



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

OBSERVATOIRE

2^E TRIMESTRE 2016 (DONNÉES AU 30/06/2016)

Les marchés de gros
de l'électricité,
du gaz naturel et du CO₂

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.

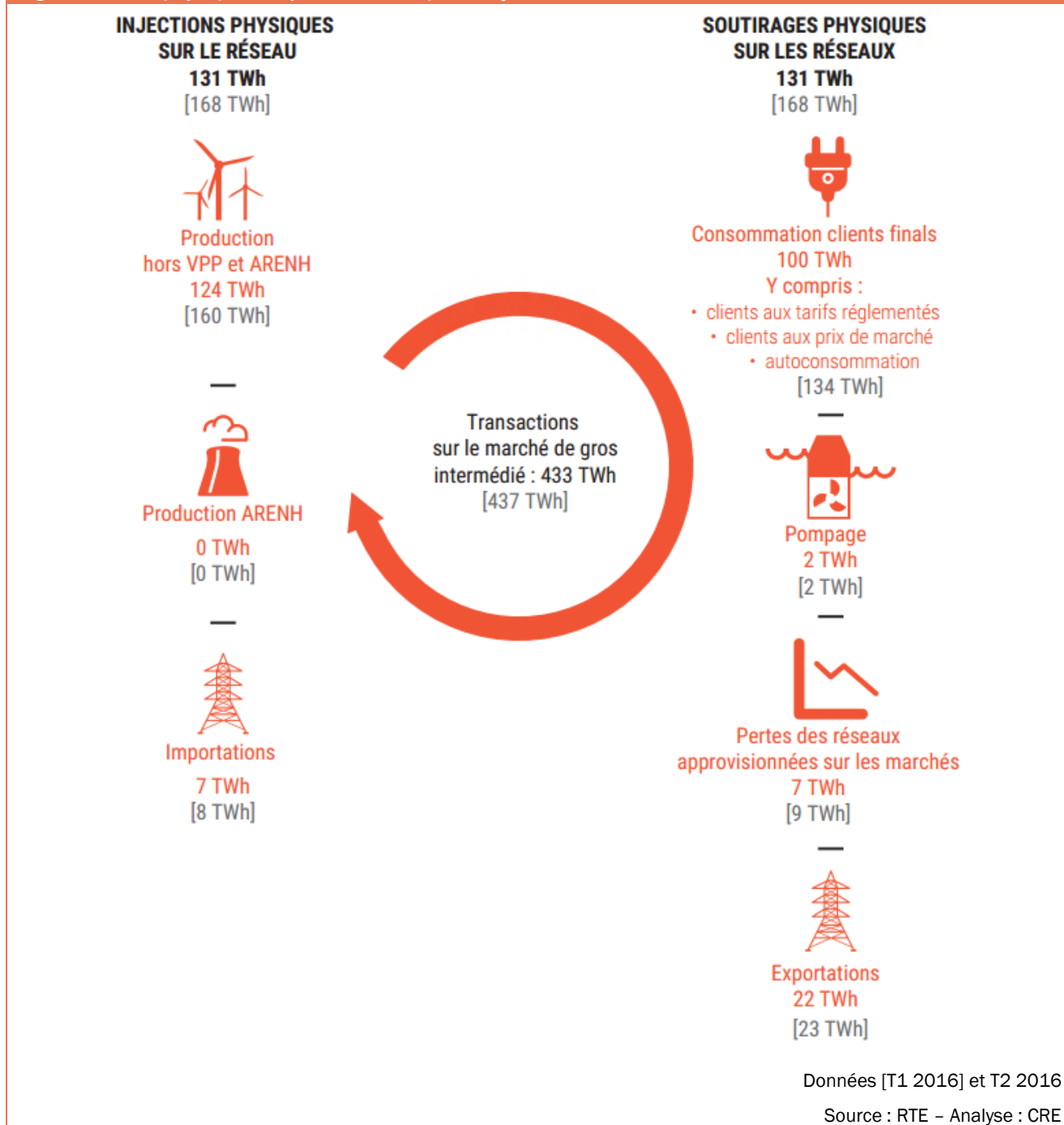
SOMMAIRE

INTRODUCTION	3
LES FAITS MARQUANTS DU TRIMESTRE	5
PARTIE 1 : LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ	6
PARTIE 2 : LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ.....	10
PARTIE 3 : LE MARCHÉ DE GROS DU CO₂	12
LES INDICATEURS DE MARCHÉ.....	13
PARTIE 1 : LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ	14
1. DATES-CLÉS	14
2. CHIFFRES-CLÉS.....	16
3. GRAPHIQUES	19
PARTIE 2 : LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ.....	43
1. DATES-CLÉS	43
2. CHIFFRES-CLÉS.....	45
3. GRAPHIQUES.....	47
PARTIE 3 : LE MARCHÉ DE GROS DU CO₂.....	65
1. DATES-CLÉS	65
2. CHIFFRES-CLÉS.....	66
3. GRAPHIQUES.....	67
GLOSSAIRE.....	77
INDEX DES GRAPHIQUES ET TABLEAUX.....	80

LES FAITS MARQUANTS **DU TRIMESTRE**

PARTIE 1 : LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

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

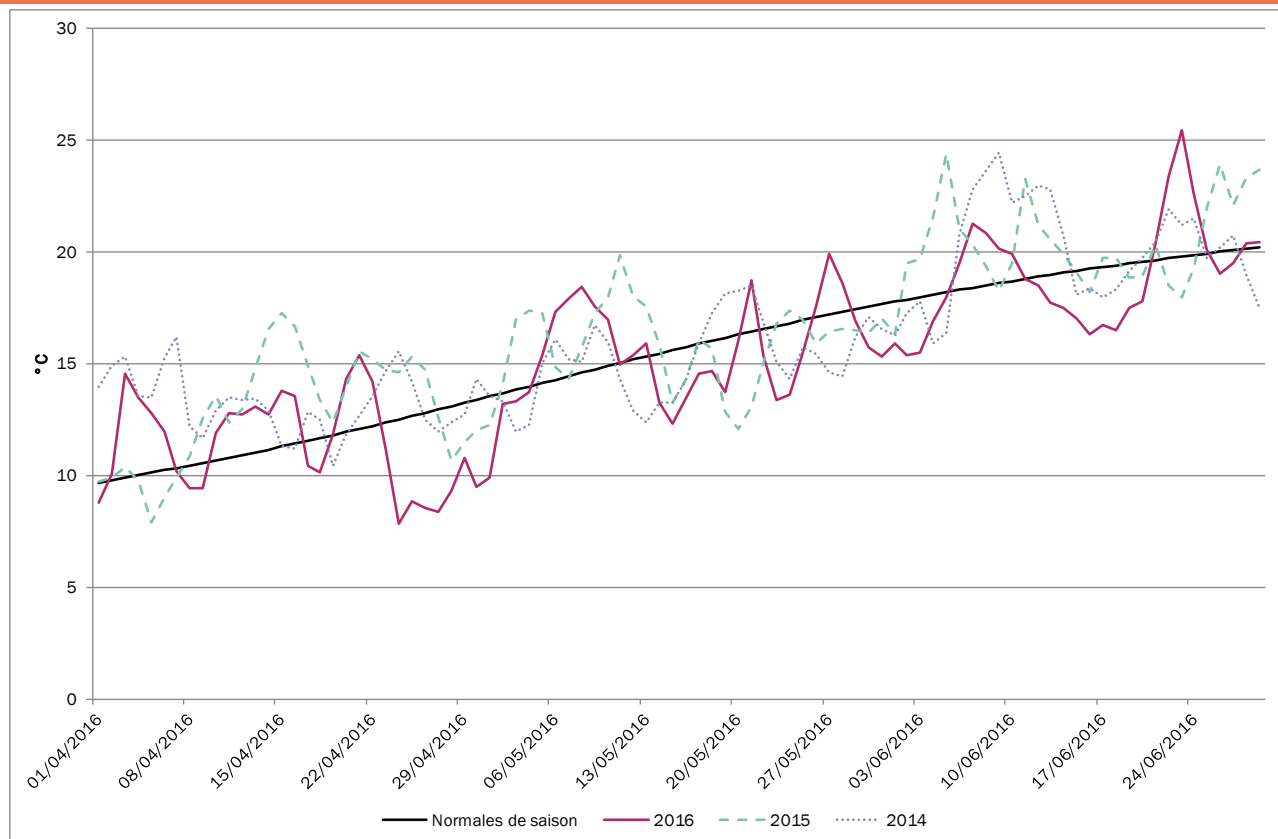


Un printemps plus frais qu'au T2 2015

Les températures ont été très douces au début du deuxième trimestre 2016, avant de se rafraîchir à partir de la fin du mois d'avril. Les températures des mois de mai et juin sont restées conformes aux températures de référence, malgré certaines journées où l'on observe des écarts avec les normales variant entre -3,5 °C et 5 °C. En moyenne sur le trimestre, les températures affichent un écart moyen négatif de 0,14 °C par rapport aux normales (Figure 2).

Dans ce contexte, la consommation a augmenté d'environ 2,7 % par rapport au T2 2015 (Figure 18), qui avait été marquée par des températures plus clémentes qu'au T2 2016.

Figure 2 : Températures



Source : Reuters

Une baisse de la disponibilité et de la production de la filière nucléaire

Le taux de disponibilité du parc nucléaire affiche une baisse de 2,5 % par rapport au T2 2015. Le taux de production nucléaire a suivi la même tendance et affiche une diminution de 2,3 % par rapport au T2 2015. (Figure 19 et Figure 20)

La production renouvelable (éolienne et solaire) affiche une légère diminution d'environ 1,3 % par rapport au T2 2015 (Figure 24). A contrario, en raison d'une pluviométrie excédentaire sur l'ensemble du trimestre, le taux de production hydraulique a augmenté de 4,9 % par rapport au T2 2015 (Figure 23).

Augmentation de la production fossile

Du fait de la diminution de la disponibilité nucléaire et du contexte favorable du prix des énergies, les moyens de production fossiles ont été beaucoup plus sollicités qu'au T2 2015. Ainsi, la filière charbon qui avait connu des niveaux historiquement bas au cours du T2 2015 avec plusieurs semaines sans produire, affiche une augmentation de son taux de production de 6,8 % par rapport au T2 2015 (Figure 21). Cette augmentation du taux de production charbon s'explique également par une plus grande sollicitation des centrales en fonctionnement dans le contexte de diminution de 1880 MW de la capacité installée de la filière charbon (-39 %) et une augmentation de 29 % de la production réalisée.

En ce qui concerne la filière gaz, l'augmentation du taux de production est encore plus marquée, atteignant même des niveaux historiquement hauts, avec un bond de 16,7 % par rapport au T2 2015 (Figure 22).

Une diminution du solde exportateur

En raison de la diminution de la production nucléaire au cours du T2 2016 et d'un niveau de consommation plus élevé par rapport au T2 2015, le solde exportateur a affiché une diminution de 4 % par rapport au T2 2015 (Figure 26).

Les importations ont diminué au cours de ce deuxième trimestre 2016 par rapport au T2 2015, avec une diminution de 20 % en période de pointe et de 10 % en période hors pointe (Figure 25). Les exportations ont également baissé, de 12 % en période de pointe et 10 % en période hors-pointe.

Les prix au second trimestre 2016 sur le marché spot sont en baisse par rapport à 2015 malgré la hausse de consommation du fait de la baisse du prix des commodités

Les prix sur les marchés *day-ahead* et infra-journalier se sont établis respectivement à 25,9 €/MWh et 26,4 €/MWh au second trimestre 2016 en baisse de respectivement 6,7 €/MWh et 6,3 €/MWh par rapport au même trimestre en 2015. Cette baisse a eu lieu malgré une hausse de la consommation par rapport à 2015 et s'explique par la baisse importante des prix des combustibles pour la production d'électricité qui a eu lieu à la fin de l'année 2015 et au début de l'année 2016. La hausse de la production d'origine hydraulique a pu aussi contribuer à la baisse des prix par rapport à 2015.

Le prix du produit Calendaire 2017 est remonté au second trimestre 2016 suivant notamment la hausse importante des cours du charbon

Le prix du produit Calendaire France 2017 a connu une augmentation de 23 % au cours du second trimestre 2016, il s'établissait à 33,13 €/MWh au 30 juin 2016. Cette hausse s'explique par la hausse du prix des commodités, principalement du charbon (+33 % au cours du trimestre) et par les annonces faites par le gouvernement français concernant la mise en place d'un prix plancher du carbone d'environ 30 euros la tonne de CO₂. L'annonce qui a eu l'impact le plus significatif est celle du Président de la République, tenue le 25 avril 2016, le prix du produit Calendaire 2017 avait alors augmenté de près de 3 €/MWh avant de corriger à la baisse au cours des jours qui suivirent.

Les volumes échangés sur le marché infra-journalier sont en augmentation au second trimestre 2016 en raison de l'augmentation du nombre de transactions transfrontalières

L'augmentation des volumes transfrontaliers sur le marché infra-journalier (+ 31 % par rapport au trimestre précédent) est due principalement à l'augmentation des ventes en provenance d'Allemagne et d'achats du côté français. Les échanges avec les autres pays frontaliers sont stables.

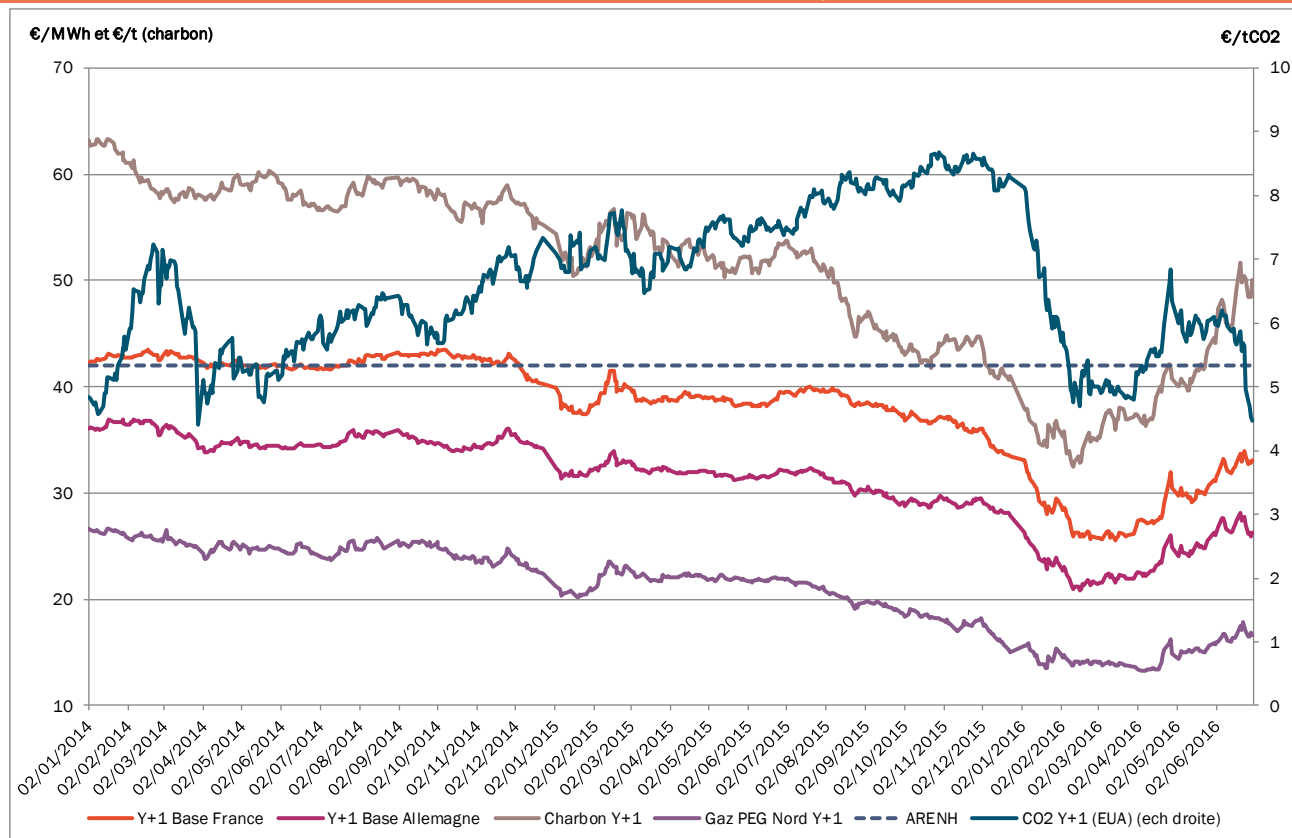
Les volumes de produits calendaires ont connu une forte augmentation au second trimestre en lien avec les annonces concernant le prix plancher du CO₂

Les volumes échangés de produit mensuel sont en baisse de 38 % comparés au trimestre précédent. Il s'agit d'une baisse habituelle entre un premier et second trimestre en lien avec la baisse de consommation due à la fin de l'hiver.

Les volumes échangés de produit trimestriel sont en baisse de 34 % comparés au trimestre précédent. Ils reviennent à des niveaux similaires à ceux observés en 2015 après la hausse du premier trimestre 2016.

Les volumes échangés de produits calendaires sont quant à eux en forte augmentation (+ 42 % par rapport au trimestre précédent). Cette augmentation est à rapprocher de l'intérêt des acteurs sur ce segment de marché dans un contexte de niveau de prix attractifs pour les produits calendaires et de craintes éventuelles de remontée ultérieure des prix. Un pic de transactions ponctuel a été constaté après l'annonce de la mise en place d'un prix plancher du CO₂, les volumes sont revenus à des niveaux quotidiens habituels par la suite.

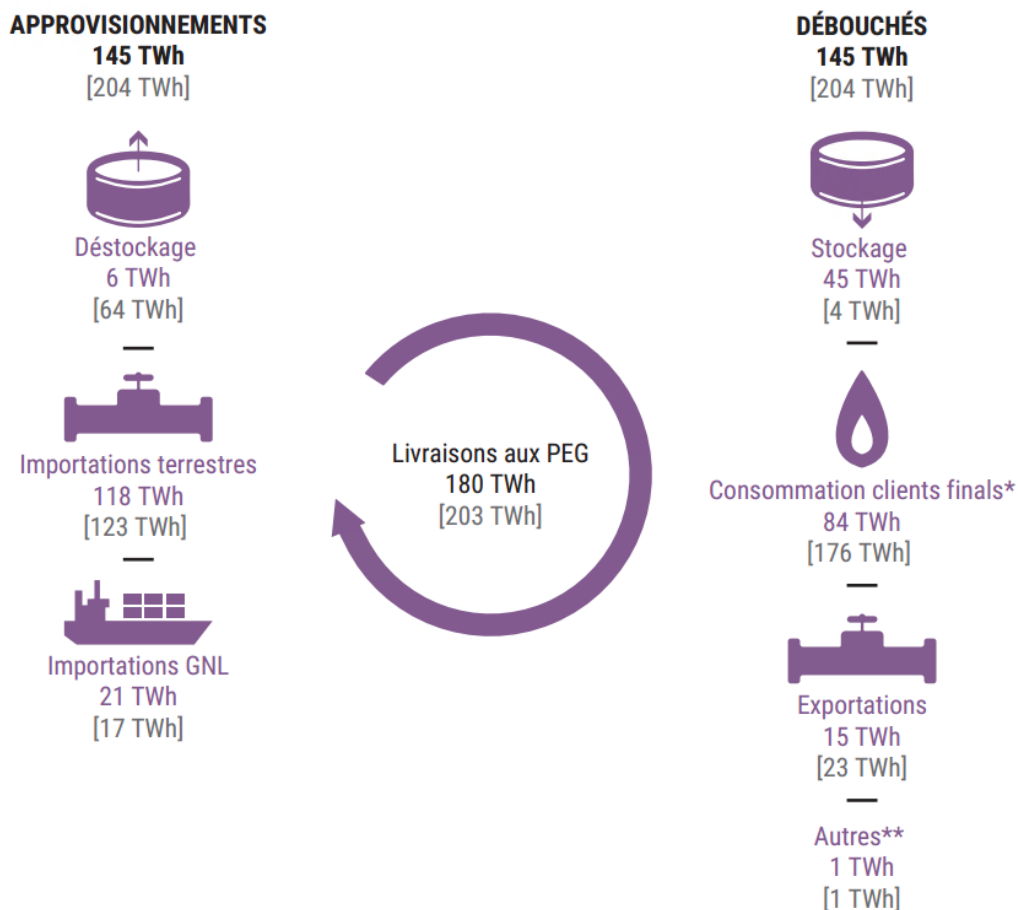
Figure 3 : Évolution des prix des produits calendaires allemands et français, du gaz et du charbon



Source : EEX, Powernext, ICE – Analyse : CRE

PARTIE 2 : LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ

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



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

* Clients aux tarifs réglementés et clients aux prix de marché inclus

Données [T1 2016] et T2 2016

Source : GRTgaz, TIGF

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

La consommation au T2 2016 a augmenté de 13 % par rapport au T2 2015. La hausse de la consommation des clients du réseau de distribution (+19 %, soit 8 TWh) ainsi que celle des centrales électriques fonctionnant au gaz (+50 %, soit 5 TWh) compensent la baisse de consommation des clients directement reliés au réseau de transport hors site fortement modulés (-8 %, soit 2,3 TWh).

L'utilisation des stockages français durant le T2 2016 a été en ligne avec celle observée durant la même période les années précédentes. Les niveaux de stock en France clôturent le trimestre à des niveaux proches des moyennes observées depuis 2010. Des courtes périodes de déstockage ont été observées sur le trimestre, ce qui aboutit à des flux légèrement plus importants par rapport au T1 2016 en soutirage (+4 TWh) et en injection (+6 TWh).

L'arrivée de GNL en France est en légère hausse mais reste faible par rapport aux capacités d'import, notamment sur le terminal de Montoir. Les émissions des terminaux à Fos sont quant à elles plus importantes que celles observées au T2 2015 et se situent dans la moyenne des niveaux observés depuis 2009. Le nouveau terminal de Dunkerque a commencé ses tests opérationnels.

Une activité sur les marchés intermédiés en augmentation

Les volumes échangés sur les marchés intermédiés français ont diminué par rapport au trimestre précédent (-20 %) mais sont en hausse par rapport à l'année dernière (+7 %). Cette baisse est liée à la saisonnalité du marché et a été observée sur tous les segments avec respectivement -18 % sur le marché court terme et -29 % sur le marché long terme. Une augmentation sur un an est observée et est due notamment à la hausse des échanges sur les produits à terme de type mensuel (+95 %) et saisonnier (+44 %). Le développement des échanges sur les marchés à terme est observé uniquement sur les plateformes des courtiers. Sur les marchés spot, les volumes échangés sont en légère hausse par rapport au T2 2015 (+5 %). Néanmoins, les échanges sur la bourse dans le segment spot progressent de 11 % alors que ceux échangés sur les plateformes des courtiers diminuent de 6 %.

Des prix du gaz qui se stabilisent

Au cours du T2 2016, les prix du gaz sur les marchés se sont stabilisés par rapport au trimestre précédent sur le spot (+1 % sur le day-ahead) et sont en légère hausse sur le marché à terme (+3 % sur le M+1 et +7 % sur le Y+1). Ce léger rebond est observé également sur les marchés internationaux.

Dans ce contexte de léger rebond des prix à terme, le différentiel de prix entre l'été et l'hiver s'inscrit en hausse de 0,5 €/MWh.

Le différentiel de prix entre le PEG nord et la TRS est resté faible au cours du second trimestre 2016 avec en moyenne 0,3 €/MWh sur le segment court terme et 0,2 €/MWh sur le segment à terme.

PARTIE 3 : **LE MARCHÉ DE GROS DU CO₂**

Enchères de quotas

Au second trimestre 2016, les enchères de quotas ont continué à avoir lieu sur la plateforme commune EEX pour 25 des 28 États-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 (2,25 en moyenne au premier trimestre 2016 par rapport à 2,93 en moyenne au premier trimestre 2015).

Les prix du quota de CO₂ évoluent de façon volatile au second trimestre 2016

Au second trimestre 2016, le prix moyen spot du produit EUA affiche une légère hausse de 2,6 % par rapport au premier trimestre 2016, s'établissant à 5,75 €/tCO₂ (Tableau 10). Après une forte hausse en avril, dans le sillage des annonces du gouvernement français de créer un prix plancher pour le CO₂, le prix du quota a à nouveau fortement chuté lors de la deuxième quinzaine de juin, à la suite des résultats du référendum britannique sur le *Brexit*.

Une baisse des échanges de quotas EUA

Au cours du deuxième trimestre 2016, les volumes EUA échangés (1810 Mt) ont baissé par rapport au trimestre précédent (-7 %). Les volumes EUA échangés sur les bourses et chez les brokers ont respectivement baissé de -11 % et augmenté de +20 % (Tableau 9). Les bourses et brokers représentent respectivement 81 % et 19 % des volumes EUA échangés au deuxième trimestre 2016.

Au deuxième trimestre 2016, les volumes des produits EUA échangés sur les bourses s'effectuent toujours essentiellement sur le marché à terme, avec une baisse de -7 % des volumes des principales maturités du marché à terme et une baisse de -23% sur les marchés spot. 174 Mt ont ainsi été échangées sur le marché spot EUA (contre 226 Mt au trimestre précédent) alors que 983 Mt ont été échangées pour le produit Déc. 2016 (voir Tableau 9).

Une hausse des clean dark spread et clean spark spread au second trimestre

Au cours du second trimestre 2016, le clean spark spread pointe (Y+1) a augmenté de 60 % pour atteindre 6,1 €/MWh, et le clean dark spread pointe (Y+1) a augmenté de 11 % atteignant 19,4 €/MWh, dans un contexte de hausse des prix à terme de l'électricité.

LES INDICATEURS **DE MARCHÉ**

PARTIE 1 : LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

1. DATES-CLÉS

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 Allemagne
Décembre 2010	Couplage des marchés infra-journaliers français et allemand d'EPEX SPOT
Juillet 2011	Ouverture des droits à l'ARENH
Novembre 2011	Les produits futures négociés sur EPD France deviennent à règlement financier
Novembre 2011	Arrêt des enchères VPP ¹
Janvier 2012	Début des allocations de capacités long-terme d'interconnexion entre la France et la Suisse par enchères explicites
Janvier 2012	Début des allocations infra-journalières de capacités d'interconnexion entre la France et la Suisse
Juin 2012	Début des allocations infra-journalières de capacités d'interconnexion entre la France et l'Italie
Juin 2013	Couplage des marchés infra-journaliers français et suisse (marché infra-journalier suisse créé par la même occasion) d'EPEX SPOT
Février 2014	Couplage de la zone NWE
Avril 2014	Couplage de la zone SWE
Mai 2014	Couplage des marchés NWE et SWE
Septembre 2014	Nouvelle plateforme transparence EEX (www.eex-transparency.com)
Décembre 2014	Nouvelle plateforme transparence RTE afin de se mettre en conformité avec le

¹ http://encherescapacites.edf.com/fichiers/fckeditor/File/Encheres/DecisionCE_Fin_VPP_301111.pdf

	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 infra-journalier aux interconnexions France-Suisse et France-Allemagne
Mars 2016	Passage à des allocations explicites continues de la capacité France-Belgique en infra-journalier

2. CHIFFRES-CLÉS

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

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T2 2016 / T1 2016		Variation annuelle T2 2016 / T2 2015	
	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	T2 2016	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Injections, en TWh									
Production Hors ARENH et VPP, en TWh	117	118	142	160	124	-22%	-35,75	6%	6,52
ARENH, en TWh	4	2	2	0	0	-	0,00	-100%	-4,43
VPP, en TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-100%	-0,02
Imports, en TWh	8,7	6,3	7,1	8,3	6,8	-18%	-1,47	-22%	-1,93
Soutirages, en TWh									
Consommation clients finals, en TWh	97	94	116	133	100	-25%	-33,16	3%	2,59
Pompage, en TWh	1,9	1,4	1,8	1,9	1,6	-18%	-0,34	-17%	-0,32
Exports, en TWh	25	25	24	23	22	-1%	-0,13	-10%	-2,39
Pertes, en TWh	6,8	6,4	8,9	10,7	7,1	-34%	-3,61	4%	0,27

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 2 : Prix de marché observés sur le trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T2 2016 / T1 2016		Variation annuelle T2 2016 / T2 2015	
	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	T2 2016	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Prix de marché Spot									
Prix Intraday France, en €/MWh	32,7	35,5	40,8	29,3	26,4	-10%	-2,89	-19%	-6,28
Prix Day-Ahead France en Base, en €/MWh	32,6	35,8	40,6	28,8	25,9	-10%	-2,90	-21%	-6,73
Prix Day-Ahead France en Pointe, en €/MWh	40,4	43,7	49,8	35,8	31,4	-12%	-4,37	-22%	-8,92
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	4,3	3,0	5,9	3,6	0,6	-83%	-3,00	-85%	-3,65
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	7,5	8,7	8,1	3,8	1,6	-57%	-2,20	-78%	-5,82
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne	53%	45%	27%	41%	65%	59%	0,24	23%	0,12
Prix de marché à terme									
Prix M+1 France, en €/MWh	30,2	35,7	40,2	29,5	24,5	-17%	-5,00	-19%	-5,67
Spread M+1 France-Allemagne, en €/MWh	0,9	4,0	9,6	4,5	0,3	-93%	-4,21	-66%	-0,63
Prix Q+1 France, en €/MWh	30,7	44,0	41,0	24,5	25,5	4%	1,00	-17%	-5,22
Spread Q+1 France-Allemagne, en €/MWh	0,5	10,9	11,0	1,1	0,2	-80%	-0,87	-59%	-0,32
Prix Y+1 France, en €/MWh	38,8	38,9	36,0	27,5	30,4	10%	2,84	-22%	-8,38
Spread Y+1 France-Allemagne, en €/MWh	7,0	8,0	7,1	4,9	5,3	7%	0,36	-25%	-1,74
Ratios Y+1 Pointe/Base									
France	121%	123%	125%	129%	132%	2%	0,03	8%	0,10
Allemagne	126%	126%	124%	128%	125%	-2%	-0,03	-1%	-0,01

Source : EPEX SPOT, EEX Power Derivatives, Courtiers – Analyse : CRE

OBSERVATOIRE DES MARCHÉS DE GROS DU 2^E TRIMESTRE 2016

LES INDICATEURS DE MARCHÉ // Partie 1 : Le marché de gros de l'électricité

Tableau 3 : Volumes négociés sur le trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T2 2016 / T1 2016		Variation annuelle T2 2016 / T2 2015	
	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	T2 2016	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
NEB									
Volumes NEB, en TWh	114,69	134,19	139,31	151,01	138,33	-8%	-12,68	21%	23,64
Ratio NEB/Consommation française	118%	143%	120%	114%	139%	-	0,25	-	0,21
Marché Spot, en TWh	39,55	37,71	44,38	38,48	38,40	0%	-0,08	-3%	-1,15
Volumes sur le marché Intraday EPEX SPOT, en TWh	1,4	1,4	1,3	1,3	1,7	31%	0,40	22%	0,31
Part des Volumes Intraday cross-border Fr-All	68%	73%	57%	62%	75%	22%	0,13	10%	0,07
Volumes sur le marché Day-Ahead EPEX SPOT, en TWh	25,9	24,7	31,8	29,0	29,0	0%	0,05	12%	3,13
Volumes sur le marché Day-Ahead Brokers, en TWh	12,3	11,6	11,3	8,2	7,7	-6%	-0,53	-37%	-4,59
Marché à terme									
Volumes, en TWh	267,5	294,7	408,7	400,0	395,4	-1%	-4,6	48%	127,93
Part de marché Brokers	77,0%	77,0%	74,1%	73,5%	69,2%	-	-4,3%	-	-7,7%
Part de marché EEX	23,0%	23,0%	25,9%	26,5%	30,8%	-	4,3%	-	7,7%
Nombre de Transactions	27 301	32 117	37 684	33 938	24 828	-27%	- 9 110	-9%	- 2 473
Part de marché Brokers	81,2%	79,9%	76,5%	76,5%	73,5%	-	-3,0%	-	-7,7%
Part de marché EEX	18,8%	20,1%	23,5%	23,5%	26,5%	-	3,0%	-	7,7%
Produit Y+1									
Volumes, en TWh	62,9	66,9	118,3	127,7	176,8	38%	49,05	181%	113,90
Nombre de Transactions	1353	1557	2641	2958	4103	39%	1145	203%	2750
Produit Q+1									
Volumes, en TWh	37,9	34,6	45,8	32,6	23,8	-27%	-8,80	-37%	-14,09
Nombre de Transactions	2294	2422	3133	2207	1676	-24%	-531	-27%	-618
Produit M+1									
Volumes, en TWh	35,5	50,7	44,3	41,6	25,8	-38%	-15,86	-27%	-9,71
Nombre de Transactions	4934	7142	7076	6441	4106	-36%	-2335	-17%	-828

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 4 : Disponibilité des moyens de production

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T2 2016 / T1 2016		Variation Annuelle T2 2016 / T2 2015	
	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	T2 2016	En points		En points	
Parc nucléaire									
Taux de production moyen du parc nucléaire (%)	67,6	68,7	79,1	82,3	65,3	-17,0		-2,3	
Taux de disponibilité du parc nucléaire (%)	70,9	74,4	82,4	87,3	68,4	-18,9		-2,5	
Production hydraulique									
Taux de production moyen du parc hydraulique (%)	34,7	20,8	21,1	36,9	39,6	2,7		4,9	

