



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE



OBSERVATOIRE

4^E TRIMESTRE 2017 (DONNÉES AU 31/12/2017)

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
LES INDICATEURS DE MARCHÉ	8
PARTIE 1 : LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ	9
1. DATES-CLÉS	9
2. BILAN PHYSIQUE	11
3. CHIFFRES-CLÉS	11
4. GRAPHIQUES	14
PARTIE 2 : LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ	32
1. DATES-CLÉS	32
2. BILAN PHYSIQUE	34
3. CHIFFRES-CLÉS	35
4. GRAPHIQUES	37
4.1 ÉVOLUTION DES PRIX EN FRANCE ET EN EUROPE	37
4.2 CONTEXTE INTERNATIONAL	42
4.3 DÉVELOPPEMENT DU NÉGOCE SUR LE MARCHÉ FRANÇAIS	44
4.4 FONDAMENTAUX	52
PARTIE 3 : LE MARCHÉ DE GROS DU CO₂	68
1. DATES-CLÉS	68
2. CHIFFRES-CLÉS	69
3. GRAPHIQUES	70
GLOSSAIRE	79
GLOSSAIRE COMMUN	79
GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ	79
GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DE GROS DU GAZ	80
GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DE GROS DU CO₂	80
INDEX DES GRAPHIQUES	82
INDEX DES TABLEAUX	84

LES FAITS MARQUANTS **DU TRIMESTRE**

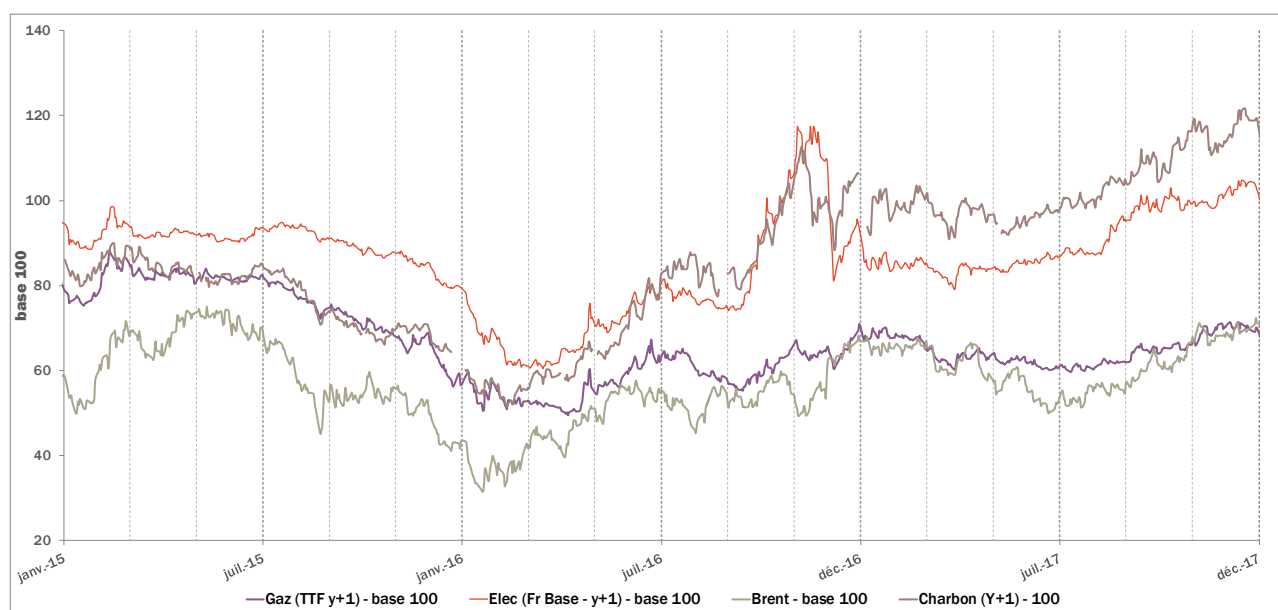
Poursuite de la tendance haussière des prix des matières premières

Les cours du pétrole ont atteint en moyenne 52,2 €/bbl de Brent au cours du quatrième trimestre 2017, soit une augmentation de +17,8 % par rapport au trimestre précédent. Les prix sont passés en moyenne de 47,8 €/bbl au début de trimestre à 56,7 €/bbl fin décembre, soit le niveau le plus haut enregistré depuis 2015. Le trimestre a été marqué par la tenue en novembre de la réunion entre les membres de l'OPEP et dix autres pays producteurs non membres de l'OPEP. Comme attendu par le marché, l'accord de réduction de l'offre a été prolongé pour une durée de neuf mois et pourrait être prolongé au-delà. Par ailleurs, la baisse des stocks de pétrole brut aux Etats-Unis a contribué à envoyer un signal haussier au marché.

Les cours du charbon ont atteint en moyenne 72,4 €/t au cours du quatrième trimestre 2017, soit une augmentation de +10,6 % par rapport au troisième trimestre 2017 et de +14,9 % par rapport au même trimestre de l'année 2016. Cette augmentation des prix s'inscrit dans un contexte où la Chine continue à réduire sa production de charbon, conformément à ses objectifs, et de la perspective d'une demande néanmoins soutenue en Chine, en Inde et dans certains pays européens.

La hausse des prix du CO₂ débutée au troisième trimestre 2017 se poursuit durant le dernier trimestre 2017. Le prix moyen trimestriel des quotas passe successivement de 4,8 €/tCO₂ au deuxième trimestre à 5,9 €/tCO₂ au trimestre dernier pour s'élever au quatrième trimestre à 7,5 €/tCO₂ soit +23 % et +28 %. Le prix dépasse fin décembre la barre des 8 €/tCO₂ pour la première fois depuis janvier 2016. Cette augmentation est à relier notamment à la révision de la phase 4 et à la diminution des surplus de quotas qui atteint son plus bas niveau depuis 2013. Les volumes échangés sur la bourse durant ce trimestre sont en hausse de 20 % s'établissant à 2099 Mt. De même, les volumes échangés d'EUA Futures sont en forte hausse (+25 % par rapport au trimestre dernier et +180 % par rapport à 2016) pour les produits à échéance jusqu'à 2020.

Evolution des prix des commodités



Source : EEX, ICIS Heren, Reuters, ICE

Un équilibre offre-demande d'électricité moins tendu que l'année précédente

La consommation française au cours du quatrième trimestre 2017 est restée stable et s'est établie à environ 132,3 TWh (Figure 14) contre 132,7 TWh au cours de la même période en 2016 (-0,3 %). En moyenne sur le trimestre, les températures sont restées proches des normales de saison, avec un écart moyen négatif de -0,3 °C contre -0,8 °C au cours du quatrième trimestre 2016. La disponibilité nucléaire est également restée stable (Figure 15), avec un taux de disponibilité moyen de 70,4 % (+0,3 point par rapport au quatrième trimestre 2016). Ainsi, la production nucléaire s'est établie à 95,7 TWh, soit une baisse de -1 % par rapport à la même période en 2016. Malgré une diminution des stocks hydrauliques de 0,8 % par rapport au à la même période en 2016, la production hydraulique française a progressé de 1,6 % pour s'établir à 11,9 TWh (Figure 18), principalement en raison d'une production fatale plus soutenue (fil de l'eau). Le trimestre a également été marqué par une augmen-

tation de +47 % de la production éolienne (7,7 TWh) et une diminution de -3,5 % de la production issue des moyens fossiles (3,5 TWh pour le charbon (Figure 16), et 14,1 TWh pour le gaz (Figure 17)).

Le solde exportateur de la France se porte à 2 TWh contre 0,8 TWh au cours du quatrième trimestre 2016 (Figure 20). Les exportations ont augmenté de +28,7 %, avec notamment une hausse de +44 % des exportations pendant les heures de pointes et +22,6 % sur des exportations en dehors de ces périodes. Les importations ont également progressé de +20,7 %, avec notamment une hausse de +25 % des importations pendant les heures de pointes et +18,2 % sur les importations en dehors de ces périodes.

Les prix spot de l'électricité se sont établis à 56,6 €/MWh au cours du quatrième trimestre 2017, soit une diminution de -5 % par rapport à la même période en 2016. Cette tendance baissière est encore plus marquée en Allemagne où les prix spot ont notamment été négatifs sur plus de 70 pas horaires atteignant jusqu'à -83€/MWh en octobre. Les prix spot allemands ont atteint en moyenne 33,4 €/MWh, soit une baisse de -11,2 % par rapport à l'année précédente (Figure 10).

Sur les marchés à terme, le prix du produit Calendaire France Base 2018 a augmenté de 9 % par rapport au trimestre précédent, et son équivalent Allemand a augmenté de 11,2 %. Les prix ont atteint respectivement 42,5 €/MWh et 36,7 €/MWh. Les prix des produits M+1 ont augmenté en moyenne de 67 % par rapport au troisième trimestre 2017, et se sont situés à 63,2 €/MWh, ce qui correspond à une baisse d'environ -18 % par rapport au quatrième trimestre 2016 (Tableau 2).

S'agissant du négoce sur le marché à terme, les volumes échangés de produit trimestriel (Q+1) sont en diminution de -24 % par rapport au quatrième trimestre 2016 et en augmentation de 39 % par rapport au troisième trimestre 2017. Sur les produits mensuels (M+1), les volumes échangés sont en baisse de -27 % par rapport au quatrième 2016 et stables par rapport au troisième trimestre 2017. Enfin, pour le produit annuel (Y+1), les volumes échangés affichent une baisse de -9 % par rapport à la même période en 2016 et une hausse de 48 % par rapport au trimestre précédent (Tableau 3).

Marché du gaz : des prix du gaz haussiers sur l'ensemble des marchés, un spread TRS/PEG Nord élevé à compter de novembre 2018 ainsi que des épisodes de congestions sud-est

La consommation de gaz en France au cours du quatrième trimestre 2017 s'établit à 163 TWh, soit une baisse de 3% par rapport à la même période en 2016. Cela s'explique en partie par une baisse de la consommation des centrales électriques au gaz par rapport au quatrième trimestre 2016, pour atteindre près de 19 TWh (contre 21 TWh au quatrième trimestre 2016). La faible souscription de capacités de stockage de la part des acteurs pour l'hiver 2017-2018 a engendré une baisse de 17 % des soutirages des stockages par rapport au quatrième trimestre 2016, ces derniers atteignant 36 TWh.

Au PEG Nord, les prix *day ahead* du gaz se sont établis en moyenne à 19,6 €/MWh. Cette forte hausse des prix *day ahead* par rapport au quatrième trimestre 2016 (+11 %) se retrouve sur l'ensemble des marchés européens. Cette tendance s'explique notamment par la demande hivernale en Europe marquée par des épisodes de froid ponctuels, ainsi que par la forte demande de GNL en Asie. Par ailleurs, un pic de prix sur les marchés européen du gaz a eu lieu le 12 décembre 2017 en raison d'une explosion au terminal gazier de Baumgarten en Autriche, ce qui a particulièrement affecté les imports de gaz Russe vers l'Italie. Les exports vers l'Italie via Oltingue (interconnexion France-Suisse) ainsi que les prix *intraday* au PEG Nord ont été particulièrement affectés (+5€/MWh par rapport aux prix *day-ahead*).

En zone TRS les prix *day ahead* se sont établis en moyenne à 22,2 €/MWh, soit une hausse de 14 % par rapport à la même période en 2016. Le *spread* TRS/PEG Nord s'est ainsi établi en moyenne à 2,6 €/MWh, soit une hausse de 37% par rapport au quatrième trimestre 2016. Bien que la liaison Nord / Sud ait été disponible et utilisée de manière importante (à plus de 90%), la zone TRS a fait face à des tensions d'approvisionnement ponctuels à compter du mois de novembre avec des apports GNL à Fos et des soutirages des stockages limités. Afin de faire face aux situations de congestions de la zone sud-est, GRTgaz a ainsi eu recours au produit *spread* localisé (lancé en novembre 2017) à plusieurs reprises au cours du trimestre.

Les prix calendaires ont augmenté tout au long du trimestre pour s'établir en moyenne à 18,2 €/MWh soit une hausse d'environ 7% par rapport au dernier trimestre 2016. Cette hausse s'inscrit dans un contexte de hausse générale des matières premières.

LES INDICATEURS **DE MARCHÉ**

PARTIE 1 : **LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ**

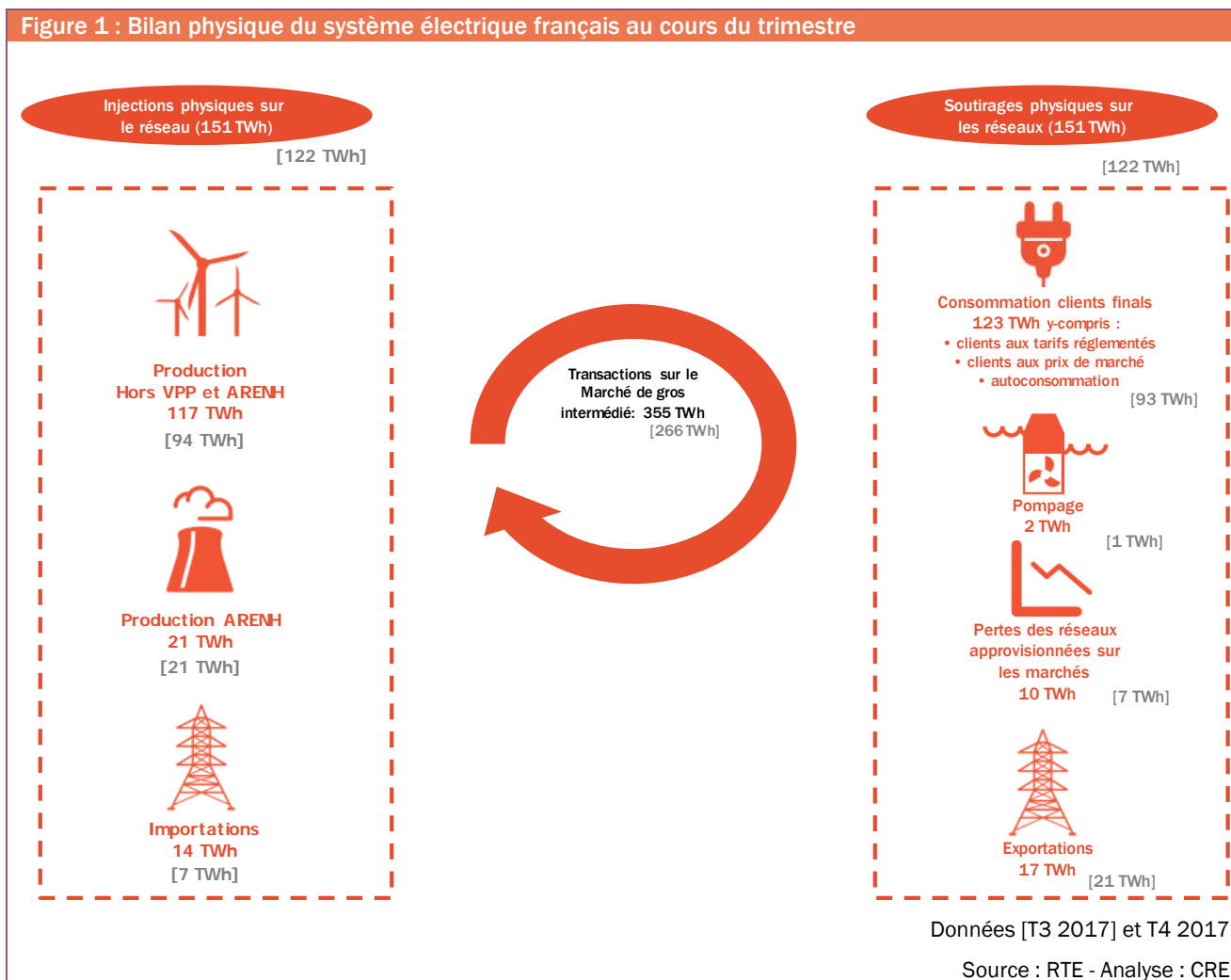
1. DATES-CLÉS

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 futurs 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 EEX (www.eex-transparency.com)
Décembre 2014	Nouvelle plateforme RTE en conformité avec le règlement transparence CE 543/2013

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

Février 2015	Extension du couplage des marchés journaliers à la frontière France-Italie
Avril 2015	Intégration d'APX présent sur les marchés spot anglais, belge et néerlandais dans EPEX
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-journaliers aux interconnexions France-Suisse et France-Allemagne
Mars 2016	Passage à des allocations explicites continues de la capacité France-Belgique en infra-journalier
Octobre 2016	Couplage en infra-journalier des zones Belgique et Pays-Bas. La capacité d'interconnexion France-Belgique n'est plus disponible que de manière implicite.
Décembre 2016	Lancement de la première enchère de garantie de capacité en France
Mars 2017	Lancement de produits 30 minutes en infra-journalier en France, Allemagne et Suisse

2. BILAN PHYSIQUE



3. CHIFFRES-CLÉS

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

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle		
	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T4 2017 / T3 2017	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Injections, en TWh										
Production Hors ARENH, en TWh	137	135	101	94	117	25%	23,09	-14%	-19,42	
ARENH, en TWh	0	20	20	21	21	0%	0,00	-	20,68	
Imports, en TWh	12	10	7	6	15	156%	8,88	20%	2,47	
Soutirages, en TWh										
Consommation clients finals, en TWh	124	133	98	93	123	33%	30,27	-1%	-0,69	
Pompage, en TWh	2	2	2	1	2	33%	0,48	15%	0,25	
Exports, en TWh	14	19	22	19	17	-10%	-1,94	29%	3,86	
Pertes, en TWh	10	11	7	7	10	46%	3,16	3%	0,32	

Source : RTE – Analyse : CRE

OBSERVATOIRE DES MARCHÉS DE GROS DU 4^{ÈME} TRIMESTRE 2017

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

Tableau 2 : Prix de marché observés au cours du trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T4 2017 / T3 2017		Variation annuelle T4 2017 / T4 2016	
	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Prix de marché Spot									
Prix Intraday France, en €/MWh	59,1	54,0	33,9	34,6	57,7	67%	23,07	-2%	-1,37
Prix Day-Ahead France en Base, en €/MWh	59,7	55,0	33,9	34,5	56,6	64%	22,05	-5%	-3,11
Prix Day-Ahead France en Pointe, en €/MWh	76,7	65,6	38,7	40,3	70,0	74%	29,66	-9%	-6,70
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	22,1	13,7	4,1	1,8	23,1	1190%	21,35	5%	1,07
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	29,3	12,5	5,1	2,6	23,5	796%	20,91	-20%	-5,76
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne	8%	25%	46%	62%	7%	-89%	-0,55	-13%	-0,01
Prix de marché à terme									
Prix M+1 France, en €/MWh	77,6	46,0	33,8	37,8	63,2	67%	25,42	-18%	-14,34
Spread M+1 France-Allemagne, en €/MWh	37,9	9,9	2,0	3,3	22,5	573%	19,12	-41%	-15,47
Prix Q+1 France, en €/MWh	69,0	33,0	34,2	47,5	55,4	17%	7,92	-20%	-13,62
Spread Q+1 France-Allemagne, en €/MWh	31,7	1,9	1,9	10,5	13,9	33%	3,45	-56%	-17,83
Prix Y+1 France, en €/MWh	42,7	35,6	35,9	39,1	42,5	9%	3,42	0%	-0,17
Spread Y+1 France-Allemagne, en €/MWh	11,0	5,8	5,8	6,1	5,9	-3%	-0,19	-46%	-5,08
Ratios Y+1 Pointe/Base									
France	142%	134%	130%	129%	129%	0%	0,00	-9%	-0,12
Allemagne	126%	127%	126%	124%	124%	0%	0,00	-2%	-0,02

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

Tableau 3 : Volumes négociés au cours du trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T4 2017 / T3 2017		Variation annuelle T4 2017 / T4 2016	
	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017*	T4 2017	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
NEB									
Volumes NEB, en TWh	133,23	106,57	94,95	98,94	113,99	15%	15,06	-14%	-19,24
Ratio NEB/Consommation française	108%	80%	97%	107%	93%	-	-0,14	-	-0,15
Marché Spot, en TWh									
Volumes sur le marché Intraday EPEX SPOT, en TWh	1,6	1,5	1,5	1,6	1,8	9%	0,13	9%	0,15
Part des Volumes Intraday cross-border Fr-All	63%	66%	75%	80%	57%	-31%	-0,23	-11%	-0,07
Volumes sur le marché Day-Ahead EPEX SPOT, en TWh	26,3	25,2	27,9	28,0	24,7	-12%	-3,29	-6%	-1,64
Volumes sur le marché Day-Ahead Brokers, en TWh	5,9	6,3	5,9	5,0	6,4	28%	1,40	8%	0,46
Marché à terme									
Volumes, en TWh									
Part de marché Brokers	85,9%	84,3%	87,7%	86,5%	86,1%	-	-0,4%	-	0,3%
Part de marché EEX	14,1%	15,7%	12,3%	13,5%	13,9%	-	0,4%	-	-0,3%
Nombre de Transactions									
Part de marché Brokers	34 492	17 650	17 317	20 351	28 061	38%	7 710	-19%	- 6 431
Part de marché EEX	83,8%	80,2%	86,1%	85,3%	79,7%	-	-5,7%	-	-4,1%
Part de marché EEX	16,2%	19,8%	13,9%	14,7%	20,3%	-	5,7%	-	4,1%
Produit Y+1									
Volumes, en TWh	163,0	33,0	55,2	101,2	149,2	47%	47,94	-8%	-13,85
Nombre de Transactions	3713	996	1483	2584	3465	34%	881	-7%	-248
Produit Q+1									
Volumes, en TWh	49,7	24,1	33,1	26,6	38,0	43%	11,39	-24%	-11,69
Nombre de Transactions	4191	1933	2461	2276	3485	53%	1209	-17%	-706
Produit M+1									
Volumes, en TWh	39,5	26,0	29,0	24,9	29,0	17%	4,11	-27%	-10,47
Nombre de Transactions	7510	4863	5140	4300	6873	60%	2573	-8%	-637

*Les données publiées dans l'observatoire du troisième trimestre 2017 concernant les parts de marché EEX étaient erronées. Les données rectifiées figurent dans le tableau 3 ci-dessus.

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 4 : Disponibilité et taux de production

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T4 2017 / T3 2017		Variation Annuelle T4 2017 / T4 2016	
	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017	En points		En points	
Parc nucléaire									
Taux de production moyen du parc nucléaire (%)	65,3	80,2	65,9	60,3	65,7	5,4		0,4	
Taux de disponibilité du parc nucléaire (%)	70,1	82,1	69,2	65,1	70,4	5,3		0,3	
Production hydraulique									
Taux de production moyen du parc hydraulique (%)	21,3	28,9	29,6	23,0	20,5	-2,5		-0,8	

Source : RTE- Analyse : CRE

Tableau 5 : Flux aux frontières

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T4 2017 / T3 2017		Variation Annuelle T4 2017 / T4 2016	
	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Importations (TWh)	12,1	9,6	6,9	7,5	14,6	94,7%	7,1	20,7%	2,5
Importations pointe (TWh)	4,4	3,6	2,7	2,9	5,5	89,7%	2,6	25,0%	1,1
Importations hors-pointe (TWh)	7,7	6,0	4,2	4,6	9,1	97,8%	4,5	18,2%	1,4
Exportations (TWh)	12,9	18,3	21,0	20,5	16,6	-19,0%	-3,9	28,7%	3,7
Exportations pointe (TWh)	3,6	6,7	7,5	6,9	5,2	-24,6%	-1,7	44,4%	1,6
Exportations hors-pointe (TWh)	9,3	11,6	13,5	13,6	11,4	-16,2%	-2,2	22,6%	2,1
Solde exportateur (TWh)	0,8	8,7	14,1	13,0	2,0	-84,6%	-11,0	150,0%	1,2

Source : RTE- Analyse : CRE

Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T4 2017 / T3 2017		Variation Annuelle T4 2017 / T4 2016	
	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Responsables d'équilibre									
Producteurs d'électricité actifs	18	19	20	18	19	5,6%	1	5,6%	1
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	0	18	18	16	16	0,0%	0	0,0%	16
Fournisseurs de clients finals	30	31	30	28	27	-3,6%	-1	-10,0%	-3
Actifs à l'import/export	61	50	48	47	47	0,0%	0	-23,0%	-14
Actifs à l'échange de blocs	95	94	86	85	87	2,4%	2	-8,4%	-8

Source : RTE- Analyse : CRE

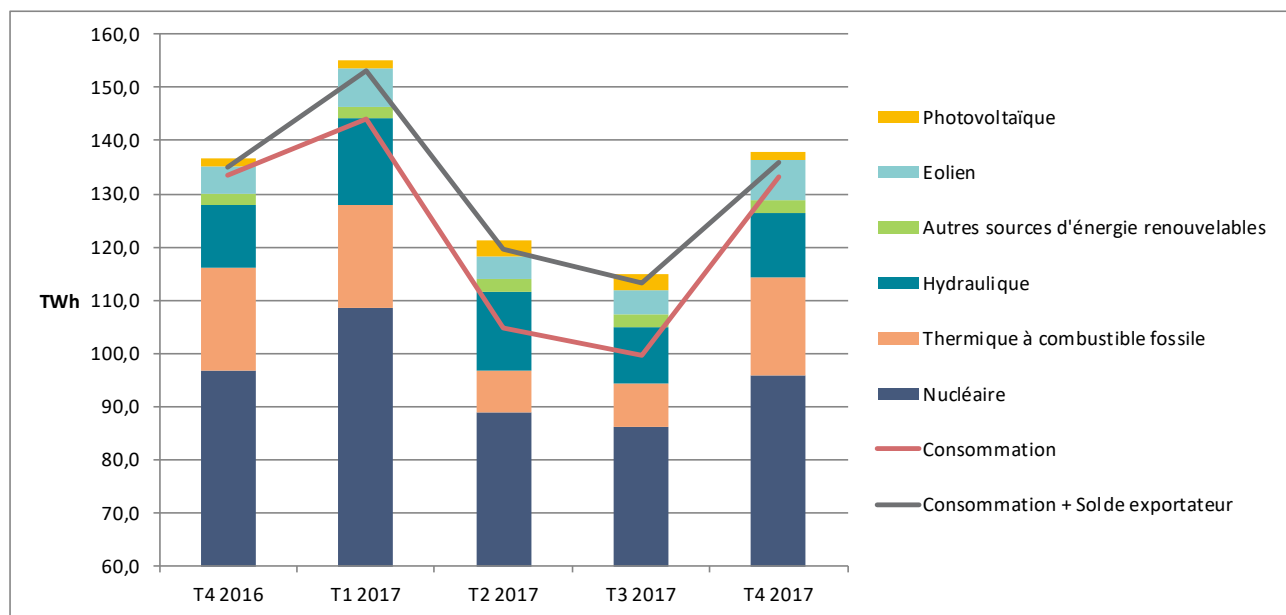
Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité

	HHI - Concentration du marché					
	T4 2016		T3 2017		T4 2017	
	EDF inclus		EDF inclus		EDF inclus	
Livraisons						
OTC - achats de blocs	528	904	330	809	496	700
OTC - ventes de blocs	636	733	537	756	596	614
EPEX - achats	739	713	712	1297	559	1058
EPEX - ventes	420	3612	428	1668	508	2444
Injections						
Production	2901	6812	3990	7449	3334	6583
Importations	1506	1189	2200	1635	2155	1619
Soutirages						
Consommation clients finals	1852	5370	1738	4639	1898	5078
Pertes	1646	1529	1562	1671	1602	1495
Exportations	945	1991	1756	1444	959	3449

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

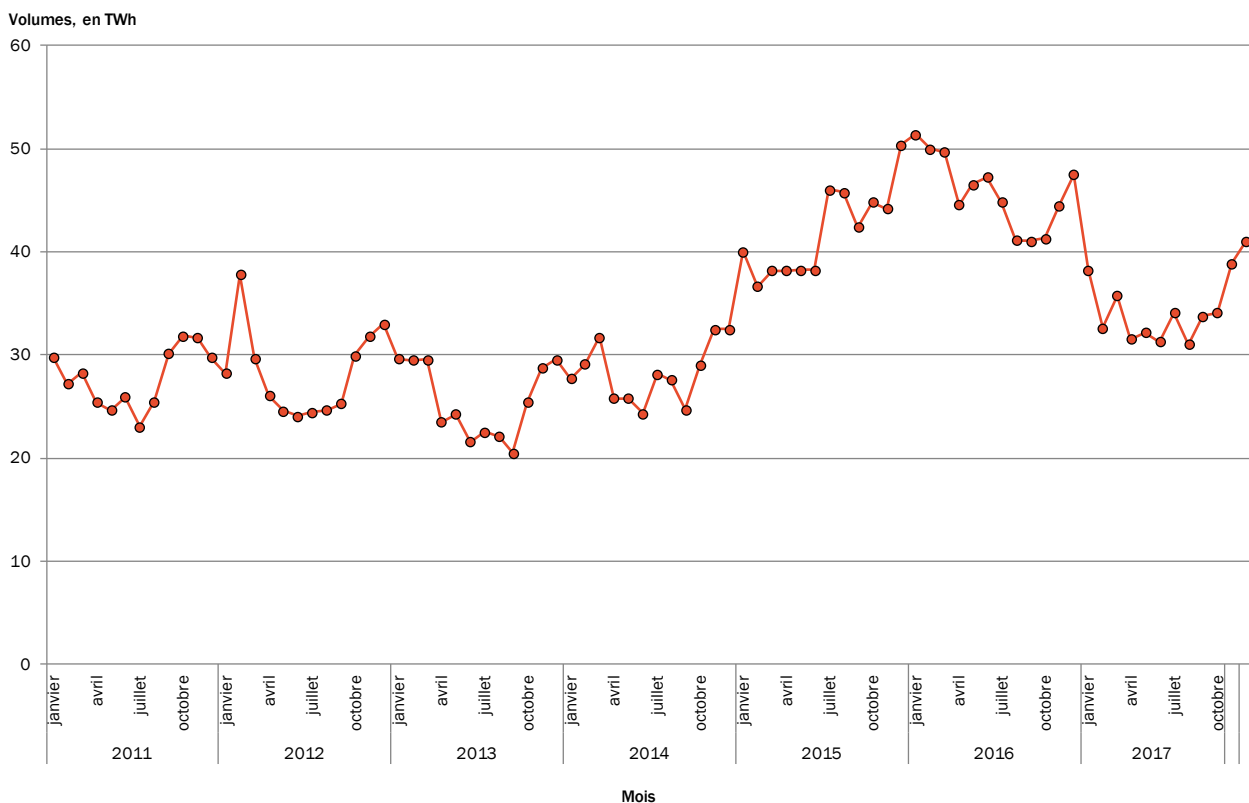
4. GRAPHIQUES

Figure 2 : Productions par filière et consommations trimestrielles



Source : RTE – Analyse : CRE

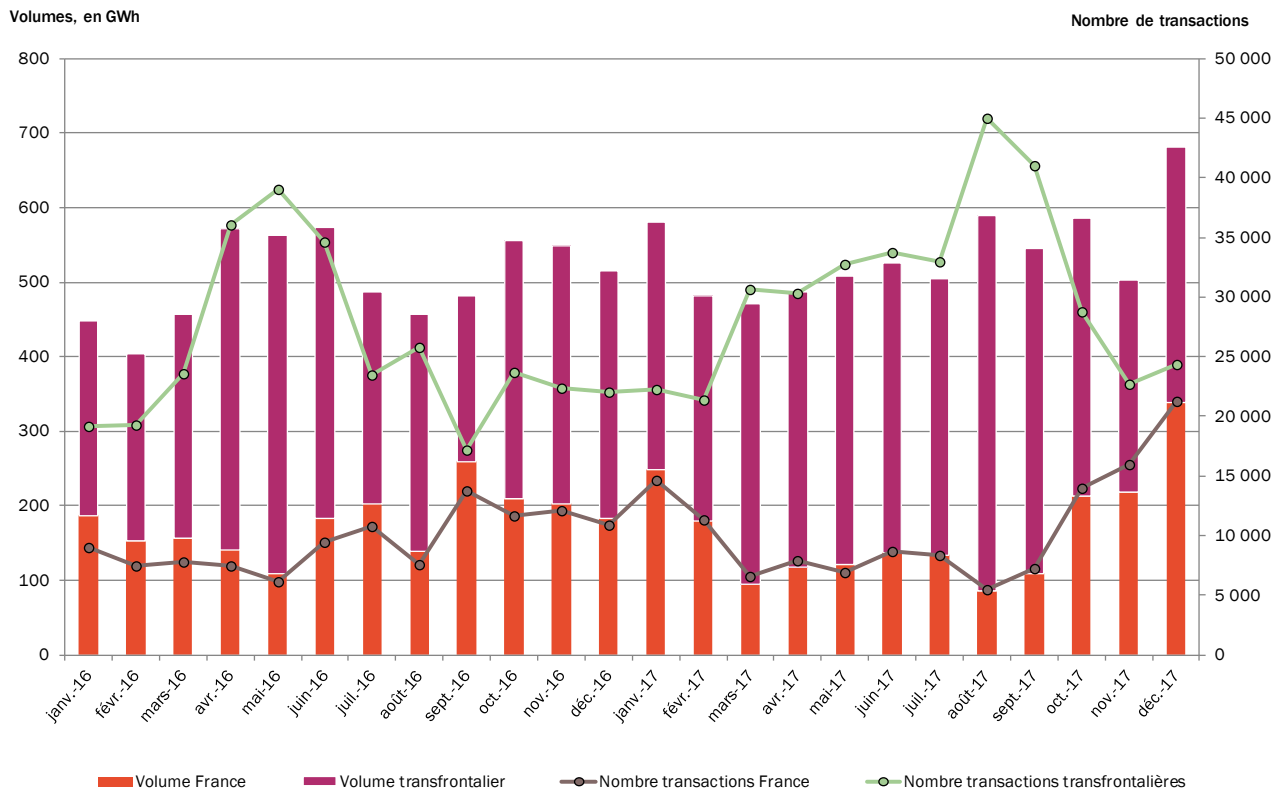
Figure 3 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)



