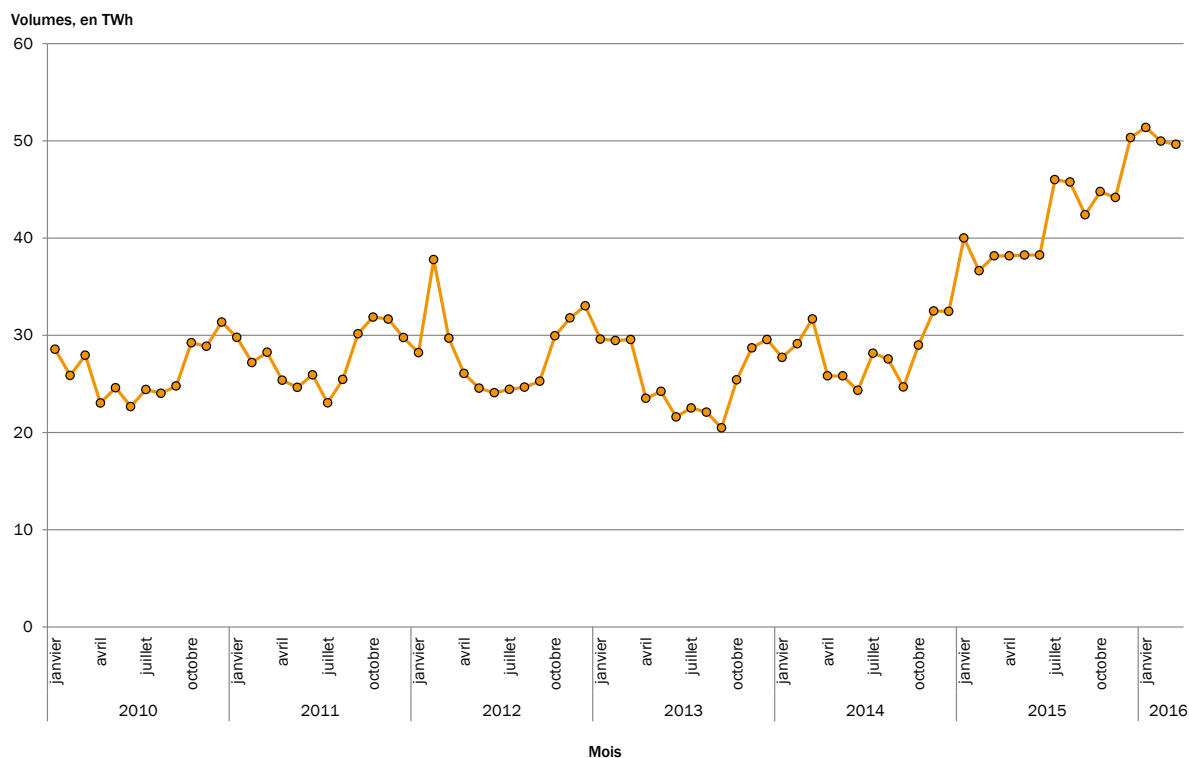
Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité

	HHI - Concentration du marché					
	T1 2015		T4 2015		T1 2016	
Livraisons		<i>EDF inclus</i>		<i>EDF inclus</i>		<i>EDF inclus</i>
OTC - achats de blocs	347	719	398	924	504	1127
OTC - ventes de blocs	402	733	541	776	727	981
EPEX - achats	451	435	636	601	558	533
EPEX - ventes	489	1731	475	3099	498	2913
Injections						
Production	4189	8483	3628	7318	4223	7001
Importations	610	2630	861	740	1103	915
Soutirages						
Consommation clients finals	1944	6824	1952	6346	1872	5754
Pertes	1898	1596	1739	1492	1838	1629
Exportations	466	1197	780	1867	754	1813

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

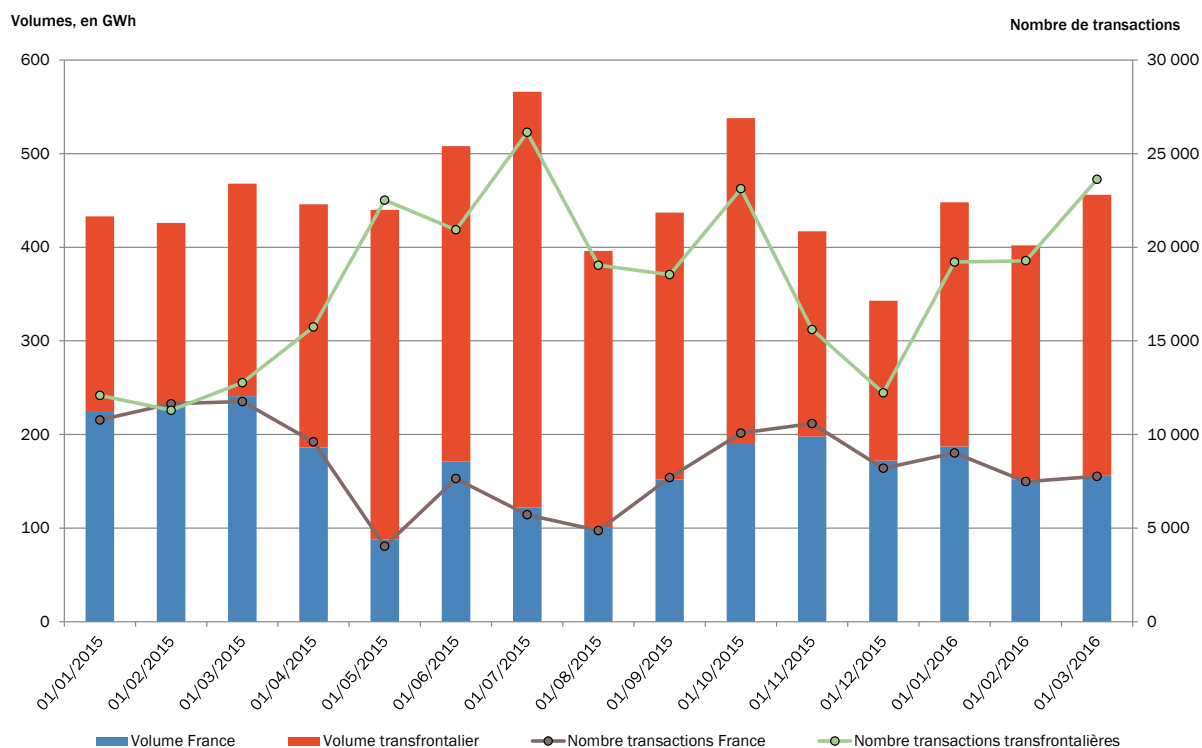
III. Graphiques

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

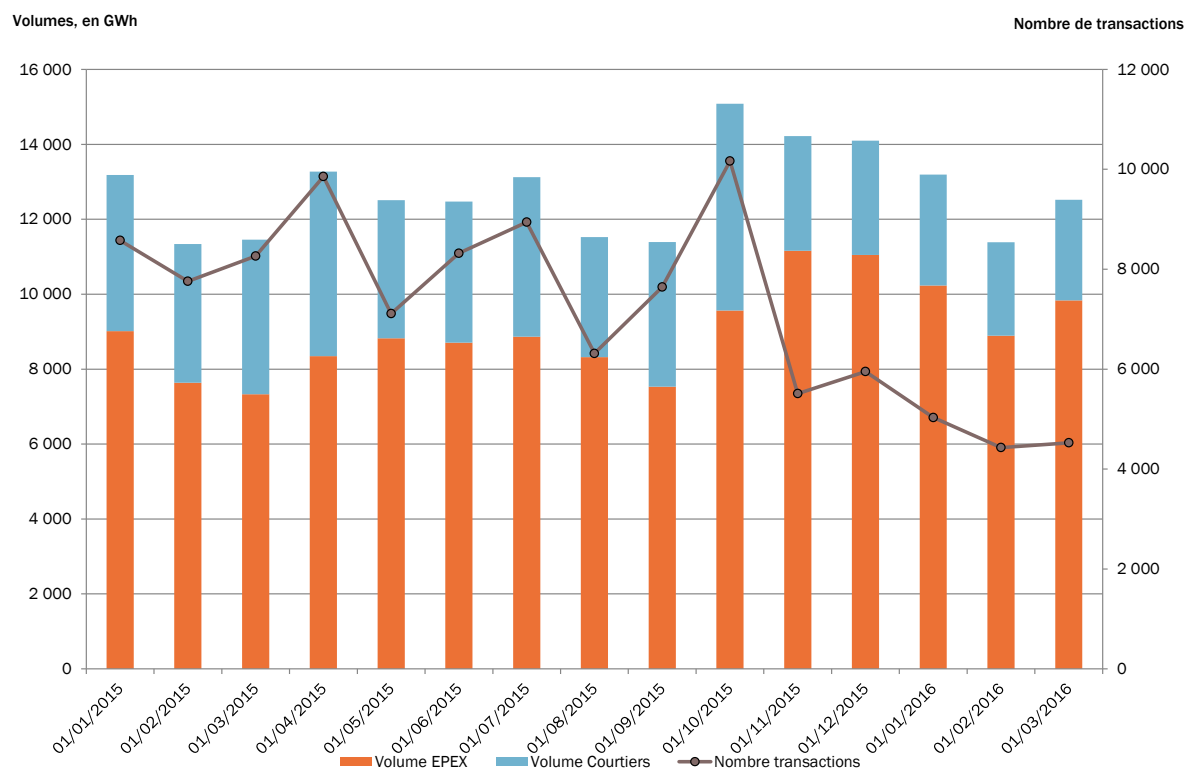


Sources : RTE ; Analyse : CRE

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

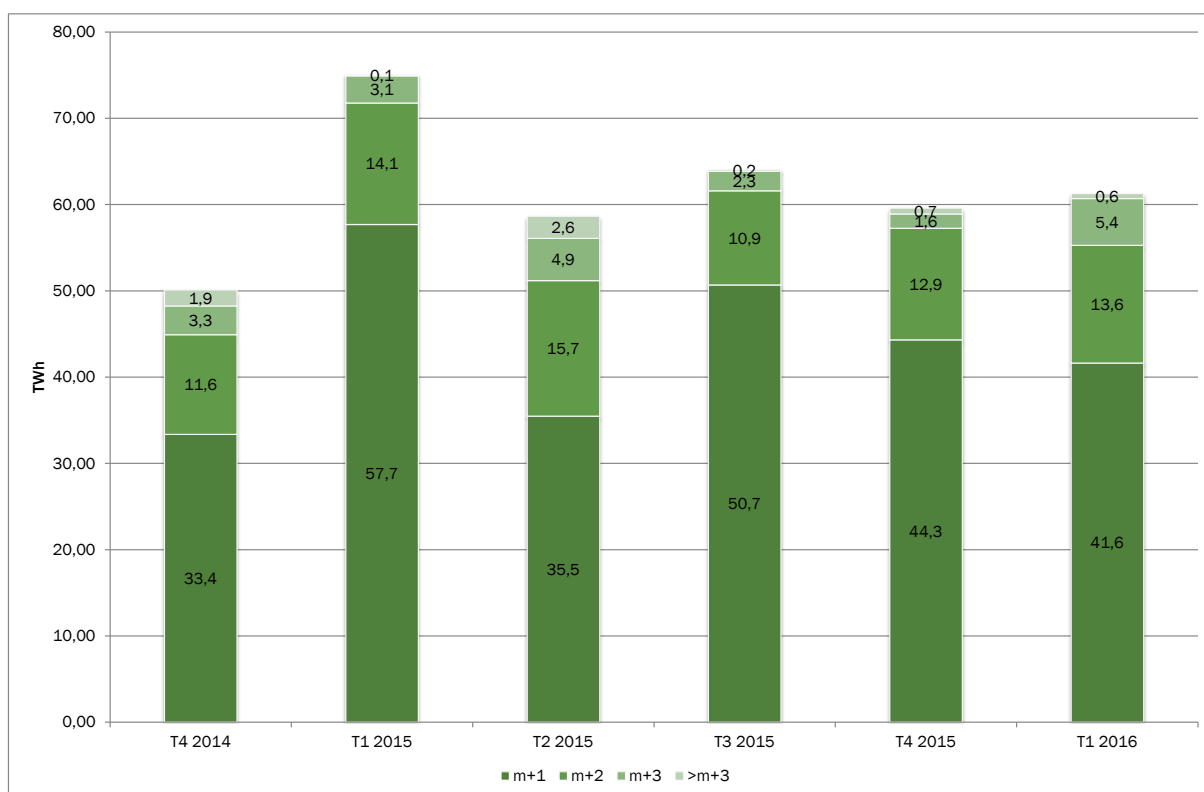


Graphique 9 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT



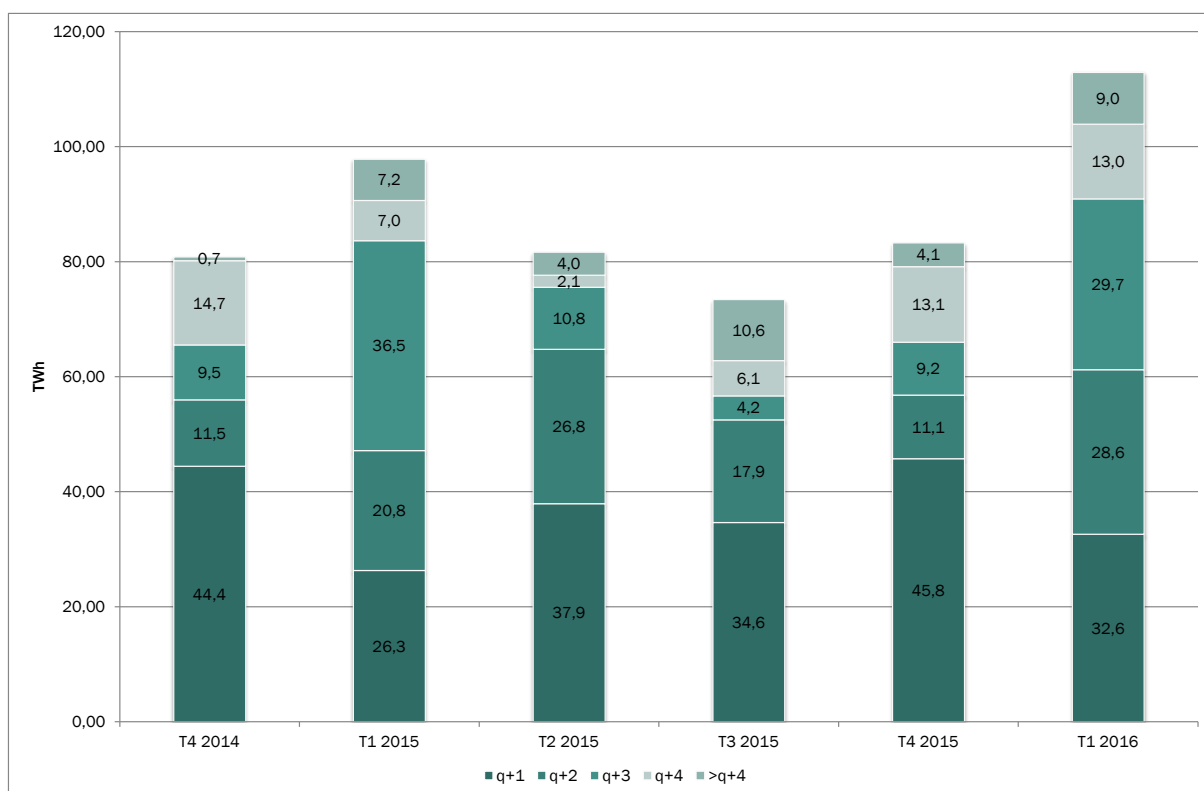
Sources : EPEX SPOT, Courtiers ; Analyse : CRE

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

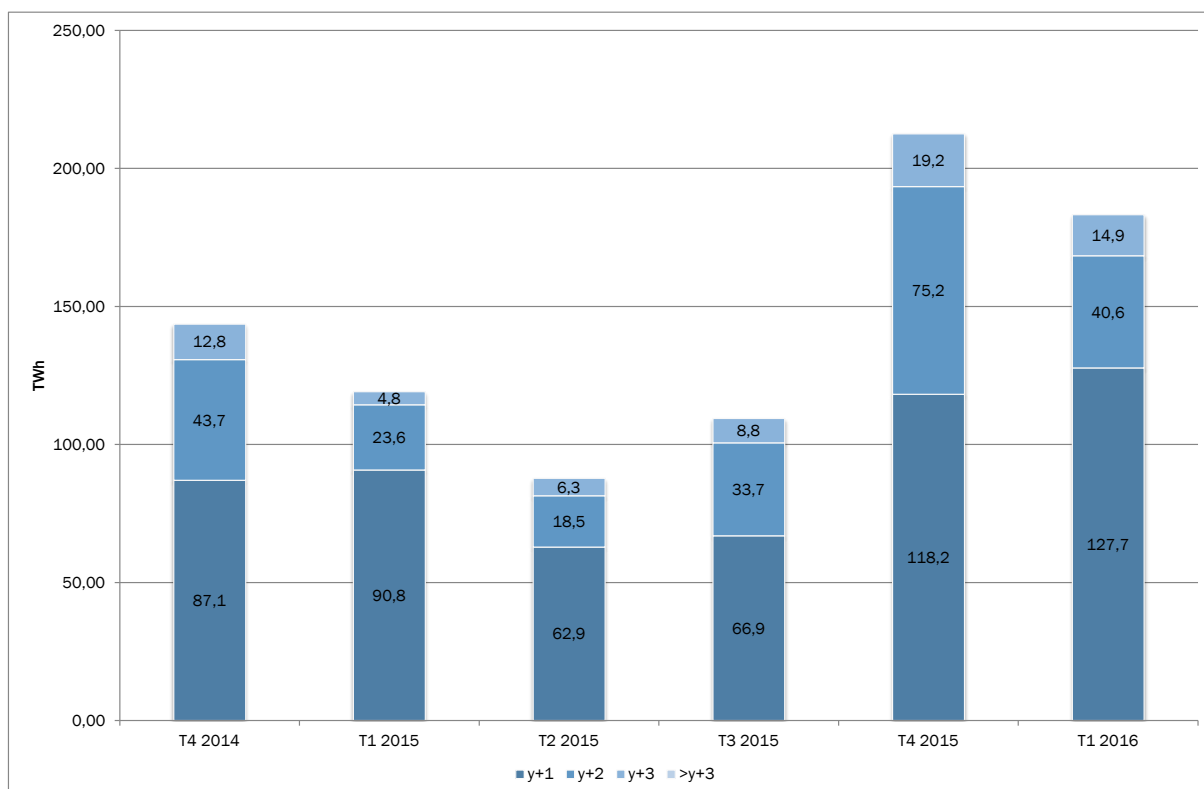


Sources : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

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



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



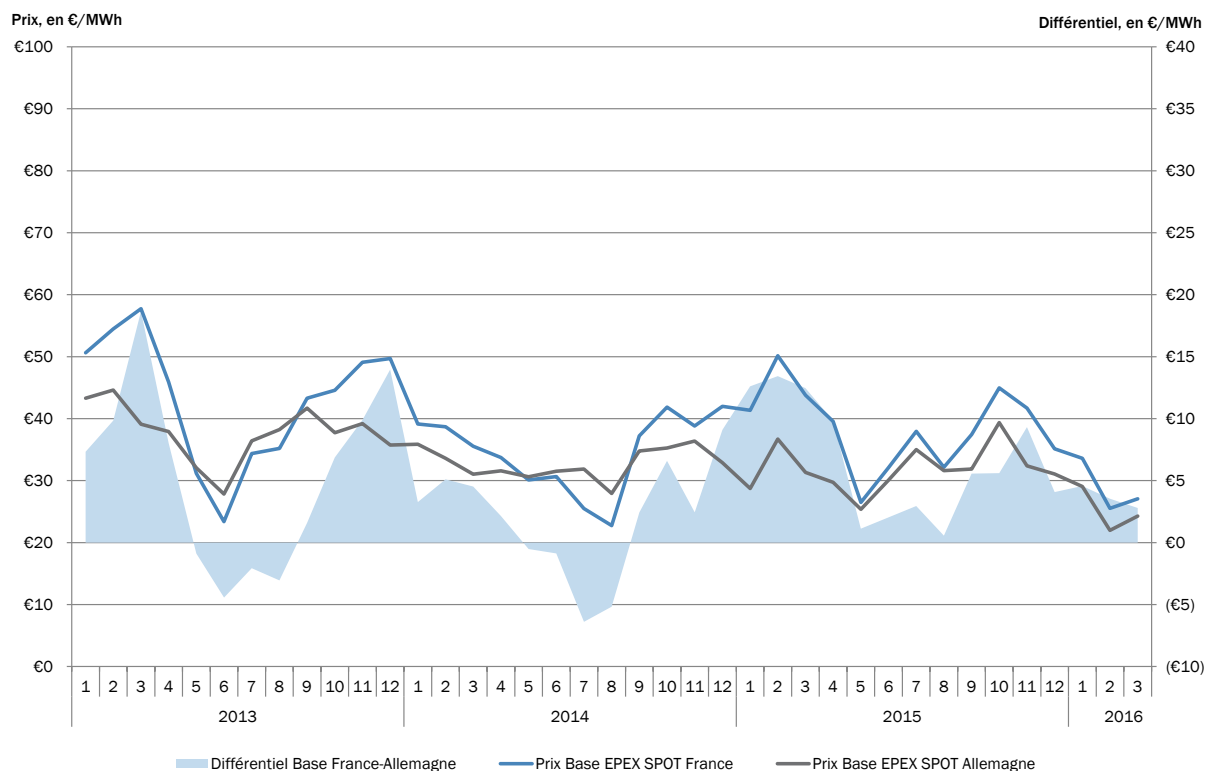
Sources : Courtiers, EPD France ; Analyse : CRE

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



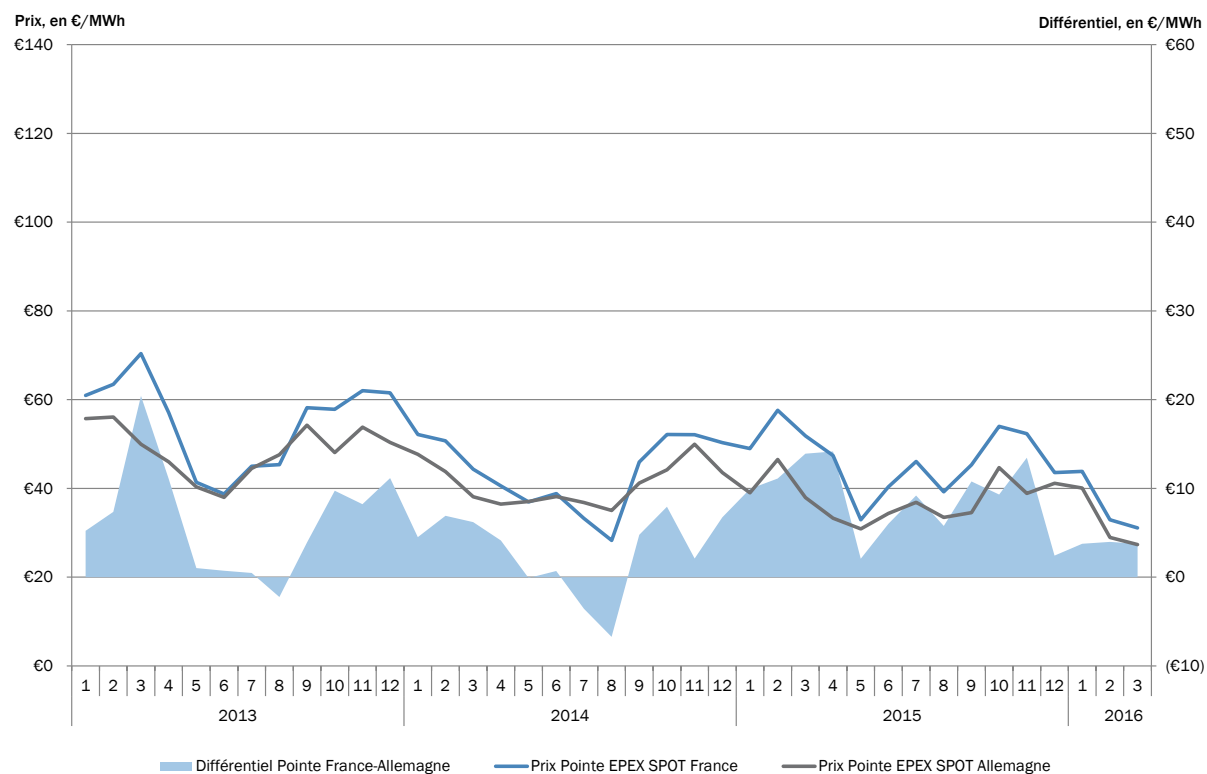
Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Graphique 14 : Prix day-ahead base sur EPEX SPOT
– moyennes mensuelles –

