



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE



OBSERVATOIRE

2^E TRIMESTRE 2018 (DONNÉES AU 30/06/2018)

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

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.

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.....	31
1. DATES-CLÉS.....	31
2. BILAN PHYSIQUE	33
3. CHIFFRES-CLÉS.....	34
4. GRAPHIQUES	36
PARTIE 3 : AUTRES ÉLÉMENTS DU CONTEXTE	67
1. PRIX DU QUOTA CO₂.....	67
2. PRIX DU GAZ EN EUROPE ET AUX ETATS-UNIS VERSUS LES PRIX DU CHARBON	70
GLOSSAIRE.....	71
GLOSSAIRE COMMUN	71
GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DE GROS DU CO₂	71
INDEX DES GRAPHIQUES	73
INDEX DES TABLEAUX	75

LES FAITS MARQUANTS **DU TRIMESTRE**

Nette tendance haussière des prix de matières premières dans un contexte marqué par les tensions géopolitiques notamment en Iran

Les cours du pétrole ont atteint en moyenne 63 €/bbl de Brent au cours du second trimestre 2018, soit une augmentation de +16 % par rapport au trimestre précédent. Dans la continuité du contexte haussier du premier trimestre, les prix ont atteint un sommet à 68 €/bbl de Brent à la mi-mai à la suite de l'annonce du président américain pour réimposer des sanctions contre l'Iran. Ces tensions au Moyen-Orient ont nettement marqué l'évolution des prix pendant ce trimestre. A cet égard, il convient de noter que leur tendance haussière s'est également développée sur fond de difficultés de production au Venezuela et de tensions commerciales entre les Etats-Unis et la Chine. Néanmoins, l'annonce d'une augmentation de production de l'OPEP a contribué à la baisse des cours sur la seconde moitié du trimestre.

Les cours du charbon ont augmenté au cours du deuxième trimestre 2018 et ont atteint en moyenne 71,8 €/t, soit une hausse de +9 % par rapport au premier trimestre 2018. Les prix ont suivi la tendance haussière du pétrole et ont atteint leur plus haut niveau en 2018 avec 76,3 €/t fin juin stimulés notamment par la forte demande de charbon asiatique dans le secteur électrique suite aux chaleurs d'été.

Les prix du marché d'électricité remontent dans un contexte de disponibilité nucléaire qui reste faible et de hausse des prix des matières premières

La consommation électrique est en légère baisse par rapport à la même période en 2017 et s'est établie à 95,9 TWh contre 97,8 TWh au second trimestre 2017 (-2,0 %), en raison notamment de l'évolution des températures évoluant au-dessus de leurs normales de saison.

La disponibilité nucléaire est restée faible, même si elle s'est située en légère hausse par rapport à la même période un an plus tôt, avec un taux de disponibilité de 75,5 %, soit 6,3% au-dessus du niveau historiquement bas du second trimestre 2017. Le taux de production nucléaire s'est établi à environ 66,5 %, en hausse de 0,6 %, par rapport au second semestre un an plus tôt. Après une année 2017 historiquement basse pour la filière hydraulique, la production hydraulique affiche une hausse de 8,2 % sur un an et a permis de compenser à la faible disponibilité du nucléaire. Les moyens de production fossiles ont également contribué à l'équilibre entre l'offre et la demande au cours du second trimestre 2018. Le taux d'utilisation des filières charbon et gaz a ainsi été respectivement de 12 % et de 11 % en moyenne au cours du trimestre (respectivement 22 % et 24 % de moins que lors du même trimestre en 2017 où la production hydrolique n'avait pas pu compenser autant).

Les importations affichent un recul de 26,4 % et les exportations une progression de 23,2 % par rapport au second trimestre 2017, portant le bilan des échanges frontaliers à un solde net exportateur de 20,8 TWh, soit une nette progression de 47,5 % par rapport au T2 2017.

Dans ce contexte marqué, au surplus, par la hausse généralisée des prix des matières premières, les prix spot de l'électricité ont augmenté. En base, ils se sont établis en moyenne à 36,9 €/MWh au second trimestre 2018 contre 33,9 €/MWh lors du même trimestre en 2017 (Figure 9) affichant une progression de 9 %. En pointe, par rapport au second trimestre 2017, les prix affichent une progression de 14,3 % passant en moyenne de 38,7 à 44,2 €/MWh.

Les prix du produit Y+1 pour livraison l'année suivante affichent une nette progression par rapport au trimestre précédent passant notamment de 39,9 €/MWh en moyenne à plus de 45,1 €/MWh (+13,3%) en forte corrélation avec l'évolution des énergies fossiles (graphique ci-dessous). Le prix du produit Calendaire France Base 2019 finit ainsi le trimestre en hausse à 48,2 €/MWh (Figure 11).

S'agissant du négoce sur le marché à terme, les volumes échangés de produit trimestriel et mensuel sont en baisse par rapport au trimestre précédent (-15 %) aussi bien que par rapport à l'année précédente (-7 %) (Figure 6 et Figure 7). Les volumes échangés de produit annuel progressent en revanche par rapport à la même période un an plus tôt (+8 %).

Malgré la faible demande client, un marché du gaz tendu durant le deuxième trimestre 2018 marqué par la forte demande d'injections et les importantes maintenances saisonnières

La consommation de gaz en France au cours du deuxième trimestre 2018 est en nette baisse de 13 % (-10 TWh) par rapport au deuxième trimestre 2017. Le printemps a été marqué par des températures records supérieures en moyenne de 1,9°C par rapport à la normale¹. Les stocks ont atteint des niveaux très bas suite à l'hiver vigoureux, par conséquent les injections pour les renflouer ont été significatives et ont atteint 56 TWh, soit une hausse

¹ Météo France

d'environ 50 % par rapport à la même période l'année dernière. Les importations terrestres sont restées à un niveau stable tandis que celles de GNL ont augmenté de 4 % pour atteindre 32 TWh.

Dans ce contexte, les prix *day-ahead* du gaz ont atteint en moyenne 21 €/MWh au PEG Nord, soit une hausse de 35 % par rapport au deuxième trimestre 2017. Le marché est resté tendu en raison de la forte demande d'injection pour renflouer les stocks et d'importantes maintenances en Europe du Nord. Les fluctuations du prix du gaz constatées sur les autres marchés européens ont été similaires avec un différentiel moyen entre le PEG Nord et le TTF de 0,2 €/MWh.

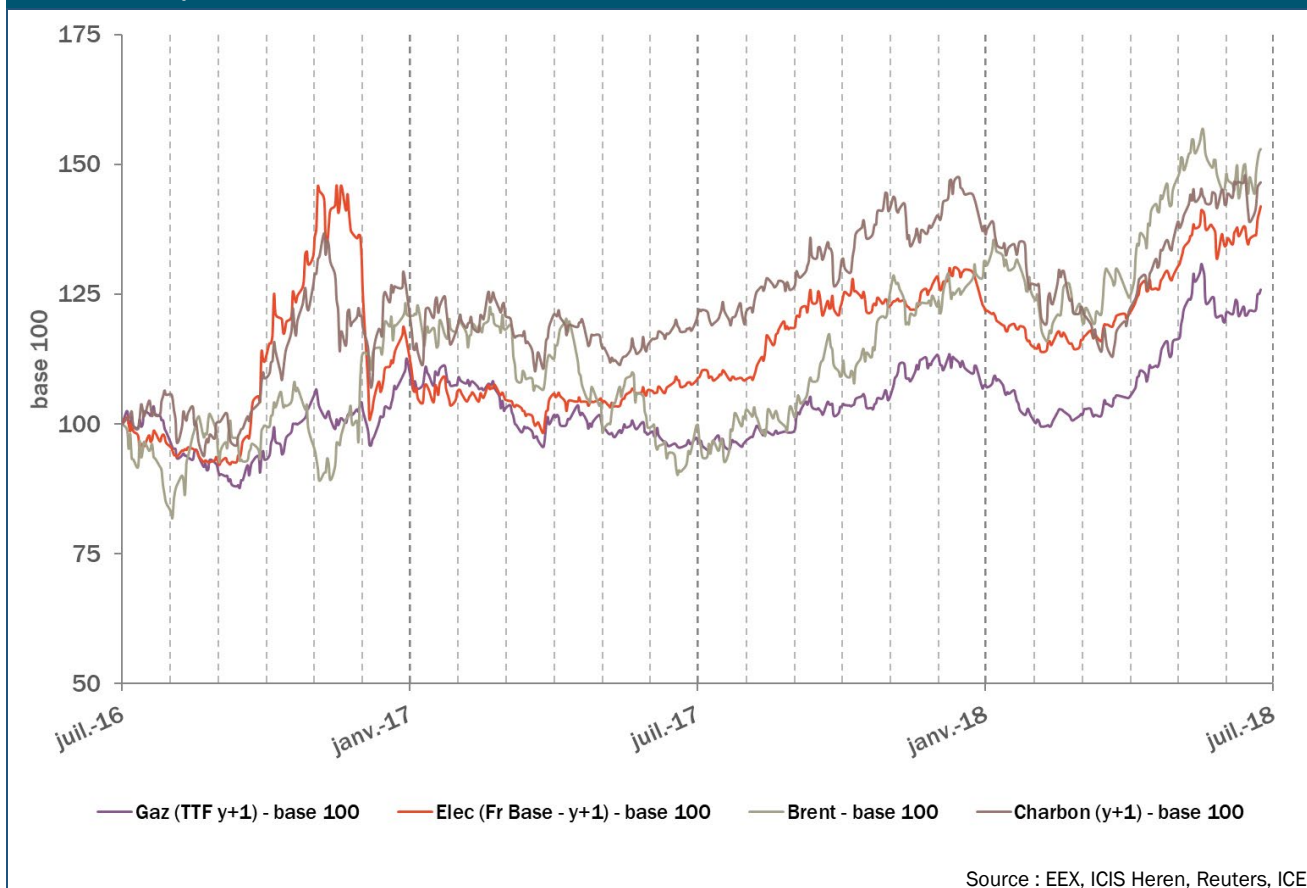
En zone TRS, les prix *day-ahead* se sont établis en moyenne à 22,8 €/MWh, soit un écart avec la zone PEG Nord relativement élevé (1,8 €/MWh) atteignant un maximum de la période de 5,7 €/MWh à la fin du trimestre. Cet écart s'explique par le faible taux de disponibilité de la liaison nord-sud (70 %) et par les stocks en zone sud qui sont toujours à des niveaux très bas. Les faibles émissions à FOS dans le bas de la fourchette historique (-28 % par rapport au deuxième trimestre 2017) ont également accentué le différentiel de prix, notamment en fin de trimestre.

Les prix calendaires ont globalement augmenté tout au long du trimestre pour s'établir en moyenne à 19,8 €/MWh soit une hausse de 19 % par rapport à la même période l'année dernière. Cette tendance s'inscrit dans le sillage de l'évolution des prix des matières premières.

Le quota de CO₂ atteint de nouveaux records malgré un mois de juin plutôt en baisse

Le prix du quota de CO₂ a atteint un nouveau record au cours de ce trimestre : il s'est échangé jusqu'à 16,4 €/tCO₂ début juin. Le prix a ensuite fortement baissé à la suite de l'annonce du président américain de taxes sur les importations d'acier et d'aluminium européen, avant de rebondir. La fin du mois de juin se caractérise par le recul du prix du CO₂ qui passe sous la barre de 15 €/tCO₂, baisse qui fait notamment suite à l'annonce par l'Union Européenne d'un nouvel objectif de 32 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique européenne d'ici à 2030. Cet objectif pourrait en effet réduire la demande de quotas sur le long-terme. Le volume d'EUA échangés a augmenté de 13 % par rapport au trimestre précédent.

Evolution des prix des commodités



LES INDICATEURS **DE MARCHÉ**

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

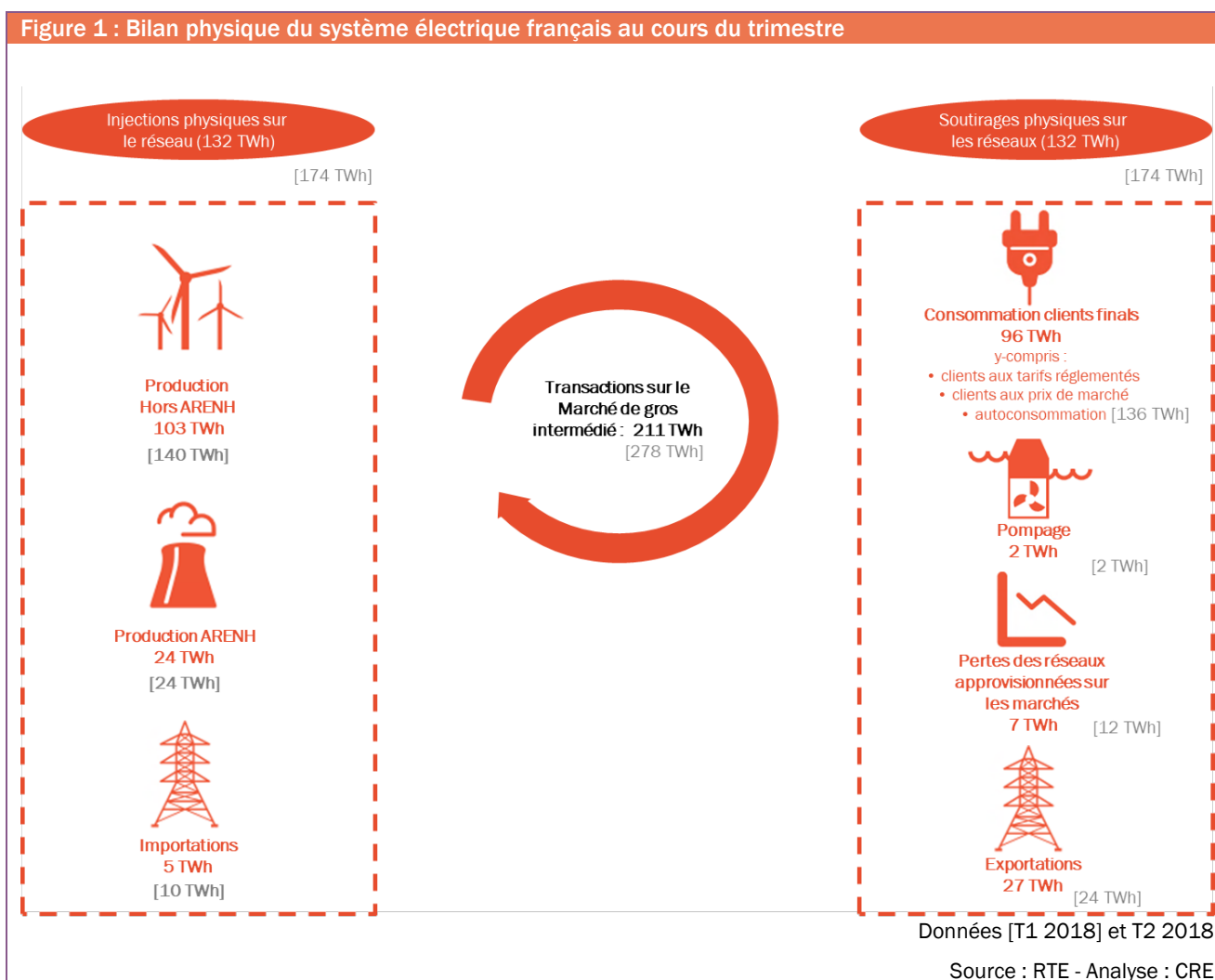
1. DATES-CLÉS

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 ²
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

² 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
Juin 2018	Lancement de XBID : plateforme européenne de trading intraday transfrontalier

2. BILAN PHYSIQUE



3. CHIFFRES-CLÉS

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

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T2 2018 / T1 2018		T2 2018 / T2 2017	
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Injections, en TWh									
Production Hors ARENH, en TWh	101	94	117	140	103	-27%	-37,44	2%	1,64
ARENH, en TWh	20	21	21	23	24	1%	0,25	-	3,09
Imports, en TWh	7	7	15	6	5	-11%	-0,63	-26%	-1,80
Soutirages, en TWh									
Consommation clients finals, en TWh	98	93	123	141	96	-32%	-44,82	-2%	-1,95
Pompage, en TWh	2	1	2	2	2	-3%	-0,06	3%	0,05
Exports, en TWh	22	21	17	19	27	37%	7,14	23%	5,01
Pertes, en TWh	7	7	10	7	7	-1%	-0,09	-3%	-0,18

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 2 : Prix de marché observés au cours du trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T2 2018 / T1 2018		Variation annuelle T2 2018 / T2 2017	
	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T2 2018	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Prix de marché Spot									
Prix Intraday France, en €/MWh	33,9	34,6	57,7	46,2	37,1	-20%	-9,14	9%	3,18
Prix Day-Ahead France en Base, en €/MWh	33,9	34,5	56,6	43,8	36,8	-16%	-7,06	8%	2,85
Prix Day-Ahead France en Pointe, en €/MWh	38,7	40,3	70,0	52,1	44,2	-15%	-7,88	14%	5,51
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	4,1	1,8	23,1	8,3	0,8	-91%	-7,54	-81%	-3,35
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	5,1	2,6	23,5	8,1	3,6	-55%	-4,45	-29%	-1,46
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne	46%	62%	7%	31%	28%	-10%	-0,03	-39%	-0,18
Prix de marché à terme									
Prix M+1 France, en €/MWh	33,8	37,8	63,2	44,0	39,3	-11%	-4,68	16%	5,45
Spread M+1 France-Allemagne, en €/MWh	2,0	3,3	22,5	6,9	0,9	-87%	-6,01	-58%	-1,17
Prix Q+1 France, en €/MWh	34,2	47,5	55,4	34,0	41,4	22%	7,43	21%	7,23
Spread Q+1 France-Allemagne, en €/MWh	1,9	10,5	13,9	1,3	0,6	-54%	-0,71	-68%	-1,29
Prix Y+1 France, en €/MWh	35,9	39,1	42,5	40,0	45,0	13%	5,05	25%	9,14
Spread Y+1 France-Allemagne, en €/MWh	5,8	6,1	5,9	5,0	4,7	-6%	-0,32	-19%	-1,13
Ratios Y+1 Pointe/Base									
France	130%	129%	129%	128%	127%	-1%	-0,02	-3%	-0,04
Allemagne	126%	124%	124%	125%	124%	-1%	-0,01	-2%	-0,03

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

Tableau 3 : Volumes négociés au cours du trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T2 2018 / T1 2018		Variation annuelle T2 2018 / T2 2017	
	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T2 2018	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
NEB									
Volumes NEB, en TWh	94,97	98,96	114,00	119,92	102,17	-15%	-17,75	8%	7,20
Ratio NEB/Consommation française	97%	106%	93%	85%	107%	-	0,21	-	0,09
Marché Spot, en TWh									
Volumes sur le marché Intraday EPEX SPOT, en TWh	1,5	1,6	1,8	2,0	1,6	-23%	-0,41	4%	0,07
Part des Volumes Intraday cross-border Fr-All	75%	80%	57%	65%	73%	14%	0,08	-3%	-0,02
Volumes sur le marché Day-Ahead EPEX SPOT, en TWh	27,9	28,0	24,7	29,8	31,4	7%	1,63	13%	3,58
Volumes sur le marché Day-Ahead Brokers, en TWh	5,9	5,0	6,4	7,8	5,8	-26%	-2,05	-2%	-0,12
Marché à terme									
Volumes, en TWh	183,7	243,5	326,8	238,7	171,7	-28%	-67,0	-7%	-12,02
Part de marché Brokers	87,7%	86,5%	86,1%	87,1%	83,3%	-	-3,9%	-	-4,4%
Part de marché EEX	12,3%	13,5%	13,9%	12,9%	16,7%	-	3,9%	-	4,4%
Nombre de Transactions	17 317	20 351	28 061	32 098	16 873	-47%	- 15 225	-3%	- 444
Part de marché Brokers	86,1%	85,3%	79,7%	84,8%	83,8%	-	-1,0%	-	-2,4%
Part de marché EEX	13,9%	14,7%	20,3%	15,2%	16,2%	-	1,0%	-	2,4%
Produit Y+1									
Volumes, en TWh	55,2	101,2	149,2	58,9	59,6	1%	0,72	8%	4,38
Nombre de Transactions	1483	2584	3465	1593	1667	5%	74	12%	184
Produit Q+1									
Volumes, en TWh	33,1	26,6	38,0	35,7	19,7	-45%	-16,00	-40%	-13,37
Nombre de Transactions	2461	2276	3485	2972	1371	-54%	-1601	-44%	-1090
Produit M+1									
Volumes, en TWh	29,0	24,9	29,0	42,9	21,5	-50%	-21,41	-26%	-7,46
Nombre de Transactions	5140	4300	6873	9771	4391	-55%	-5380	-15%	-749