Source : RTE – Analyse : CRE

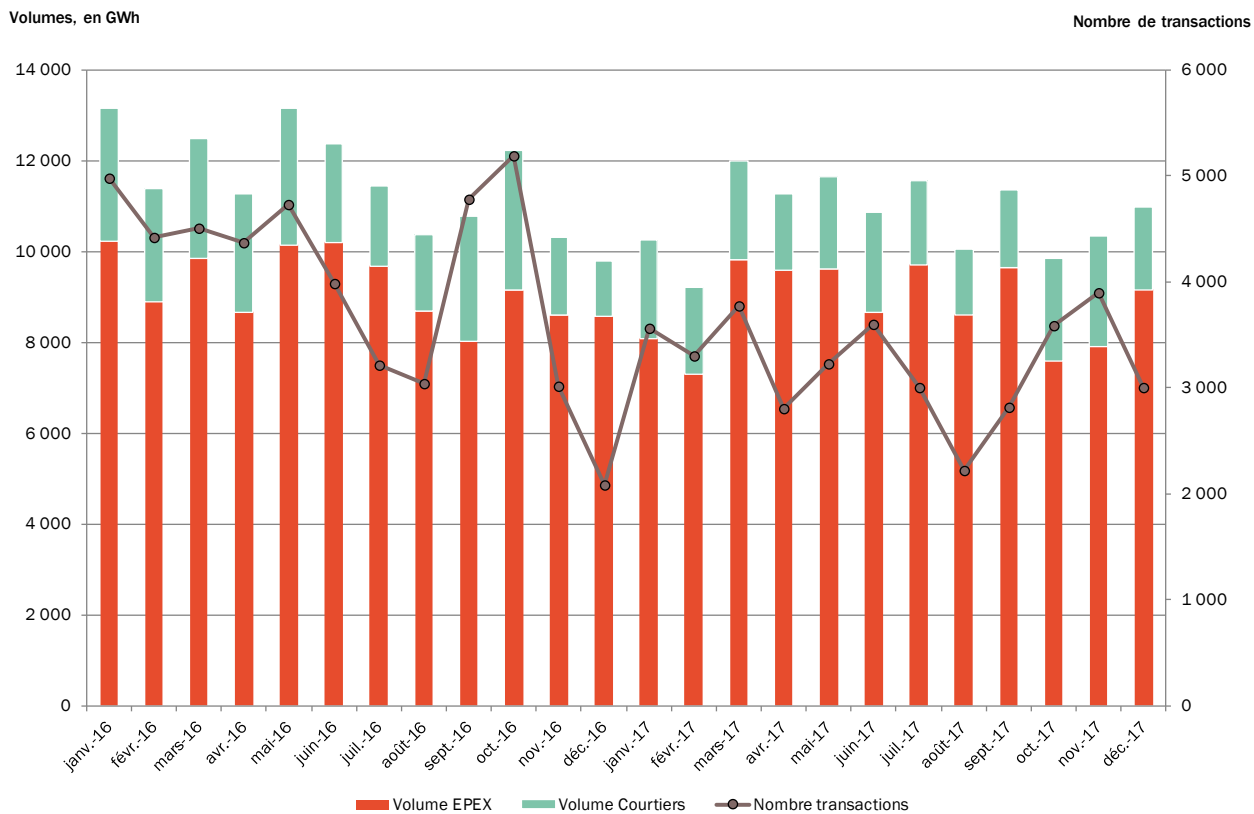
Figure 4 : Volumes et nombre de transactions en infrajournalier sur le marché EPEX SPOT

// SOMMES MENSUELLES //



Source : EPEX SPOT, Courtiers – Analyse : CRE

Figure 5 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT



Source : EPEX SPOT, Courriers – Analyse : CRE

Figure 6 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire

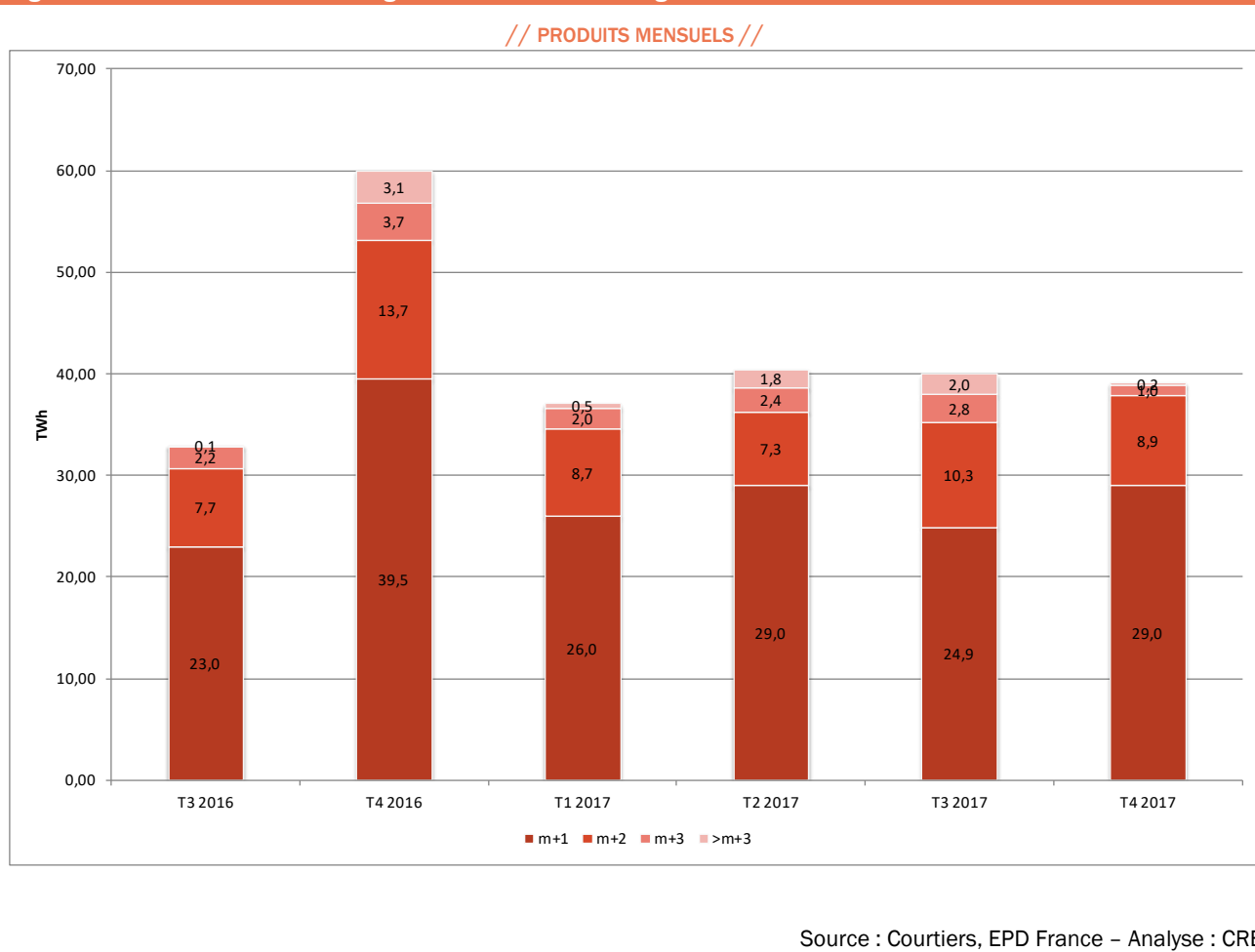
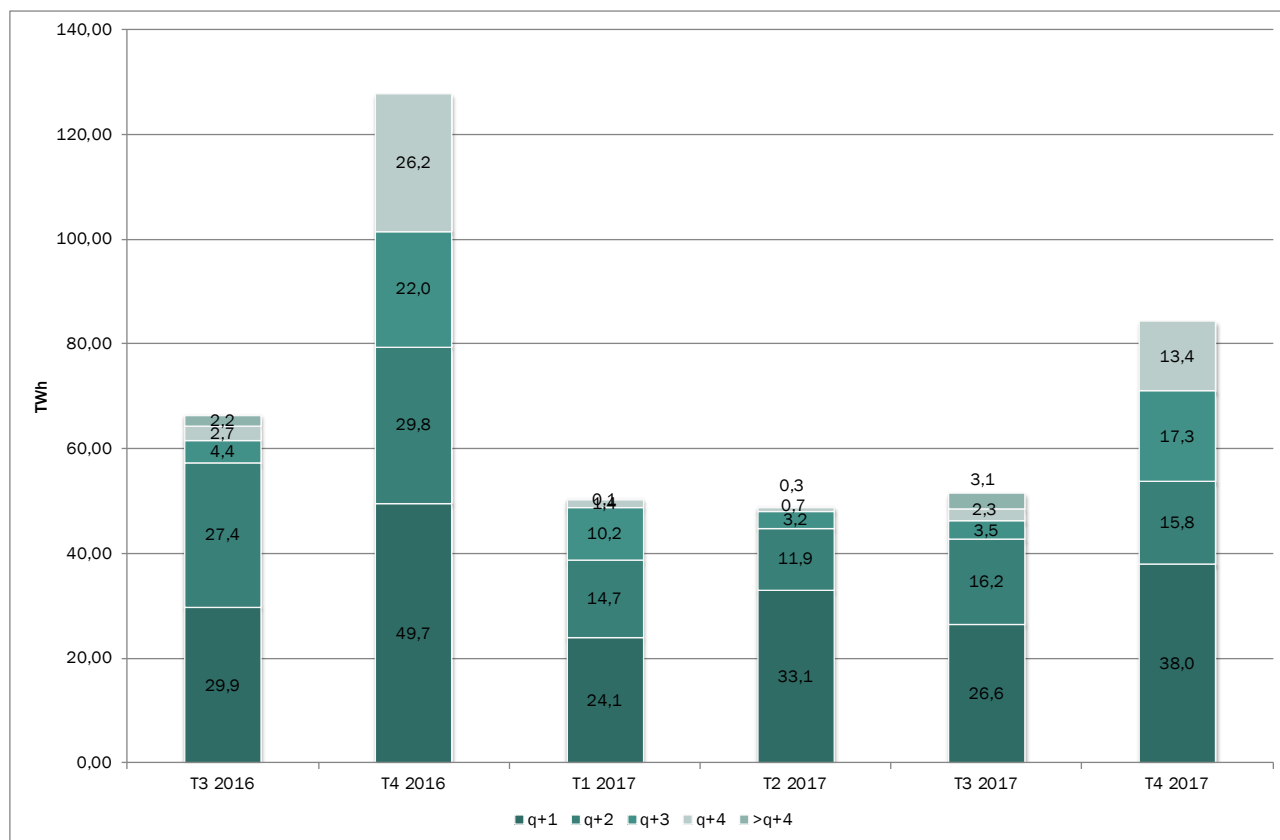


Figure 7 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire

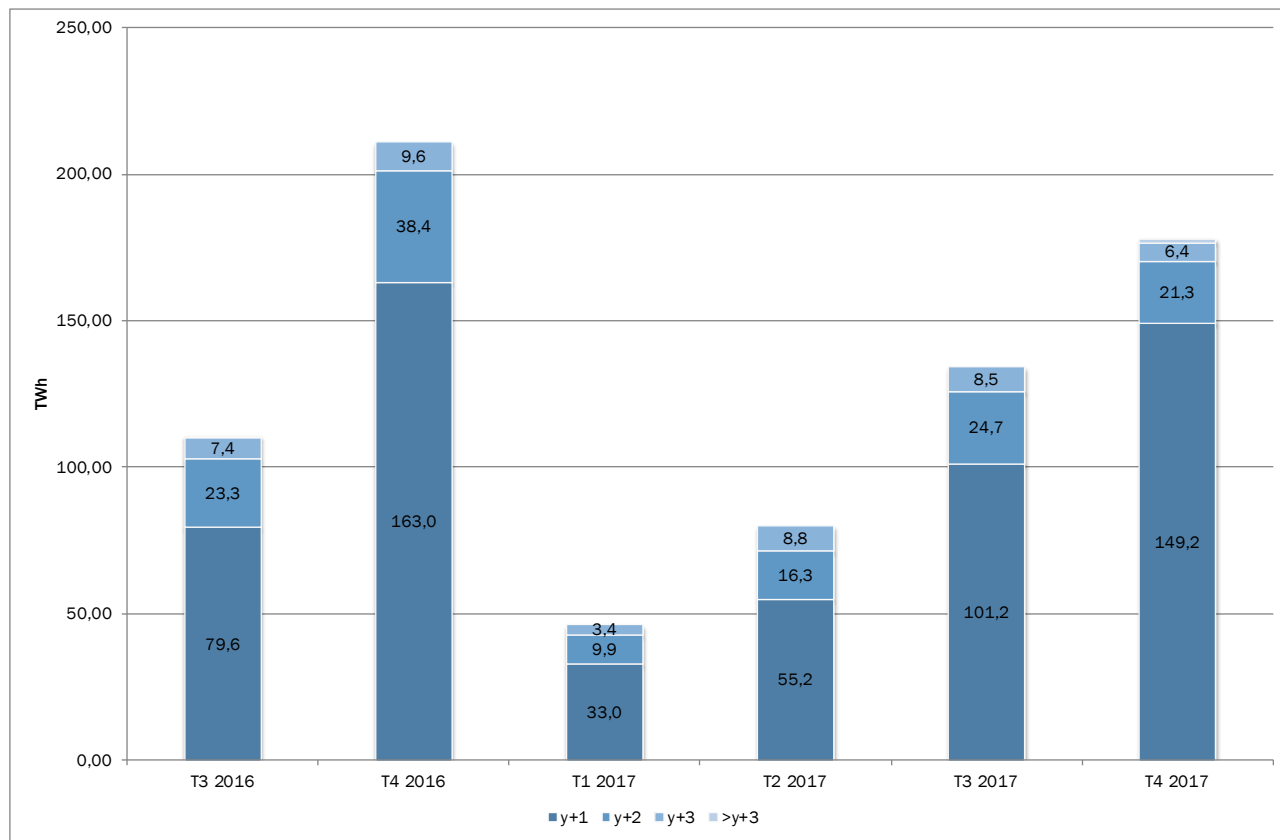
// PRODUITS TRIMESTRIELS //



Source : Courtiers, EPD France – Analyse : CRE

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

// PRODUITS CALENDAIRES //



Source : Courtiers, EPD France – Analyse : CRE

Figure 9 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT

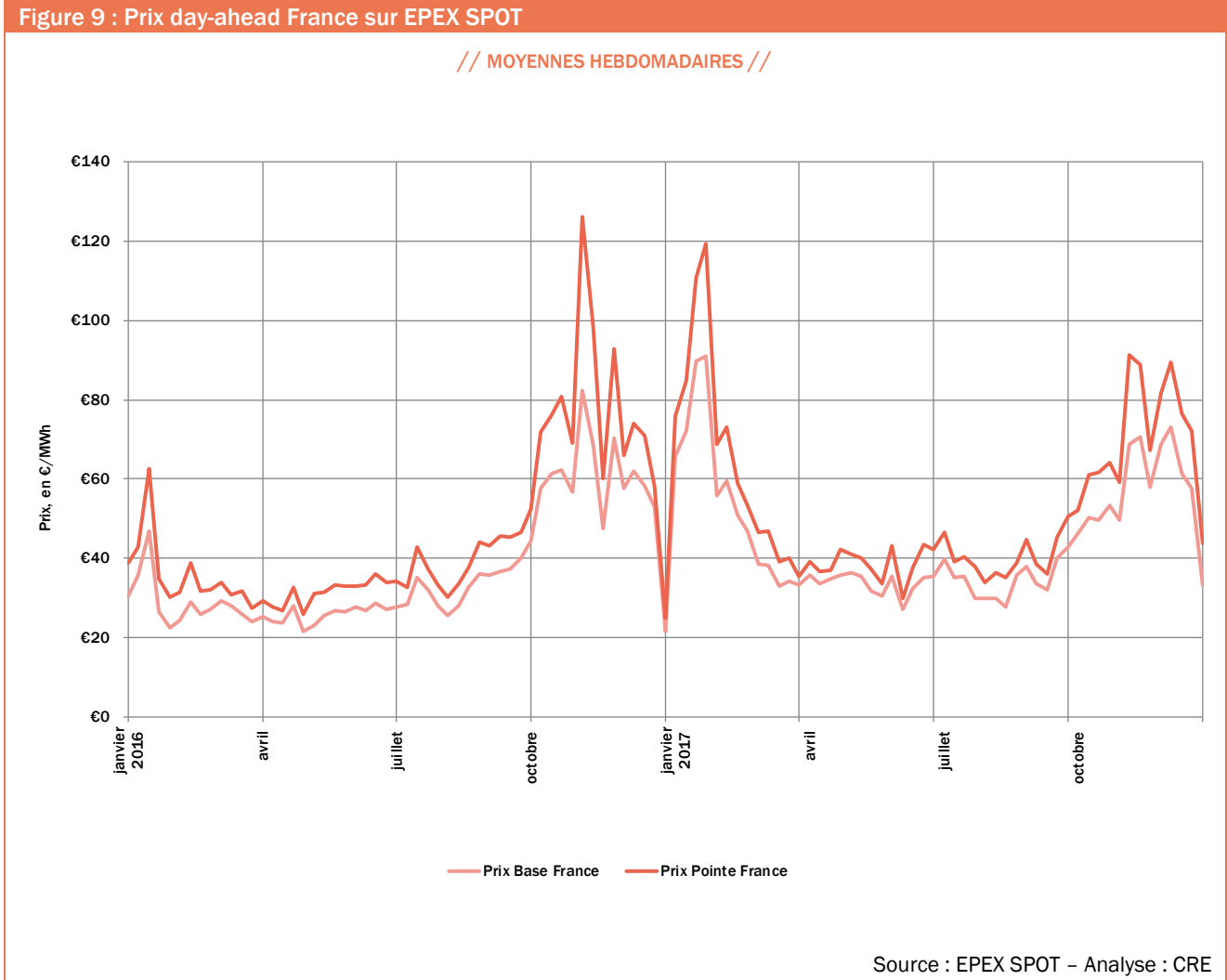
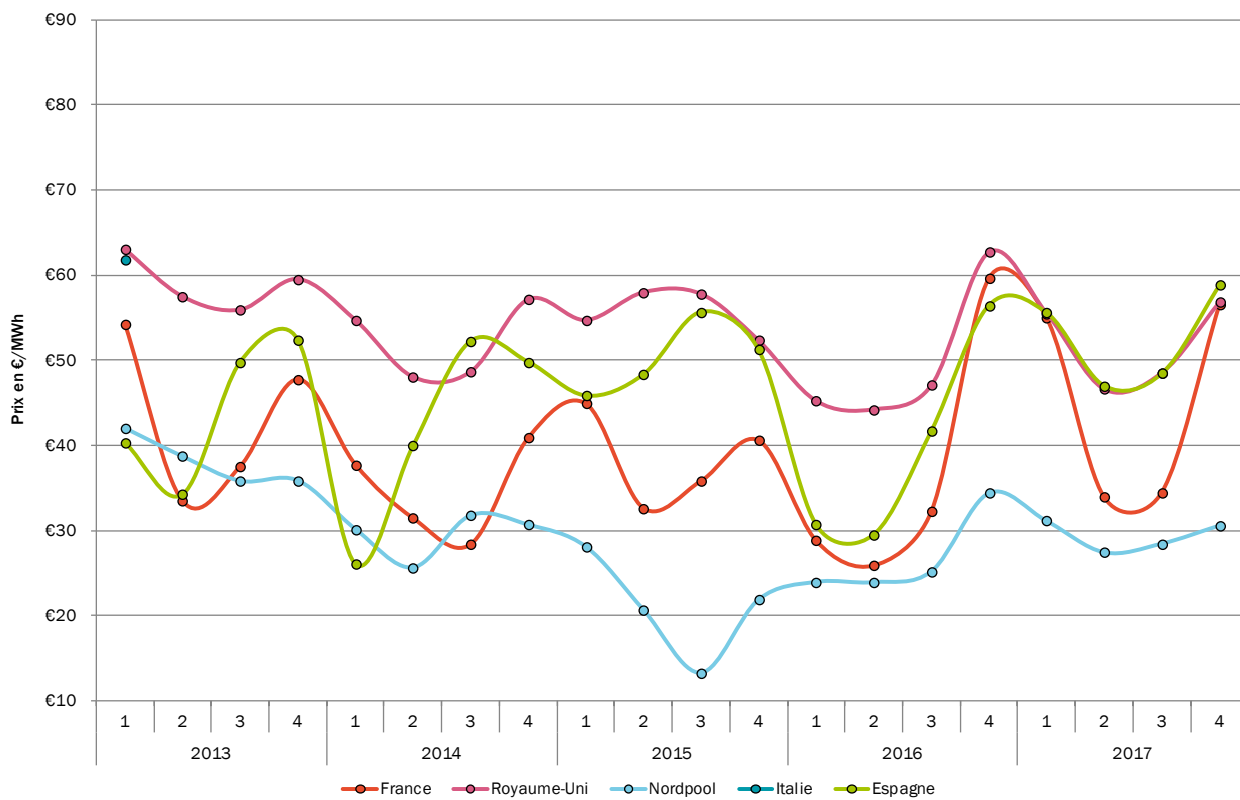
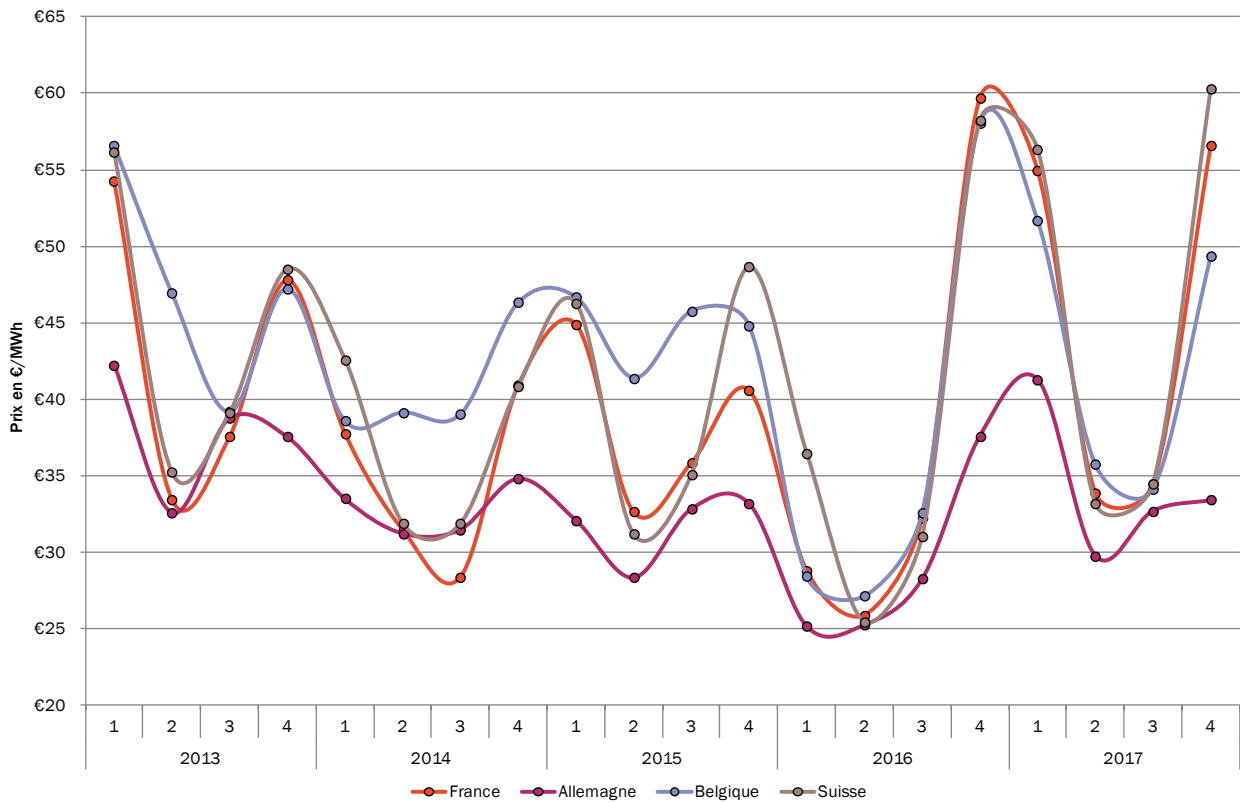