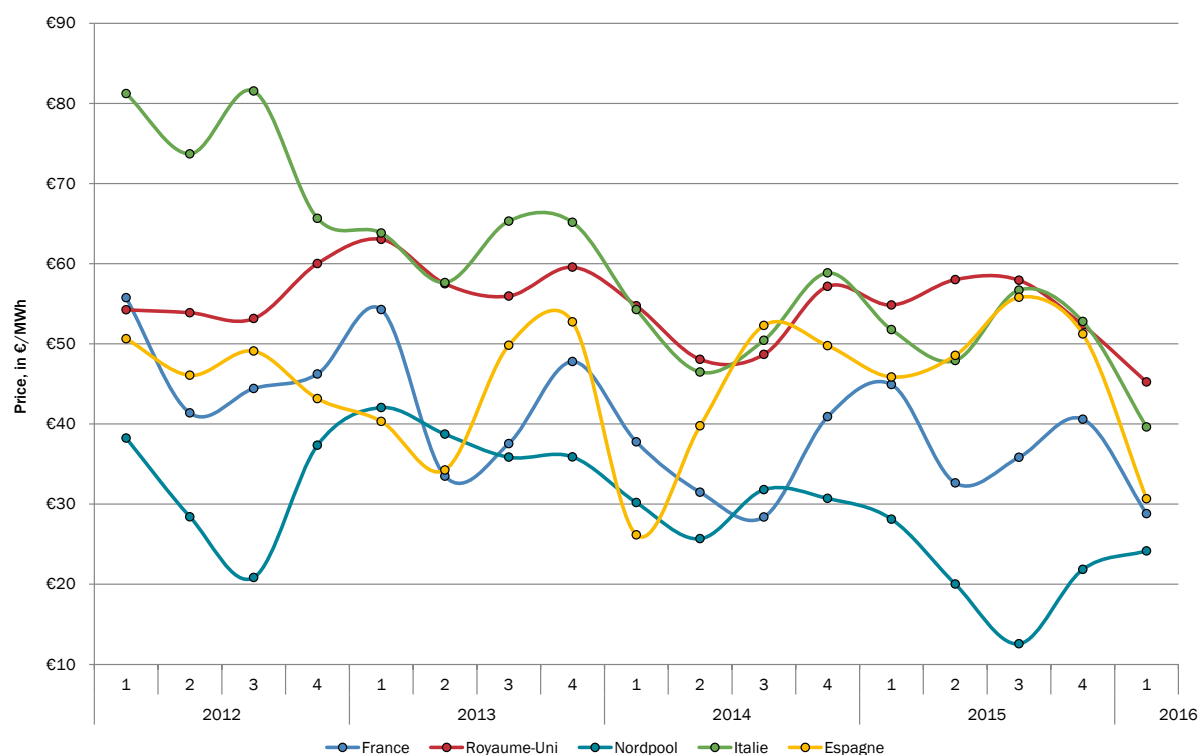
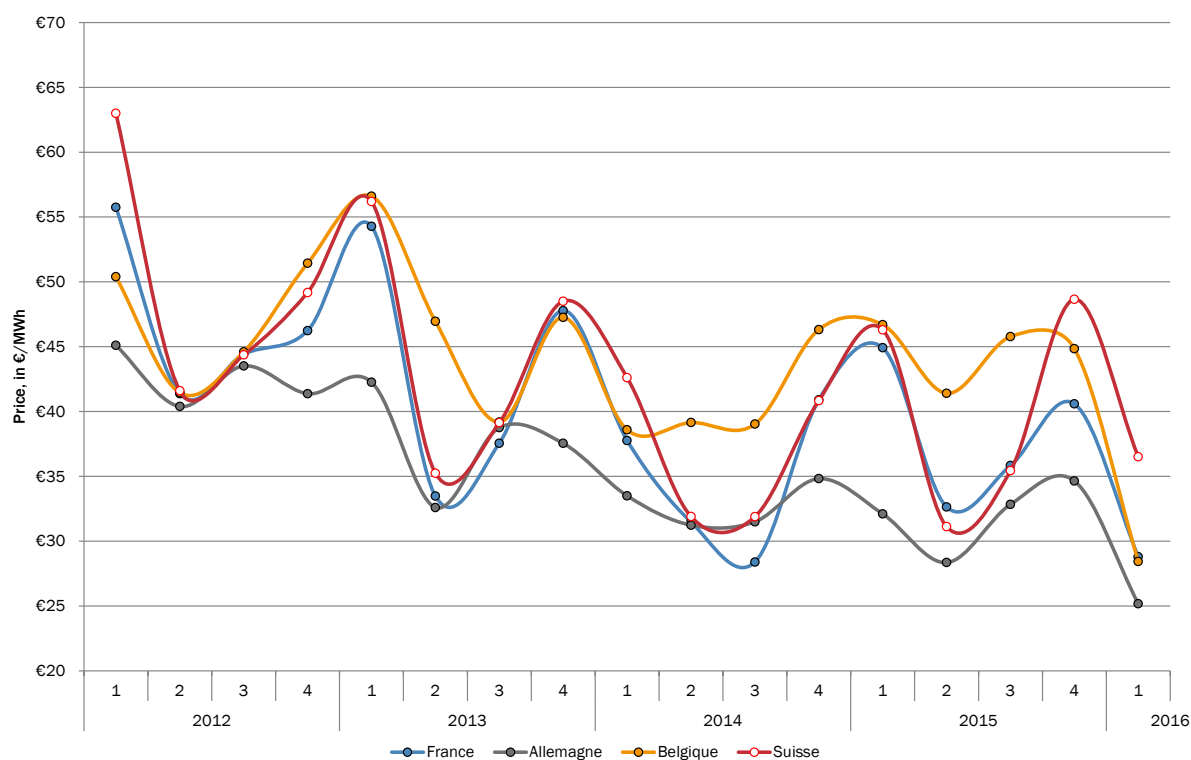


Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Graphique 15 : Prix day-ahead pointe sur EPEX SPOT
– moyennes mensuelles –

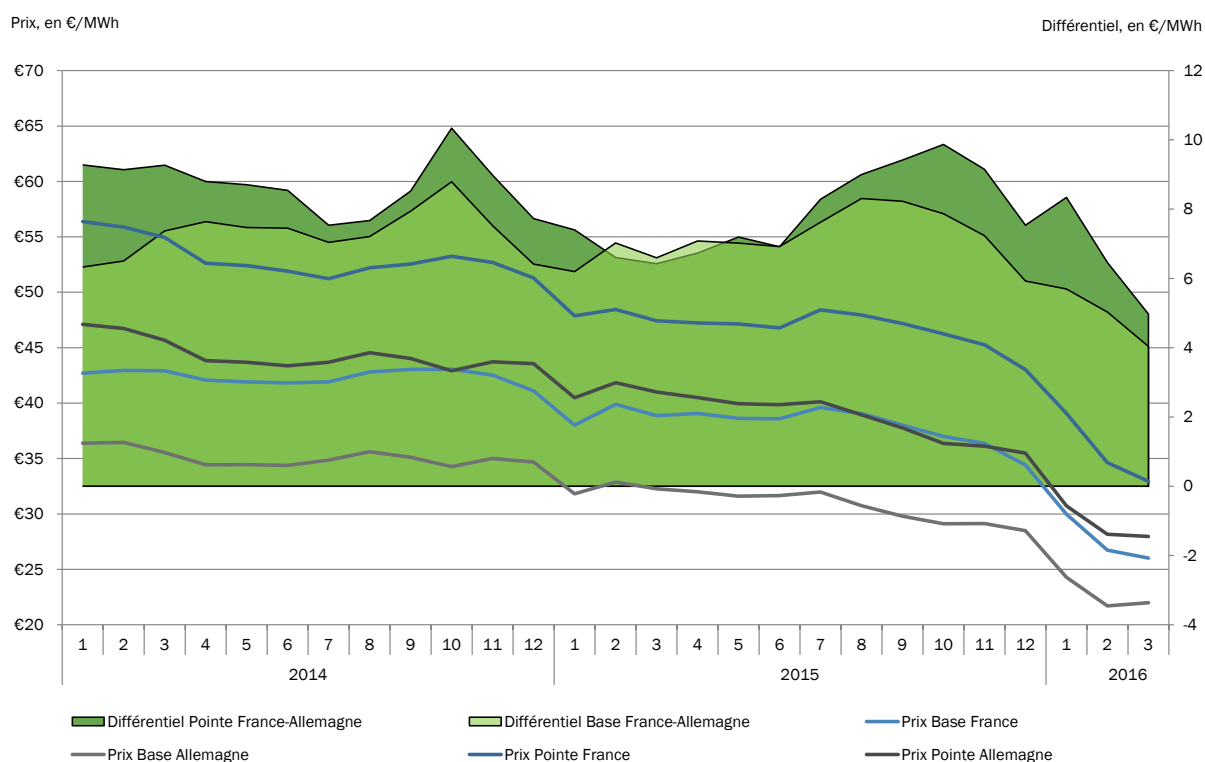


Graphique 16 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens
– moyennes trimestrielles –



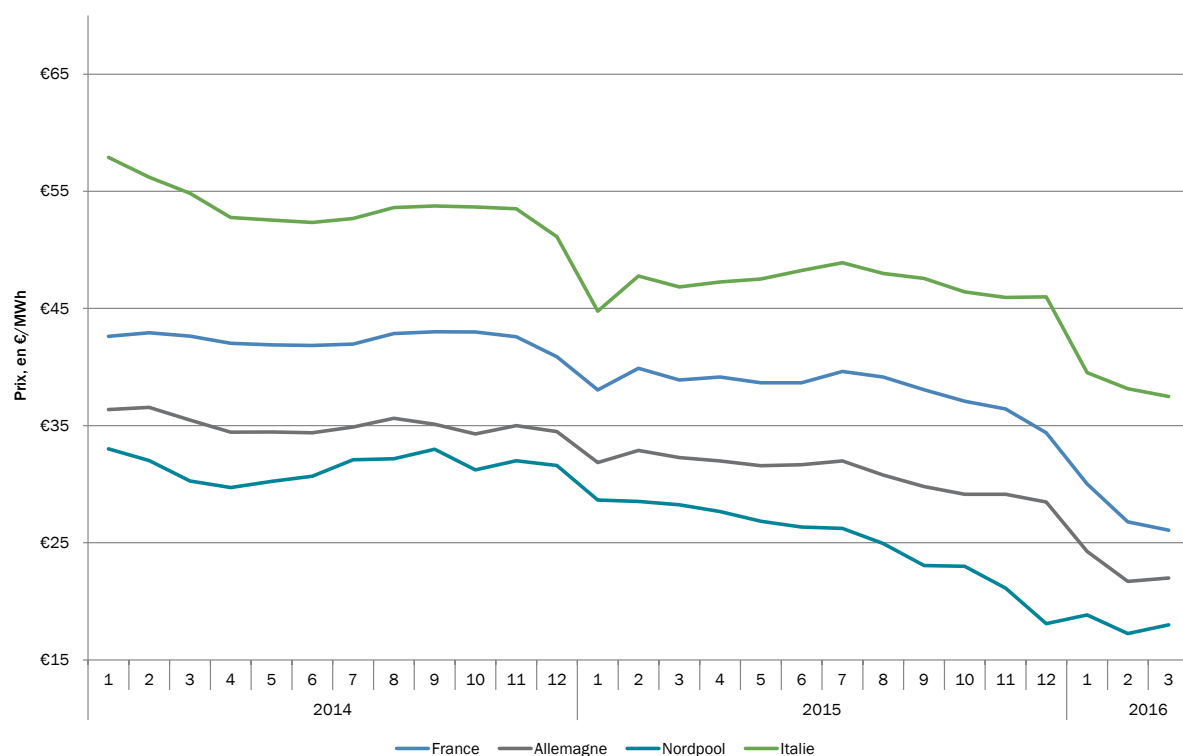
Sources : EPEX SPOT, Nordpool, N2EX, GME, OMEL, BELPEX – Analyse : CRE

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

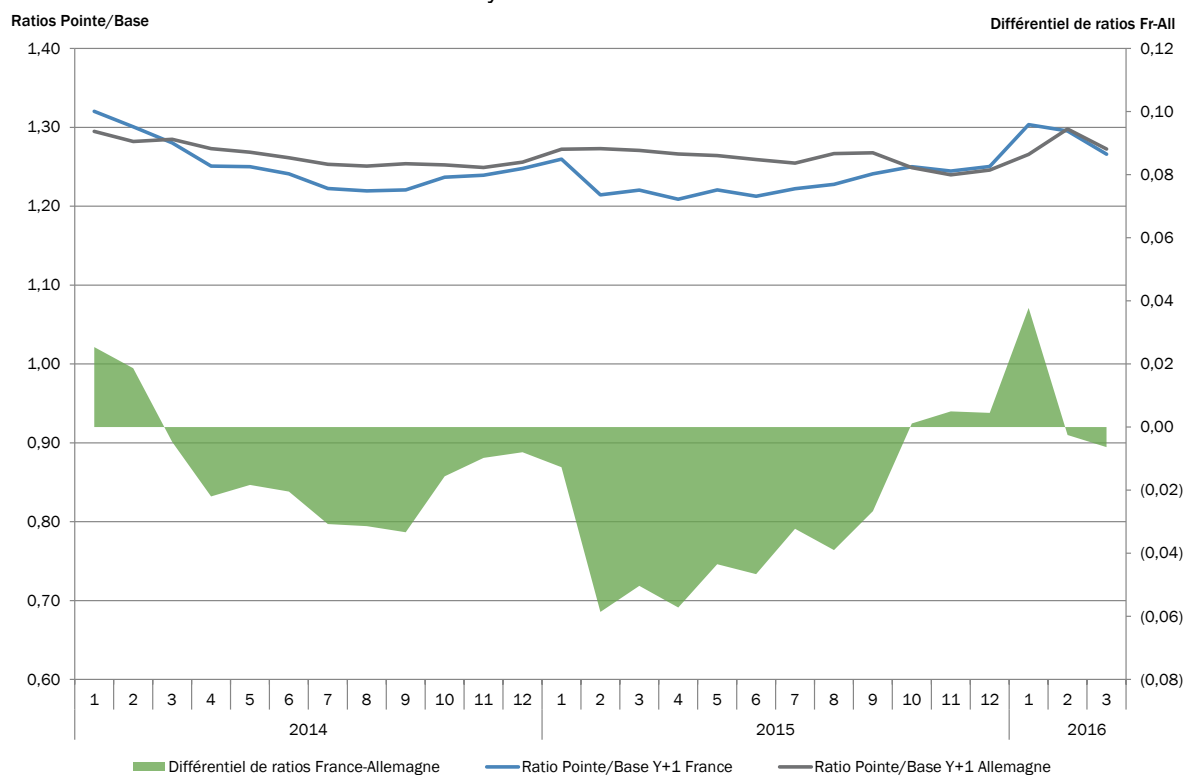


Sources : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

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

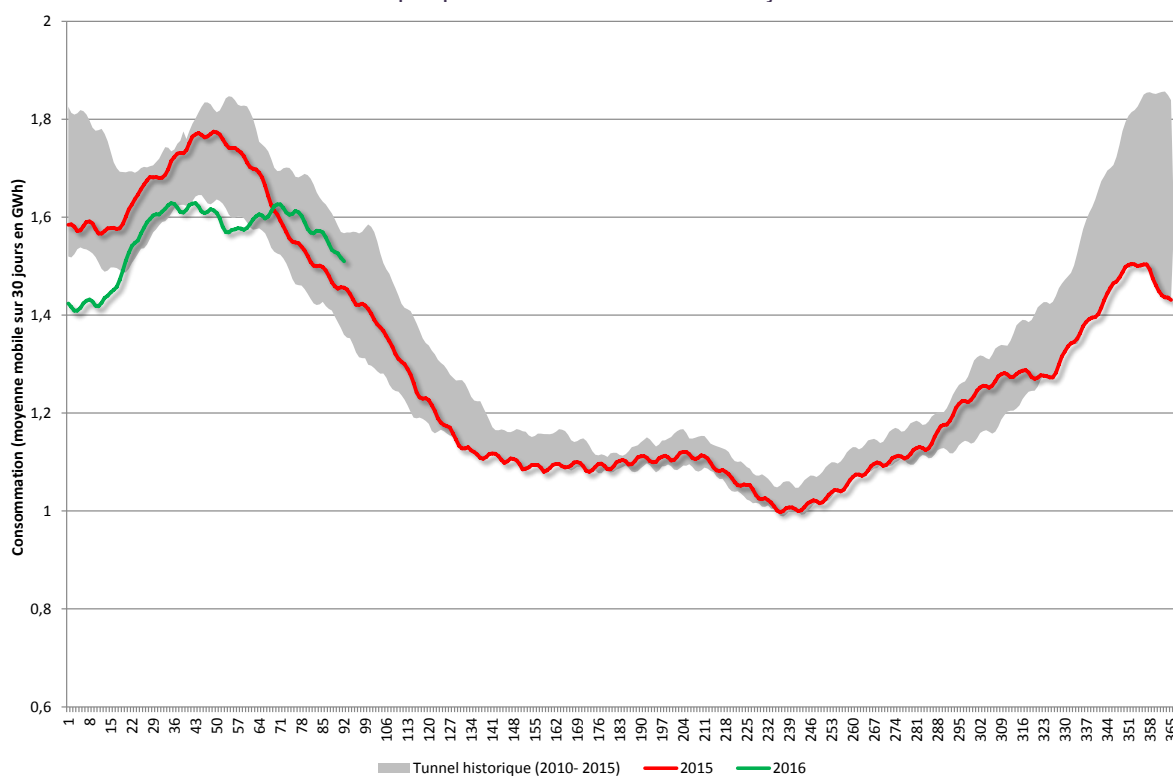


Graphique 19 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne
– moyennes trimestrielles –



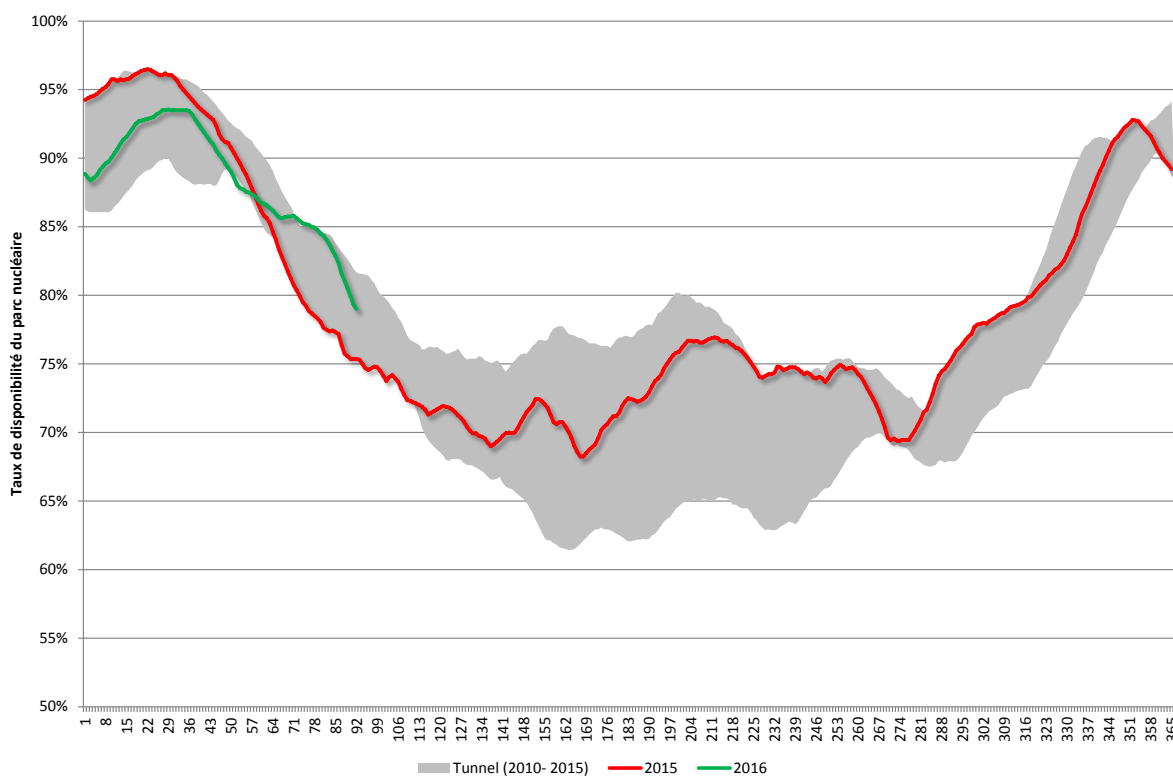
Sources : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

Graphique 20: Consommation française



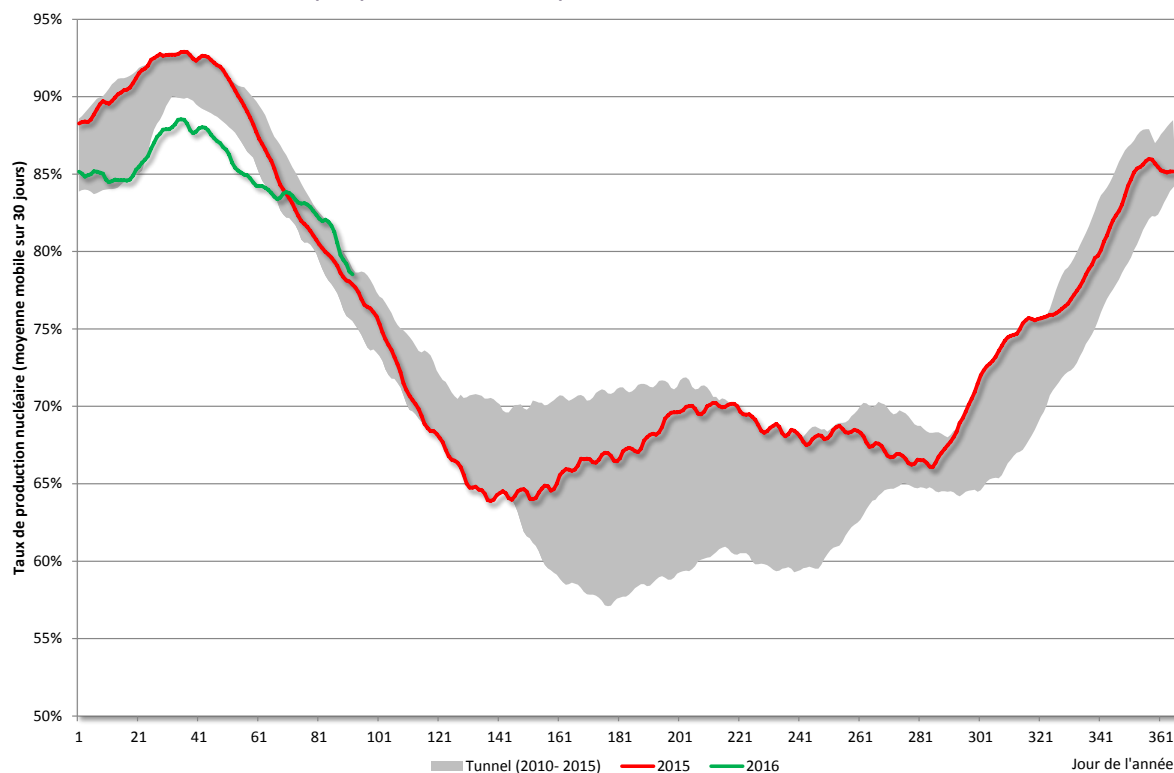
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 21 : Disponibilité du parc nucléaire français



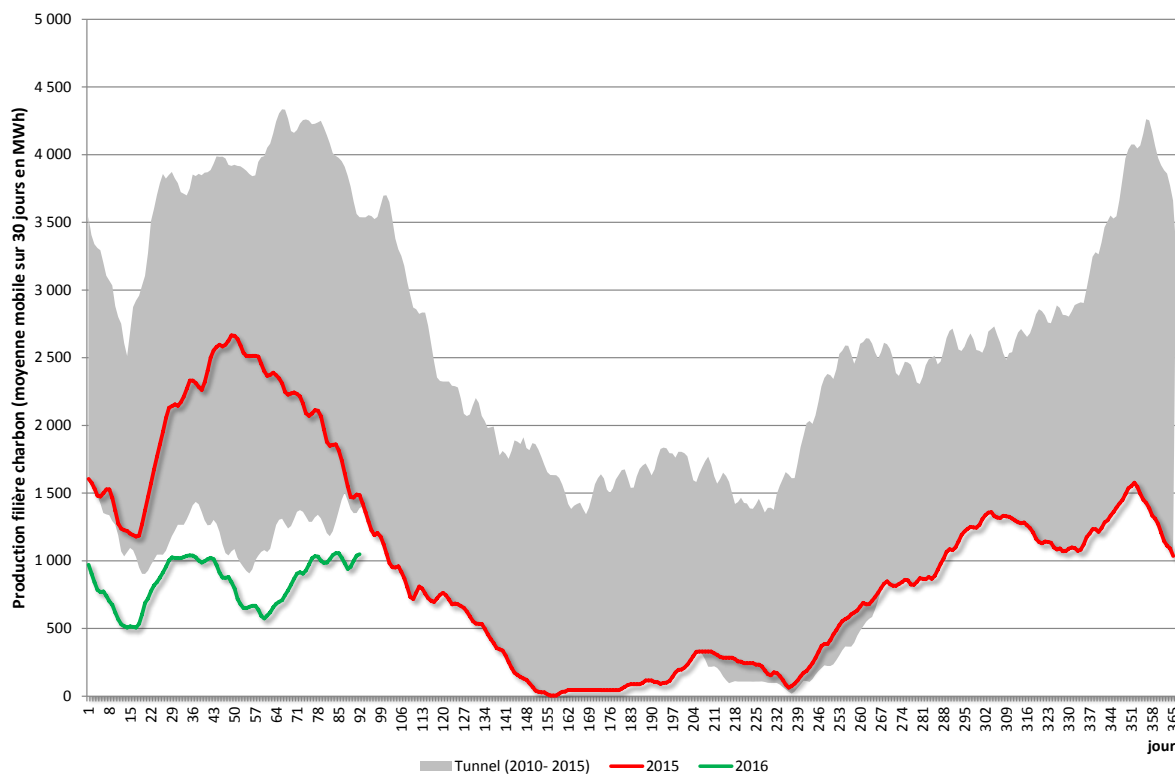
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 22 : Taux de production de la filière nucléaire



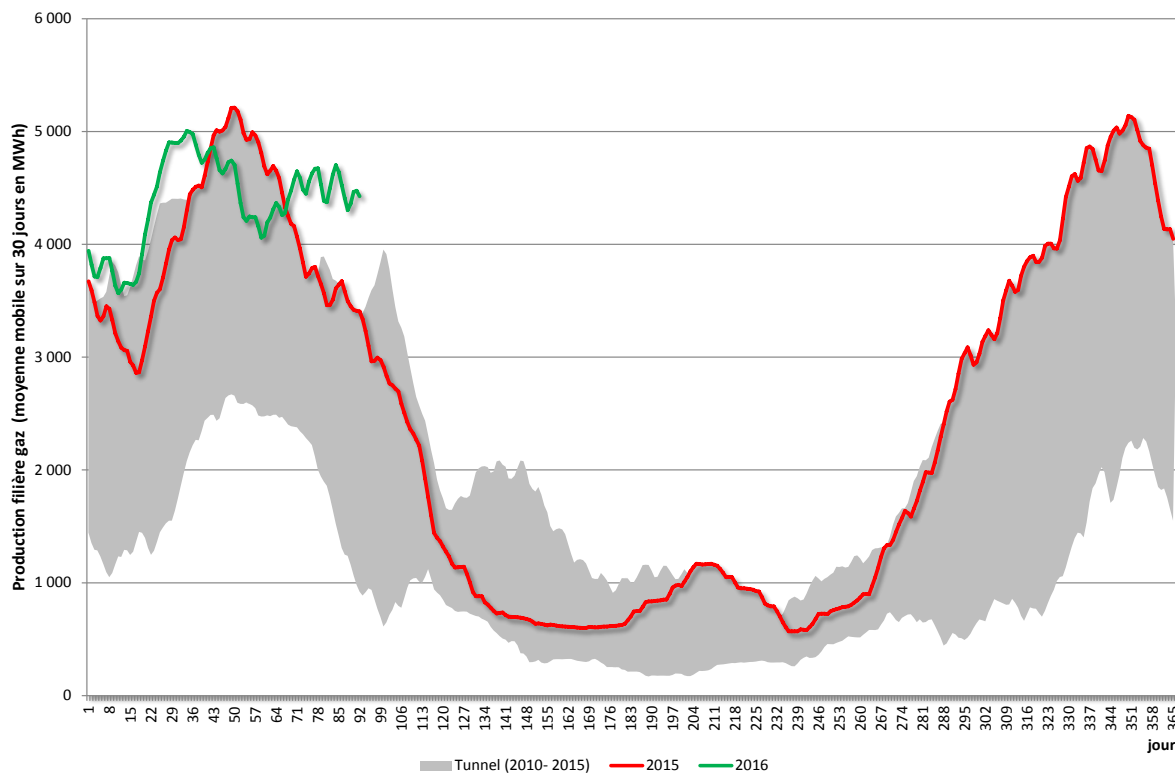
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 23 : Production de la filière charbon