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

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 4 : Disponibilité et taux de production

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T2 2018 / T1 2018		Variation Annuelle T2 2018 / T2 2017	
	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T2 2018	En points		En points	
Parc nucléaire									
Taux de production moyen du parc nucléaire (%)	65,9	60,3	65,7	80,2	66,5	-13,7		0,6	
Taux de disponibilité du parc nucléaire (%)	69,2	65,1	70,4	86,7	75,5	-11,2		6,3	
Production hydraulique									
Taux de production moyen du parc hydraulique (%)	28,9	29,6	21,3	37,9	37,1	-0,8		8,2	

Source : RTE- Analyse : CRE

Tableau 5 : Flux aux frontières

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T2 2018 / T1 2018		Variation Annuelle T2 2018 / T2 2017	
	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T2 2018	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Importations (TWh)									
Importations pointe (TWh)	2,7	2,9	5,5	4,0	2,2	-45,9%	-1,8	-20,0%	-0,5
Importations hors-pointe (TWh)	4,2	4,6	9,1	6,5	2,9	-55,1%	-3,6	-30,5%	-1,3
Exportations (TWh)	21,0	20,5	16,6	23,4	25,9	10,8%	2,5	23,2%	4,9
Exportations pointe (TWh)	7,5	6,9	5,2	8,7	9,1	4,0%	0,4	20,9%	1,6
Exportations hors-pointe (TWh)	13,5	13,6	11,4	14,6	16,8	14,9%	2,2	24,5%	3,3
Solde exportateur (TWh)	14,1	13,0	2,0	12,9	20,8	61,7%	7,9	47,5%	6,7

Source : RTE- Analyse : CRE

Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T2 2018 / T1 2018		Variation Annuelle T2 2018 / T2 2017	
	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T2 2018	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Responsables d'équilibre									
Producteurs d'électricité actifs	20	18	19	20	19	-5,0%	-1	-5,0%	-1
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	18	16	16	18	17	0,0%	-1	0,0%	-1
Fournisseurs de clients finals	30	28	27	28	27	-3,6%	-1	-10,0%	-3
Actifs à l'import/export	48	47	47	49	46	-6,1%	-3	-4,2%	-2
Actifs à l'échange de blocs	86	85	87	82	82	0,0%	0	-4,7%	-4

Source : RTE- Analyse : CRE

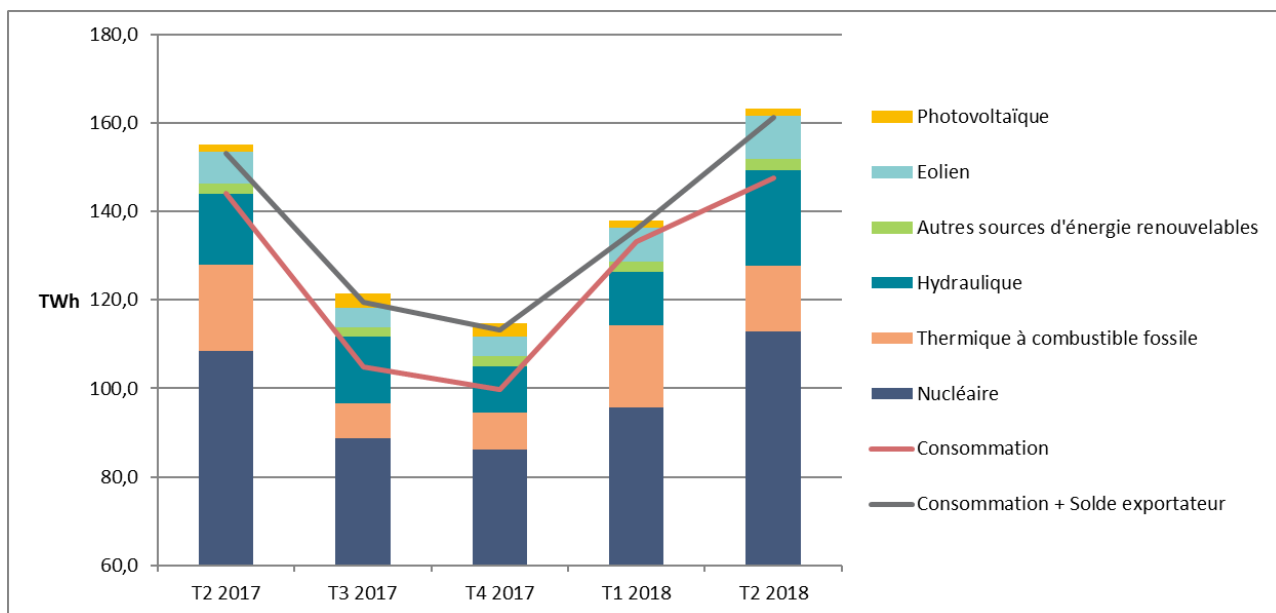
Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité

	HHI - Concentration du marché					
	T2 2017		T1 2018		T2 2018	
		EDF inclus		EDF inclus		EDF inclus
Livraisons						
OTC - achats de blocs	353	964	616	959	402	1084
OTC - ventes de blocs	576	754	814	738	652	863
EPEX - achats	511	1138	448	784	450	731
EPEX - ventes	408	2455	730	3303	523	2110
Injections						
Production	3859	7300	4152	6687	4217	4201
Importations	1747	1399	1809	1373	1580	1234
Soutirages						
Consommation clients finals	1755	4813	1821	4927	1298	3996
Pertes	1476	1633	2048	1718	2178	1926
Exportations	2135	1734	1428	3372	1416	1999

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

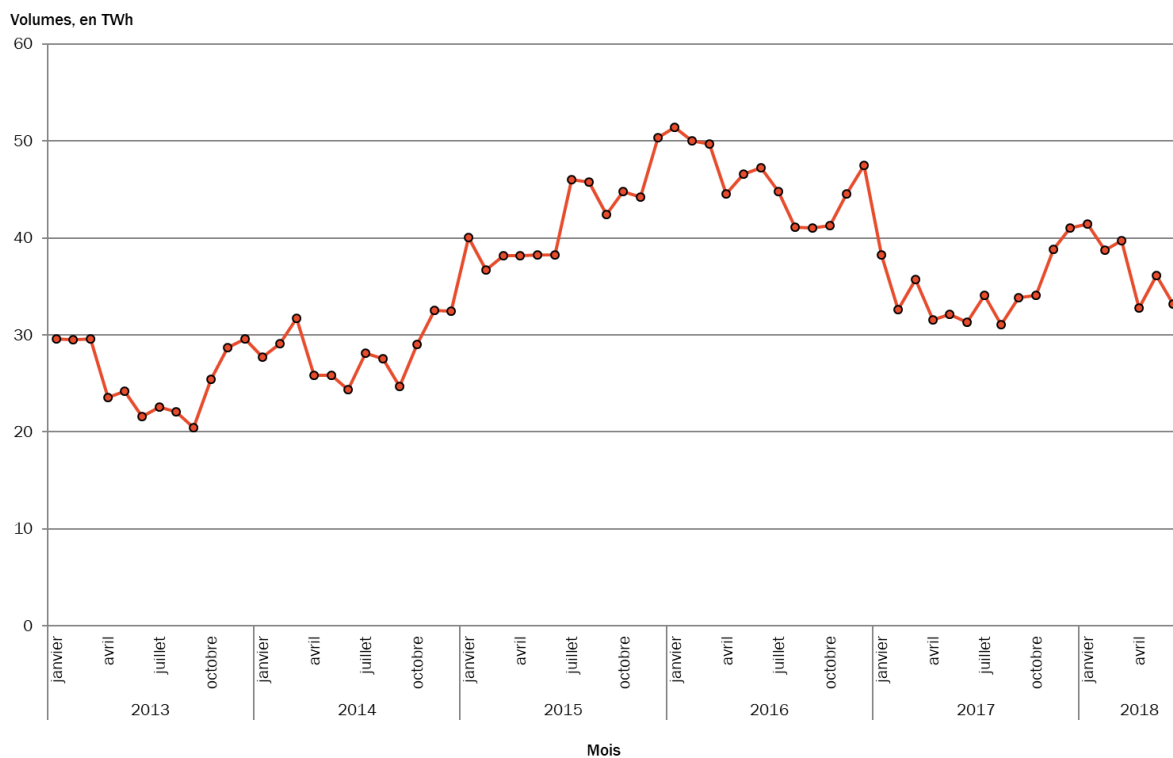
4. GRAPHIQUES

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

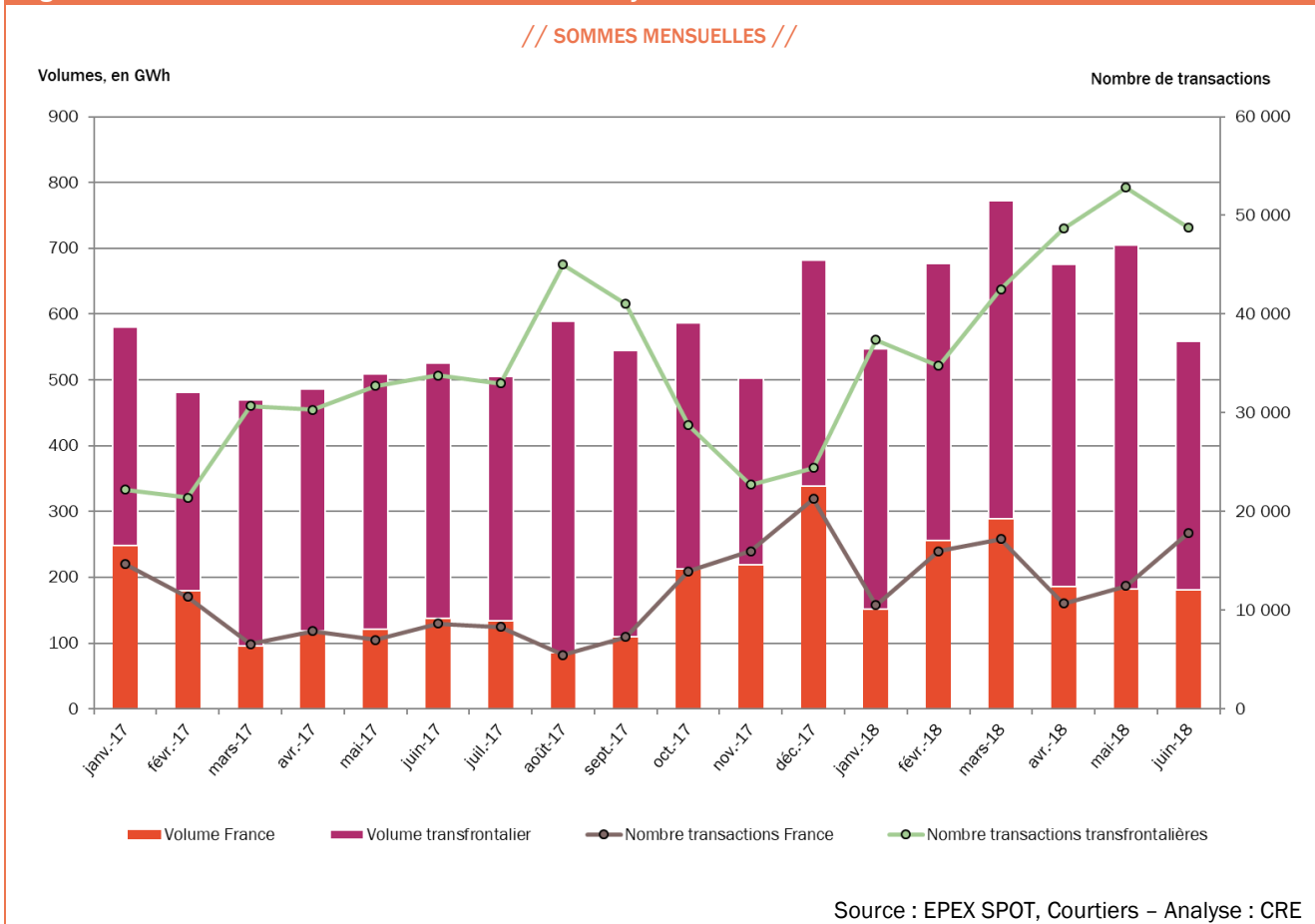
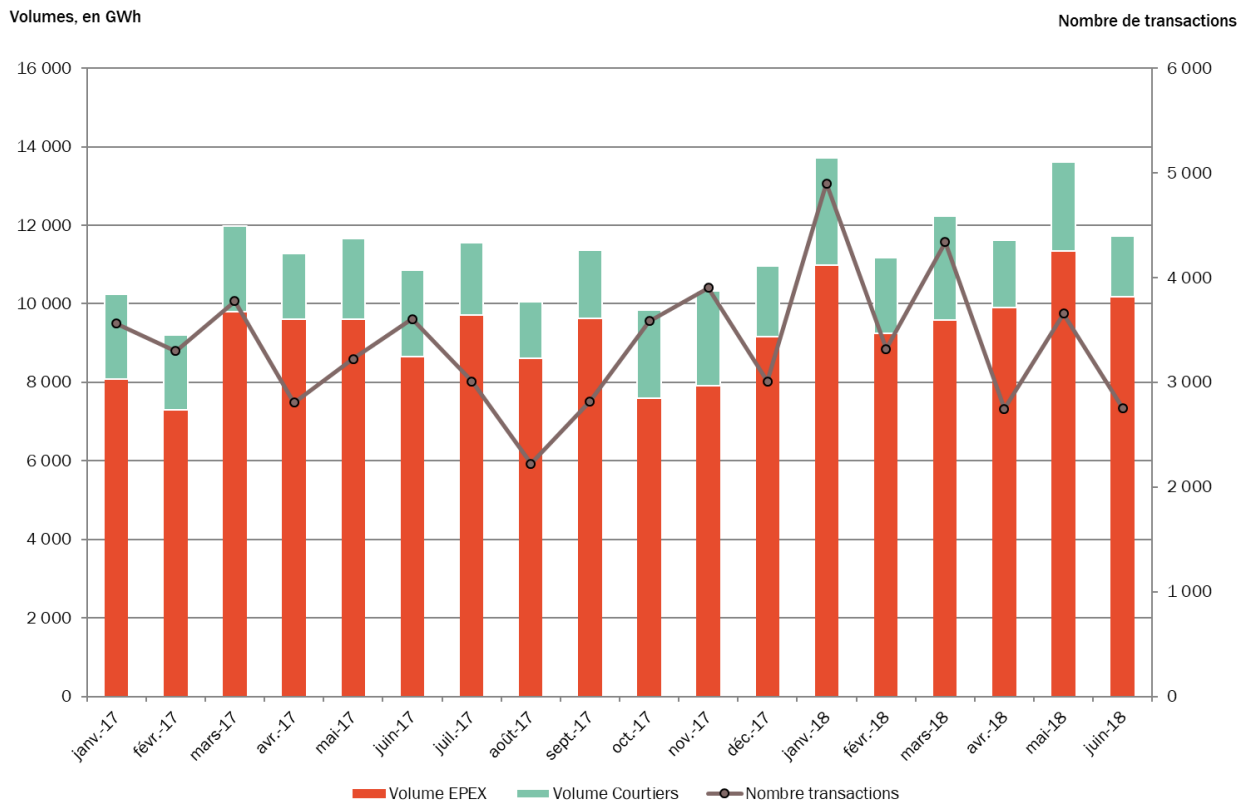
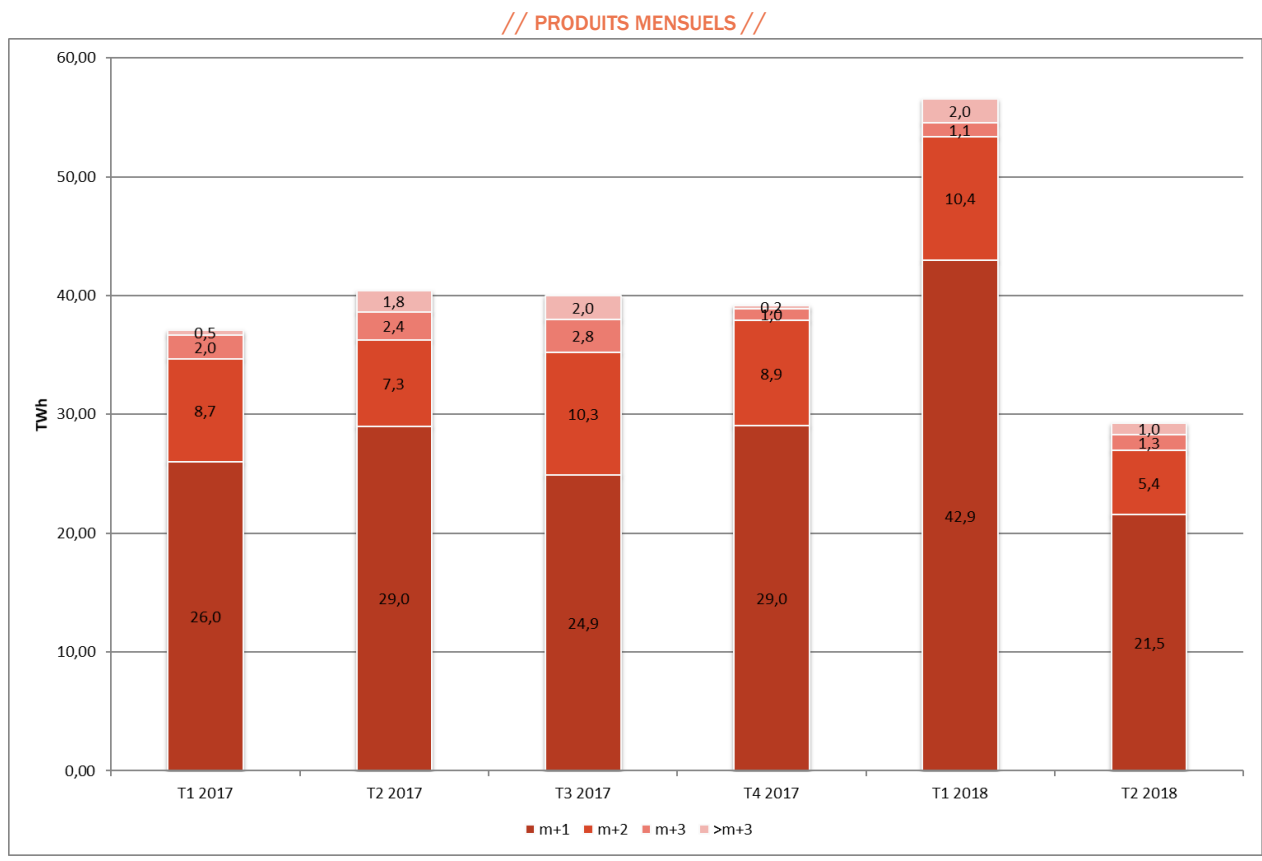