Figure 10 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens

// MOYENNES TRIMESTRIELLES //

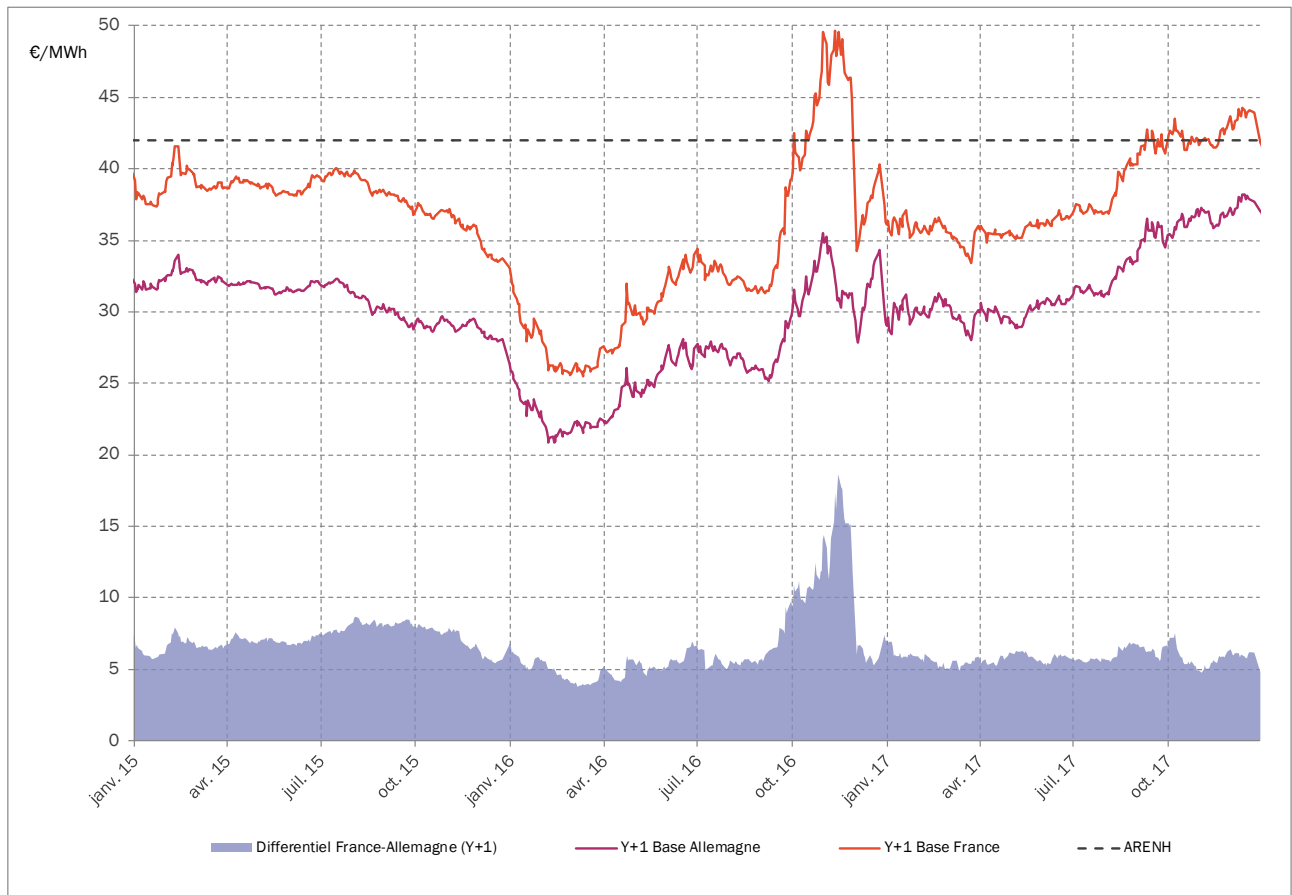


Source : EPEX SPOT, Nordpool, N2EX, GME, OMEL, BELPEX – Analyse : CRE



Figure 11 : Prix à terme Y+1 en Base en France et en Allemagne

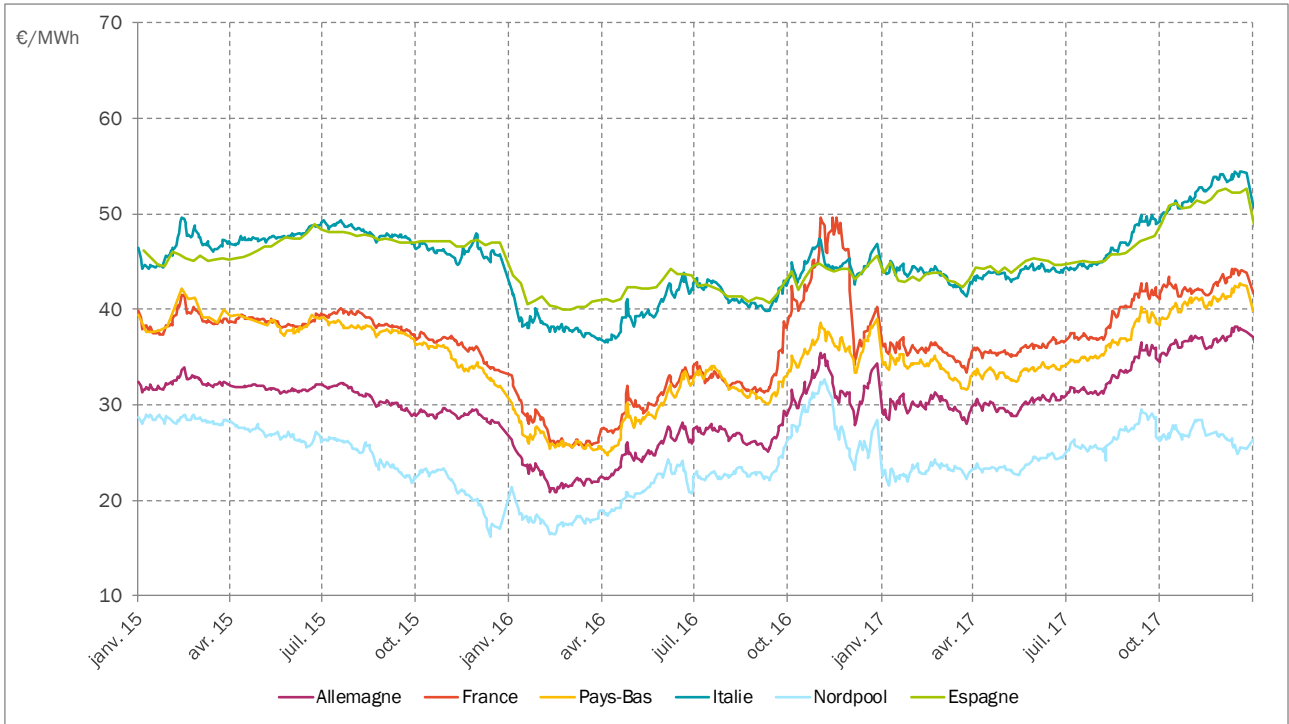
// VALEURS JOURNALIÈRES //



Source : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

Figure 12 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe

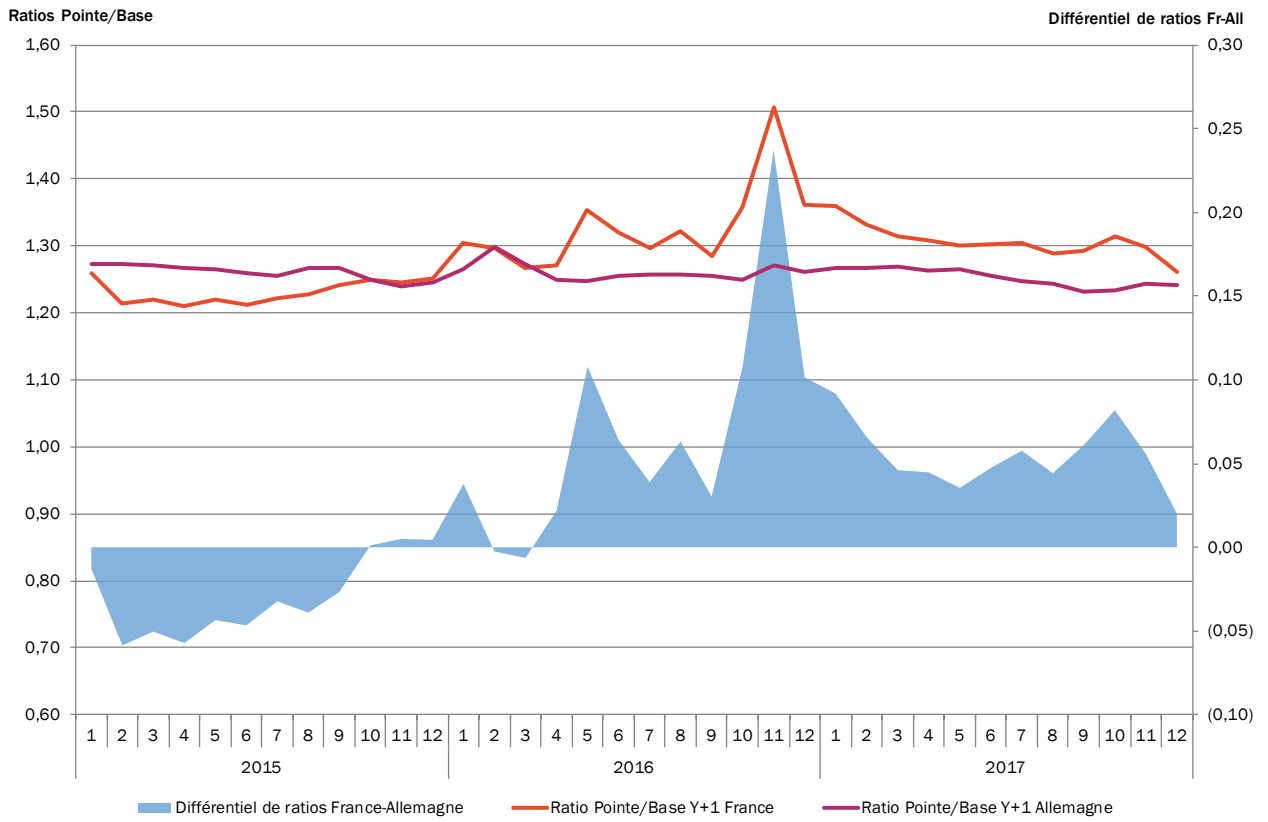
// VALEURS JOURNALIÈRES //



Source : EEX Power Derivatives, Courtiers – Analyse : CRE

Figure 13 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne

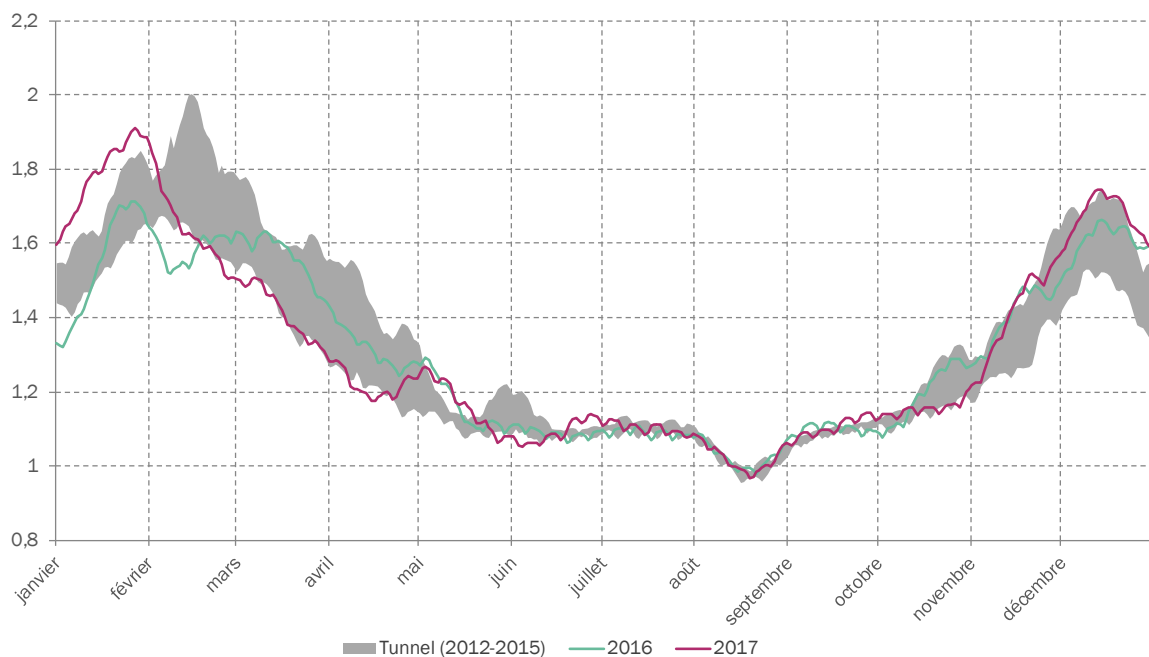
// MOYENNES MENSUELLES //



Source : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

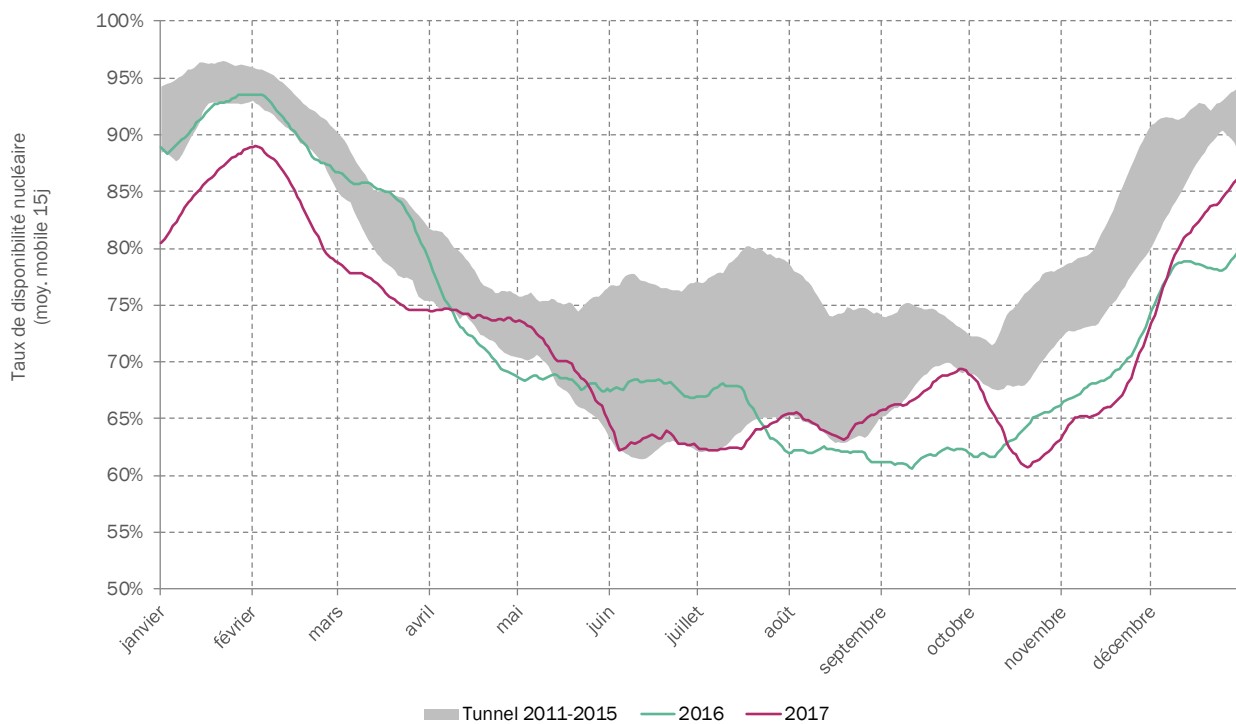
Figure 14 : Consommation

Consommation journalière (TWh) -
(moyenne mobile 15j)



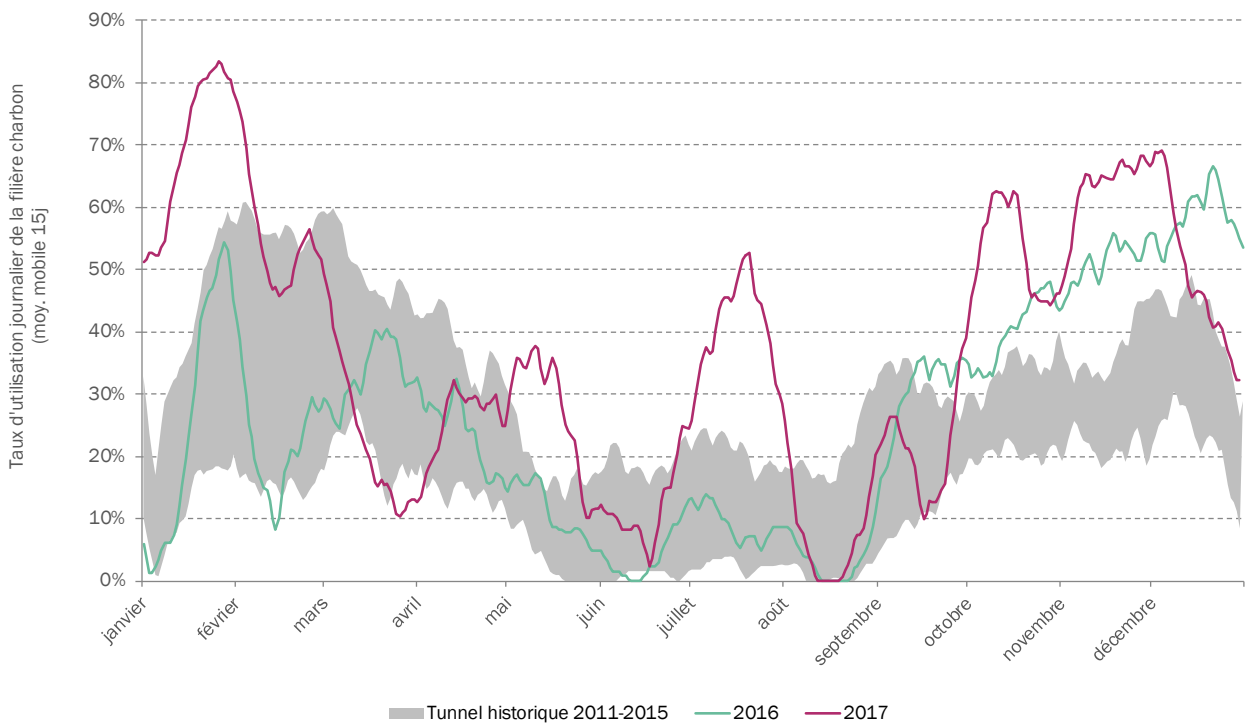
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 15 : Taux de disponibilité nucléaire



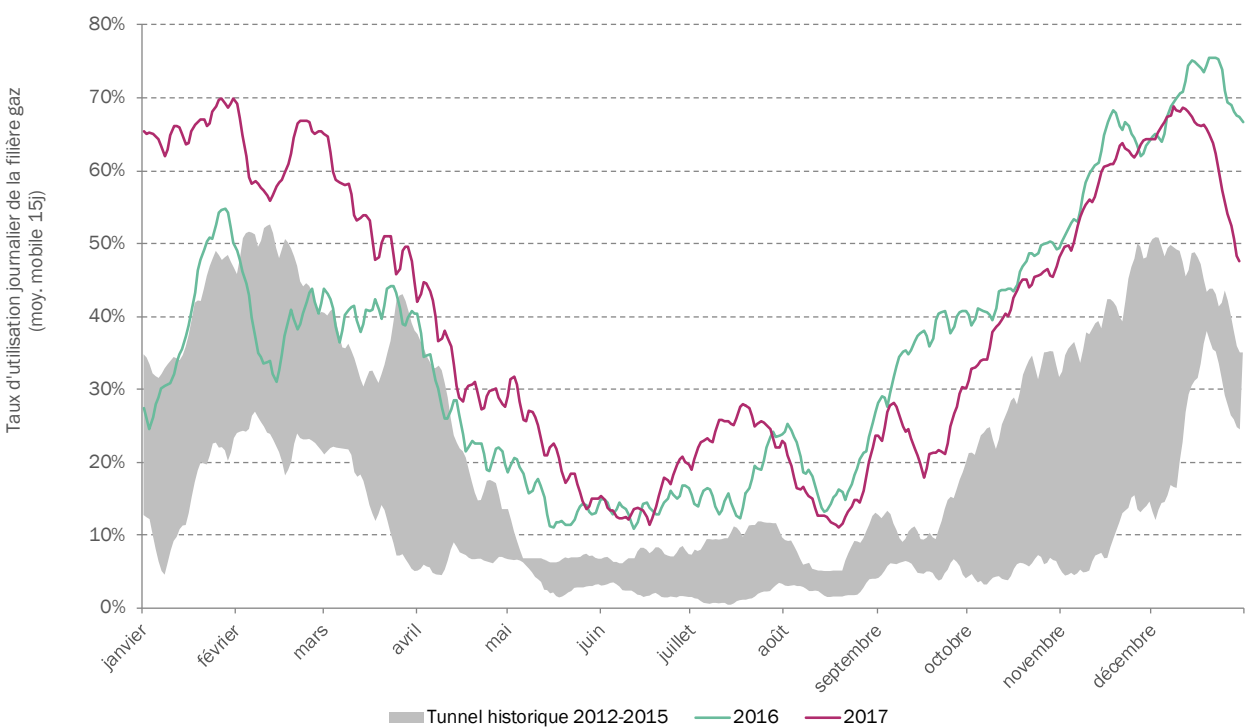
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 16 : Taux de production de la filière charbon



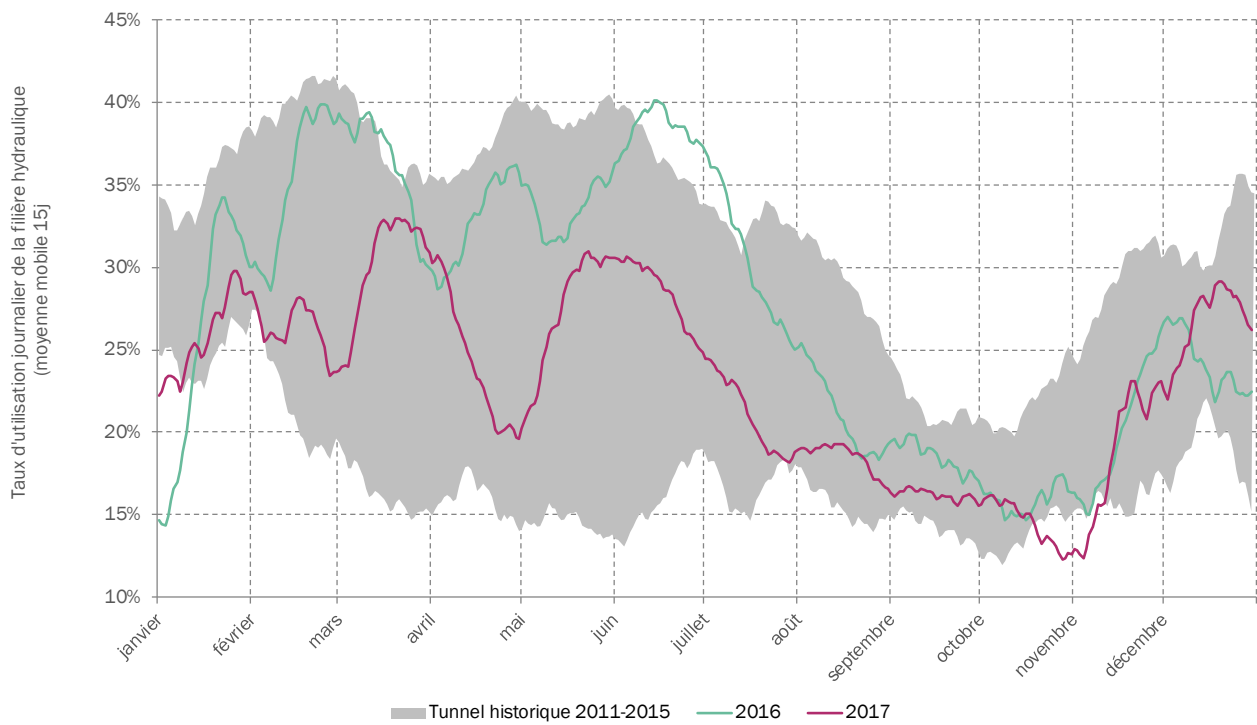
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 17 : Taux de production de la filière gaz



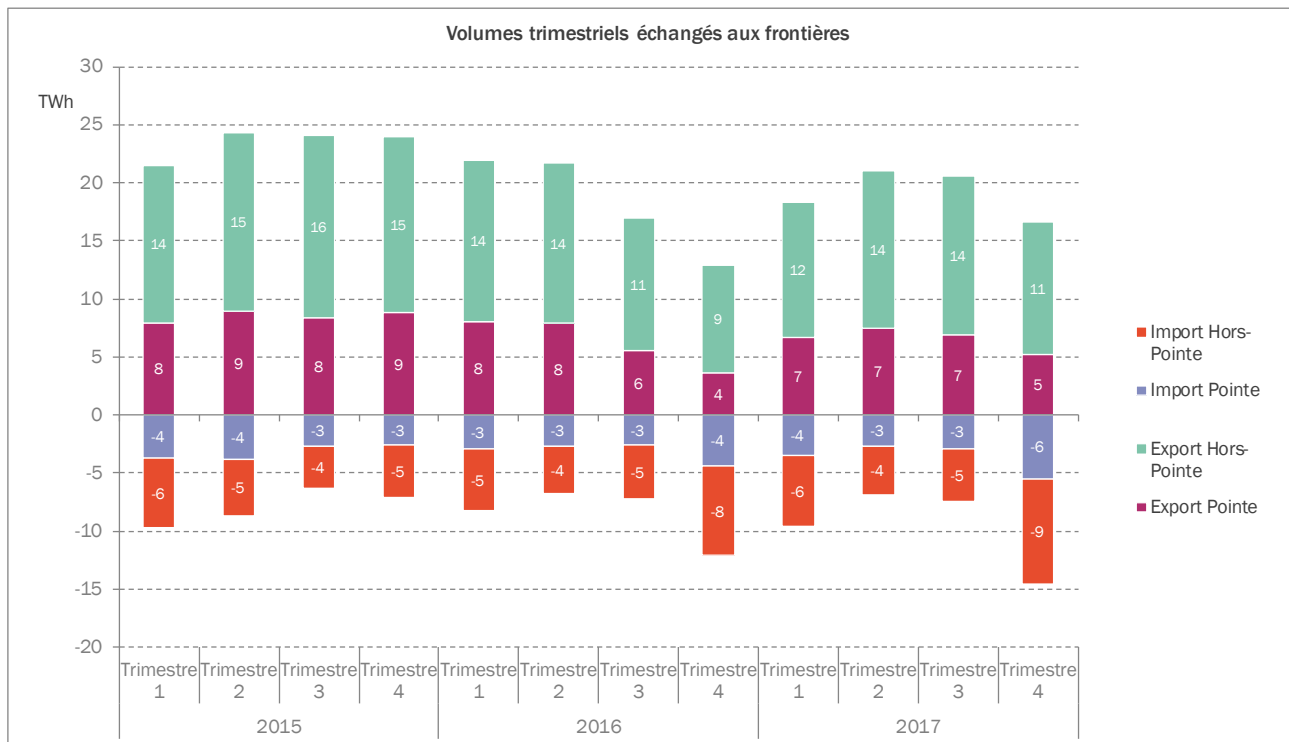
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 18 : Taux de production de la filière hydraulique



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 19 : Importations et exportations (pointe / hors pointe)

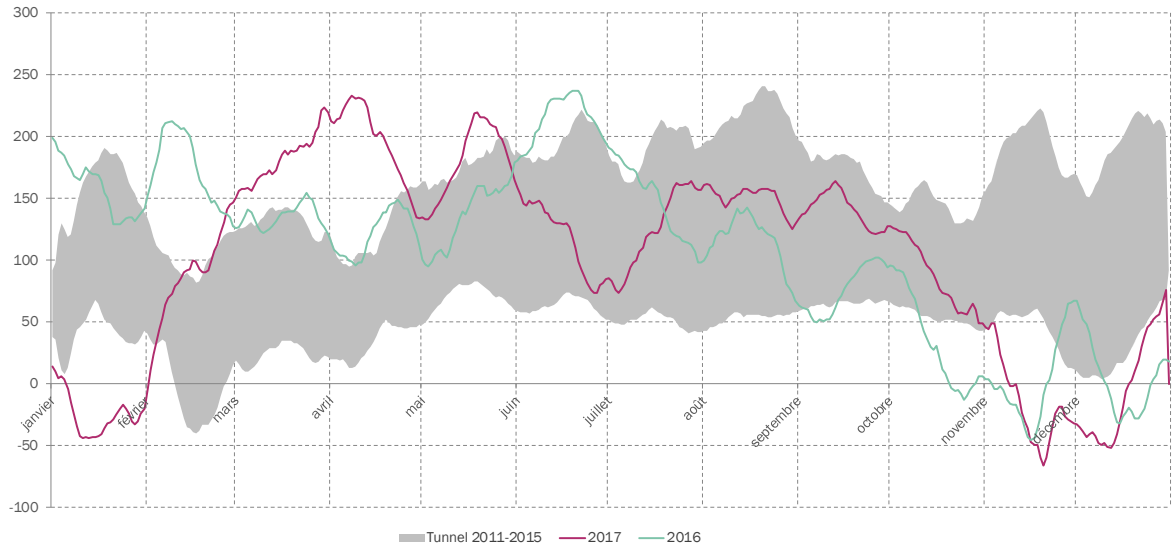


Source : RTE – Analyse : CRE



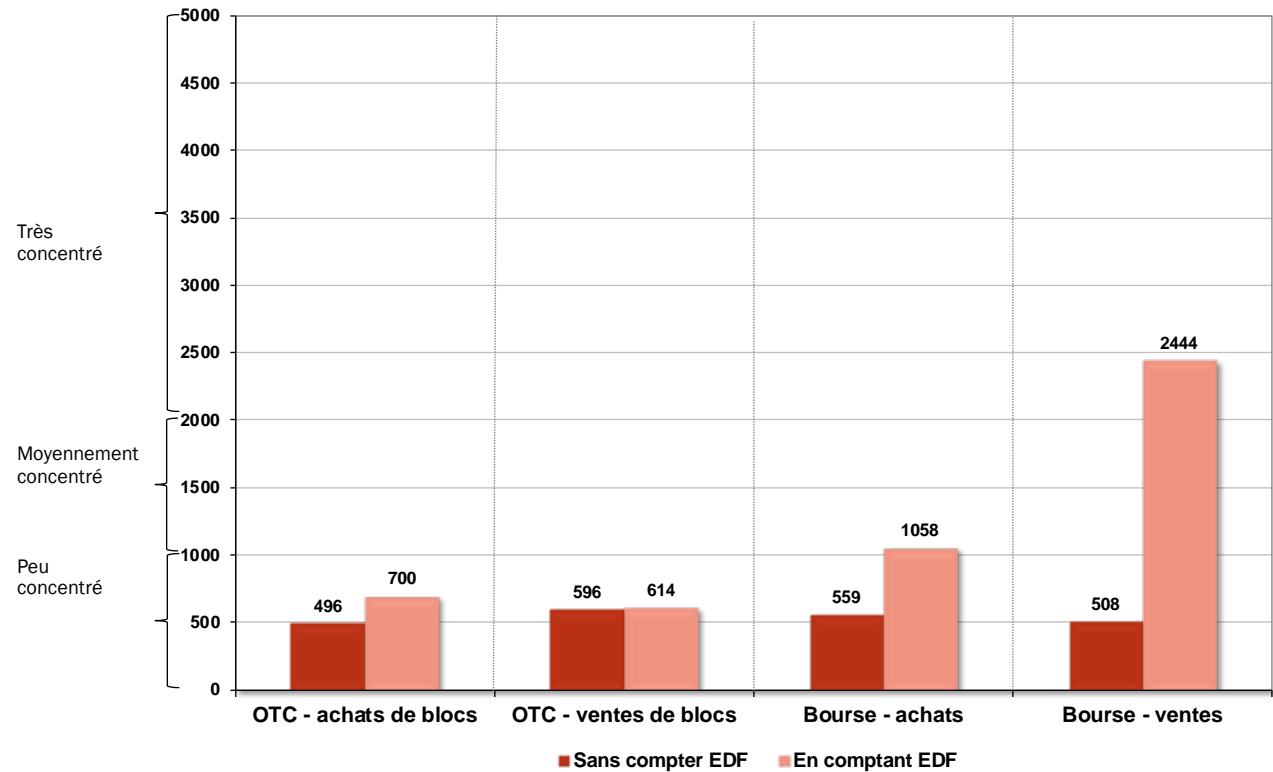
Figure 20 : Solde exportateur

Exports nets journaliers (GWh)
moy. mobile 15j



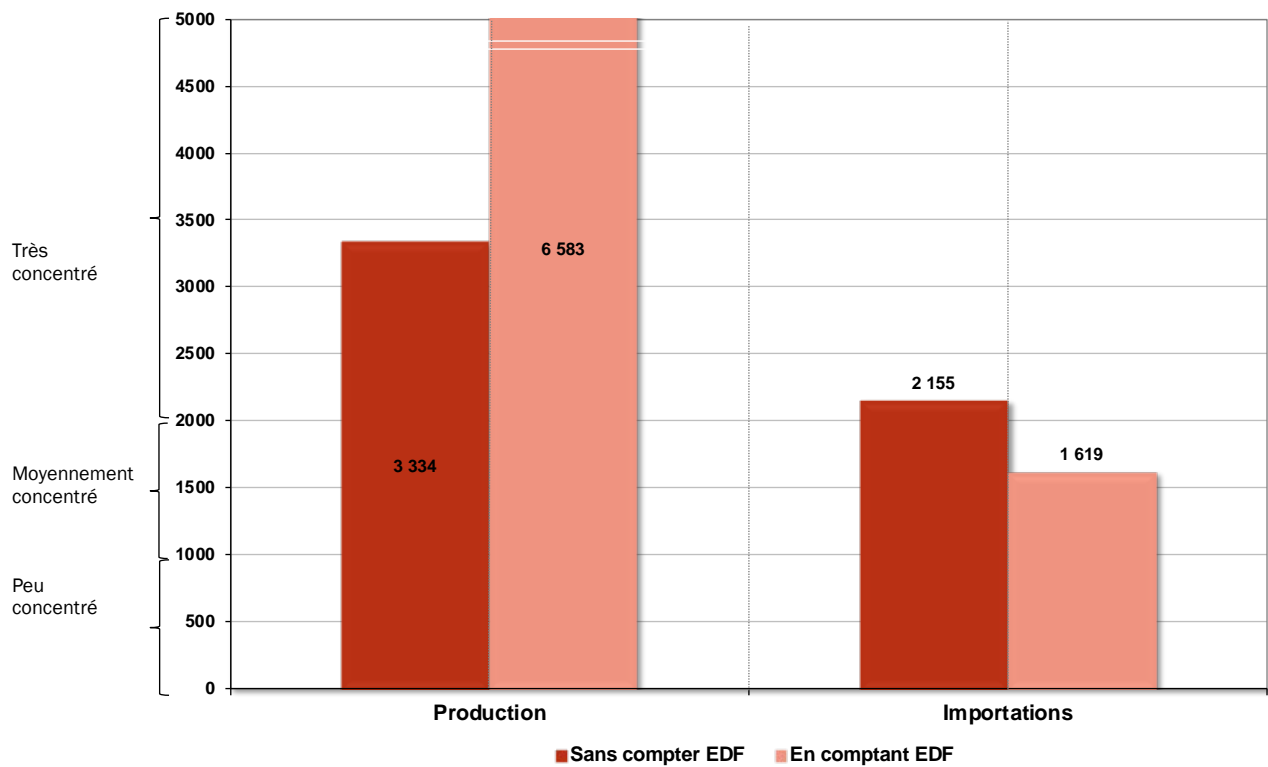
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 21 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T3 2017