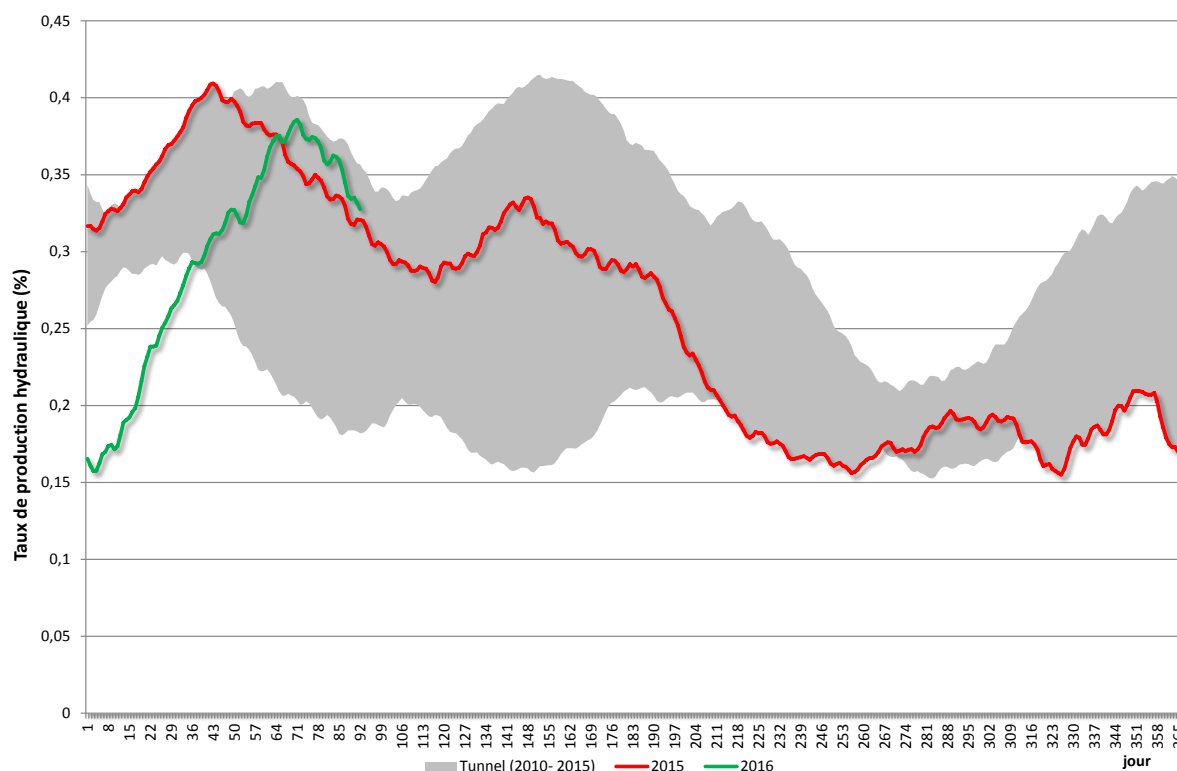
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 24 : Production de la filière gaz



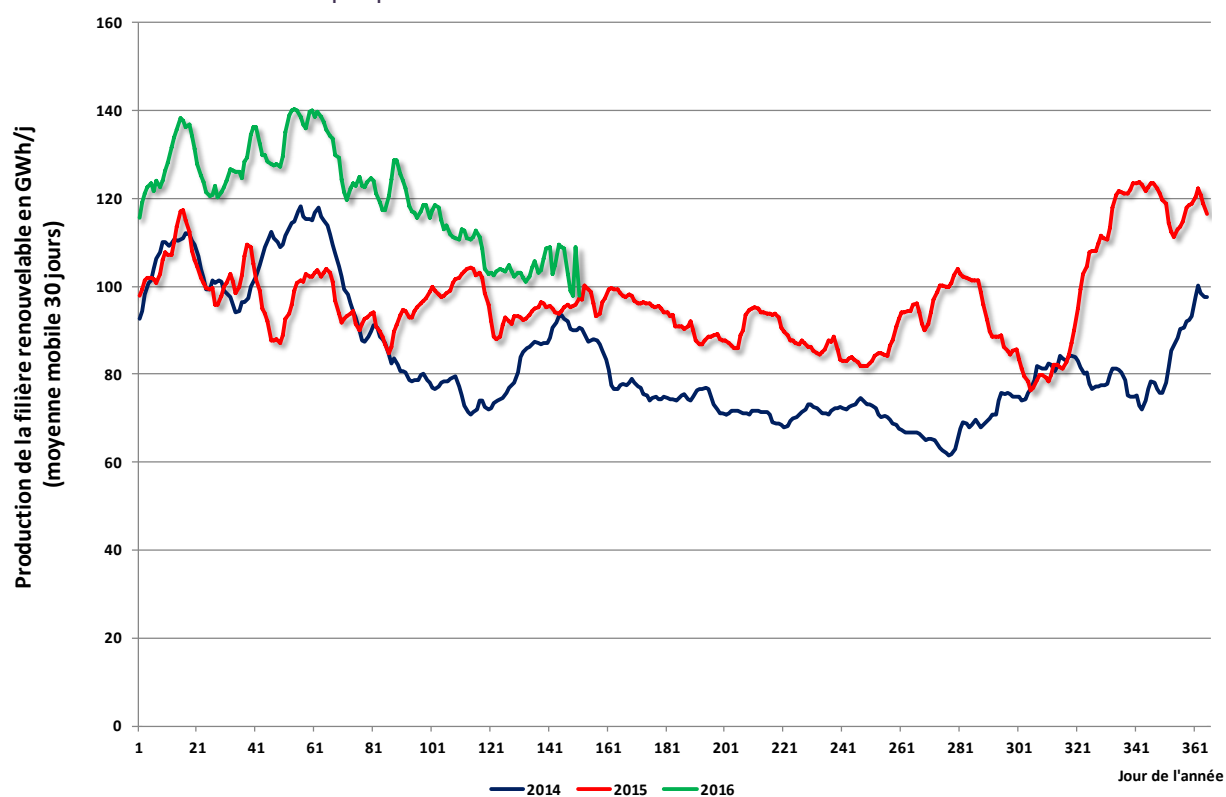
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 25 : Taux de production hydraulique



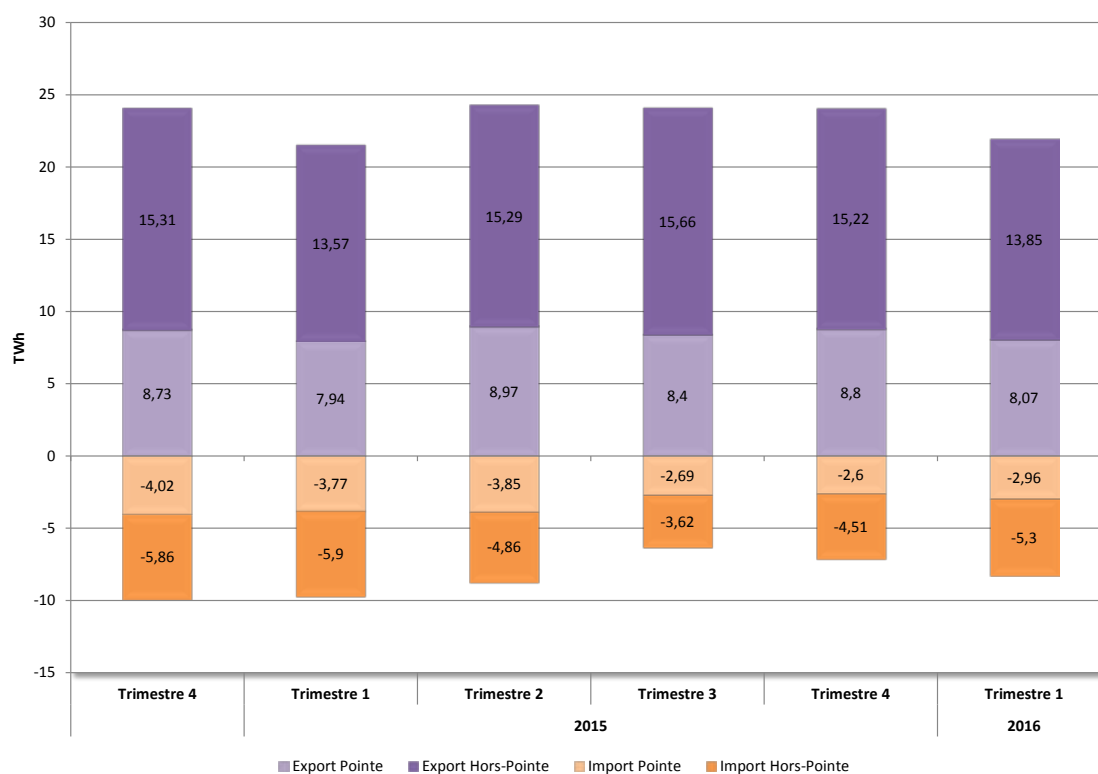
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 26 : Production de la filière renouvelable



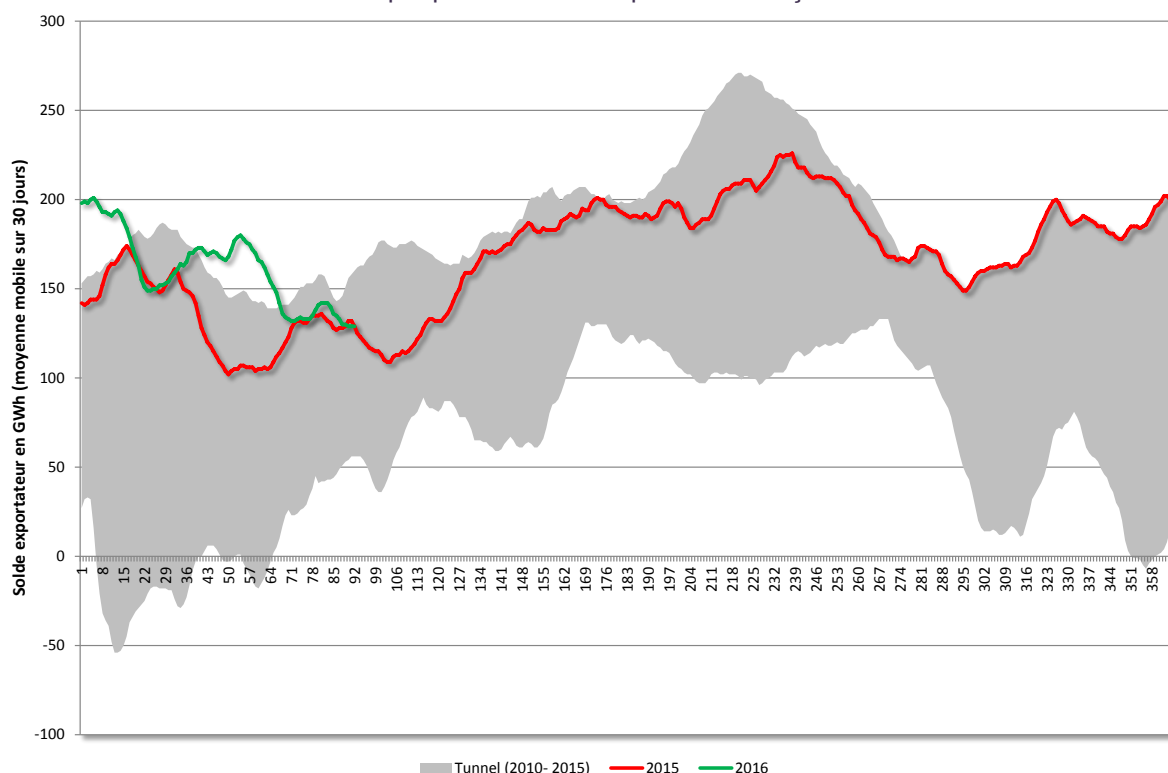
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 27 : Importations et exportations (pointe/hors-pointe)



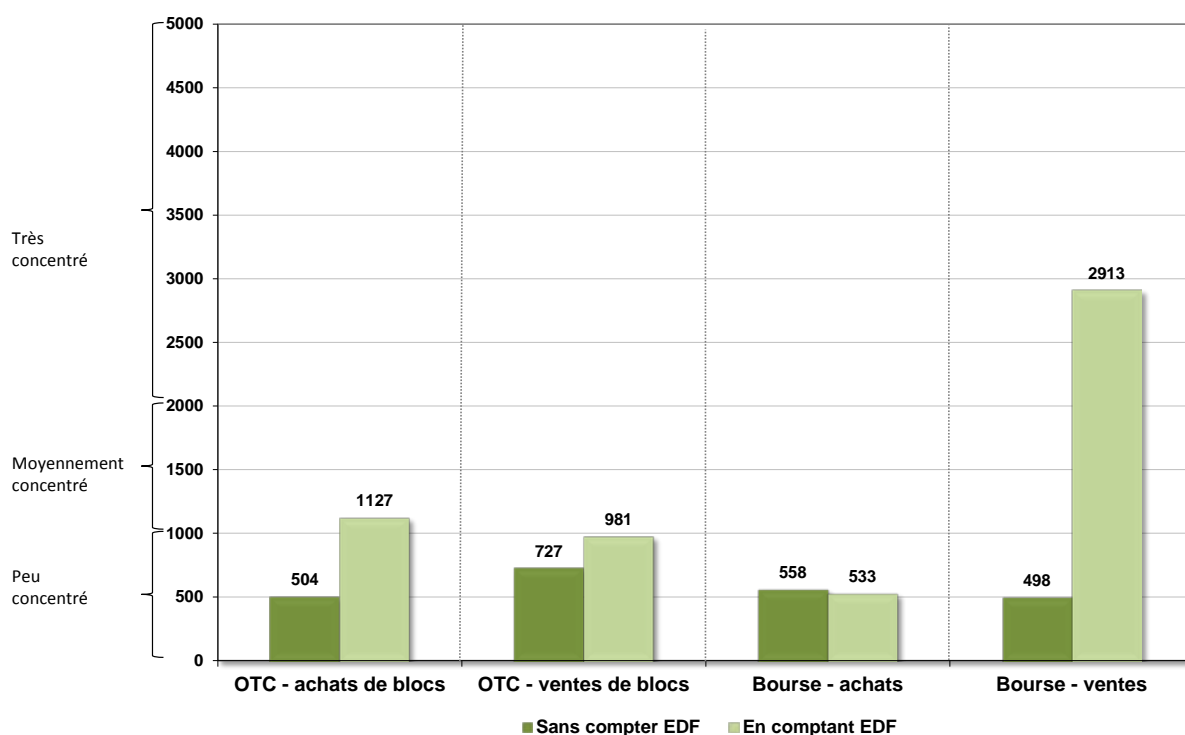
Données : RTE, Analyse : CRE

Graphique 28 : Solde exportateur français



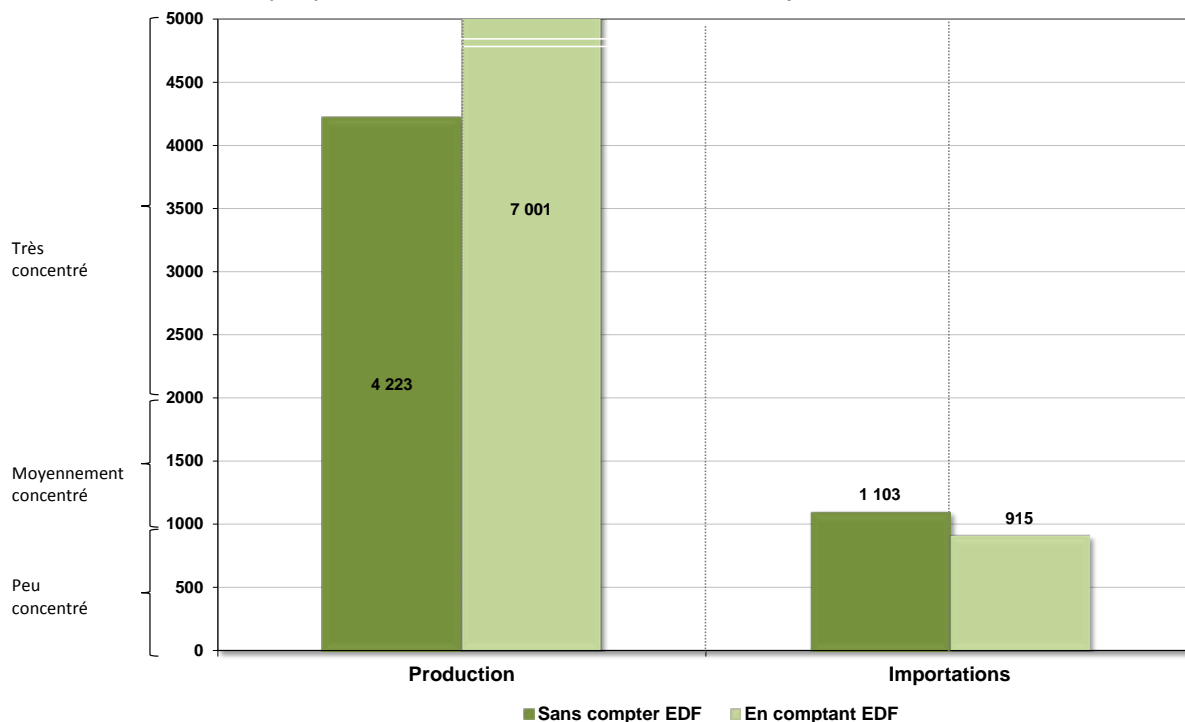
Source : RTE, Analyse CRE

Graphique 29 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T1 2016



Source : RTE, bourse, courtiers Analyse CRE

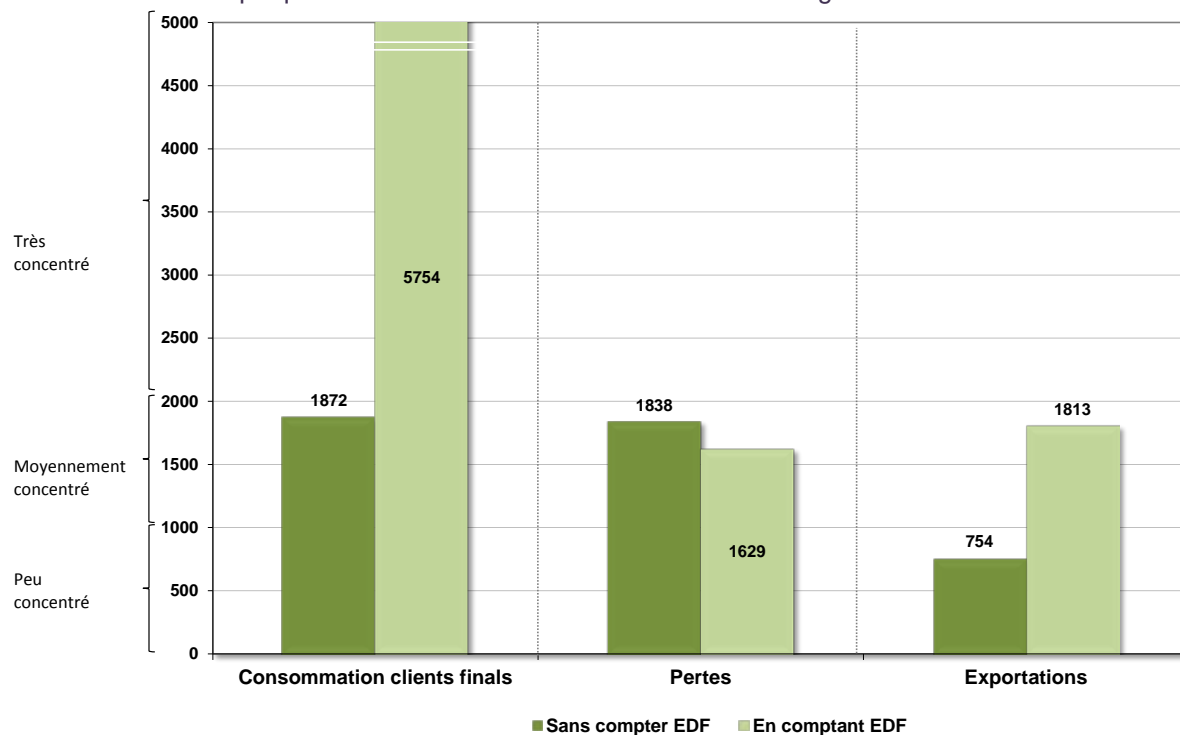
Graphique 30 : Indice de concentration HHI – injections T1 2016



Source : RTE, Analyse CRE ;

* les importations ne prennent pas en compte les nominations implicites

Graphique 31 : Indice de concentration HHI – soutirages en T1 2016



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
- **Avril 2013** : Mis en service des nouvelles capacités sur les points d'interconnexion avec l'Espagne. Les capacités commercialisables en entrée sur le point Larrau passent de 70 à 165 GWh/j et celles en sortie passent de 100 à 165 GWh/j.
- **Avril 2013** : Mis en service de nouvelles capacités sur les points d'interconnexion avec l'Espagne. Les capacités commercialisables en entrée sur le point Larrau passent de 70 à 165 GWh/j et celles en sortie passent de 100 à 165 GWh/j.
- **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.
- **Juin 2013** : Mise en place du produit *Joint Transport Storage* (JTS) permettant d'offrir aux enchères journalières de nouvelles capacités de liaison dans le sens Nord vers Sud.
- **Octobre 2013** : Powernext lance un contrat à terme *Front Month* sur le PEG Sud et le spread PEG Nord / PEG Sud.
- **Mars 2014** : Décret n° 2014-328 modifiant le dispositif d'accès aux stockages souterrains en France afin de renforcer la sécurité de l'approvisionnement.
- **Juillet 2014** : Lancement du service 24h/7 pour les produits spot de Powernext.
- **Octobre 2014** : Mise en place d'un processus d'enchères sur la plateforme PRISMA pour la commercialisation de capacités de liaison Nord vers Sud
- **Avril 2015** : Création de la place de marché TRS (*Trading Region South*) à partir de la fusion du PEG Sud et du PEG TIGF

II. Chiffres clés

Tableau 8 : Chiffres clés du marché de gros du gaz

Fondamentaux	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T1 2016 / T4 2015		Variation annuelle T1 2016 / T1 2015	
	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Approvisionnements et débouchés									
Approvisionnement (TWh)	215	125	130	177	203	15%	26	-5%	-12
Déstockage	76	3	1	40	64	61%	24	-16%	-12
Importations	139	122	129	137	139	2%	2	0%	0
Importations terrestres	126	105	113	119	122	3%	3	-3%	-3
Importations GNL	14	18	16	18	17	-5%	-1	27%	4
Débouchés (TWh)	215	125	130	177	203	15%	26	-5%	-12
Stockage	4	38	59	13	4		-9	10%	0
Consommation clients finals	183	74	54	137	176	28%	38	-4%	-7
Clients distribution	135	42	24	88	128	45%	39	-6%	-8
Clients directement reliés au réseau de transport	48	32	30	49	48	-2%	-1	1%	1
Exportations	27	12	16	26	22	-15%	-4	-17%	-5
Autres	1	1	2	1	1	72%	0	-27%	0
Livraisons aux PEG (TWh)	186	155	180	160	203	27%	43	9%	17
PEG Nord	148	126	141	129	164	27%	35	11%	16
TRS*	38	30	40	31	39	25%	8	1%	0
Suivi des infrastructures									
Utilisation de la liaison Nord-Sud	86%	90%	94%	90%	93%		3%		7%
Disponibilité liaison Nord Sud	80%	83%	83%	85%	90%		5%		10%
Utilisation de Taisnières H	78%	70%	62%	71%	61%		-10%		-17%
Utilisation de Obergailbach	24%	50%	38%	25%	33%		8%		9%
Niveau de stock (TWh au dernier jour du trimestre)	23	58	116	89	28	-68%	-61	23%	5
Variation nette des stockages en France (GWh/j)	-800	394	629	-291	-655	125%	-364	-18%	145
Emission terminaux méthaniens (GWh/j)	149	201	170	197	194	-2%	-3	30%	45
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	127	80	91	105	129	23%	24	2%	2

Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Prix	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T1 2016 / T4 2015		Variation annuelle T1 2016 / T1 2015	
	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Prix Spot (€/MWh)									
PEG Nord day-ahead (moyenne)	21,9	21,1	19,9	17,4	13,2	-24%	-4,2	-40%	-8,7
TRS day-ahead (moyenne) **	22,5	21,5	20,4	18,1	13,5	-25%	-4,6	-40%	-9,0
Spread Nord/Sud	0,6	0,4	0,5	0,7	0,3	-52%	-0,4	-45%	-0,3
Spread PEG Nord/TTF	0,6	0,1	0,0	0,3	0,3	2%	0,0	-47%	-0,3
Prix à terme (€/MWh)									
PEG Nord M+1 (moyenne)	21,6	20,9	19,8	17,5	12,8	-26%	-4,6	-41%	-8,8
PEG Nord Y+1 (moyenne)	21,8	22,0	20,3	17,6	14,2	-19%	-3,3	-35%	-7,5
Spread Nord/Sud (M+1)	0,5	0,6	0,7	0,6	0,6	-14%	-0,1	2%	0,0
Spread PEG Nord/TTF (Y+1)	0,4	0,4	0,2	0,1	0,2	56%	0,1	-48%	-0,2
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead *	1,7	1,5	0,9	1,5	1,7	13%	0,2	0%	0,0

Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

* Différentiel de prix entre les produits Winter-ahead et Summer-ahead durant la saison d'hiver et entre les produits Winter-ahead et Balance of Summer (construit à partir des produits livrant durant l'été) durant la saison d'été