Figure 5 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT



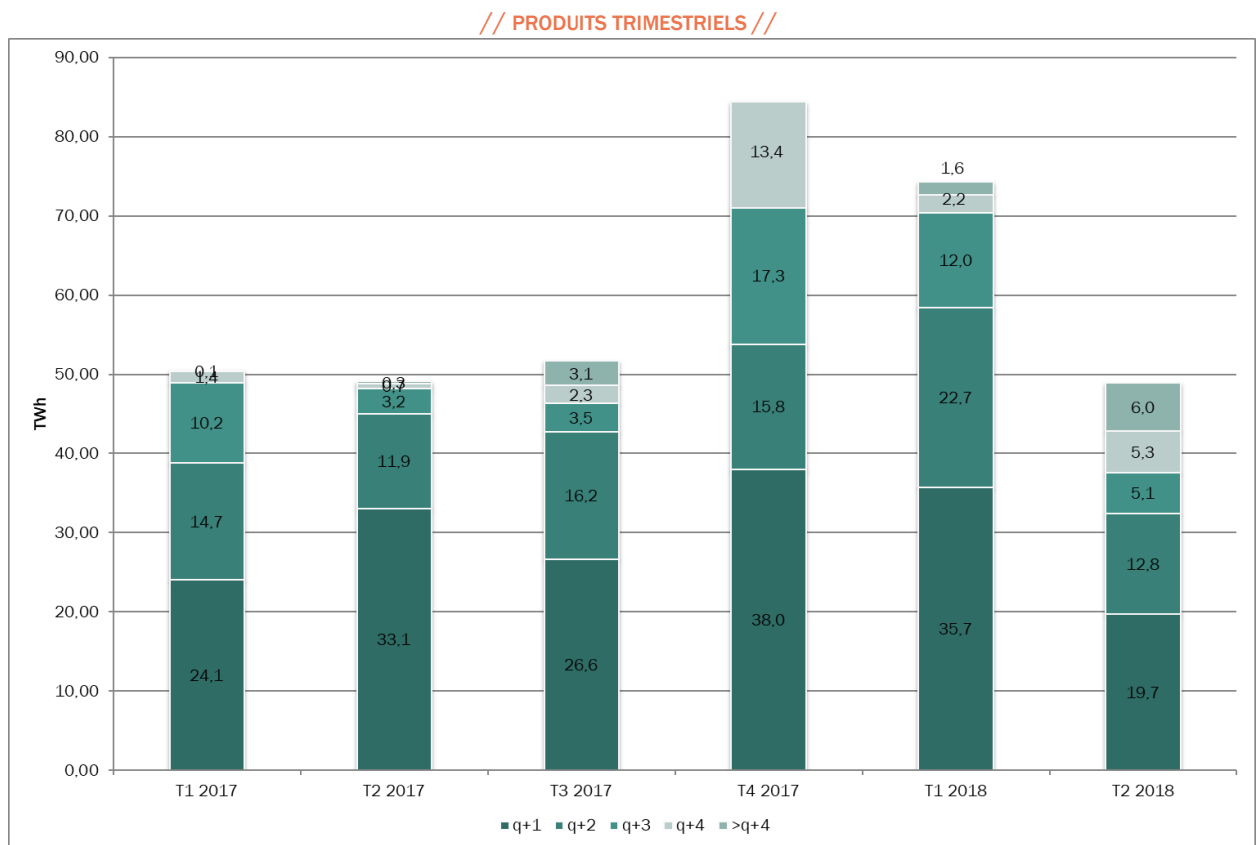
Source : EPEX SPOT, Courtiers – Analyse : CRE

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



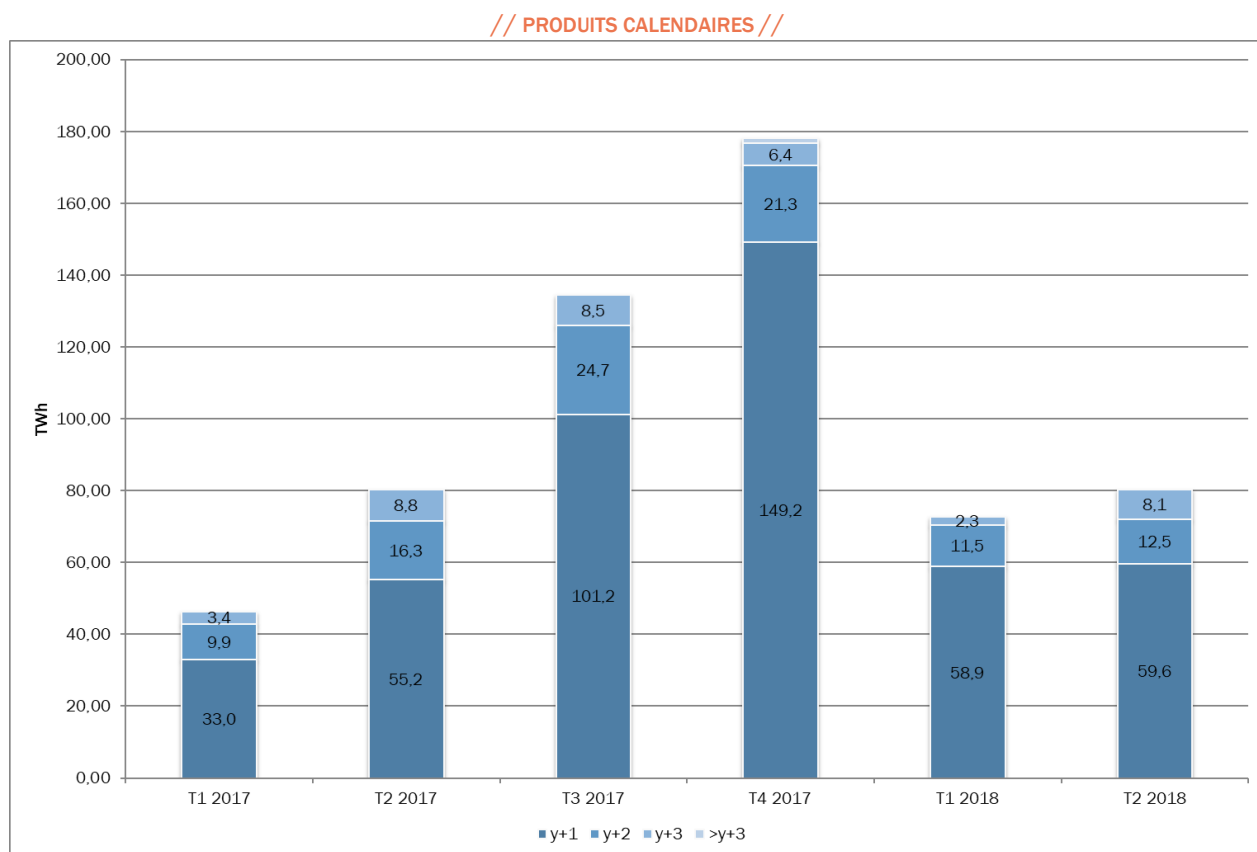
Source : Courtiers, EPD France – Analyse : CRE

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



Source : Courtiers, EPD France – Analyse : CRE

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



Source : Courtiers, EPD France – Analyse : CRE

Figure 9 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT

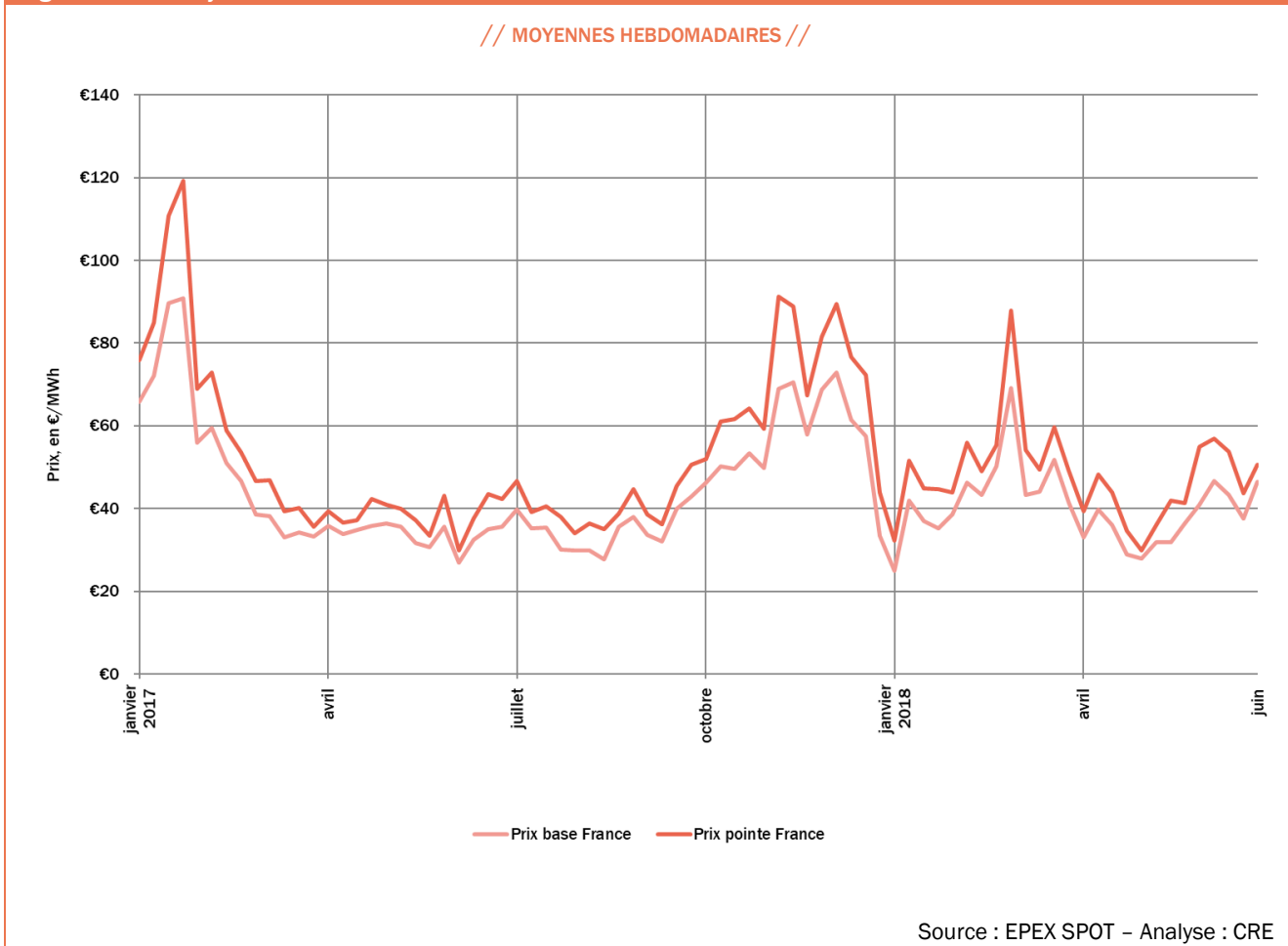
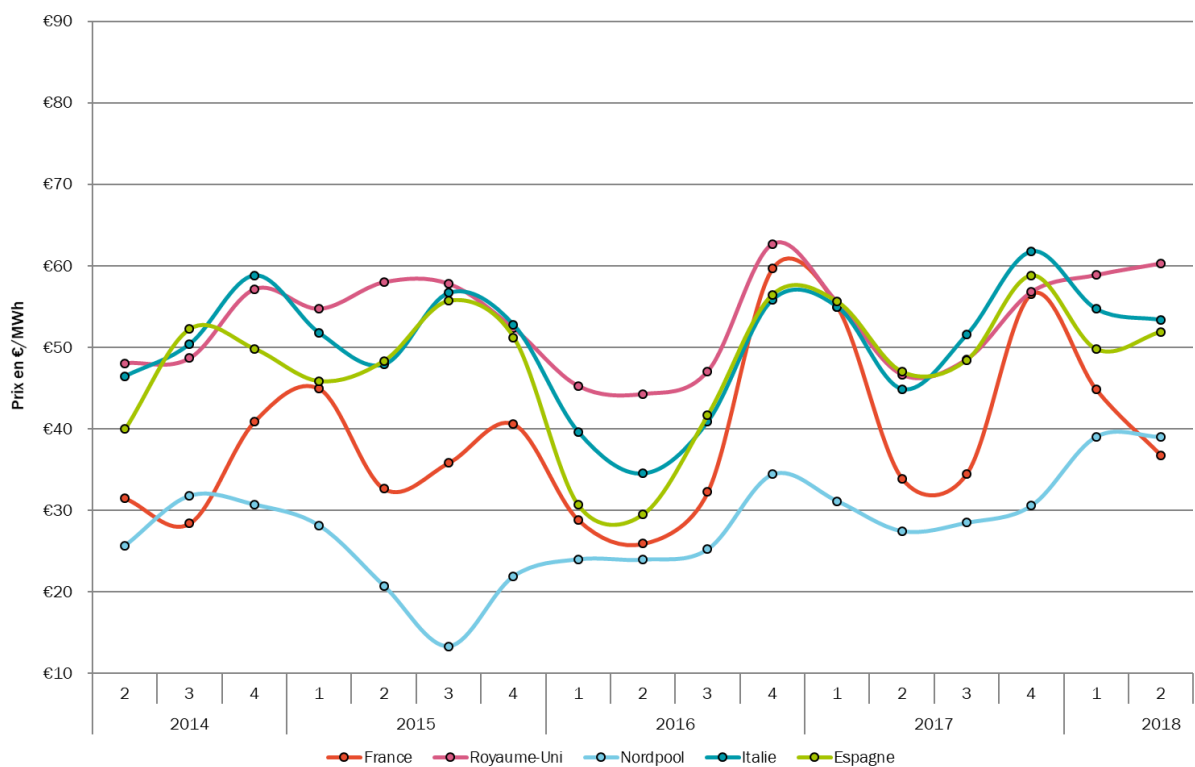
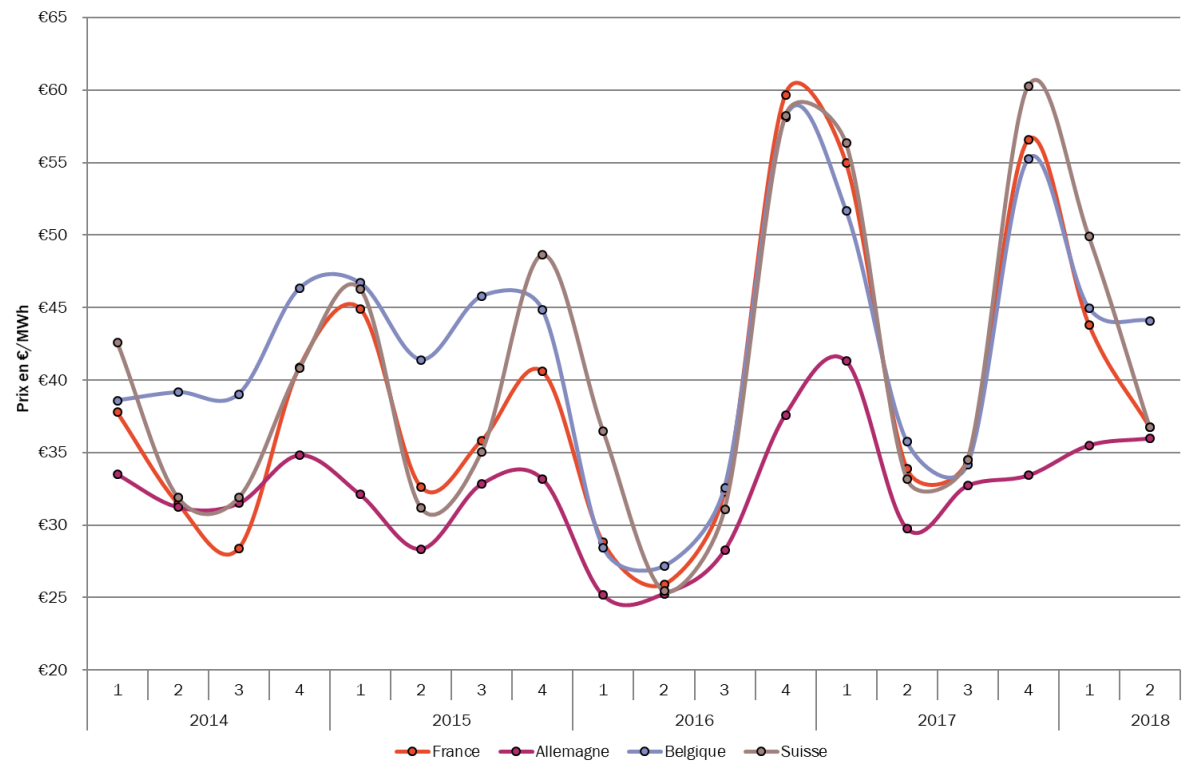


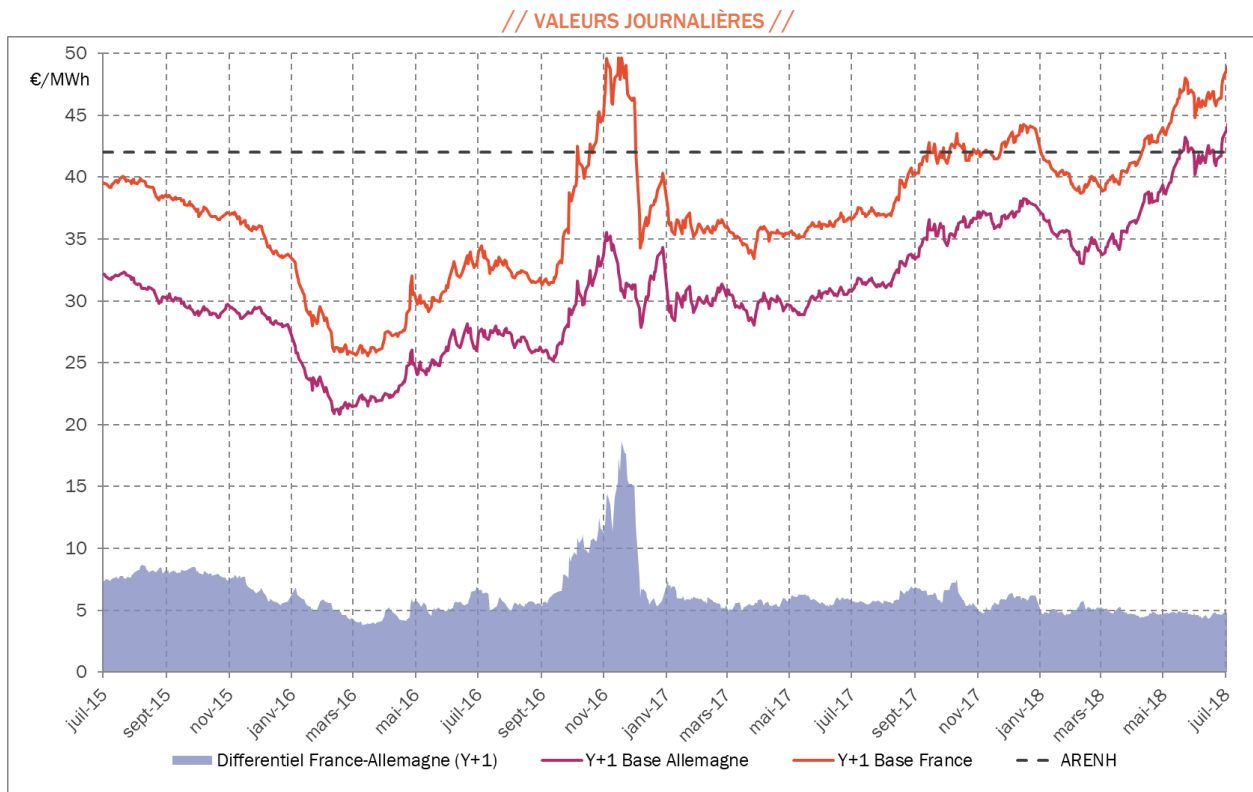
Figure 10 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens

// MOYENNES TRIMESTRIELLES //



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

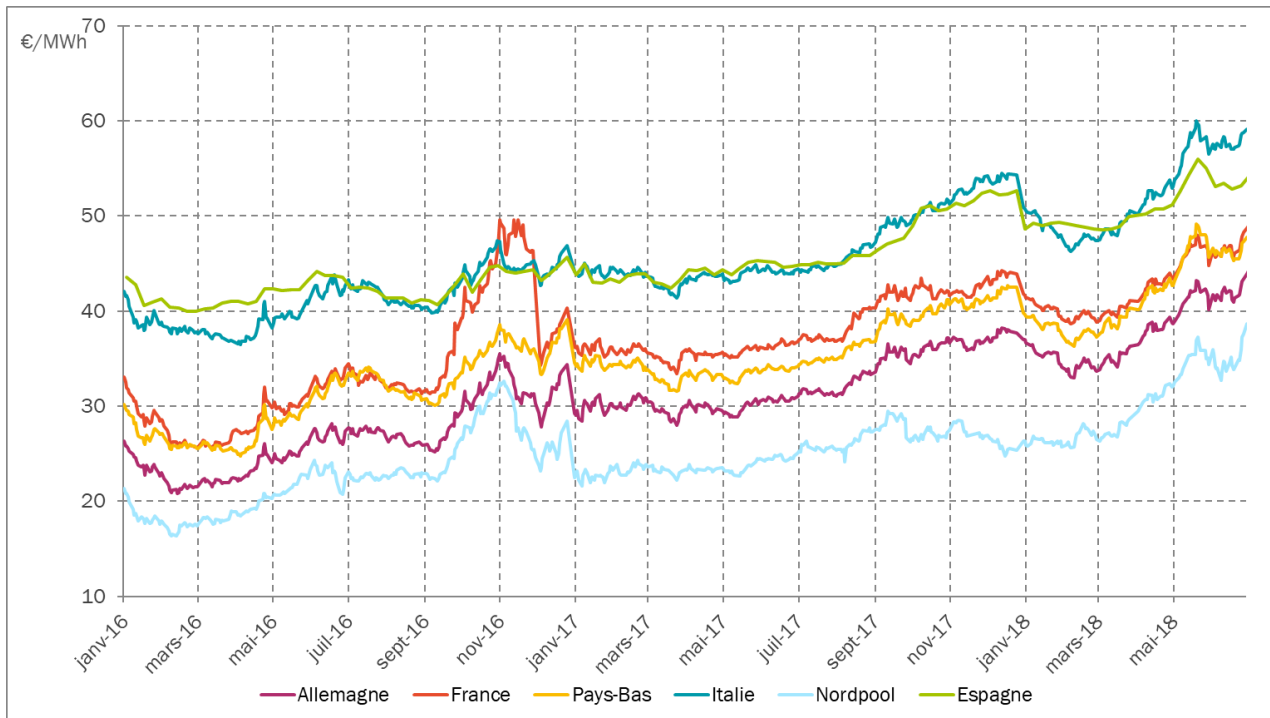
Figure 11 : Prix à terme Y+1 en Base en France et en Allemagne



Source : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

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

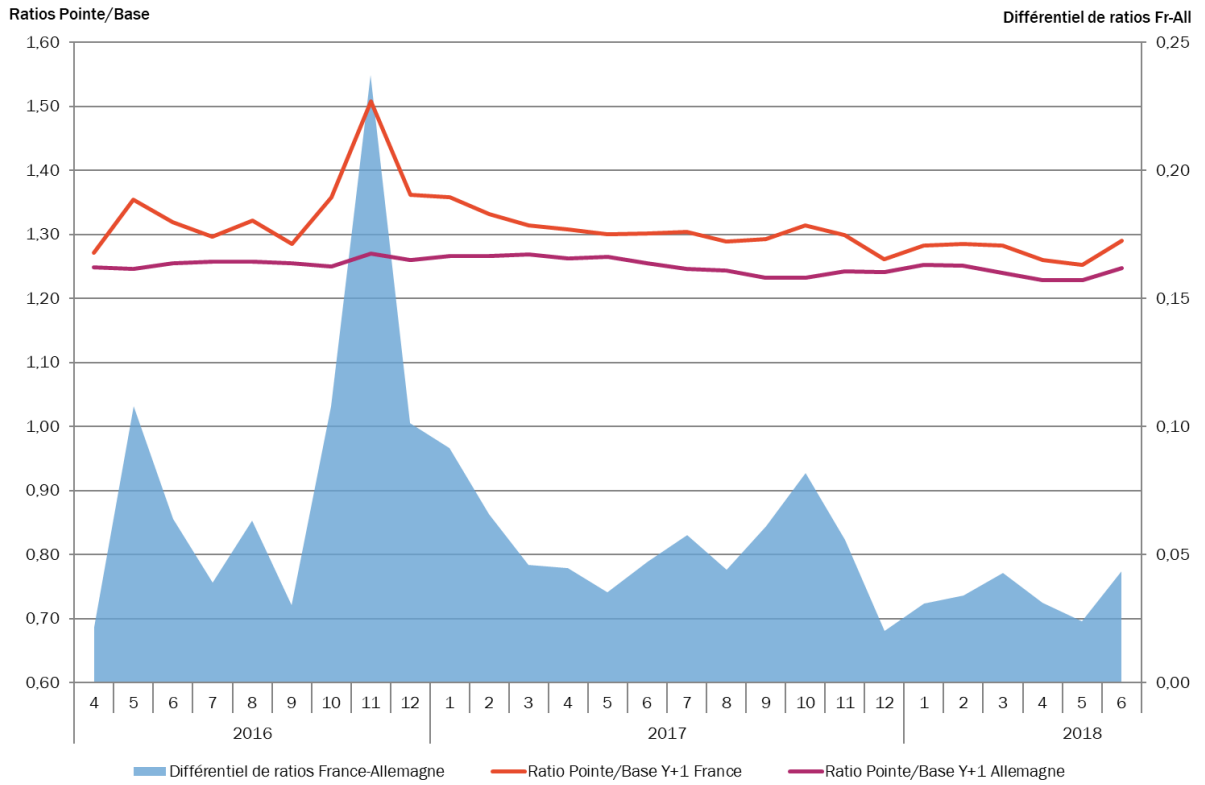
// VALEURS JOURNALIÈRES //



Source : EEX Power Derivatives, Courtiers – Analyse : CRE

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

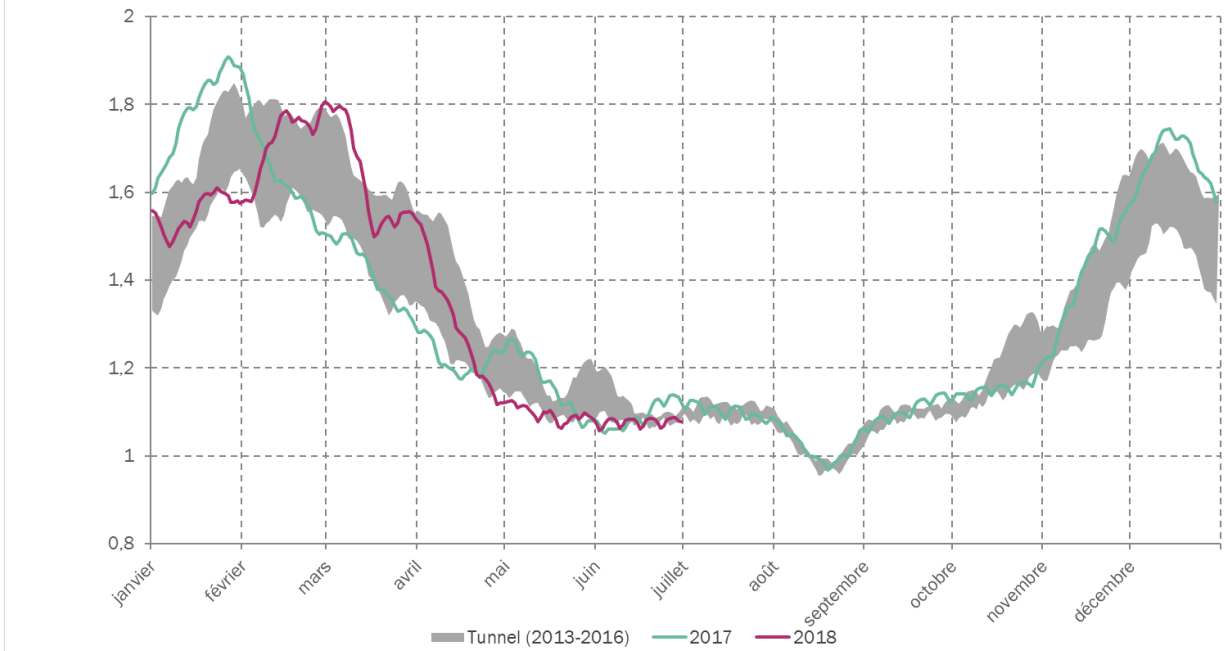
// MOYENNES MENSUELLES //



Source : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

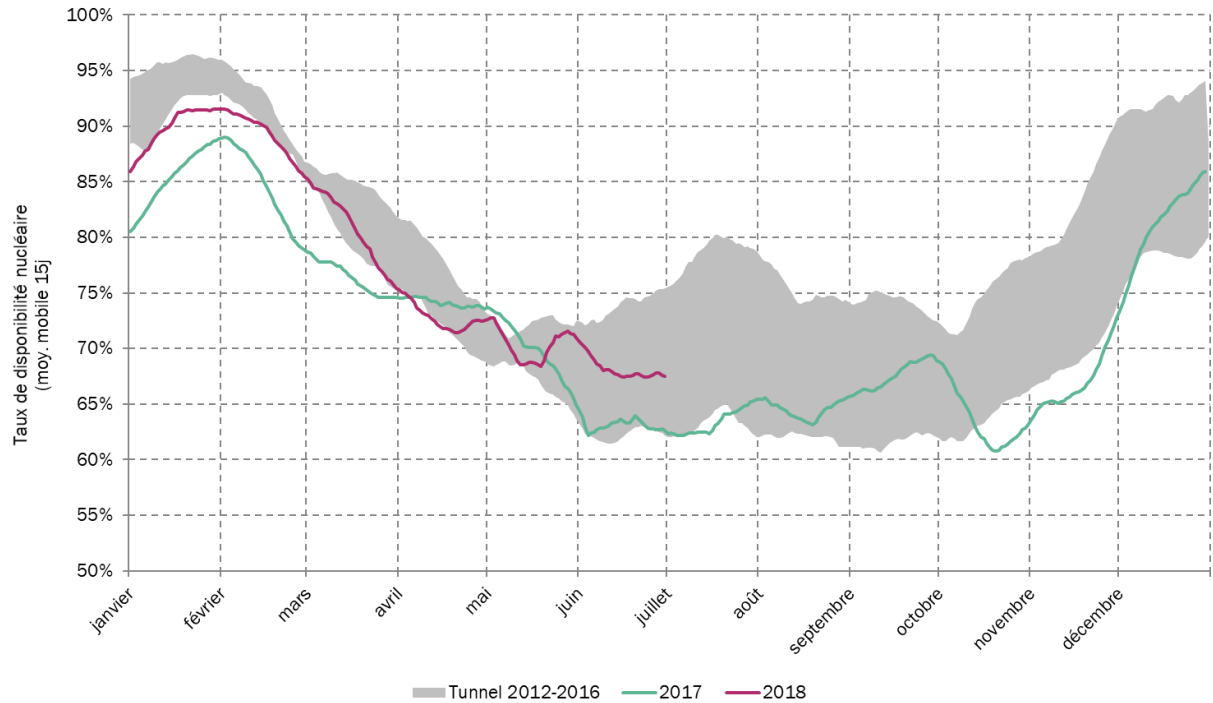
Figure 14 : Consommation

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



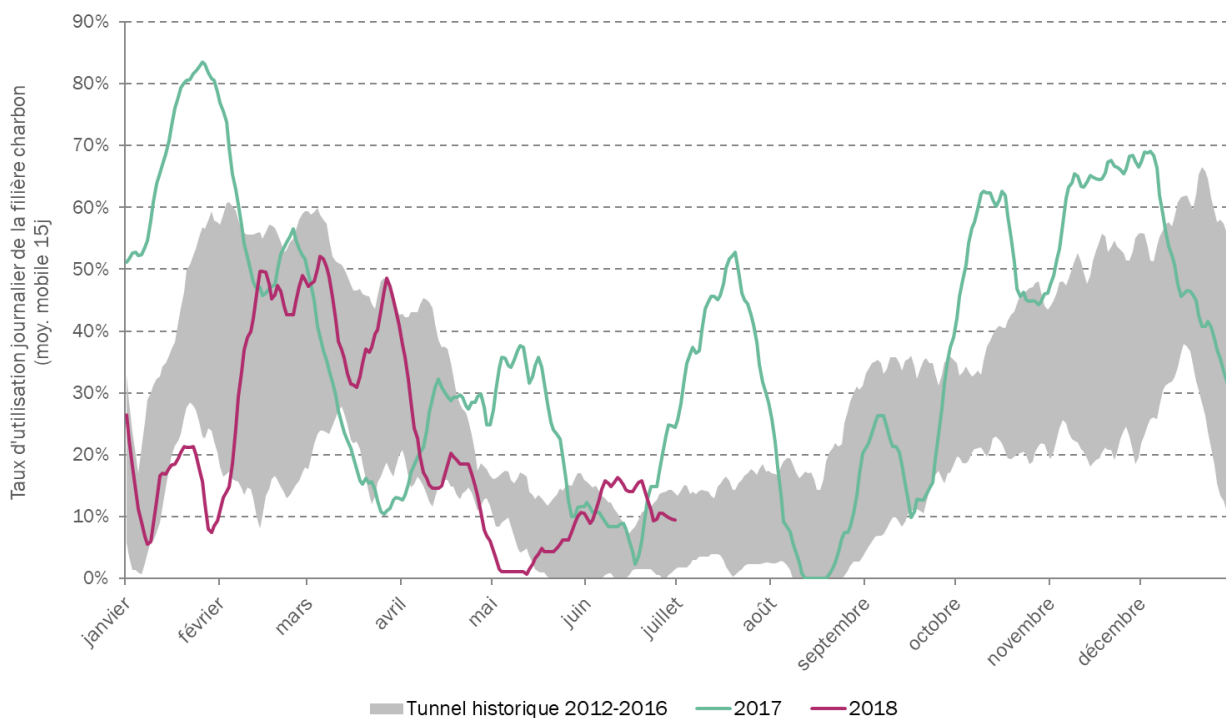
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 15 : Taux de disponibilité nucléaire



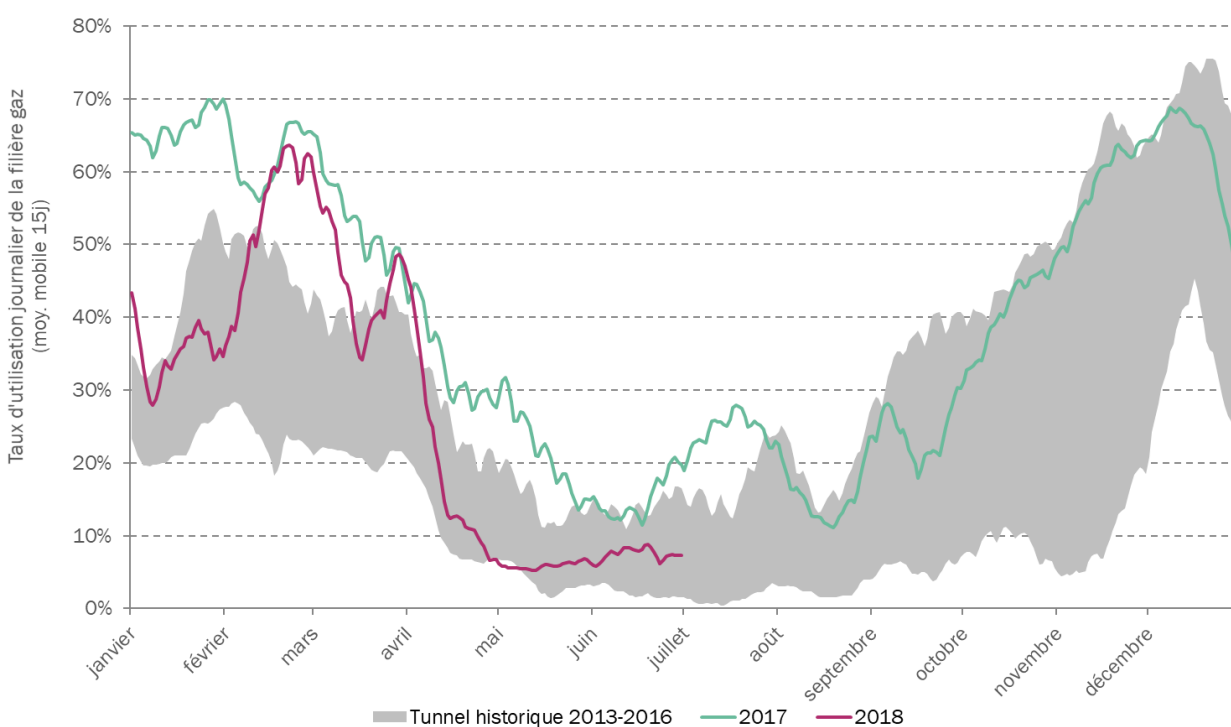
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 16 : Taux de production de la filière charbon



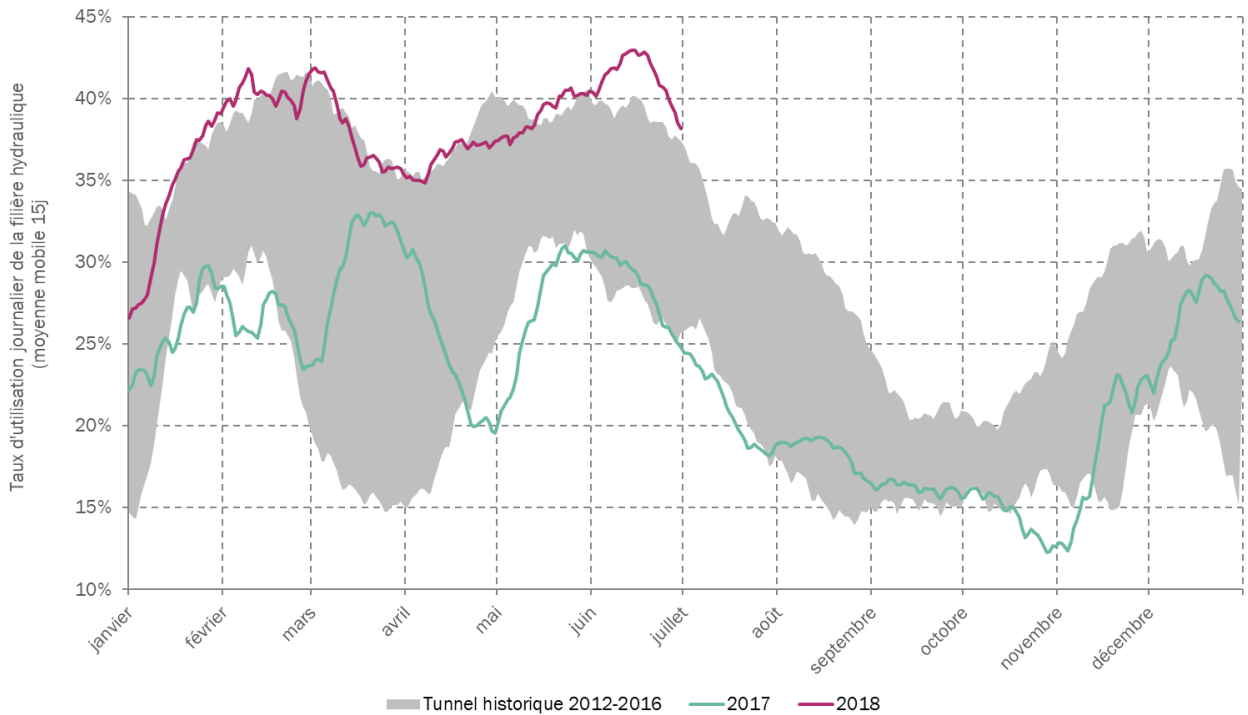
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 17 : Taux de production de la filière gaz