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 5 : Flux aux frontières

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T2 2016 / T1 2016		Variation Annuelle T2 2016 / T2 2015	
	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	T2 2016	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Importations (TWh)	8,7	6,3	7,1	8,3	6,8	-18,1%	-1,5	-21,9%	-1,9
Importations pointe (TWh)	3,9	2,7	2,6	3,0	2,7	-8,7%	-0,3	-28,8%	-1,1
Importations hors-pointe (TWh)	4,9	3,6	4,5	5,3	4,0	-23,8%	-1,3	-16,9%	-0,8
Exportations (TWh)	24,3	24,1	24,0	22,0	21,7	-1,4%	-0,3	-10,6%	-2,6
Exportations pointe (TWh)	9,0	8,4	8,8	8,1	7,9	-2,7%	-0,2	-12,2%	-1,1
Exportations hors-pointe (TWh)	15,3	15,7	15,2	13,9	13,8	-0,6%	-0,1	-9,6%	-1,5
Solde exportateur (TWh)	15,6	17,7	16,9	13,7	14,9	8,8%	1,2	-4,2%	-0,6

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T2 2016 / T1 2016		Variation Annuelle T2 2016 / T2 2015	
	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	T2 2016	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Responsables d'équilibre									
Producteurs d'électricité actifs	19	16	16	17	18	5,9%	1	-5,3%	-1
Détenteurs de capacités issues des enchères VPP	1	0	0	0	0	0,0%	0	-100,0%	-1
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	13	9	8	0	0	0,0%	0	-100,0%	-13
Fournisseurs de clients finals	23	27	28	27	28	3,7%	1	21,7%	5
Actifs à l'import/export	76	74	71	70	62	-11,4%	-8	-18,4%	-14
Actifs à l'échange de blocs	103	98	98	93	95	2,2%	2	-7,8%	-8

Source : RTE - Analyse : CRE

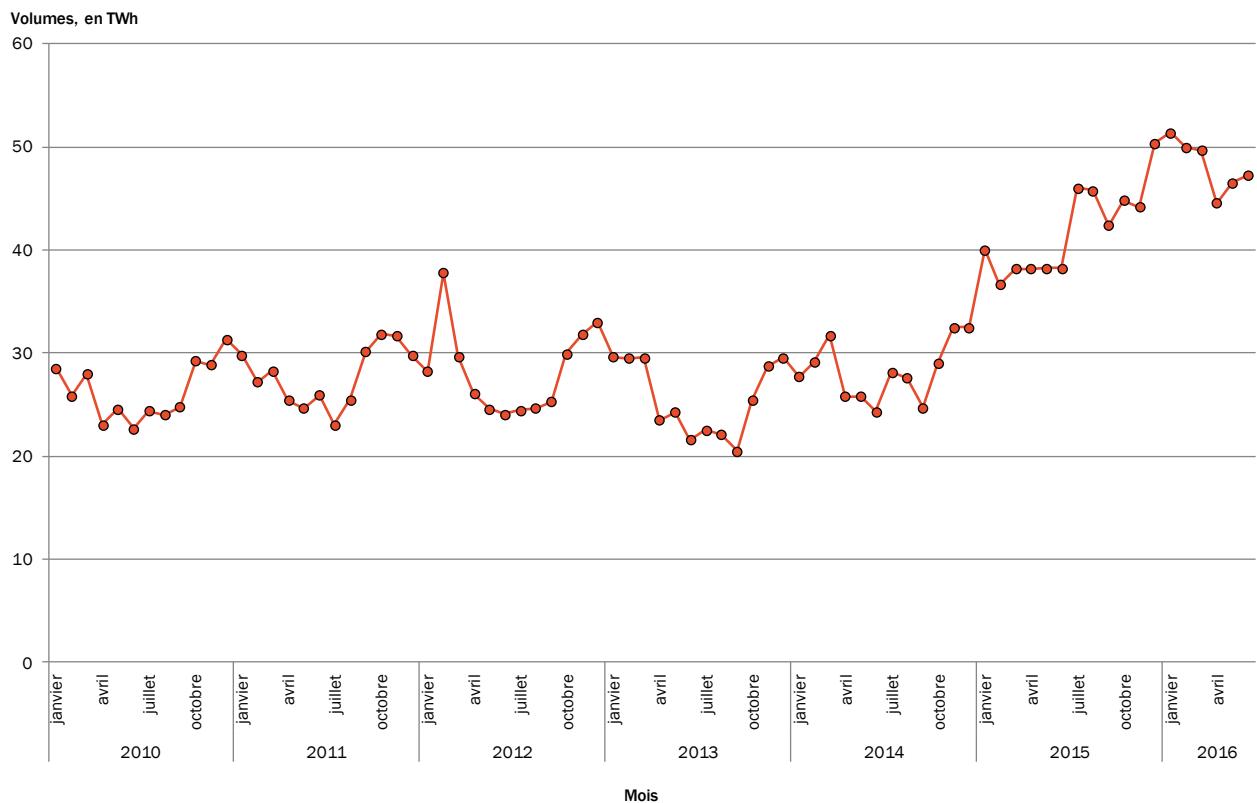
Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité

	HHI - Concentration du marché					
	T2 2015		T1 2016		T2 2016	
		EDF inclus		EDF inclus		EDF inclus
Livraisons						
OTC - achats de blocs	411	970	504	1127	463	1206
OTC - ventes de blocs	433	973	727	981	645	1158
EPEX - achats	428	410	558	533	592	673
EPEX - ventes	514	2677	498	2913	368	3197
Injections						
Production	5882	8852	4223	7001	4109	7279
Importations	925	784	1103	915	967	950
Soutirages						
Consommation clients finals	1834	6265	1872	5754	1751	5175
Pertes	1939	1653	1838	1629	1597	1571
Exportations	785	1268	754	1813	616	1294

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

3. GRAPHIQUES

Figure 5 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 6 : Volumes et nombre de transactions en infrajournalier sur le marché EPEX SPOT

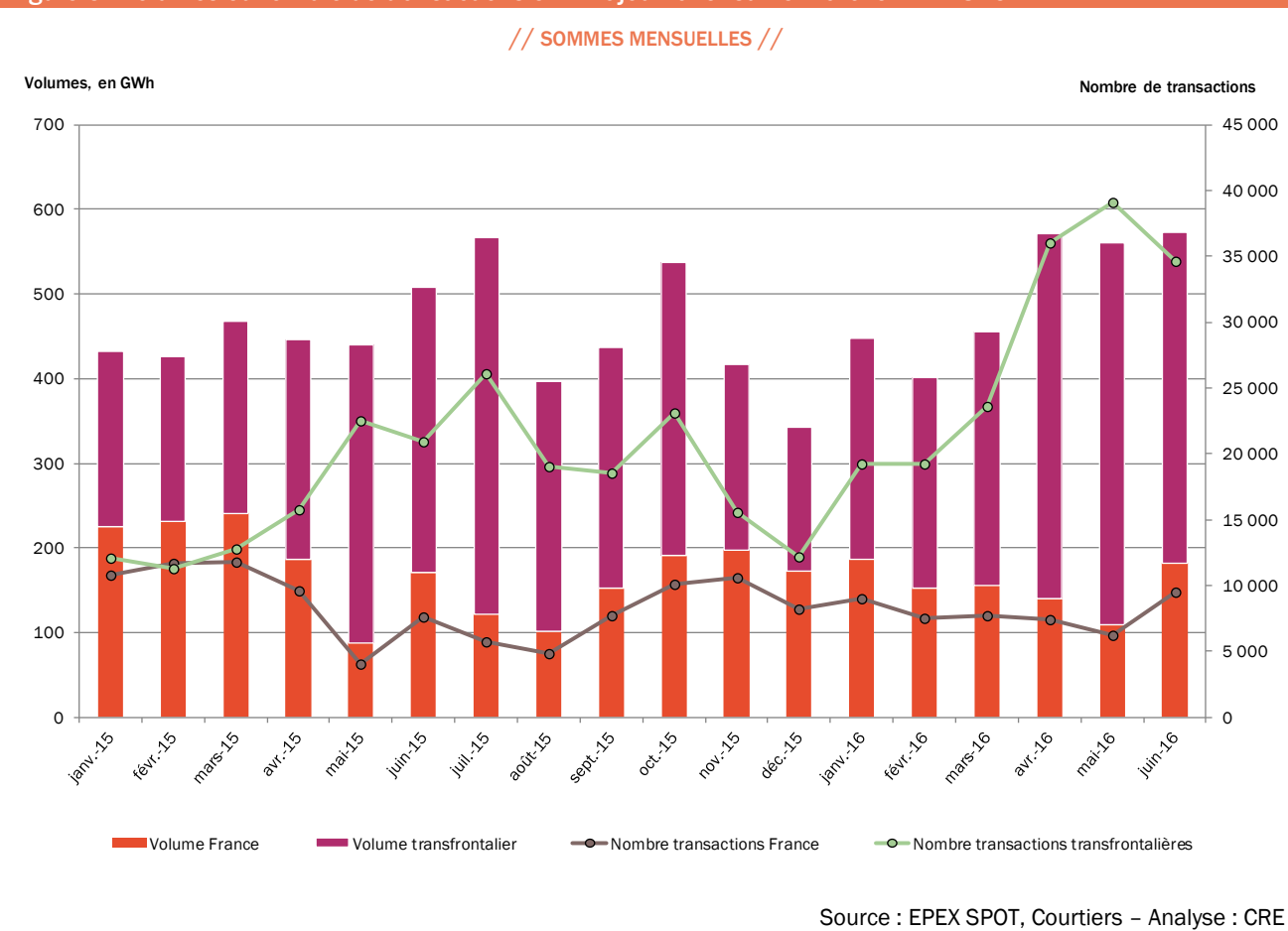
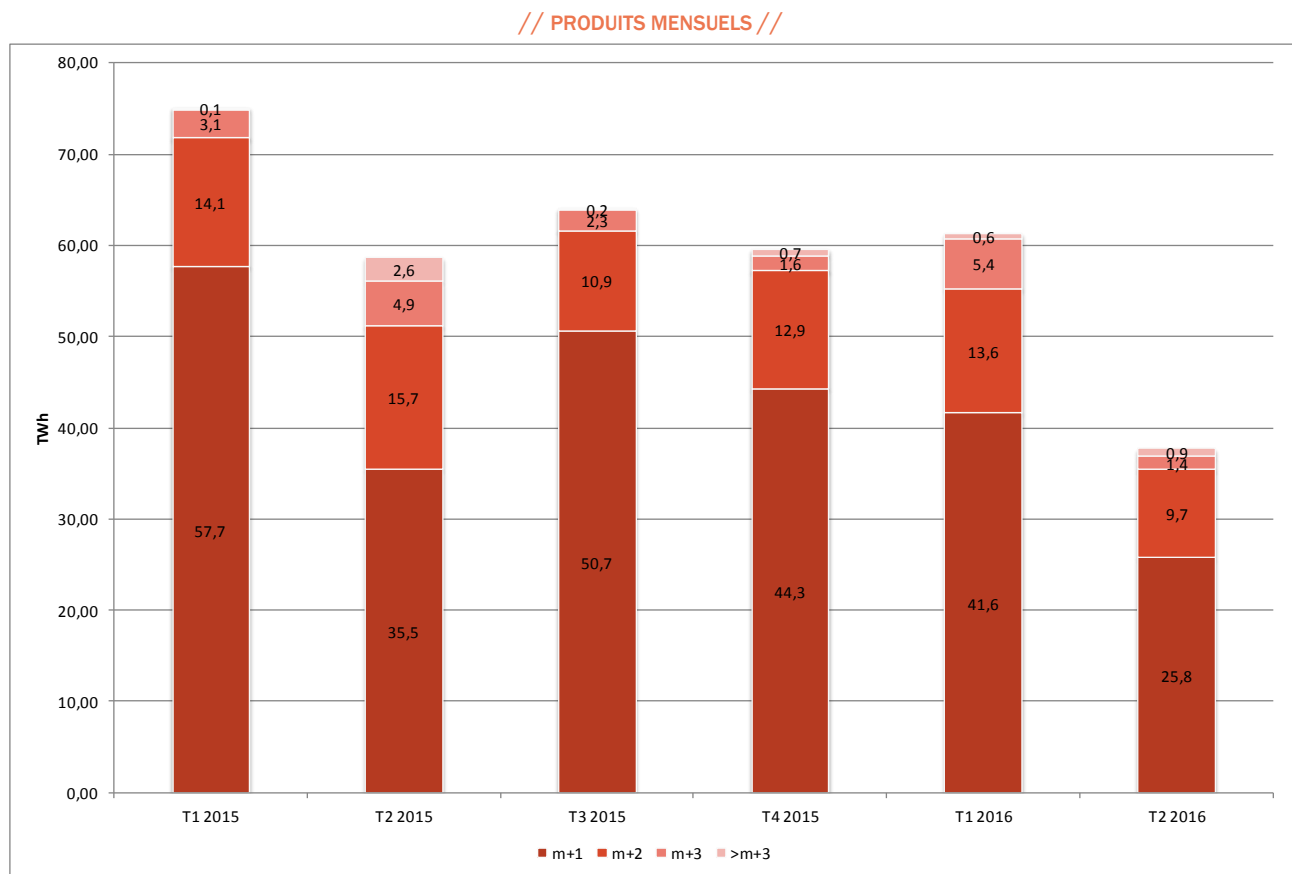


Figure 7 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT



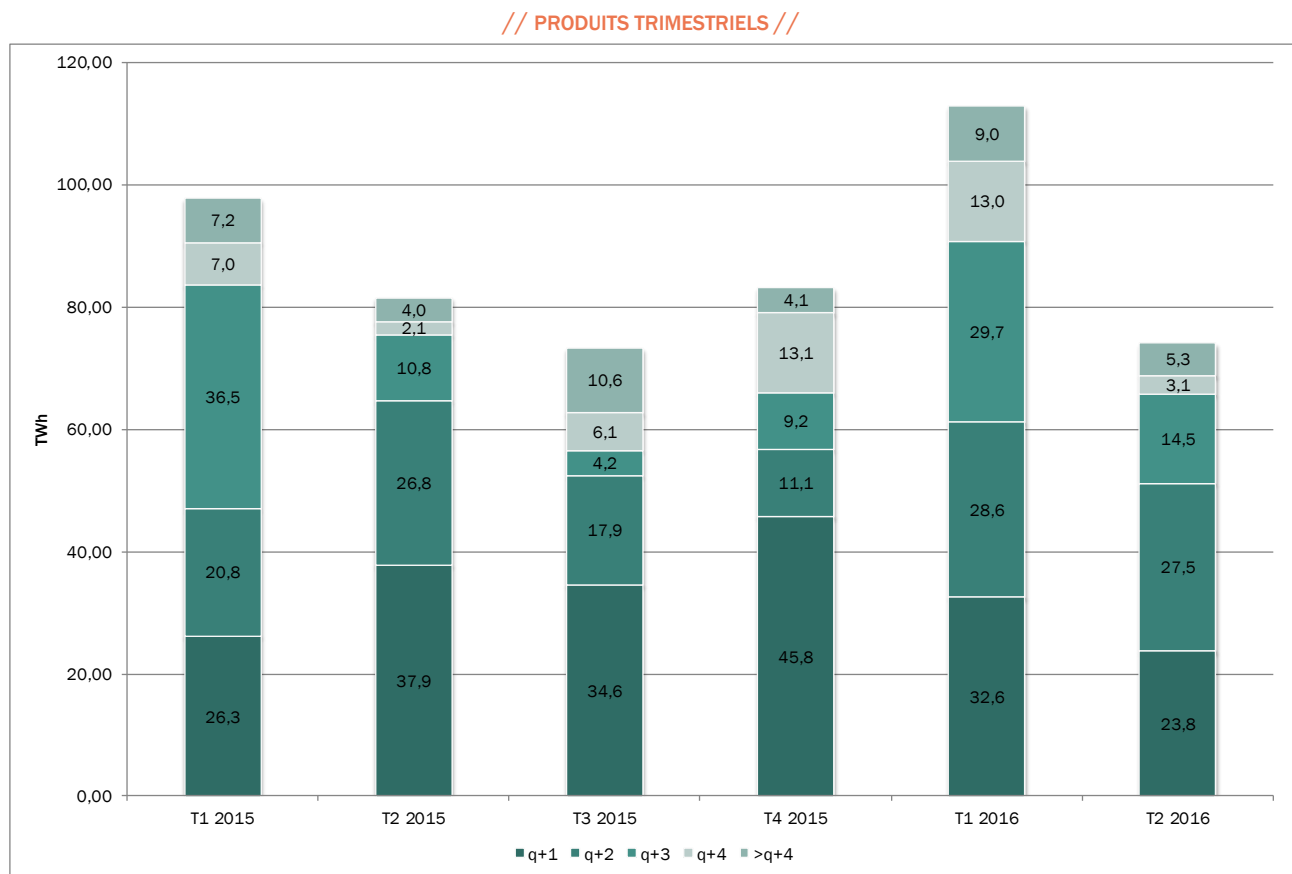
Source : EPEX SPOT, Courtiers – Analyse : CRE

Figure 8 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire



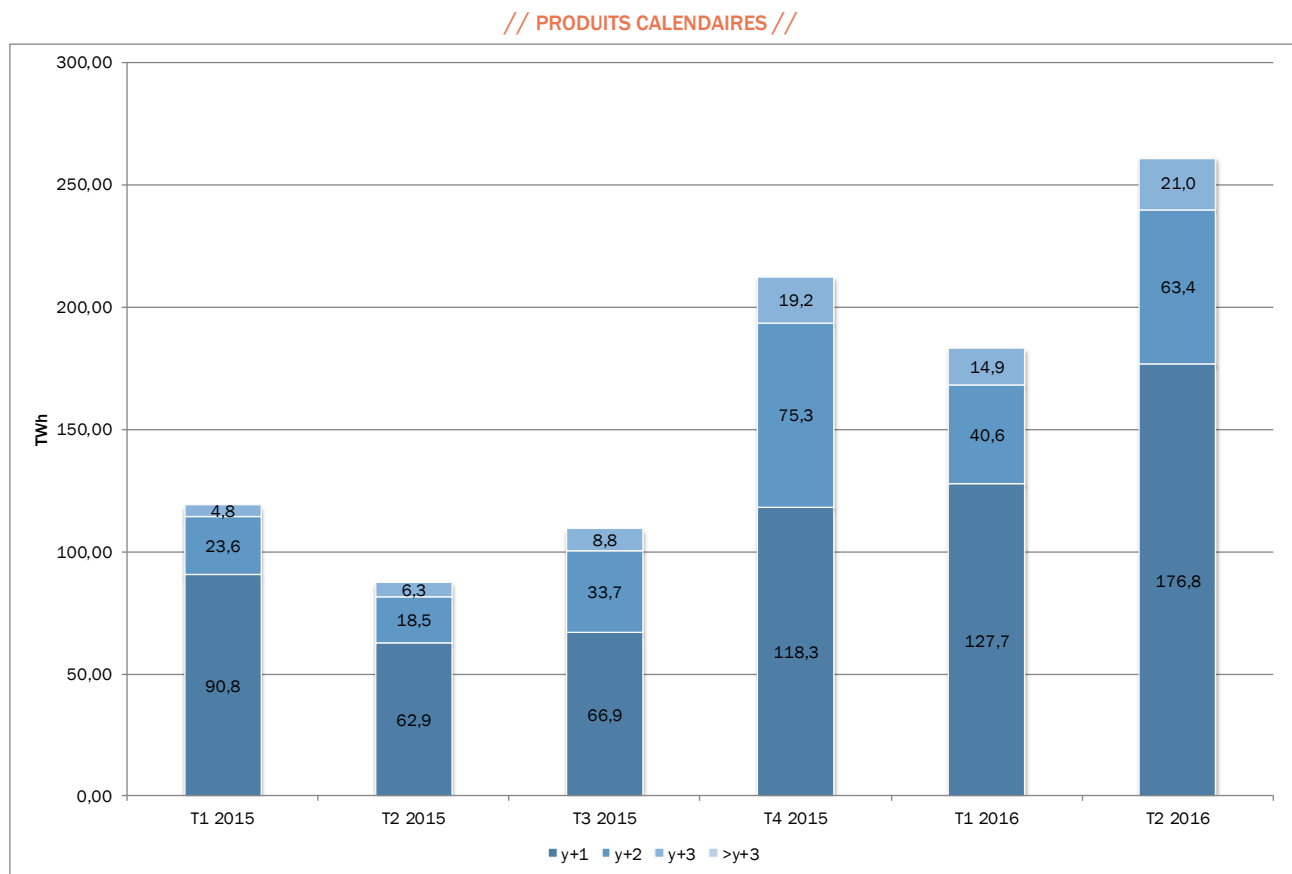
Source : Courtiers, EPD France – Analyse : CRE

Figure 9 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire



Source : Courtiers, EPD France – Analyse : CRE

Figure 10 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire



Source : Courtiers, EPD France – Analyse : CRE

Figure 11 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT

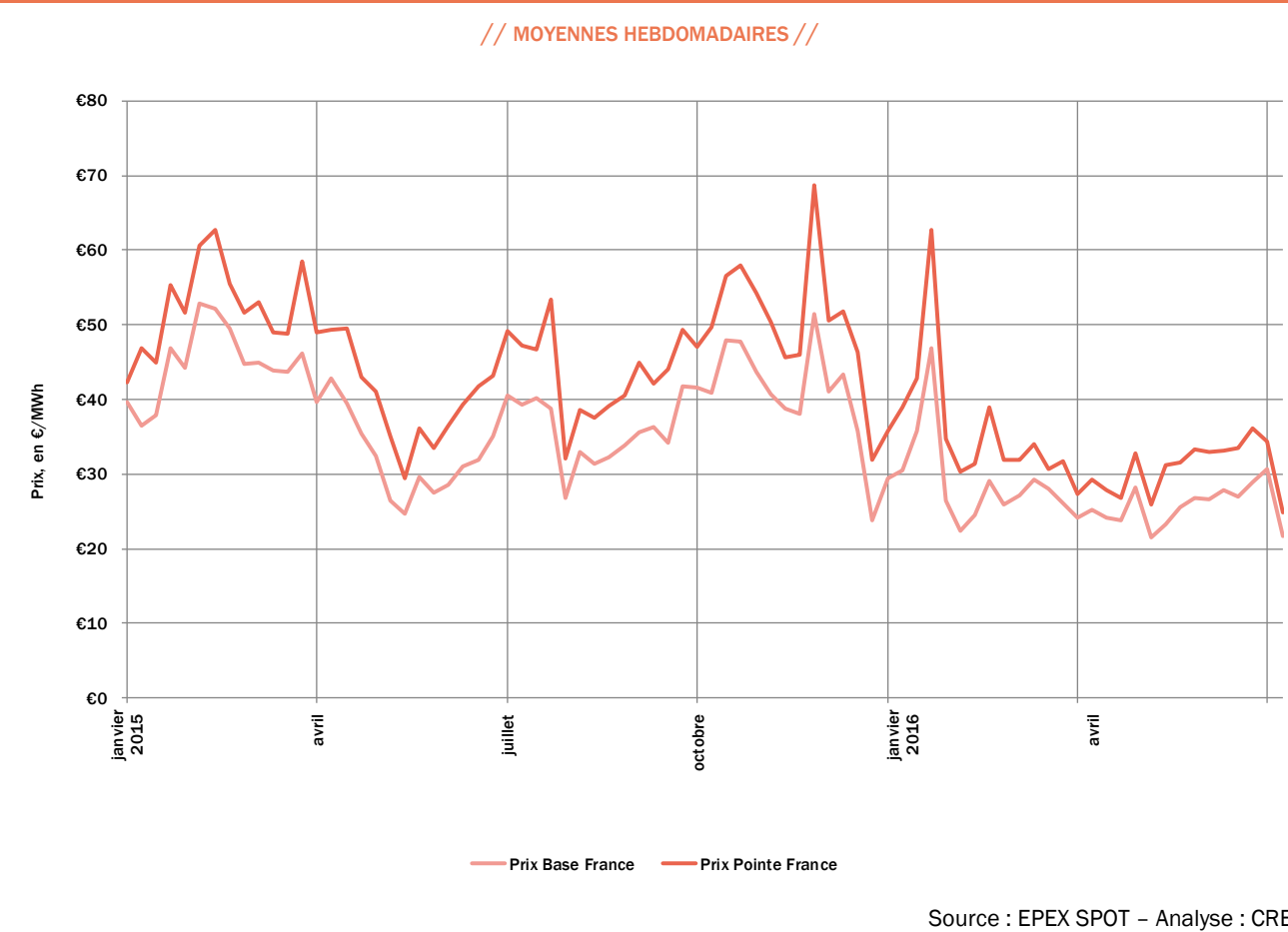
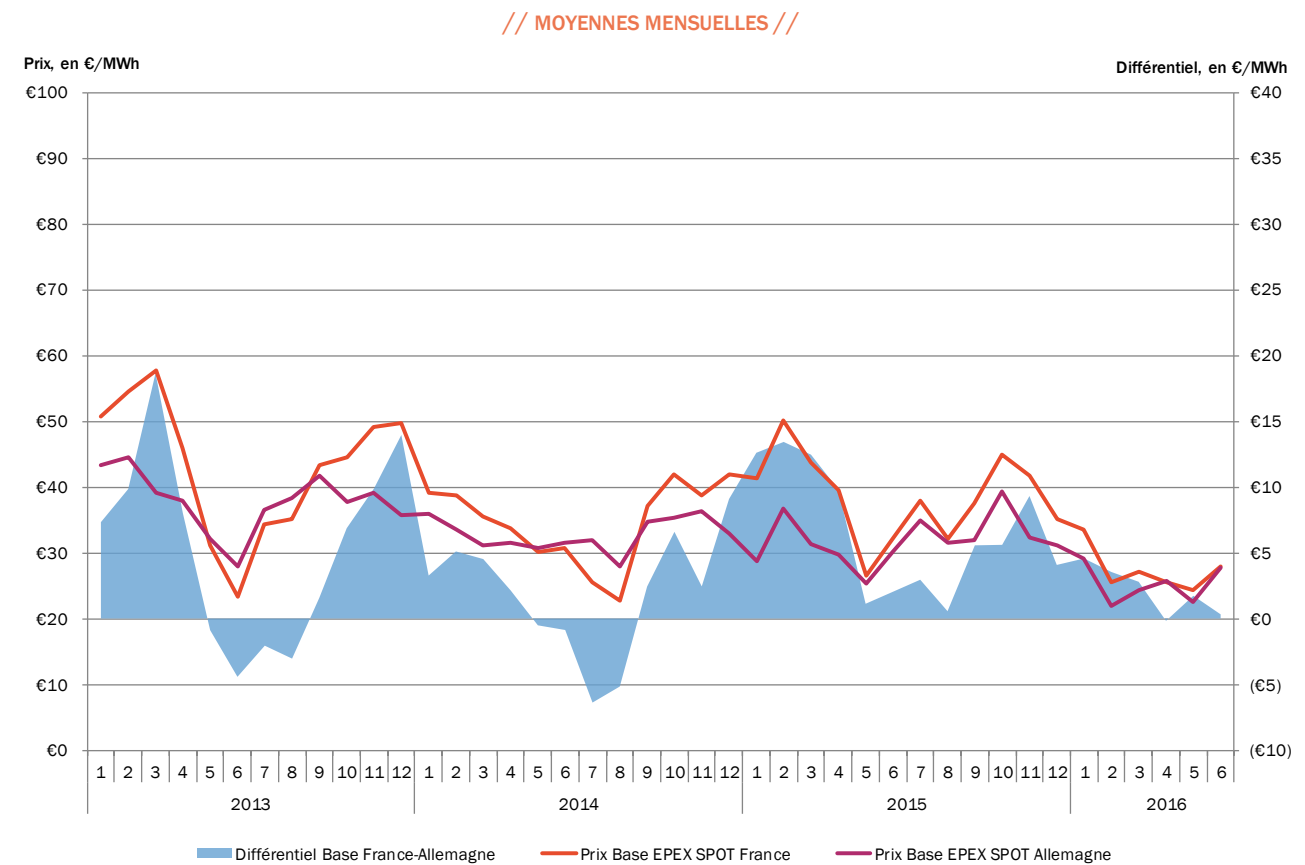


Figure 12 : Prix day-ahead Base France et Allemagne



Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Figure 13 : Prix day-ahead Pointe France et Allemagne

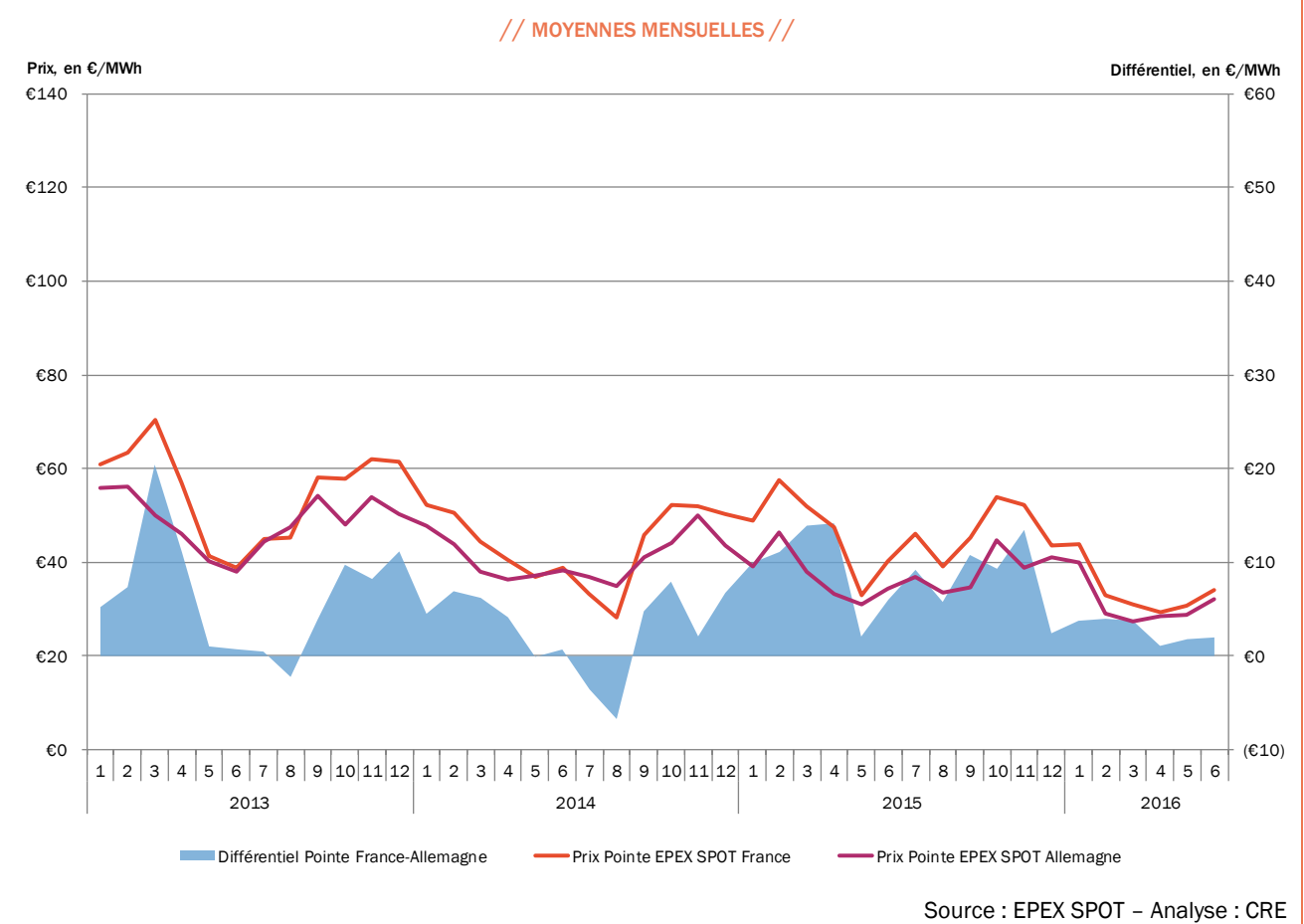
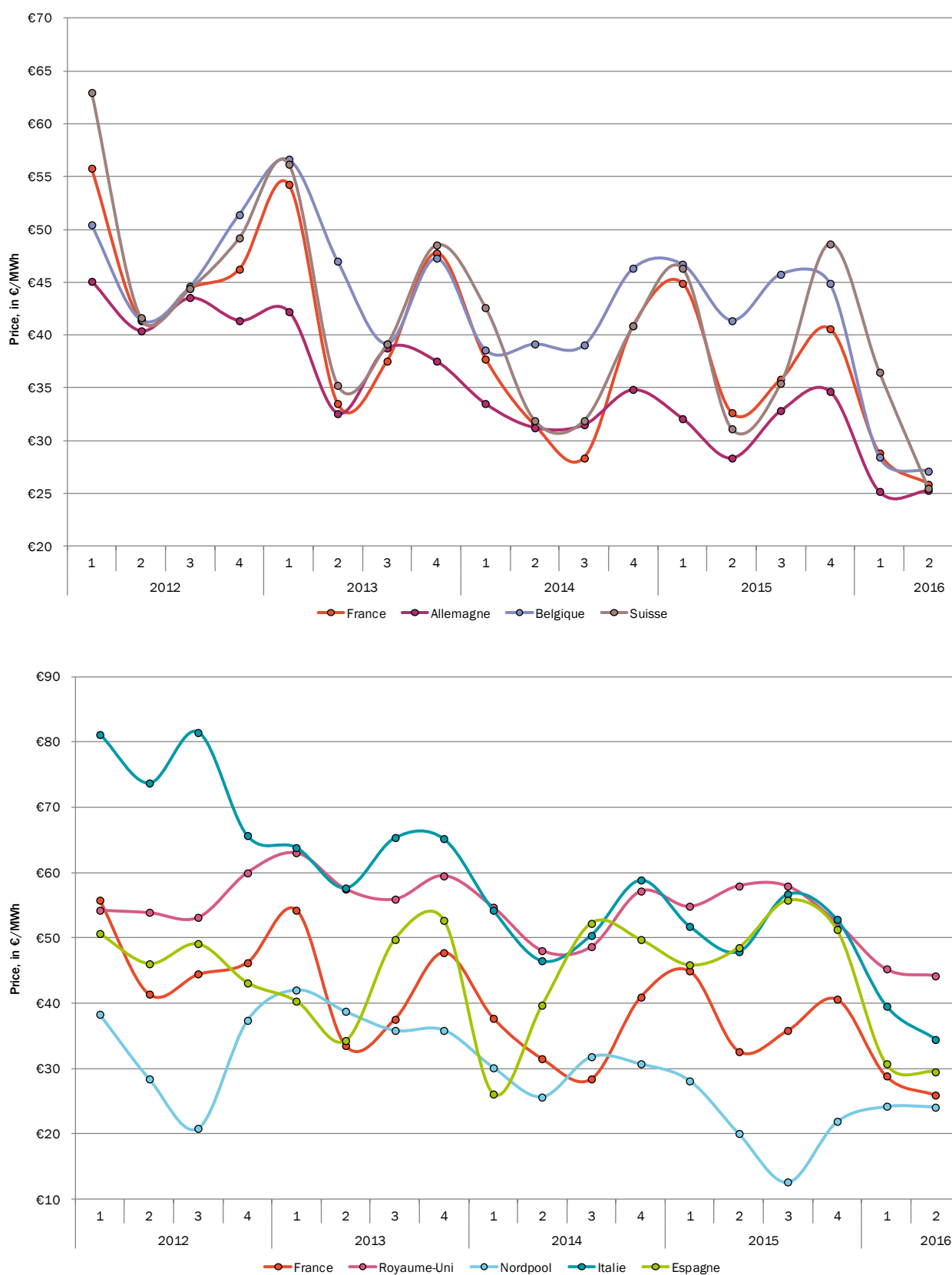