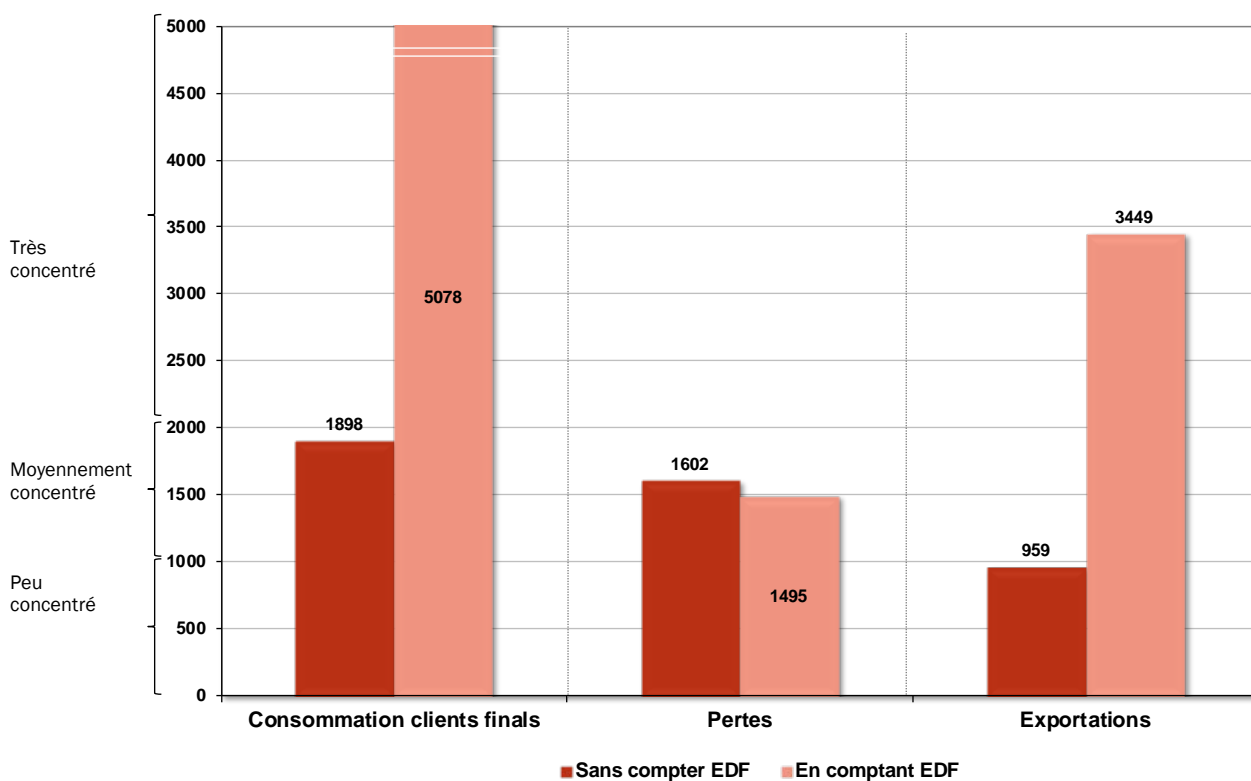
Source : EPEX SPOT, EEX Power Derivatives, Courtiers – Analyse : CRE

Figure 22 : Indice de concentration HHI – injections T3 2017



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 23 : Indice de concentration HHI – soutirages en T3 2017



Source : RTE – Analyse : CRE

PARTIE 2 : LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ

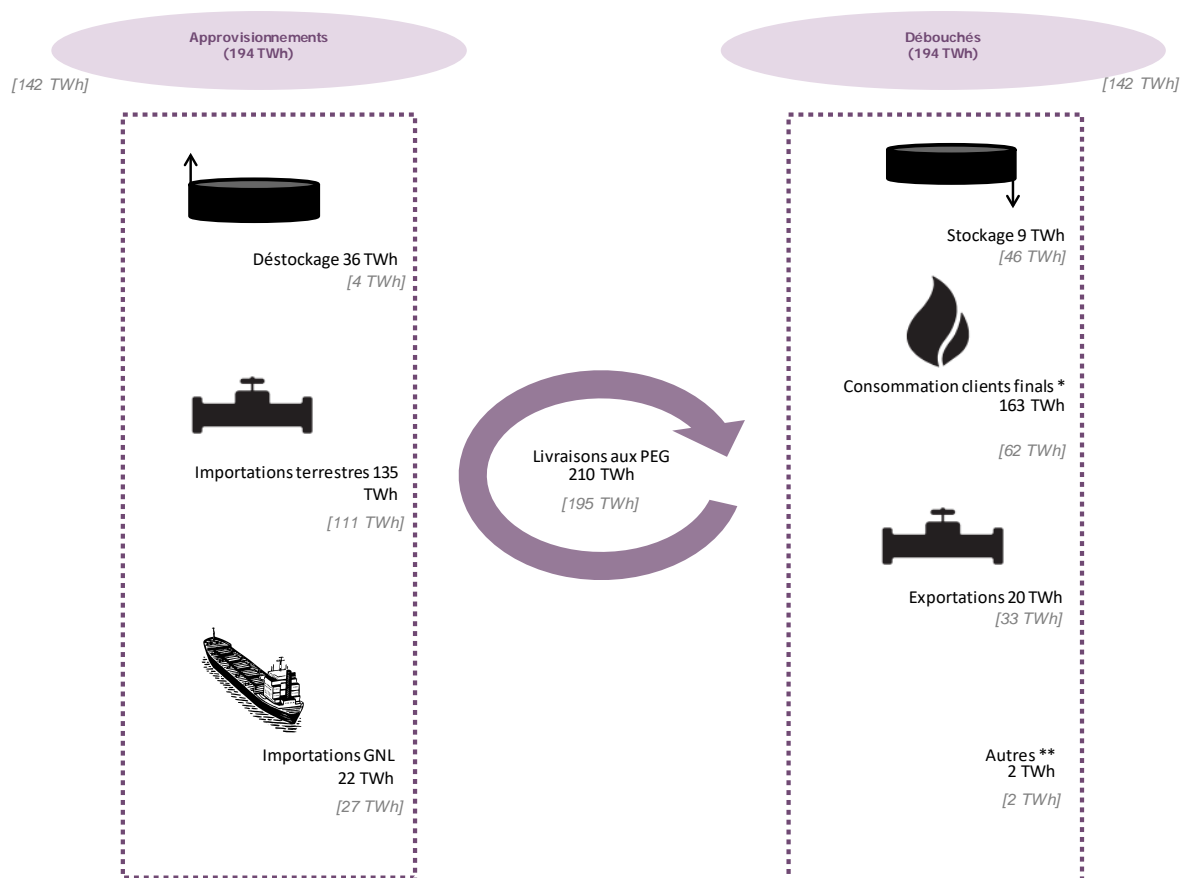
1. DATES-CLÉS

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 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 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	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
Janvier 2017	Mise en service du terminal méthanier de Dunkerque
Juillet 2017	Arrêté du 31 juillet 2017 relatif aux modalités de prise en compte des autres instruments de modulation pour l'application de l'obligation de déclaration et de détention de stocks et de capacités de stockage des fournisseurs de gaz naturel
Novembre 2017	Mise en place anticipée du mécanisme de spread localisé (produits localisés consistent en un achat ou une vente de gaz livré à un point précis du réseau).
Décembre 2017	Fusion des points d'interconnexion réseau (PIR) PIR Taisnières H et PIR Alveringem donnant lieu à la création d'un nouveau Point d'Interconnexion Virtuel (PIV) entre la France et la Belgique : PIV Virtualys.

2. BILAN PHYSIQUE

Figure 24 : Approvisionnements et débouchés du marché du gaz en France



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

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

Données [T3 2017] et T4 2017

Source : GRTgaz, TIGF

3. CHIFFRES-CLÉS

Tableau 8 : Chiffres clés du marché de gros du gaz

Fondamentaux	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
						T4 2017 / T3 2017		T4 2017 / T4 2016	
	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Approvisionnement et débouchés									
Approvisionnement (TWh)	201	216	154	142	194	36%	52	-4%	-8
Déstockage	44	64	6	4	36	737%	32	-17%	-8
Importations	157	152	148	138	157	14%	20	0%	0
Importations terrestres	134	129	117	111	135	22%	24	1%	1
Importations GNL	23	22	31	27	22	-18%	-5	-4%	-1
Débouchés (TWh)	201	216	154	142	194	36%	52	-4%	-8
Stockage	9	8	37	46	9	-81%	-37	-4%	0
Consommation clients finals	168	185	80	62	163	164%	102	-3%	-5
Clients distribution	105	128	43	24	102	325%	78	-3%	-3
Clients directement reliés au réseau de transport	63	57	37	38	61	62%	24	-2%	-1
Exportations	21	22	35	33	20	-40%	-13	-6%	-1
Autres	3	1	2	2	2	28%	0	-36%	-1
Livraisons aux PEG (TWh)	220	222	186	195	210	8%	16	-5%	-10
PEG Nord	171	179	152	160	179	12%	19	5%	8
TRS	50	44	34	35	32	-10%	-4	-36%	-18
Suivi des infrastructures									
Utilisation de la liaison Nord-Sud	98%	87%	89%	92%	97%		5%		-1%
Disponibilité liaison Nord Sud	84%	84%	79%	81%	94%		14%		11%
Utilisation de Virtualys*	56%	61%	60%	57%	59%		2%		3%
Utilisation de Obergaibach	54%	46%	41%	64%	53%		-12%		-1%
Niveau de stock (TWh au dernier jour du trimestre)	84	27	59	98	70	-29%	-29	-18%	-15
Variation nette des stockages en France (GWh/j)	-382	-626	348	447	-303	-168%	-750	-21%	78
Emission terminaux méthaniers (GWh/j)	240	249	338	293	240	-18%	-53	0%	1
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	118	106	123	135	118	-12%	-17	0%	0

*Utilisation du PIR Taisnières H avant le 1^{er} décembre 2017

Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Tableau 9 : Prix

Prix	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
						T4 2017 / T3 2017		T4 2017 / T4 2016	
	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Prix Spot (€/MWh)									
PEG Nord day-ahead (moyenne)	17,6	18,9	15,6	16,0	19,6	22%	3,6	11%	2,0
TRS day-ahead (moyenne)	19,5	23,5	15,9	16,2	22,2	36%	5,9	14%	2,7
Spread Nord/Sud	1,9	4,6	0,3	0,3	2,6	926%	2,4	37%	0,7
Spread PEG Nord/TTF	0,4	0,5	0,0	-0,1	0,4	-373%	0,6	4%	0,0
Prix à terme (€/MWh)									
PEG Nord M+1 (moyenne)	17,5	18,6	15,3	15,9	19,9	25%	4,0	13%	2,3
PEG Nord Y+1 (moyenne)	17,0	17,7	16,6	16,6	18,2	10%	1,6	7%	1,2
Spread Nord/Sud (M+1)	1,6	3,0	0,8	0,8	4,0	404%	3,2	147%	2,4
Spread PEG Nord/TTF (Y+1)	0,3	0,3	0,2	0,2	0,3	47%	0,1	10%	0,0
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead *	1,4	1,2	1,8	1,4	1,5	12%	0,2	7%	0,1

* 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	
	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T4 2017 / T3 2017		T4 2017 / T4 2016	
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Activité sur le marché de gros français									
Echanges aux PEG* (TWh)	184	186	129	144	151	5%	7	-18%	-33
En % de la consommation nationale	109%	101%	162%	232%	92%				
Volumes échangés sur le marché intermédiaire français									
Marché spot (TWh)	50	52	44	39	50	30%	12	0%	0
Intraday	8	8	5	6	9	64%	3,7	17%	1,4
Day Ahead	29	30	25	23	28	21%	4,9	-4%	-1,0
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	43	44	38	33	45	37%	12,2	6%	2,7
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	8	8	6	6	5	-12%	-0,7	-36%	-2,8
Marché à terme (TWh)	88	108	126	100	68	-32%	-32	-23%	-20
M+1	38	32	32	31	21	-33%	-10,1	-45%	-16,8
Q+1	19	4	24	4	15	256%	10,6	-23%	-4,5
S+1	11	33	20	12	14	15%	1,8	26%	2,9
Y+1	1	3	10	9	4	-61%	-5,5	287%	2,6
Bourse (toutes échéances)	10	8	6	8	3	-59%	-4,5	-68%	-6,6
Brokers (toutes échéances)	78	100	120	92	65	-30%	-27,3	-17%	-13,3
Nombre de transactions sur le marché intermédiaire français									
Marché spot	40557	41241	35318	29541	41339	40%	11798	2%	782
Intraday	8 522	8 212	6 273	6 864	8 654	26%	1790	2%	132
Day Ahead	26 380	26 841	23 237	18 628	26 877	44%	8249	2%	497
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	38 088	38 634	33 283	27 486	39 610	44%	12124	4%	1522
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	2 469	2 607	2 035	2 055	1 729	-16%	-326	-30%	-740
Marché à terme	1698	1791	1647	1478	1040	-30%	-438	-39%	-658
M+1	1 134	1 095	924	960	605	-37%	-355	-47%	-529
Q+1	210	79	240	63	191	203%	128	-9%	-19
S+1	63	203	91	73	52	-29%	-21	-17%	-11
Y+1	8	19	50	44	15	-66%	-29	88%	7
Bourse (toutes échéances à terme)	459	336	311	303	147	-51%	-156	-68%	-312
Brokers (toutes échéances à terme)	1 239	1 455	1 336	1 175	893	-24%	-282	-28%	-346
Concentration du marché français du gaz									
Nombre d'expéditeurs actifs sur le marché	100	101	95	98	107	9%	9	7%	7
dont actifs chez Powernext Gas Spot	56	59	53	56	56	0%	0	0%	0
dont actifs chez Powernext Gas Futures	35	37	36	31	28	-10%	-3	-20%	-7

* Livraisons issues des échanges sur les marchés intermédiaires en France

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

4. GRAPHIQUES

4.1 Évolution des prix en France et en Europe

Figure 25 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe

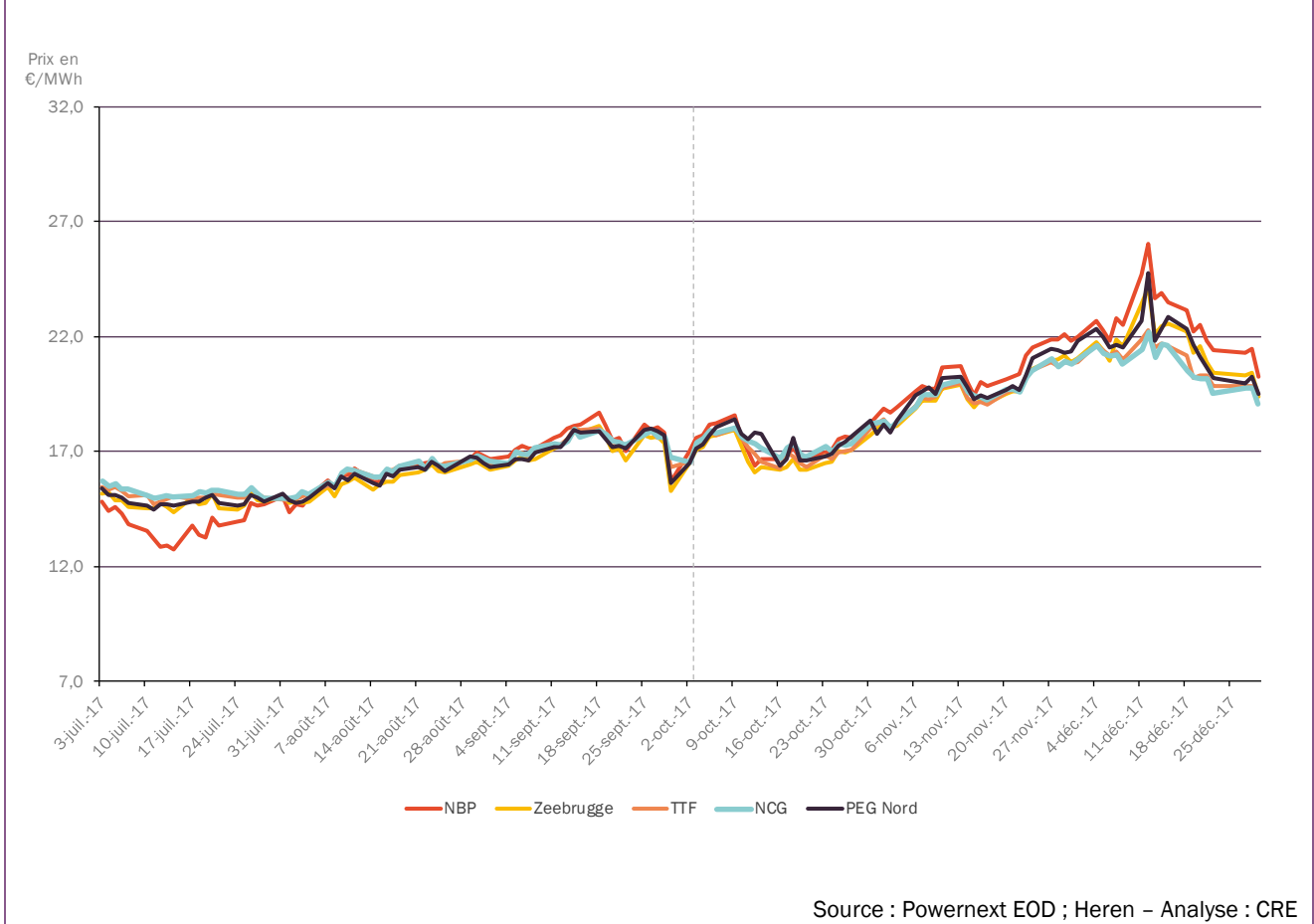
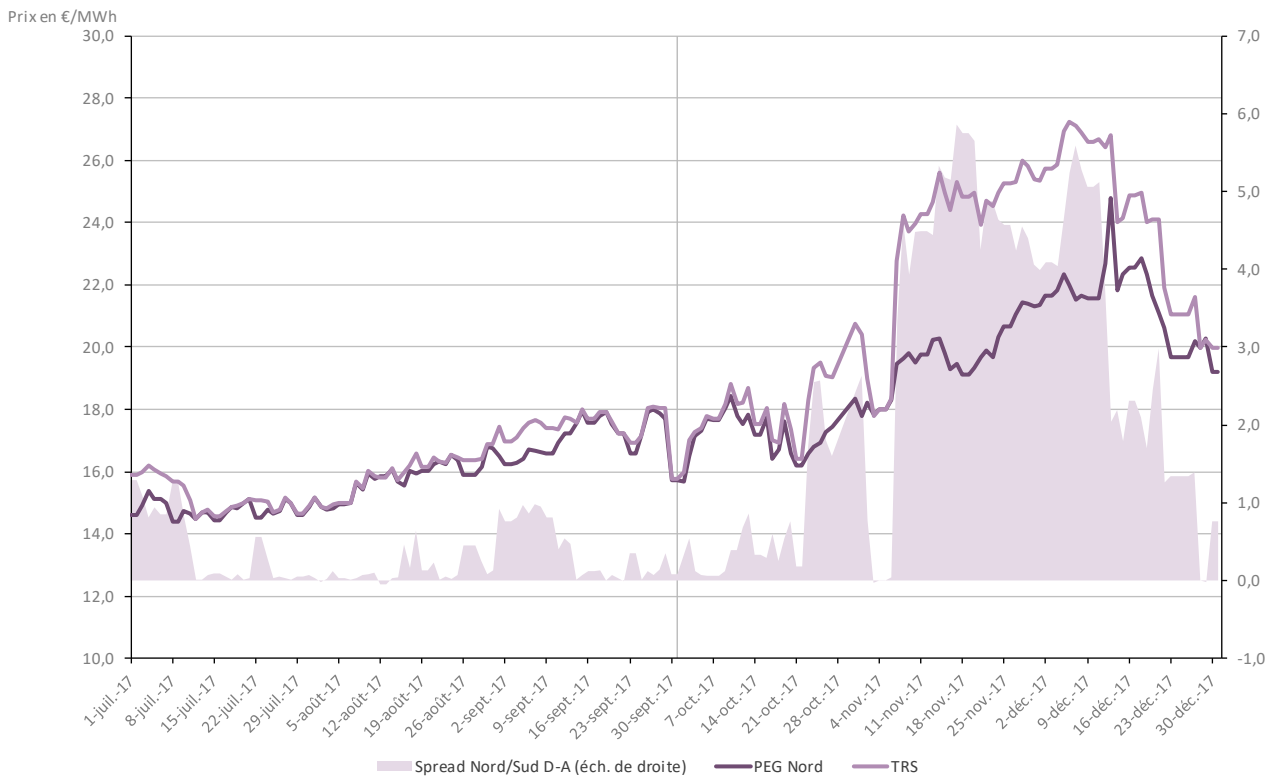


Figure 26 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français



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

Figure 27 : Prix du contrat *month-ahead* sur les marchés du gaz en Europe

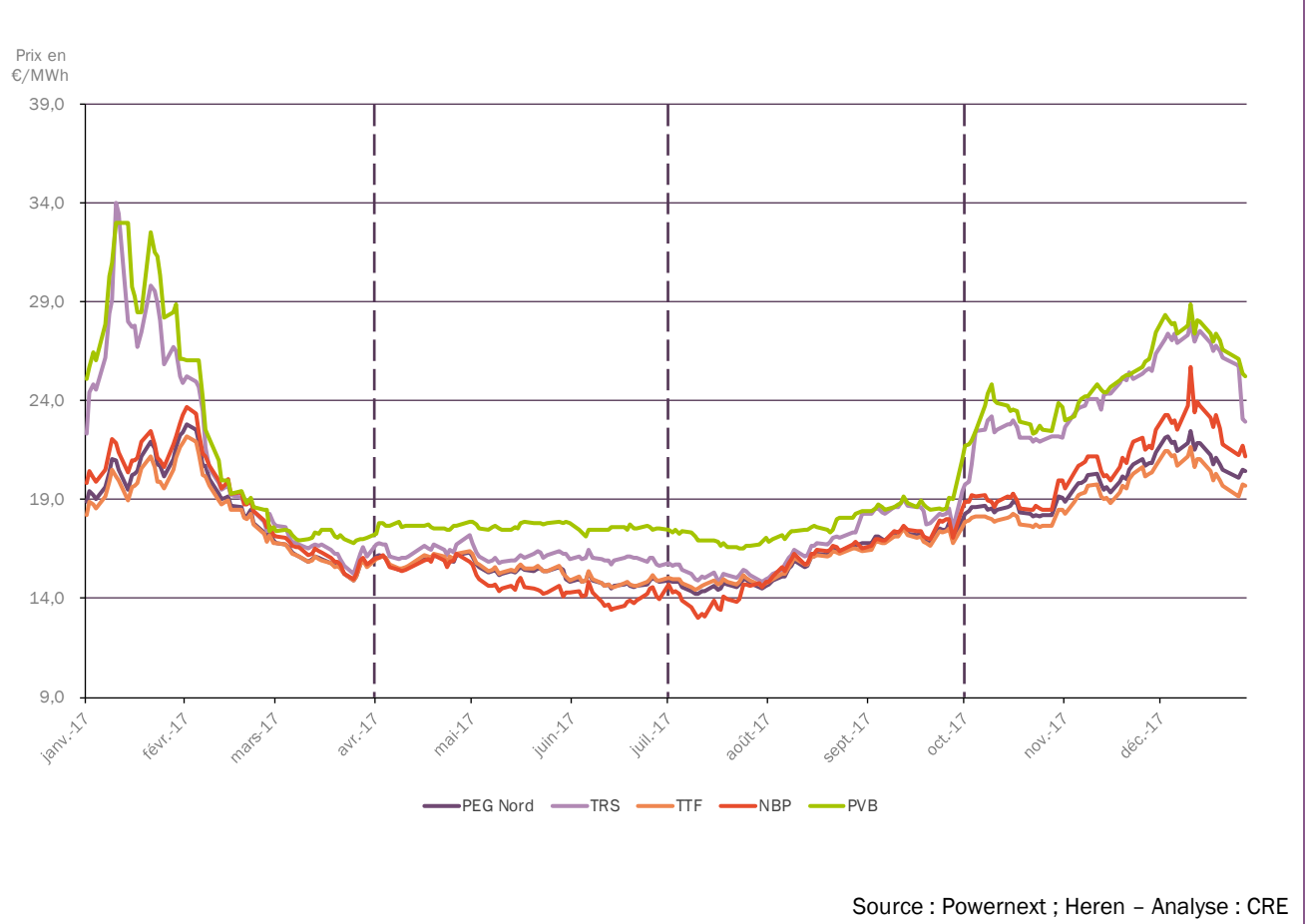
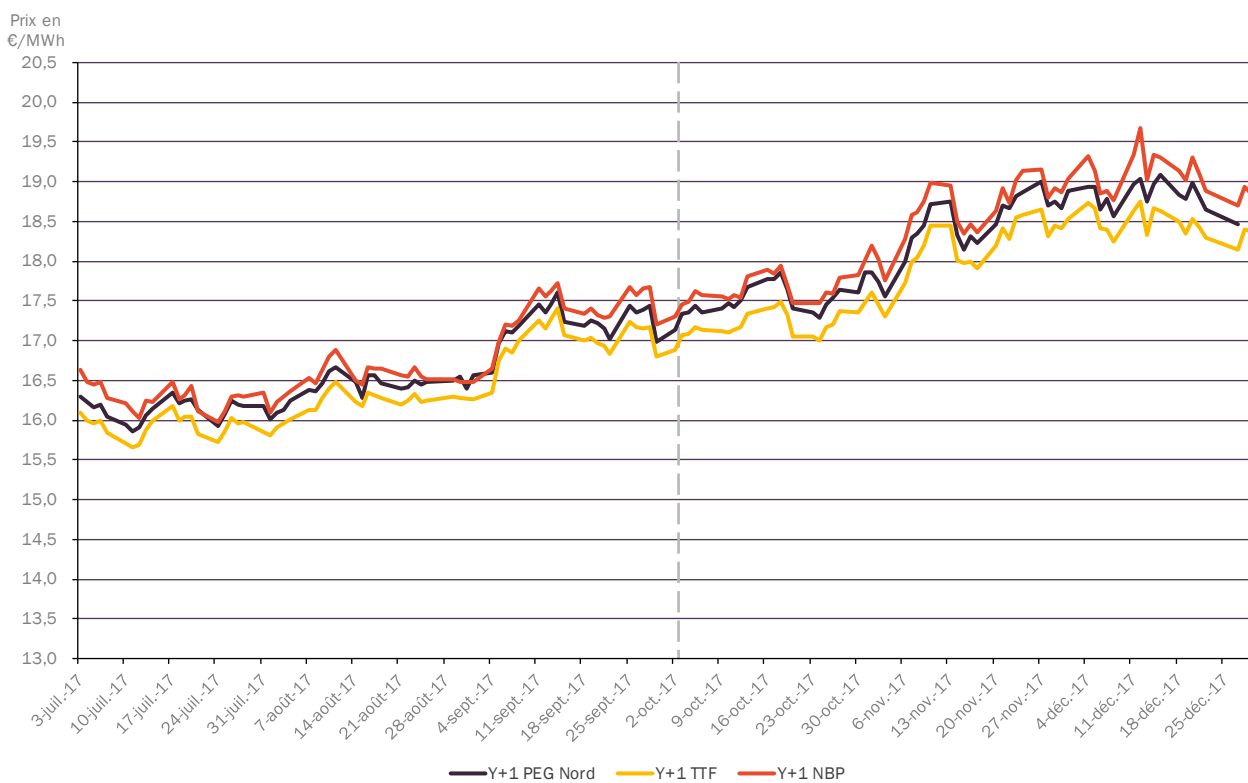
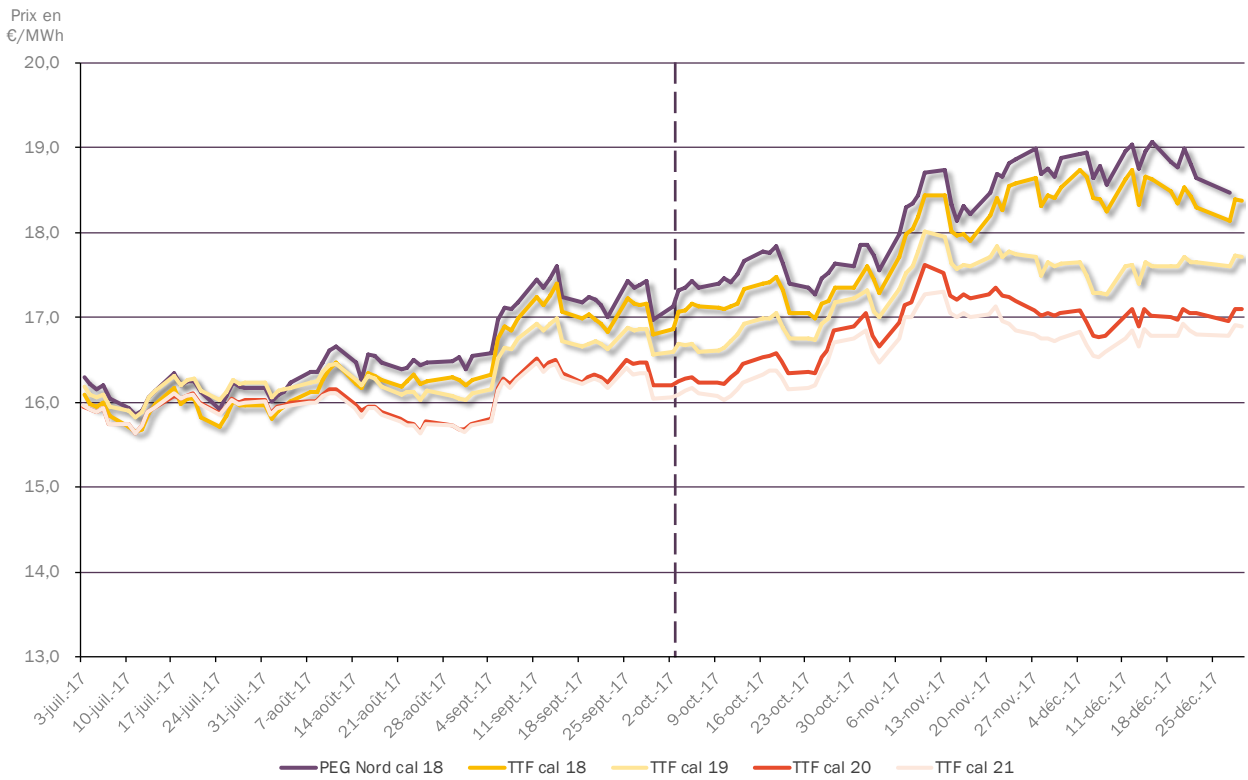