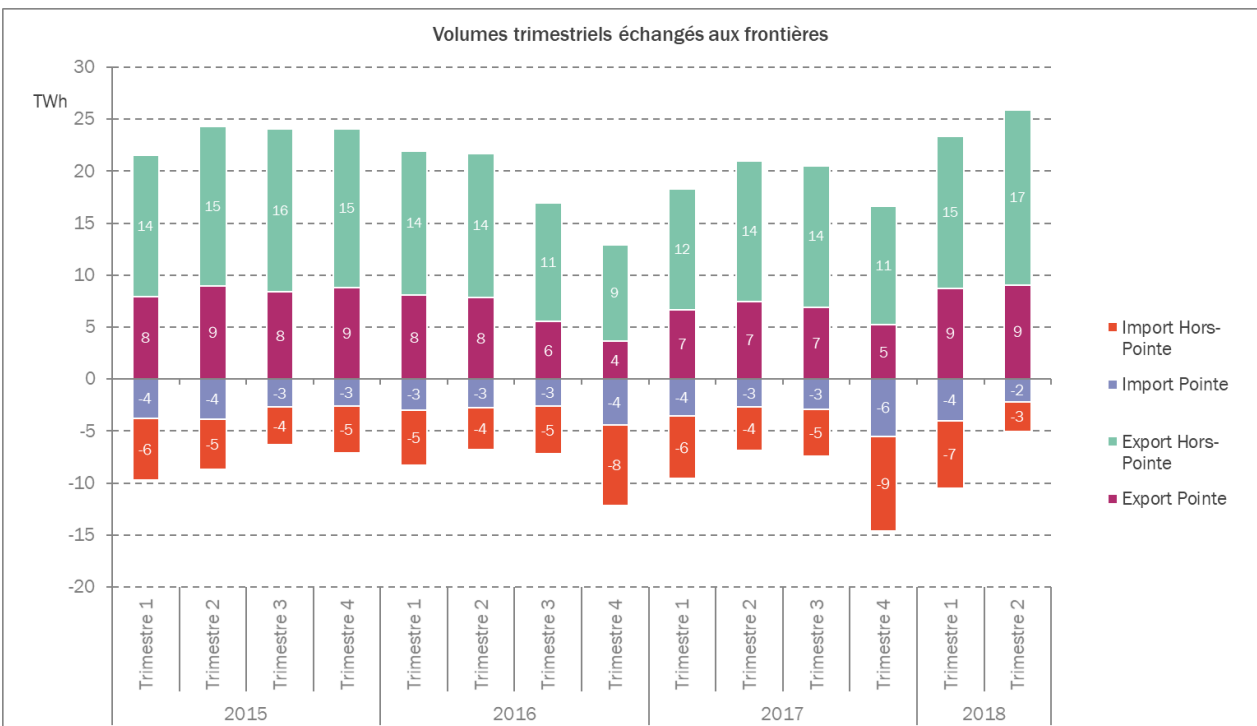
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 18 : Taux de production de la filière hydraulique



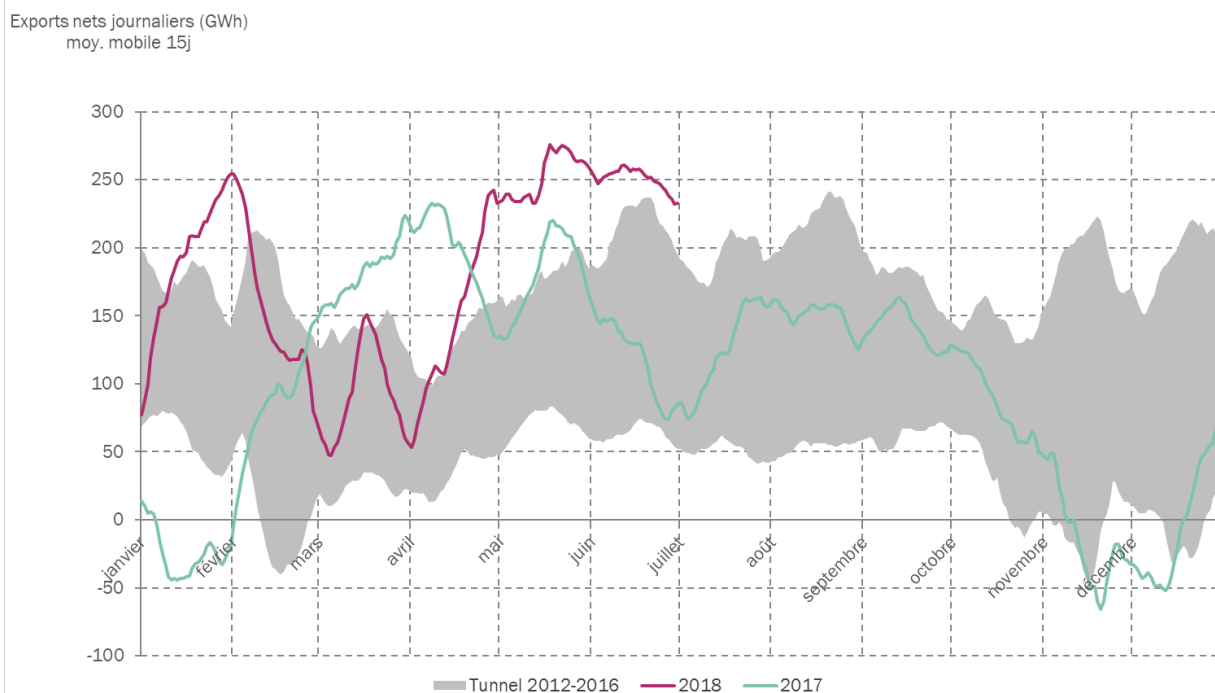
Source : RTE – Analyse : CRE

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



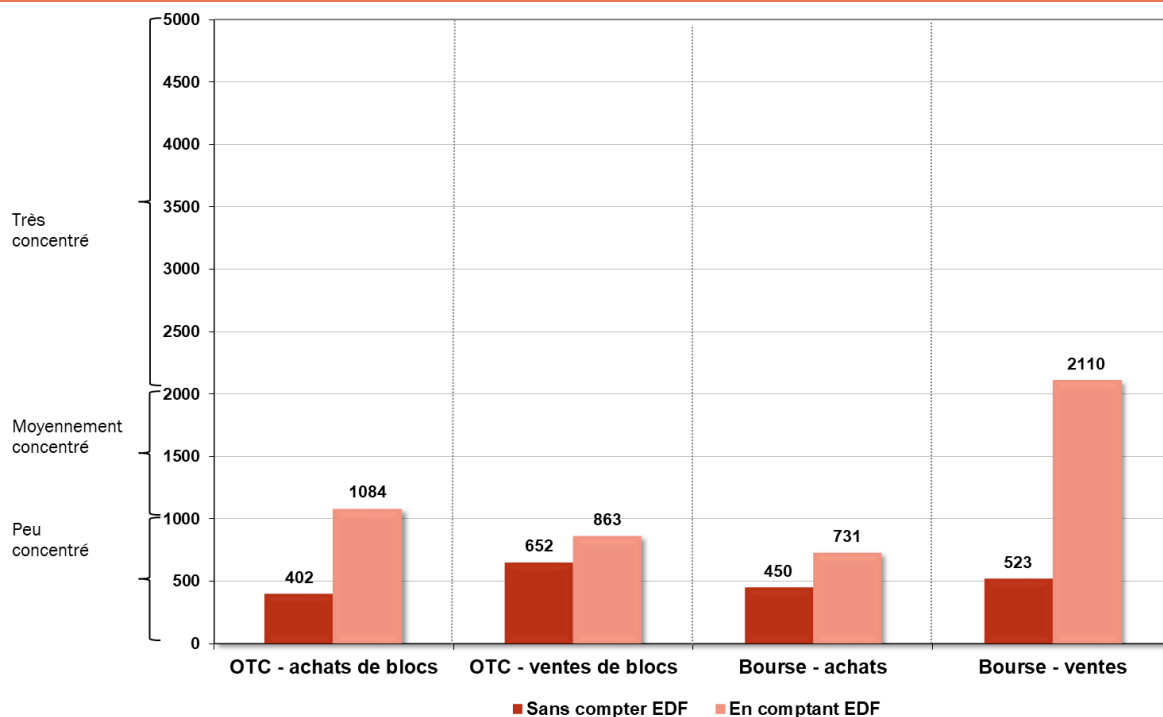
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 20 : Solde exportateur



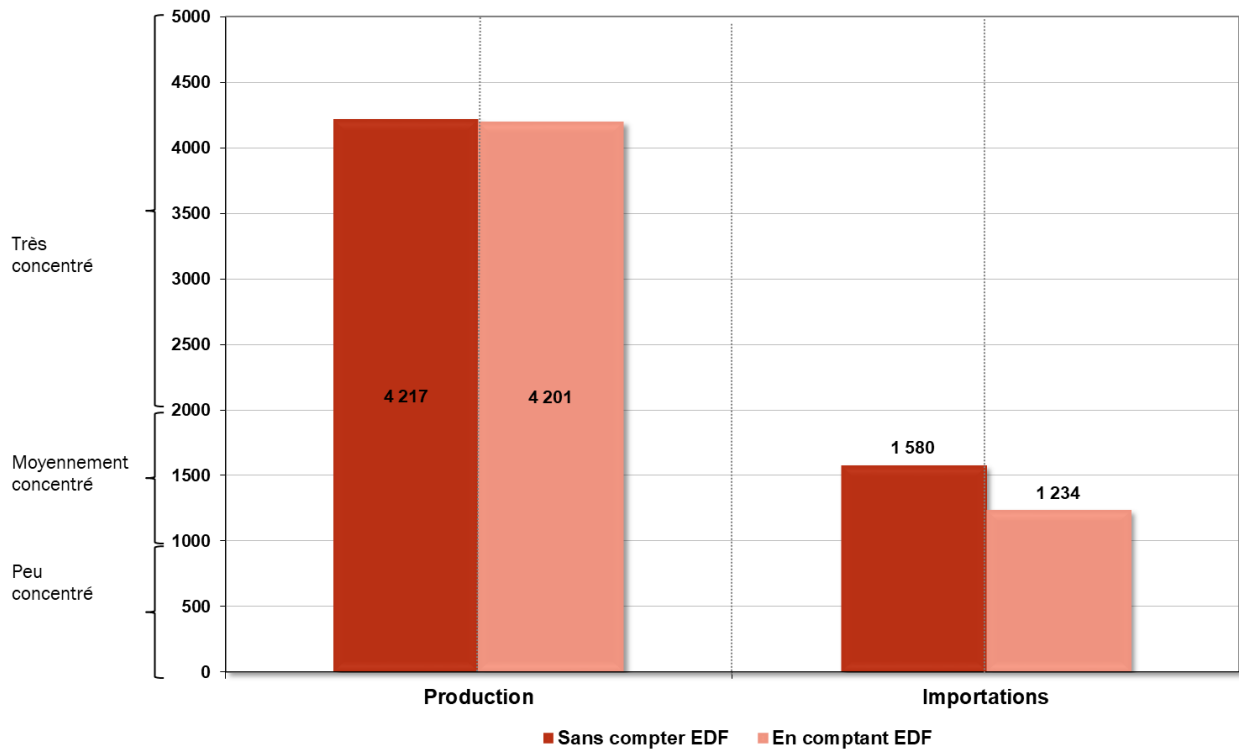
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 21 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros courant le trimestre



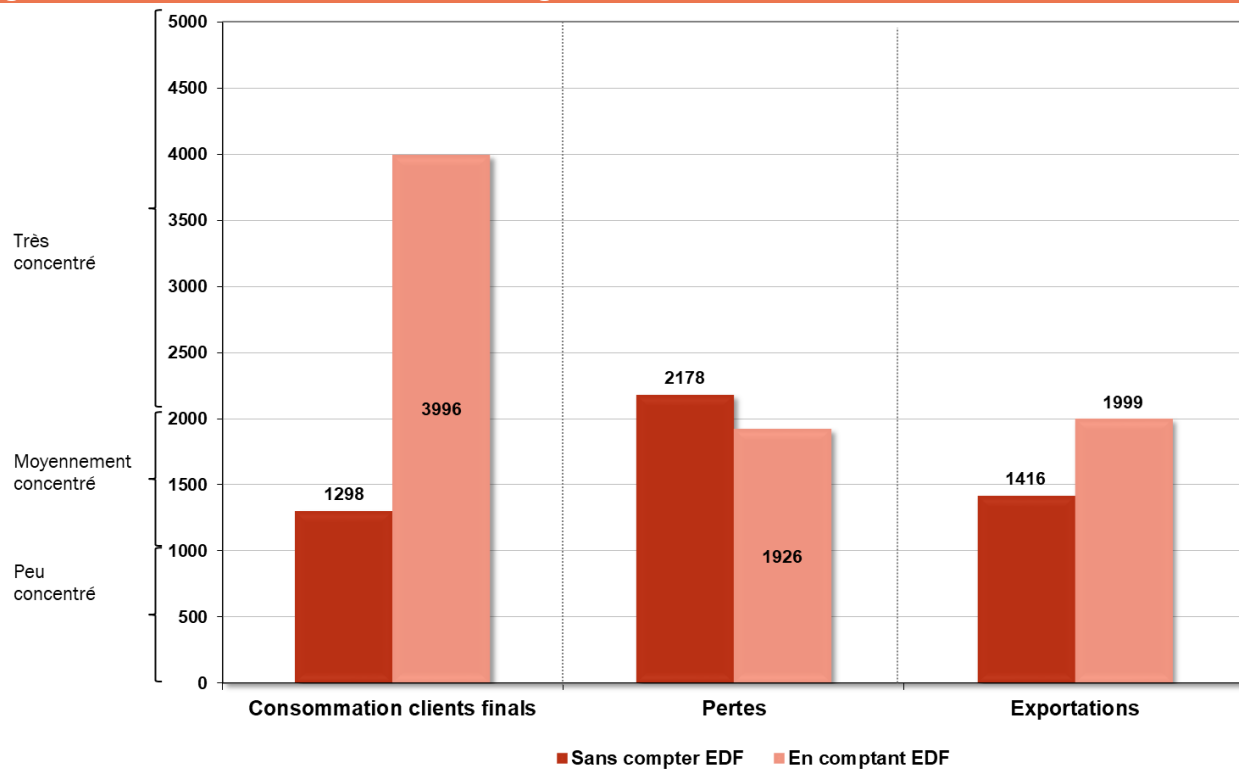
Source : EPEX SPOT, EEX Power Derivatives, Courtiers – Analyse : CRE

Figure 22 : Indice de concentration HHI – injections courant le trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 23 : Indice de concentration HHI – soutirages courant le trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

PARTIE 2 : LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ

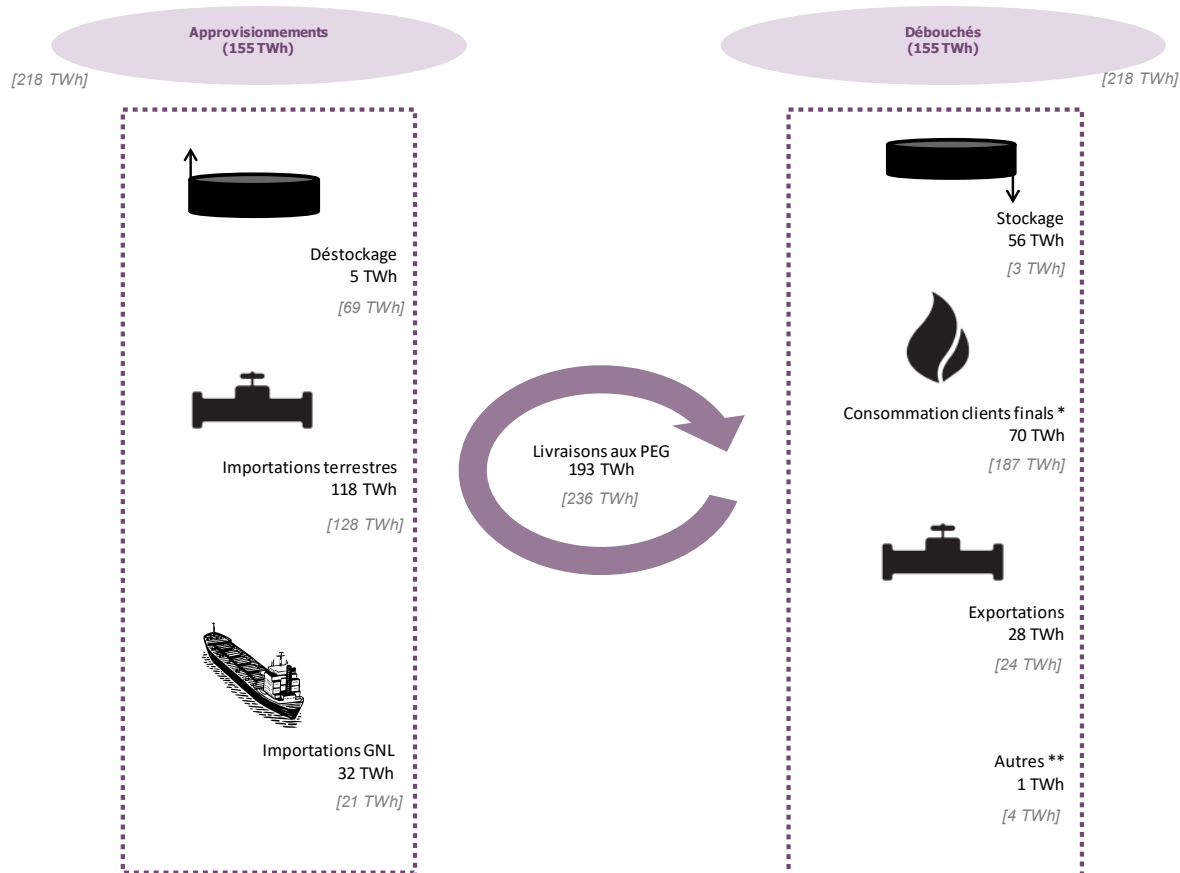
1. DATES-CLÉS

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.
Février 2018	Mise en œuvre de la réforme du stockage du gaz fixant les modalités de commercialisation des capacités de stockage via des enchères

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 [T1 2018] et T2 2018

Source : GRTgaz, Teréga

3. CHIFFRES-CLÉS

Tableau 8 : Chiffres clés du marché de gros du gaz

Fondamentaux	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T2 2018 / T1 2018		T2 2018 / T2 2017	
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Approvisionnement et débouchés									
Approvisionnement (TWh)	154	142	194	218	155	-29%	-63	1%	1
Déstockage	6	4	36	69	5	-93%	-64	-13%	-1
Importations	148	138	157	149	150	0%	1	1%	2
Importations terrestres	117	111	135	128	118	-8%	-10	1%	1
Importations GNL	31	27	22	21	32	49%	11	4%	1
Débouchés (TWh)	154	142	194	218	155	-29%	-63	1%	1
Stockage	37	46	9	3	56	1872%	53	49%	18
Consommation clients finals	80	62	163	187	70	-63%	-118	-13%	-10
Clients distribution	43	24	102	135	39	-71%	-96	-9%	-4
Clients directement reliés au réseau de transport	37	38	61	53	31	-42%	-22	-17%	-6
Exportations	35	33	20	24	28	20%	5	-19%	-7
Autres	2	2	2	4	1	-67%	-3	-27%	0
Livraisons aux PEG (TWh)	186	195	210	236	193	-18%	-43	4%	7
PEG Nord	152	160	179	198	162	-18%	-35	7%	11
TRS	34	35	32	38	30	-21%	-8	-10%	-3
Suivi des infrastructures									
Utilisation de la liaison Nord-Sud	89%	92%	97%	78%	99%		22%		10%
Disponibilité liaison Nord Sud	79%	81%	94%	92%	70%		-22%		-10%
Utilisation de Virtualys*	60%	57%	59%	45%	50%		5%		-10%
Utilisation de Obergailbach	41%	64%	53%	56%	75%		18%		33%
Niveau de stock (TWh au dernier jour du trimestre)	59	98	70	4	12	202%	8	-79%	-46
Variation nette des stockages en France (GWh/j)	348	447	-303	-732	556	-176%	1288	60%	209
Emission terminaux méthanières (GWh/j)	338	293	240	238	352	48%	114	4%	13
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	123	135	118	125	70	-44%	-55	-43%	-53

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

Source : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

Tableau 9 : Prix

Prix	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T2 2018 / T1 2018		T2 2018 / T2 2017	
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Prix Spot (€/MWh)									
PEG Nord day-ahead (moyenne)	15,6	16,0	19,6	21,2	21,0	-1%	-0,2	35%	5,4
TRS day-ahead (moyenne)	15,9	16,2	22,2	21,2	22,8	8%	1,6	44%	7,0
Spread Nord/Sud	0,3	0,3	2,6	0,0	1,9	4491%	1,8	505%	1,6
Spread PEG Nord/TF	0,0	-0,1	0,4	-0,3	-0,1	-48%	0,1	576%	-0,1
Prix à terme (€/MWh)									
PEG Nord M+1 (moyenne)	15,3	15,9	19,9	19,0	20,9	10%	1,9	36%	5,5
PEG Nord Y+1 (moyenne)	16,6	16,6	18,2	17,4	19,8	14%	2,4	19%	3,2
Spread Nord/Sud (M+1)	0,8	0,8	4,0	0,6	0,8	42%	0,2	0%	0,0
Spread PEG Nord/TF (Y+1)	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2	-25%	-0,1	-9%	0,0
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead *	1,8	1,4	1,5	1,3	0,9	-30%	-0,4	-49%	-0,9