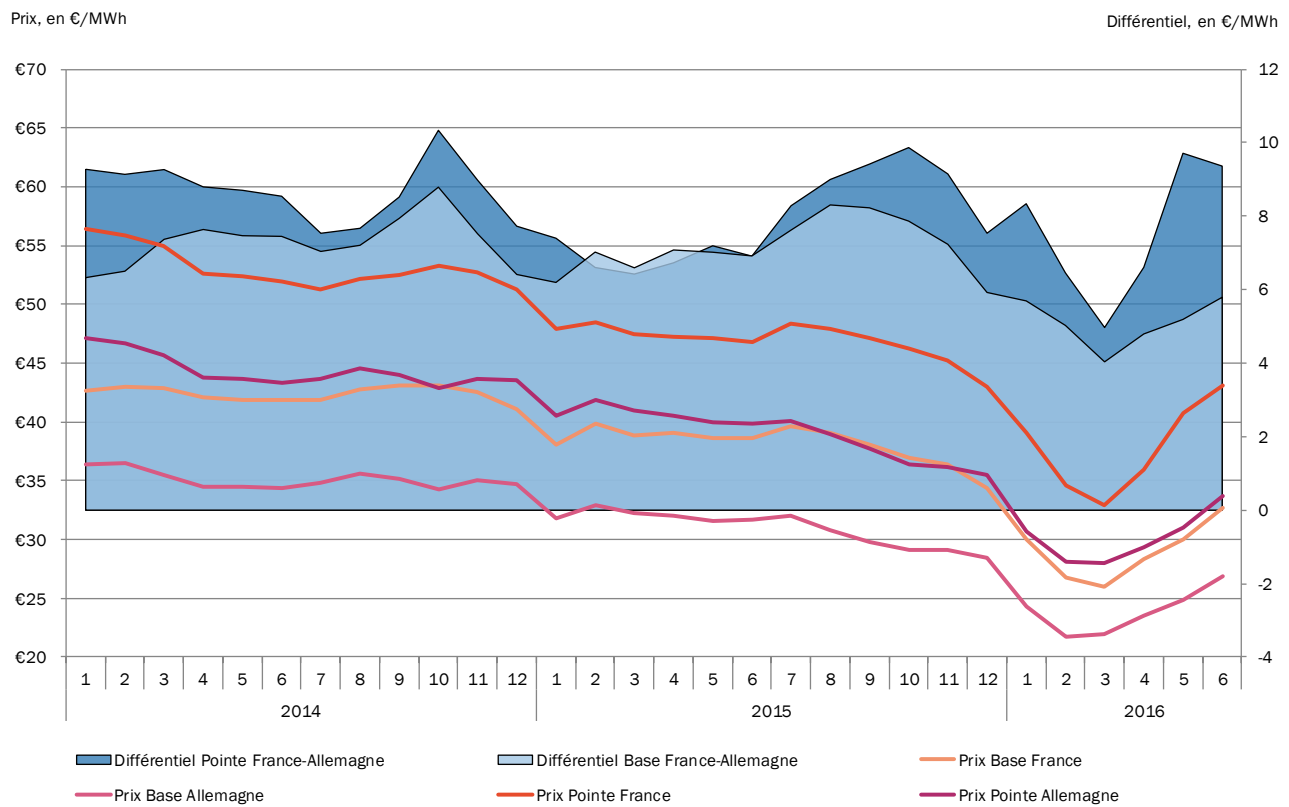
Figure 14 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens



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

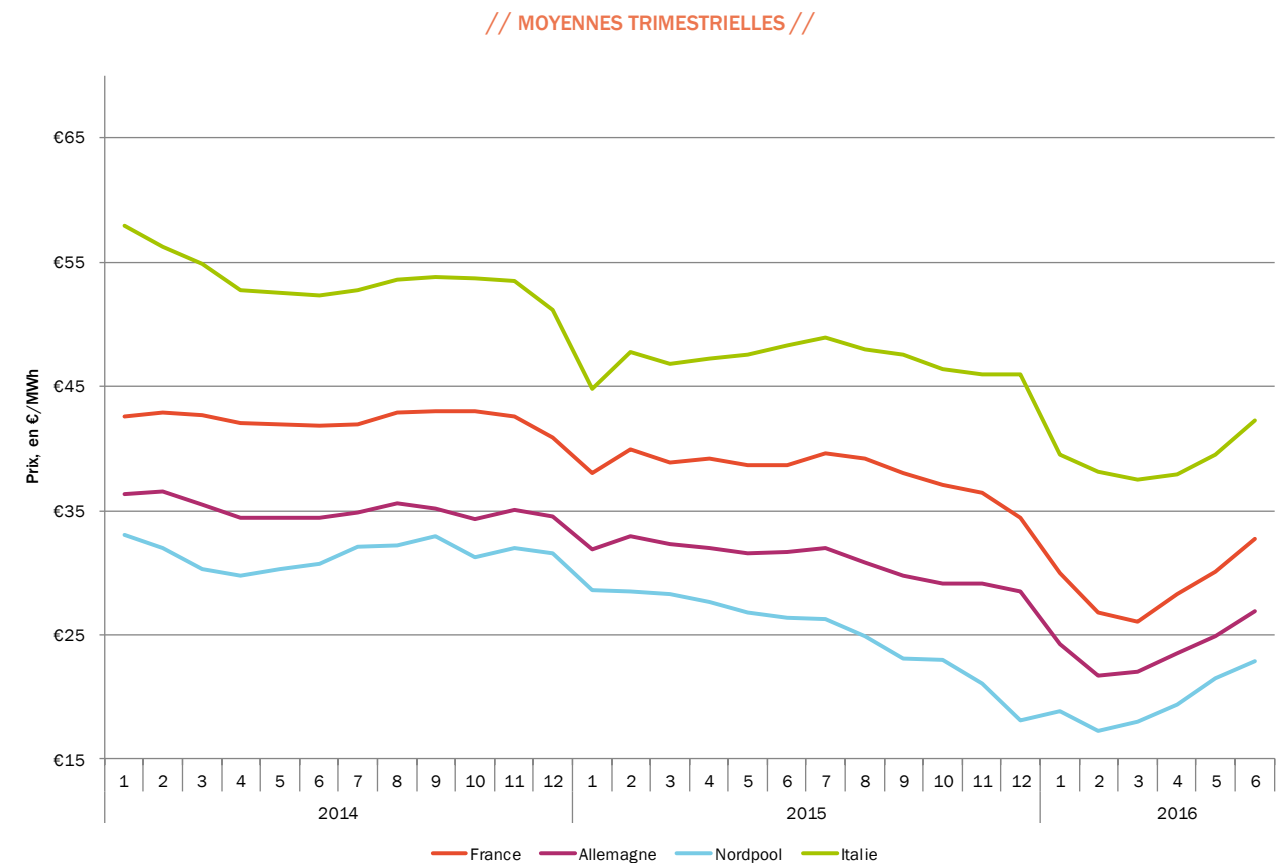
Figure 15 : Prix à terme Y+1 en Base et pointe en France et en Allemagne

// MOYENNES TRIMESTRIELLES //



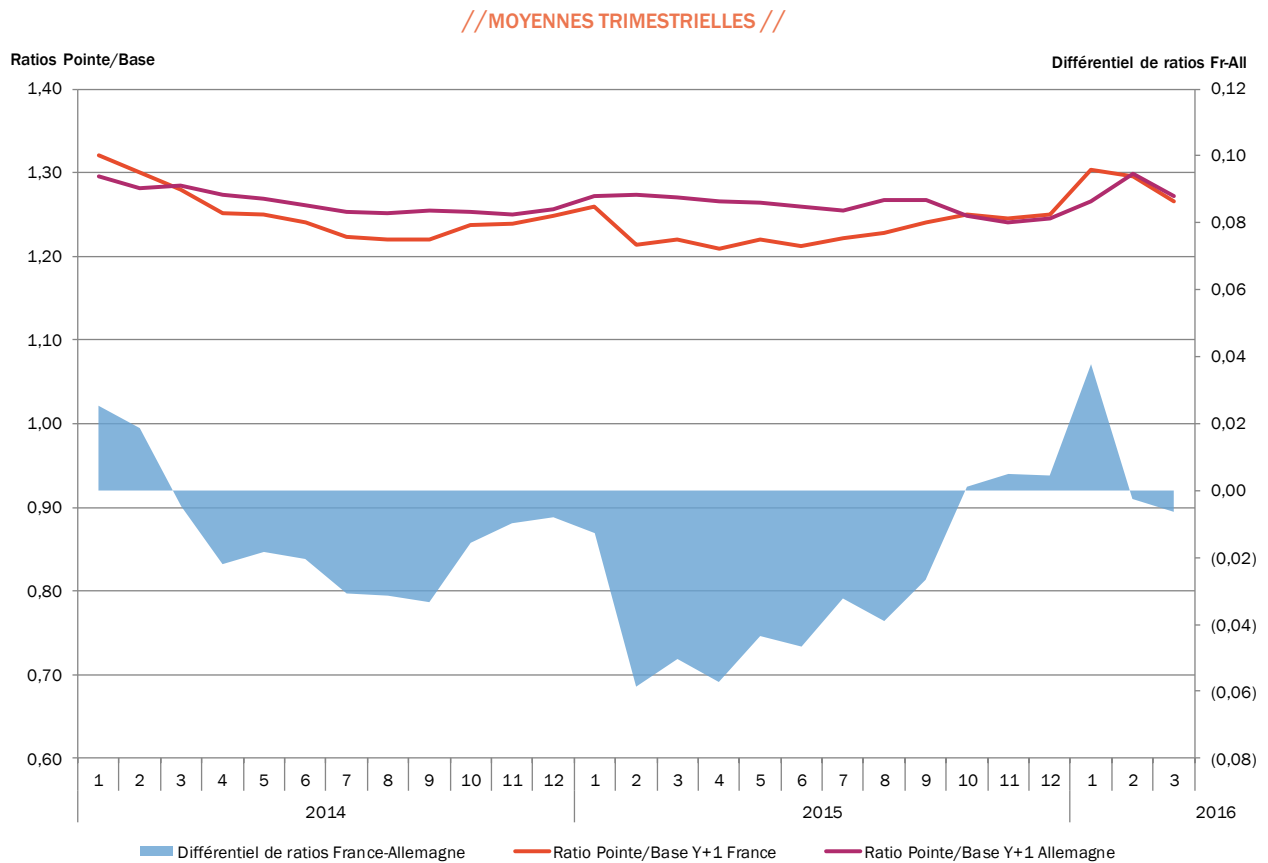
Source : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

Figure 16 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe



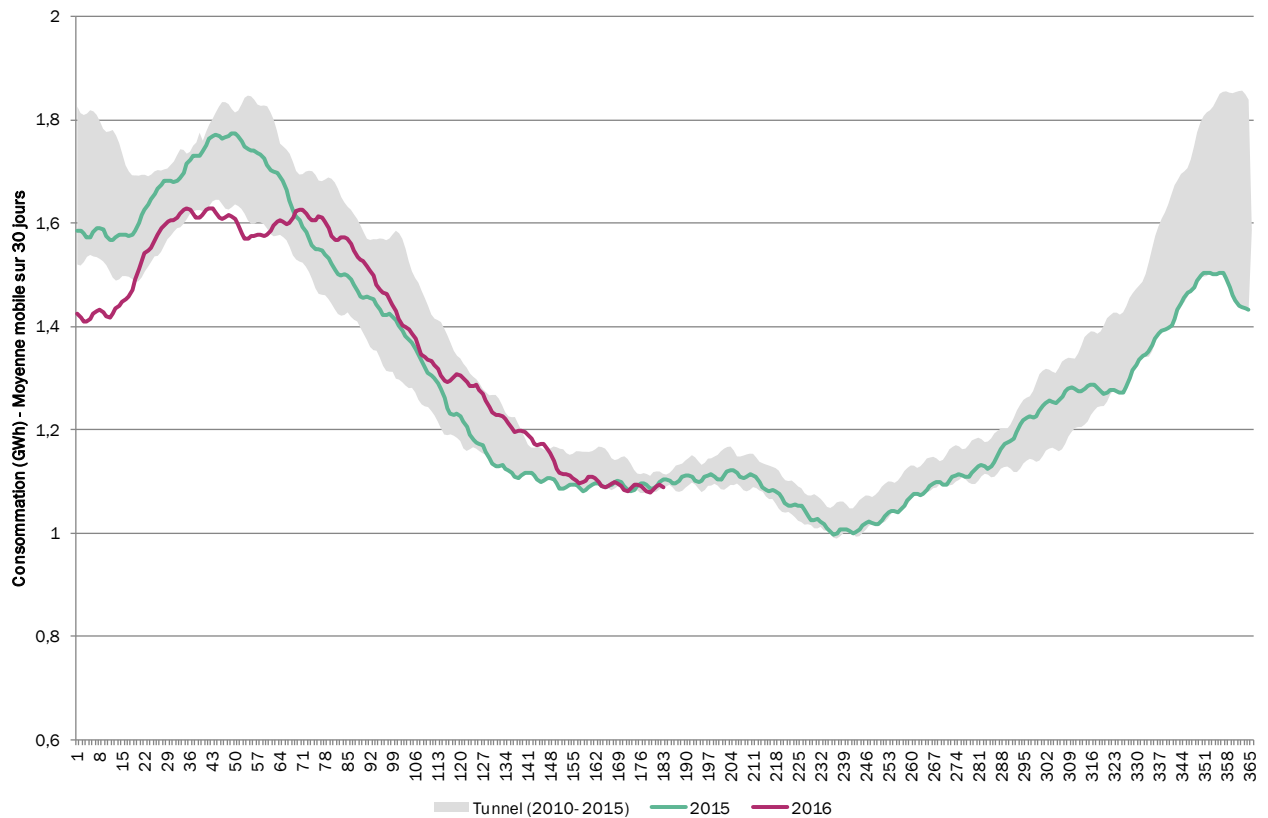
Source : Courtiers – Analyse : CRE

Figure 17 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne



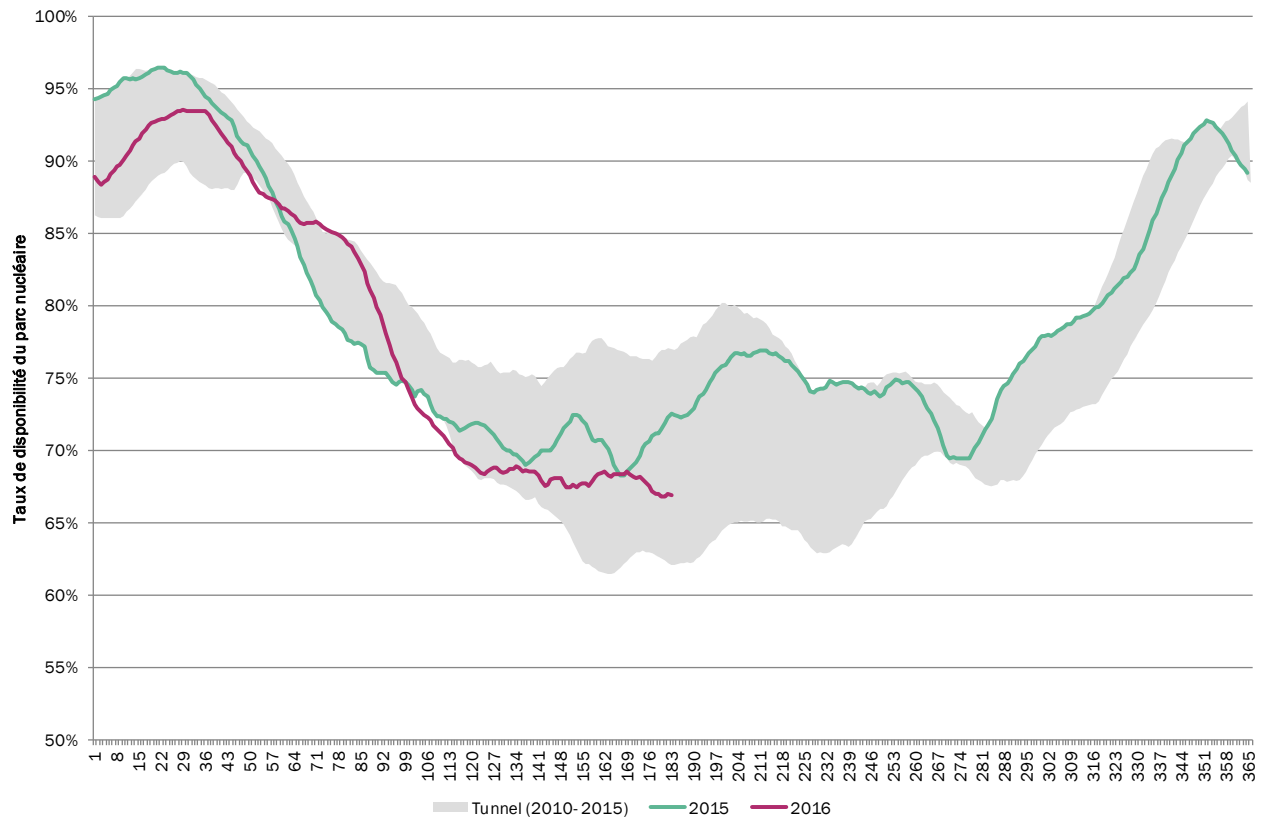
Source : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

Figure 18 : Consommation



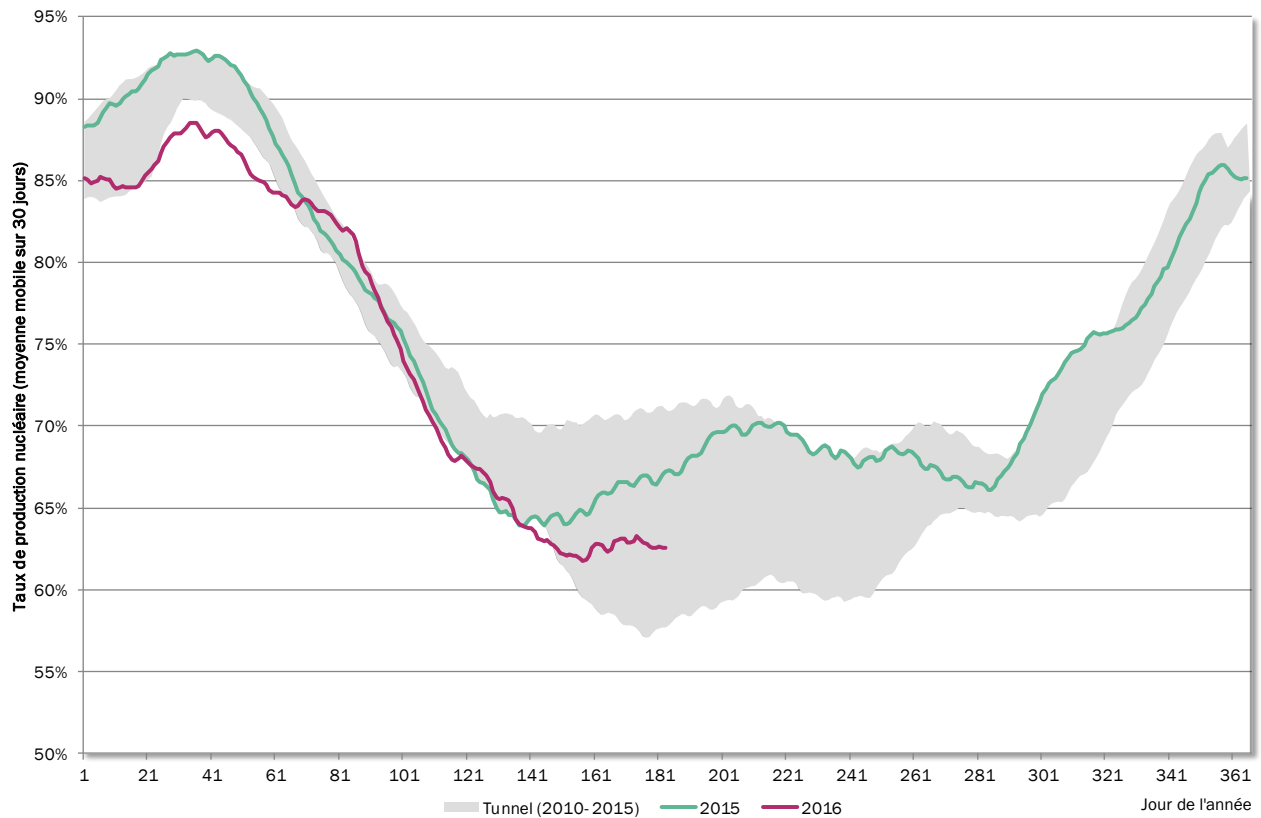
Source : RTE

Figure 19 : Taux de disponibilité nucléaire



Source : RTE

Figure 20 : Taux de production de la filière nucléaire



Source : RTE

Figure 21 : Taux de production de la filière charbon

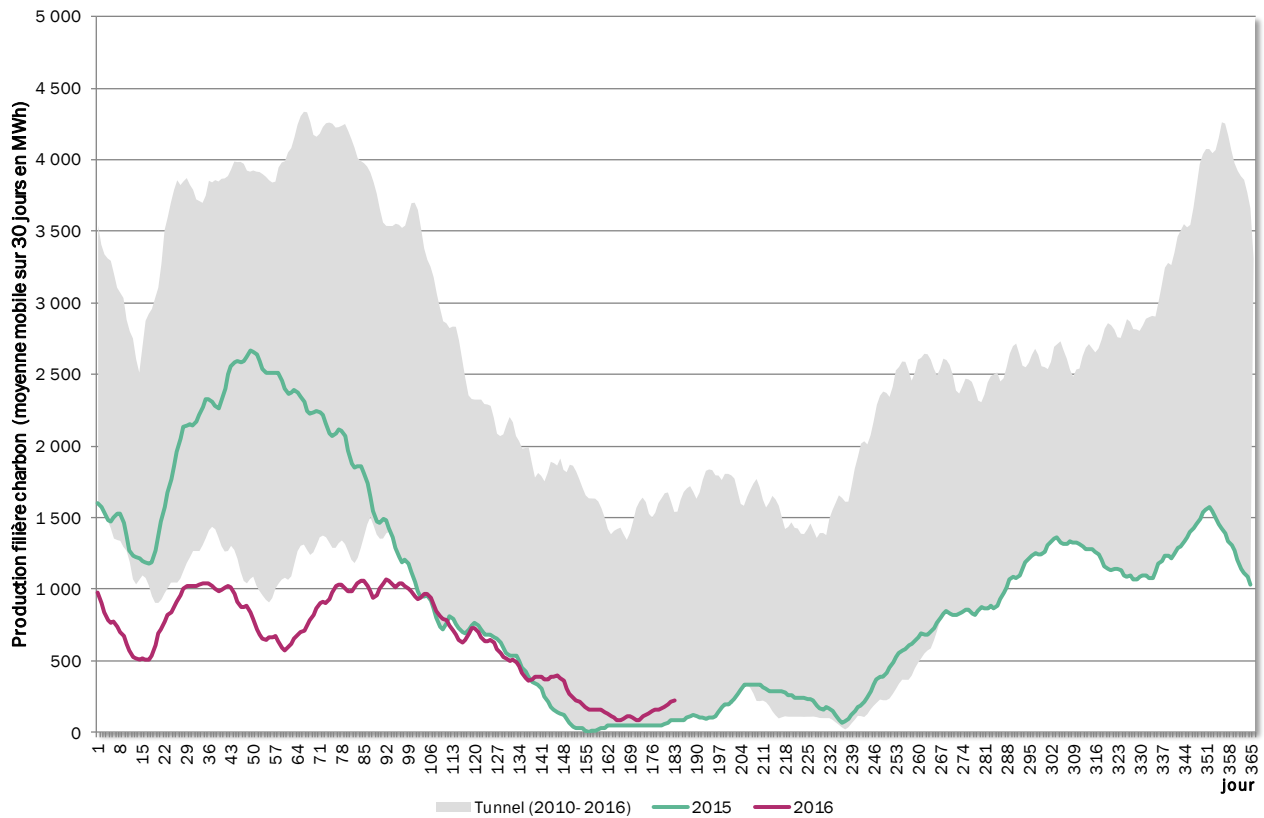
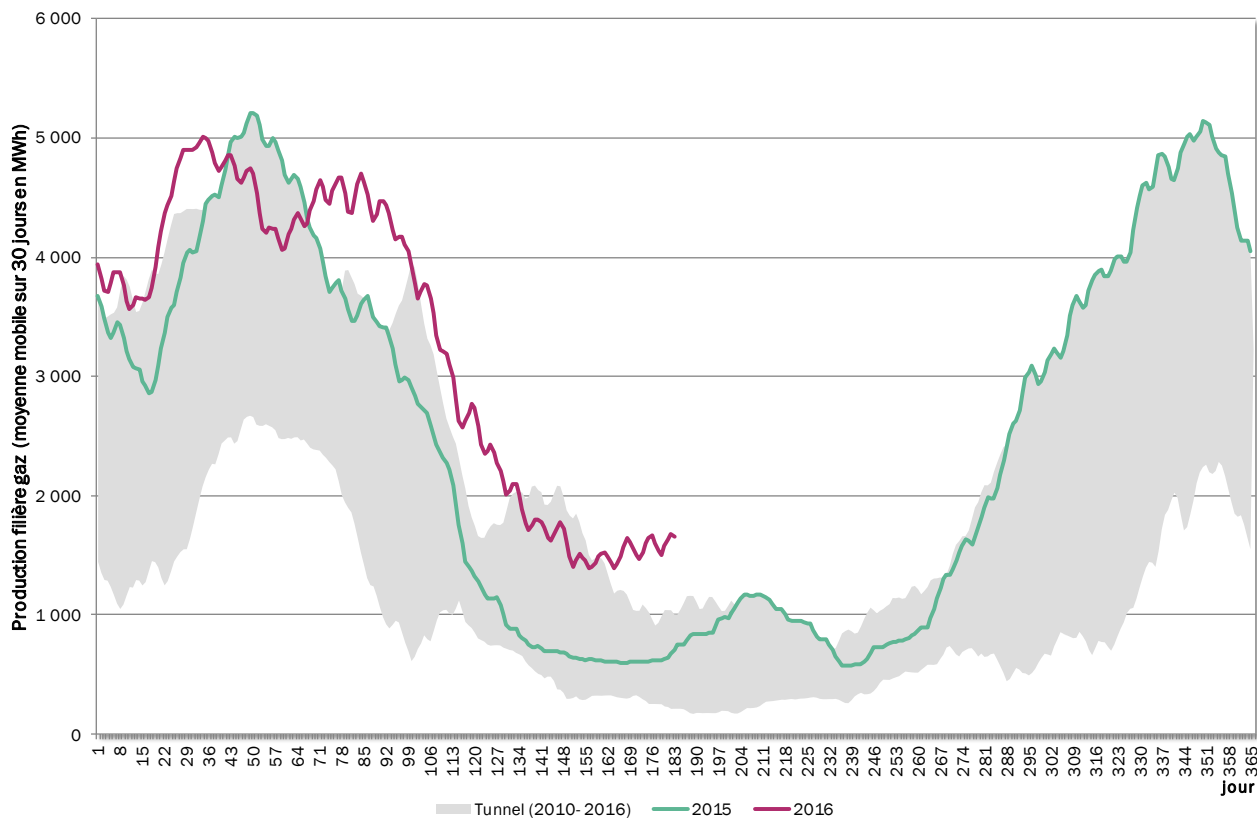
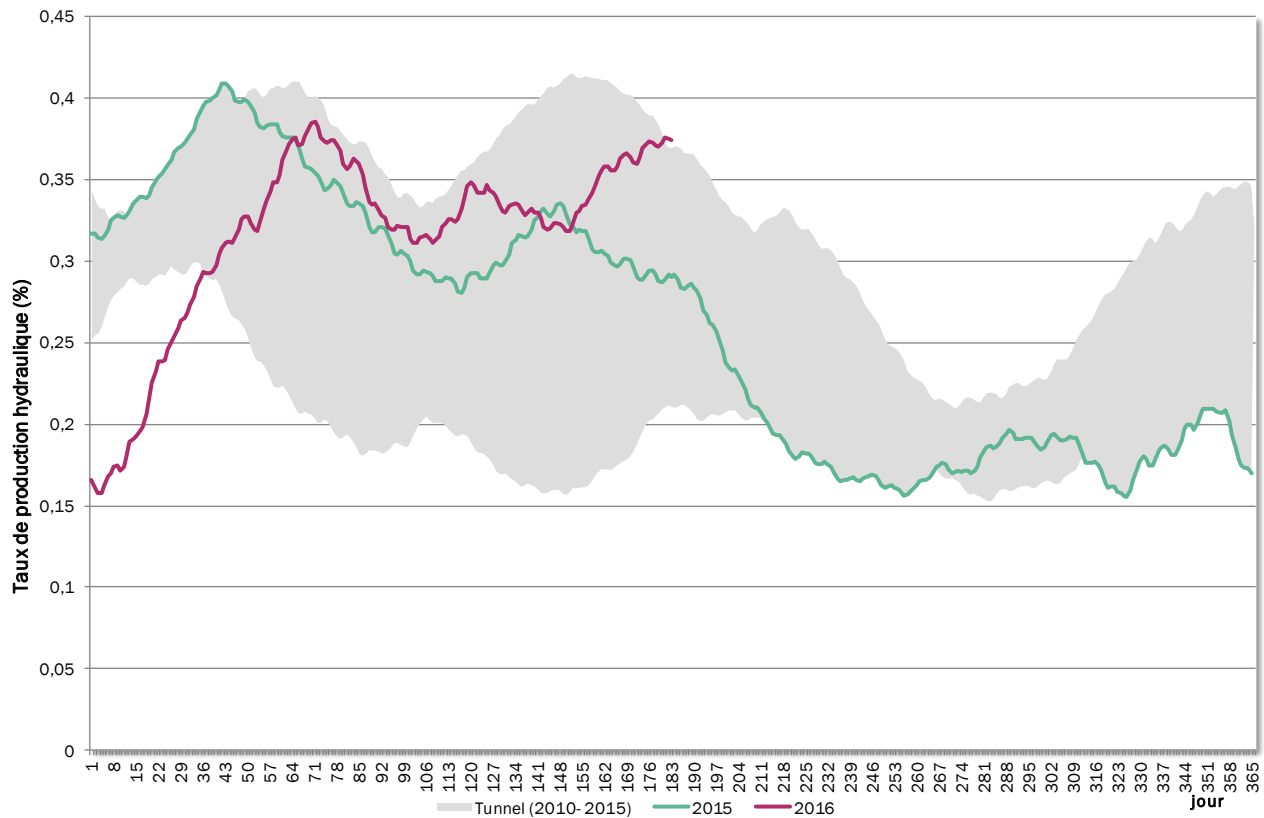