Figure 28 : Prix du contrat year-ahead sur les marchés du gaz en Europe



Source : Powernext ; Heren – Analyse : CRE

Figure 29 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF



Source : Powernext, Heren – Analyse : CRE

4.2 Contexte international

Figure 30 : Prix mondiaux du gaz

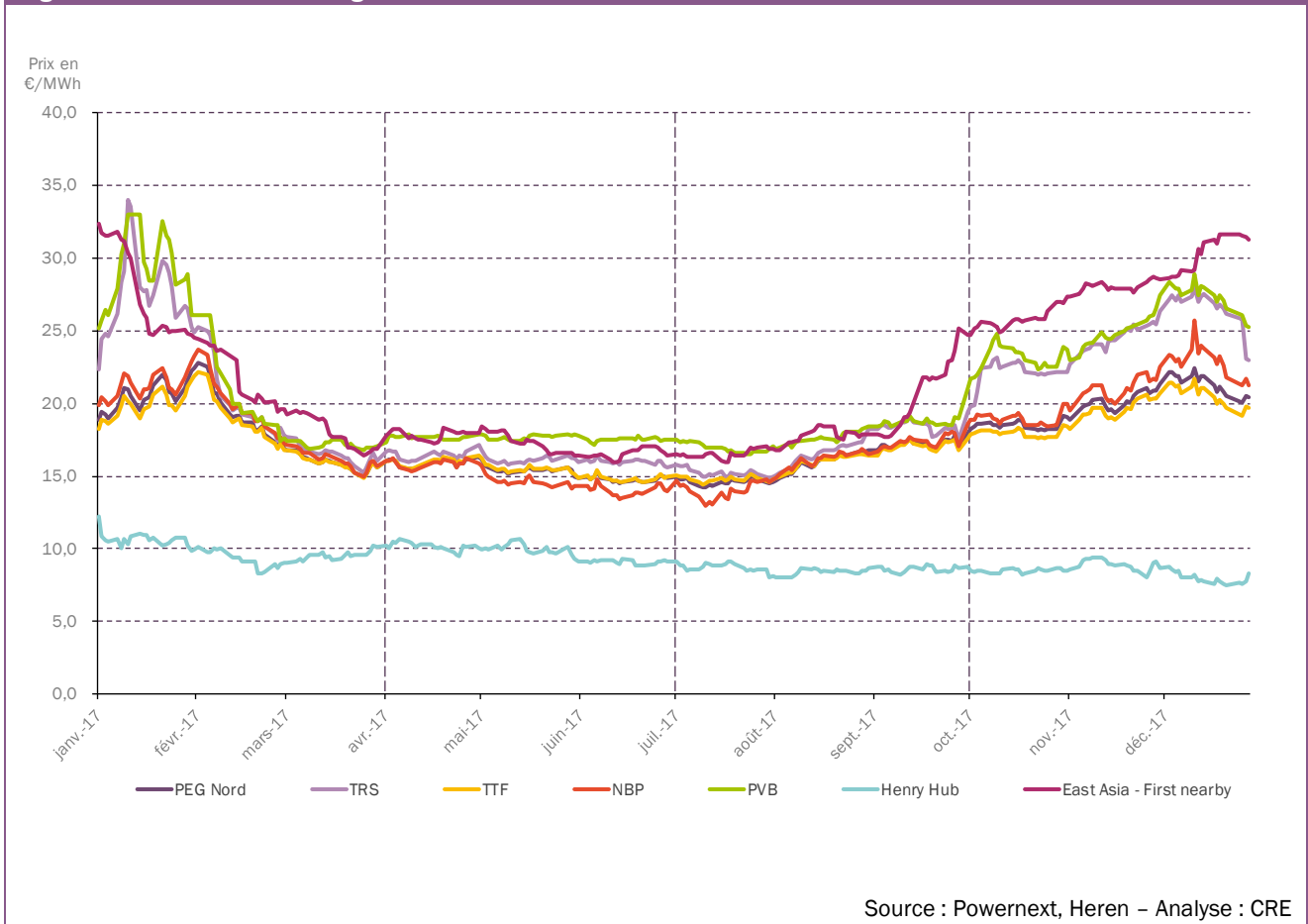
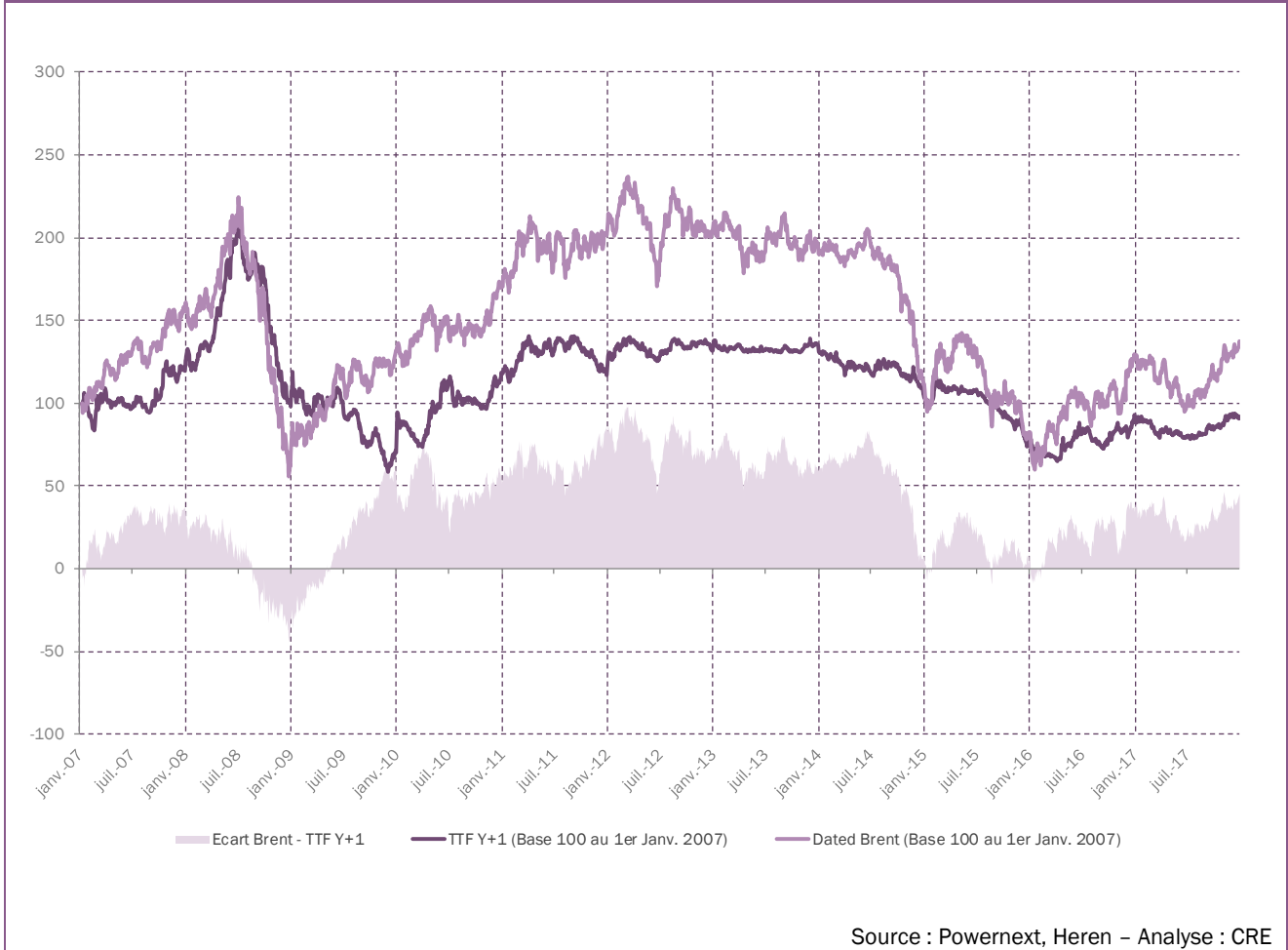


Figure 31 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers



4.3 Développement du négoce sur le marché français

Figure 32 : Livraisons aux PEG

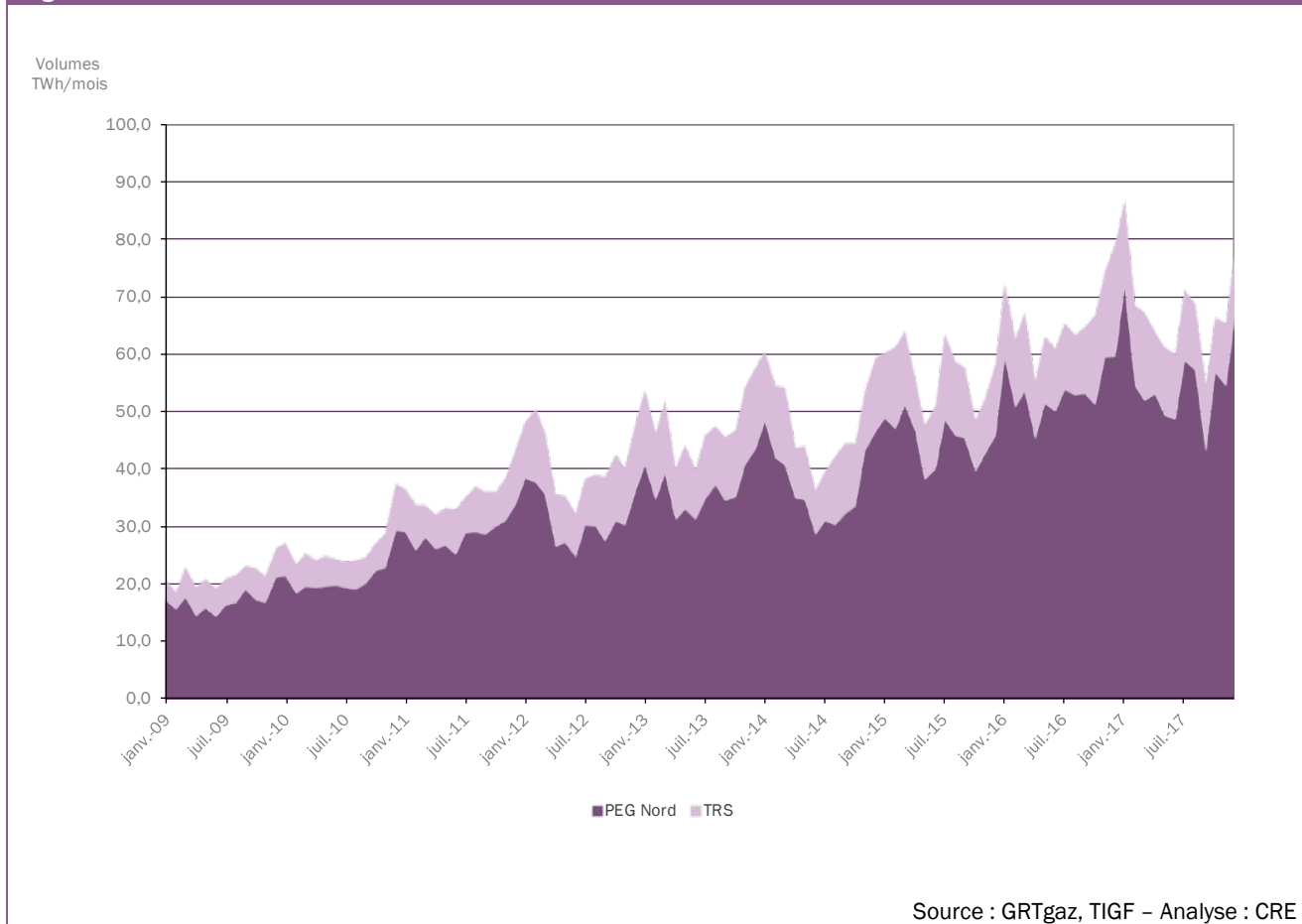


Figure 33 : Répartition du négoce sur le marché intermédié par produit



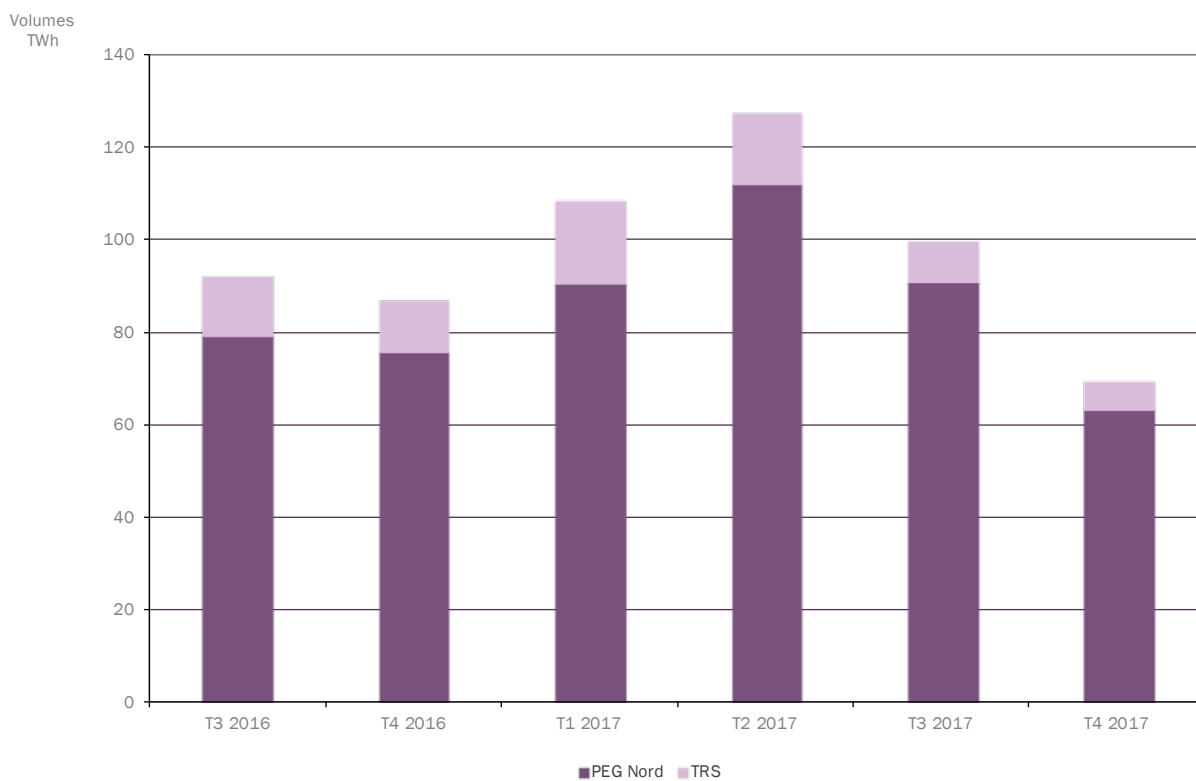
Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Figure 34 : Répartition du négoce sur le marché spot par PEG



Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Figure 35 : Répartition du négoce sur le marché à terme par PEG



Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Figure 36 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire

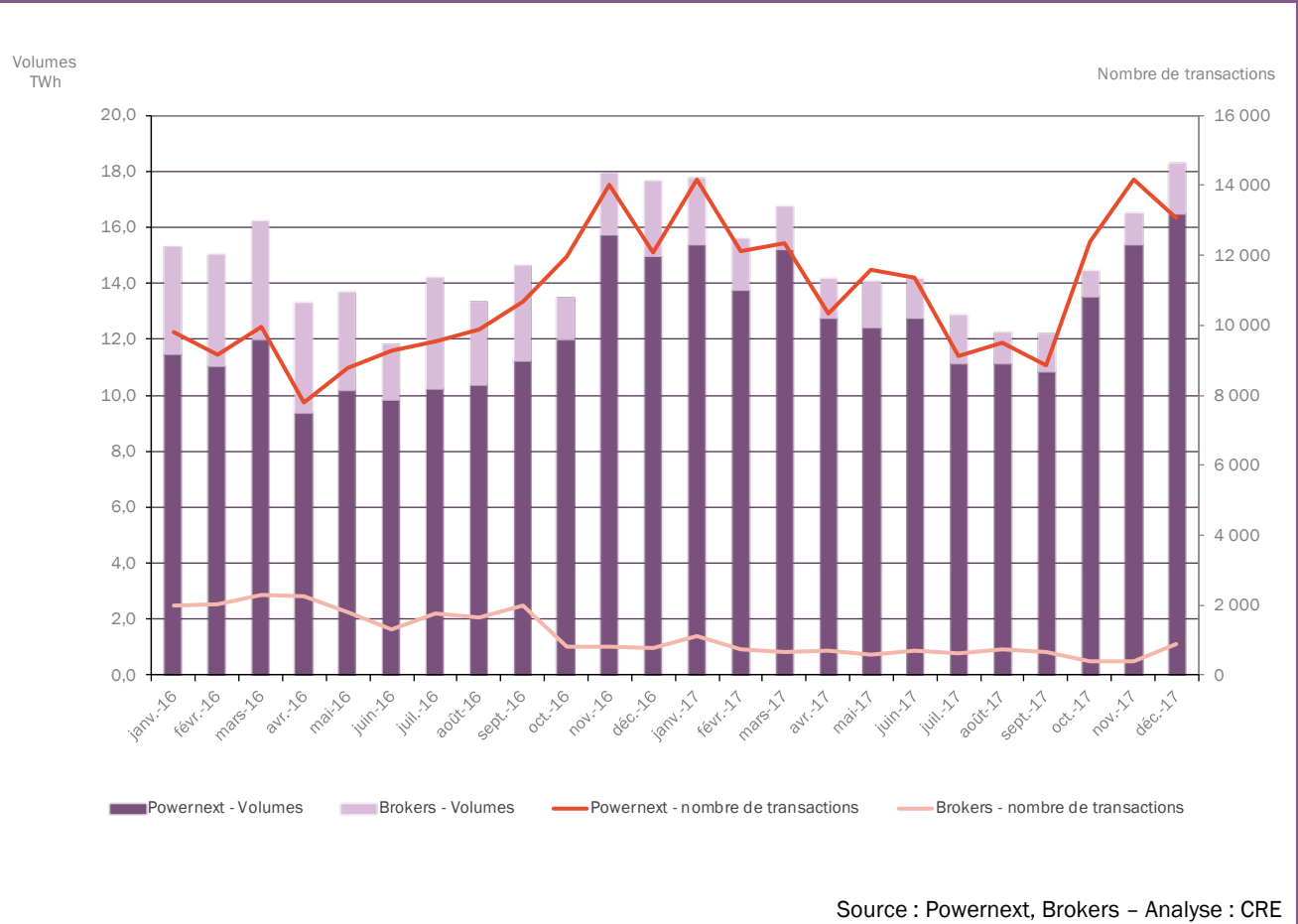
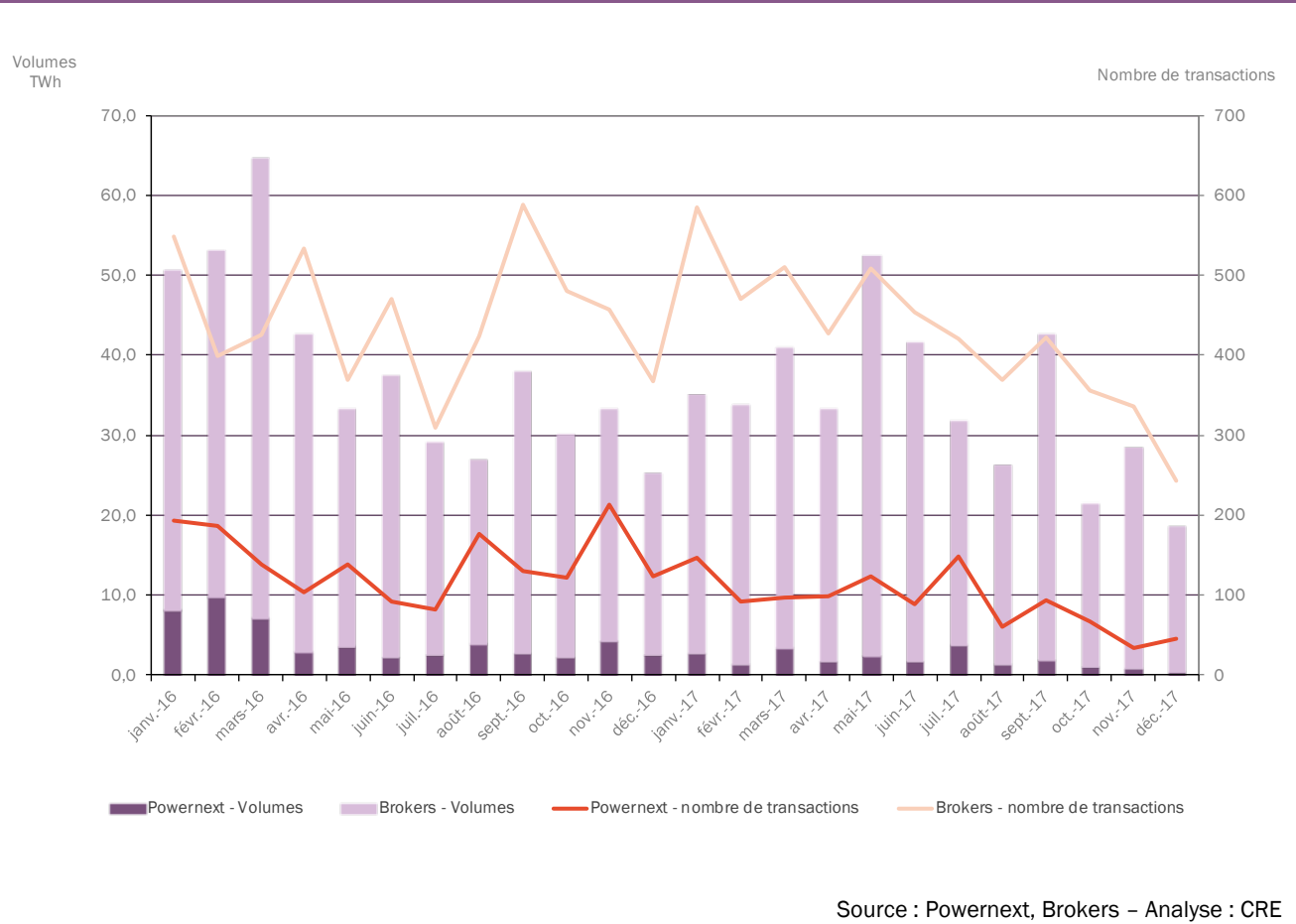
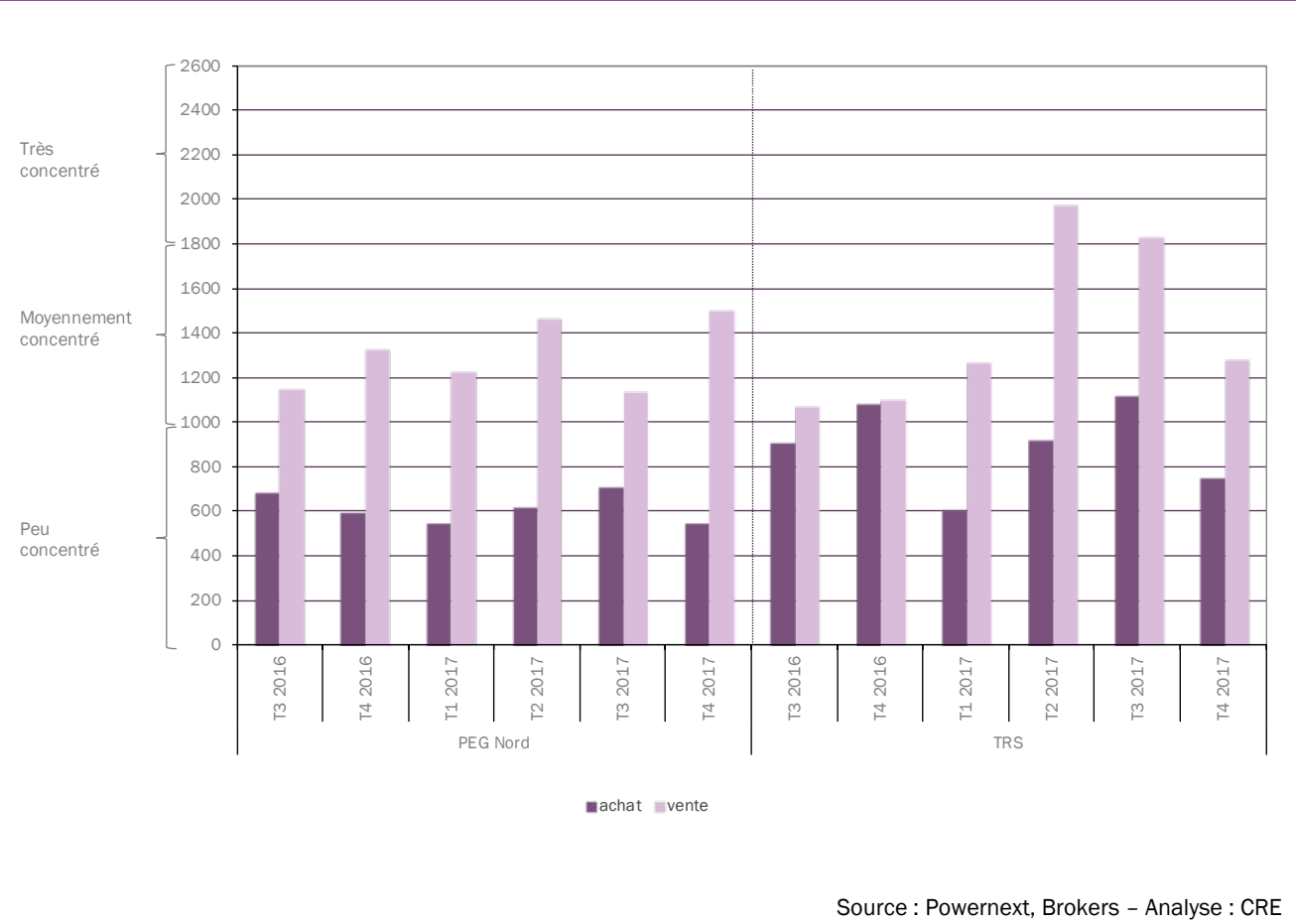


Figure 37 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire



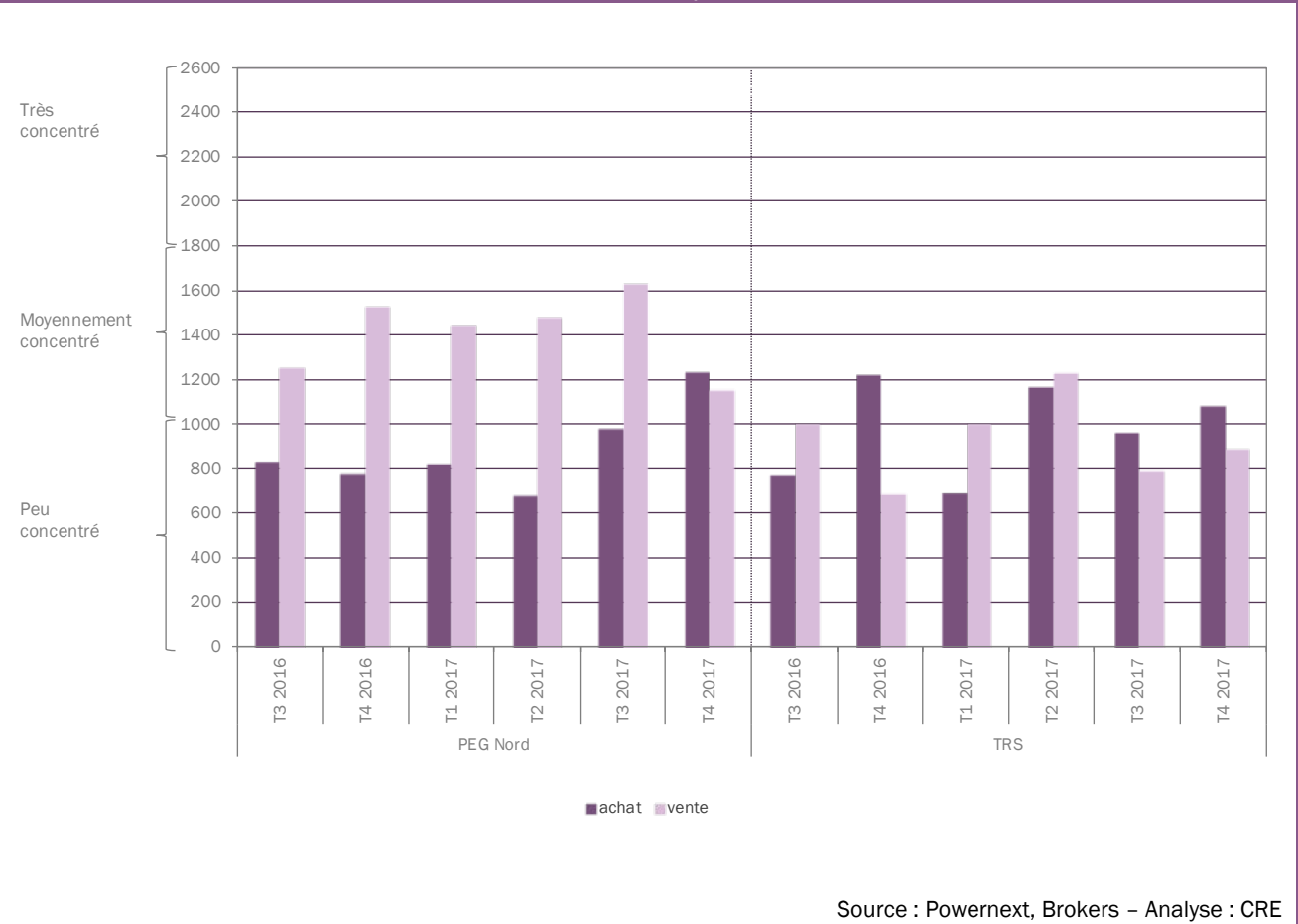
Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Figure 38 : Indices de concentration du marché spot français par PEG



Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Figure 39 : Indices de concentration du marché à terme français par PEG



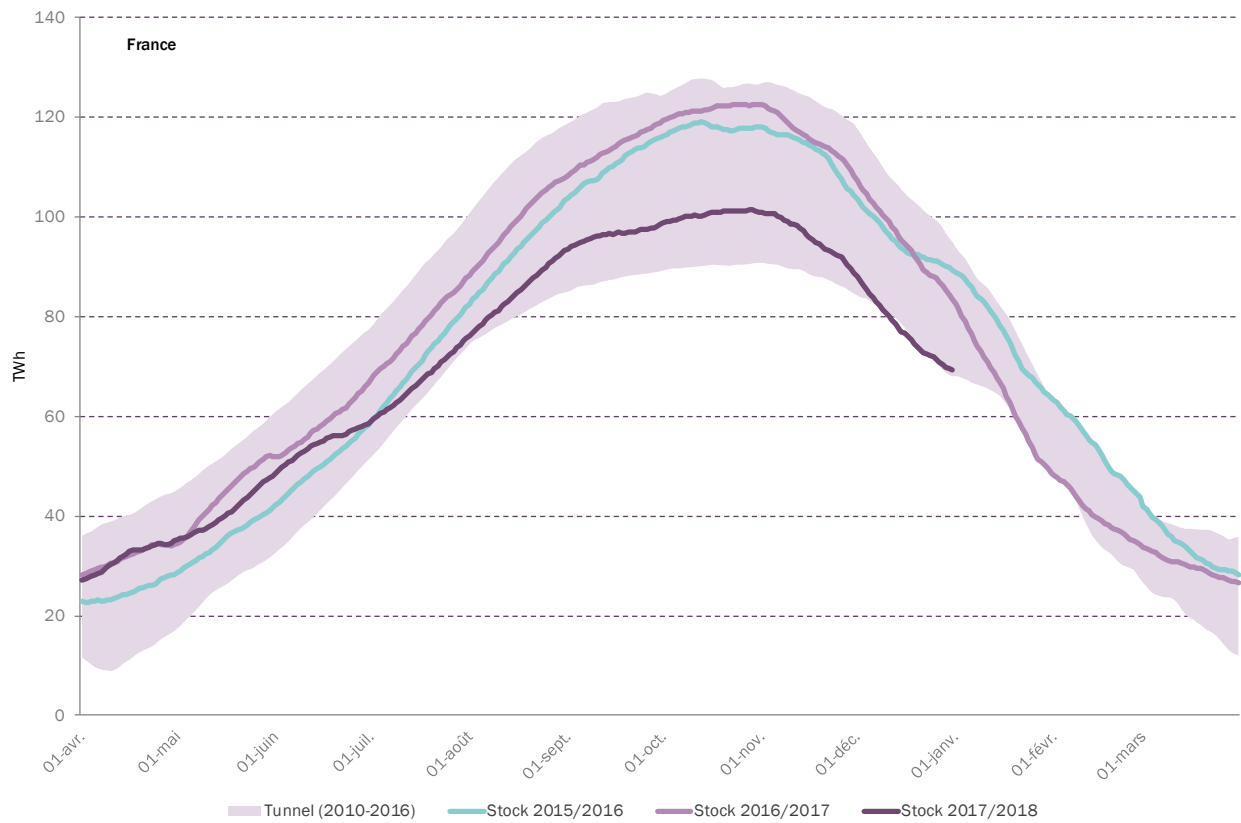
Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