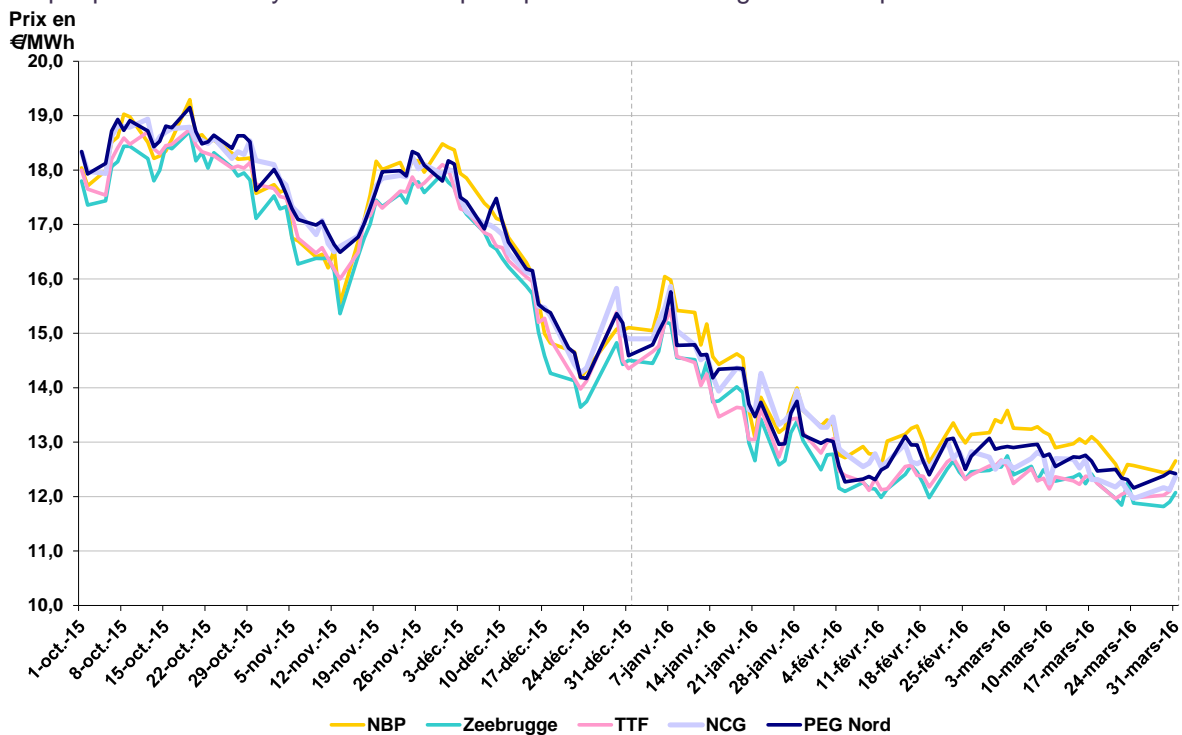
Négoce	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T1 2016 / T4 2015		Variation annuelle T1 2016 / T1 2015	
	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Activité sur le marché de gros français									
Echanges aux PEG* (TWh)	134	97	108	93	105	13%	12	-22%	-30
En % de la consommation nationale	73%	131%	201%	67%	60%				
Volumes échangés sur le marché intermédiaire français									
Marché spot (TWh)	49	38	35	45	49	9%	4	-1%	0
Intraday	5	3	4	5	7	33%	1,7	28%	1,5
Day Ahead	29	21	20	25	27	8%	2,0	-6%	-1,6
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	31	26	26	34	34	2%	0,6	12%	3,7
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	18	12	10	11	14	30%	3,3	-22%	-4,0
Marché à terme (TWh)	74	45	54	49	85	75%	36	15%	11
M+1	20	11	19	17	18	3%	0,6	-10%	-2,0
Q+1	1	12	4	8	1	-90%	-7,5	20%	0,1
S+1	26	4	6	4	17	313%	13,1	-34%	-8,8
Y+1	1	2	6	6	1	-74%	-4,1	24%	0,3
Bourse (toutes échéances)	15	7	7	8	17	129%	9,8	19%	2,8
Brokers (toutes échéances)	59	38	47	41	68	65%	26,6	14%	8,4
Nombre de transactions sur le marché intermédiaire français									
Marché spot	37 555	29 306	30 109	35 736	34 477	-4%	-1259	-8%	-3078
Intraday	7 249	5 116	5 968	6 070	7 222	19%	1152	0%	-27
Day Ahead	24 845	19 400	19 687	23 835	22 527	-5%	-1308	-9%	-2318
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	30 137	24 473	25 687	30 654	28 748	-6%	-1906	-5%	-1389
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	7 418	4 833	4 422	5 082	5 729	13%	647	-23%	-1689
Marché à terme	1 222	750	913	1 031	1 044	1%	13	-15%	-178
M+1	727	458	573	682	576	-16%	-106	-21%	-151
Q+1	12	123	58	119	17	-86%	-102	42%	5
S+1	177	45	55	38	102	168%	64	-42%	-75
Y+1	11	10	36	28	20	-29%	-8	82%	9
Bourse (toutes échéances à terme)	410	238	288	416	403	-3%	-13	-2%	-7
Brokers (toutes échéances à terme)	812	512	625	615	641	4%	26	-21%	-171
Concentration du marché français du gaz									
Nombre d'expéditeurs actifs sur le marché	99	94	92	97	96	-1%	-1	-3%	-3
dont actifs chez Powernext Gas Spot	49	50	50	51	51	0%	0	4%	2
dont actifs chez Powernext Gas Futures	32	30	33	33	37	12%	4	16%	5

Source: GRTgaz, TIGF, Powernext, brokers – Analyse : CRE
* Livraisons issues des échanges sur les marchés intermédiaires en France

III. Graphiques

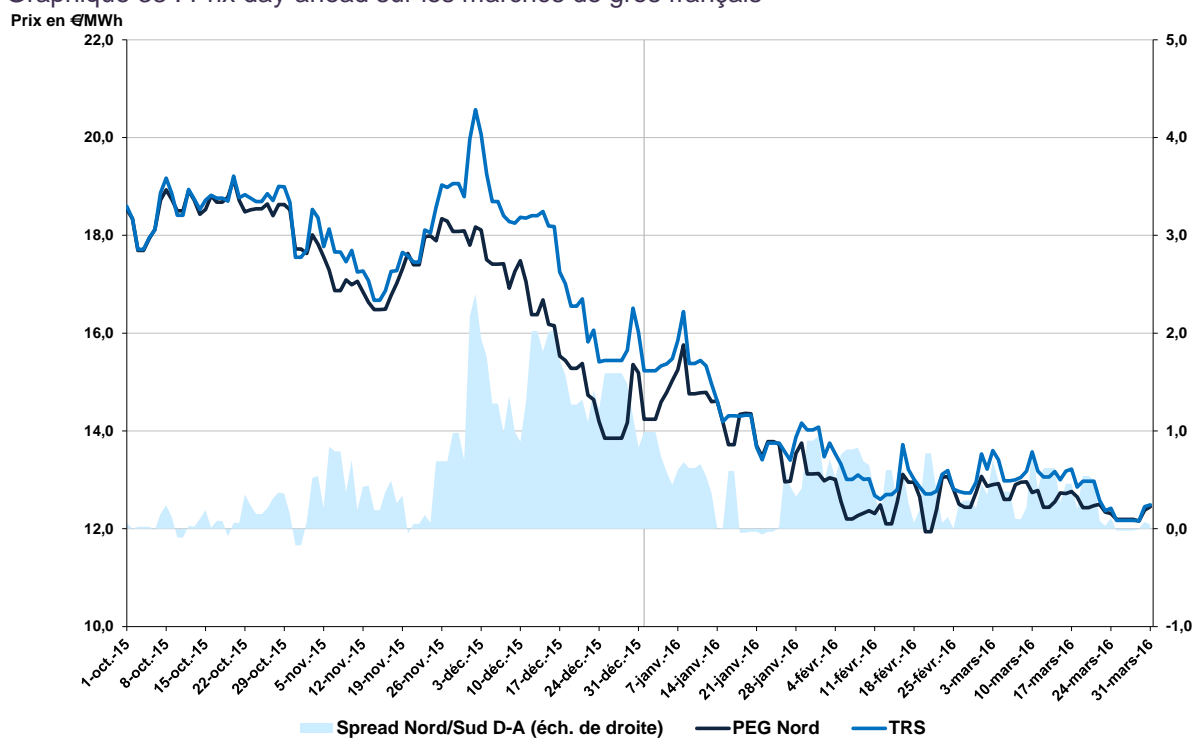
Evolution des prix en France et en Europe

Graphique 32 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe



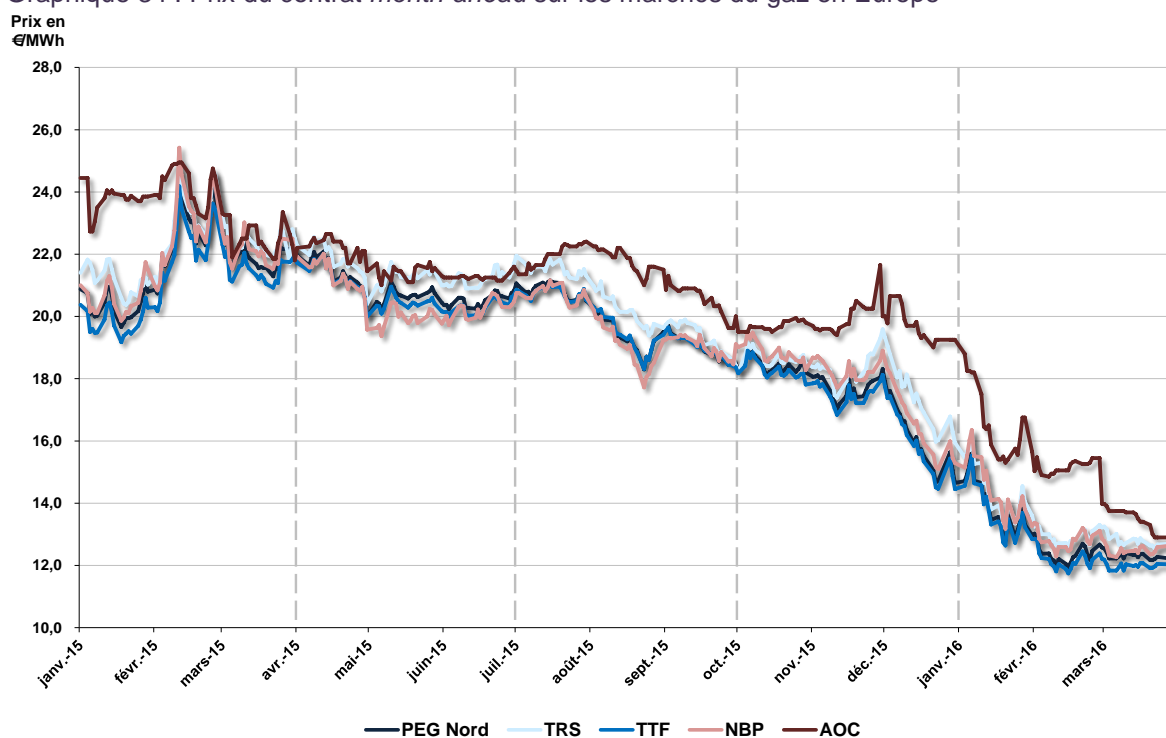
Source: Powernext EOD; Heren – Analyse : CRE

Graphique 33 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français



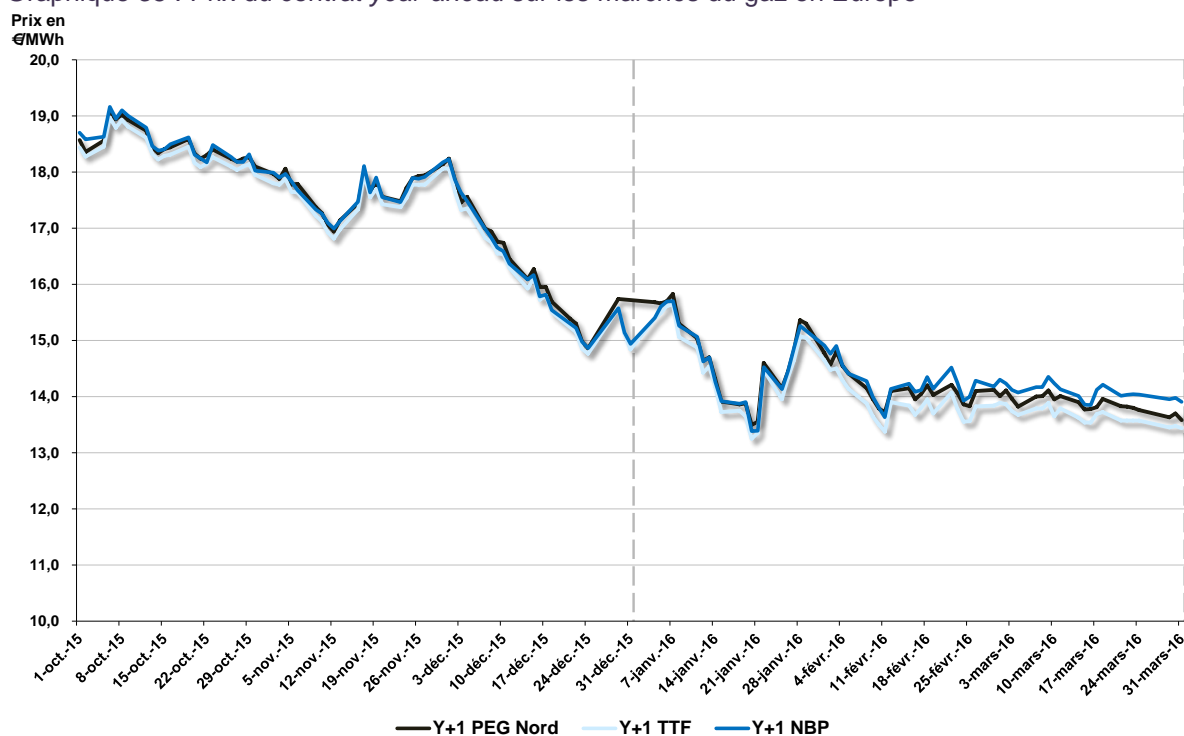
Source: Powernext EOD et Heren pour le PEG TIGF – Analyse : CRE

Graphique 34 : Prix du contrat *month-ahead* sur les marchés du gaz en Europe



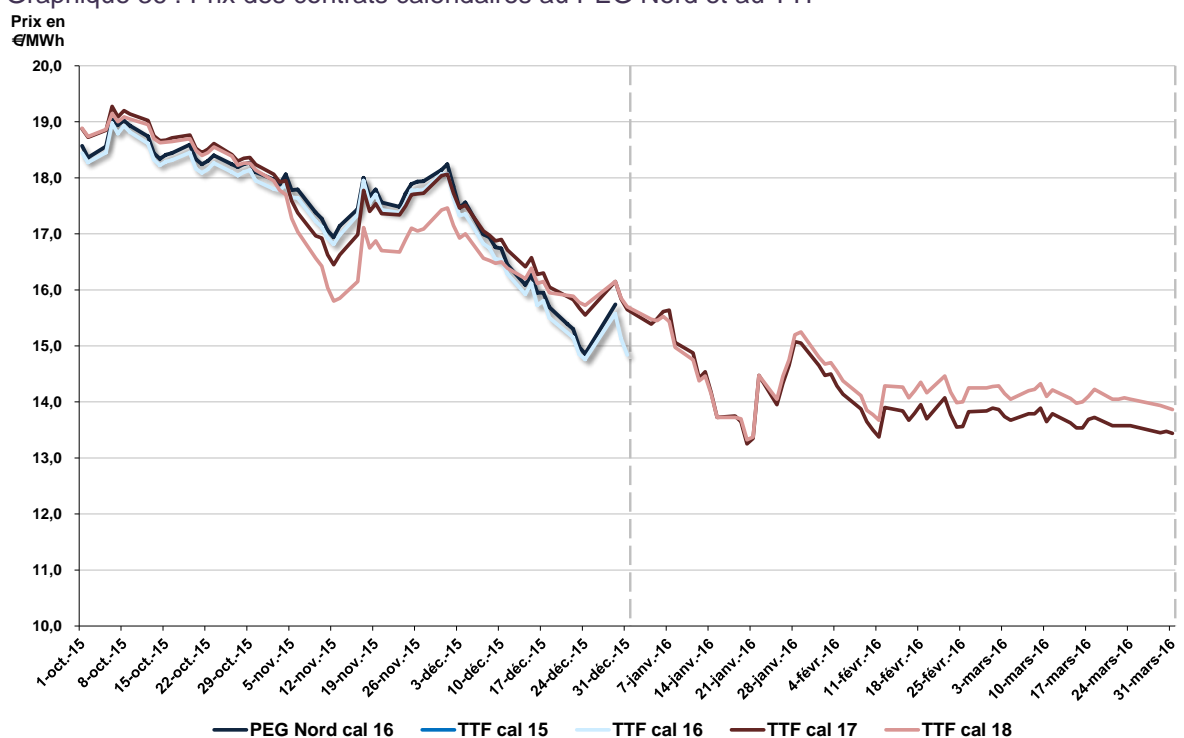
Source: Powernext ; Heren – Analyse : CRE

Graphique 35 : Prix du contrat *year-ahead* sur les marchés du gaz en Europe



Source: Powernext ; Heren – Analyse : CRE

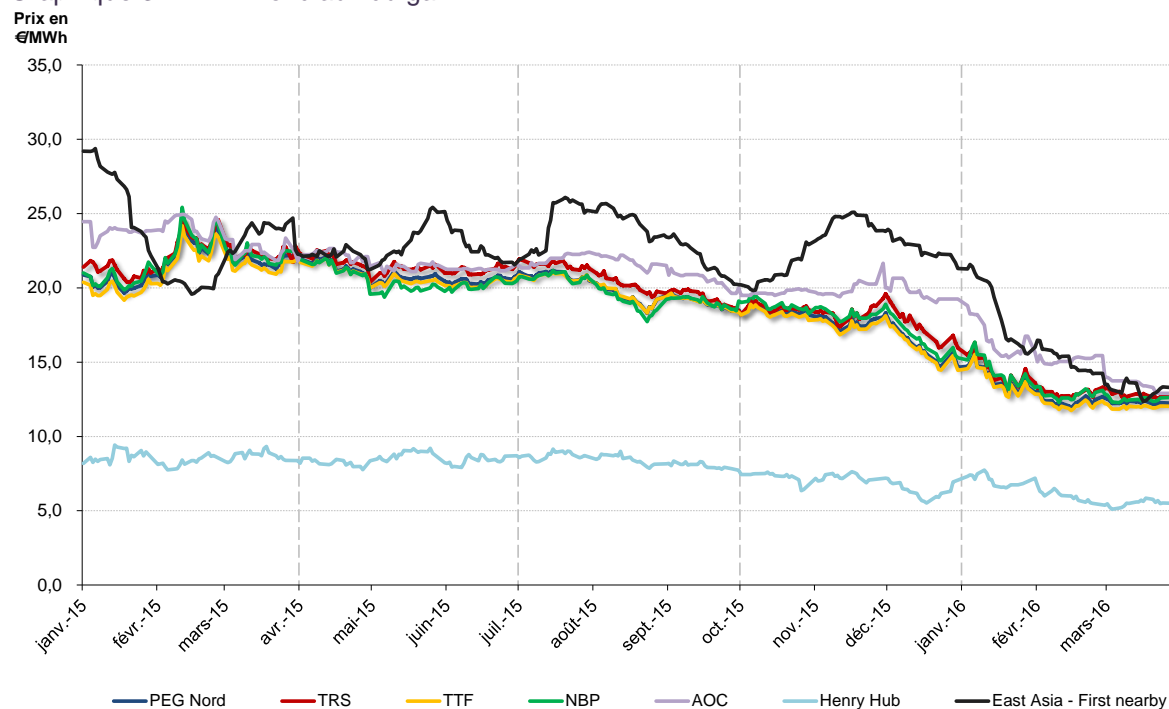
Graphique 36 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF



Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

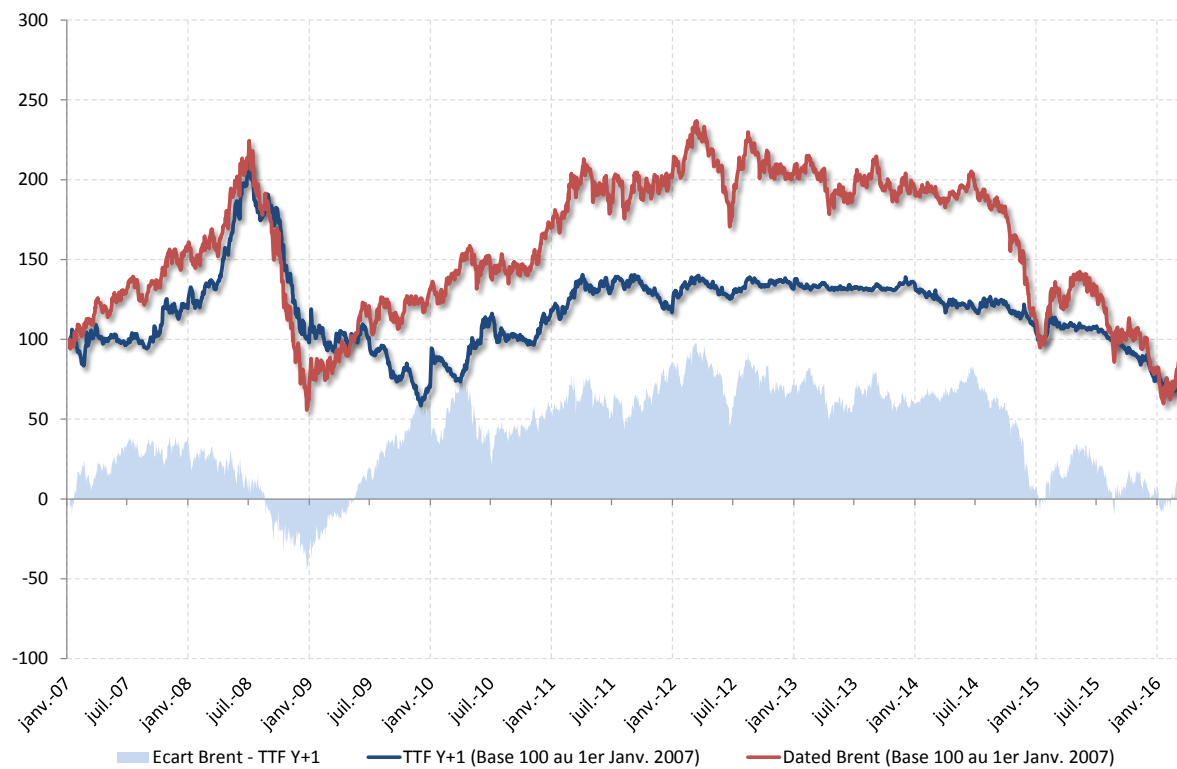
Contexte international

Graphique 37 : Prix mondiaux du gaz



Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

Graphique 38 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers

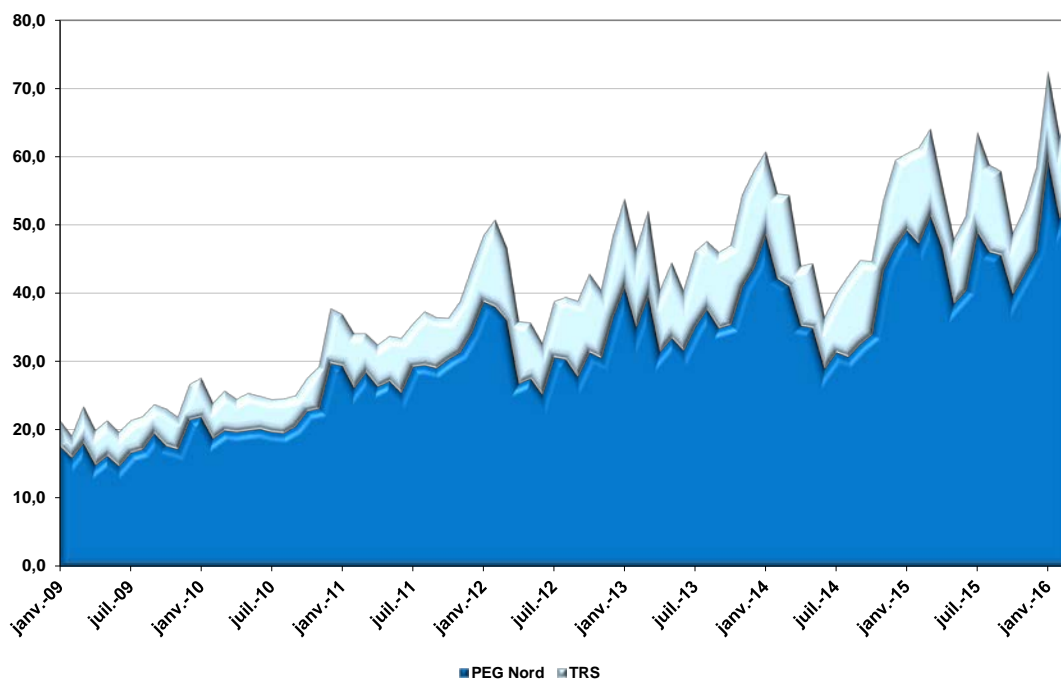


Source: Powernext, Heren – Analyse : CRE

Développement du négoce sur le marché français

Graphique 39 : Livraisons aux PEG

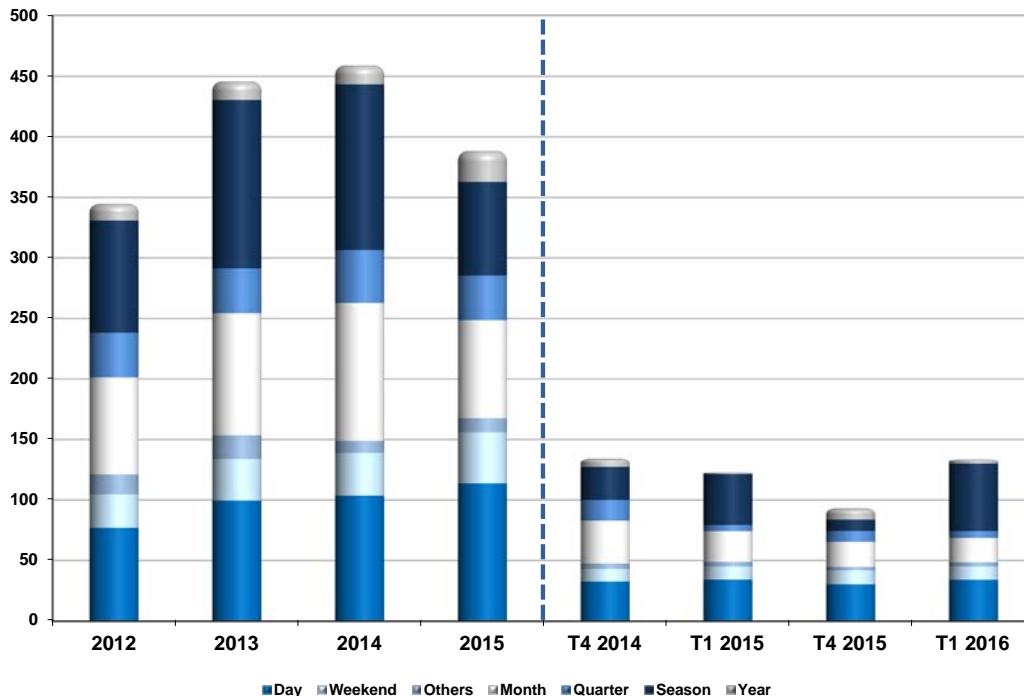
Volumes
TWh/mois



Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

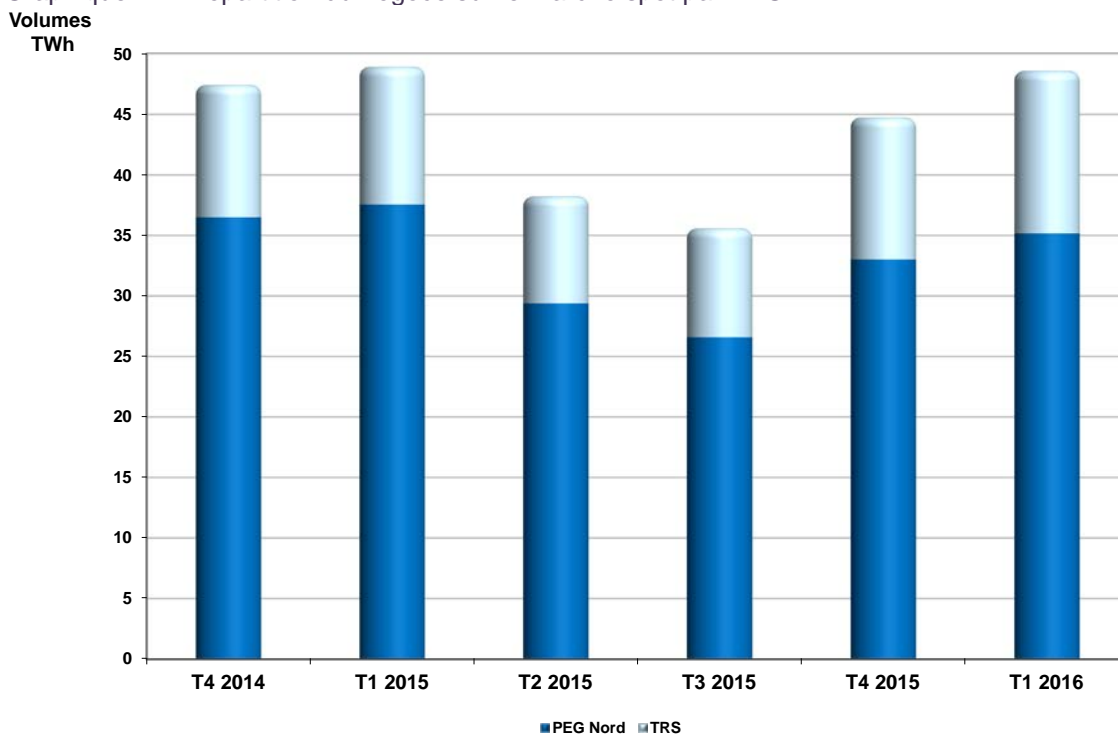
Graphique 40 : Répartition du négoce sur le marché intermédiaire par produit