Figure 22 : Taux de production de la filière gaz



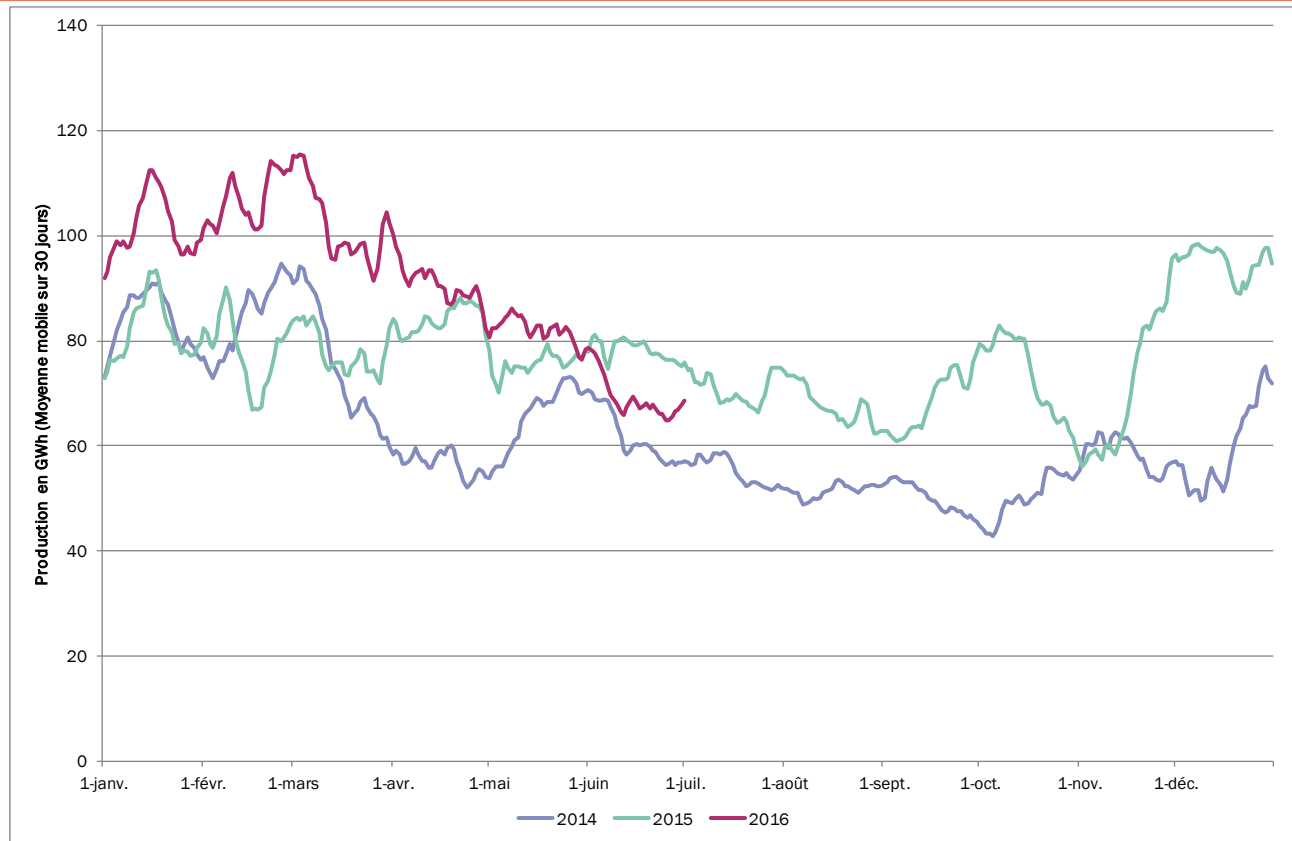
Source : RTE

Figure 23 : Taux de production hydraulique



Source : RTE

Figure 24 : Production de la filière renouvelable (éolienne + solaire)



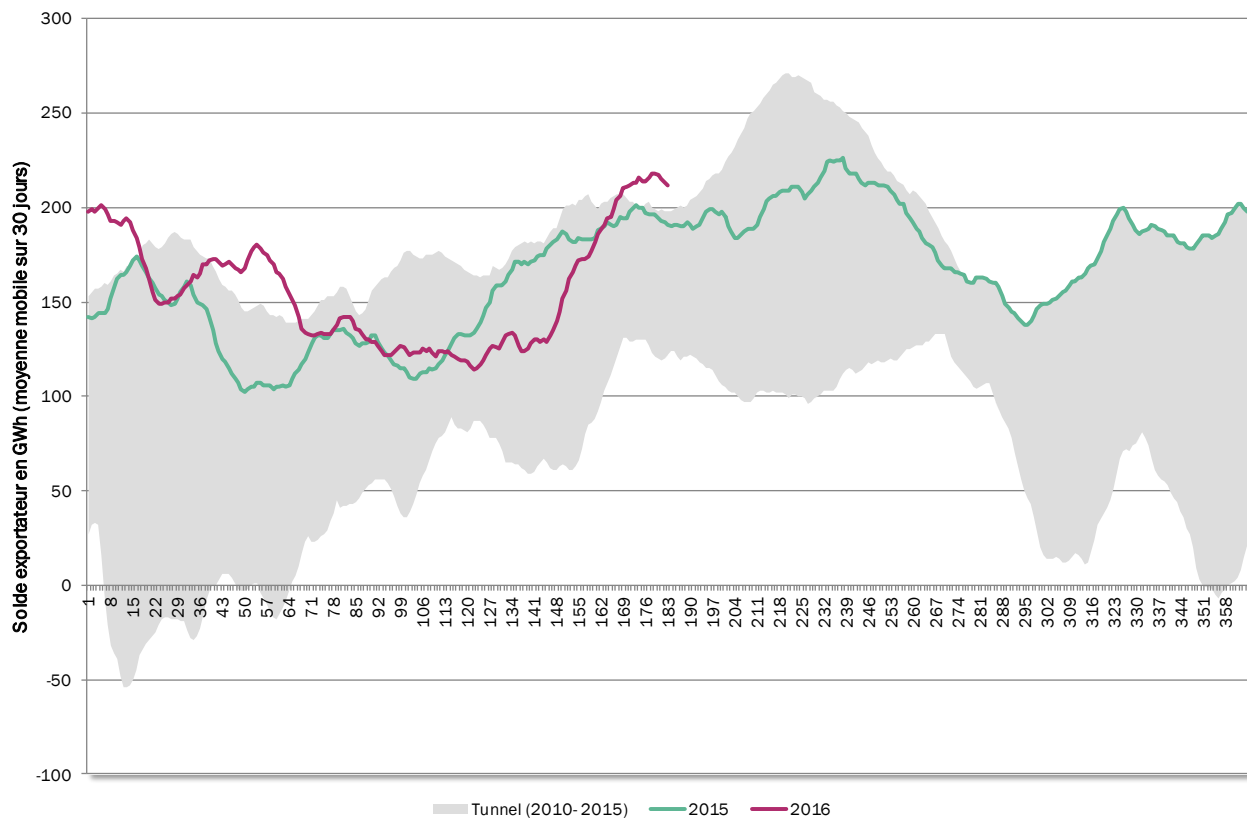
Source : RTE

Figure 25 : Importations et exportations (pointe/hors-pointe)



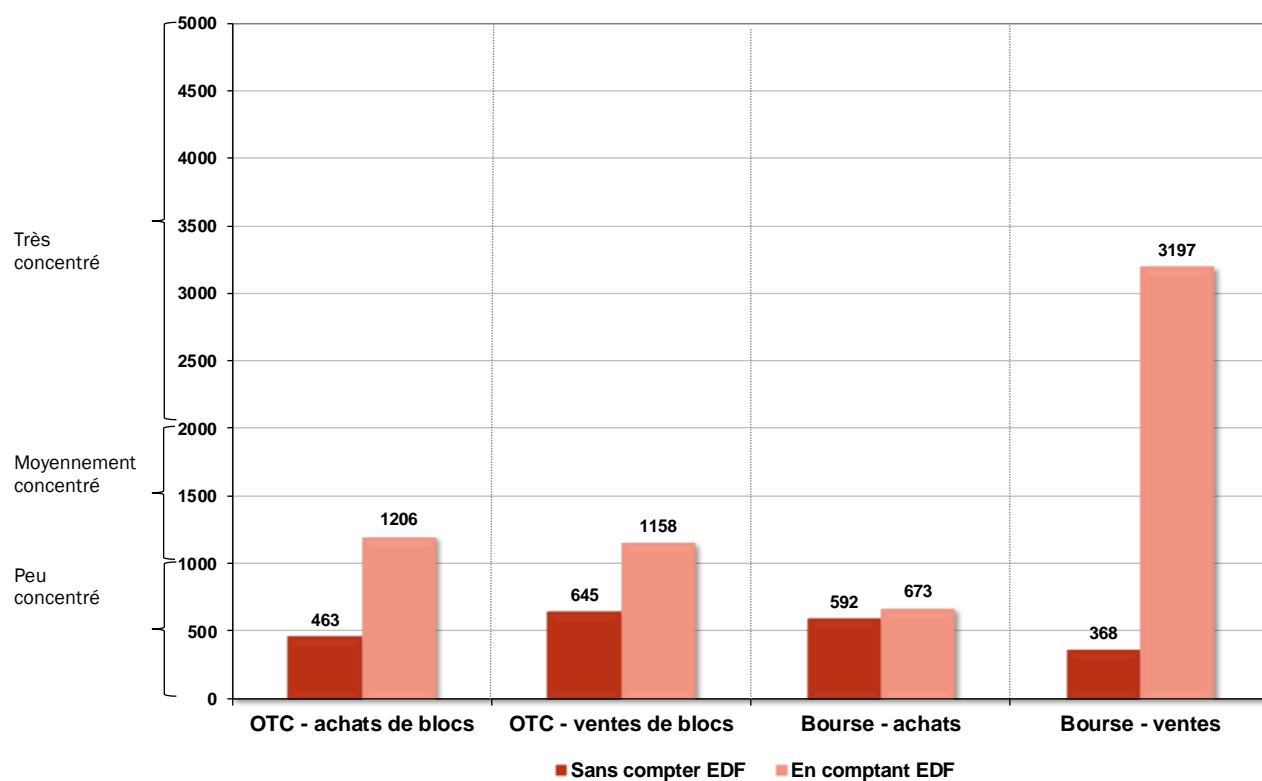
Source : RTE

Figure 26 : Solde exportateur



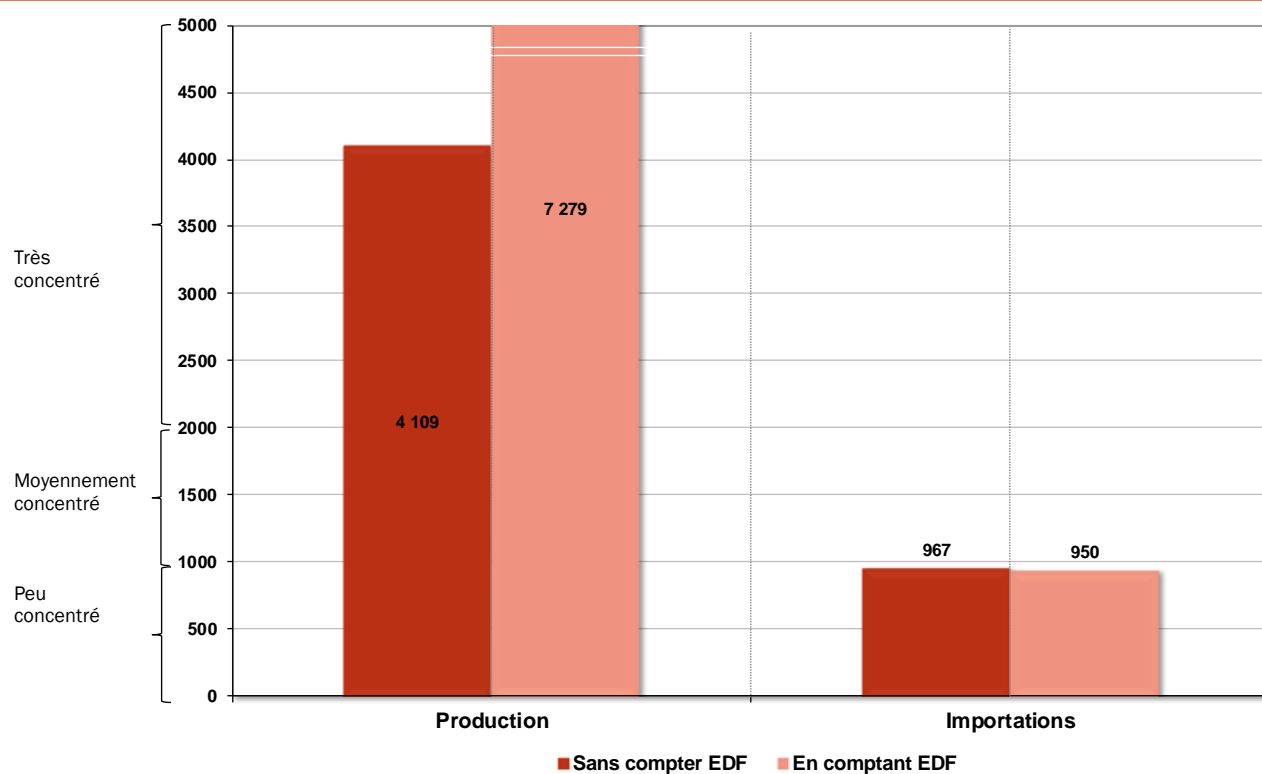
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 27 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T2 2016



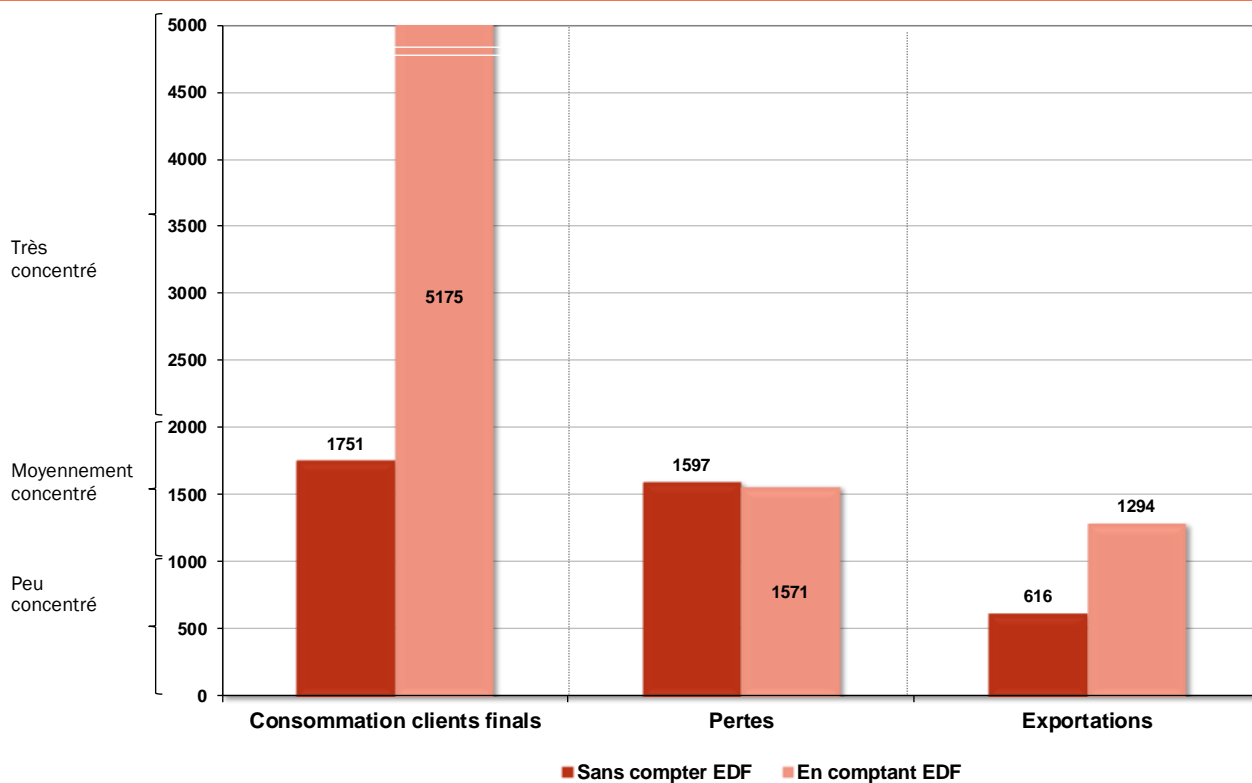
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 28 : Indice de concentration HHI – injections T2 2016



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 29 : Indice de concentration HHI – soutirages en T2 2016



Source : RTE – Analyse : CRE

PARTIE 2 : **LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ**

1. DATES-CLÉS

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 Pownext 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 Pownext Gas Spot et Pownext 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 Pownext Gas Spot (abandon de la plateforme Pownext 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	Pownext lance un produit Spread PEG Sud / PEG Nord sur sa plateforme Pownext 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 Pownext Gas Spot
Décembre 2011	TIGF devient membre de Pownext 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	Pownext 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 Fusion des zones d'équilibrage Nord-H et Nord-B Mise 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
Mai 2013	Pownext 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	Pownext 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

2. CHIFFRES-CLÉS

Tableau 8 : Fondamentaux

Fondamentaux	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
						T2 2016 / T1 2016		T2 2016 / T2 2015	
	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	T2 2016	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Approvisionnements et débouchés									
Approvisionnement (TWh)	125	130	177	204	145	-29%	-59	0	20
Déstockage	3	1	40	64	6	-90%	-58	141%	4
Importations	122	129	137	140	139	-1%	-2	13%	16
Importations terrestres	105	113	119	123	118	-4%	-5	13%	13
Importations GNL	18	16	18	17	21	22%	4	17%	3
Débouchés (TWh)	125	130	177	204	145	-29%	-59	16%	20
Stockage	38	59	13	4	45		40	16%	6
Consommation clients finals	74	54	137	176	84	-52%	-92	13%	10
Clients distribution	42	24	88	128	49	-61%	-78	19%	8
Clients directement reliés au réseau de transport	32	30	49	48	35	-28%	-14	7%	2
Exportations	12	16	26	23	15	-33%	-8	32%	4
Autres	1	2	1	1	1	5%	0	7%	0
Livraisons aux PEG (TWh)	155	180	160	203	180	-11%	-23	16%	25
PEG Nord	126	141	129	164	147	-10%	-17	17%	22
TRS*	30	40	31	39	33	-15%	-6	10%	3
Suivi des infrastructures									
Utilisation de la liaison Nord-Sud	90%	94%	90%	92%	91%		-2%		1%
Disponibilité liaison Nord Sud	83%	83%	85%	92%	75%		-17%		-8%
Utilisation de Taisnières H	70%	62%	71%	62%	65%		3%		-4%
Utilisation de Obergailbach	50%	38%	25%	34%	53%		19%		3%
Niveau de stock (TWh au dernier jour du trimestre)	58	116	90	29	67	133%	38	14%	8
Variation nette des stockages en France (GWh/j)	394	629	-291	-655	422	-164%	1077	7%	28
Emission terminaux méthaniens (GWh/j)	201	170	197	187	227	22%	40	13%	26
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	80	91	105	129	74	-43%	-55	-7%	-6

Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Tableau 9 : Prix

Prix	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
						T2 2016 / T1 2016		T2 2016 / T2 2015	
	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	T2 2016	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Prix Spot (€/MWh)									
PEG Nord day-ahead (moyenne)	21,1	19,9	17,4	13,2	13,3	1%	0,1	-37%	-7,9
TRS day-ahead (moyenne) **	21,5	20,4	18,1	13,5	13,6	1%	0,1	-37%	-7,9
Spread Nord/Sud	0,4	0,5	0,7	0,3	0,3	-10%	0,0	-15%	-0,1
Spread PEG Nord/TTF	0,1	0,0	0,3	0,3	0,1	-78%	-0,2	-47%	-0,1
Prix à terme (€/MWh)									
PEG Nord M+1 (moyenne)	20,9	19,8	17,5	12,8	13,2	3%	0,4	-37%	-7,7
PEG Nord Y+1 (moyenne)	22,0	20,3	17,6	14,2	15,3	7%	1,1	-30%	-6,7
Spread Nord/Sud (M+1)	0,6	0,7	0,6	0,6	0,4	-23%	-0,1	-24%	-0,1
Spread PEG Nord/TTF (Y+1)	0,4	0,2	0,1	0,2	0,2	-13%	0,0	-53%	-0,2
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead *	1,5	0,9	1,5	1,7	2,0	22%	0,4	32%	0,5

* 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

Source : Powernext, Heren – Analyse : CRE

Tableau 10 : Négoce

Négoce	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
						T2 2016 / T1 2016		T2 2016 / T2 2015	
	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	T2 2016	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Activité sur le marché de gros français									
Echanges aux PEG* (TWh)	122	141	130	163	130	-20%	-33	7%	8
En % de la consommation nationale	165%	263%	95%	93%	155%				
Volumes échangés sur le marché intermédié français									
Marché spot (TWh)	39	38	48	50	41	-18%	-9	5%	2
Intraday	3	4	5	7	6	-7%	-0,5	85%	3,0
Day Ahead	22	22	27	28	23	-18%	-5,0	6%	1,2
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	26	26	34	34	29	-15%	-5,1	11%	2,8
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	13	13	14	16	12	-23%	-3,6	-6%	-0,8
Marché à terme (TWh)	76	104	115	154	109	-29%	-45	43%	33
M+1	16	26	31	27	31	16%	4,2	95%	15,1
Q+1	17	7	22	3	14	367%	11,3	-16%	-2,7
S+1	9	10	13	34	14	-57%	-19,1	62%	5,5
Y+1	5	21	16	2	2	-4%	-0,1	-56%	-2,7
Bourse (toutes échéances)	7	6	8	17	7	-62%	-10,7	-2%	-0,1
Brokers (toutes échéances)	70	97	107	136	102	-25%	-34,1	47%	32,8
Nombre de transactions sur le marché intermédié français									
Marché spot	29864	31391	37089	35137	31086	-12%	-4051	4%	1222
Intraday	5 116	5 971	6 072	7 227	7 204	0%	-23	41%	2088
Day Ahead	19 887	20 788	24 968	23 014	19 756	-14%	-3258	-1%	-131
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	24 473	25 690	30 654	28 748	25 648	-11%	-3100	5%	1175
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	5 391	5 701	6 435	6 389	5 438	-15%	-951	1%	47
Marché à terme	1048	1412	1768	1581	1521	-4%	-60	45%	473
M+1	556	744	995	809	826	2%	17	49%	270
Q+1	167	88	269	40	166	315%	126	-1%	-1
S+1	84	77	77	171	107	-37%	-64	27%	23
Y+1	27	114	73	28	13	-54%	-15	-52%	-14
Bourse (toutes échéances à terme)	236	280	411	399	264	-34%	-135	12%	28
Brokers (toutes échéances à terme)	812	1 132	1 357	1 182	1 257	6%	75	55%	445
Concentration du marché français du gaz									
Nombre d'expéditeurs actifs sur le marché	94	92	97	96	92	-4%	-4	-2%	-2
dont actifs chez Powernext Gas Spot	48	50	51	51	52	2%	1	8%	4
dont actifs chez Powernext Gas Futures	30	33	33	37	34	-8%	-3	13%	4

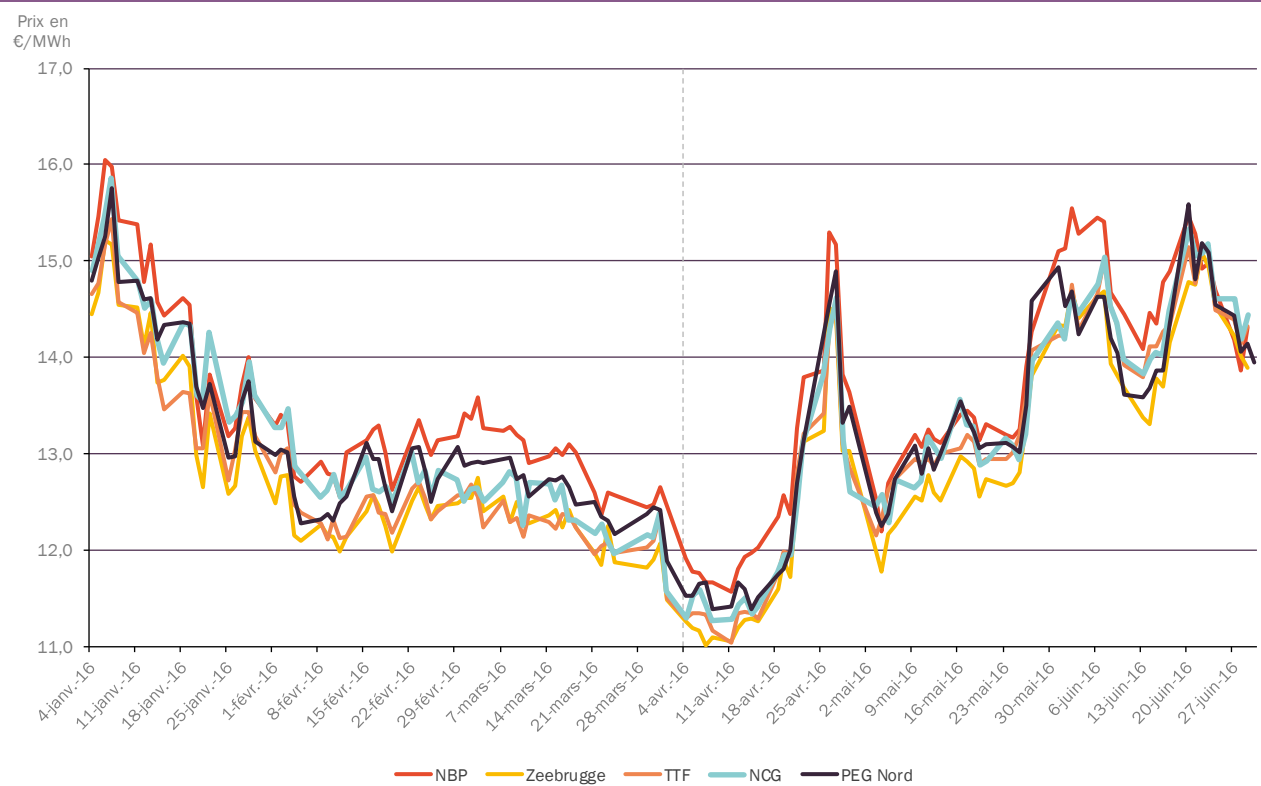
* Livraisons issues des échanges sur les marchés intermédiaires en France

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

3. GRAPHIQUES

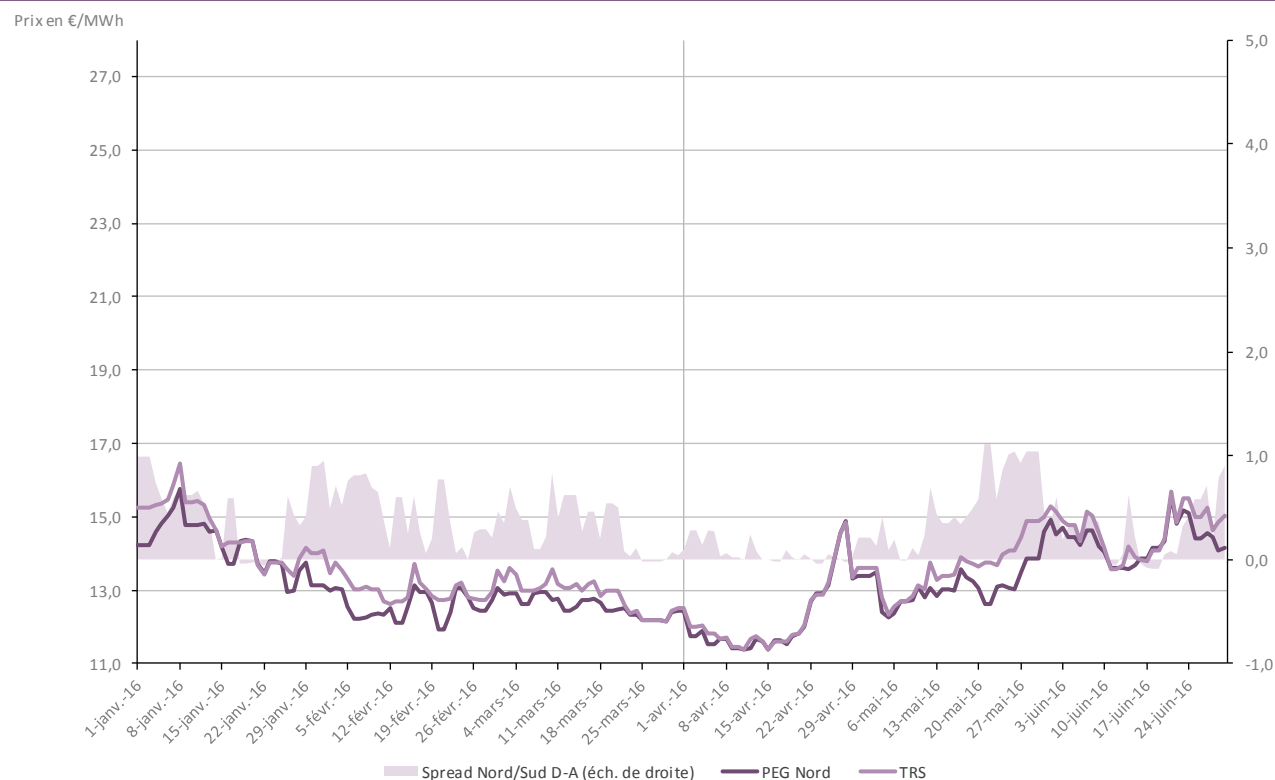
3.1 Évolution des prix en France et en Europe