4.4 Fondamentaux

Figure 40 : Consommation de gaz en France

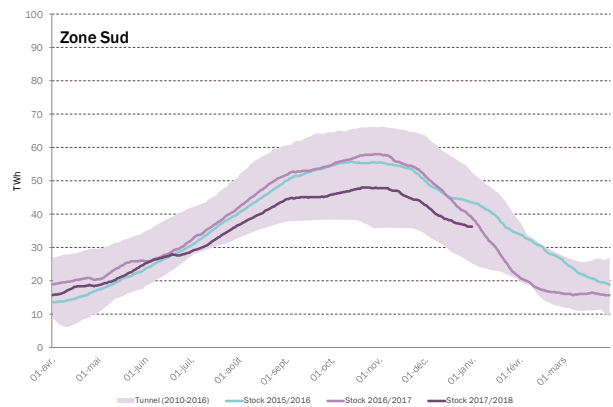
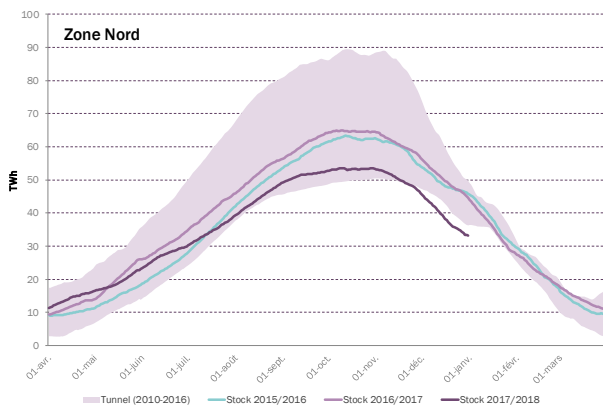


Figure 41 : Niveaux des stocks en France



Source : Storengy, TIGF – Analyse : CRE

Figure 42 : Niveau des stocks par zone



Source : Storengy, TIGF – Analyse : CRE

Figure 43 : Emissions des terminaux méthaniers

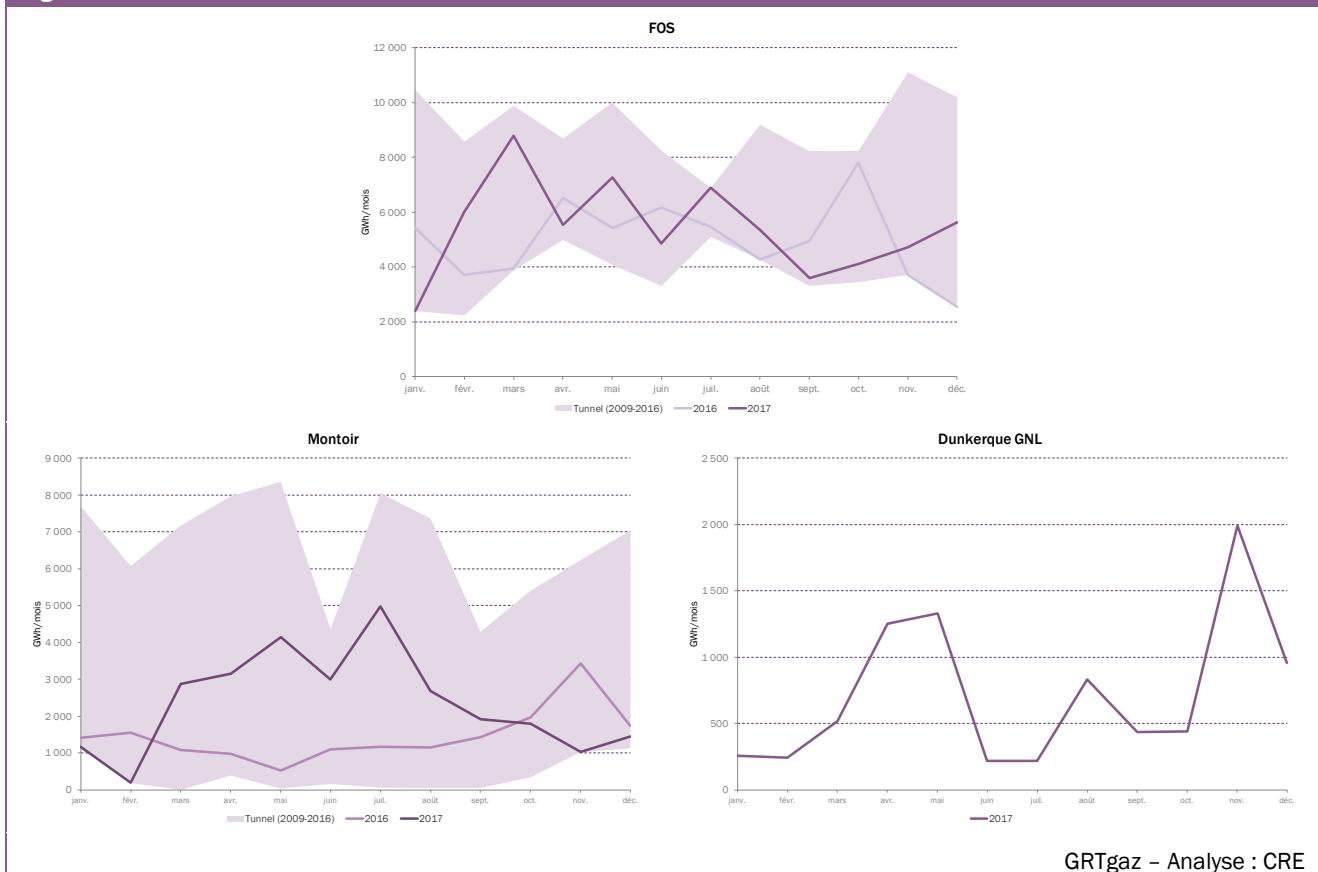


Figure 44 : Utilisation de la liaison Nord-Sud (sens Nord vers Sud)

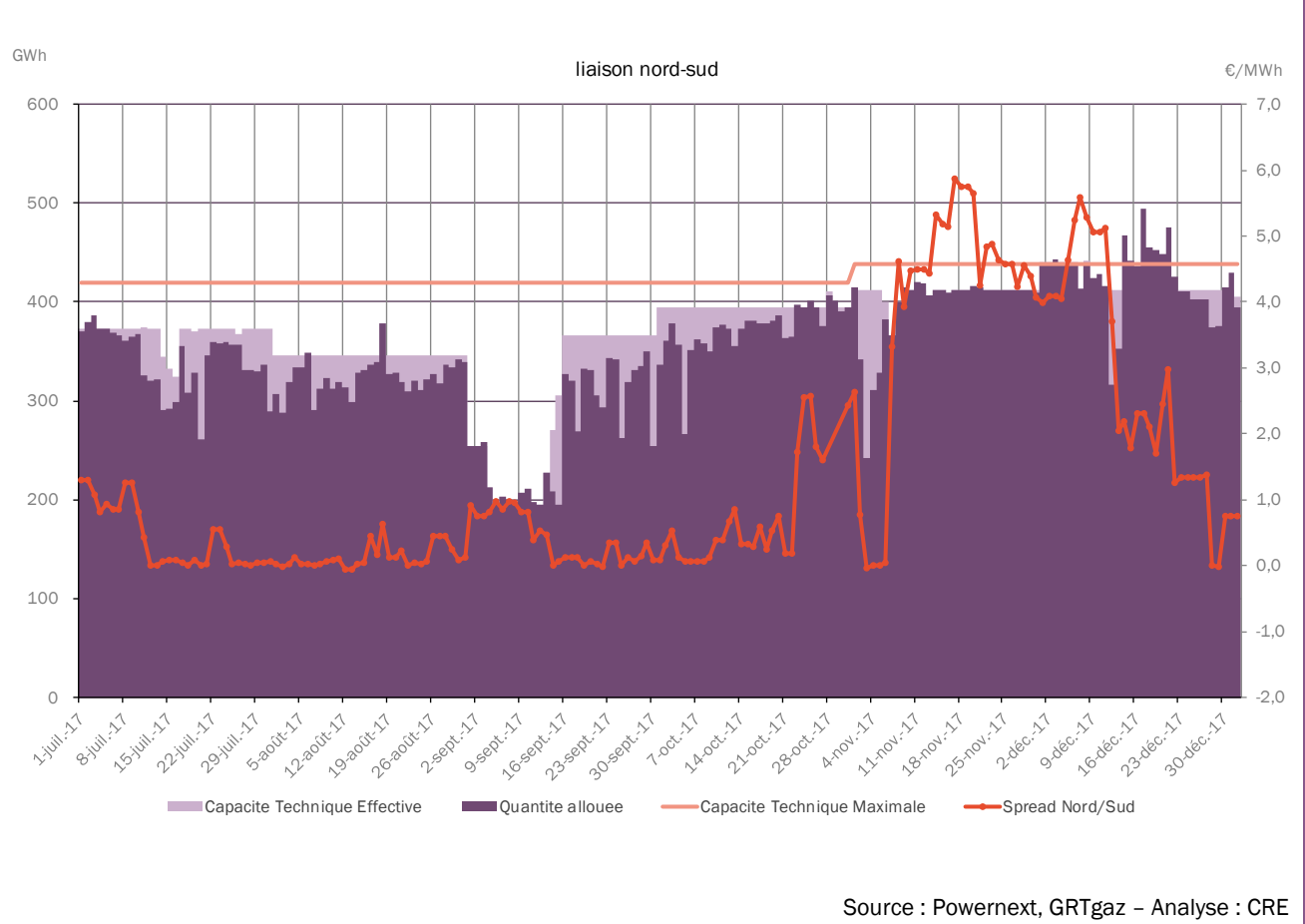


Figure 45 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau)

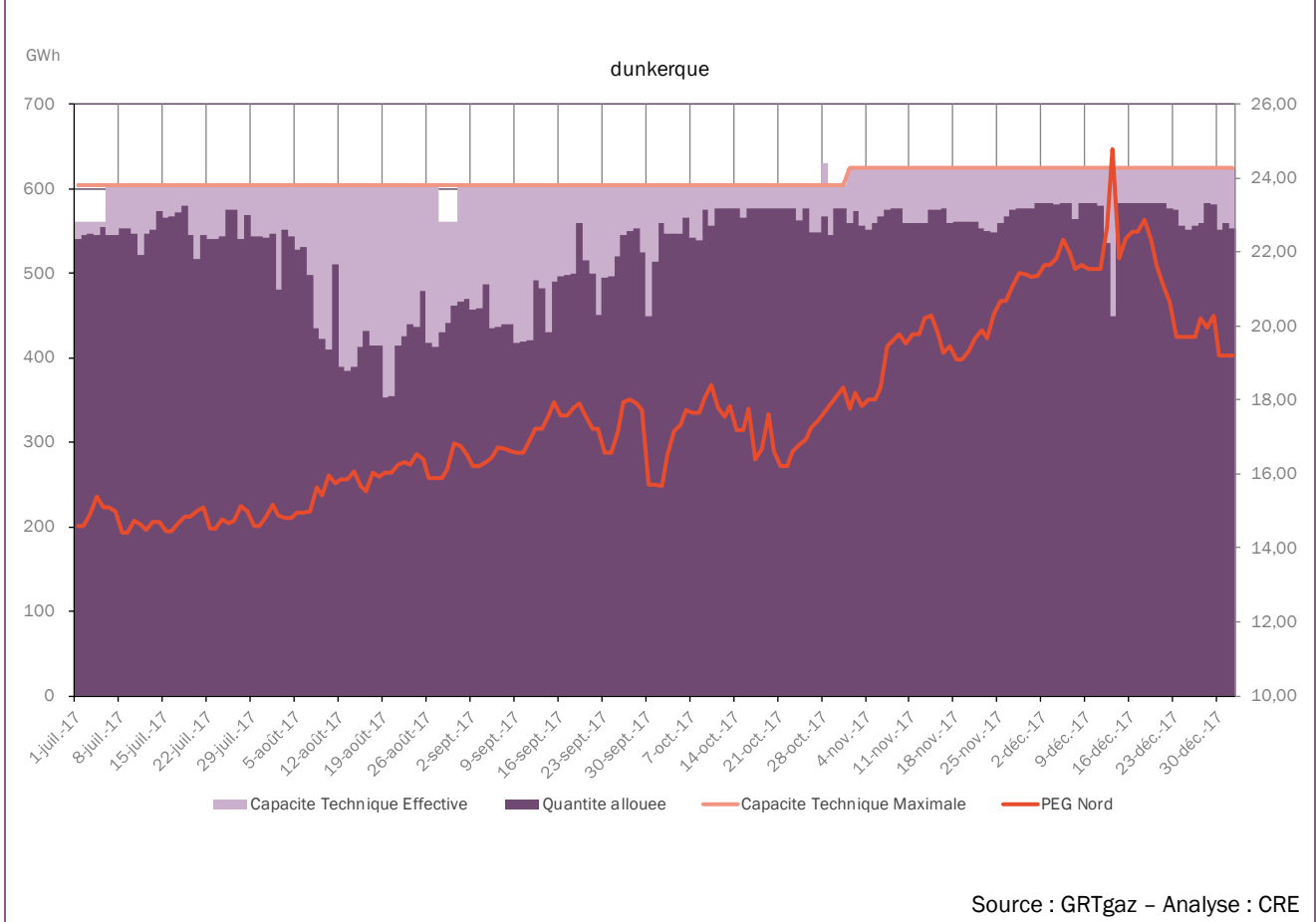
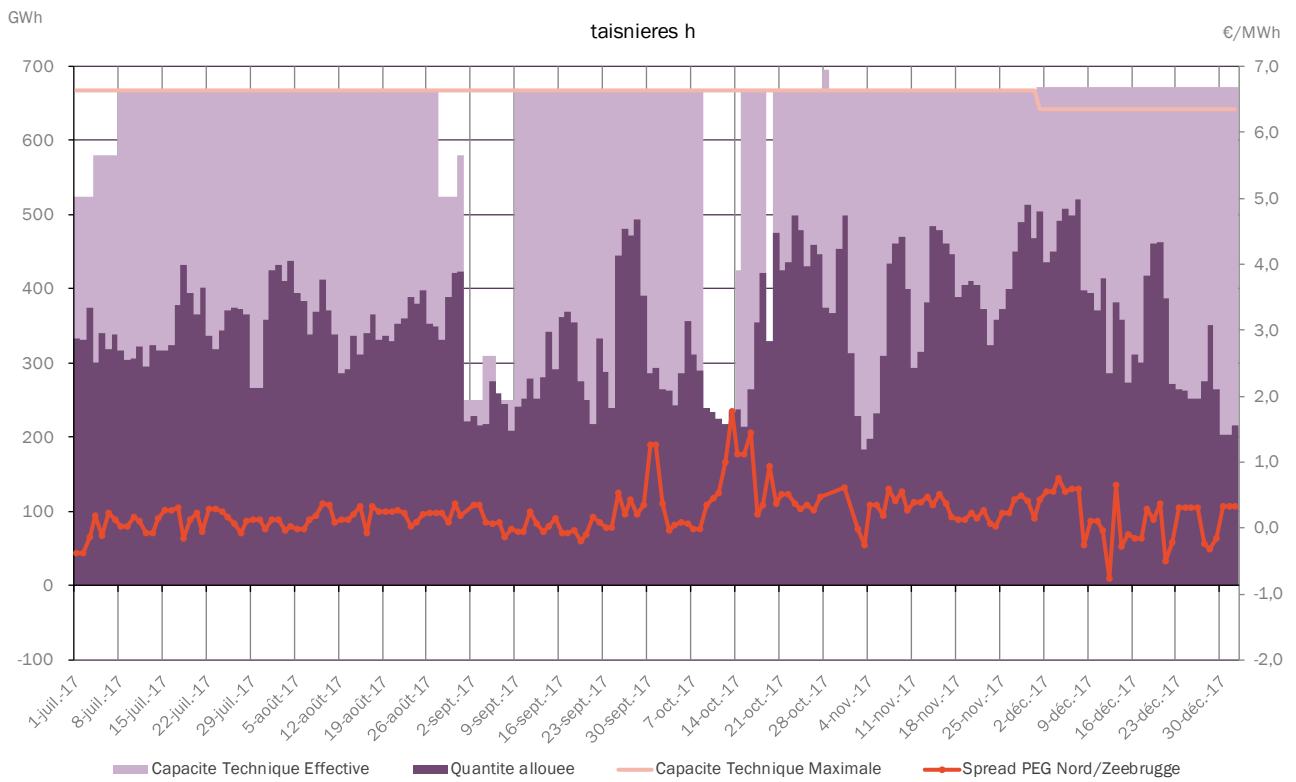


Figure 46 : Utilisation du PIV Virtualys* (sens Belgique vers France)



*Utilisation du PIR Taisnières H avant le 1^{er} décembre 2017

Source : Powernext, Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

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

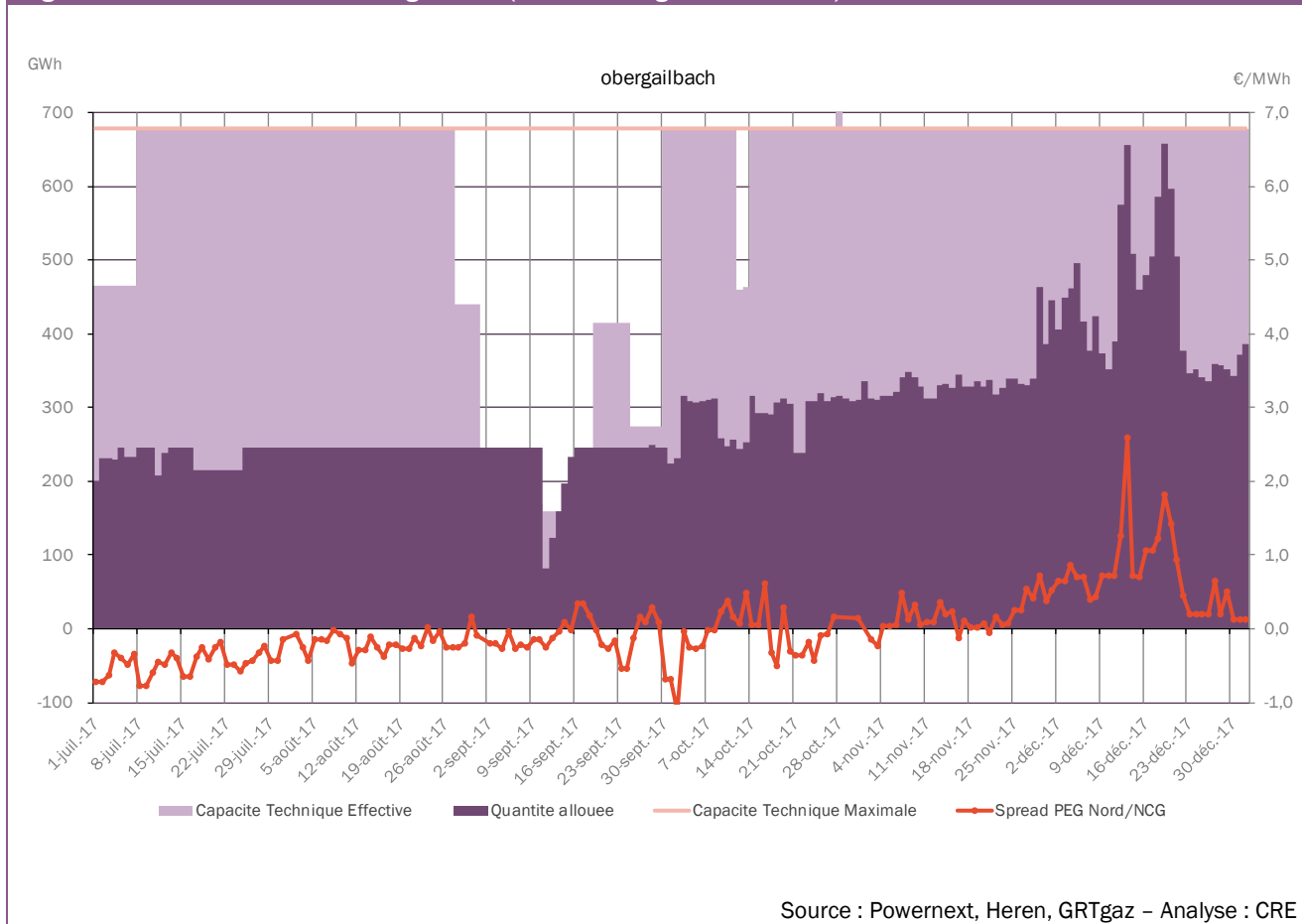


Figure 48 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse)

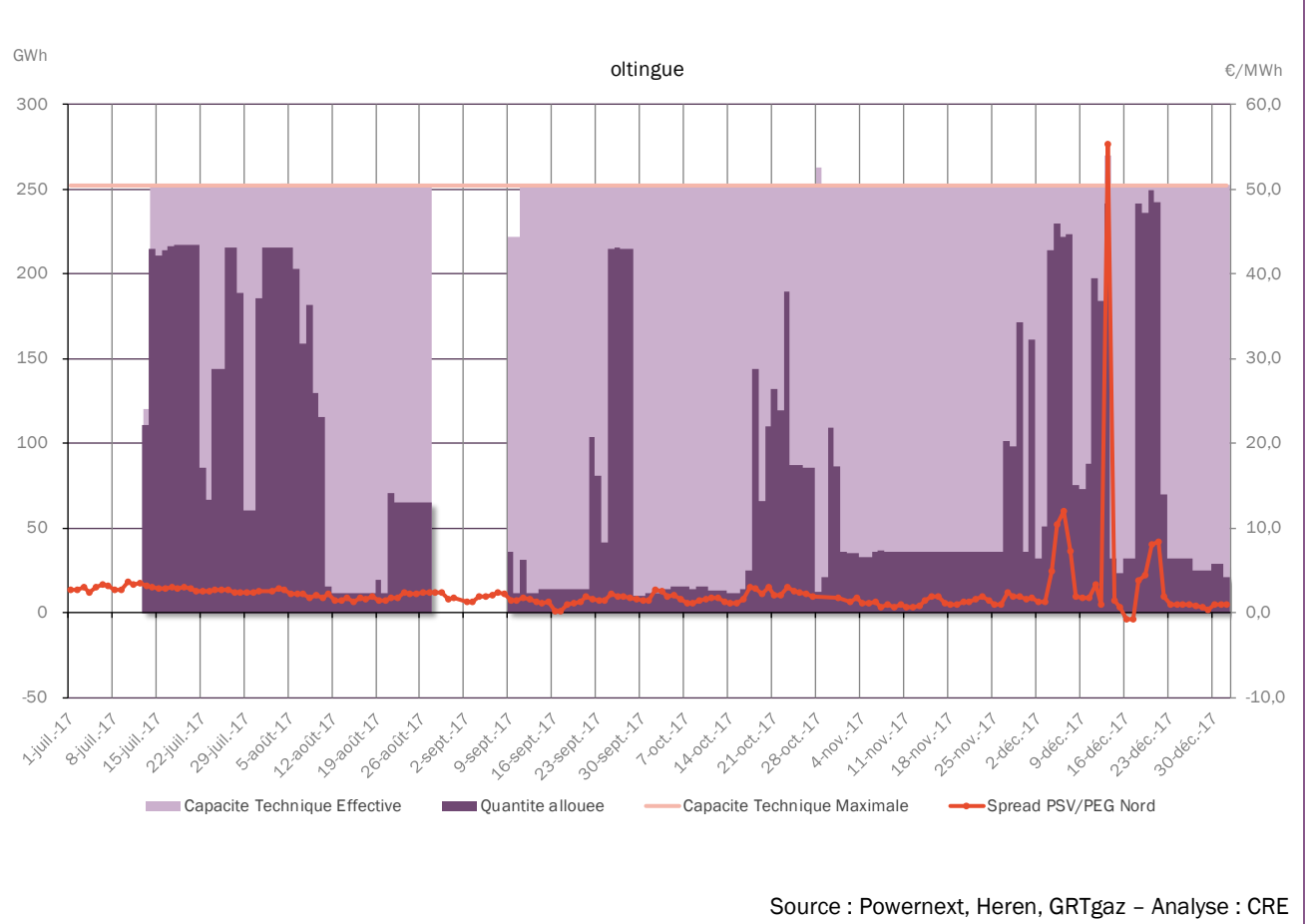
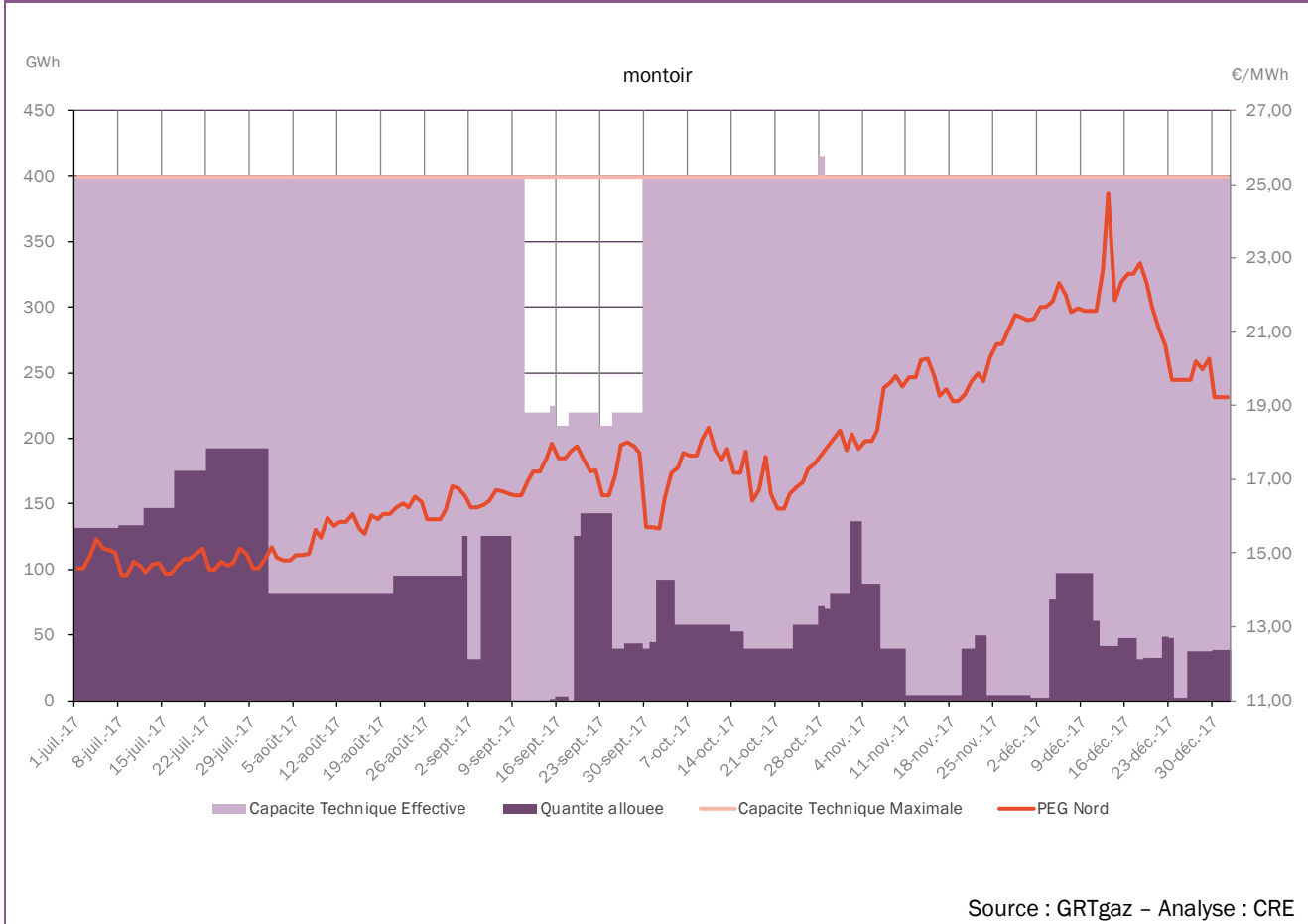


Figure 49 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau)



Source : GRTgaz – Analyse : CRE

Figure 50 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau)

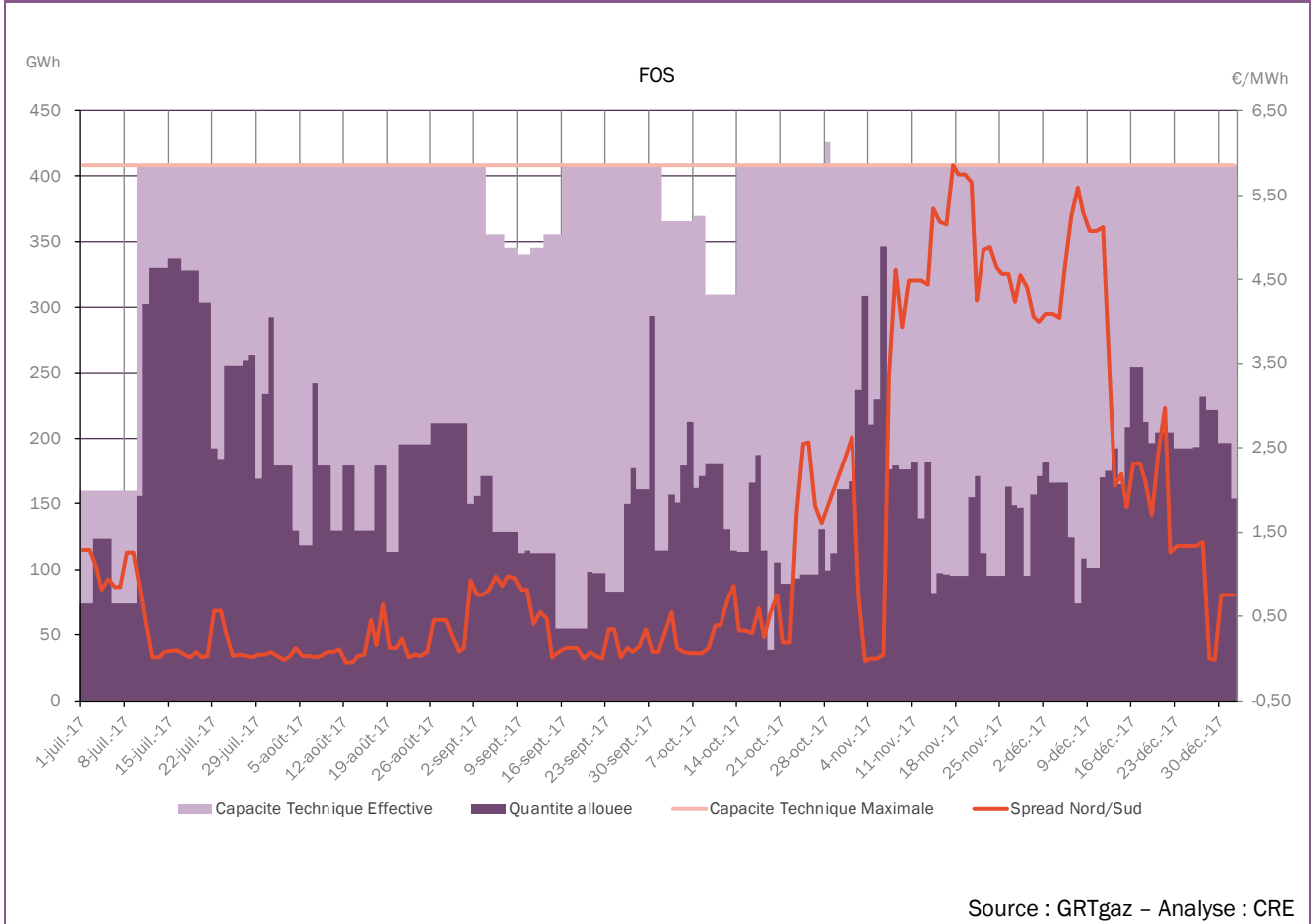


Figure 51 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud)