Volumes
TWh



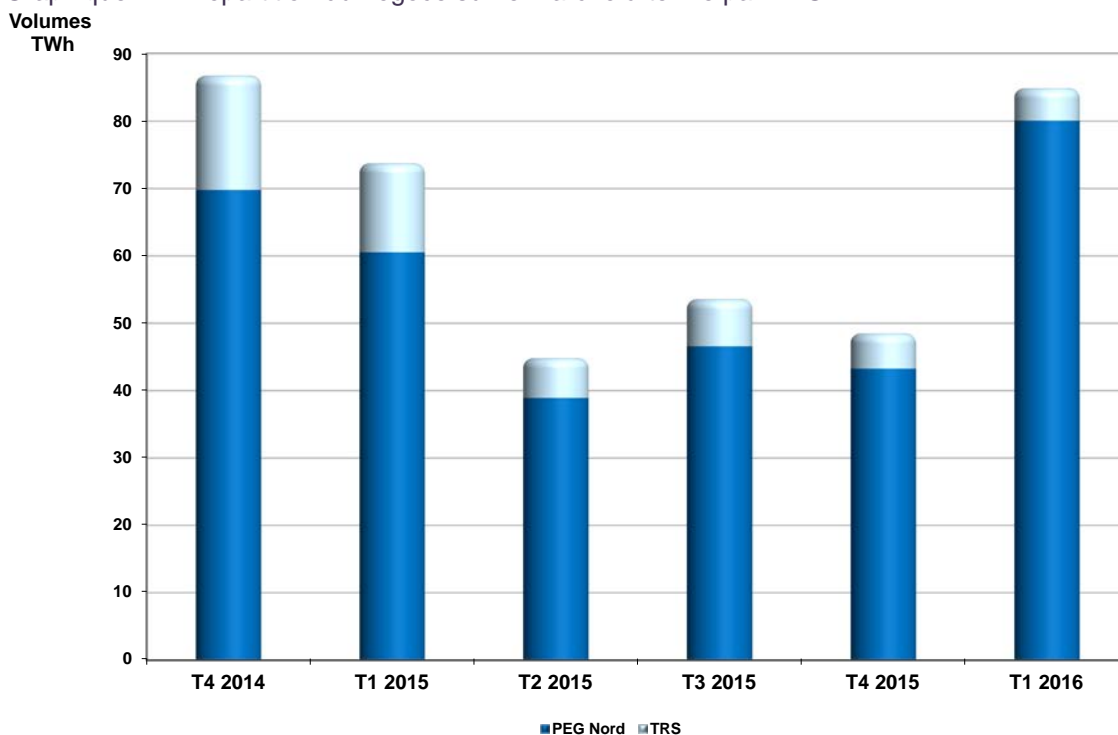
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Graphique 41 : Répartition du négoce sur le marché spot par PEG



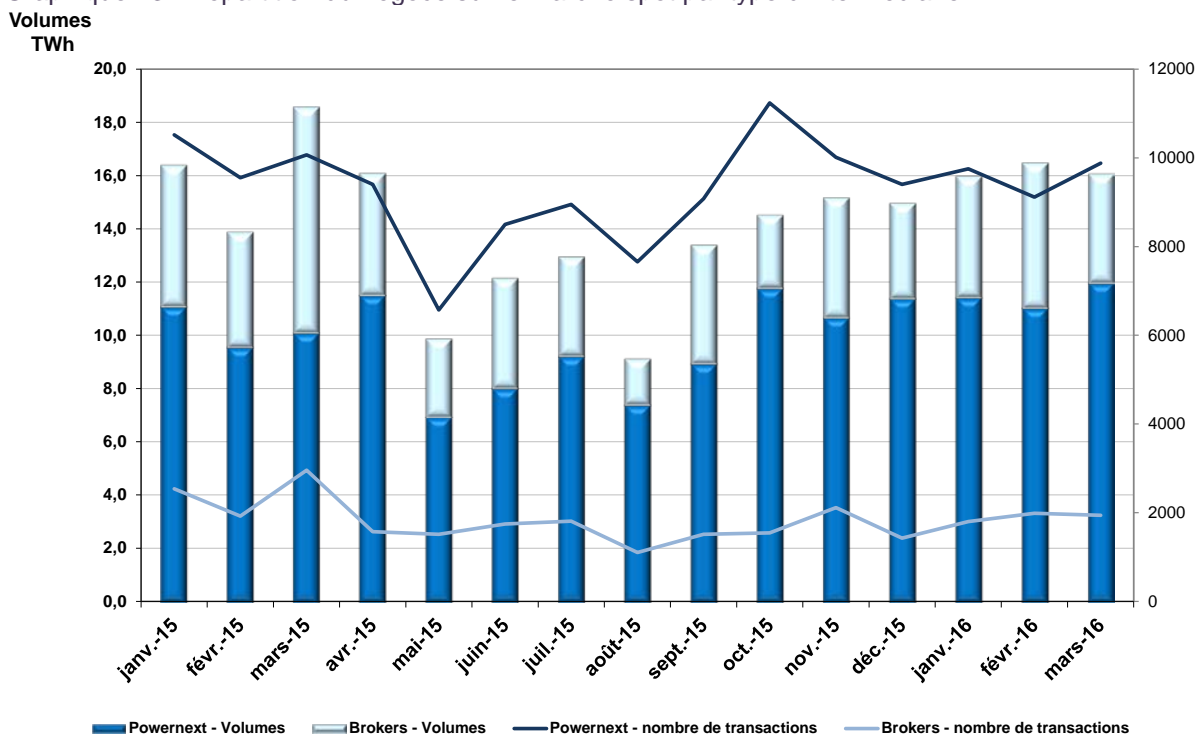
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Graphique 42 : Répartition du négoce sur le marché à terme par PEG



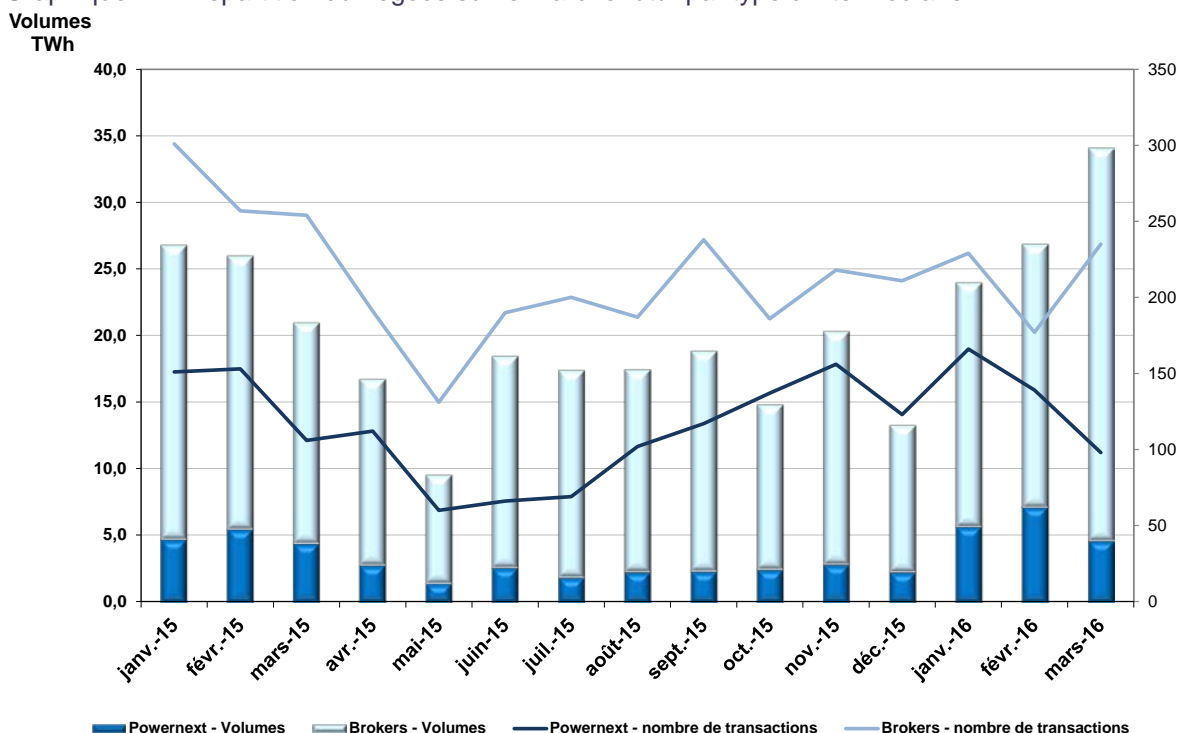
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Graphique 43 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire



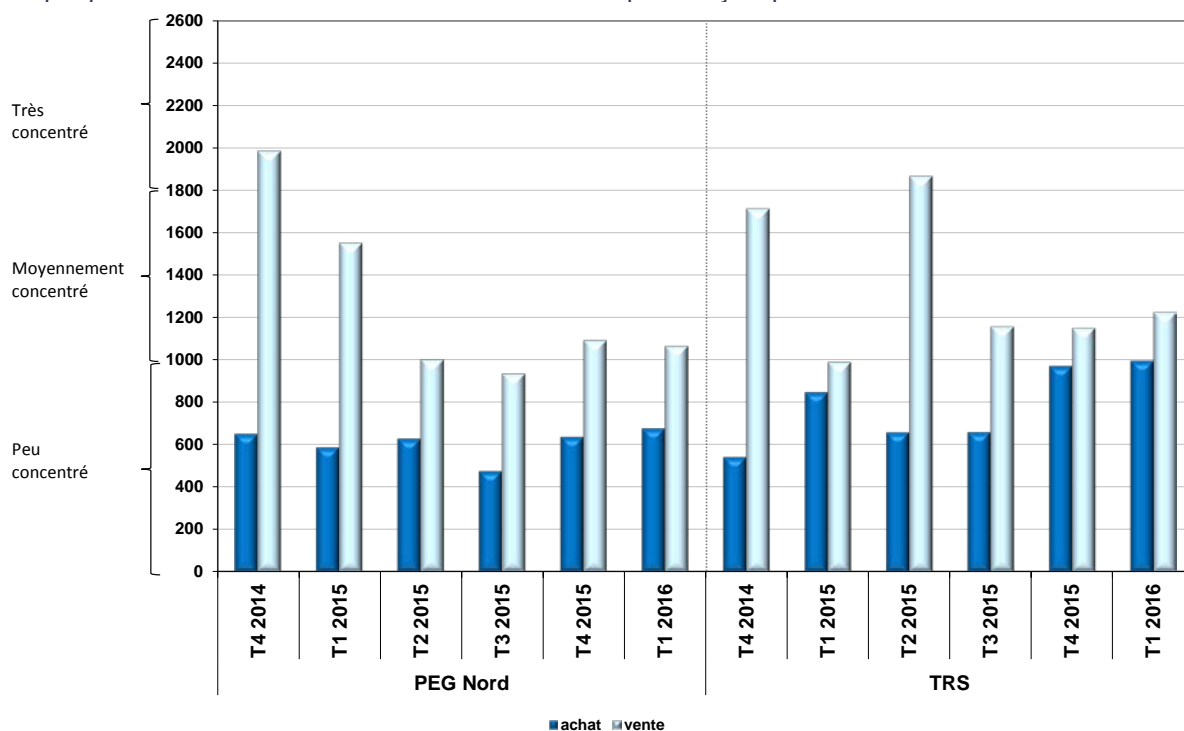
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Graphique 44 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire



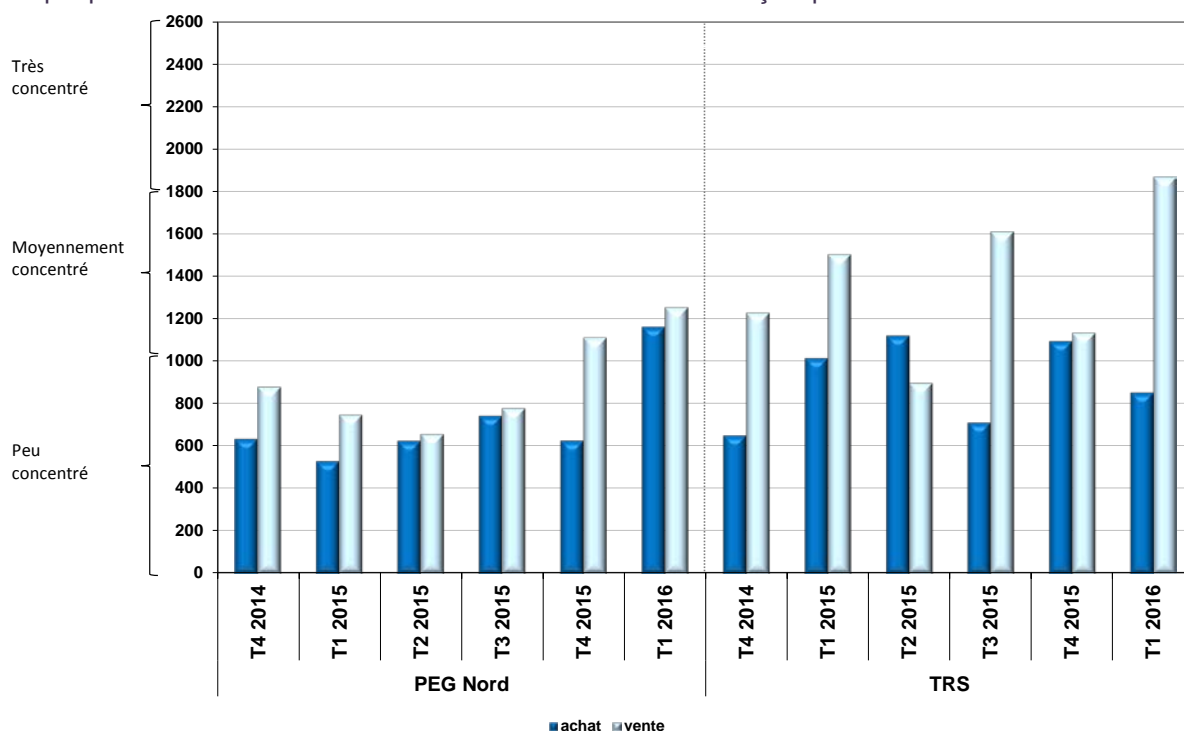
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Graphique 45 : Indices de concentration du marché spot français par PEG



Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

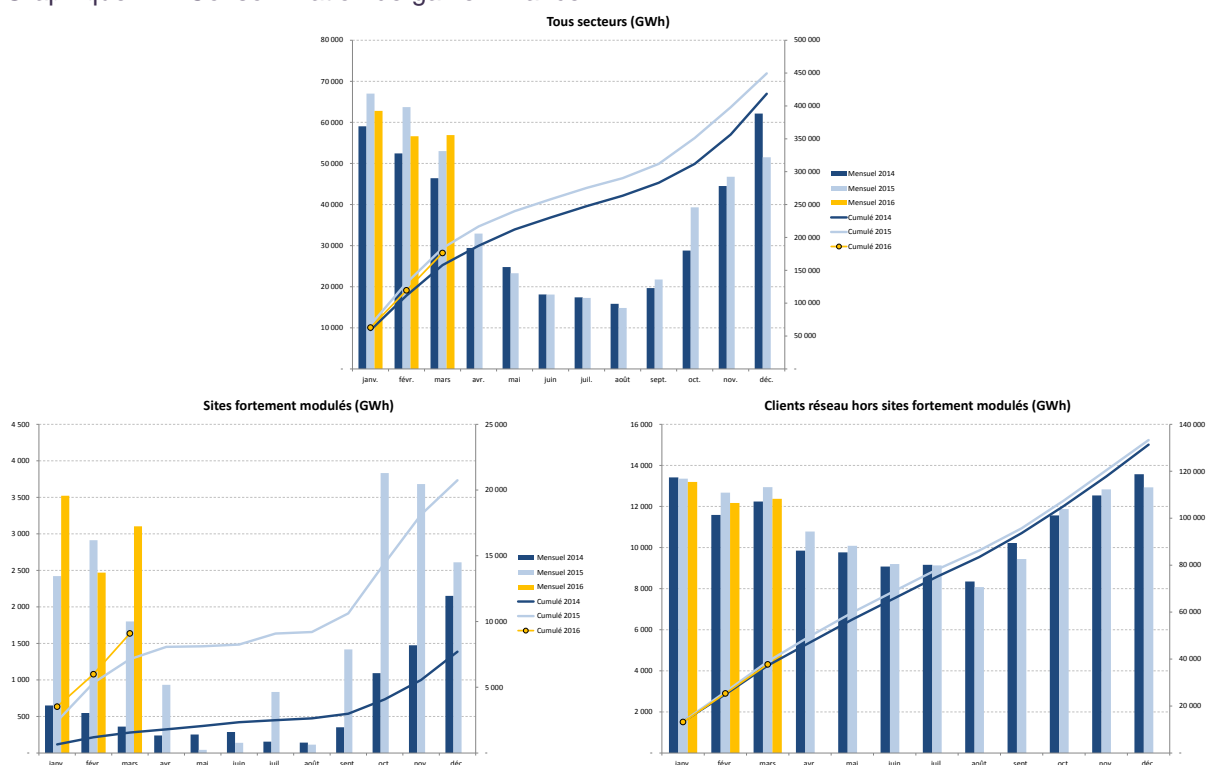
Graphique 46 : Indices de concentration du marché à terme français par PEG



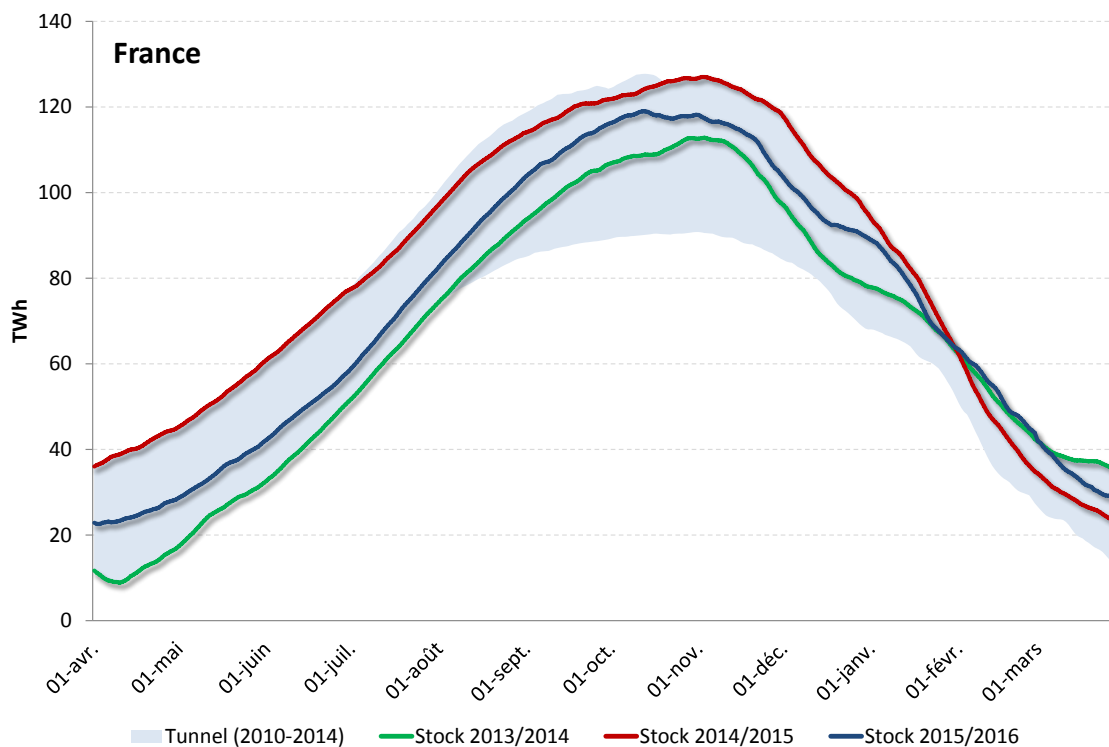
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Fondamentaux

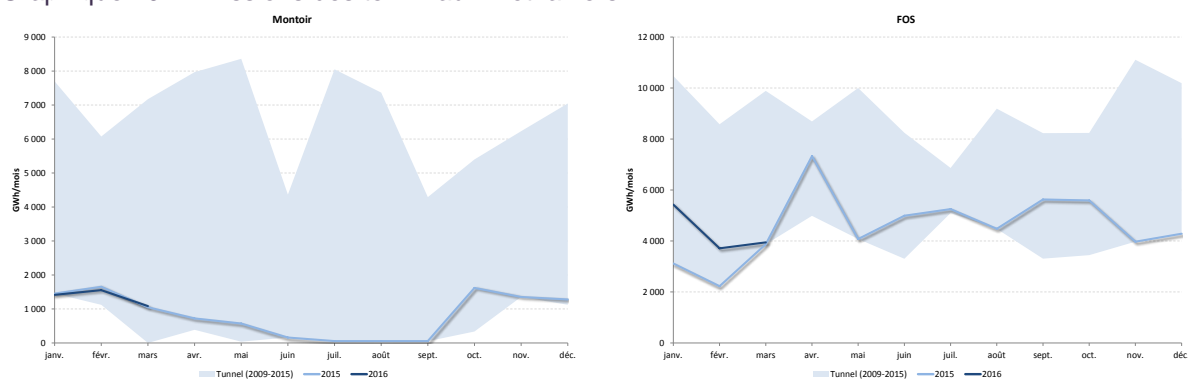
Graphique 47 : Consommation de gaz en France