Figure 30 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe



Source : Powernext EOD ; Heren – Analyse : CRE

Figure 31 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français

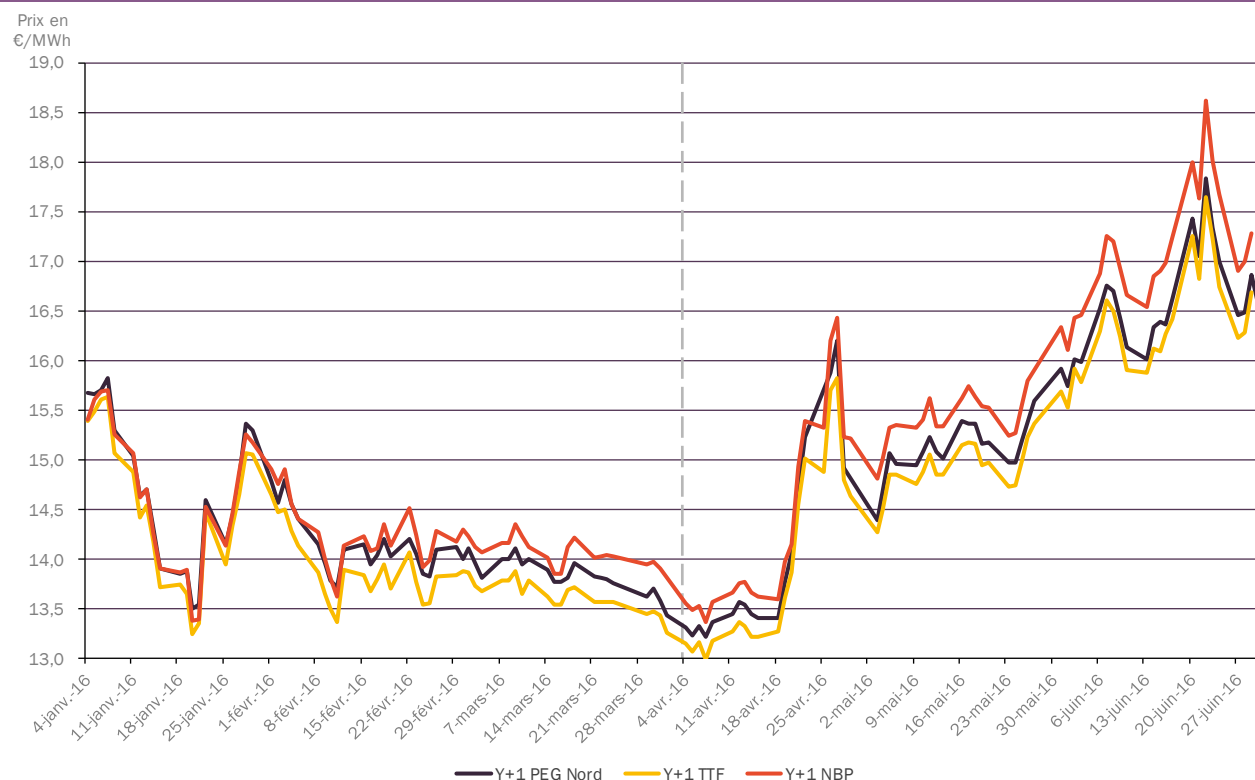


Source : Powernext EOD et Heren pour le PEG TIGF – Analyse : CRE

Figure 32 : Prix du contrat *month-ahead* sur les marchés du gaz en Europe

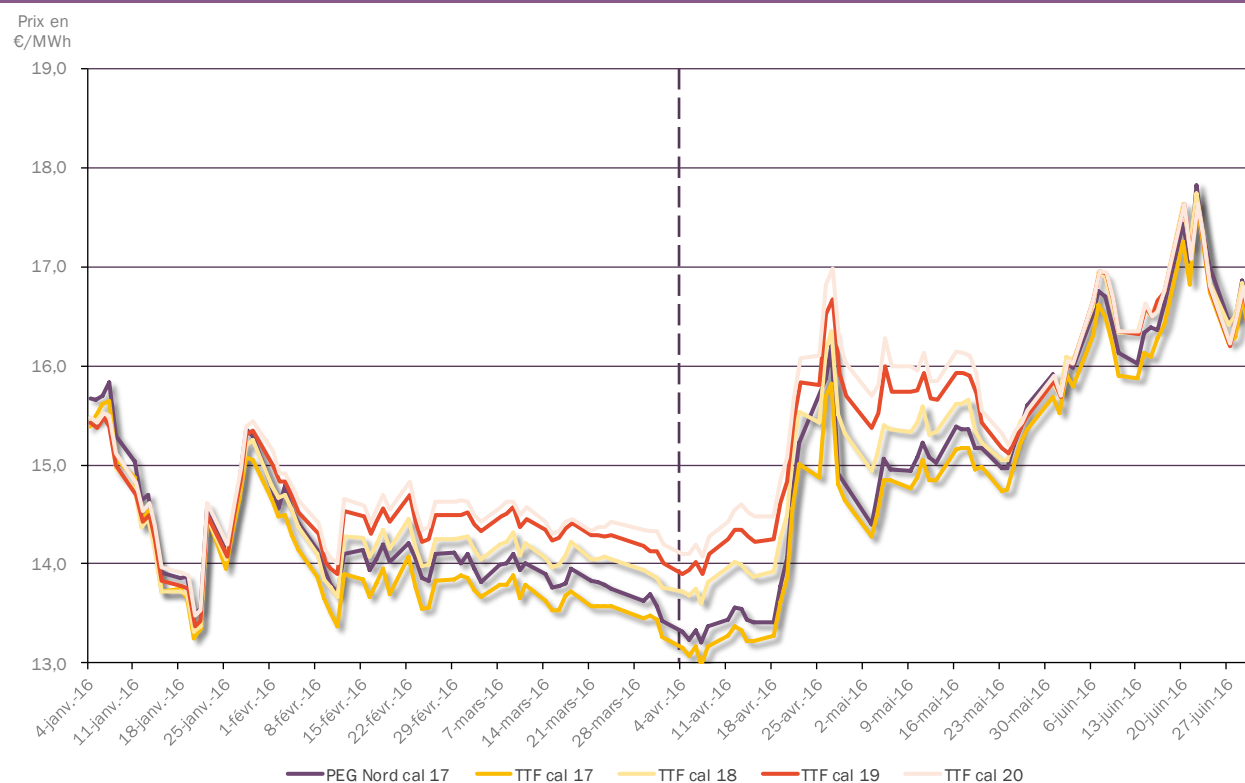
Source : Powernext ; Heren – Analyse : CRE

Figure 33 : Prix du contrat year-ahead sur les marchés du gaz en Europe



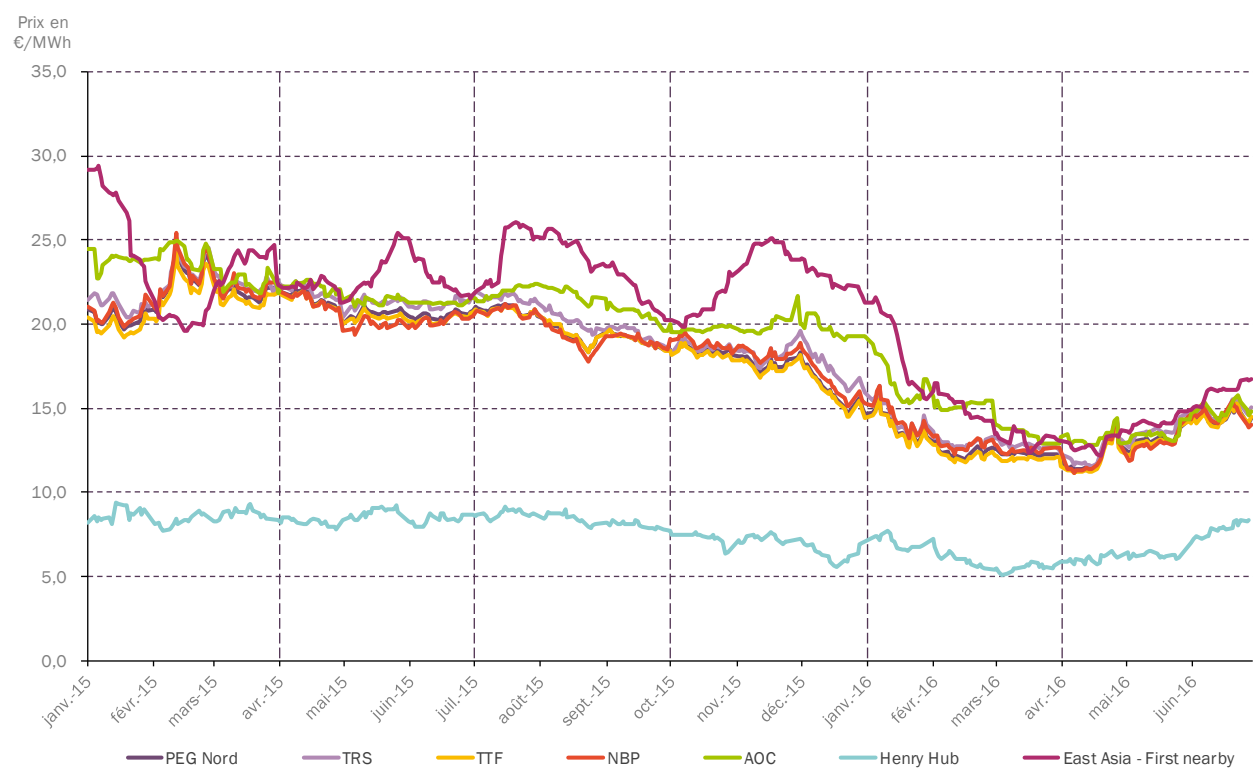
Source : Powernext ; Heren – Analyse : CRE

Figure 34 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF



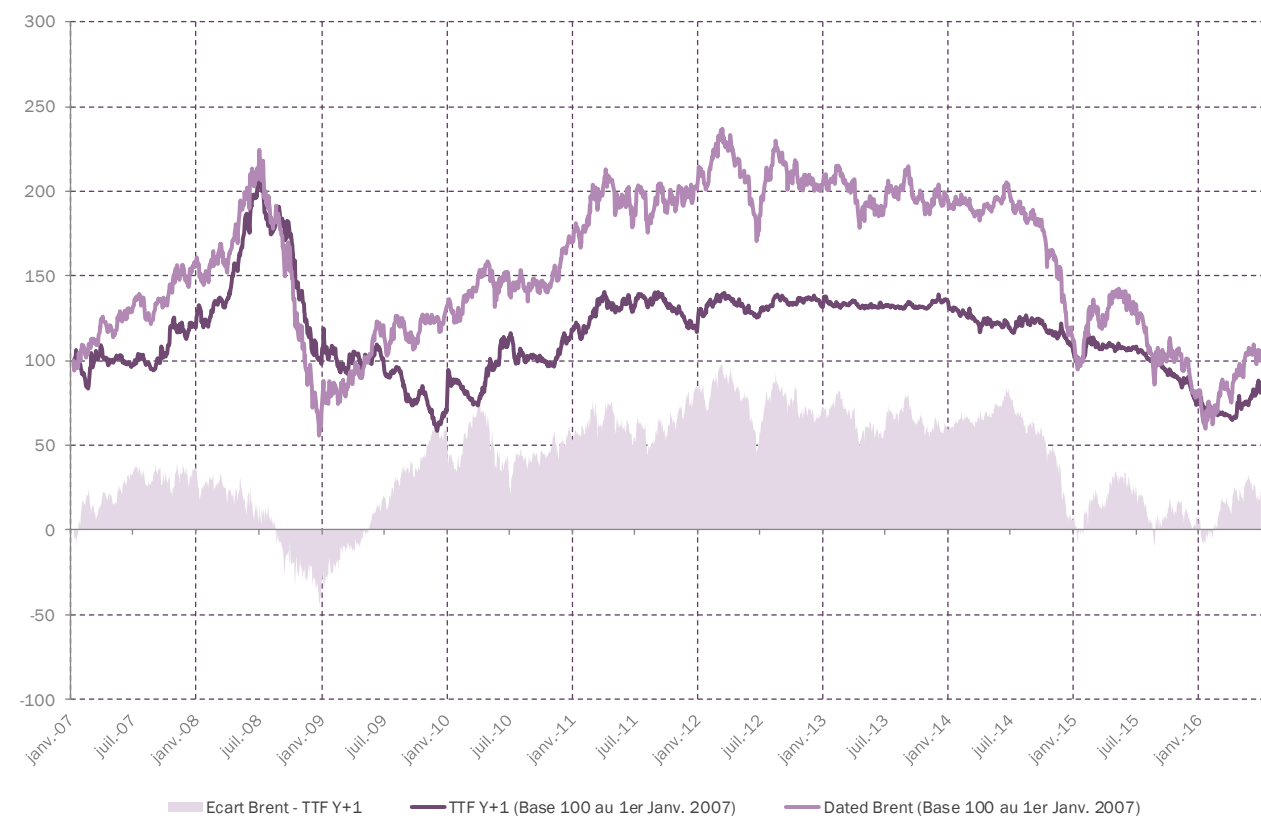
Source : Powernext, Heren – Analyse : CRE

3.2 Contexte international

Figure 35 : Prix mondiaux du gaz

Source : Powernext, Heren – Analyse : CRE

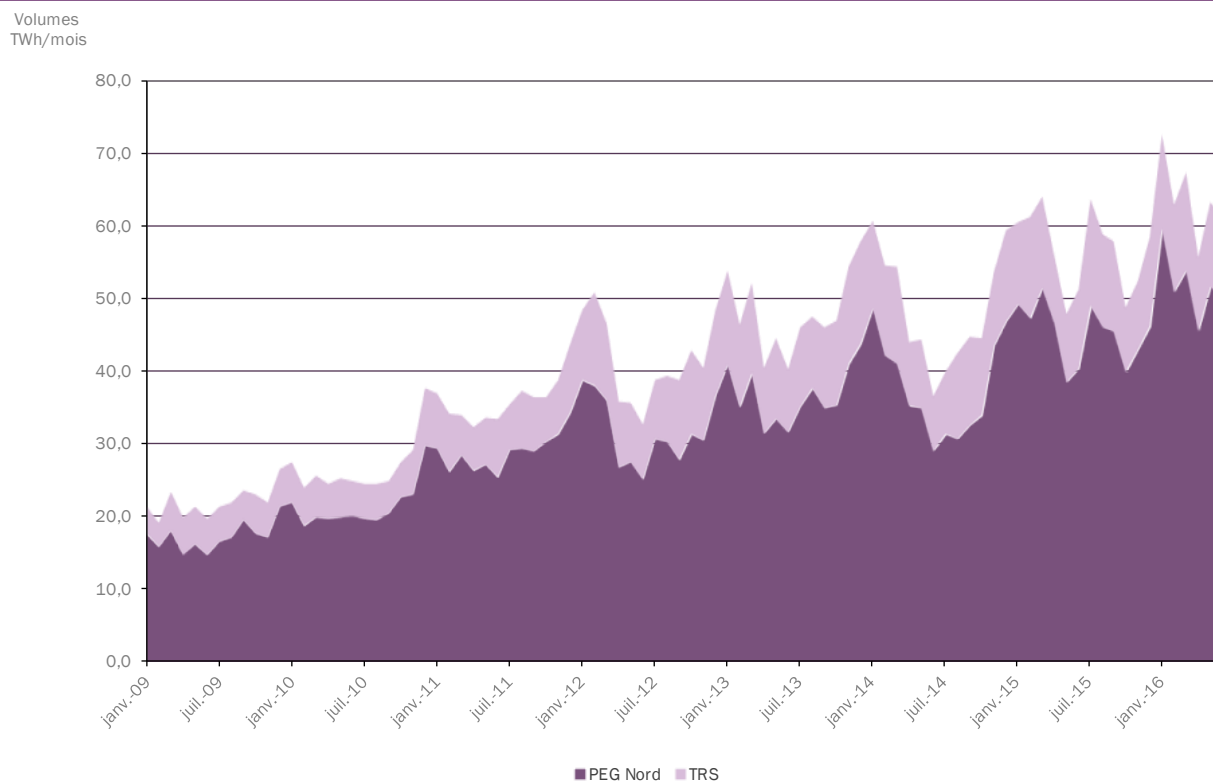
Figure 36 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers



Source : Powernext, Heren – Analyse : CRE

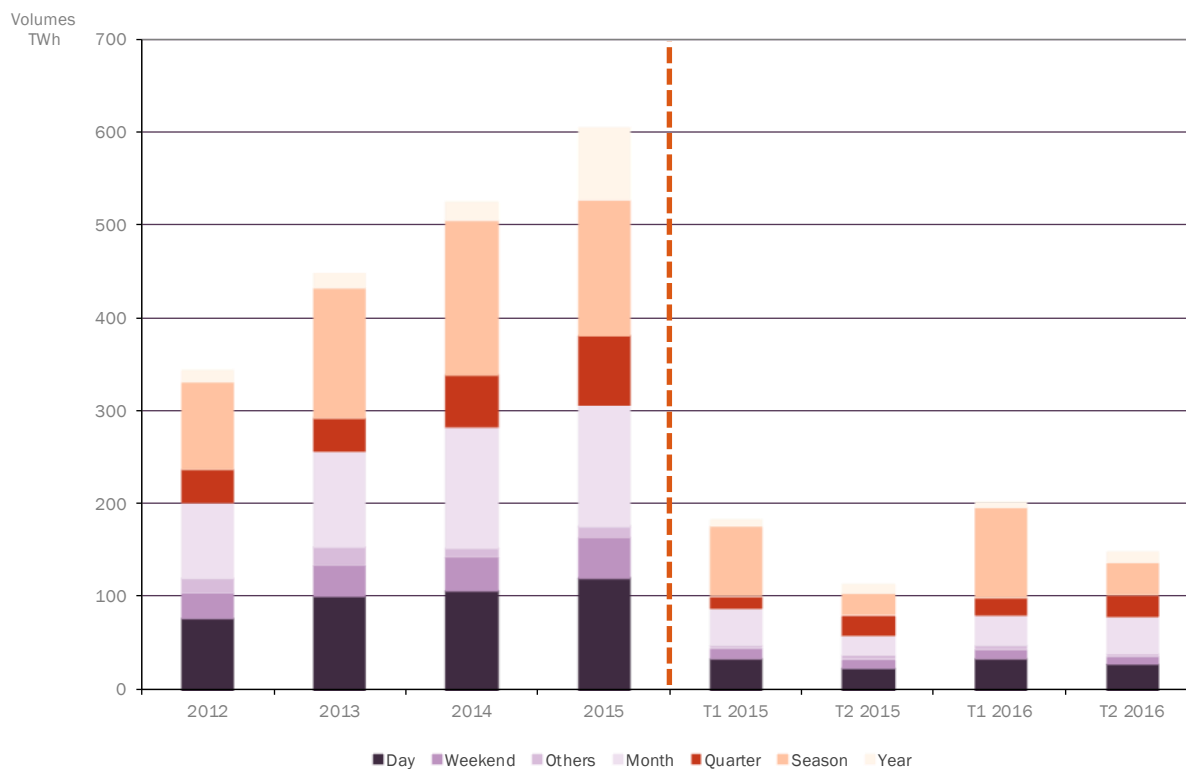
3.3 Développement du négoce sur le marché français

Figure 37 : Livraisons aux PEG



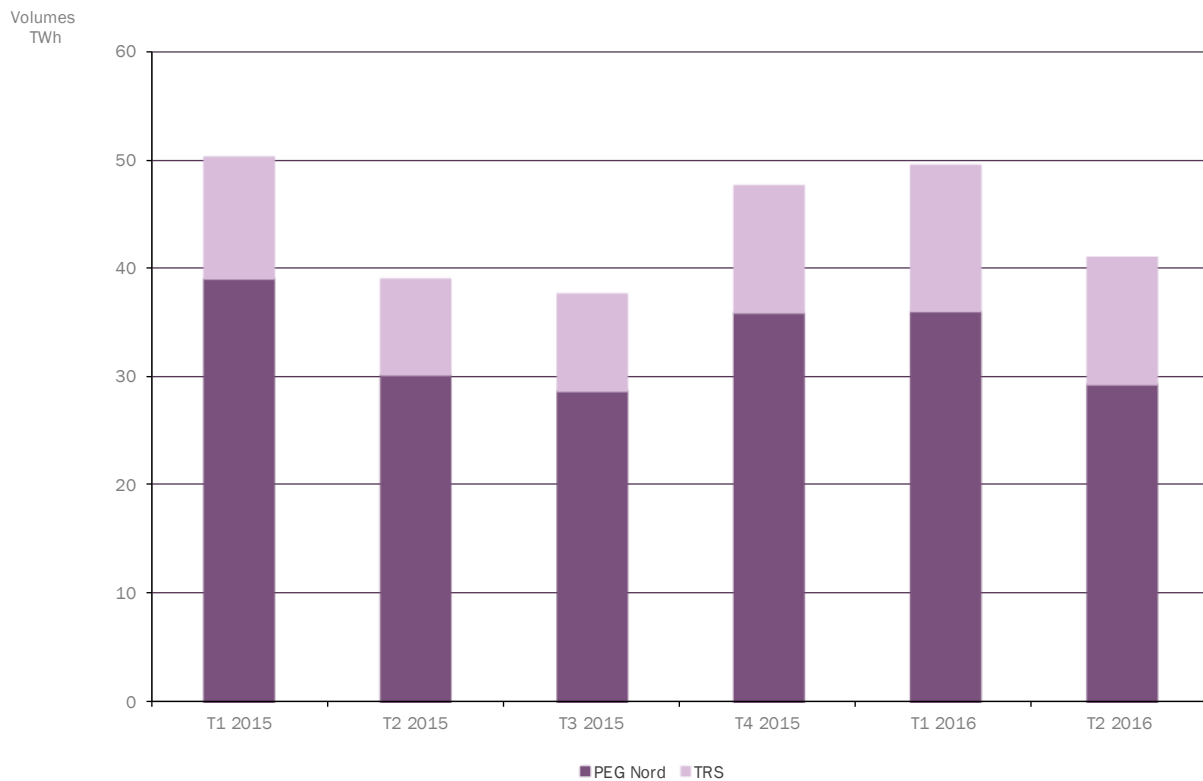
Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Figure 38 : Répartition du négoce sur le marché intermédié par produit



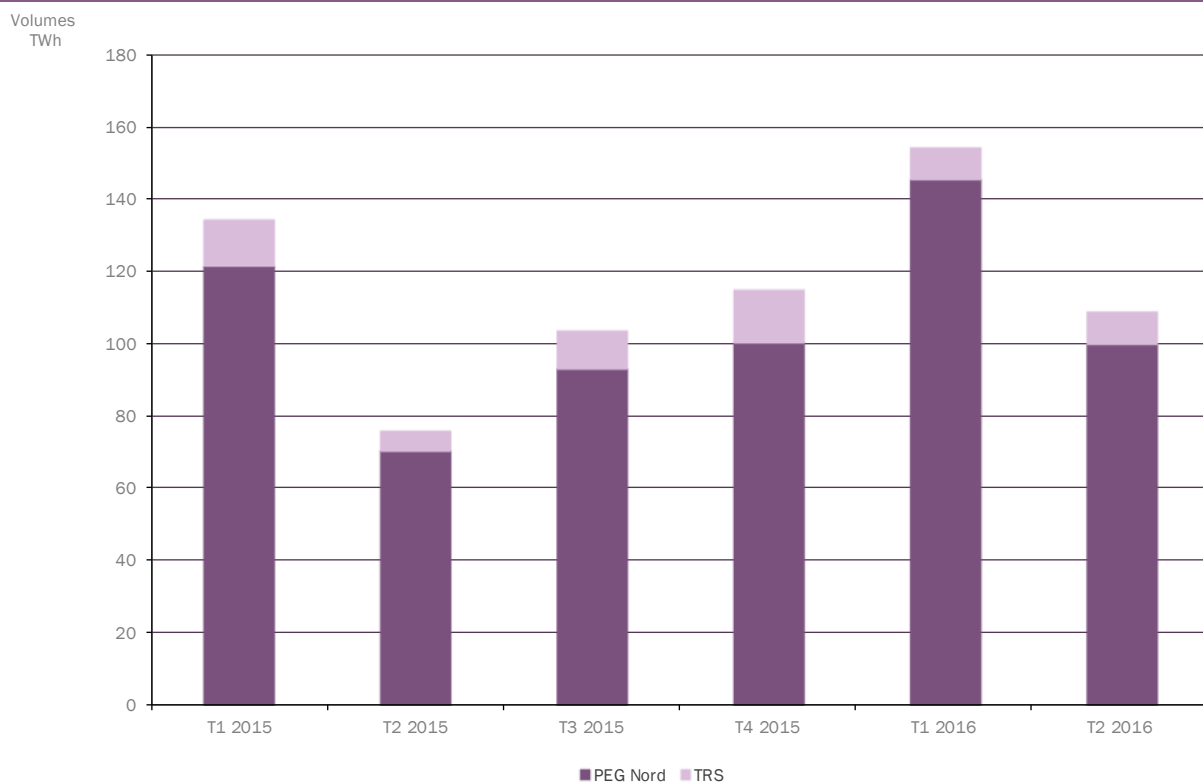
Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Figure 39 : Répartition du négoce sur le marché spot par PEG



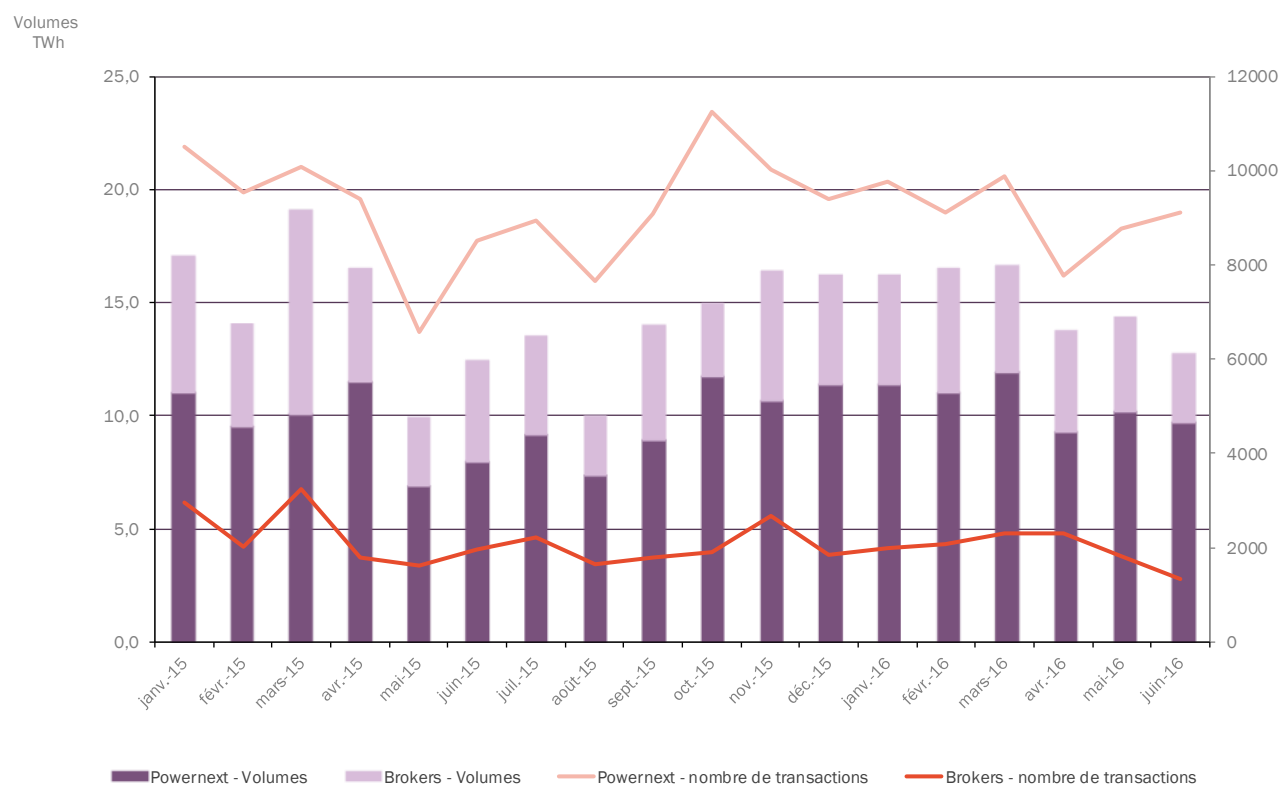
Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Figure 40 : Répartition du négoce sur le marché à terme par PEG



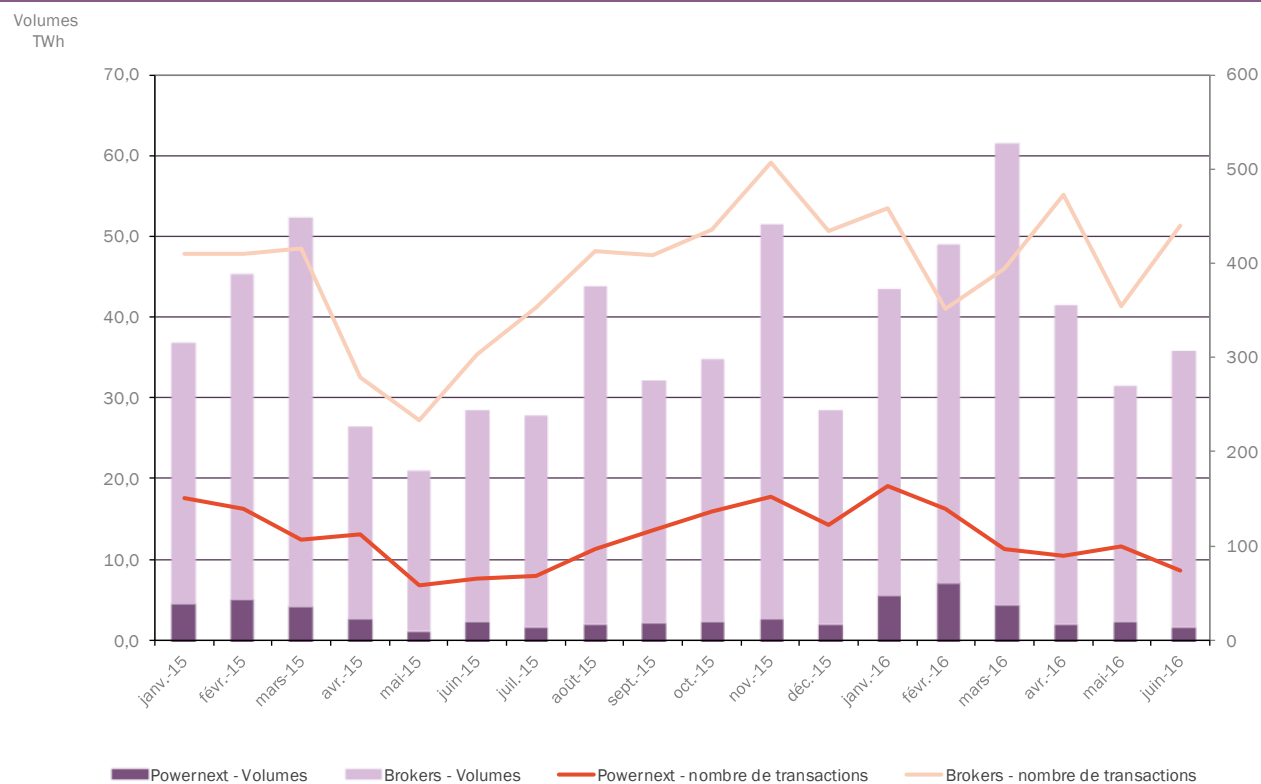
Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Figure 41 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire



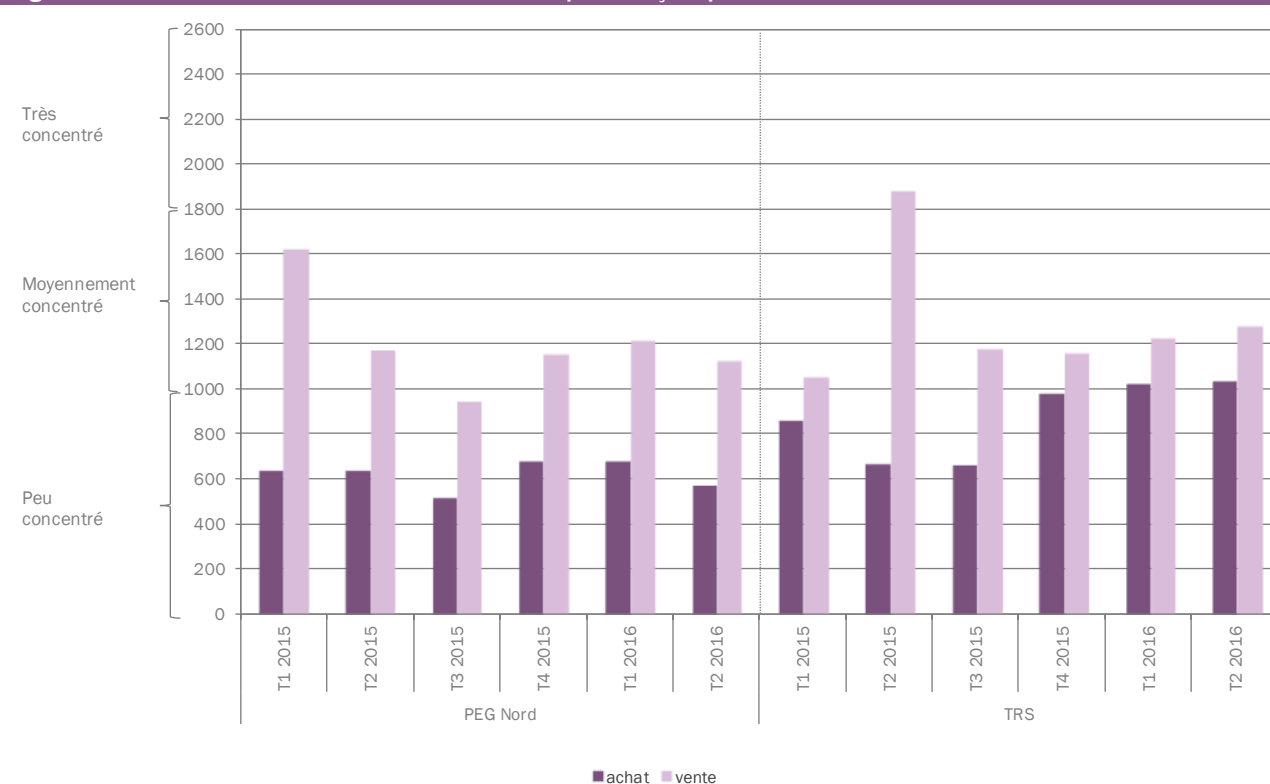
Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Figure 42 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire



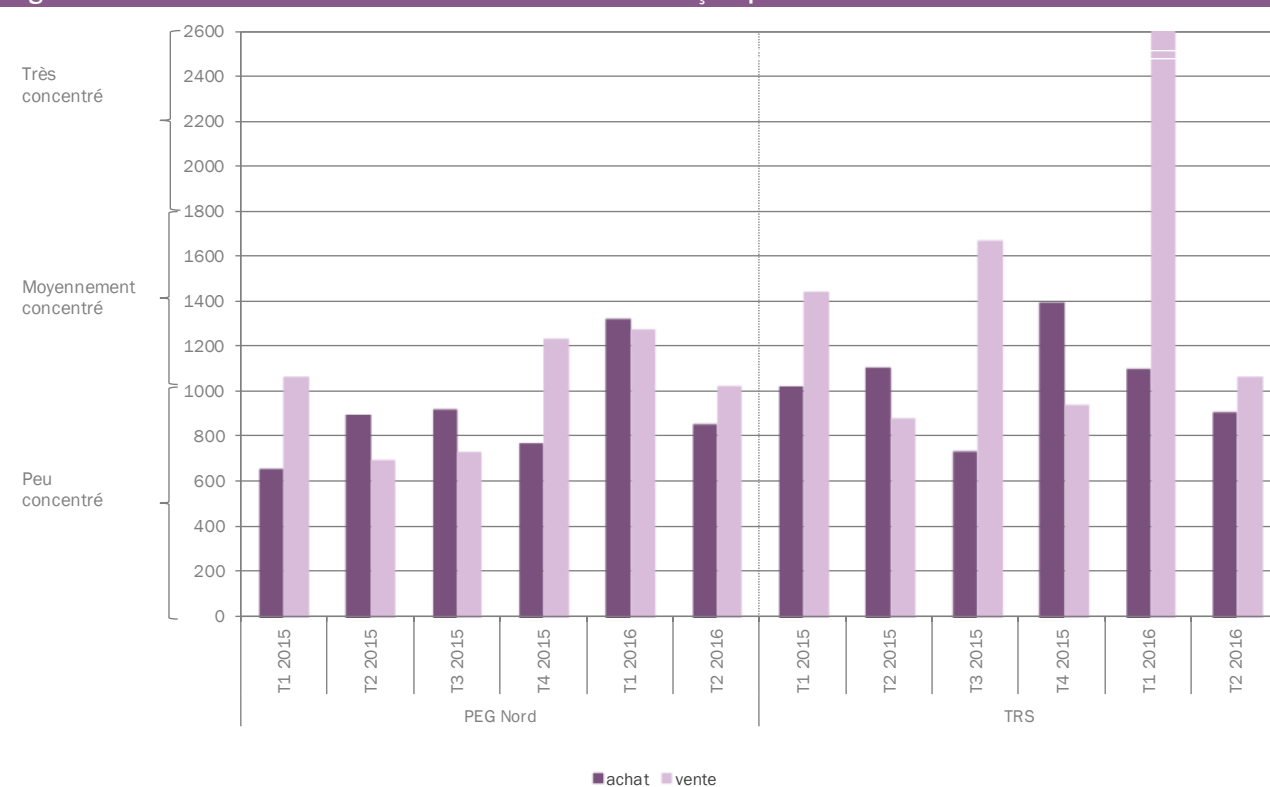
Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Figure 43 : Indices de concentration du marché spot français par PEG



Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Figure 44 : Indices de concentration du marché à terme français par PEG



Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

3.4 Fondamentaux

Figure 45 : Consommation de gaz en France

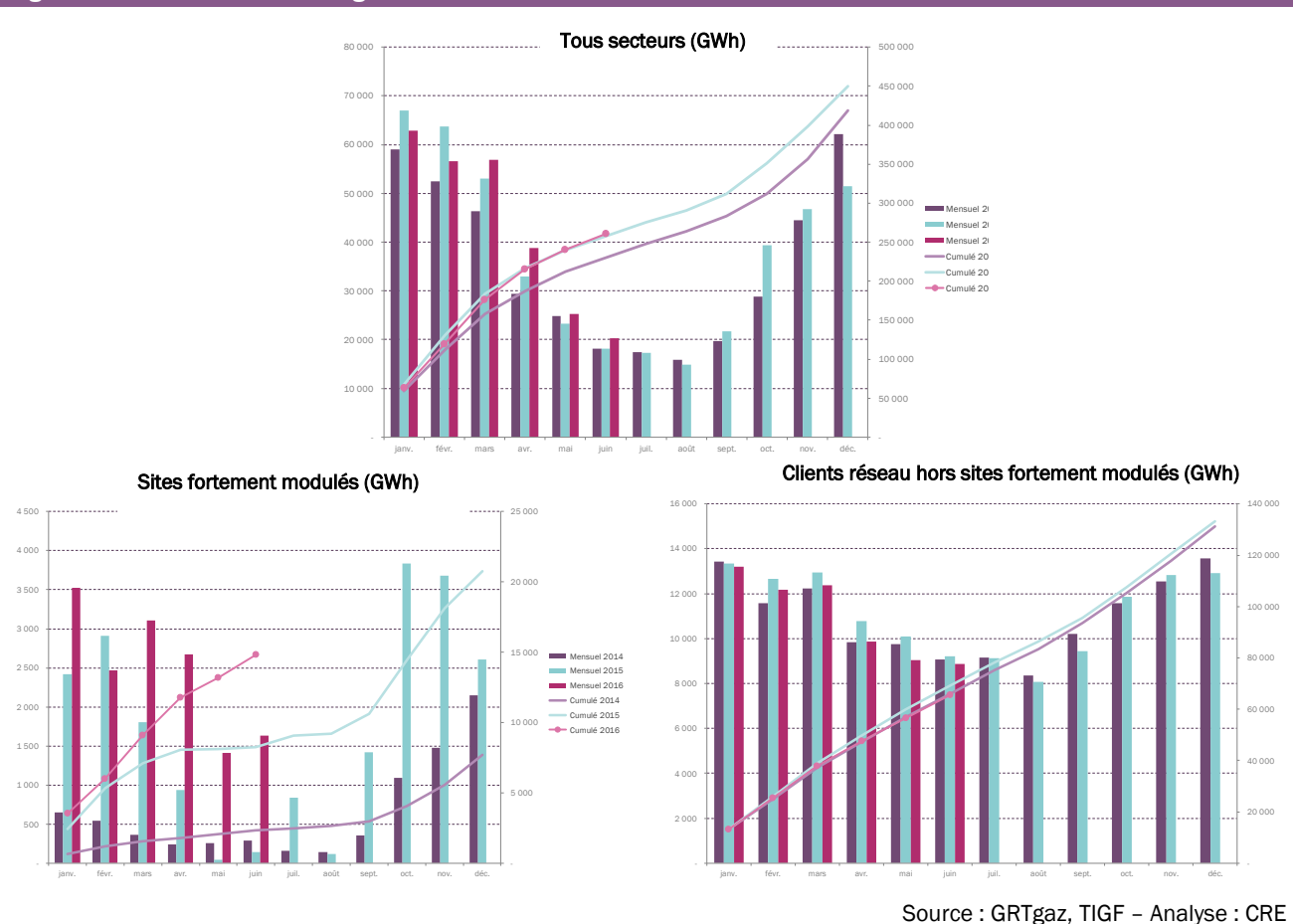
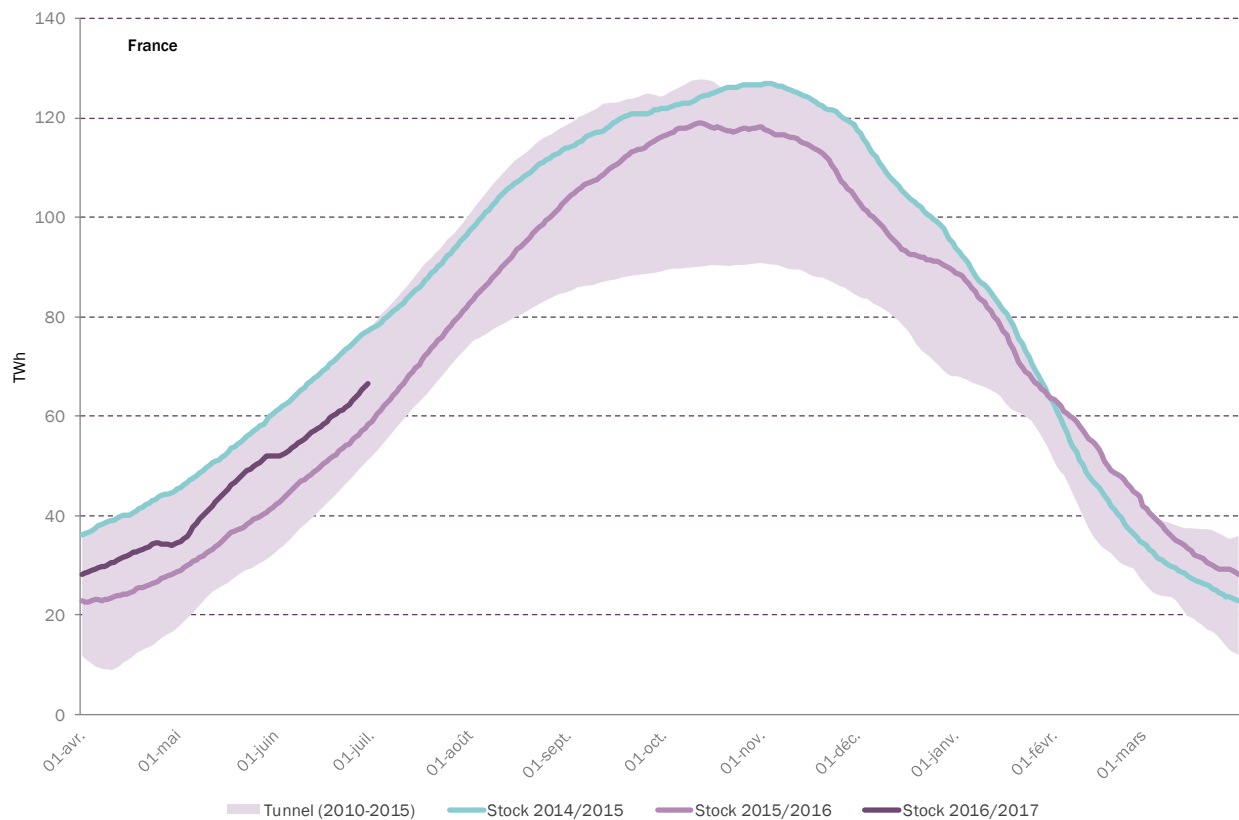
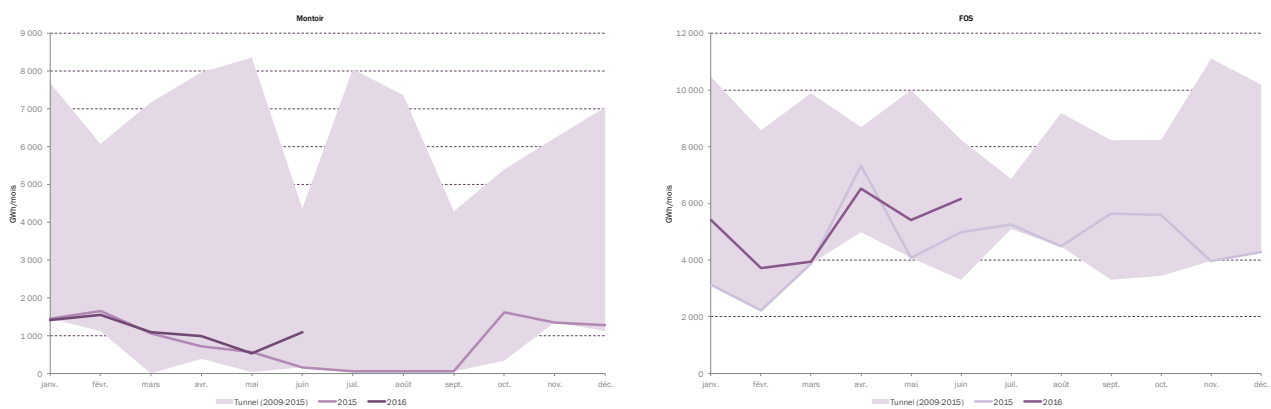


Figure 46 : Niveaux des stocks en France



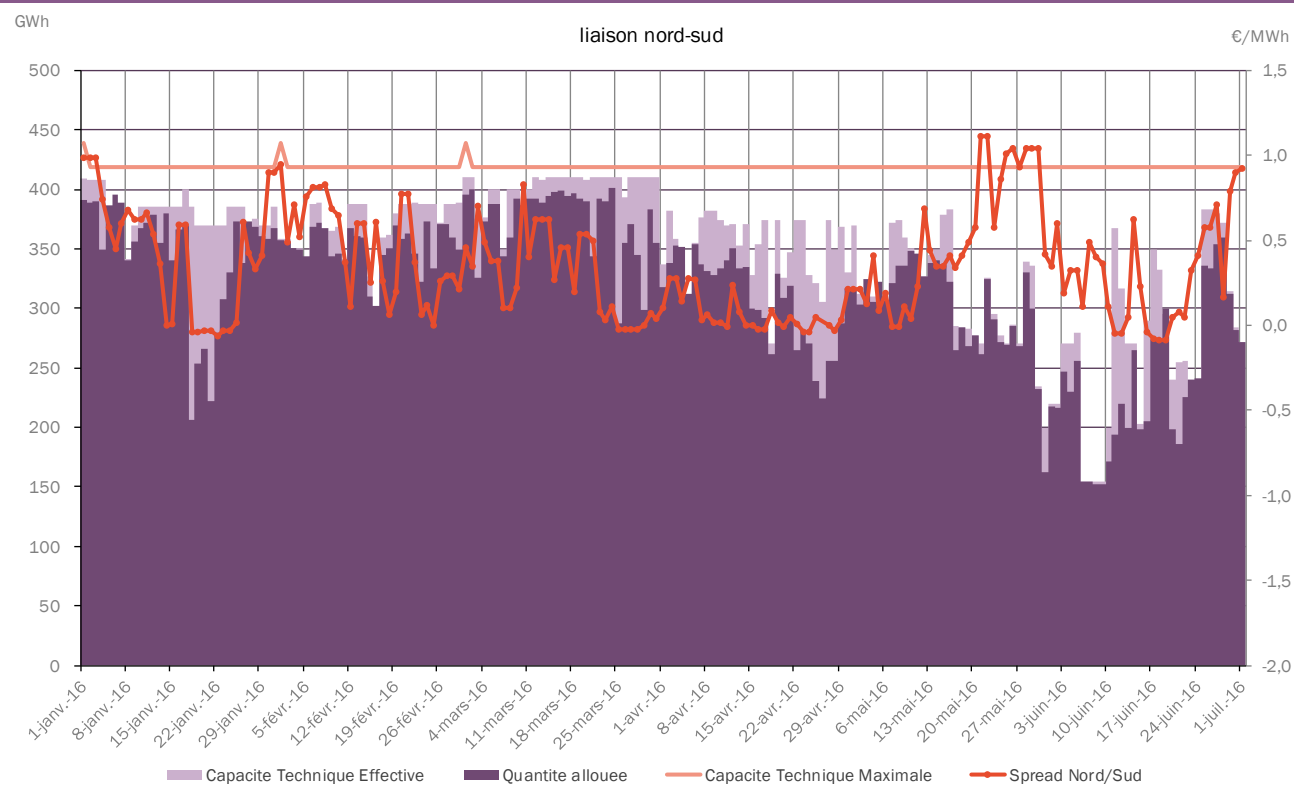
Source : Storengy, TIGF – Analyse : CRE

Figure 47 : Émissions des terminaux méthaniens



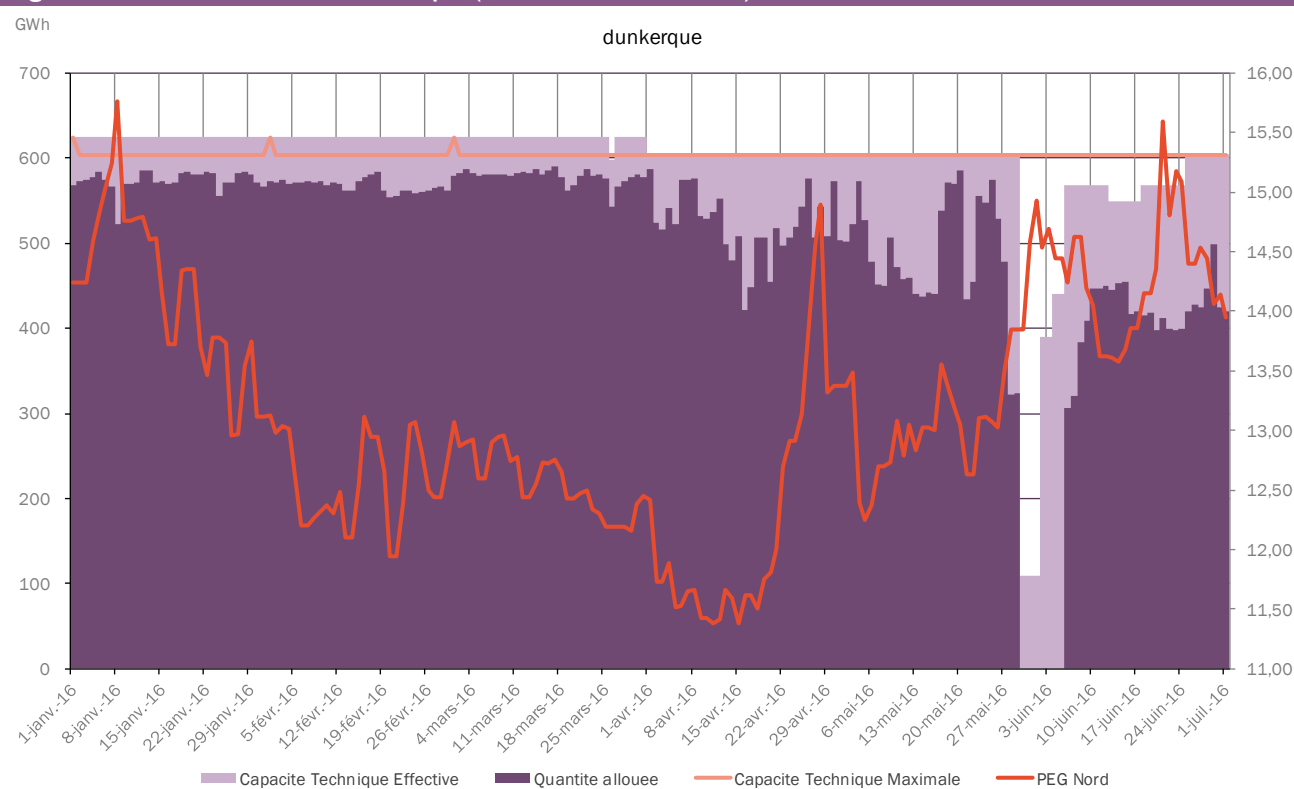
Source : GRTgaz – Analyse : CRE

Figure 48 : Utilisation de la liaison Nord-Sud (sens Nord vers Sud)



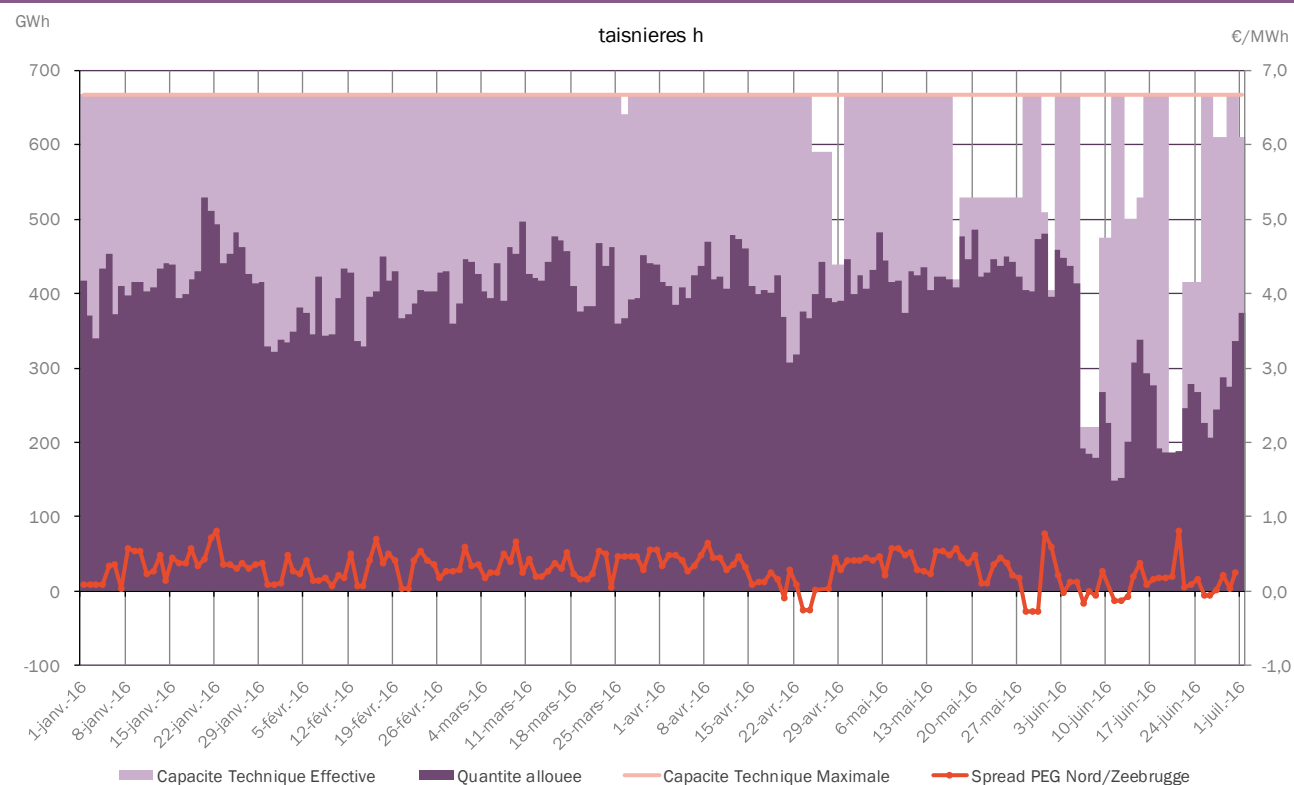
Source : Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Figure 49 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau)



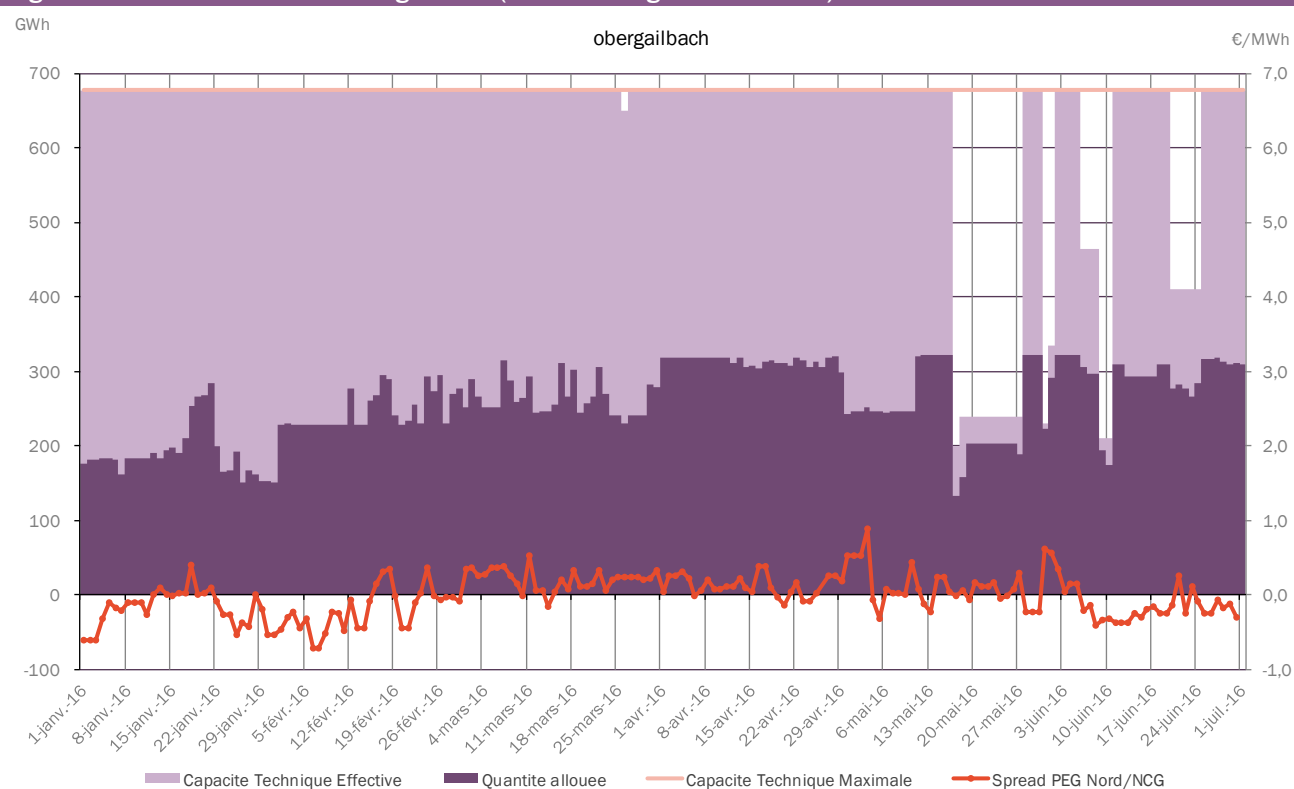
Source : GRTgaz – Analyse : CRE

Figure 50 : Utilisation du PIR Taisnières H (sens Belgique vers France)



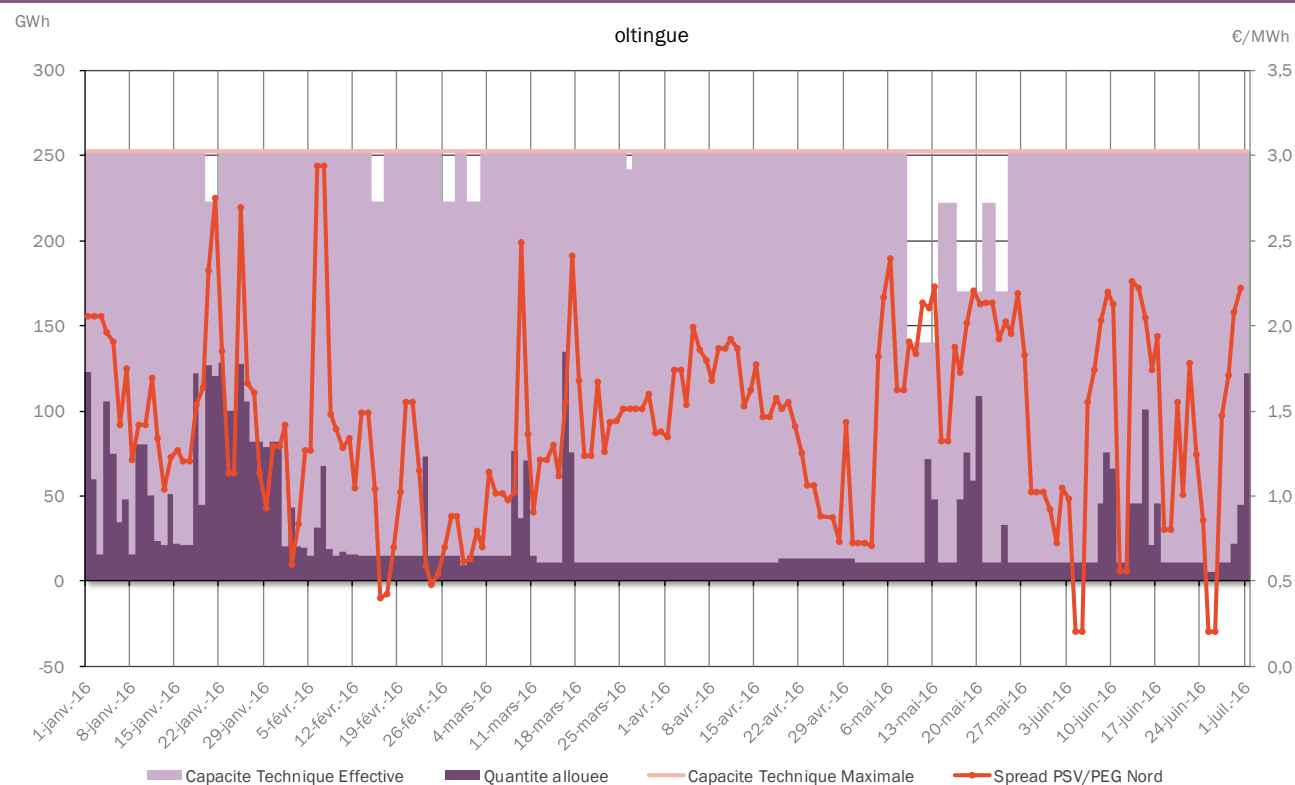
Source : Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

Figure 51 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France)



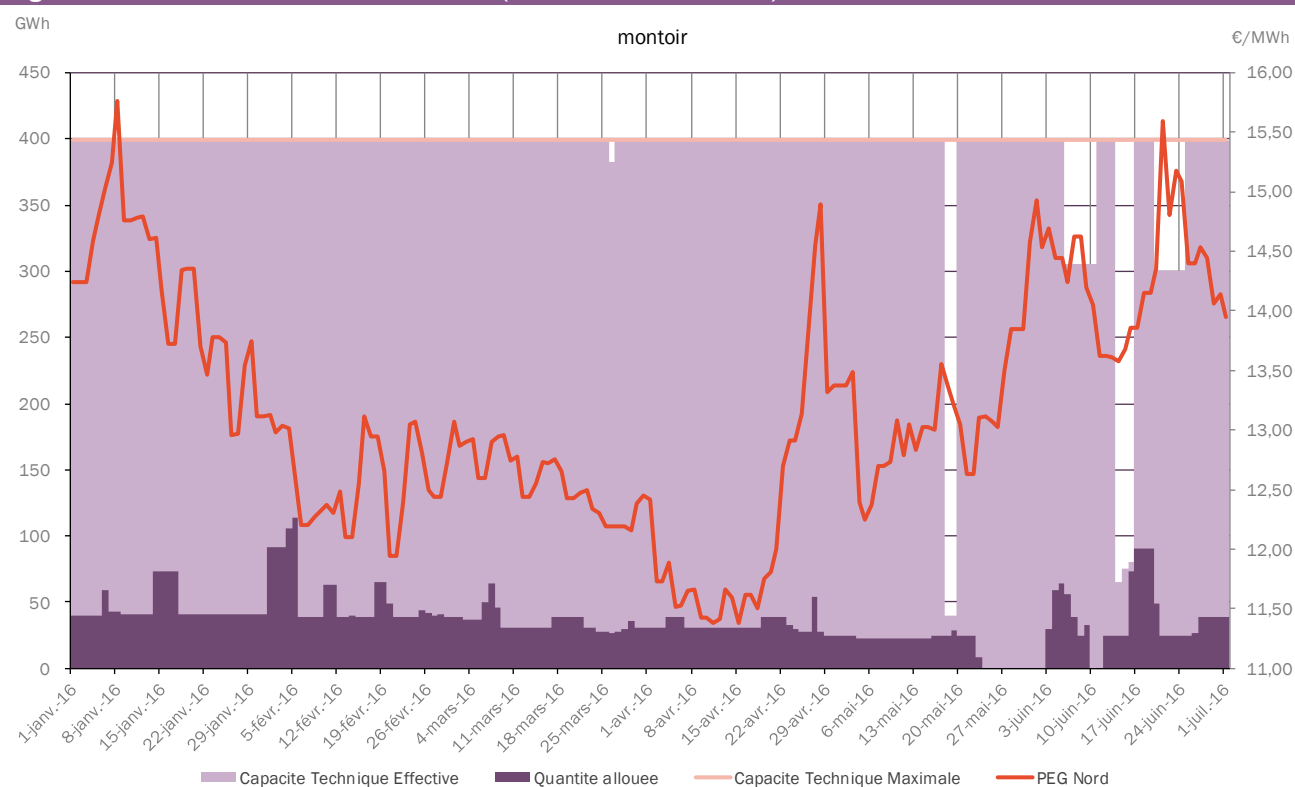
Source : Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

Figure 52 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse)



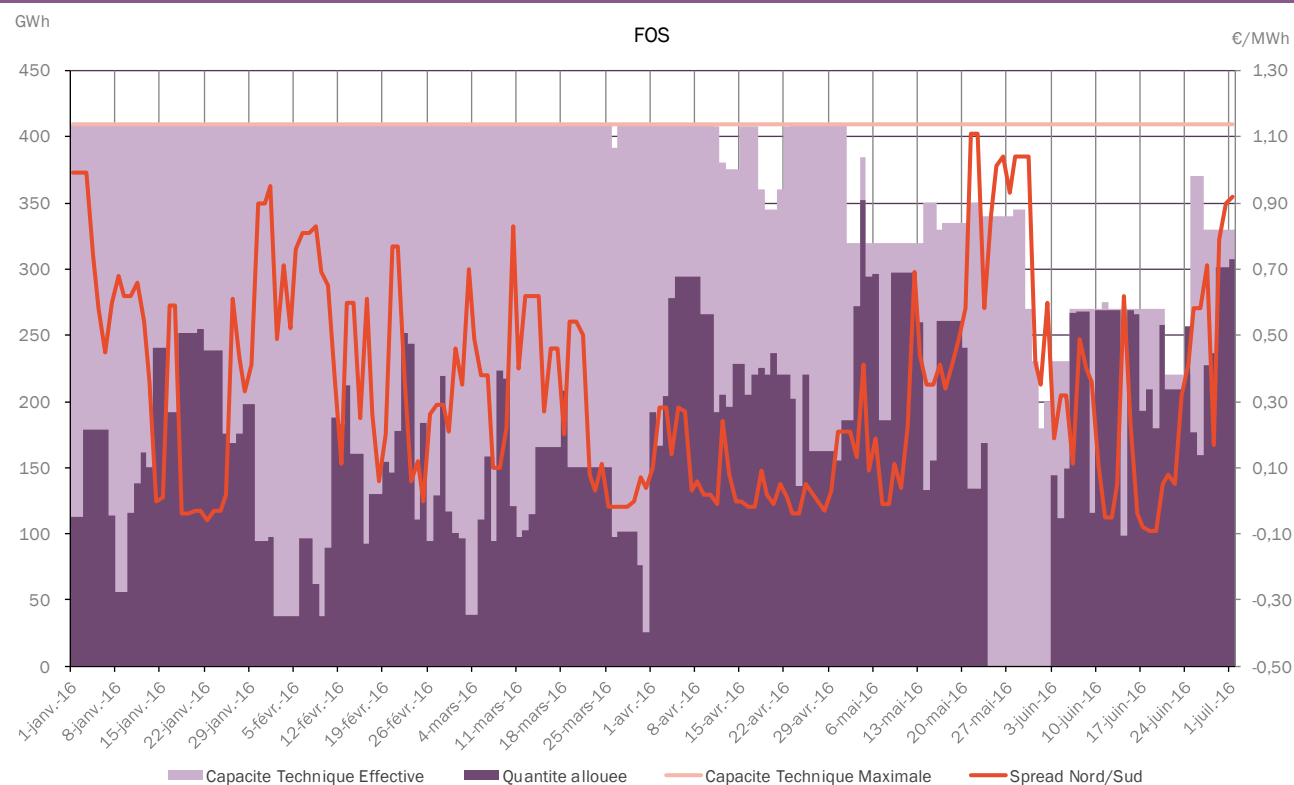
Source : Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