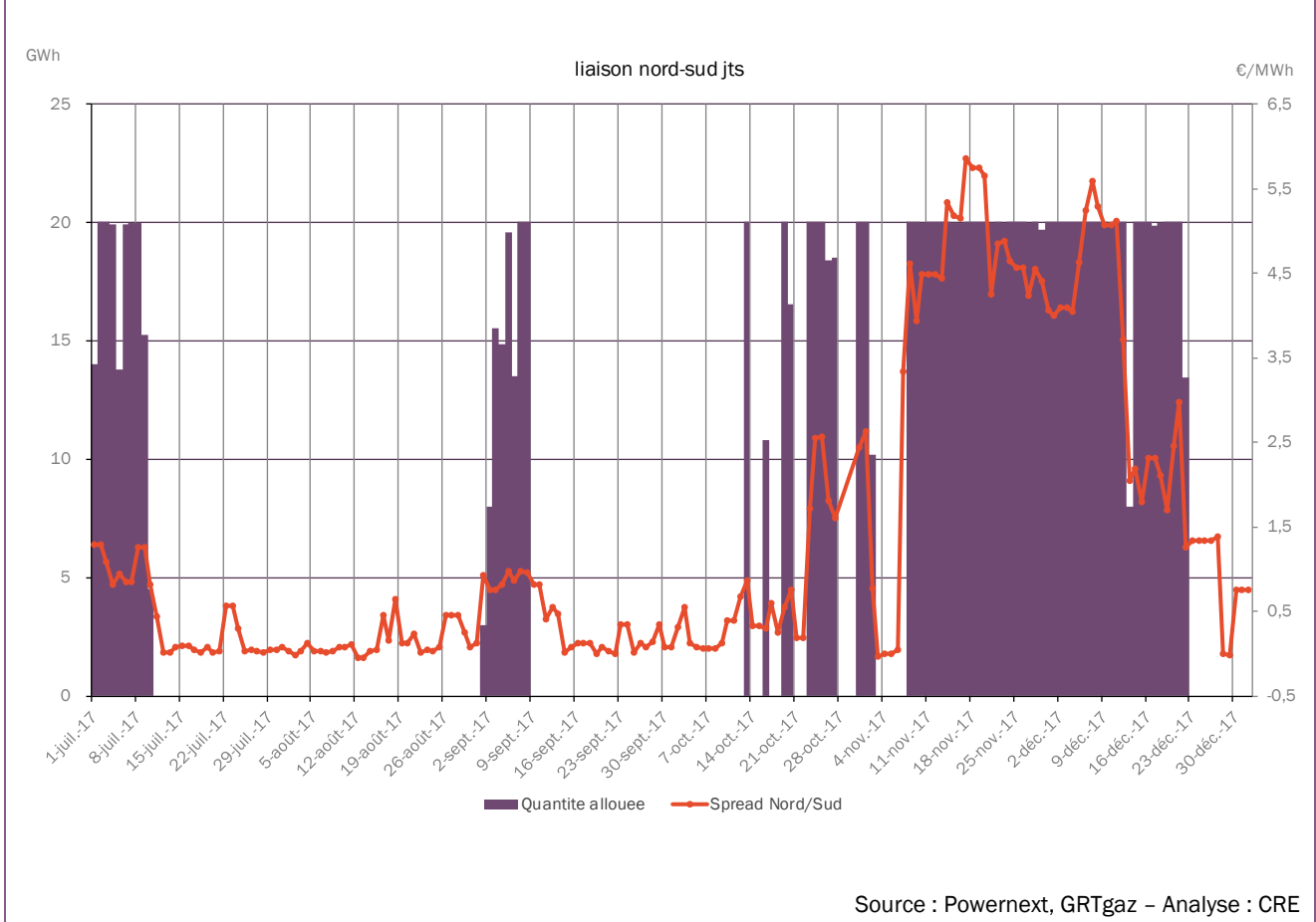
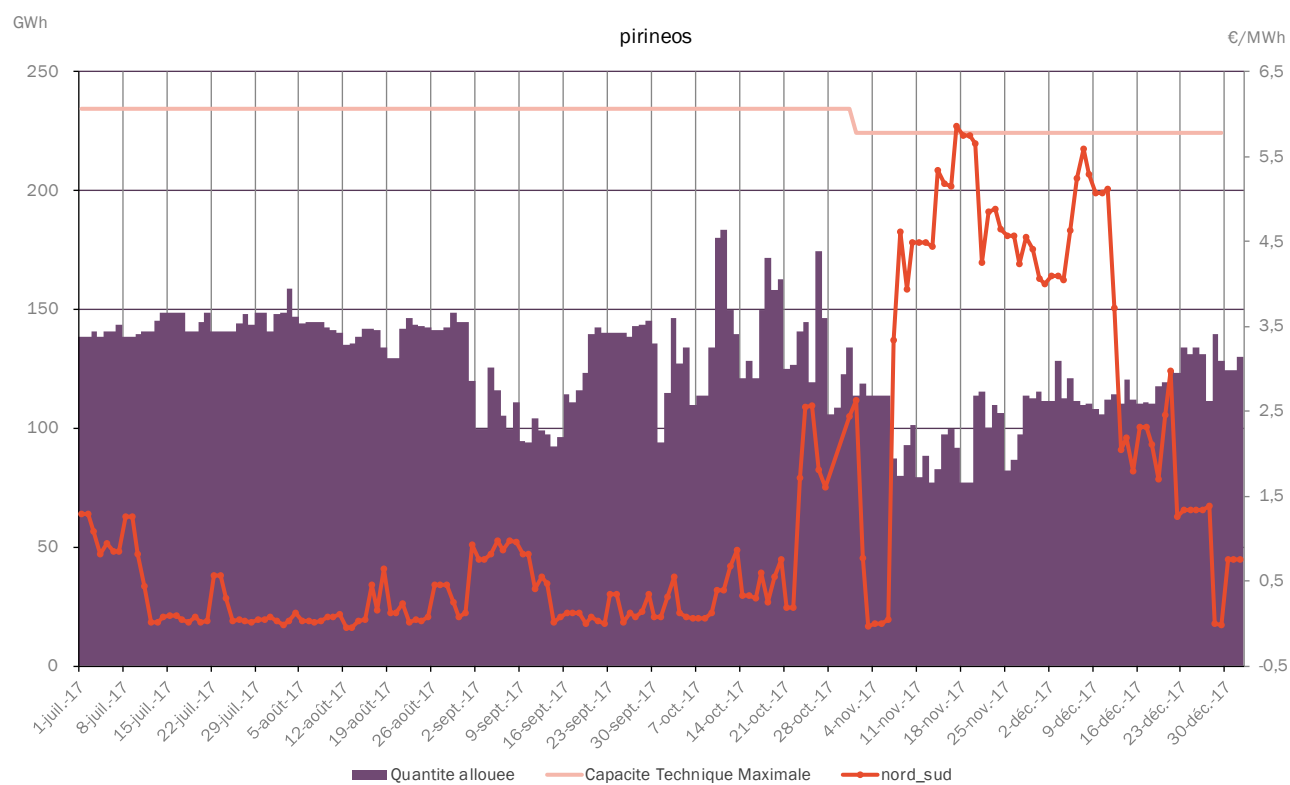
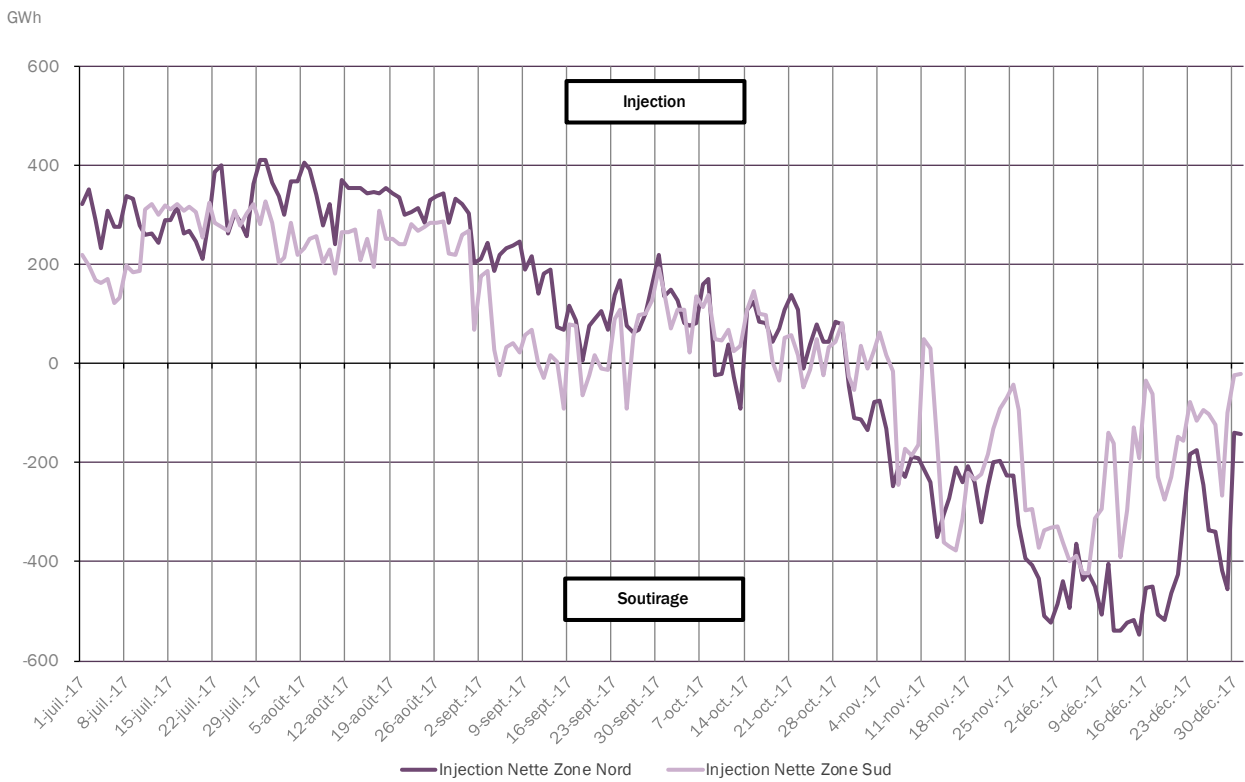


Figure 52 : Flux France-Espagne et spread Nord/Sud



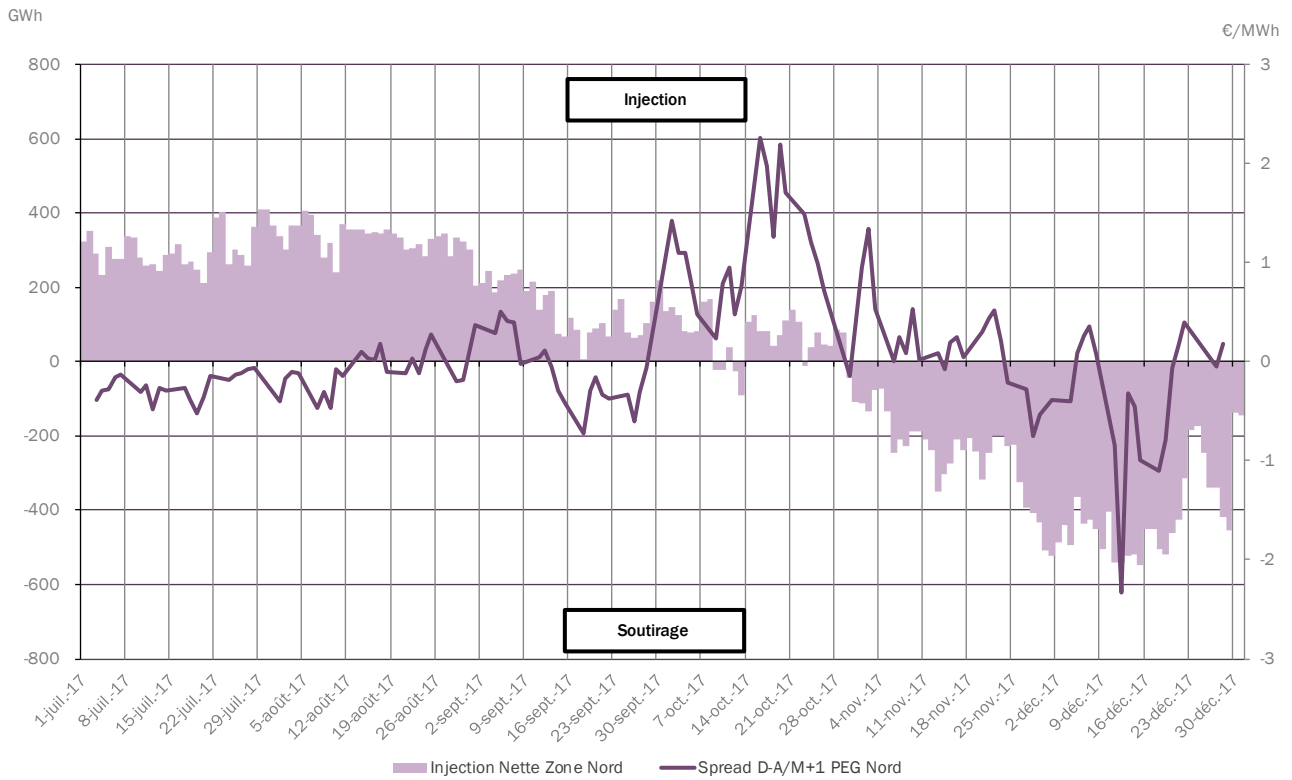
Source : Powernext, TIGF - Analyse : CRE

Figure 53 : Utilisation des stockages



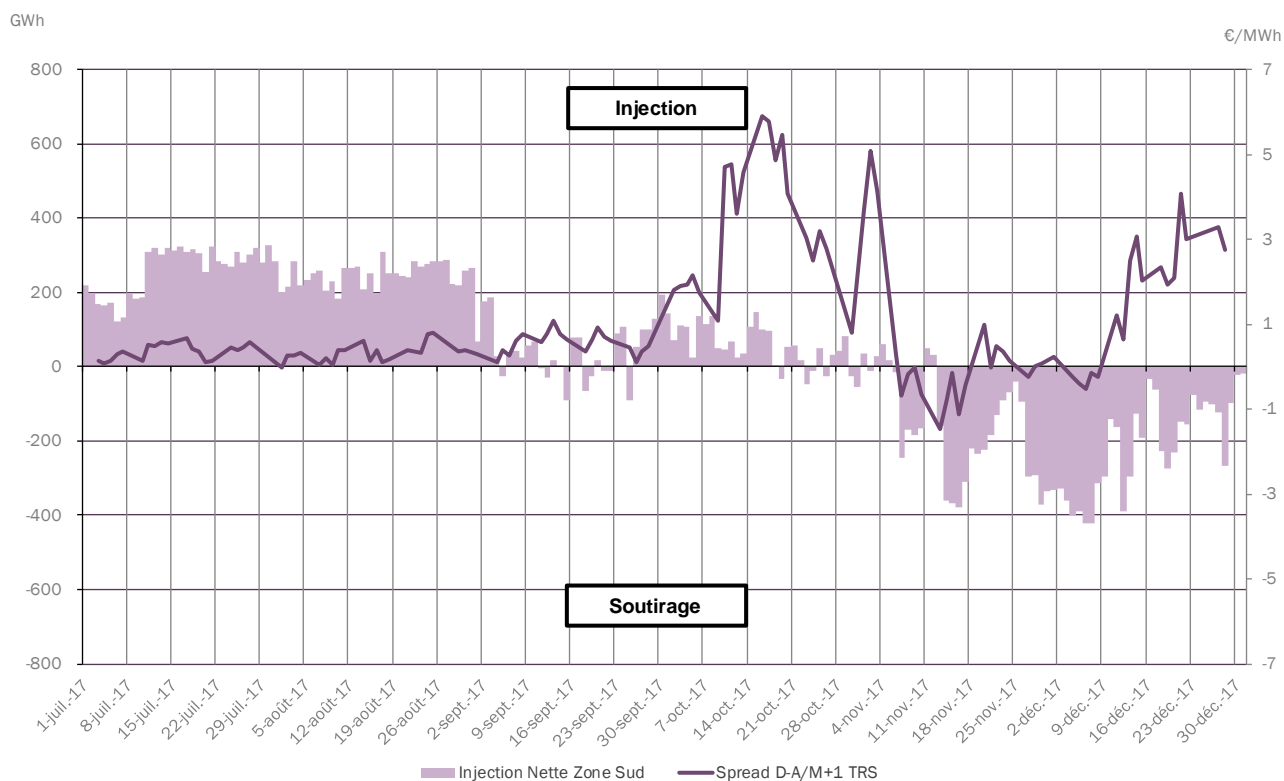
Source : GRTgaz, TIGF - Analyse : CRE

Figure 54 : Variation nette des stockages en Zone Nord versus spread temporels (même jour de cotation)



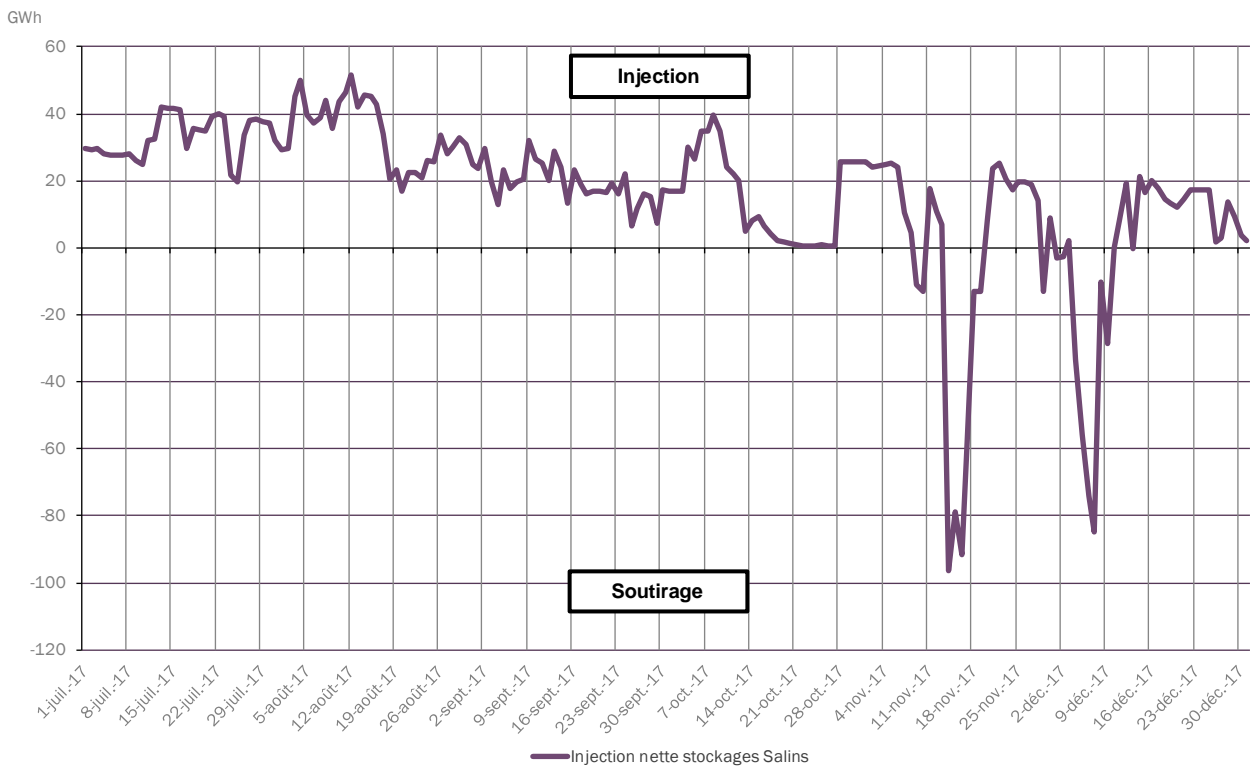
Source : Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Figure 55 : Variation nette des stockages en Zone Sud versus spread temporels (même jour de cotation)



Source : Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Figure 56 : 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.
11 juillet 2016	La Ministre de l'environnement et de l'énergie, chargée des négociations sur le climat, a précisé le 11 juillet 2016 que la mesure envisagée concernerait uniquement les centrales à charbon.
21 octobre 2016	Le gouvernement français reporte l'instauration d'un prix plancher pour le CO ₂ .
9 novembre 2017	Accord entre le Parlement européen et le Conseil sur la réforme post 2020 du marché européen du carbone
23 novembre 2017	L'Union européenne et la Suisse signent un accord pour lier leurs marchés du carbone

2. CHIFFRES-CLÉS

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

	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017	Variation trimestrielle T4 2017 / T3 2017		Variation annuelle T3 2017 / T3 2016	
						En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Volumes échangés (Mt)	2288	1622	1549	2378	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Volumes EUA	2274	1618	1545	2376	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
bourse	1797	1373	1179	1743	2099	20%	356	17%	302
brokers	477	245	366	633	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Volumes CER	13	4	3	2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
bourse	9	3	3	1	2	100%	1	-78%	-7
brokers	4,3	1,1	0,3	1,0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Volumes EUA bourse (Mt)									
EUA spot	219	271	192	351	433	23%	82	98%	214
EUA futurs (Déc'17 à Déc'20)	563	1047	967	1261	1574	25%	313	180%	1011
Déc'17	414	838	740	947	971	3%	24	135%	557
Déc'18	99	130	136	197	406	106%	209	310%	307
Déc'19	38	52	65	81	130	60%	49	242%	92
Déc'20	12	27	26	36	67	86%	31	458%	55

Source : ECX, EEX – Analyse : CRE

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

	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017	Variation trimestrielle T4 2017 / T3 2017		Variation annuelle T4 2017 / T4 2016	
						En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Prix spot (€/tCO ₂)									
Ecart prix moyen spot EUA/CER	5,2	4,9	4,6	5,7	7,3	28%	1,60	41%	2,10
Prix moyen spot EUA	5,5	5,2	4,8	5,9	7,5	27%	1,57	35%	1,94
Prix moyen spot CER	0,33	0,28	0,23	0,20	0,18	-14%	-0,03	-47%	-0,16
Prix futur (€/tCO ₂)									
EUA									
Prix moyen Déc'17 EUA	5,54	5,17	4,81	5,91	7,40	25%	1,50	34%	1,86
Prix moyen Déc'18 EUA	5,57	5,20	4,85	5,94	7,50	26%	1,56	35%	1,93
Prix moyen Déc'19 EUA	5,63	5,26	4,93	6,02	7,57	26%	1,55	35%	1,94
Prix moyen Déc'20 EUA	5,71	5,34	5,01	6,10	7,67	26%	1,56	34%	1,96
CER									
Prix moyen Déc'17 CER	0,32	0,28	0,23	0,21	0,18	-14%	-0,03	-46%	-0,15
Prix moyen Déc'18 CER	0,33	0,28	0,23	0,21	0,18	-14%	-0,03	-48%	-0,16
Prix moyen Déc'19 CER	0,33	0,28	0,23	0,21	0,18	-14%	-0,03	-48%	-0,16
Prix moyen Déc'20 CER	0,33	0,28	0,23	0,21	0,18	-14%	-0,03	-48%	-0,16

Source : ECX, EEX – Analyse : CRE

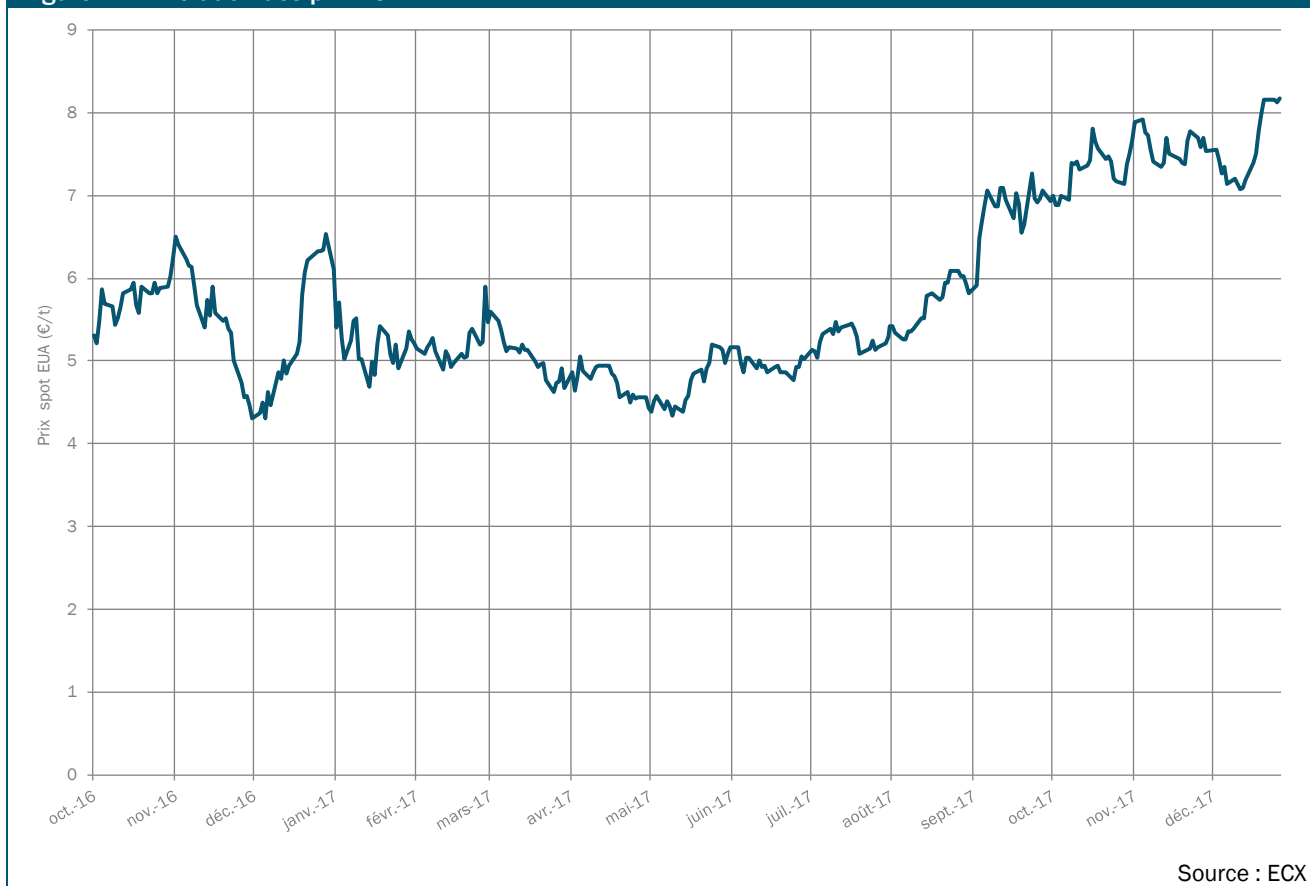
Tableau 13 : Matières premières énergétiques et évolution des fondamentaux

	T4 2016	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017	Variation trimestrielle T4 2017 / T3 2017		Variation annuelle T4 2017 / T4 2016	
						En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Charbon (€/t)	59,1	63,1	61,1	64,3	70,2	9%	5,9	19%	11,1
Clean Dark spread pointe (terme) (€/MWh)	35,5	20,4	20,7	22,4	23,4	4%	1,0	-34%	-12,1
Clean Spark spread pointe (terme) (€/MWh)	24,6	9,0	10,7	14,1	14,5	3%	0,4	-41%	-10,0