* 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, ICIS Heren – Analyse : CRE

Tableau 10 : Négoce

Négoce	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T2 2017	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T2 2018 / T1 2018		T2 2018 / T2 2017	
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Activité sur le marché de gros français									
Echanges aux PEG* (TWh)	129	144	150	175	142	-19%	-33	11%	14
En % de la consommation nationale	162%	232%	92%	93%	205%				
Volumes échangés sur le marché intermédiaire français									
Marché spot (TWh)	44	39	50	60	46	-23%	-14	5%	2
Intraday	5	6	9	10	7	-26%	-2,6	37%	1,9
Day Ahead	25	23	28	31	24	-23%	-7,3	-3%	-0,7
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	38	33	45	53	38	-27%	-14,5	1%	0,3
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	6	6	5	7	8	10%	0,7	28%	1,7
Marché à terme (TWh)	126	100	68	186	80	-57%	-105	-36%	-46
M+1	32	31	21	24	21	-16%	-3,8	-35%	-11,2
Q+1	24	4	15	2	11	478%	9,5	-53%	-12,8
S+1	20	12	14	75	14	-81%	-60,7	-30%	-5,8
Y+1	10	9	4	10	3	-68%	-6,6	-70%	-7,3
Bourse (toutes échéances)	6	8	3	4	3	-36%	-1,5	-57%	-3,6
Brokers (toutes échéances)	120	92	65	181	78	-57%	-103,5	-35%	-42,0
Nombre de transactions sur le marché intermédiaire français									
Marché spot	35318	29541	41303	45148	36358	-19%	-8790	3%	1040
Intraday	6 273	6 864	8 618	9 319	7 766	-17%	-1553	24%	1493
Day Ahead	23 237	18 628	26 877	28 584	22 588	-21%	-5996	-3%	-649
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	33 283	27 486	39 574	43 577	33 535	-23%	-10042	1%	252
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	2 035	2 055	1 729	1 571	2 823	80%	1252	39%	788
Marché à terme	1647	1478	1040	1648	1022	-38%	-626	-38%	-625
M+1	918	960	605	811	561	-31%	-250	-39%	-357
Q+1	240	63	191	24	105	338%	81	-56%	-135
S+1	91	73	52	300	60	-80%	-240	-34%	-31
Y+1	50	44	15	39	16	-59%	-23	-68%	-34
Bourse (toutes échéances à terme)	311	303	147	176	157	-11%	-19	-50%	-154
Brokers (toutes échéances à terme)	1 336	1 175	893	1 472	865	-41%	-607	-35%	-471
Concentration du marché français du gaz									
Nombre d'expéditeurs actifs sur le marché	95	98	107	103	98	-5%	-5	3%	3
dont actifs chez Powernext Gas Spot	53	56	56	58	56	-3%	-2	6%	3
dont actifs chez Powernext Gas Futures	36	31	28	31	32	3%	1	-11%	-4

* Livraisons issues des échanges sur les marchés intermédiaires en France

Source : GRTgaz, Teréga, 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

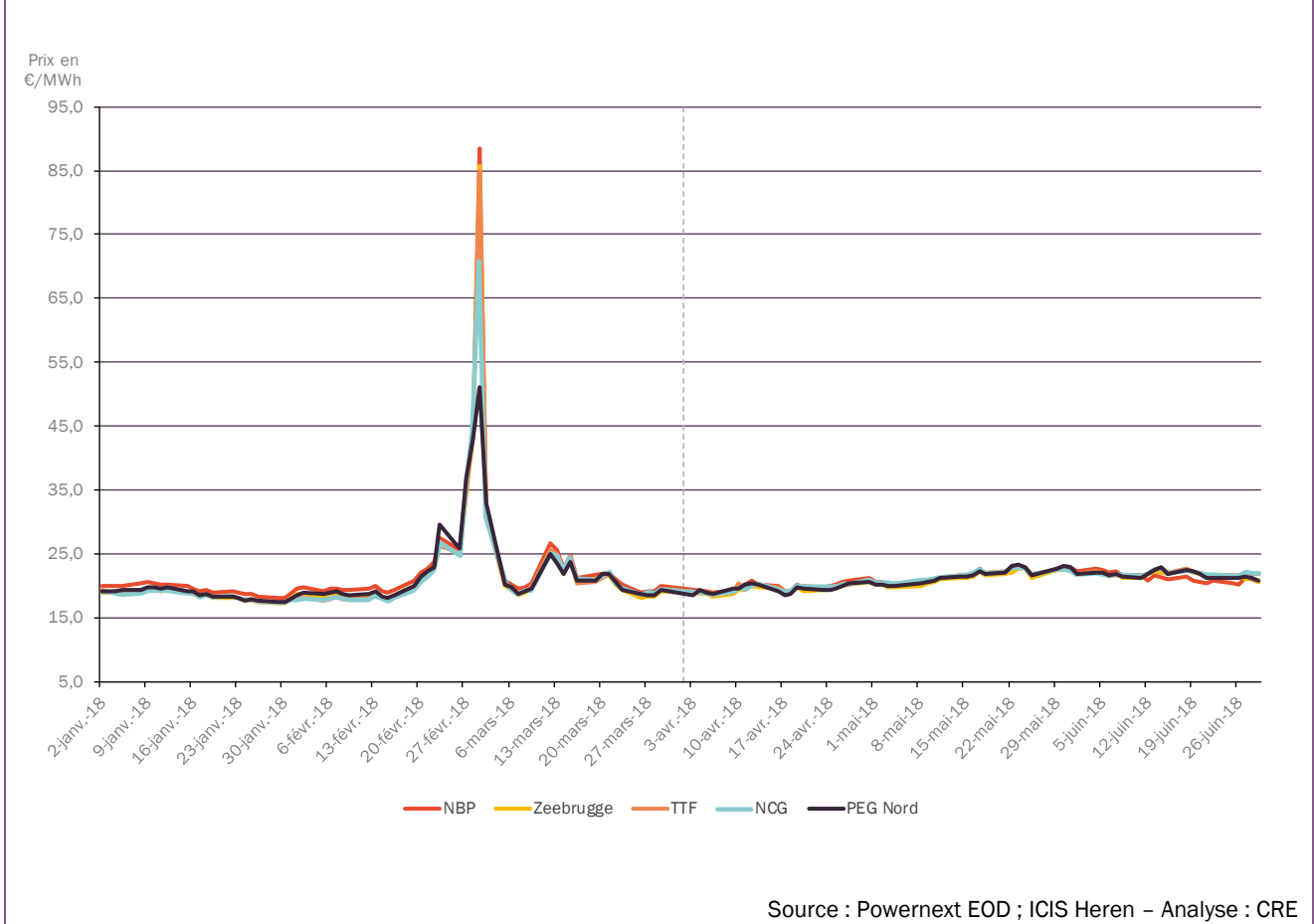
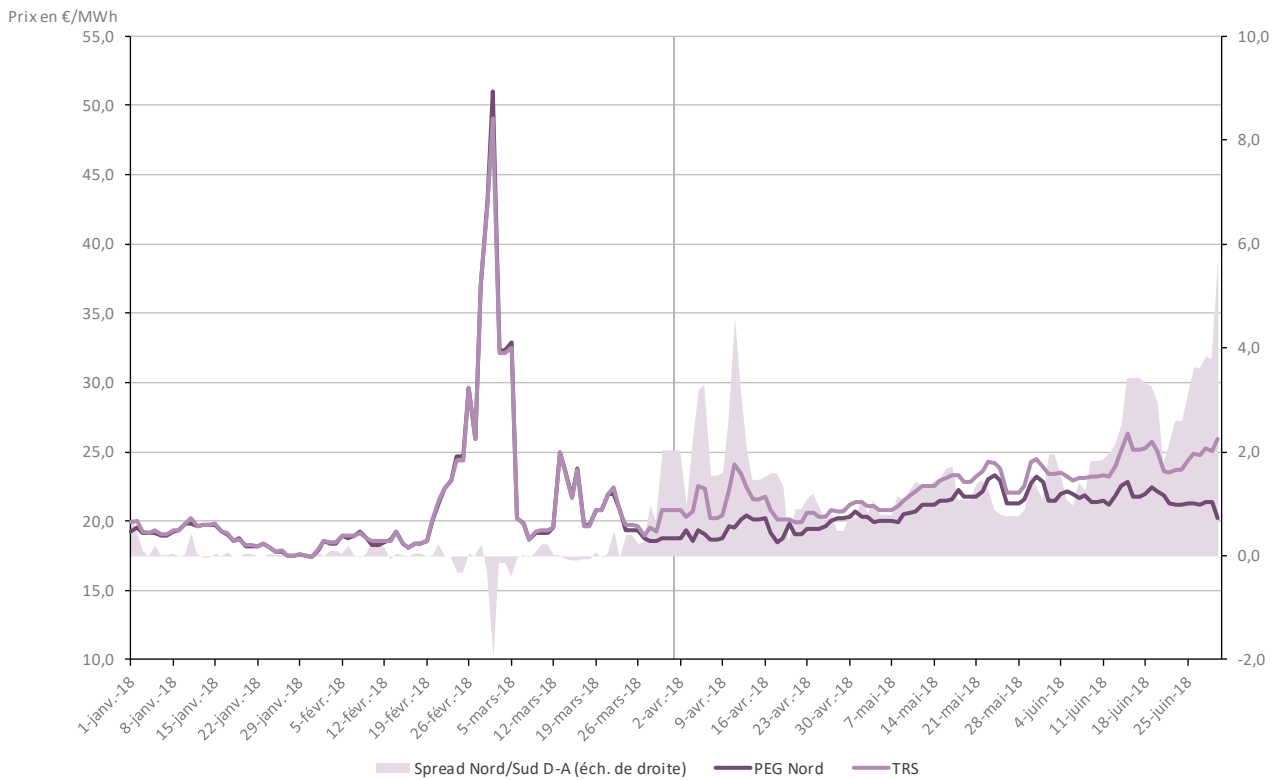


Figure 26 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français



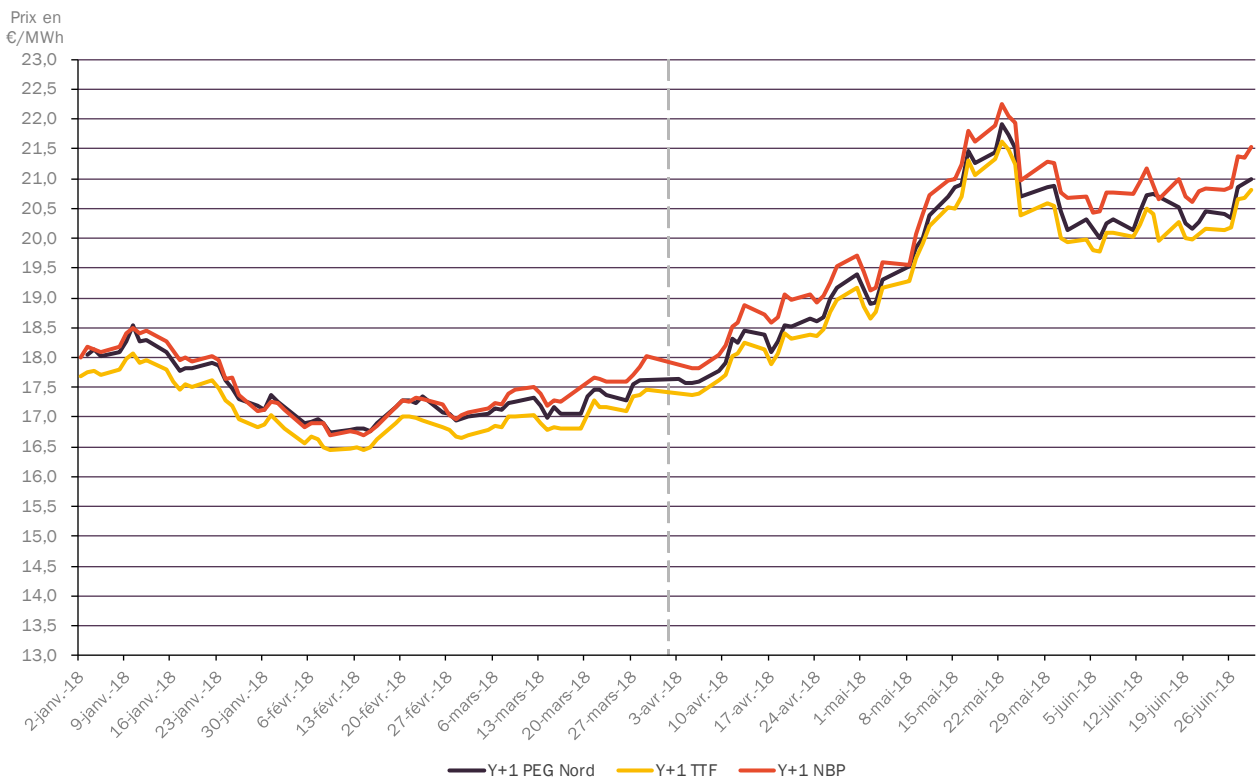
Source : Powernext EOD et ICIS Heren pour TRS – Analyse : CRE

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



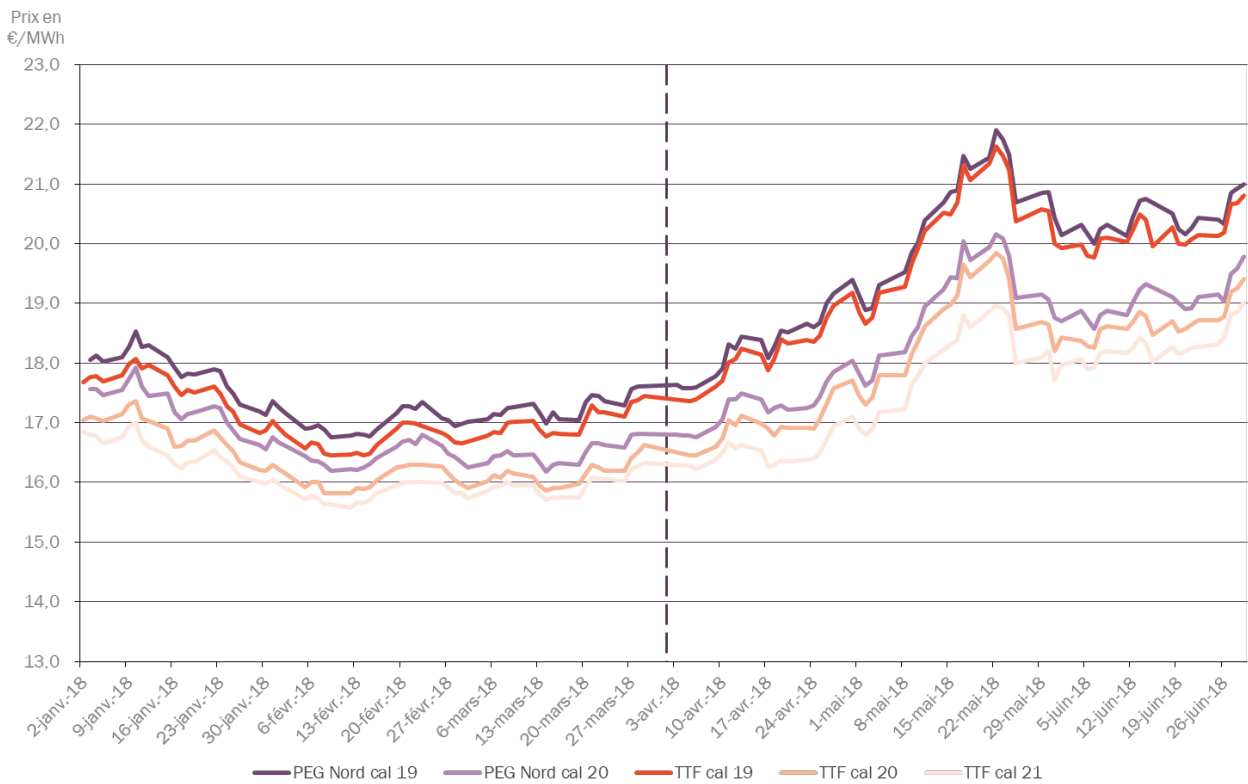
Source : Powernext ; ICIS Heren – Analyse : CRE