Figure 53 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau)



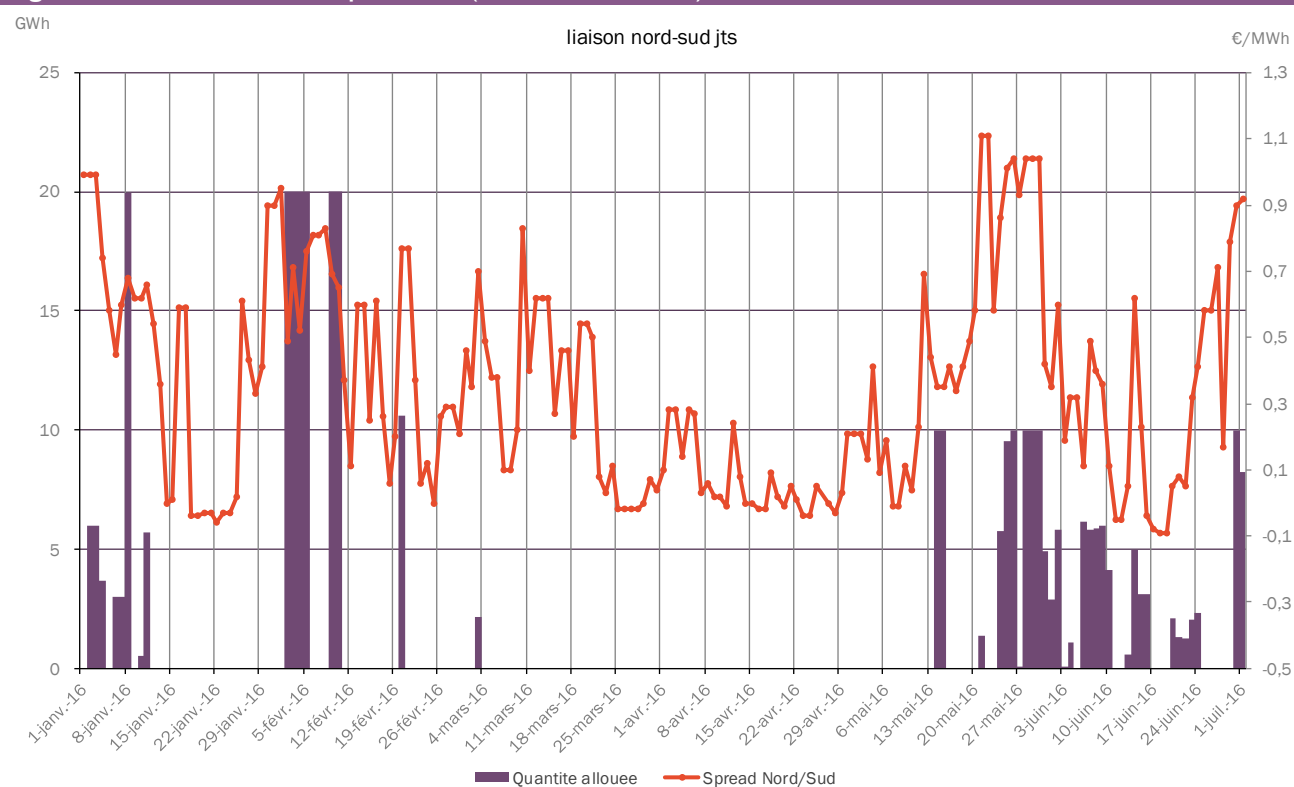
Source : GRTgaz – Analyse : CRE

Figure 54 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau)



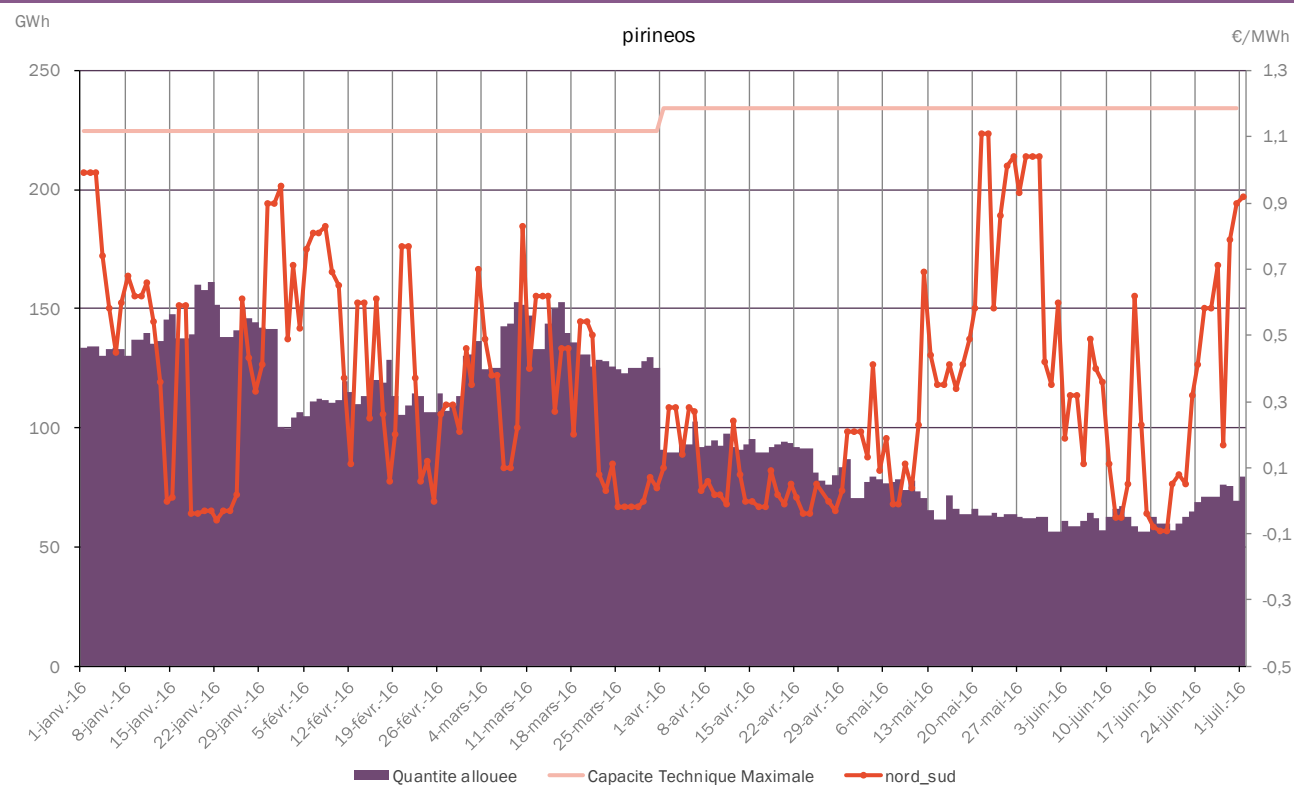
Source : GRTgaz – Analyse : CRE

Figure 55 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud)



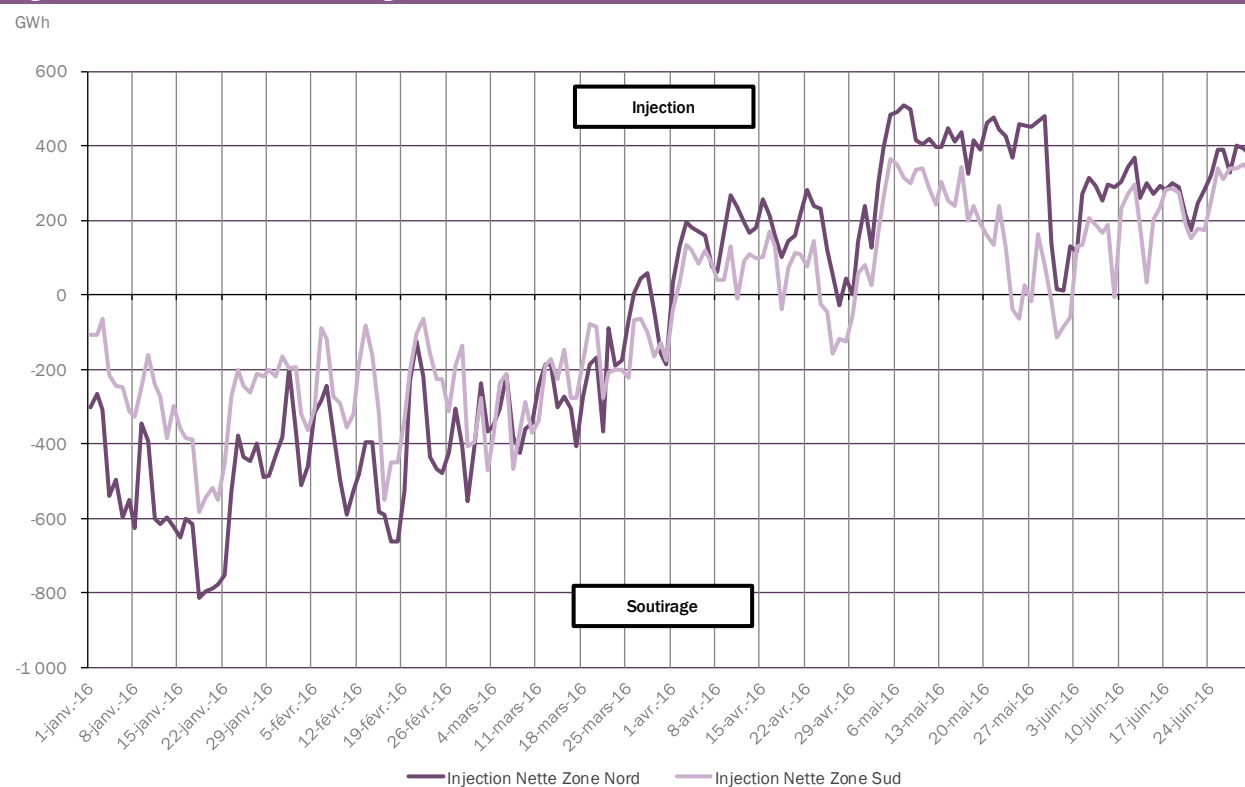
Source : Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Figure 56 : Flux France-Espagne et spread Nord/Sud



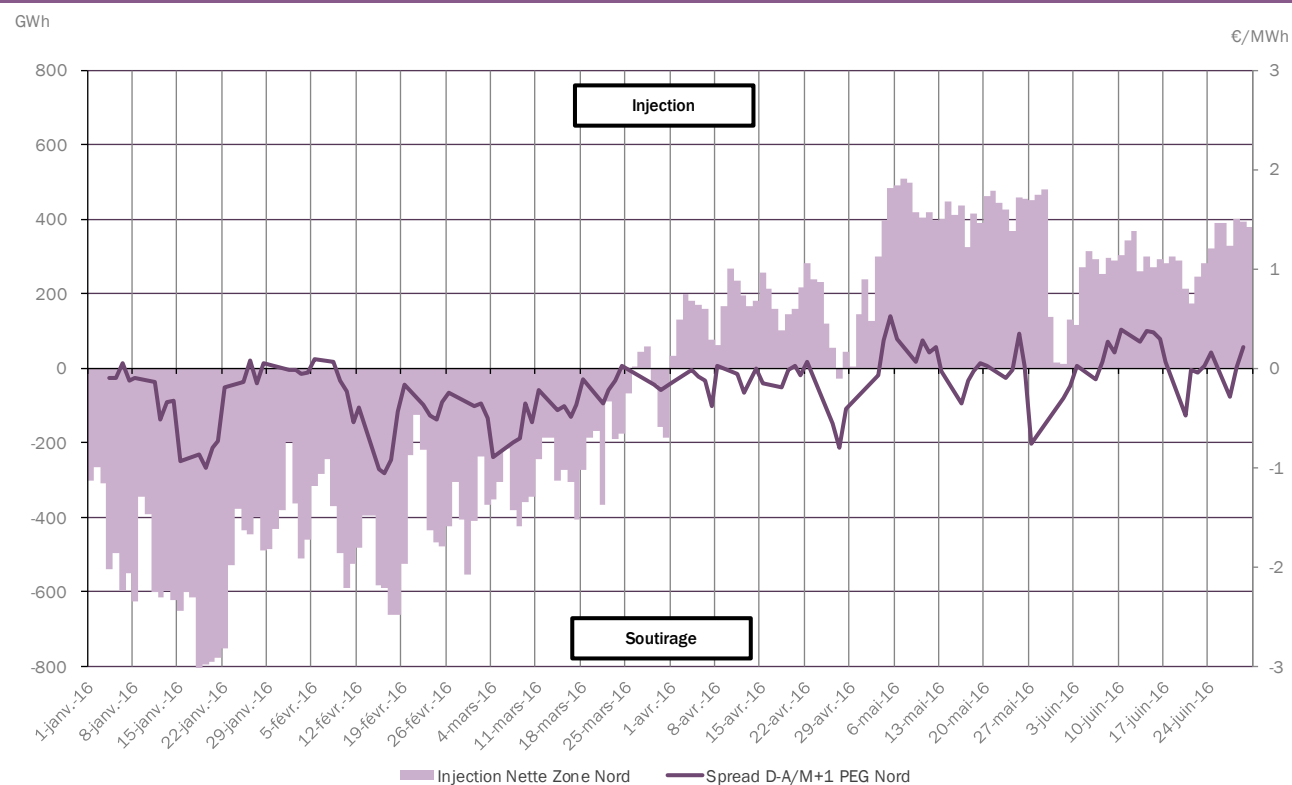
Source : Powernext, TIGF – Analyse : CRE

Figure 57 : Utilisation des stockages



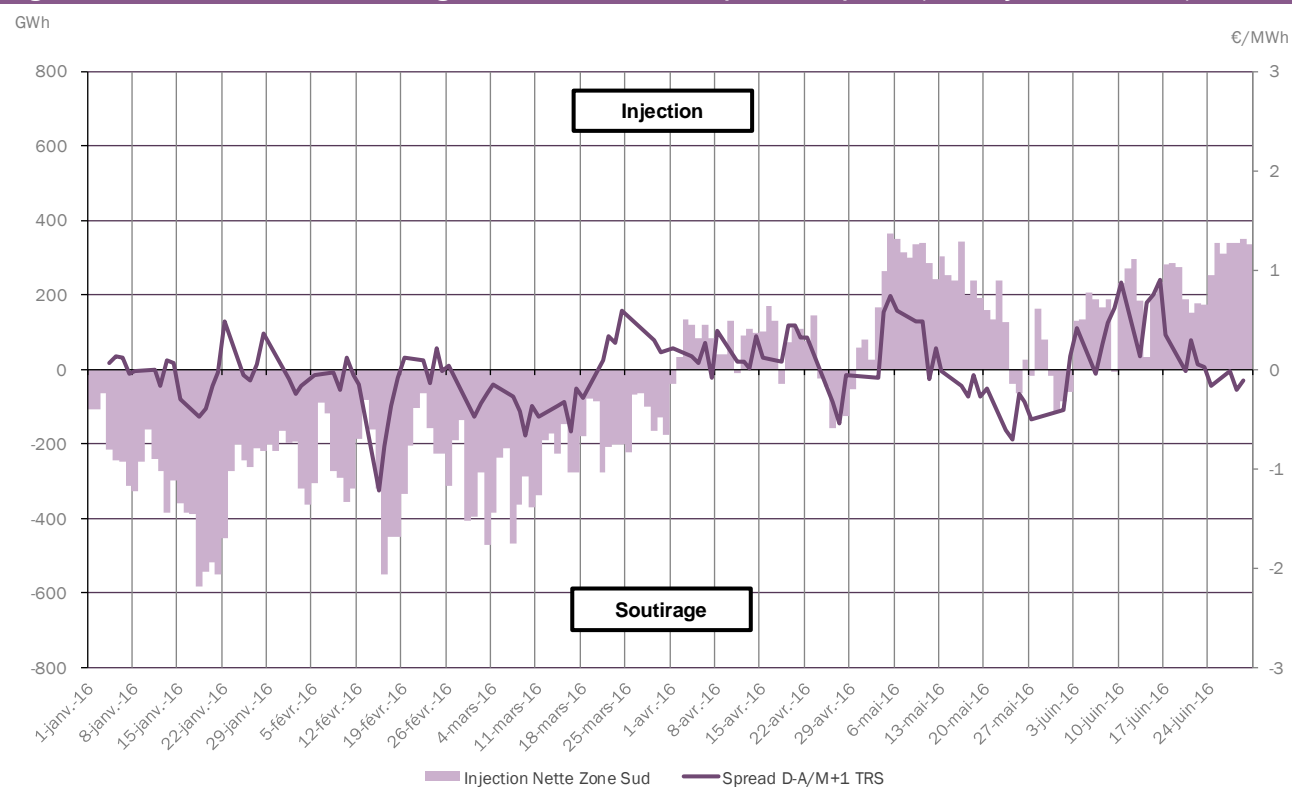
Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

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



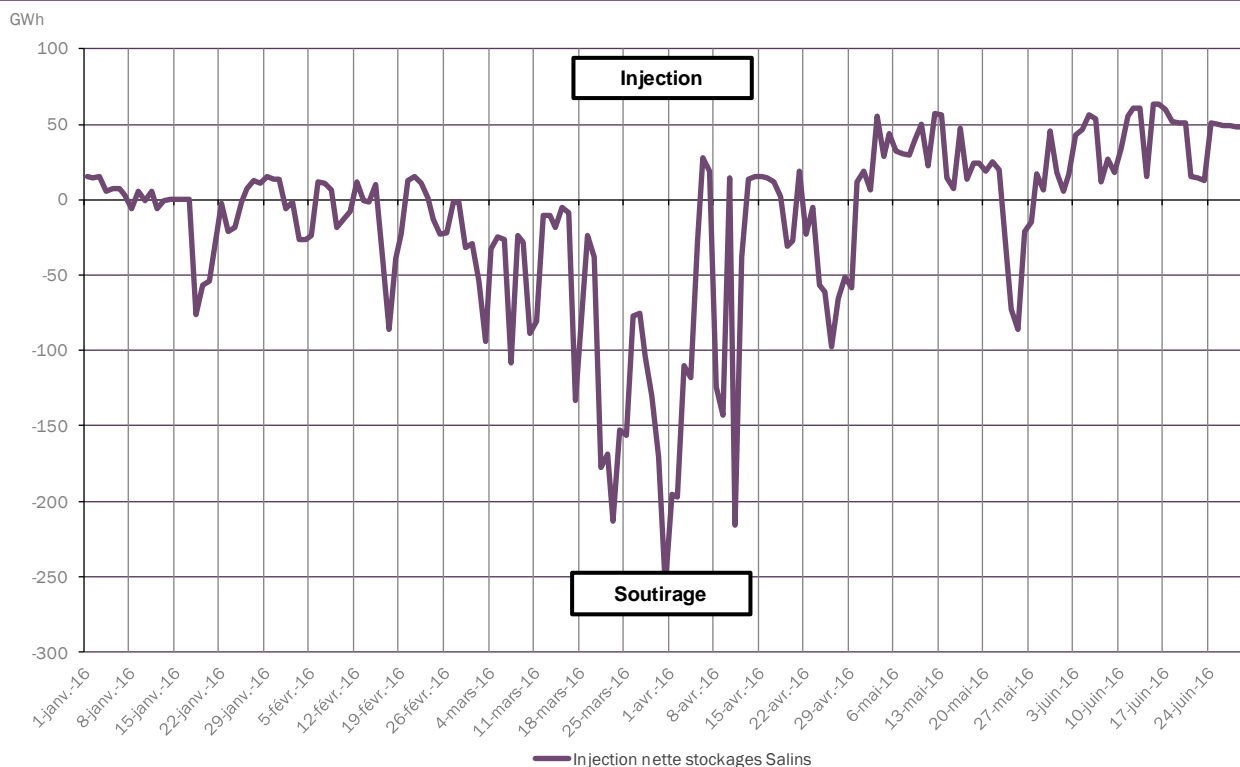
Source : Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

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



Source : Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

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



Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

PARTIE 3 : **LE MARCHÉ DE GROS DU CO₂**

1. DATES-CLÉS

26 mai 2015	Approbation du projet de réforme du marché EU ETS par la commission parlementaire de l'environnement, de la santé publique et de la sécurité alimentaire (ENVI).
1 ^{er} 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 (MSR) 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 ^e Conférence des Parties) qui s'est tenue à Paris.
25 avril 2016	Annonce du Président de la république, lors de la conférence environnementale du 25 avril 2016, de créer un prix plancher pour le CO ₂ , de manière unilatérale, dès 2016.
24 juin 2016	Le Royaume-Uni se prononce, par référendum, en faveur de sa sortie de l'Union Européenne

2. CHIFFRES-CLÉS

Tableau 11 : Volumes des produits EUA / CER échangés sur le marché de gros du CO₂

	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	T2 2016	Variation trimestrielle T2 2016 / T1 2016		Variation annuelle T2 2016 / T2 2015	
						En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Volumes échangés (Mt)	1473	1682	2127	1942	1830	-5,78%	-112	24%	357
Volumes EUA	1455	1655	2096	1939	1810	-7%	-129	24%	354
bourse	1211	1368	1700	1651	1464	-11%	-187	21%	253
brokers	244	287	396	288	346	20%	58	41%	101
Volumes CER	17	27	31	4	21	453%	17	18%	3
bourse	13	22	23	2	9	350%	7	-31%	-4
brokers	4,4	5,0	8,1	1,7	11,5	574%	9,8	162%	7,1
Volumes EUA bourse (Mt)									
EUA spot	198	205	193	226	174	-23%	-52	-12%	-24
EUA futurs (Déc'15 à Déc'18)	946	1018	1408	1316	1228	-7%	-88	30%	282
Déc'15	690	738	790						
Déc'16	153	155	477	1138	983	-14%	-155	542%	830
Déc'17	70	90	111	122	176	44%	54	151%	106
Déc'18	33	35	30	56	69	23%	13	109%	36

Source : ECX, EEX, LEBA – Analyse : CRE

Tableau 12 : Évolution des prix des produits EUA / CER sur les marchés du CO₂

	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	T2 2016	Variation trimestrielle T2 2016 / T1 2016		Variation annuelle T2 2016 / T2 2015	
						En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Prix spot (€/tCO ₂)									
Ecart prix moyen spot EUA/CER	6,9	7,5	7,8	5,2	5,3	3%	0,15	-22%	-1,54
Prix moyen spot EUA	7,3	8,0	8,4	5,6	5,8	3%	0,15	-22%	-1,58
Prix moyen spot CER	0,5	0,5	0,6	0,4	0,4	2%	0,01	-9%	-0,04
Prix futur (€/tCO ₂)									
EUA									
Prix moyen Déc'15 EUA	7,37	8,00	8,44						
Prix moyen Déc'16 EUA	7,45	8,08	8,47	5,63	5,77	2%	0,14	-23%	-1,69
Prix moyen Déc'17 EUA	7,56	8,19	8,57	5,69	5,81	2%	0,12	-23%	-1,75
Prix moyen Déc'18 EUA	7,72	8,31	8,70	5,78	5,86	1%	0,08	-24%	-1,86
CER									
Prix moyen Déc'15 CER	0,45	0,48	0,61						
Prix moyen Déc'16 CER	0,44	0,45	0,53	0,38	0,40	4%	0,02	-9%	-0,04
Prix moyen Déc'17 CER	0,44	0,44	0,53	0,39	0,40	2%	0,01	-10%	-0,04
Prix moyen Déc'18 CER	0,43	0,45	0,53	0,39	0,41	5%	0,02	-5%	-0,02

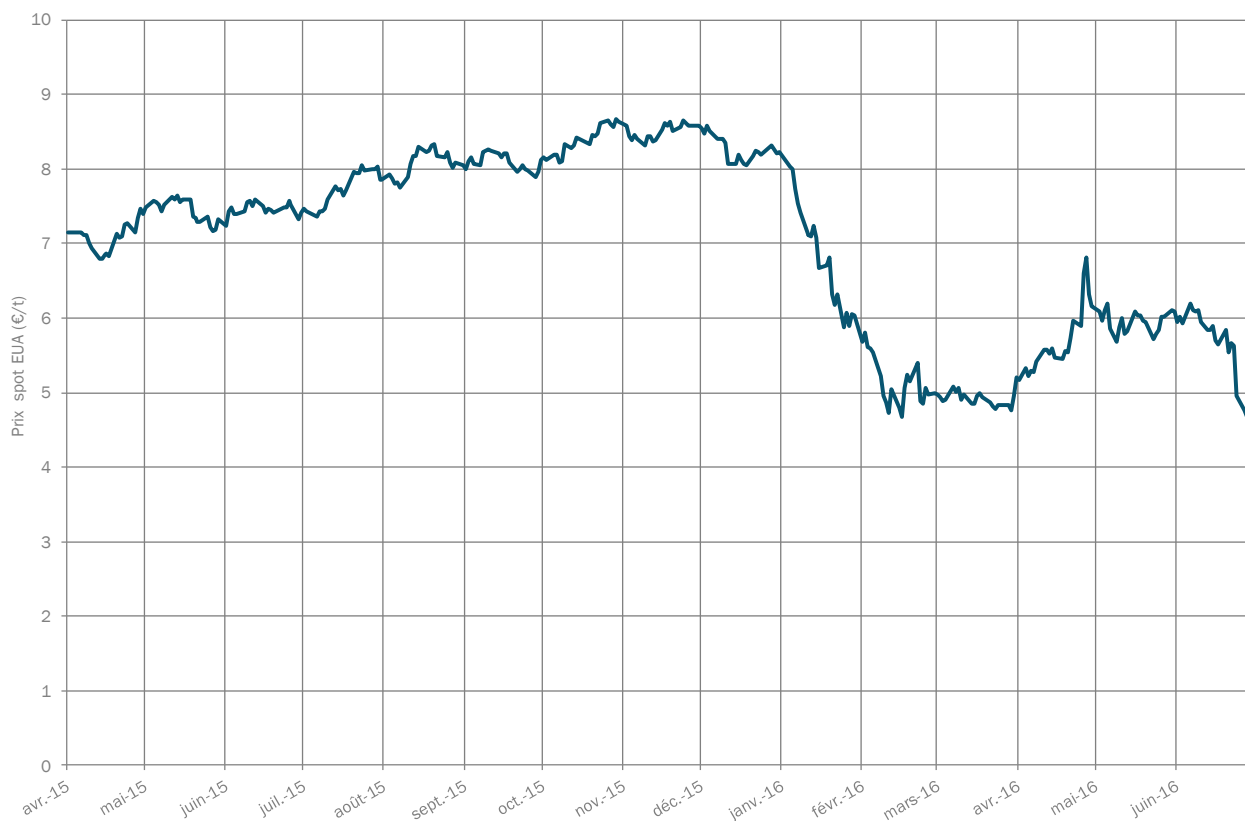
Source : ECX, EEX, LEBA – Analyse : CRE

Tableau 13 : Matières premières énergétiques et évolution des fondamentaux

	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016	T2 2016	Variation trimestrielle T2 2016 / T1 2016		Variation annuelle T2 2016 / T2 2015	
						En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Charbon (€/t)	52,2	48,7	42,7	35,7	38,3	7%	2,6	-27%	-13,8
Clean Dark spread pointe (terme) (€/MWh)	21,7	23,1	22,2	17,5	19,4	11%	1,9	-11%	-2,3
Clean Spark spread pointe (terme) (€/MWh)	-1,2	2,8	5,0	3,8	6,1	60%	2,3	-618%	7,3