Source : NBP, EEX, ECX – Analyse : CRE

3. GRAPHIQUES

Figure 57 : Évolution des prix EUA



Source : ECX

Figure 58 : Évolution de l'écart de prix spot EUA et CER

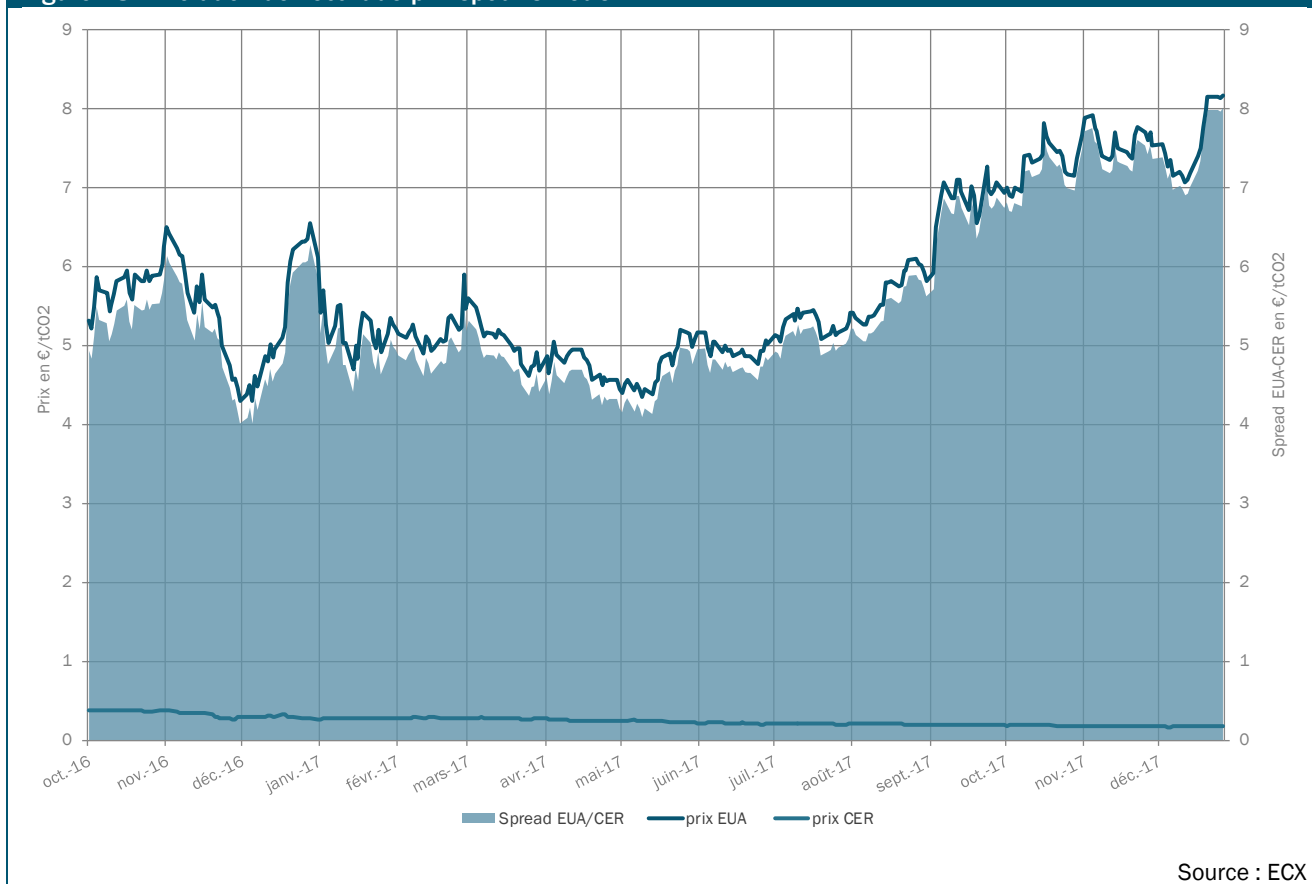
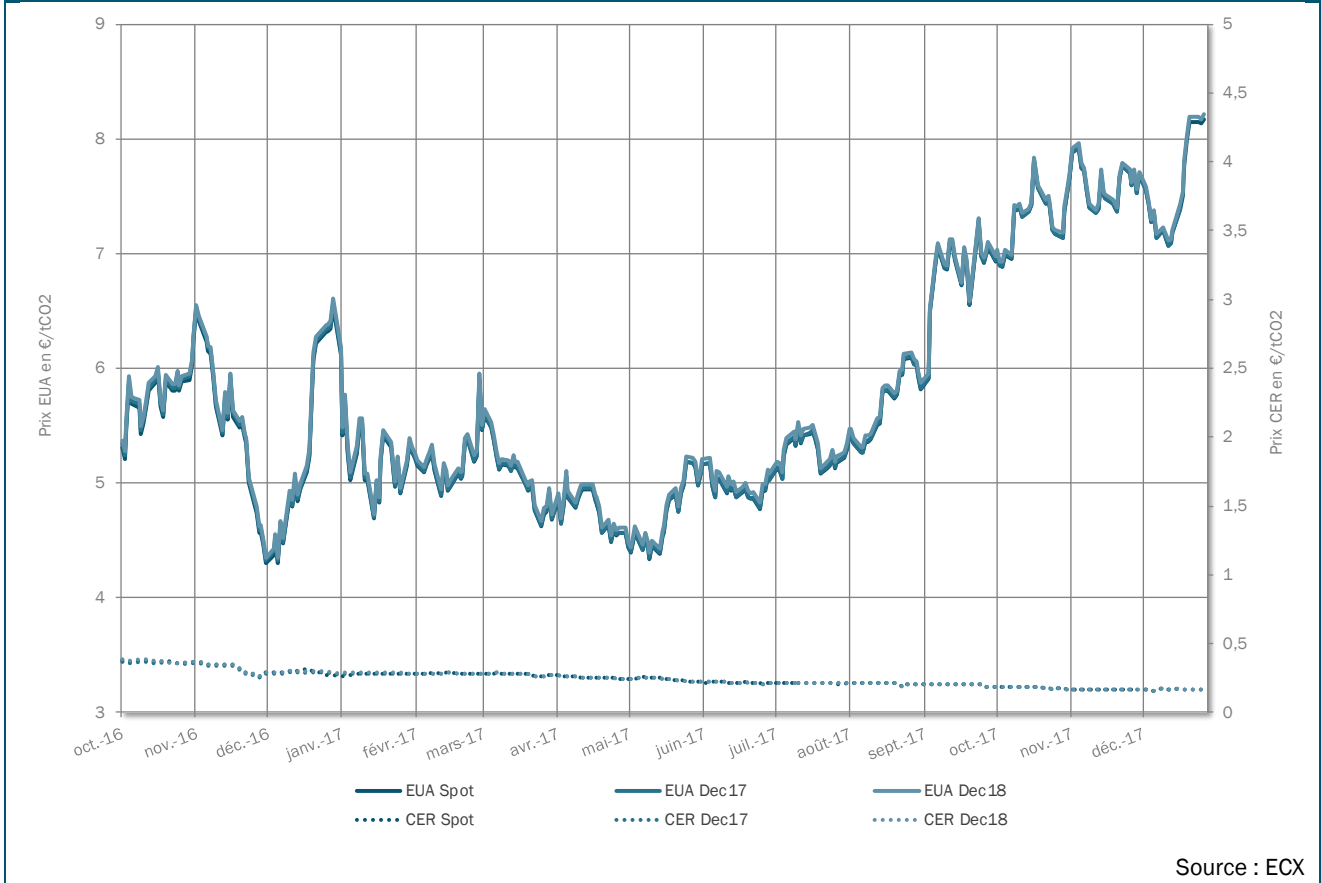


Figure 59 : Évolution des prix spot et à terme EUA et CER



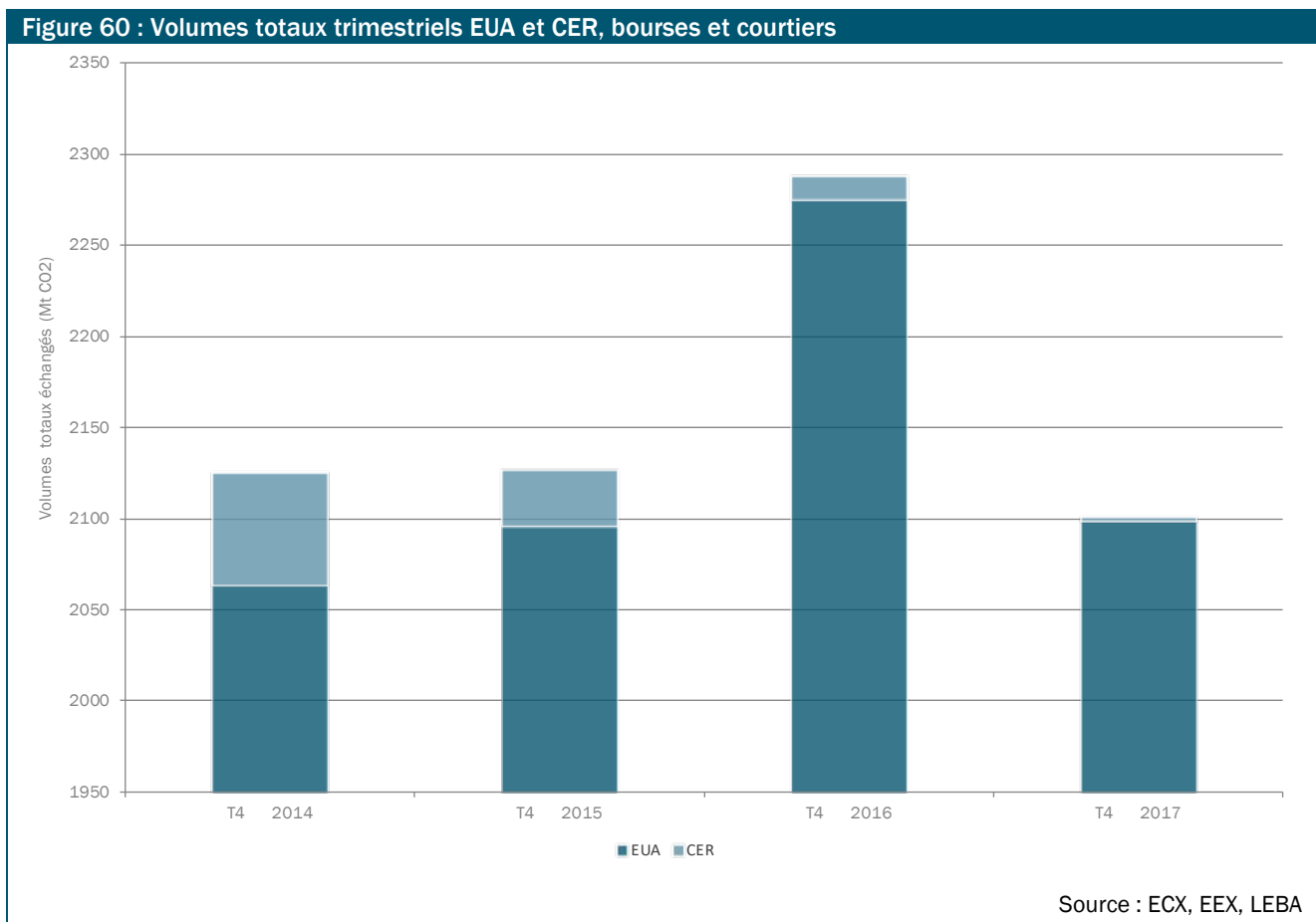


Figure 61 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés sur la bourse

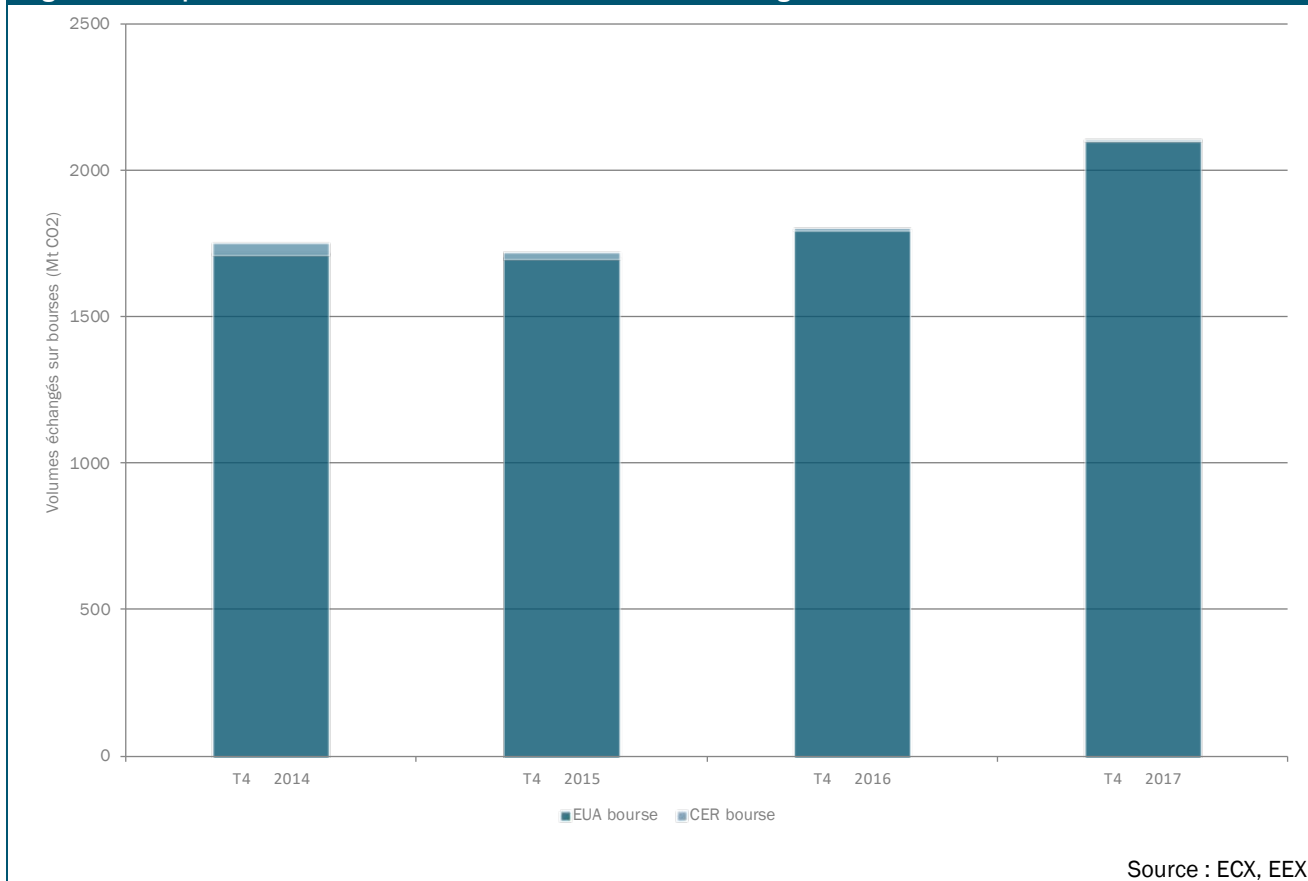
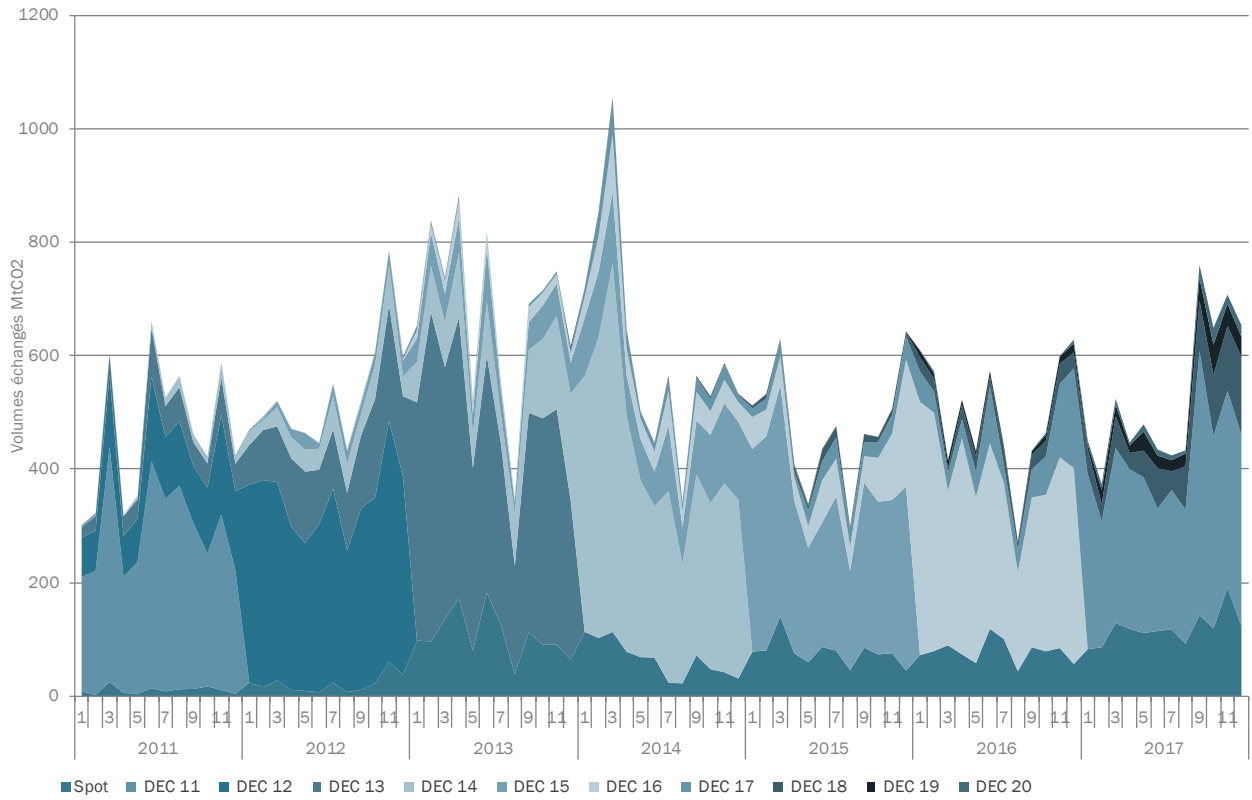


Figure 62 : Évolution des échanges par maturité sur le marché des EUA



Source : ECX, EEX.

Figure 63 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread spot sur la pointe

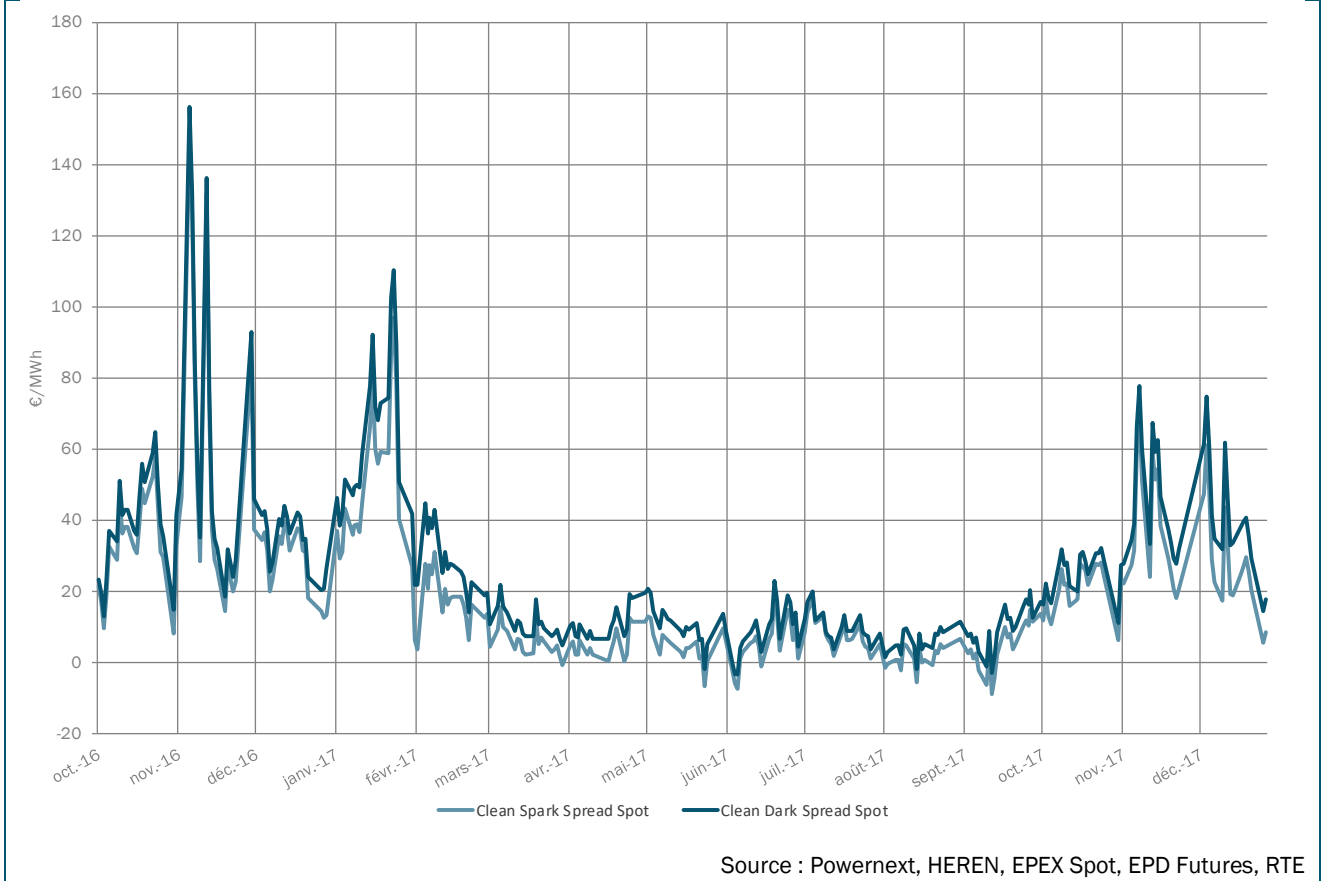
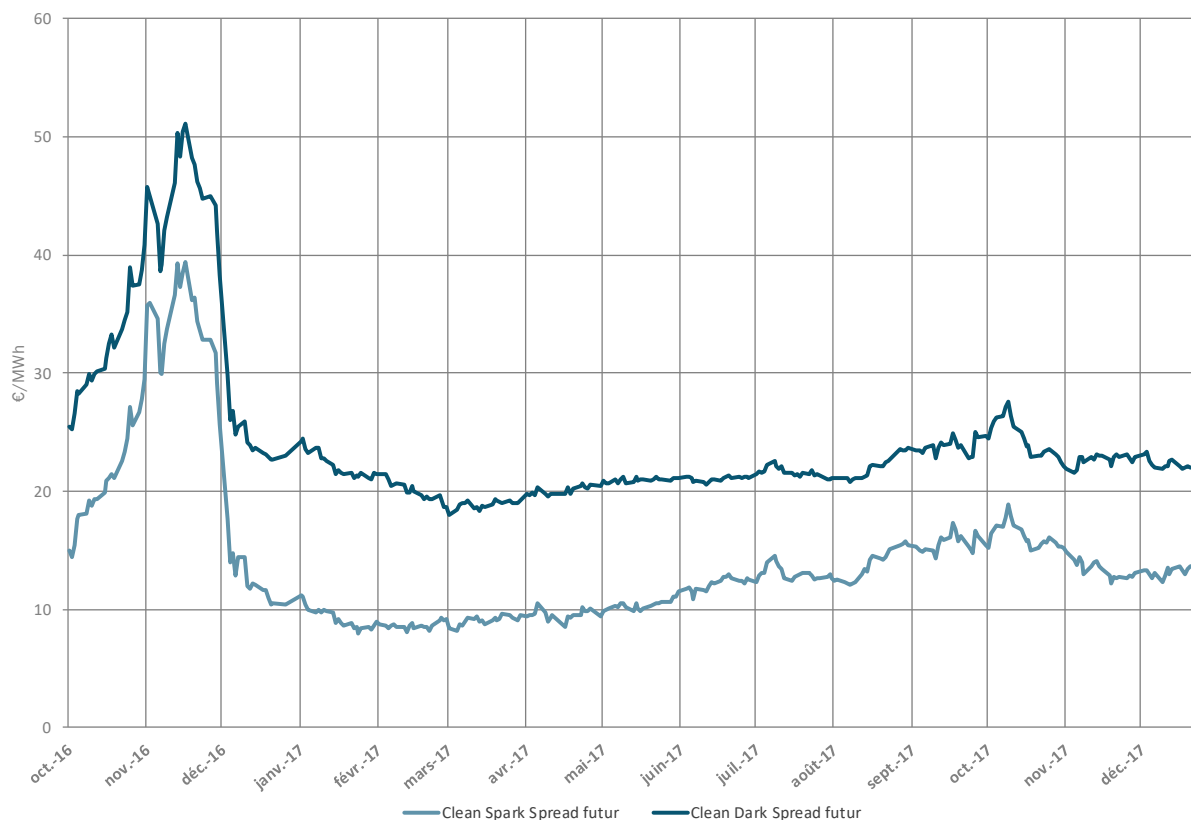


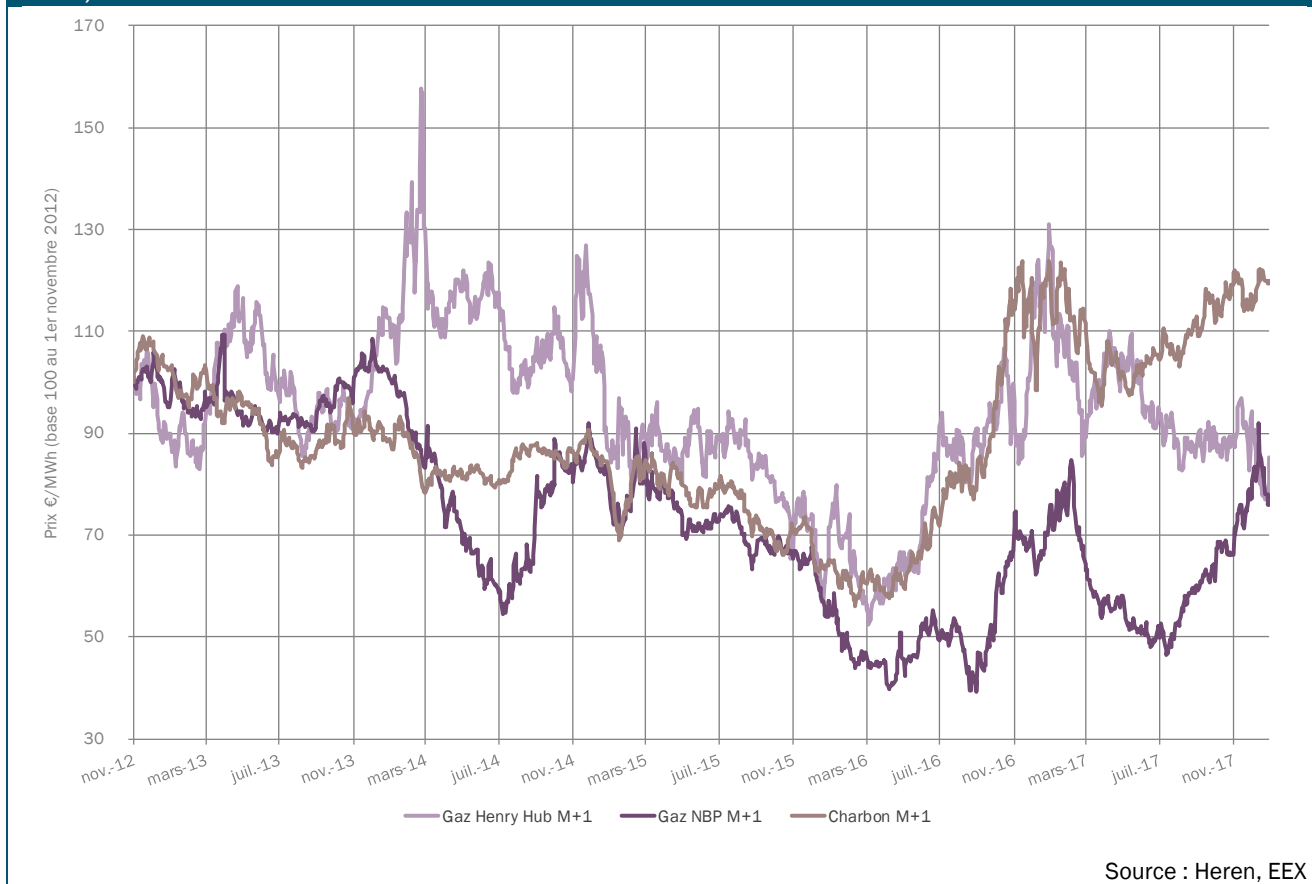
Figure 64 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread future sur la pointe



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



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.

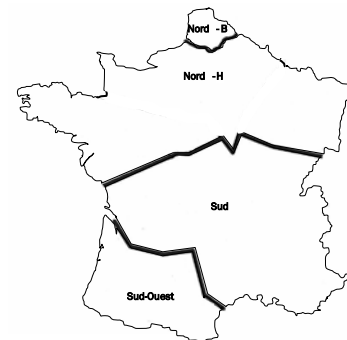
Zone d'équilibrage : zone géographique du réseau de transport de gaz sur laquelle l'équilibre doit être assuré entre les entrées et les sorties de gaz.

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 carbonés 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 SEQE 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 SEQE

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.

INDEX DES GRAPHIQUES

Figure 1 : Bilan physique du système électrique français au cours du trimestre.....	11
Figure 2 : Productions par filière et consommations trimestrielles.....	14
Figure 3 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)	15
Figure 4 : Volumes et nombre de transactions en infrajournalier sur le marché EPEX SPOT.....	16
Figure 5 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT.....	17
Figure 6 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié.....	18
Figure 7 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié.....	19
Figure 8 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédié.....	20
Figure 9 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT.....	21
Figure 10 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens	22
Figure 11 : Prix à terme Y+1 en Base en France et en Allemagne	23
Figure 12 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe.....	24
Figure 13 : Ratio Pointe/Base des prix à terme Y+1 en France et en Allemagne	25
Figure 14 : Consommation.....	26
Figure 15 : Taux de disponibilité nucléaire	26
Figure 16 : Taux de production de la filière charbon.....	27
Figure 17 : Taux de production de la filière gaz.....	27
Figure 18 : Taux de production de la filière hydraulique.....	28
Figure 19 : Importations et exportations (pointe / hors pointe)	28
Figure 20 : Solde exportateur	29
Figure 21 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T3 2017	29
Figure 22 : Indice de concentration HHI – injections T3 2017.....	30
Figure 23 : Indice de concentration HHI – soutirages en T3 2017	31
Figure 24 : Approvisionnements et débouchés du marché du gaz en France.....	34
Figure 25 : Prix day-ahead sur les principaux marchés du gaz en Europe.....	37
Figure 26 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français.....	38
Figure 27 : Prix du contrat <i>month-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe.....	39
Figure 28 : Prix du contrat <i>year-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe	40
Figure 29 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF	41
Figure 30 : Prix mondiaux du gaz.....	42
Figure 31 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers.....	43
Figure 32 : Livraisons aux PEG	44
Figure 33 : Répartition du négoce sur le marché intermédié par produit.....	45
Figure 34 : Répartition du négoce sur le marché spot par PEG	46
Figure 35 : Répartition du négoce sur le marché à terme par PEG.....	47
Figure 36 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire.....	48
Figure 37 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire	49
Figure 38 : Indices de concentration du marché spot français par PEG.....	50
Figure 39 : Indices de concentration du marché à terme français par PEG	51
Figure 40 : Consommation de gaz en France	52

Figure 41 : Niveaux des stocks en France	53
Figure 42 : Niveau des stocks par zone	53
Figure 43 : Emissions des terminaux méthaniers	54
Figure 44 : Utilisation de la liaison Nord-Sud (sens Nord vers Sud).....	55
Figure 45 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau).....	56
Figure 46 : Utilisation du PIV Virtualys* (sens Belgique vers France).....	57
Figure 47 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France)	58
Figure 48 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse).....	59
Figure 49 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau).....	60
Figure 50 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau).....	61
Figure 51 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud)	62
Figure 52 : Flux France-Espagne et spread Nord/Sud	63
Figure 53 : Utilisation des stockages	64
Figure 54 : Variation nette des stockages en Zone Nord versus spread temporels (même jour de cotation)	65
Figure 55 : Variation nette des stockages en Zone Sud versus spread temporels (même jour de cotation).....	66
Figure 56 : Variation nette du groupement de stockage Salins en zone Sud.....	67
Figure 57 : Évolution des prix EUA.....	70
Figure 58 : Évolution de l'écart de prix spot EUA et CER.....	71
Figure 59 : Évolution des prix spot et à terme EUA et CER	72
Figure 60 : Volumes totaux trimestriels EUA et CER, bourses et courtiers	73
Figure 61 : Répartition des volumes trimestriels EUA et CER échangés sur la bourse.....	74
Figure 62 : Évolution des échanges par maturité sur le marché des EUA	75
Figure 63 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread spot sur la pointe	76
Figure 64 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread future sur la pointe	77
Figure 65 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux États-Unis (Henry Hub) versus le charbon (base 100 en novembre 2012).....	78

INDEX DES TABLEAUX

Tableau 1 : Flux physiques du marché de gros de l'électricité	11
Tableau 2 : Prix de marché observés au cours du trimestre	12
Tableau 3 : Volumes négociés au cours du trimestre	12
Tableau 4 : Disponibilité et taux 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.....	13
Tableau 8 : Chiffres clés du marché de gros du gaz	35
Tableau 9 : Prix	35
Tableau 10 : Négocce	36
Tableau 11 : Volumes des produits EUA / CER échangés sur le marché de gros du CO ₂	69
Tableau 12 : Évolution des prix des produits EUA / CER sur les marchés du CO ₂	69
Tableau 13 : Matières premières énergétiques et évolution des fondamentaux.....	69