Graphique 48 : Niveaux des stocks en France

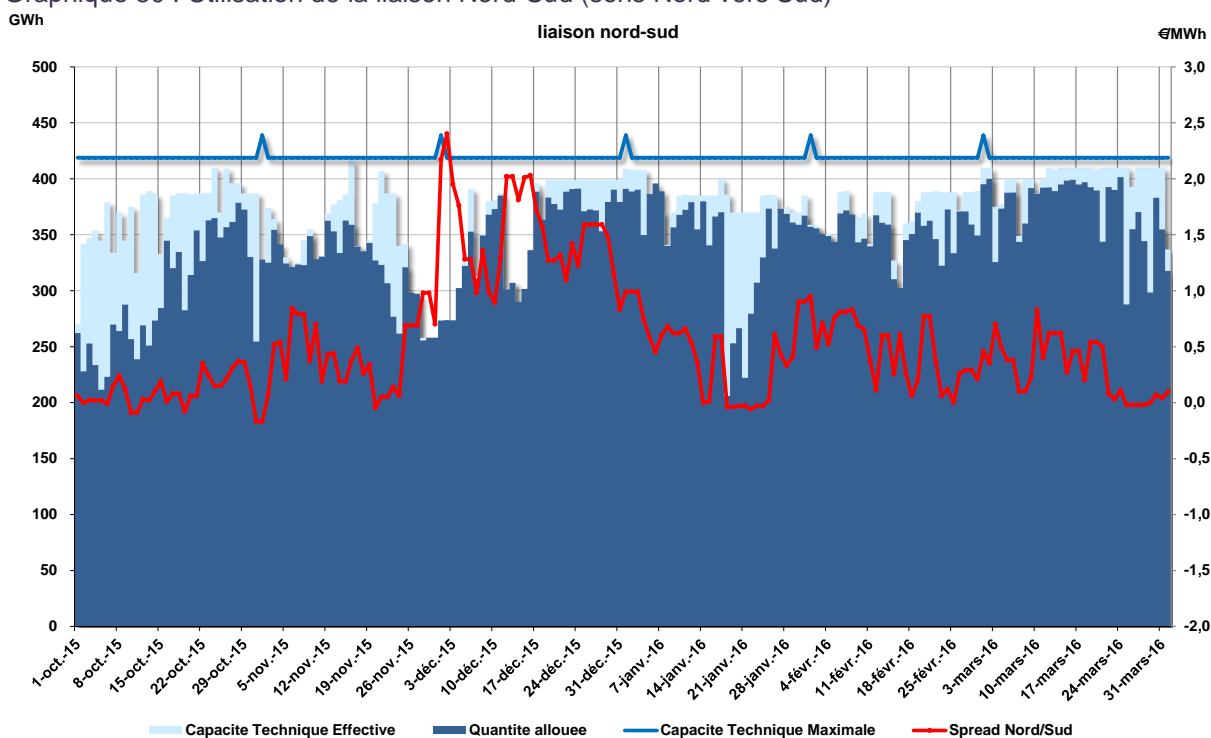


Graphique 49 : Emissions des terminaux méthaniers



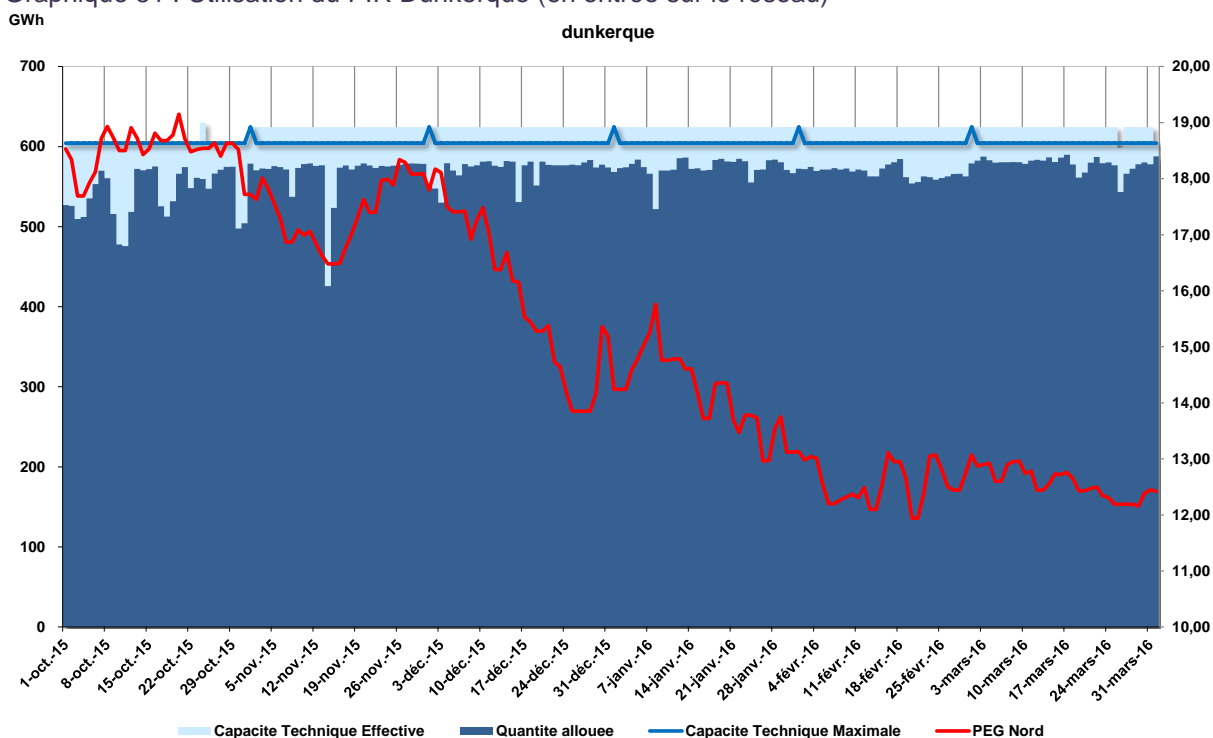
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 50 : Utilisation de la liaison Nord-Sud (sens Nord vers Sud)



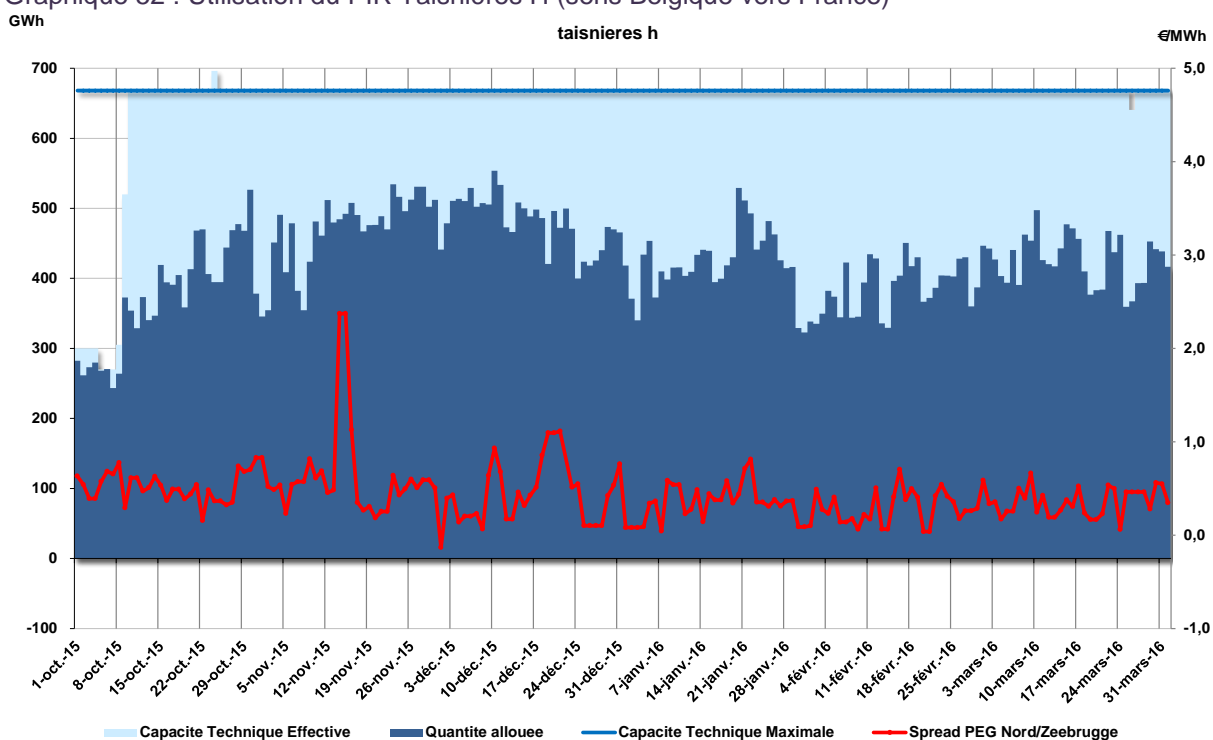
Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 51 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau)



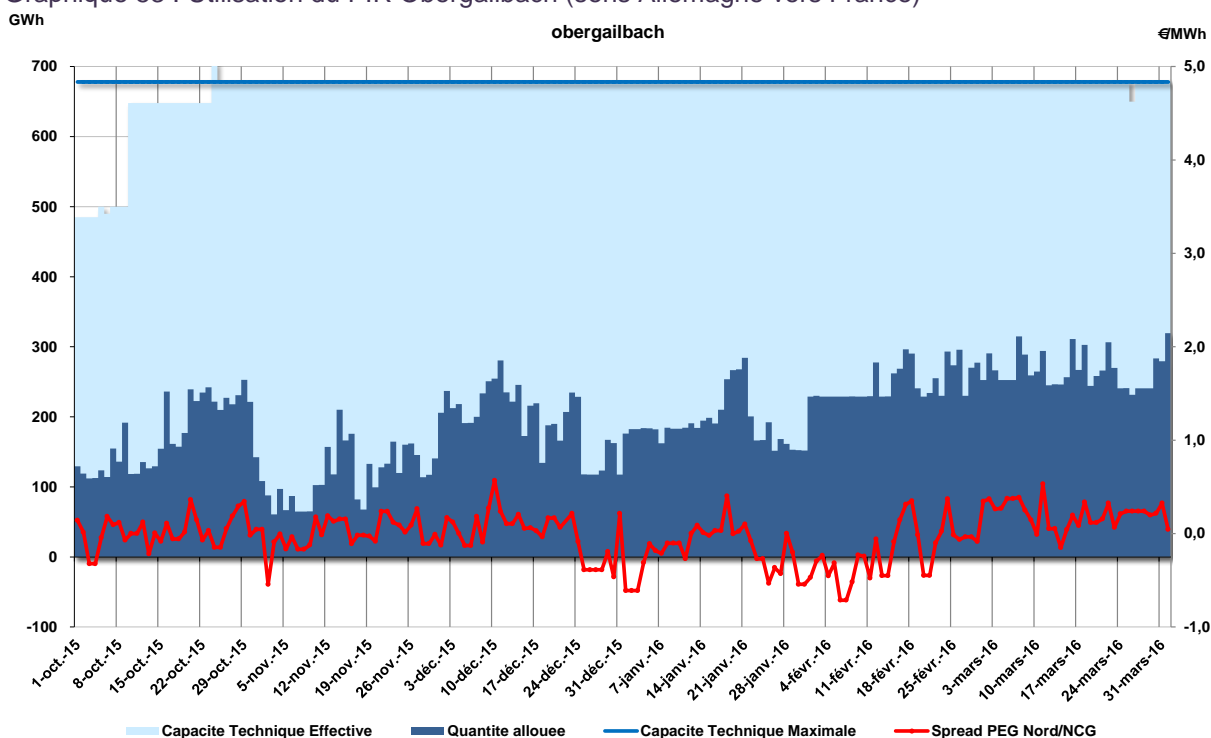
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 52 : Utilisation du PIR Taisnières H (sens Belgique vers France)



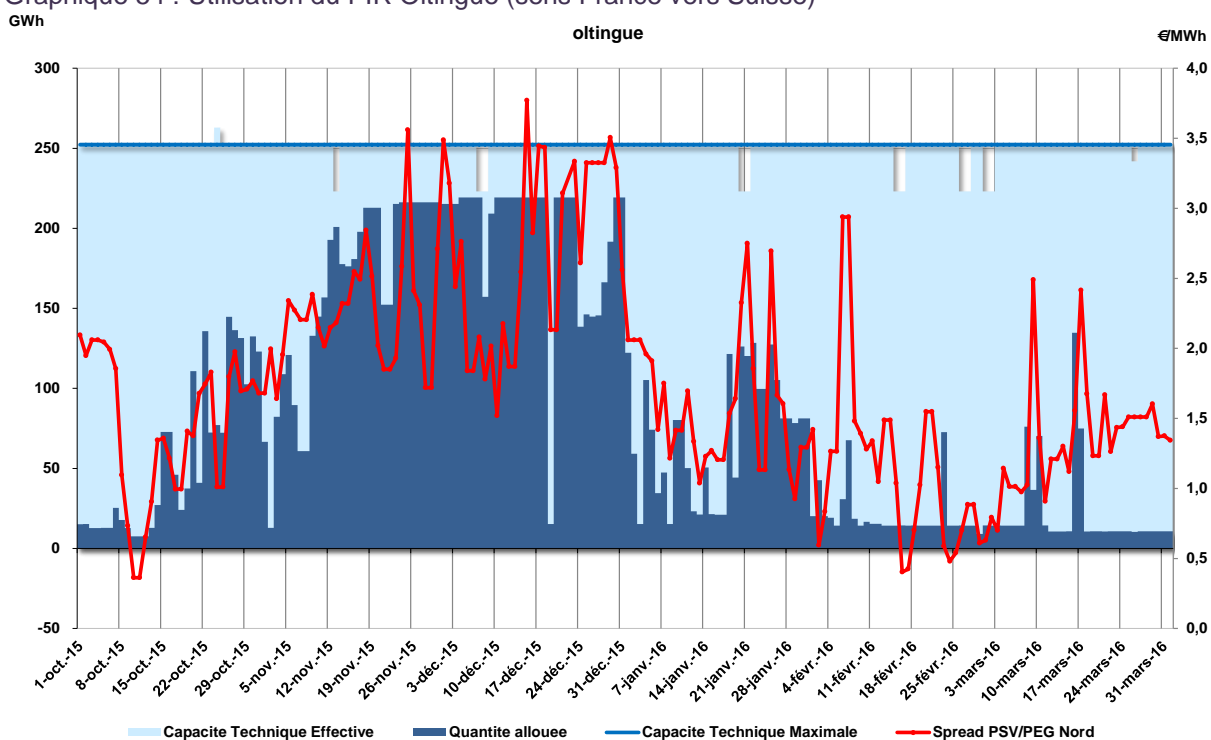
Source: Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 53 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France)



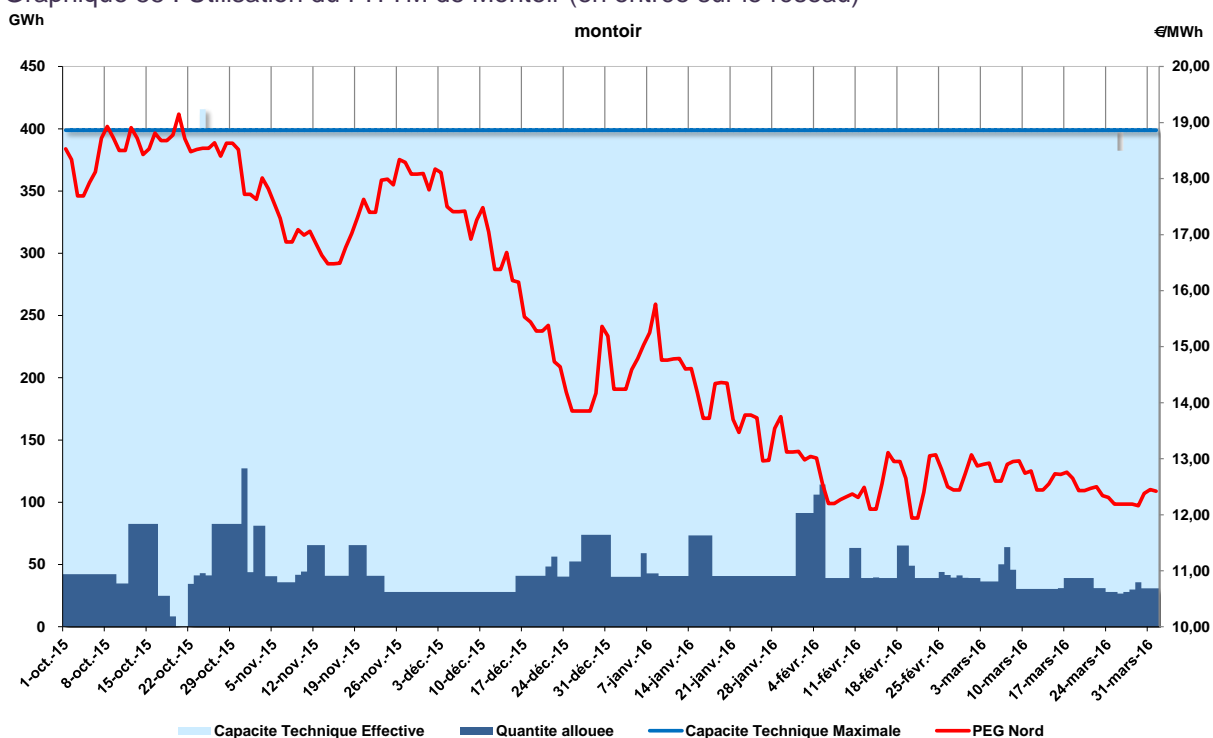
Source: Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 54 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse)



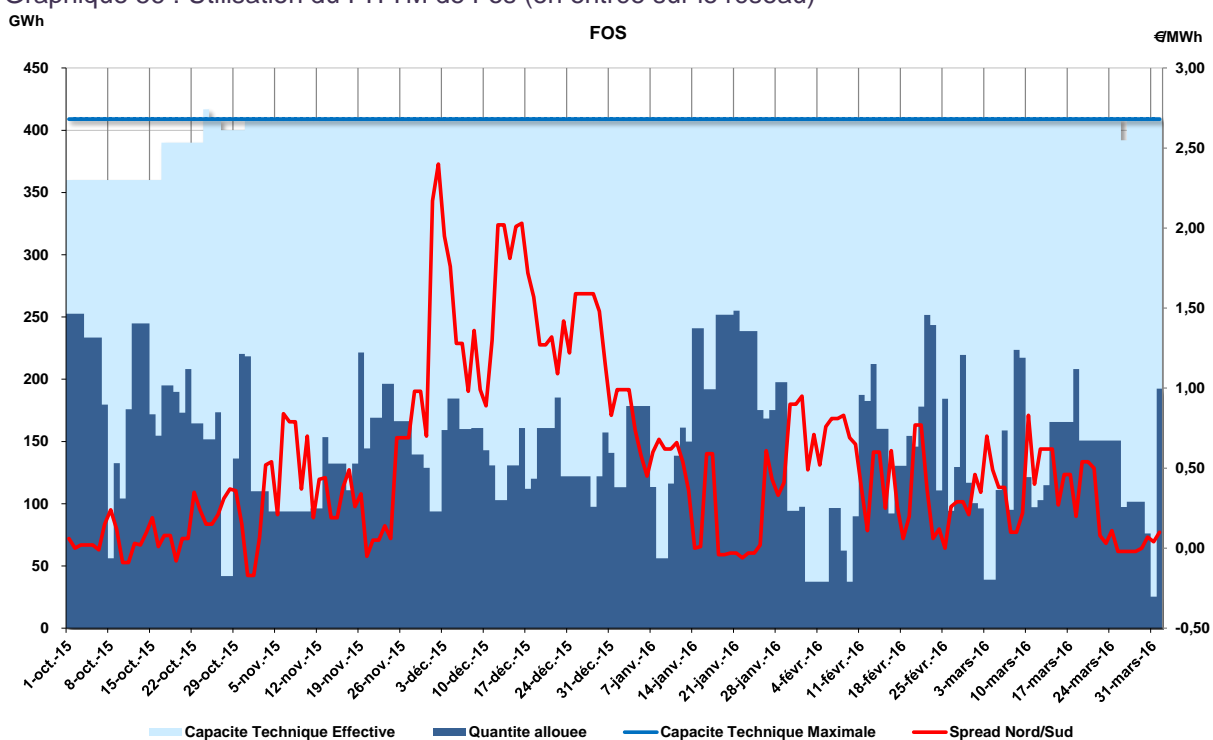
Source: Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 55 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau)



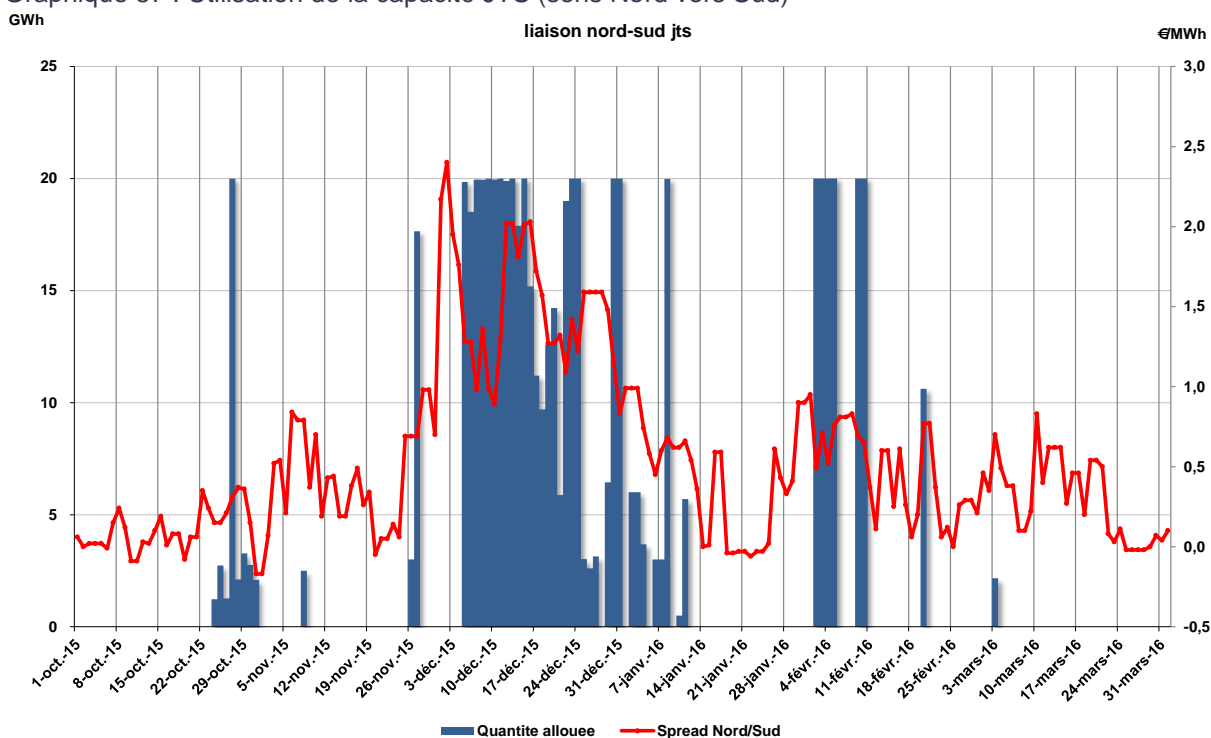
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 56 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau)



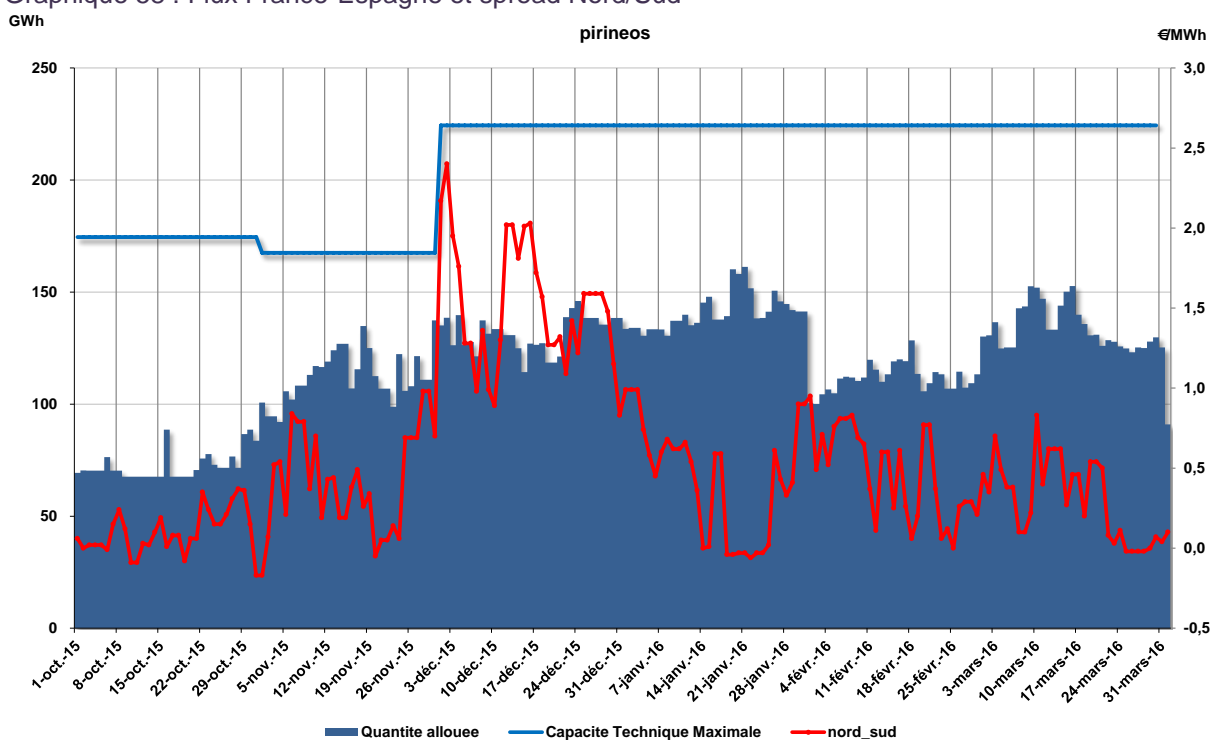
Source: GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 57 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud)



Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

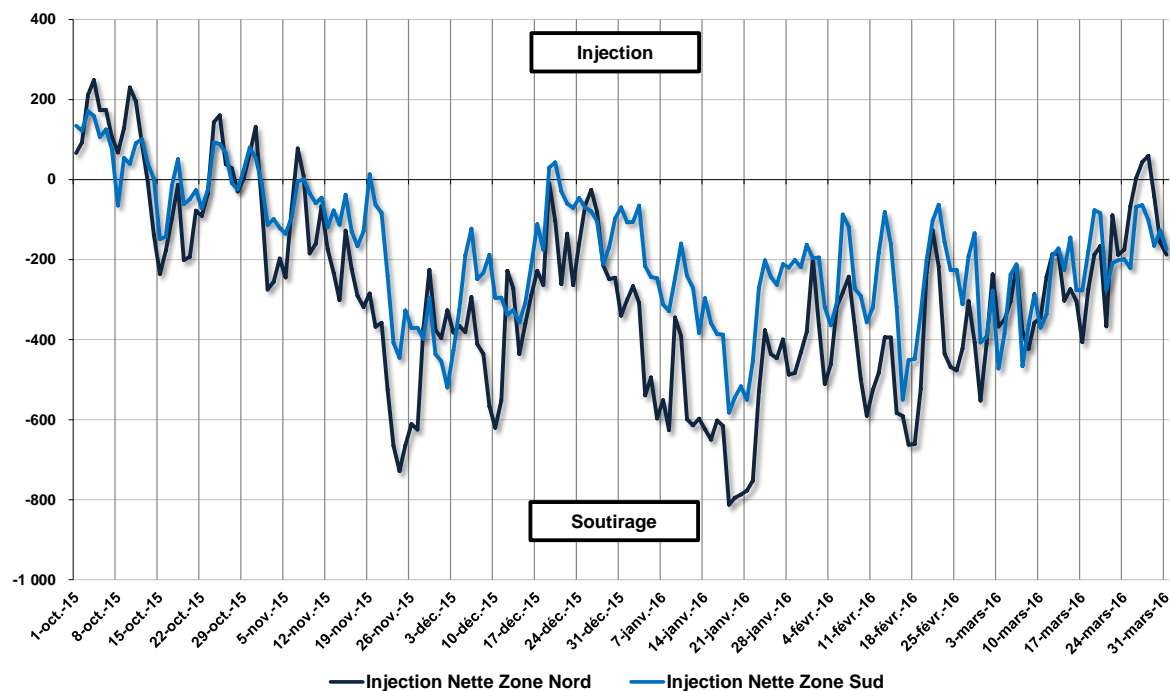
Graphique 58 : Flux France-Espagne et spread Nord/Sud