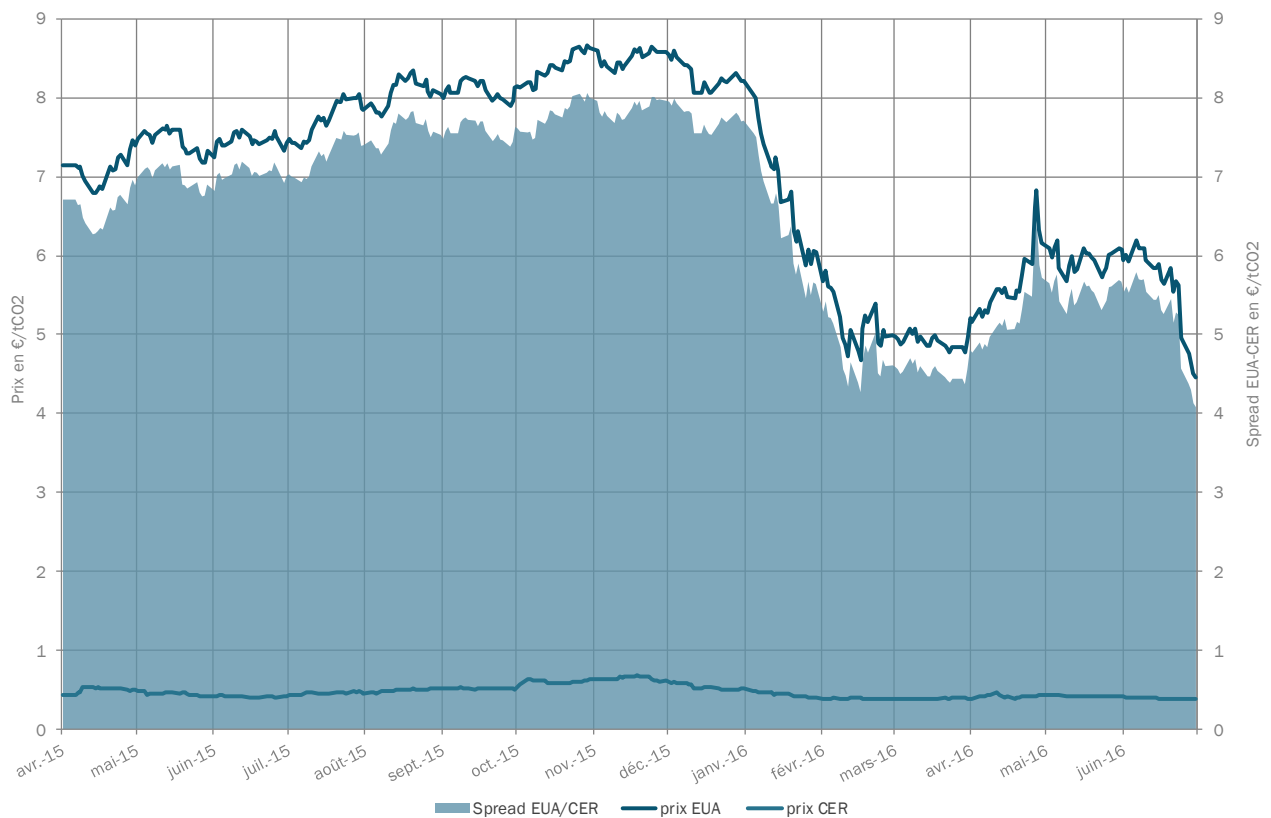
Source : NBP, EEX, ECX – Analyse : CRE

3. GRAPHIQUES

Figure 61 : Évolution des prix EUA

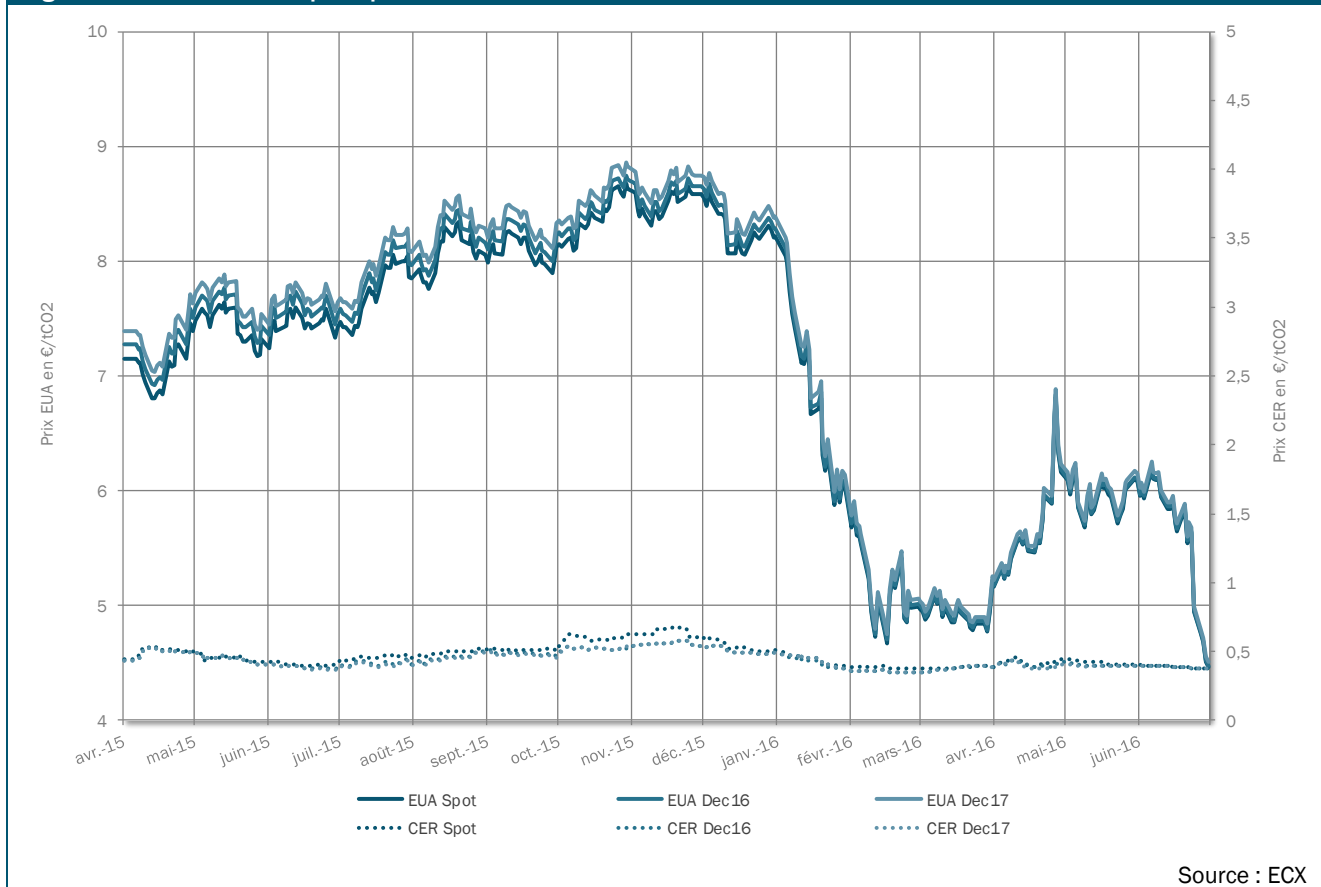
Source : ECX

Figure 62 : Évolution de l'écart de prix spot EUA et CER



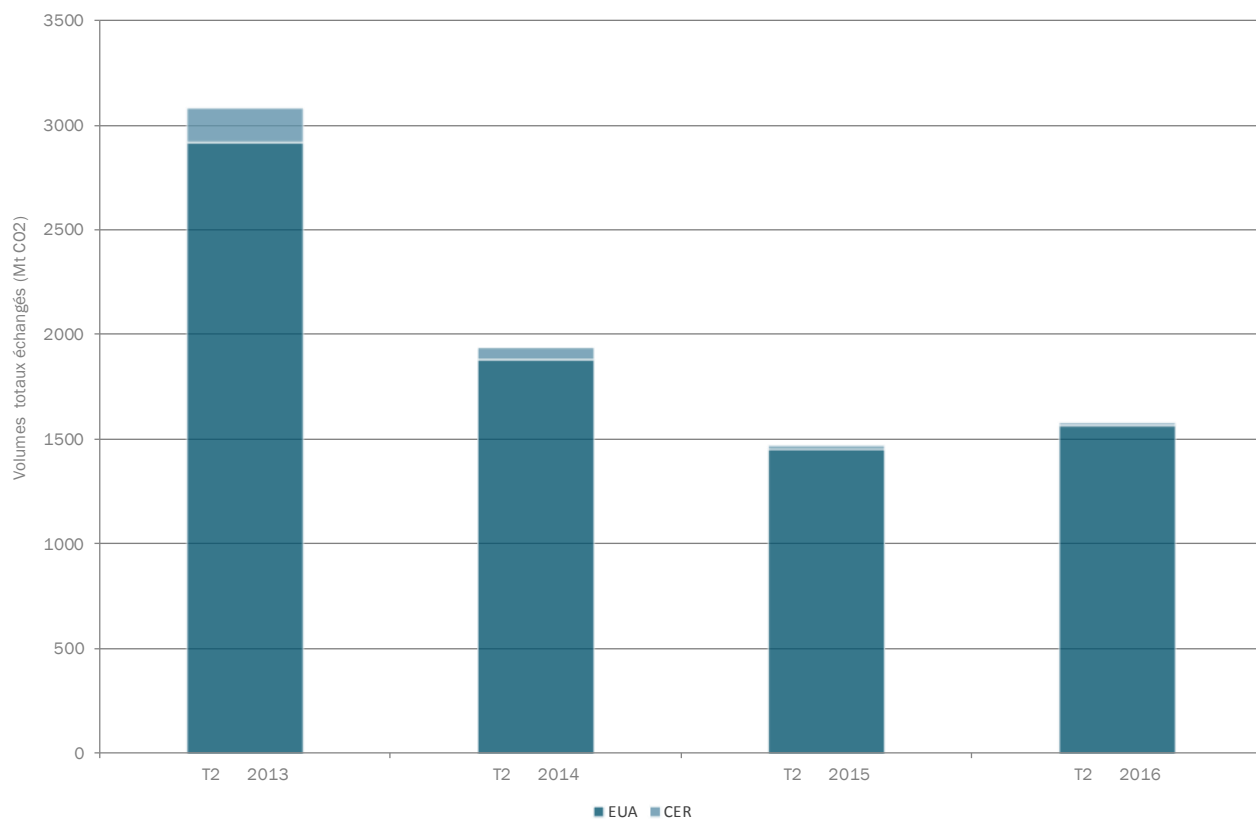
Source : ECX

Figure 63 : Évolution des prix spot et à terme EUA et CER



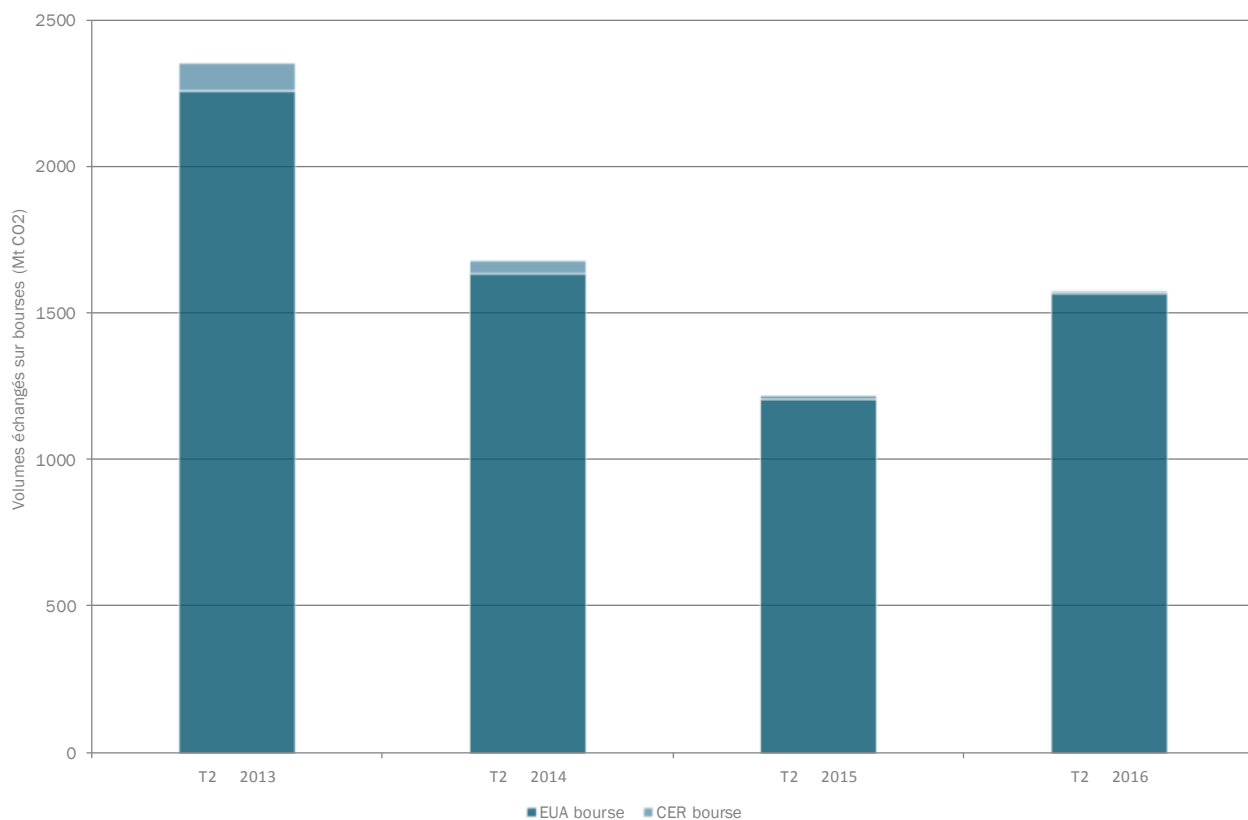
Source : ECX

Figure 64 : Volumes totaux trimestriels EUA et CER, bourses et courtiers



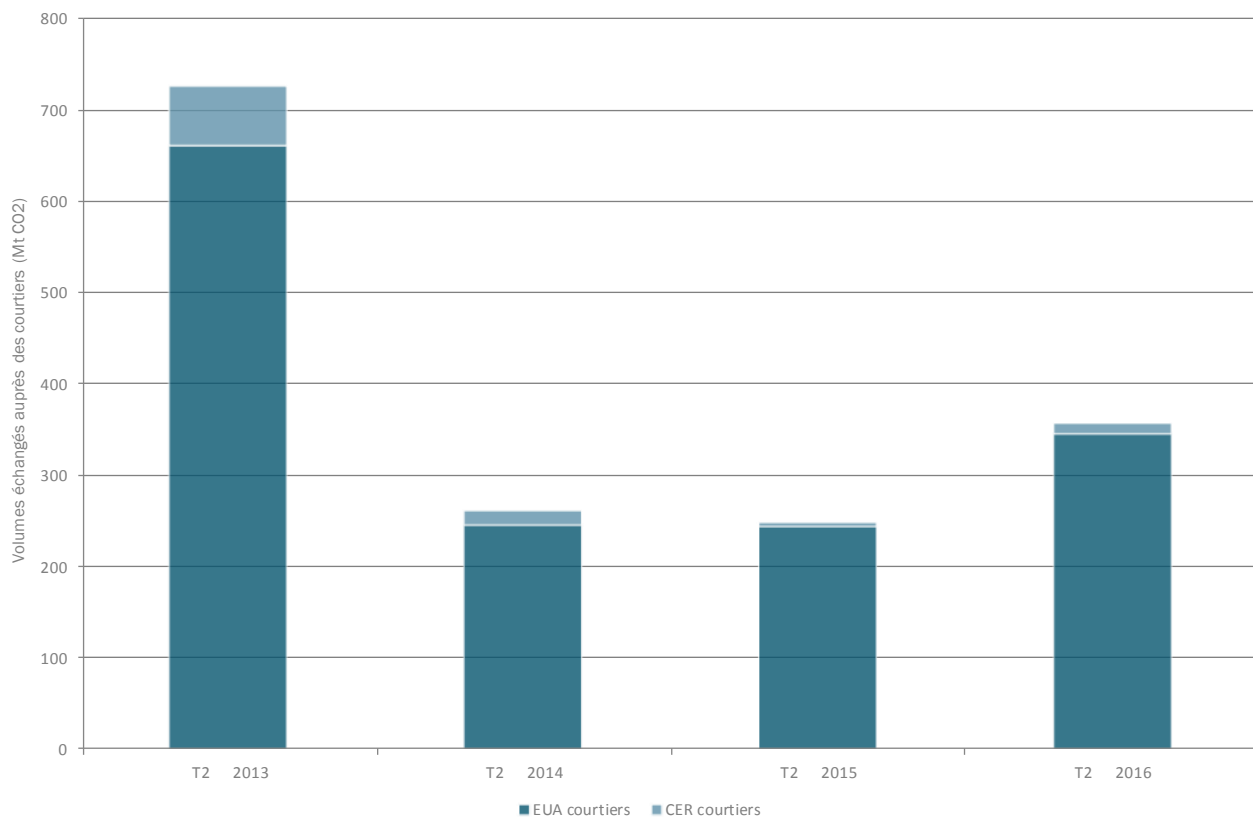
Source : ECX, EEX, LEBA

Figure 65 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés sur la bourse



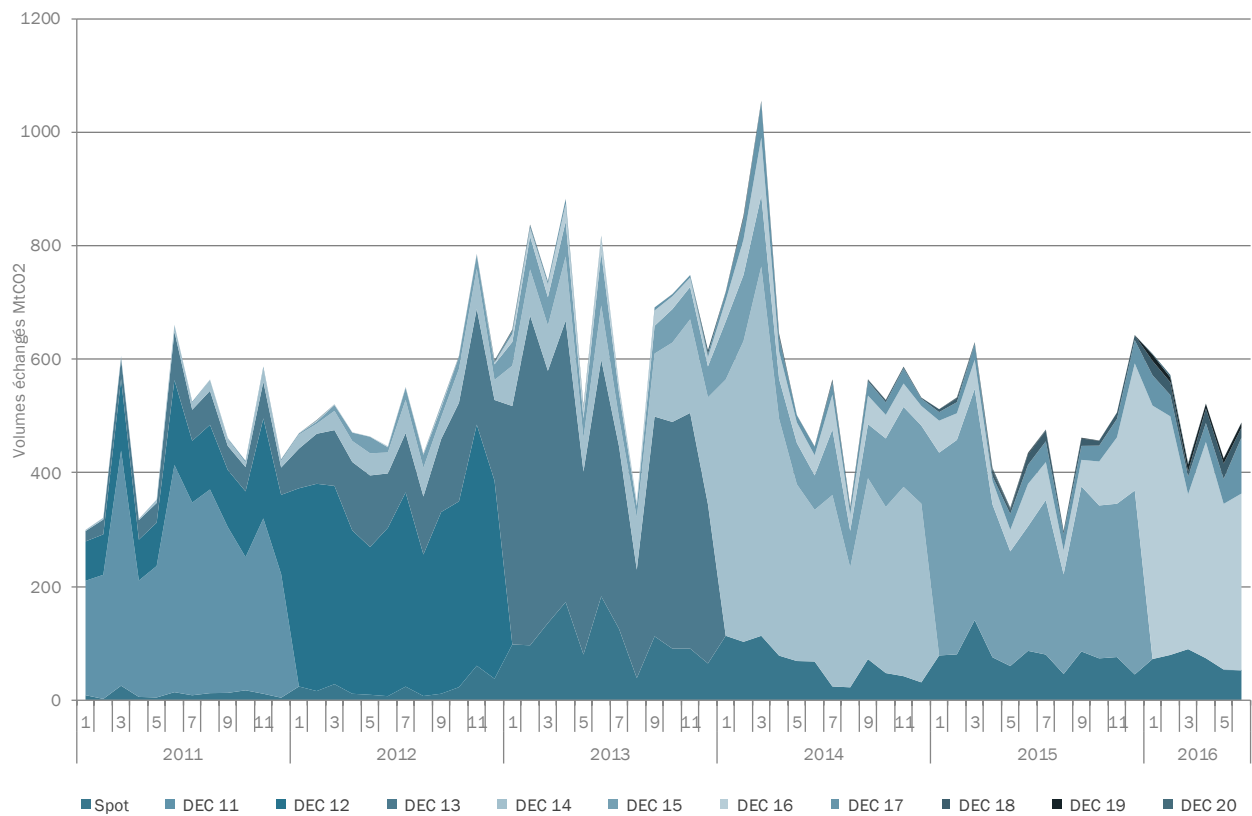
Source : ECX, EEX

Figure 66 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés auprès des courtiers



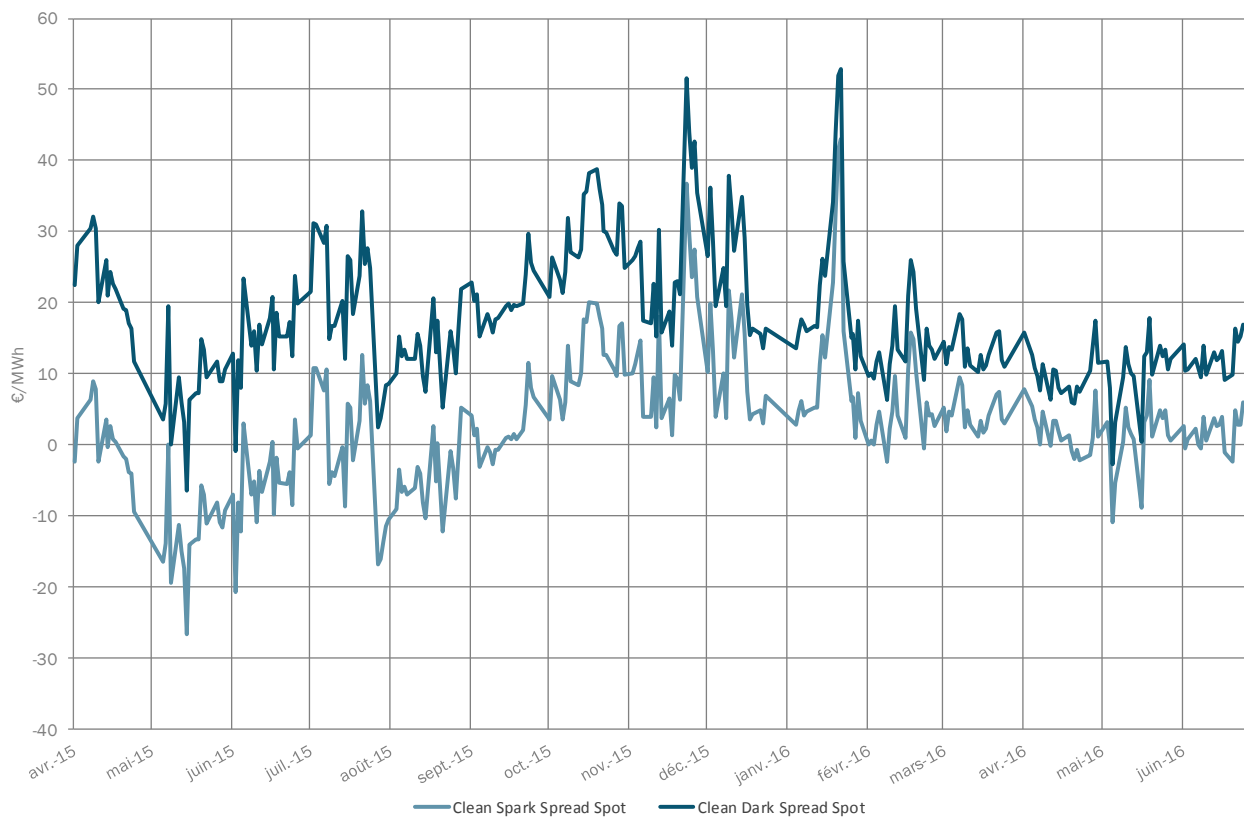
Source : LEBA

Figure 67 : Évolution des échanges par maturité sur le marché des EUA



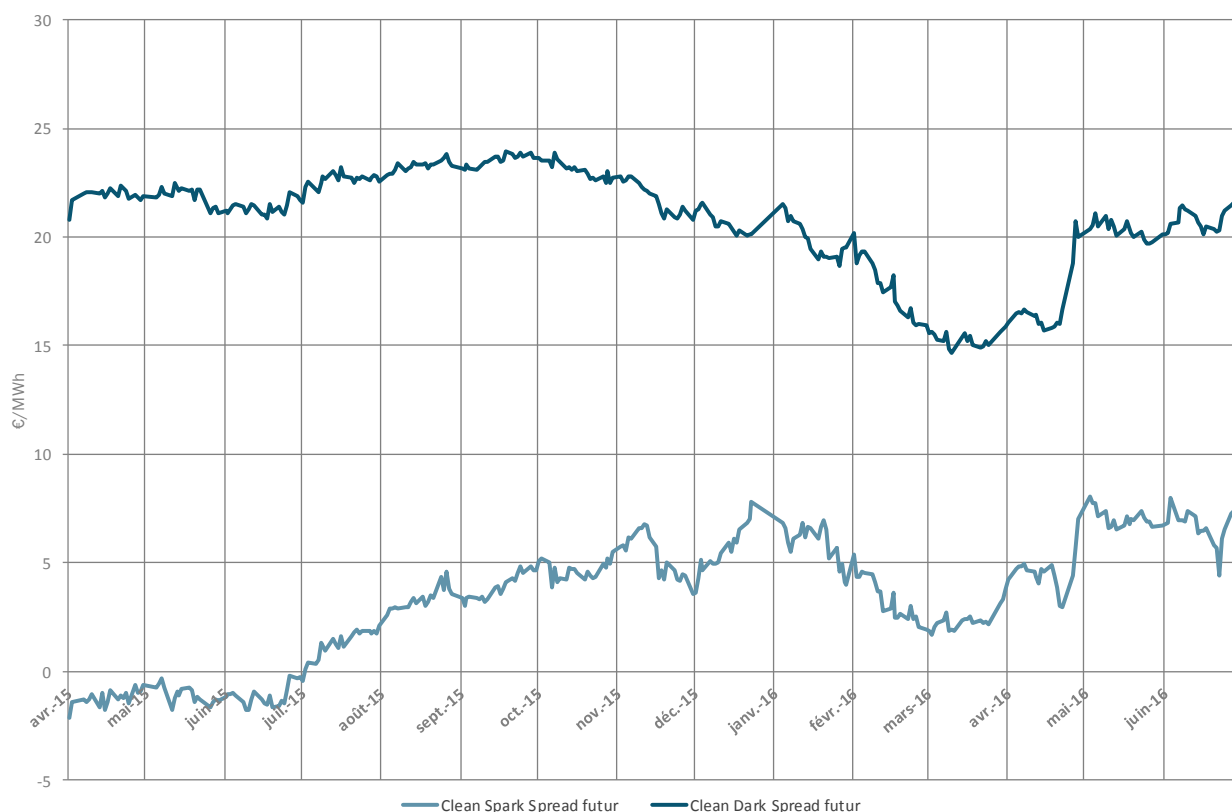
Source : ECX, EEX.

Figure 68 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread spot sur la pointe



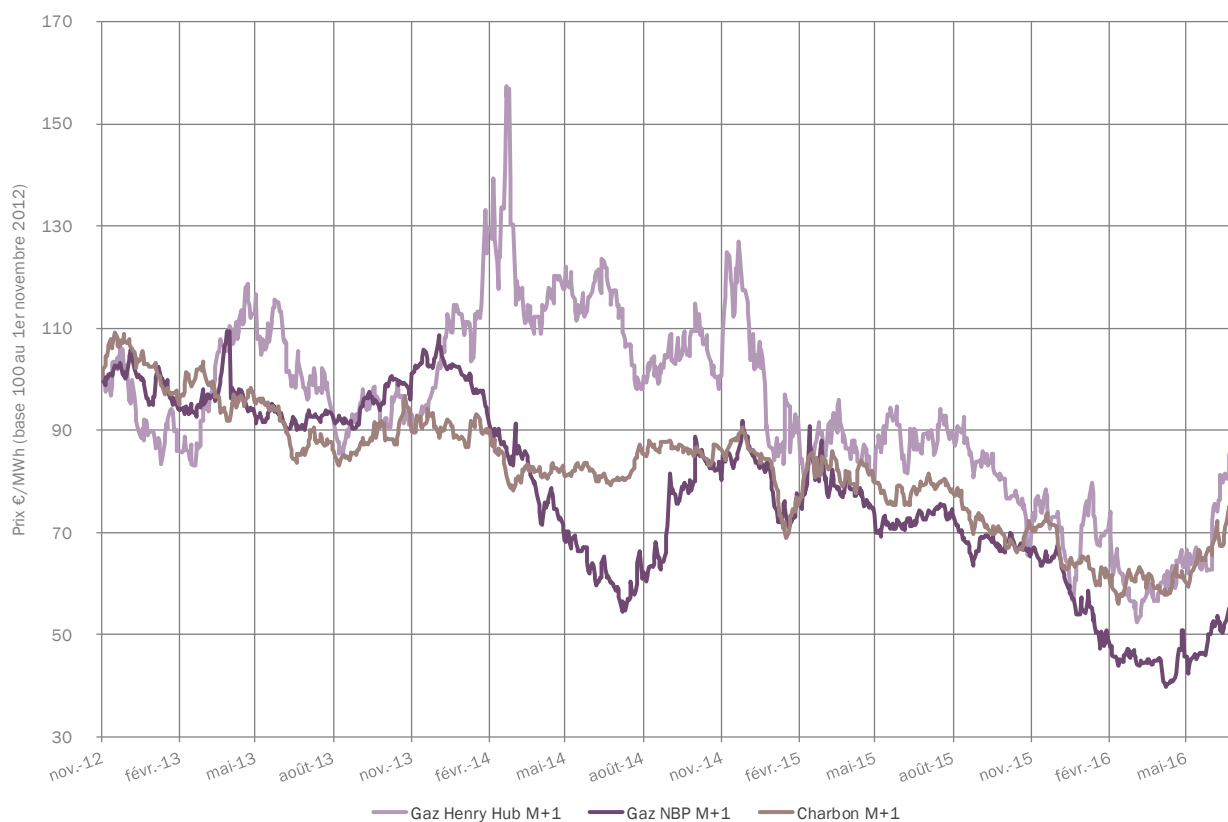
Source : Powernext, HEREN, EPEX Spot, EPD Futures, RTE

Figure 69 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread future sur la pointe



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

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 charbon* • β le facteur d'émission charbon** 	<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 gaz*** • δ le facteur d'émission gaz****
<p>* 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.</p> <p>** Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,96 t CO₂/MWh pour les centrales à charbon.</p> <p>*** Sur la base d'une hypothèse d'un rendement de 49 % pour les centrales à gaz.</p> <p>**** Sur la base d'une hypothèse de facteur d'émission de 0,46 t CO₂/MWh pour les centrales à gaz.</p>	

Figure 70 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux États-Unis (Henry Hub) versus le charbon (base 100 en novembre 2012)

Source : Heren, EEX

GLOSSAIRE

GLOSSAIRE COMMUN

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

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

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

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

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

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

GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

Principales bourses électriques en Europe (électricité) :

- **EPEX Spot** : bourse française EPEX, non obligatoire (www.epexspot.com/fr)
- **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)** : notifications d'échanges de blocs c'est à dire quantités nominées à RTE la veille pour le lendemain, hors les transactions sur Powernext

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

GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DE GROS DU GAZ

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

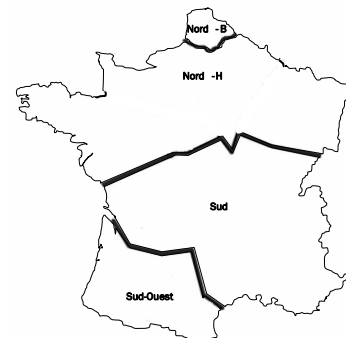
Zone d'équilibrage : zone géographique du réseau de transport de gaz sur laquelle l'équilibre doit être assuré entre les entrées et les sorties de gaz.

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

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

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

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



GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DE GROS DU 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 SEQUE couvrant la période 2013-2020 au cours de laquelle des changements significatifs en termes de conduite des enchères auront lieu.

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

Quotas d'émission : unité de compte du système d'échange de quotas ou permis d'émission. Il s'agit d'une quantité d'émission de GES (exprimée en tonnes équivalent 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).

SEQUE : le Système d'Echange de Quotas d'Emission, aussi appelé EU ETS (European Union Emission Trading System), est un mécanisme de l'Union européenne visant à réduire l'émission globale de 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.

INDEX DES GRAPHIQUES

Figure 1 : Bilan physique du système électrique français sur le trimestre	6
Figure 2 : Températures	7
Figure 3 : Évolution des prix des produits calendaires allemands et français, du gaz et du charbon	9
Figure 4 : Approvisionnements et débouchés du marché du gaz en France	10
Figure 5 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)	19
Figure 6 : Volumes et nombre de transactions en infrajournalier sur le marché EPEX SPOT	20
Figure 7 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédiaire et sur la bourse EPEX SPOT	21
Figure 8 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire (produits mensuels)	22
Figure 9 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire (produits trimestriels)	23
Figure 10 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire (produits calendaires)	24
Figure 11 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT	25
Figure 12 : Prix day-ahead Base France et Allemagne	26
Figure 13 : Prix day-ahead Pointe France et Allemagne	27
Figure 14 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens	28
Figure 15 : Prix à terme Y+1 en Base et pointe en France et en Allemagne	29
Figure 16 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe	30
Figure 17 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne	31
Figure 18 : Consommation	32
Figure 19 : Taux de disponibilité nucléaire	33
Figure 20 : Taux de production de la filière nucléaire	34
Figure 21 : Taux de production de la filière charbon	35
Figure 22 : Taux de production de la filière gaz	36
Figure 23 : Taux de production hydraulique	37
Figure 24 : Production de la filière renouvelable (éolienne + solaire)	38
Figure 25 : Importations et exportations (pointe/hors-pointe)	39
Figure 26 : Solde exportateur	40
Figure 27 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T2 2016	41
Figure 28 : Indice de concentration HHI – injections T2 2016	41
Figure 29 : Indice de concentration HHI – soutirages en T2 2016	42
Figure 30 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe	47
Figure 31 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français	48
Figure 32 : Prix du contrat <i>month-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe	48
Figure 33 : Prix du contrat <i>year-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe	49
Figure 34 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF	49
Figure 35 : Prix mondiaux du gaz	50
Figure 36 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers	51
Figure 37 : Livraisons aux PEG	52
Figure 38 : Répartition du négoce sur le marché intermédiaire par produit	52

Figure 39 : Répartition du négoce sur le marché spot par PEG	53
Figure 40 : Répartition du négoce sur le marché à terme par PEG	53
Figure 41 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire	54
Figure 42 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire	54
Figure 43 : Indices de concentration du marché spot français par PEG	55
Figure 44 : Indices de concentration du marché à terme français par PEG	55
Figure 45 : Consommation de gaz en France	56
Figure 46 : Niveaux des stocks en France	57
Figure 47 : Émissions des terminaux méthaniers	57
Figure 48 : Utilisation de la liaison Nord-Sud (sens Nord vers Sud)	58
Figure 49 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau)	58
Figure 50 : Utilisation du PIR Taisnières H (sens Belgique vers France)	59
Figure 51 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France)	59
Figure 52 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse)	60
Figure 53 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau)	60
Figure 54 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau)	61
Figure 55 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud)	61
Figure 56 : Flux France-Espagne et spread Nord/Sud	62
Figure 57 : Utilisation des stockages	62
Figure 58 : Variation nette des stockages en Zone Nord versus spread temporels (même jour de cotation)	63
Figure 59 : Variation nette des stockages en Zone Sud versus spread temporels (même jour de cotation)	63
Figure 60 : Variation nette du groupement de stockage Salins en zone Sud	64
Figure 61 : Évolution des prix EUA	67
Figure 62 : Évolution de l'écart de prix spot EUA et CER	68
Figure 63 : Évolution des prix spot et à terme EUA et CER	69
Figure 64 : Volumes totaux trimestriels EUA et CER, bourses et courtiers	70
Figure 65 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés sur la bourse	71
Figure 66 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés auprès des courtiers	72
Figure 67 : Évolution des échanges par maturité sur le marché des EUA	73
Figure 68 : Évolution du Clean Dark Spread spot sur la pointe	74
Figure 69 : Évolution du Clean Spark Spread future sur la pointe	75
Figure 70 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux États-Unis (Henry Hub) versus le charbon (base 100 en novembre 2012)	76

INDEX DES TABLEAUX

Tableau 1 : Flux physiques du marché de gros de l'électricité	16
Tableau 2 : Prix de marché observés sur le trimestre	16
Tableau 3 : Volumes négociés sur le trimestre	17
Tableau 4 : Disponibilité des moyens de production	17
Tableau 5 : Flux aux frontières.....	17
Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité	17
Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité.....	18
Tableau 8 : Chiffres clés du marché de gros du gaz	45
Tableau 9 : Prix.....	45
Tableau 10 : Négocier.....	46
Tableau 11 : Volumes des produits EUA / CER échangés sur le marché de gros du CO ₂	66
Tableau 12 : Évolution des prix des produits EUA / CER sur les marchés du CO ₂	66
Tableau 13 : Matières premières énergétiques et évolution des fondamentaux.....	66