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



Source : Powernext ; ICIS Heren – Analyse : CRE

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



Source : Powernext, ICIS Heren – Analyse : CRE

4.2 Contexte international

Figure 30 : Prix du contrat *month-ahead* sur les marchés du gaz dans le monde

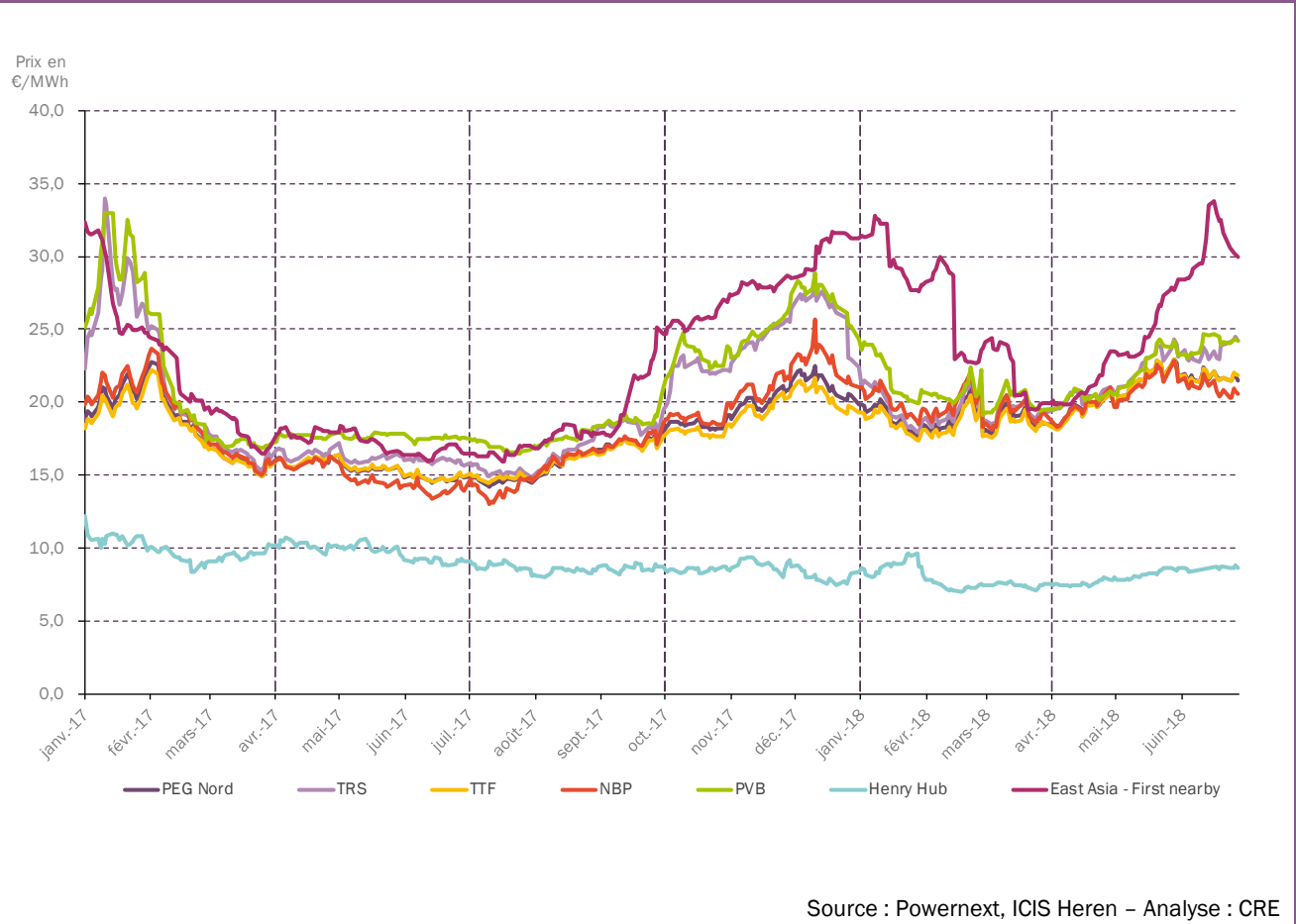
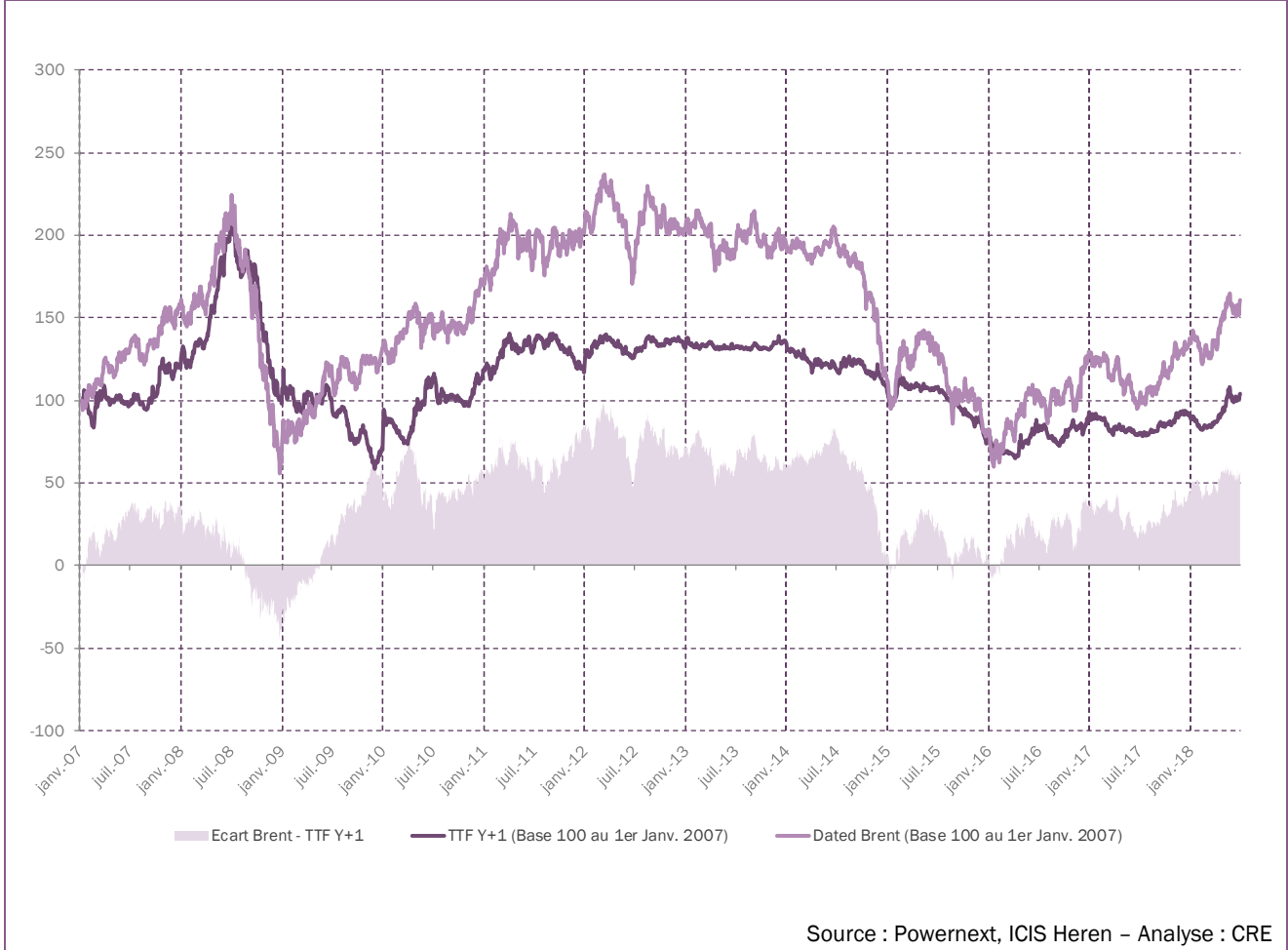
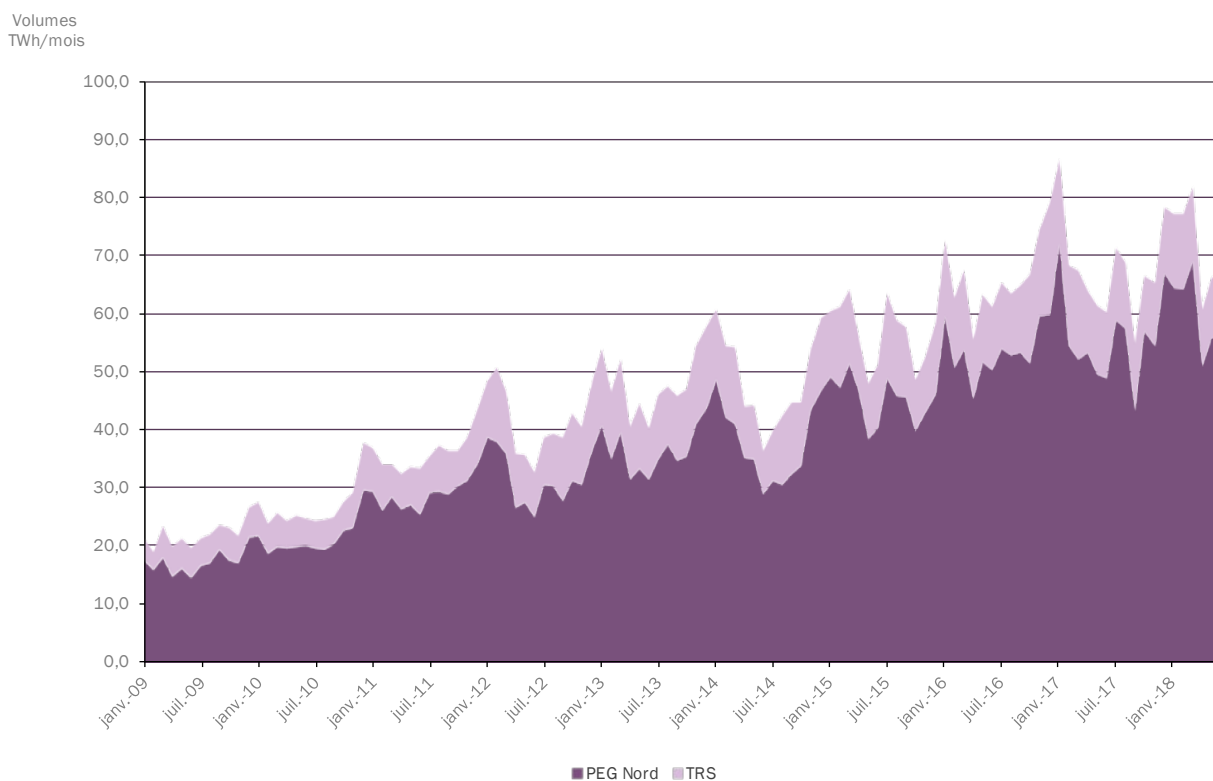


Figure 31 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers



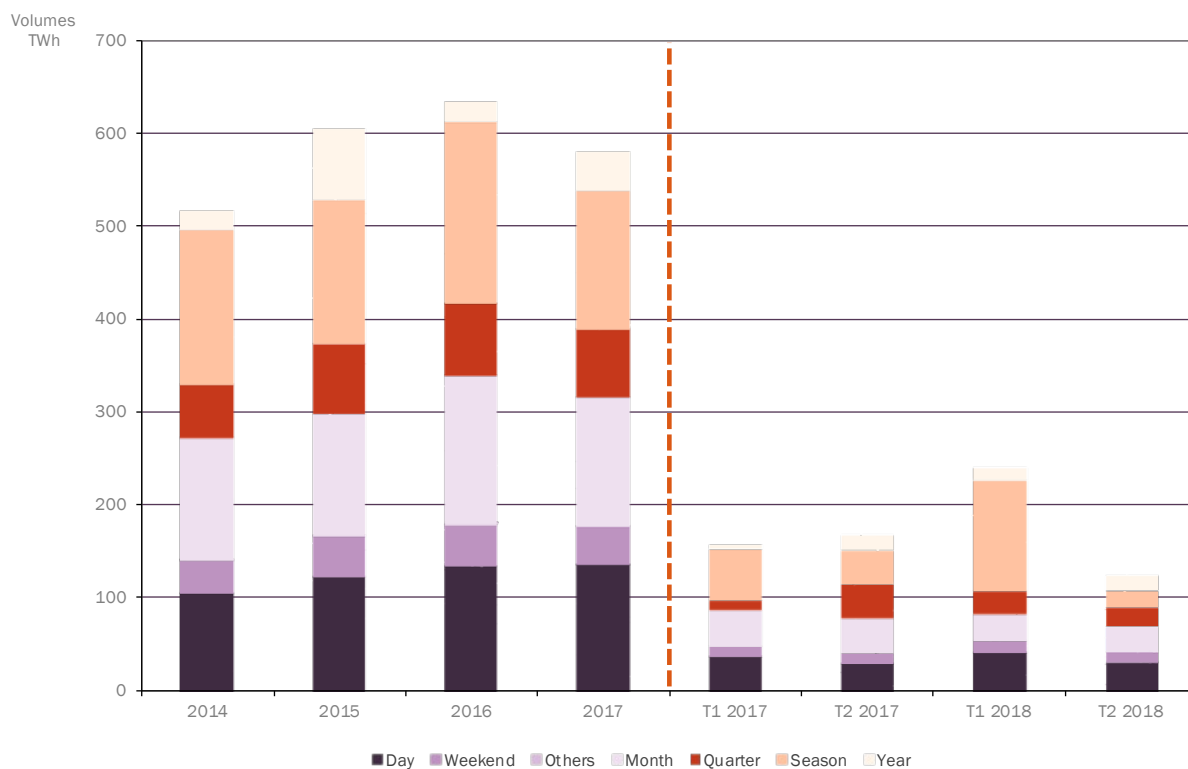
4.3 Développement du négoce sur le marché français

Figure 32 : Livraisons aux PEG



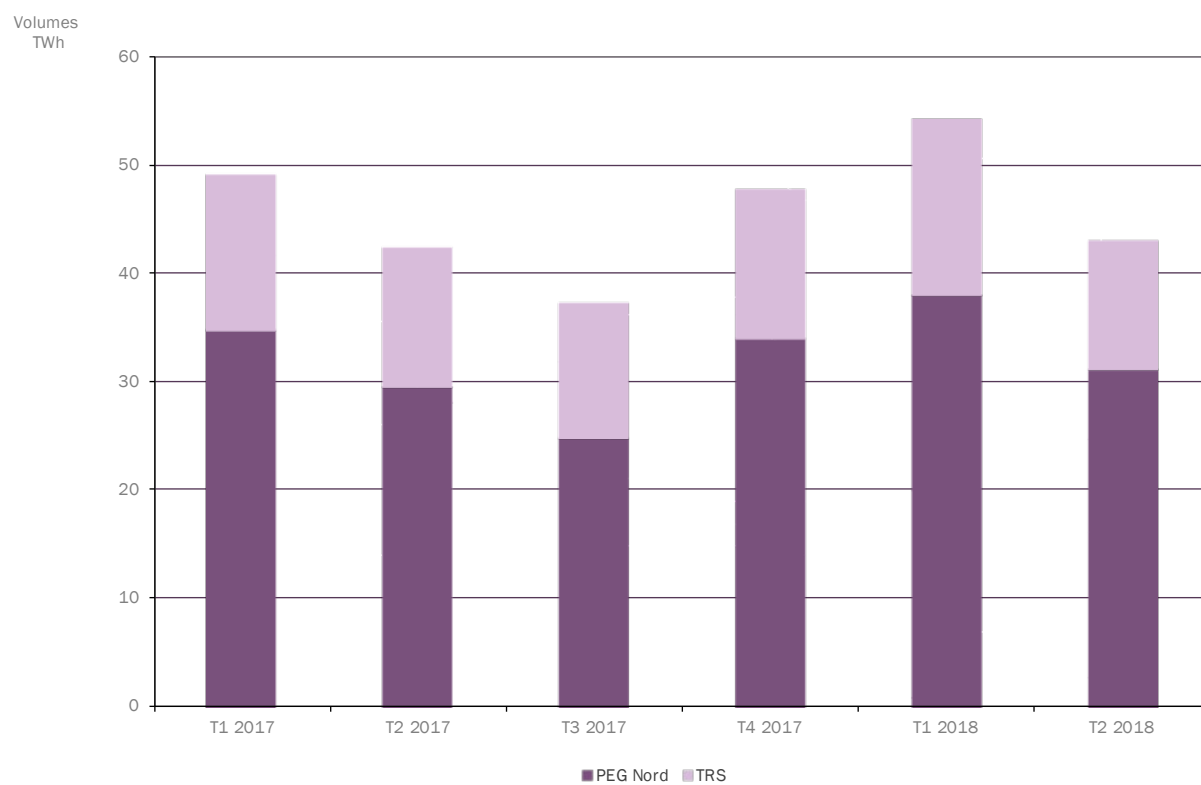
Source : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

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



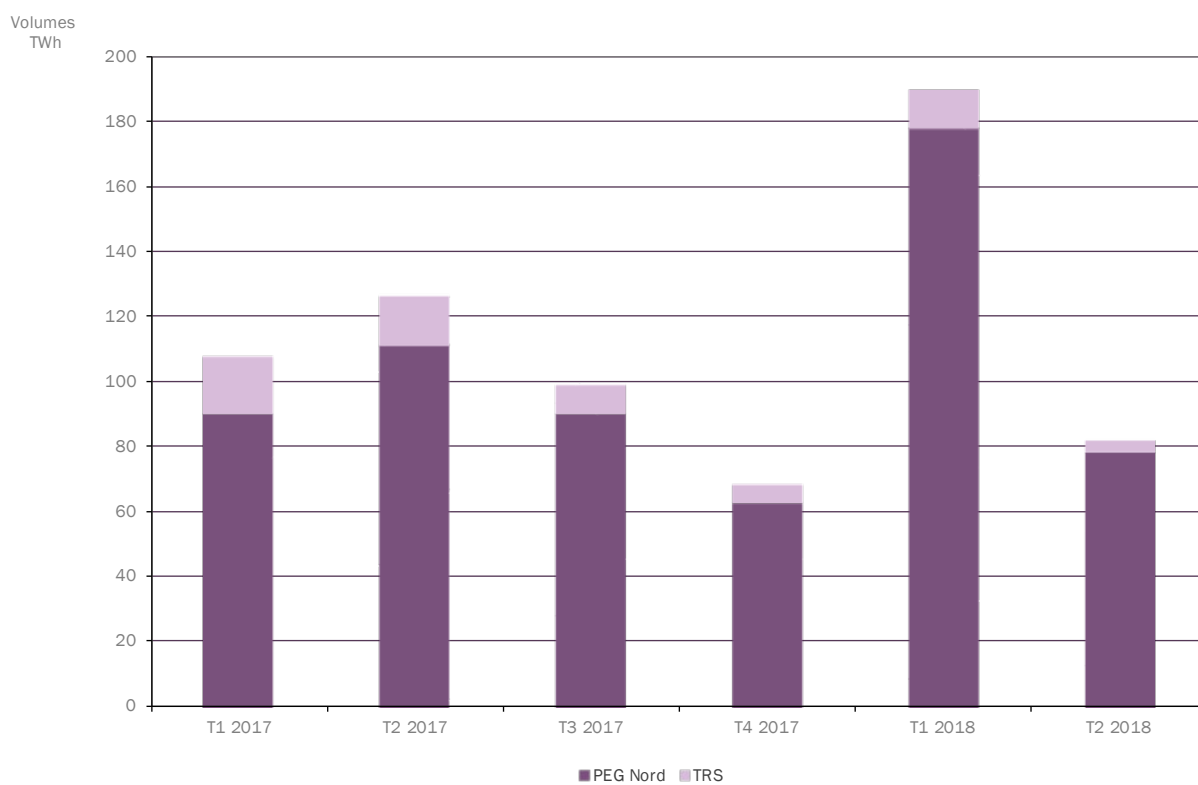
Source : Pownext, Brokers – Analyse : CRE