Source: Powernext, TIGF – Analyse : CRE

Graphique 59 : Utilisation des stockages

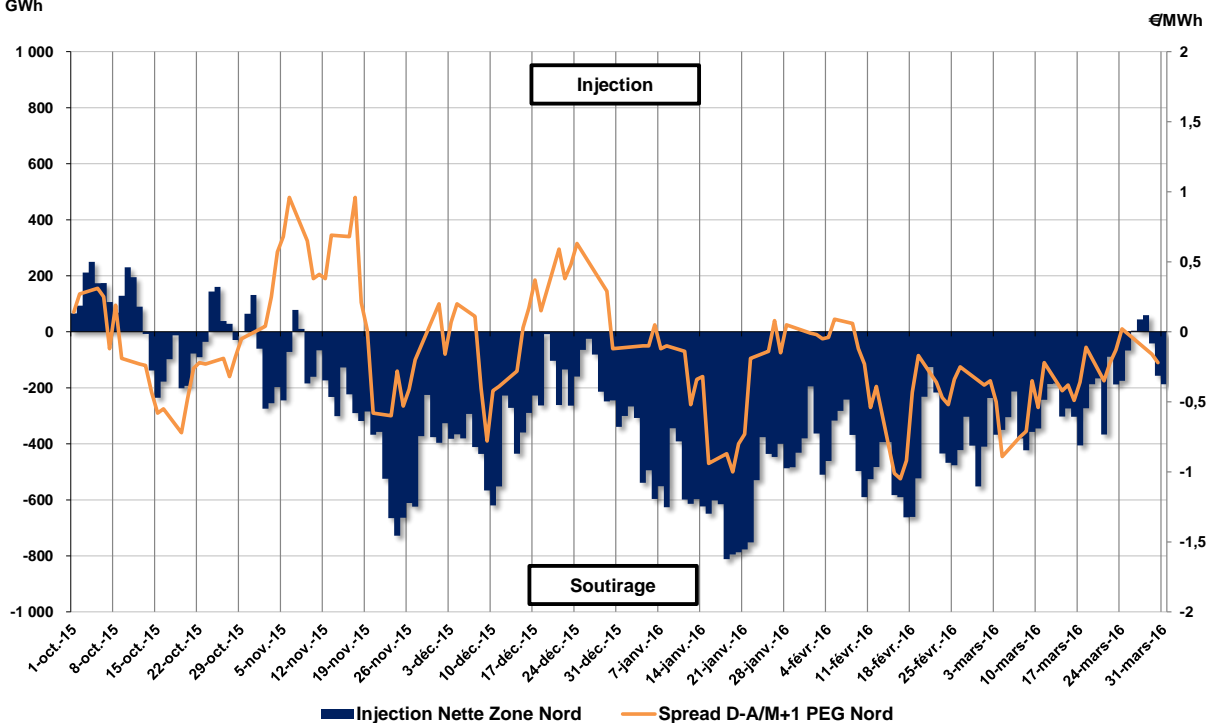
GWh



Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

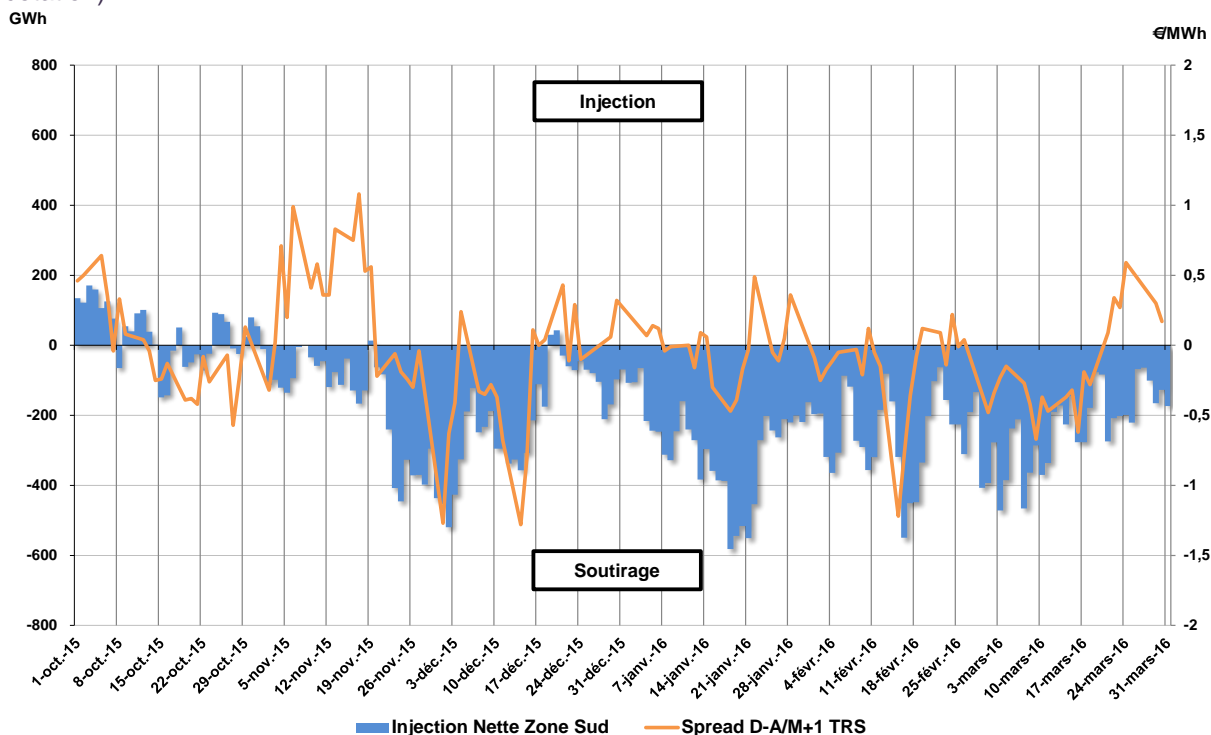
Graphique 60 : Variation nette des stockages en Zone Nord versus spread temporels (même jour de cotation)

GWh



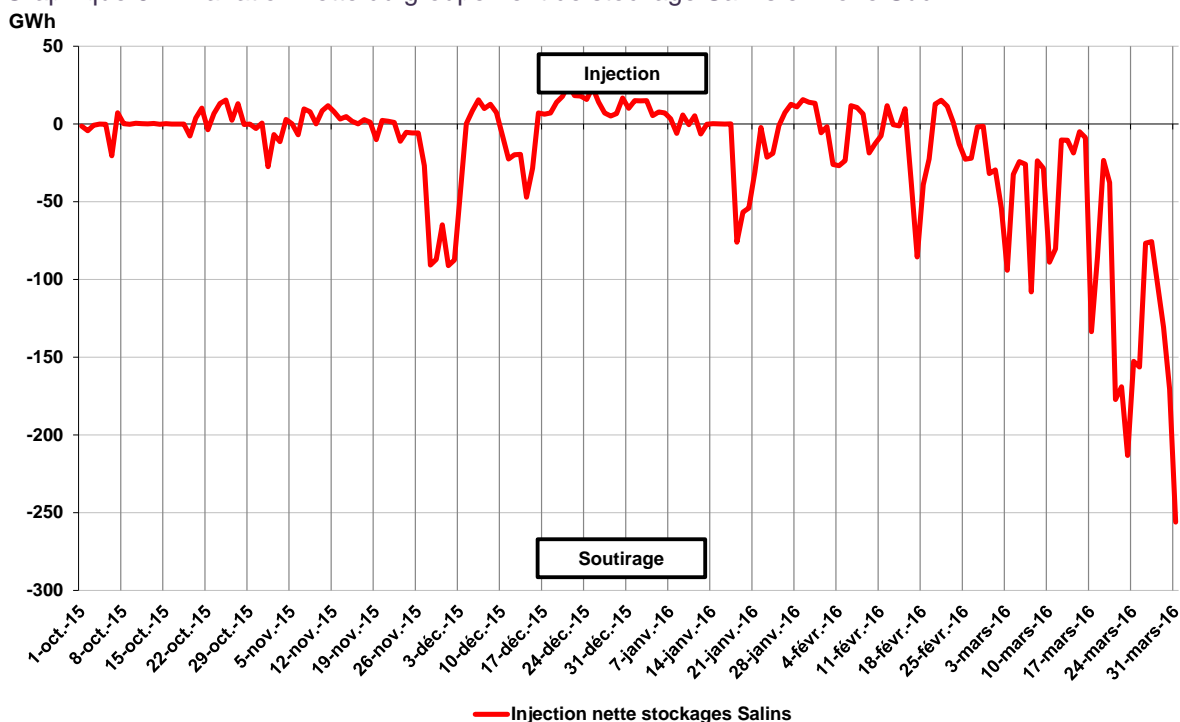
Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 61 : Variation nette des stockages en Zone Sud versus spread temporels (même jour de cotation)



Source: Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 62 : Variation nette du groupement de stockage Salins en zone Sud



Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Marché de gros du CO₂

I. Principales dates

26 mai 2015 : Approbation du projet de réforme du marché EU ETS par la commission parlementaire ENVI.

1er juillet 2015 : Décision du gouvernement allemand de fermer 2,7 GW de centrales de production d'électricité à partir de lignite en Allemagne pour atteindre ses objectifs de réduction des émissions.

8 juillet 2015 : le Parlement européen approuve formellement la proposition de réforme de la Commission européenne visant à établir une réserve de stabilité (MSR) de marché EU ETS.

6 octobre 2015 : le Conseil européen approuve formellement la proposition de réforme de la Commission européenne visant à établir une réserve de stabilité de marché EU ETS. La MSR sera mise en place en 2018 et les premiers quotas seront placés dans la réserve dès le 1^{er} janvier 2019.

12 décembre 2015 : Accord universel sur le climat à la suite de la COP21 (21^{ème} Conférence des Parties) qui s'est tenue à Paris.

II. Chiffres clés

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

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T1 2016 / T4 2015		Variation annuelle T1 2016 / T1 2015	
	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Volumes échangés (Mt)	2082	1471	1682	2127	1942	-8,70%	-185	-7%	-139
Volumes EUA	2057	1453	1655	2096	1939	-8%	-158	-6%	-119
<i>bourse</i>	1735	1209	1368	1700	1651	-3%	-49	-5%	-84
<i>brokers</i>	322	244	287	396	288	-27%	-109	-11%	-35
Volumes CER	24	17	27	31	4	-88%	-27	-85%	-21
<i>bourse</i>	20	13	22	23	2	-91%	-21	-90%	-18
<i>brokers</i>	4,4	4,4	5,0	8,1	1,7	-79%	-6,4	-62%	-2,7
Volumes EUA bourse (Mt)									
EUA spot	211	196	205	193	226	17%	33	7%	15
EUA futurs (Dec'15 à Dec'18)	1370	946	1018	1408	1316	-7%	-92	-4%	-54
<i>Déc'15</i>	1141	690	738	790					
<i>Déc'16</i>	154	153	155	477	1138	139%	661	639%	984
<i>Déc'17</i>	62	70	90	111	122	10%	11	97%	60
<i>Déc'18</i>	13	33	35	30	56	87%	26	331%	43

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 2016 / T4 2015		Variation annuelle T1 2016 / T1 2015	
	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Prix spot (€/tCO₂)									
Ecart prix moyen spot EUA/CER	7,0	6,9	7,5	7,8	5,2	-33%	-2,60	-26%	-1,78
Prix moyen spot EUA	7,0	7,3	8,0	8,4	5,6	-33%	-2,79	-20%	-1,40
Prix moyen spot CER	0,0	0,5	0,5	0,6	0,4	-32%	-0,19	1579%	0,38
Prix futur (€/tCO₂)									
EUA									
Prix moyen Déc'15 EUA	7,07	7,37	8,00	8,44		-100%	-8,44	-100%	-7,07
Prix moyen Déc'16 EUA	7,18	7,45	8,08	8,47	5,63	-34%	-2,84	-22%	-1,55
Prix moyen Déc'17 EUA	7,32	7,56	8,19	8,57	5,69	-34%	-2,88	-22%	-1,63
Prix moyen Déc'18 EUA	7,50	7,72	8,31	8,70	5,78	-34%	-2,92	-23%	-1,72
CER									
Prix moyen Déc'15 CER	0,43	0,45	0,48	0,61					
Prix moyen Déc'16 CER	0,43	0,44	0,45	0,53	0,38	-27%	-0,14	-10%	-0,04
Prix moyen Déc'17 CER	0,43	0,44	0,44	0,53	0,39	-26%	-0,14	-9%	-0,04
Prix moyen Déc'18 CER	0,42	0,43	0,45	0,53	0,39	-26%	-0,14	-7%	-0,03

Source: ECX, EEX, LEBA – Analyse : CRE

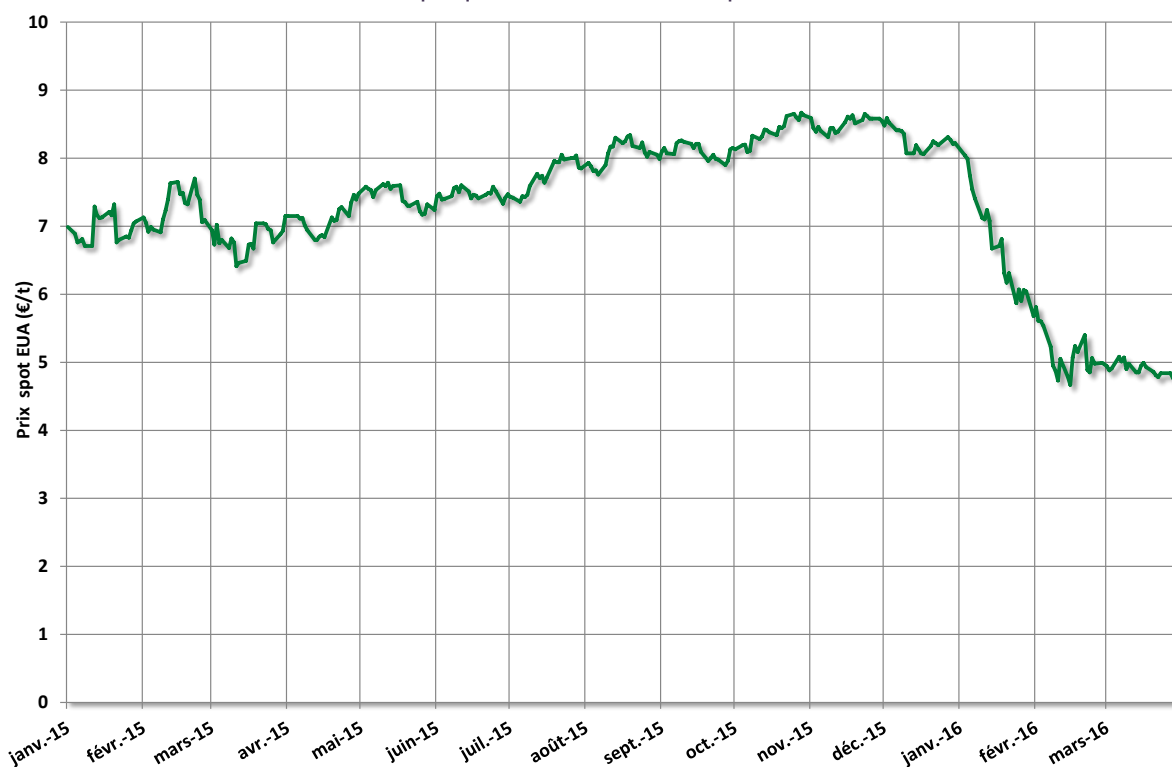
Tableau 11 : Matières premières énergétiques et évolution des fondamentaux

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T1 2016 / T4 2015		Variation annuelle T1 2016 / T1 2015	
	T1 2015	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Charbon (€/t)	53,7	52,2	48,7	42,7	35,7	-16%	-7,0	-34%	-18,0
Clean Dark spread pointe (terme) (€/MWh)	22,3	21,7	23,1	22,2	17,5	-21%	-4,6	-21%	-4,7
Clean Spark spread pointe (terme) (€/MWh)	0,2	-1,2	2,8	5,0	3,8	-23%	-1,1	1497%	3,6

Source: NBP, EEX, ECX – Analyse : CRE

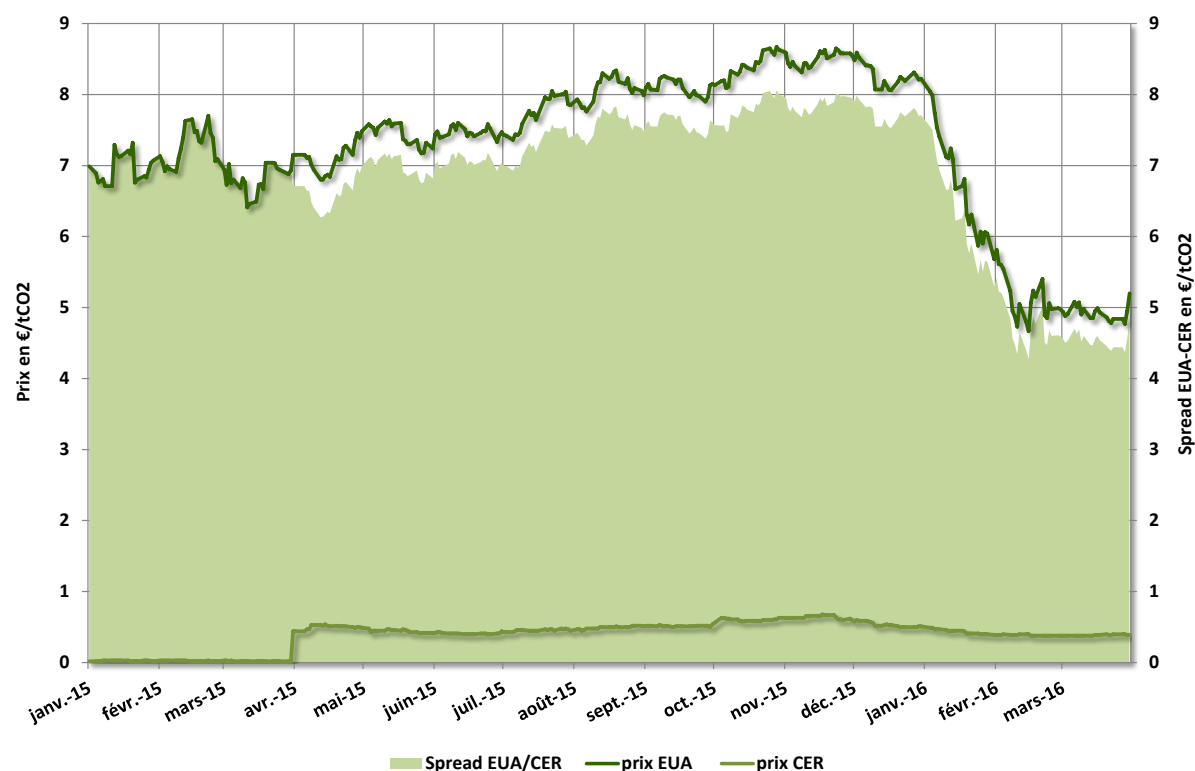
III. Graphiques

Graphique 63 : Evolution des prix EUA



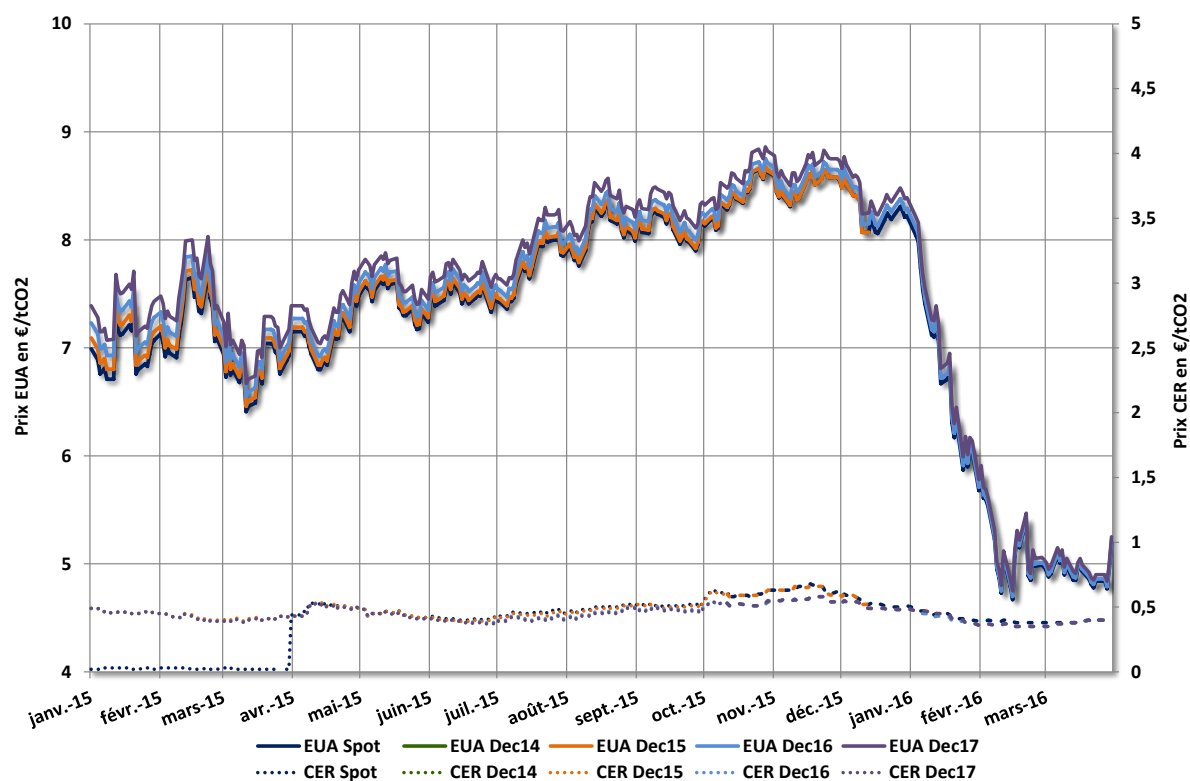
Source : ECX

Graphique 64 : Evolution de l'écart de prix spot EUA et CER



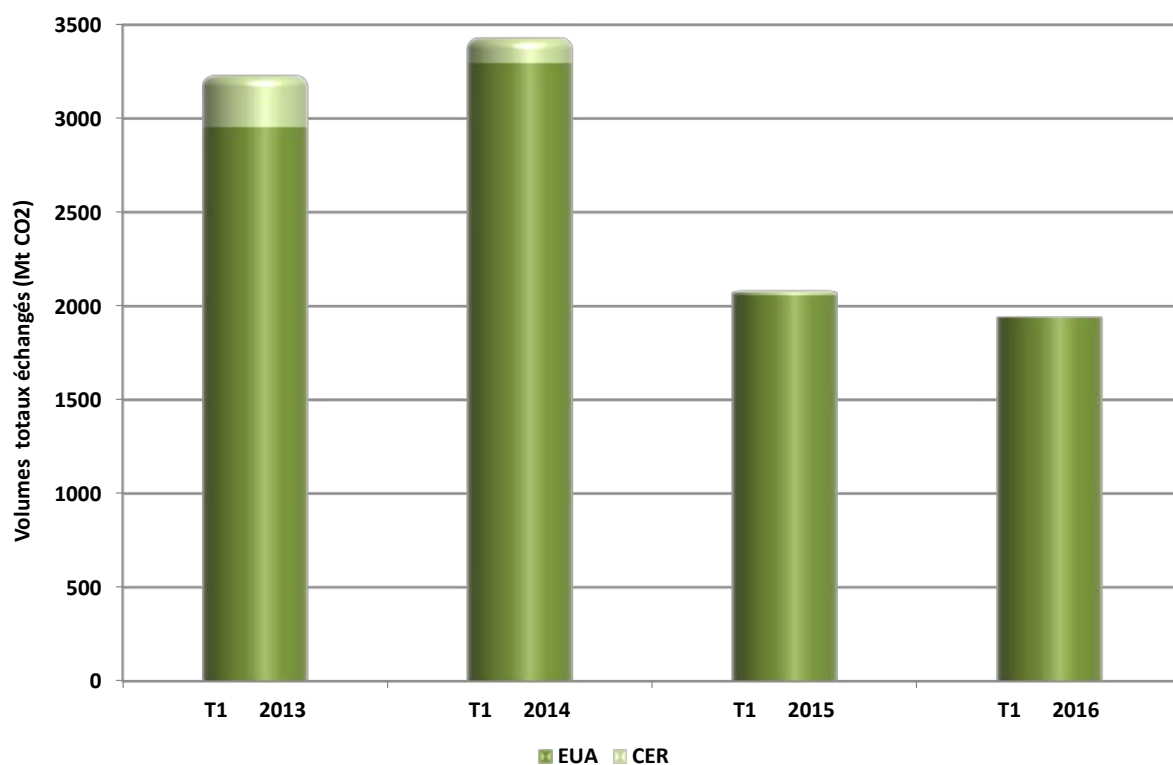
Sources : ECX

Graphique 65 : Evolution des prix spot et à terme EUA et CER



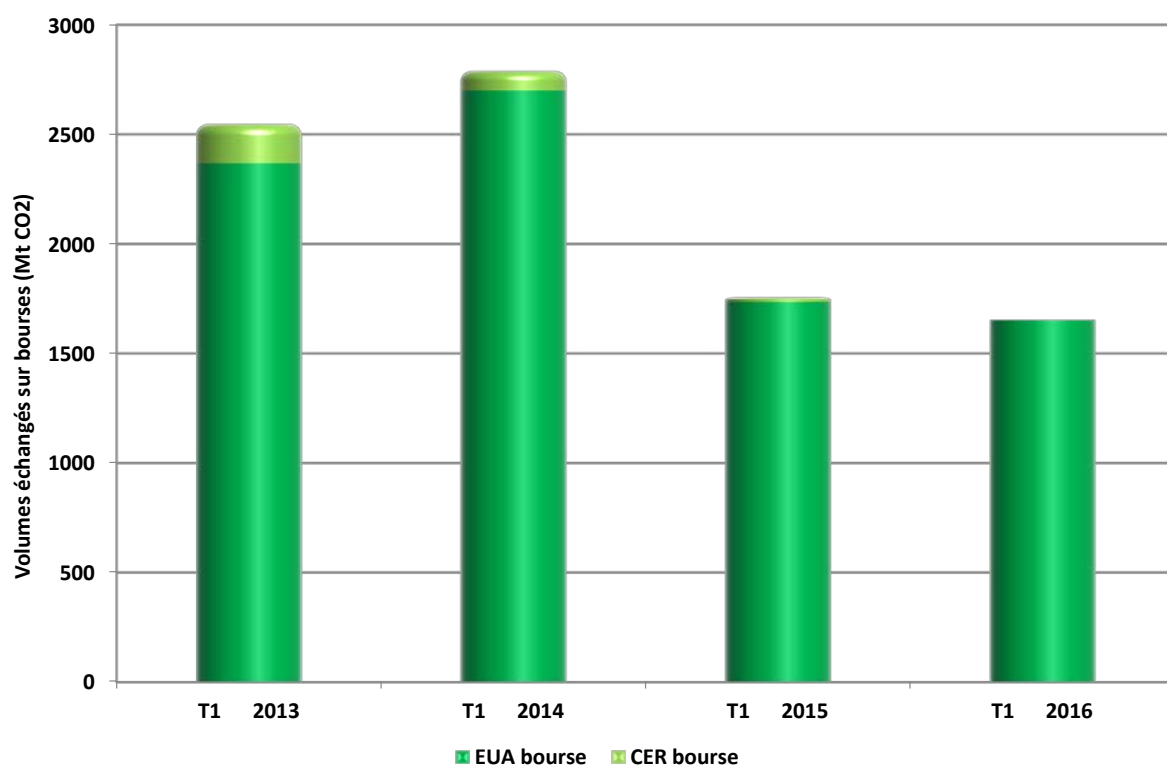
Sources : ECX.

Graphique 66 : Volumes totaux trimestriels EUA et CER, bourses et courtiers



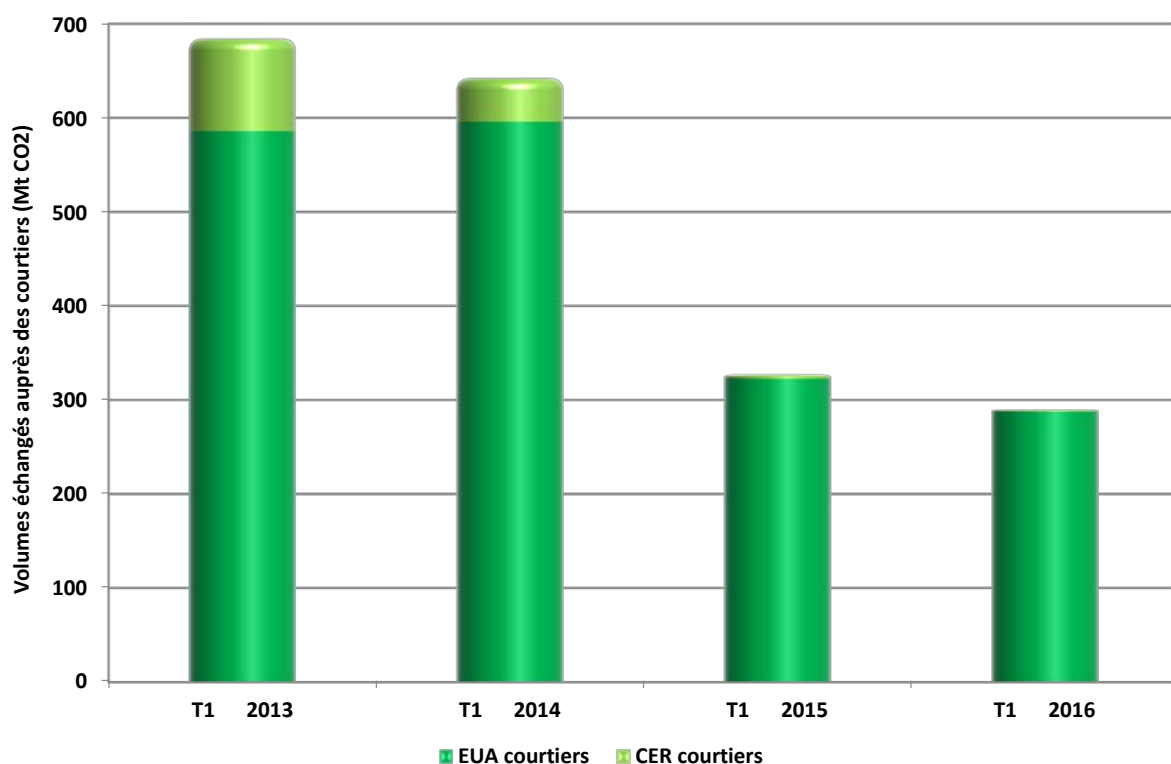
Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

Graphique 67 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés sur la bourse



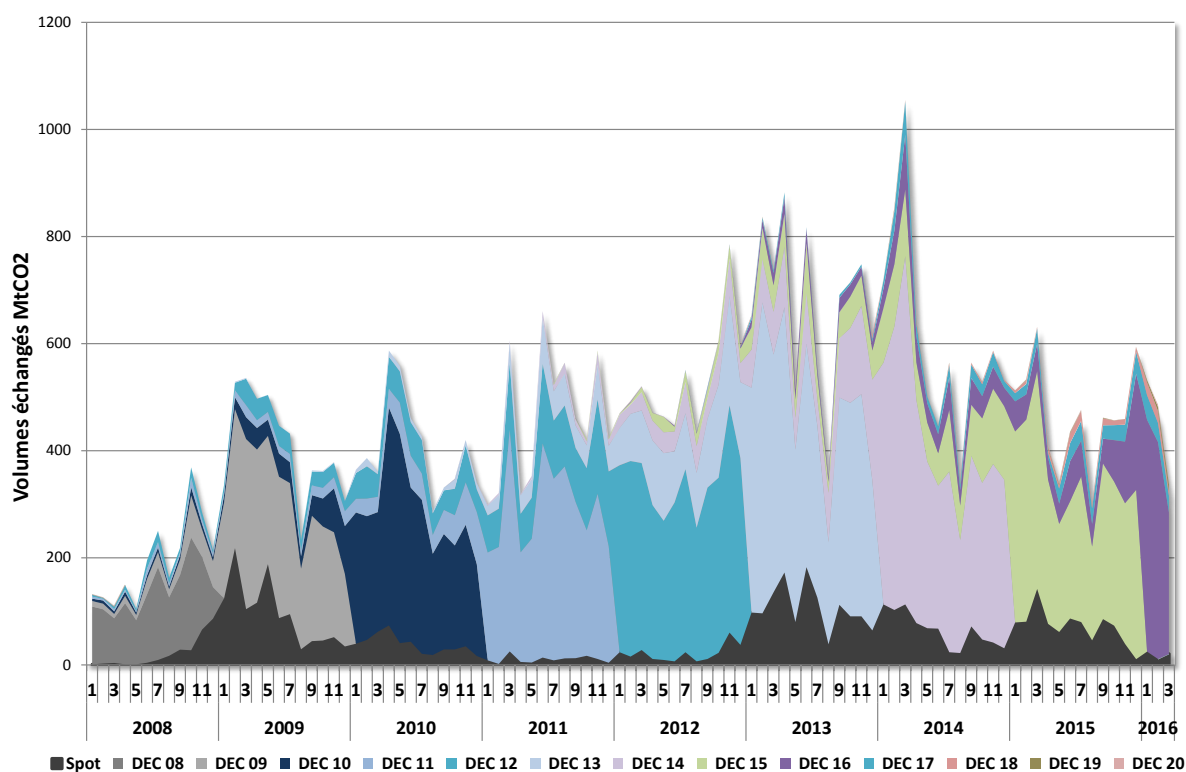
Sources : Bluenext, ECX, EEX

Graphique 68 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés auprès des courtiers



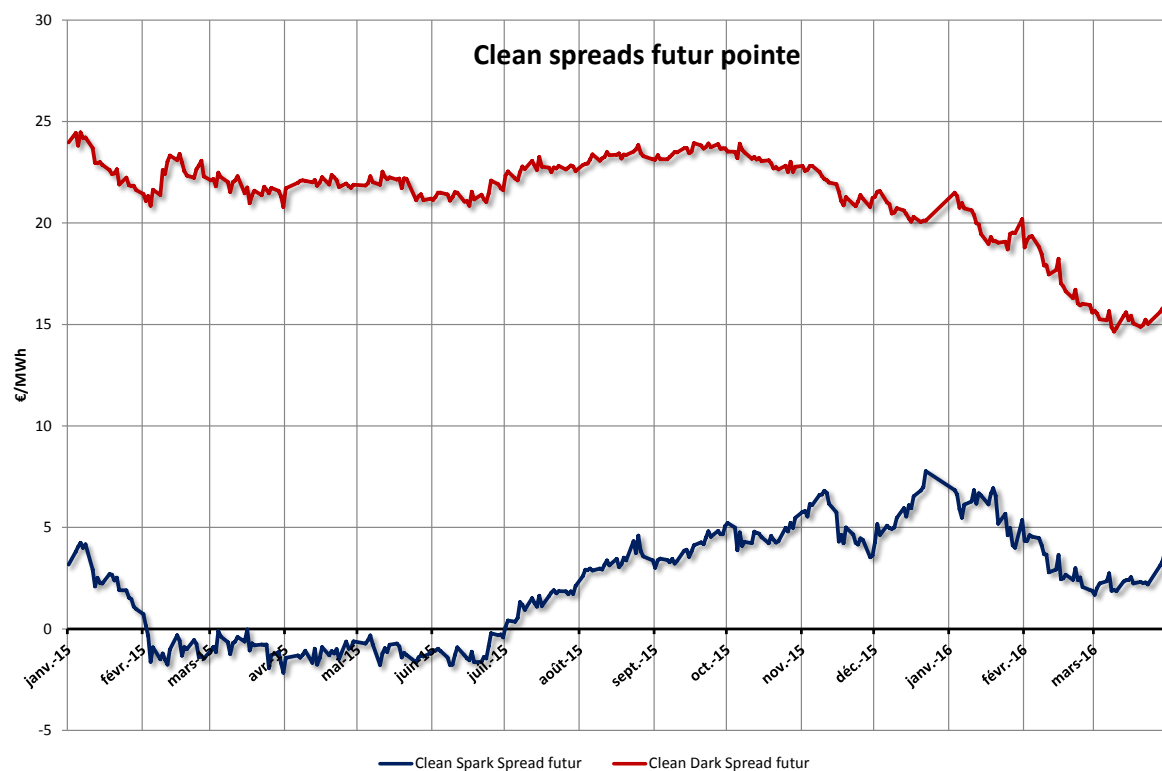
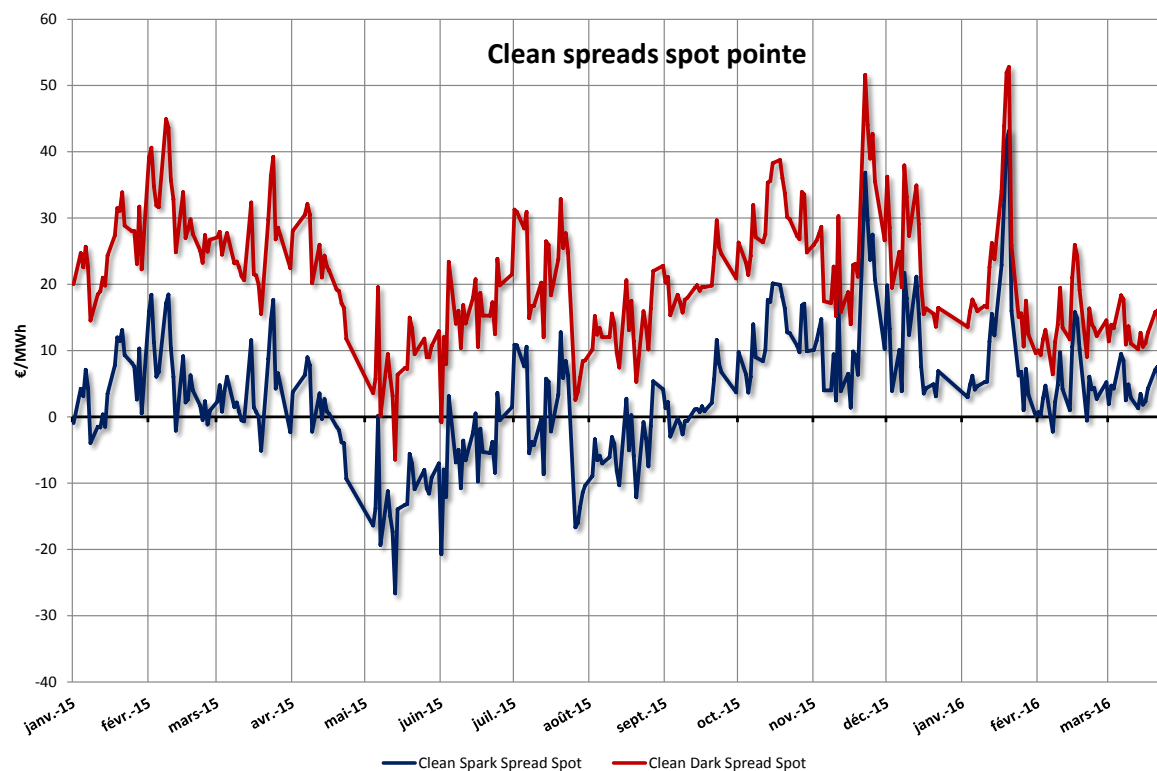
Sources : LEBA

Graphique 69 : Evolution des échanges par maturité sur le marché des EUA



Sources : ECX, EEX.

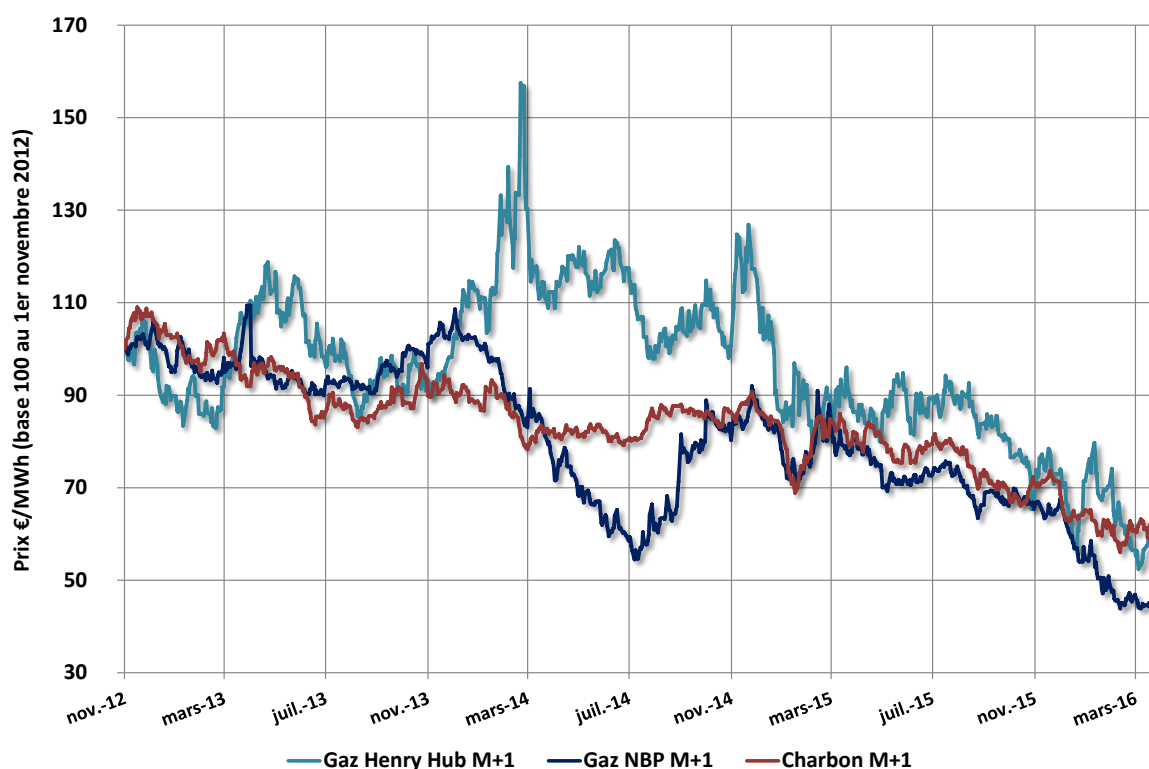
Graphique 70 : Evolution du Clean Dark Spread et du Clean Spark Spread sur la base (spot et future)



Clean Dark Spread (€/MWh) = $p_E - (\alpha p_C + \beta p_{CO_2})$	Clean Spark Spread (€/MWh) = $p_E - (\gamma p_G + \delta p_{CO_2})$
<ul style="list-style-type: none"> • p_E prix spot ou Y+1 pointe France (€/MWh) • p_C prix M+1 ou Y+1 charbon (€/MWh) • p_{CO_2} prix spot ou Y+1 CO₂ (€/MWh) • α inclut le pouvoir calorifique et le rendement charbon² • β le facteur d'émission charbon³ 	<ul style="list-style-type: none"> • p_E prix spot ou Y+1 pointe France (€/MWh) • p_G prix M+1 ou Y+1 gaz PEG Nord (€/MWh) • p_{CO_2} prix spot ou Y+1 CO₂ (€/MWh) • γ le rendement gaz⁴ • δ le facteur d'émission gaz⁵

Sources : Powernext, HEREN, EPEX Spot, EPD Futures, RTE

Graphique 71 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux Etats-Unis (Henry Hub) versus le charbon (base 100 en novembre 2012)



Sources : Heren, EEX.

² 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.

³ Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,96 t CO₂ / MWh pour les centrales à charbon

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

⁵ Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,46 t CO₂ / MWh pour les centrales à gaz

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

Produits de gros :

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

- **Achats et ventes en gros (OTC)⁶** : notifications d'échanges de blocs c'est à dire quantités nominées à RTE la veille pour le lendemain, hors les transactions sur Pownernext
 - **Importations et exportations** : http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_inter_1.htm
 - **Achats et ventes sur Pownernext**, la bourse française de l'électricité : www.pownernext.fr
 - **Consommation finale** : ventes à des sites en tant que responsable d'équilibre ou sous forme de blocs
 - **Ventes aux gestionnaires de réseaux pour la compensation de leurs pertes** : http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_perte.htm
- **VPP - Produits vendus aux enchères par EDF :**
- **Les VPP base** : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en base. Le principe est que les enchérisseurs paient une prime fixe (en Euro/MW) chaque mois pour réserver une puissance disponible, et qu'ils envoient régulièrement à EDF un planning d'utilisation de ces capacités. Ils paient alors un prix d'exercice par MWh soutiré, proche du coût marginal des centrales nucléaires d'EDF. On a ainsi une structure de prix de la forme "coût fixe + coût variable".
 - **Les VPP pointe** : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en pointe. Le principe est le même que pour les VPP base, mais le prix payé pour chaque MWh soutiré est une approximation du coût marginal des centrales de pointe d'EDF. Compte tenu de ce coût variable élevé, la prime fixe payée par les enchérisseurs est plus faible que pour les VPP base.

Glossaire propre au marché de gros du gaz

Bcm : abréviation de l'unité de mesure anglo-saxonne billion cubic meters. Correspond à un milliard de mètres cubes de gaz.

Capacité rebours : capacité sur le réseau principal permettant à l'expéditeur d'effectuer des nominations dans le sens opposé au sens dominant des flux lorsque les flux physiques ne peuvent s'écouler que dans un seul sens. Elle ne peut être utilisée, un jour donné, que si le flux global résultant de l'ensemble des nominations des expéditeurs est dans le sens dominant des flux.

Clause de flexibilité : disposition prévue dans les contrats d'importation de long terme laissant à l'acheteur la possibilité de réduire ou augmenter les volumes enlevés dans la limite d'un tunnel préalablement défini.

Couplage de marchés de gros du gaz : il s'agit d'un mécanisme permettant de confronter, sur une ou plusieurs places boursières, l'offre et la demande des marchés couplés et d'allouer simultanément et implicitement les capacités d'interconnexion entre les zones d'équilibrage (Nord et Sud en l'occurrence). Le couplage de marchés entre les zones Nord et Sud de GRTgaz respecte les spécificités du marché du gaz : les prix de marché du gaz, la veille pour le lendemain (day-ahead), sont déterminés en continu (chaque transaction est effectuée à un prix particulier) et non pas par un fixing comme c'est le cas pour l'électricité (une enchère unique opérée par la bourse pour déterminer le prix pour chaque heure de la journée du lendemain).

ENTSOG : European Network of Transmission System Operators for Gas, entité créée par la Commission européenne afin de faciliter la coopération entre les différents opérateurs des réseaux de transport de gaz des Etats membres et la création d'un réseau européen du gaz.

ERGEG : (European Regulators Group for Electricity and Gas) créé par la Commission européenne dans le cadre de la mise en œuvre des directives de 2003, l'ERGEG avait pour but de conseiller et d'assister la Commission dans la consolidation du marché intérieur de l'énergie, en contribuant à la mise en œuvre complète des directives et des règlements européens et à la préparation d'une future législation dans les domaines de l'électricité et du gaz.

Gaz non conventionnels : les gaz non conventionnels regroupent trois types de gaz naturel : les gaz de schistes (ou shale gas), les gaz houille (ou coal bed methane) et les gaz de réservoir compact (ou

⁶ « Over the Counter » ou de gré à gré

tight gas). À la différence des gaz dits conventionnels, les gaz non conventionnels sont présents dans des roches à faible perméabilité difficiles d'accès. Leur extraction est faite à l'aide de deux techniques : le forage horizontal et la fracturation hydraulique.

Gaz naturel liquéfié (GNL) : le GNL est du gaz naturel condensé à son état liquide (en réduisant sa température à environ -160 °C à pression atmosphérique), où le volume se réduit à environ 1/600. Il est essentiellement transporté par voie maritime dans des navires connus comme méthaniers (ou LNG tankers) et déchargé dans des terminaux méthaniers, qui sont des infrastructures capables de le regazéifier afin de l'injecter dans le réseau de transport.

Gas release : obligation faite à un fournisseur de céder, pour une période donnée, une partie de ses ressources en gaz à d'autres fournisseurs. Cette opération a généralement pour objectif de permettre à la concurrence de se développer, en offrant aux fournisseurs alternatifs la possibilité de sécuriser des approvisionnements sans devoir négocier de gré à gré avec le fournisseur historique.

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

NBP (National Balancing Point) : hub gazier du Royaume-Uni. En raison des volumes importants échangés sur ce hub notionnel, les prix qui y sont pratiqués sont une référence importante pour les échanges en gros de gaz en Europe.

Marché spot : le marché spot regroupe les produits Intraday, Day-ahead, Week-end, Week et Autres maturités inférieures aux produits mensuels.

Nomination : quantité d'énergie, exprimée en kWh (PCS 25°C) notifiée par l'expéditeur au GRT chaque jour que l'expéditeur demande au GRT d'enlever, d'acheminer ou de livrer du gaz sur un point de son réseau. Par extension, le verbe « nominer » définit le fait de notifier au GRT une nomination.

Point d'échange de gaz (PEG) : point virtuel du système gazier français où les expéditeurs peuvent s'échanger des volumes de gaz. Avant avril 2015, il existait trois PEG en France, chacun rattaché à une zone d'équilibrage. La fusion des PEG Sud et TIGF, pour créer la TRS (Trading Region South), a réduit le nombre de points d'échange à deux.

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

Produit forward : contrat passé pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée.

Produit future : contrat forward négocié sur une bourse (marché organisé).

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

Zone d'équilibrage : zone géographique représentant une partie du réseau de transport où les expéditeurs équilibrent leurs flux entrants et sortants à partir d'un ensemble de points d'entrée et de sortie. En France, deux zones d'équilibrage sont associées au réseau de GRTgaz et une au réseau de TIGF.

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	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.....	33
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 : Évolution des prix des produits calendaires allemands et français, du gaz et du charbon au T4 2015	6
Graphique 4 : Approvisionnements et débouchés du marché du gaz en France	7
Graphique 5 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe.....	8
Graphique 6 : Évolution des prix du pétrole (<i>dated Brent</i>).....	9
Graphique 7 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)	15
Graphique 8 : Volumes et nombre de transactions en infrajournalier sur le marché EPEX SPOT	15
Graphique 9 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT	16
Graphique 10 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié.....	17
Graphique 11 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié.....	17
Graphique 12 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié.....	18
Graphique 13 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT	19
Graphique 14 : Prix day-ahead base sur EPEX SPOT	20
Graphique 15 : Prix day-ahead pointe sur EPEX SPOT	20
Graphique 16 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens.....	21
Graphique 17 : Prix à terme Y+1 en Base et pointe en France et en Allemagne	22
Graphique 18 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe.....	22
Graphique 19 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne.....	23
Graphique 20: Consommation française.....	24
Graphique 21 : Disponibilité du parc nucléaire français.....	24
Graphique 22 : Taux de production de la filière nucléaire	25
Graphique 23 : Production de la filière charbon	26
Graphique 24 : Production de la filière gaz	26
Graphique 25 : Taux de production hydraulique	27
Graphique 26 : Production de la filière renouvelable	27
Graphique 27 : Importations et exportations (pointe/hors-pointe).....	28
Graphique 28 : Solde exportateur français	28
Graphique 29 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T1 2016	29
Graphique 30 : Indice de concentration HHI – injections T1 2016.....	29
Graphique 31 : Indice de concentration HHI – soutirages en T1 2016	30
Graphique 32 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe.....	35
Graphique 33 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français	36
Graphique 34 : Prix du contrat <i>month-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe	36
Graphique 35 : Prix du contrat <i>year-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe	37
Graphique 36 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF	37
Graphique 37 : Prix mondiaux du gaz	38
Graphique 38 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers	38
Graphique 39 : Livraisons aux PEG	39
Graphique 40 : Répartition du négoce sur le marché intermédié par produit	39
Graphique 41 : Répartition du négoce sur le marché spot par PEG.....	40
Graphique 42 : Répartition du négoce sur le marché à terme par PEG	40
Graphique 43 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire.....	41
Graphique 44 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire	41
Graphique 45 : Indices de concentration du marché spot français par PEG	42
Graphique 46 : Indices de concentration du marché à terme français par PEG	42
Graphique 47 : Consommation de gaz en France	43
Graphique 48 : Niveaux des stocks en France	43
Graphique 49 : Emissions des terminaux méthaniers.....	44
Graphique 50 : Utilisation de la liaison Nord-Sud (sens Nord vers Sud)	44
Graphique 51 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau).....	45
Graphique 52 : Utilisation du PIR Taisnières H (sens Belgique vers France)	45
Graphique 53 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France)	46
Graphique 54 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse)	46

Graphique 55 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau)	47
Graphique 56 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau)	47
Graphique 57 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud)	48
Graphique 58 : Flux France-Espagne et spread Nord/Sud.....	48
Graphique 59 : Utilisation des stockages.....	49
Graphique 60 : Variation nette des stockages en Zone Nord versus spread temporels (même jour de cotation).....	49
Graphique 61 : Variation nette des stockages en Zone Sud versus spread temporels (même jour de cotation).....	50
Graphique 62 : Variation nette du groupement de stockage Salins en zone Sud	50
Graphique 63 : Evolution des prix EUA.....	53
Graphique 64 : Evolution de l'écart de prix spot EUA et CER	53
Graphique 65 : Evolution des prix spot et à terme EUA et CER.....	54
Graphique 66 : Volumes totaux trimestriels EUA et CER, bourses et courtiers	54
Graphique 67 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés sur la bourse	55
Graphique 68 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés auprès des courtiers.....	55
Graphique 69 : Evolution des échanges par maturité sur le marché des EUA.....	56
Graphique 70 : Evolution du Clean Dark Spread et du Clean Spark Spread sur la base (spot et future)	57
Graphique 71 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux Etats-Unis (Henry Hub) versus le charbon (base 100 en novembre 2012)	58