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



Source : Pownext, Brokers – Analyse : CRE

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



Source : Pownext, Brokers – Analyse : CRE

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

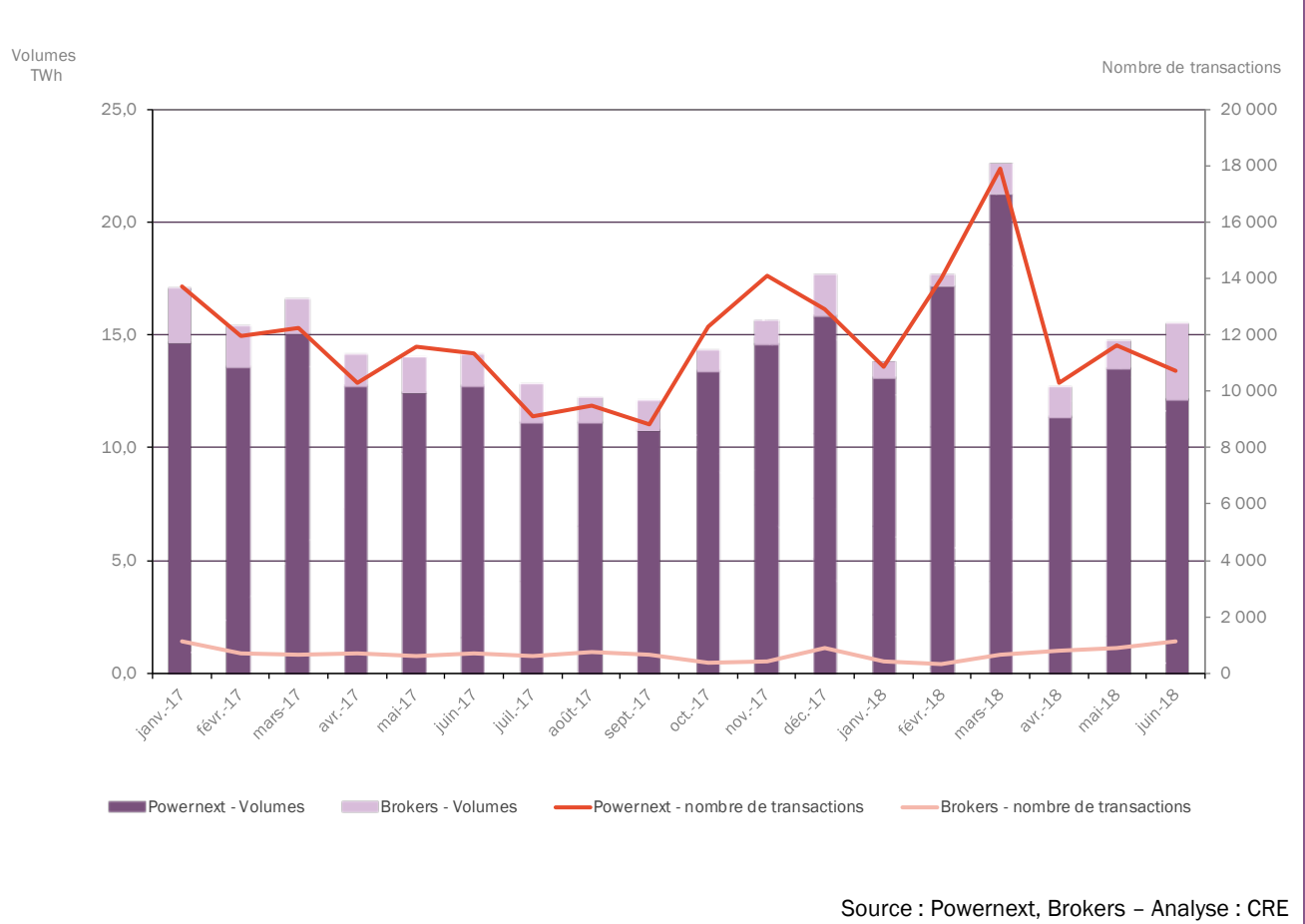


Figure 37 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire

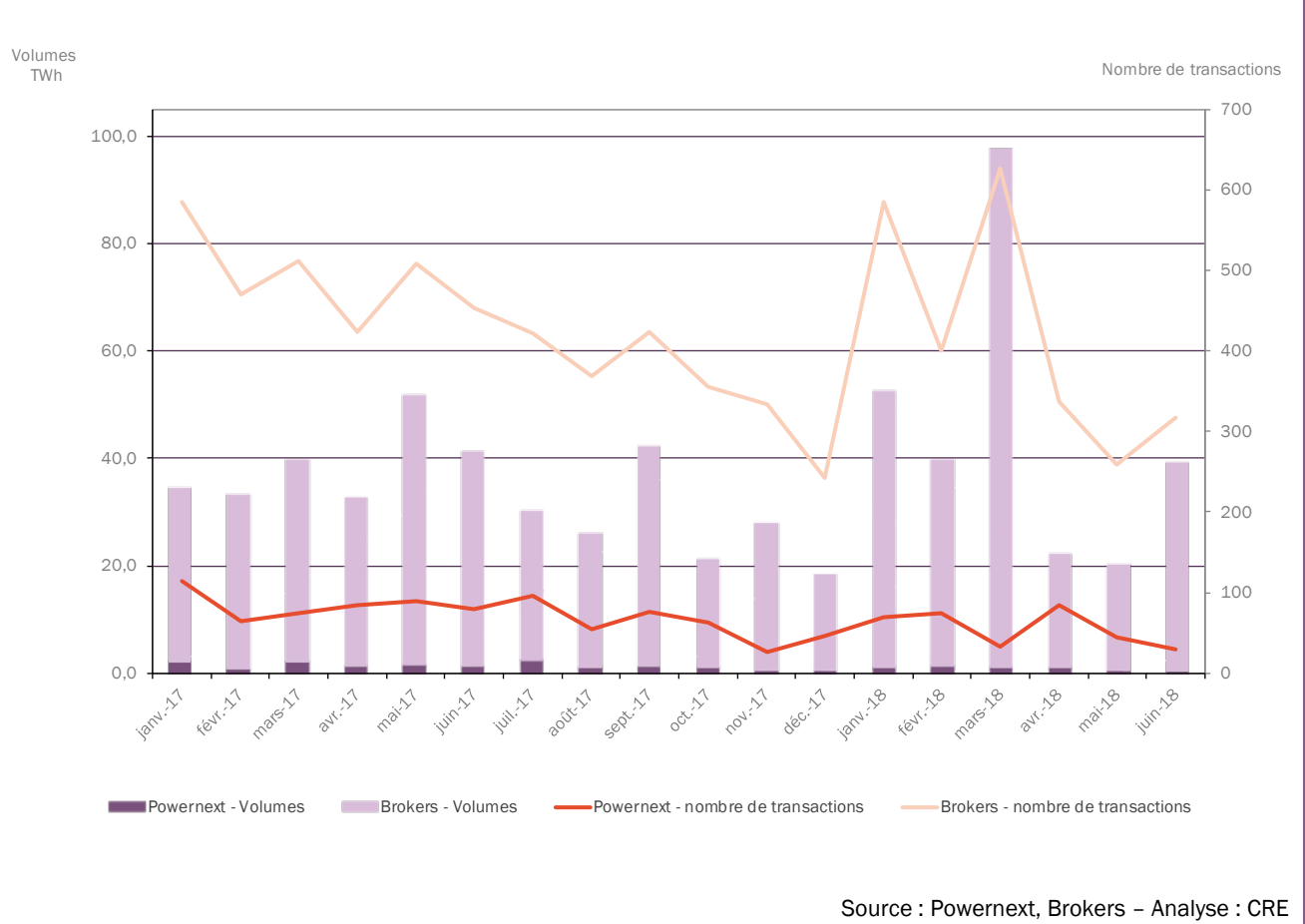
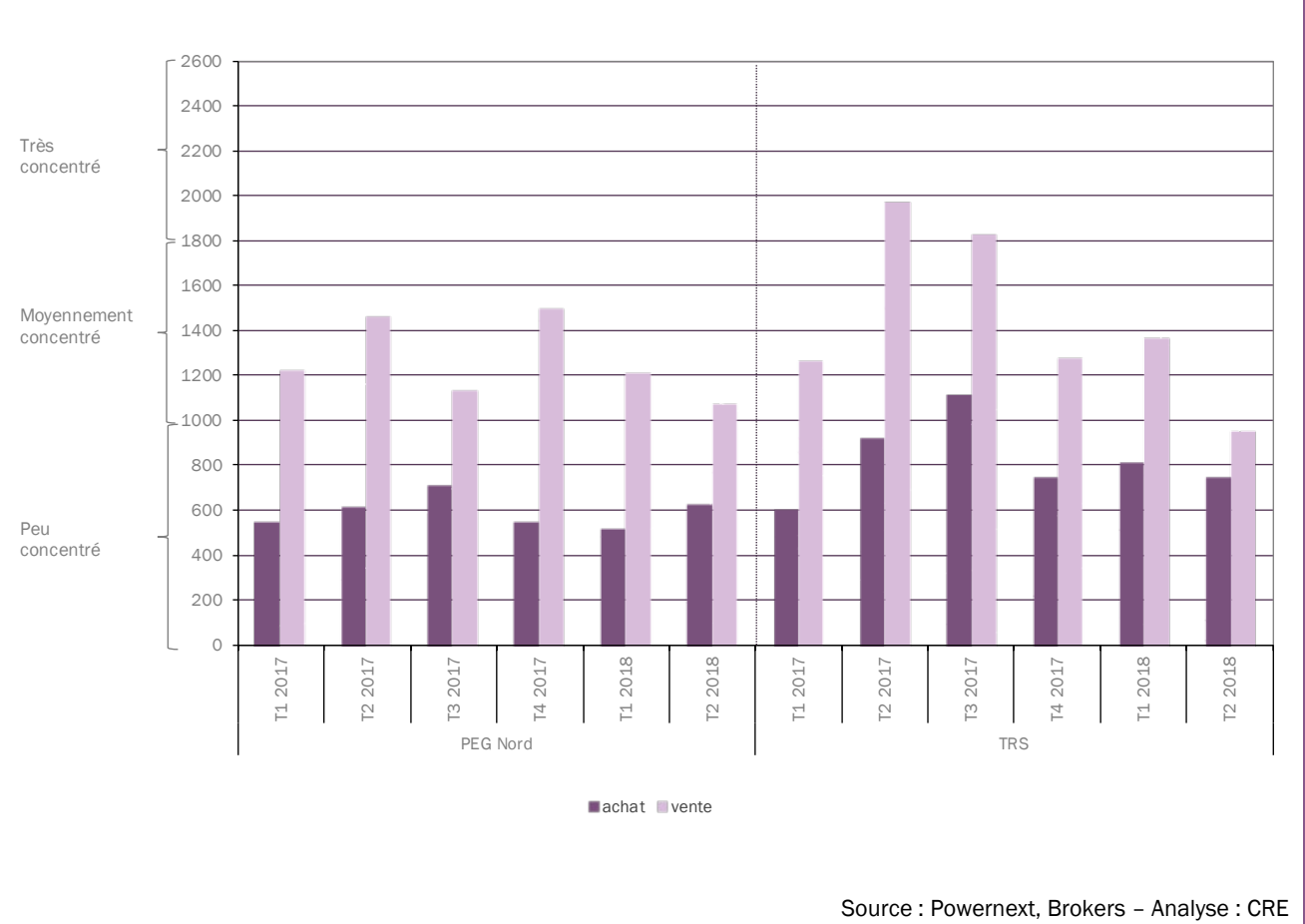
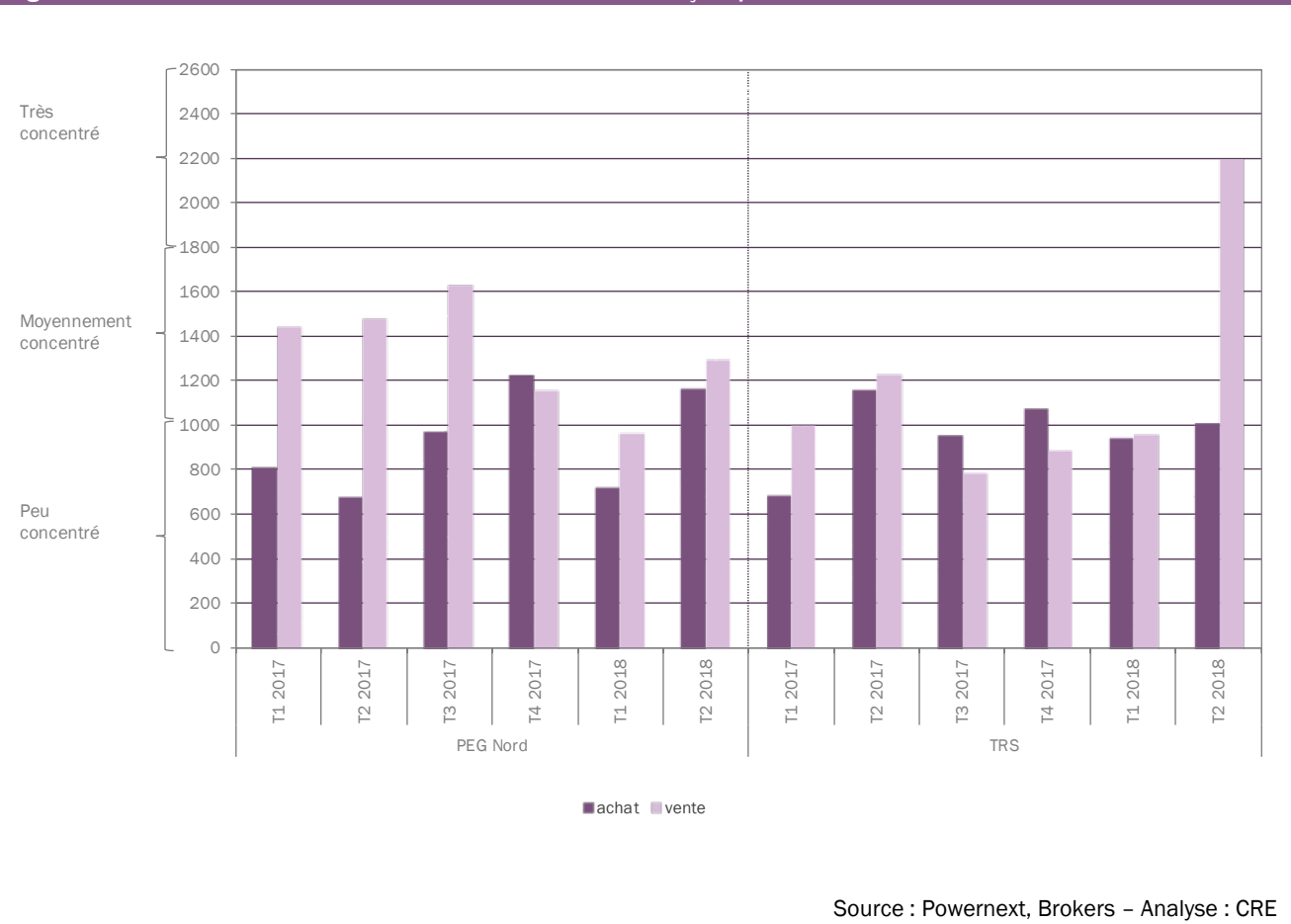


Figure 38 : Indices de concentration du marché spot français par zone



Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

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



Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

4.4 Fondamentaux

Figure 40 : Consommation de gaz en France

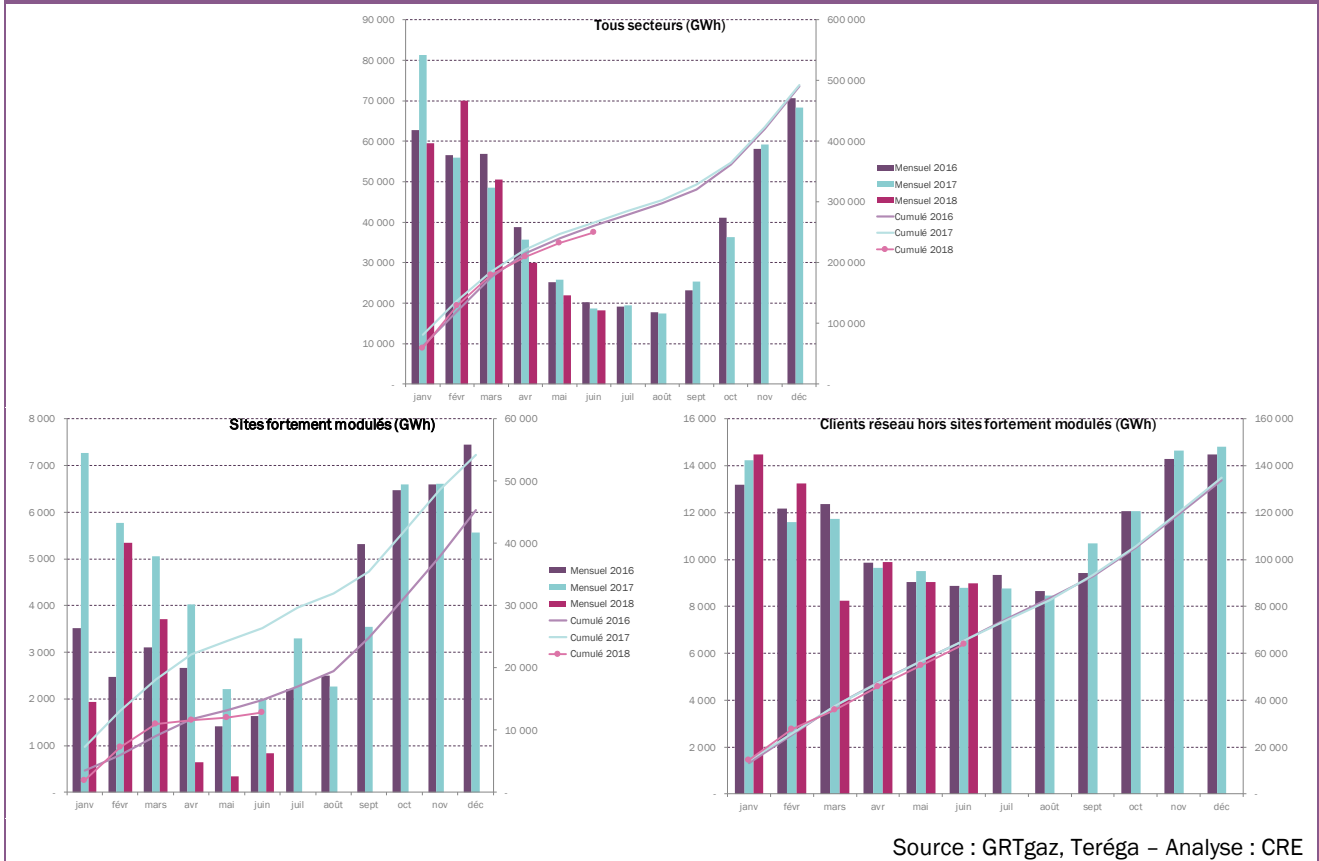
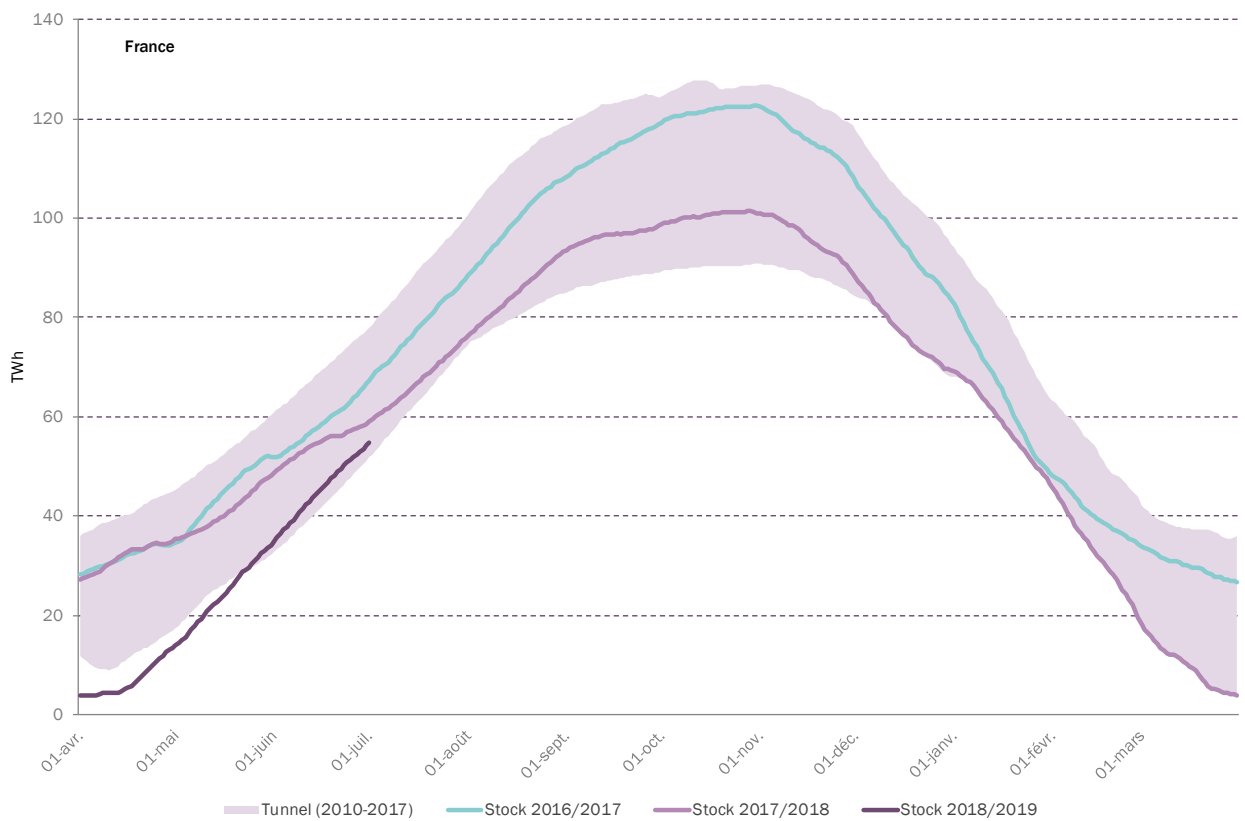
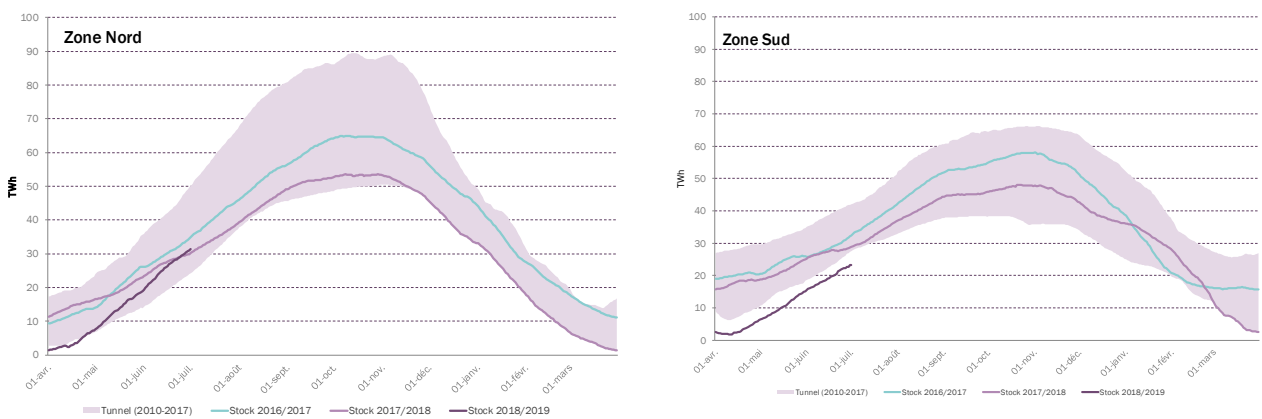


Figure 41 : Niveaux des stocks en France



Source : Storengy, Teréga – Analyse : CRE

Figure 42 : Niveau des stocks par zone



Source : Storengy, Teréga – Analyse : CRE

Figure 43 : Emissions des terminaux méthaniens



GRTgaz - Analyse : CRE

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

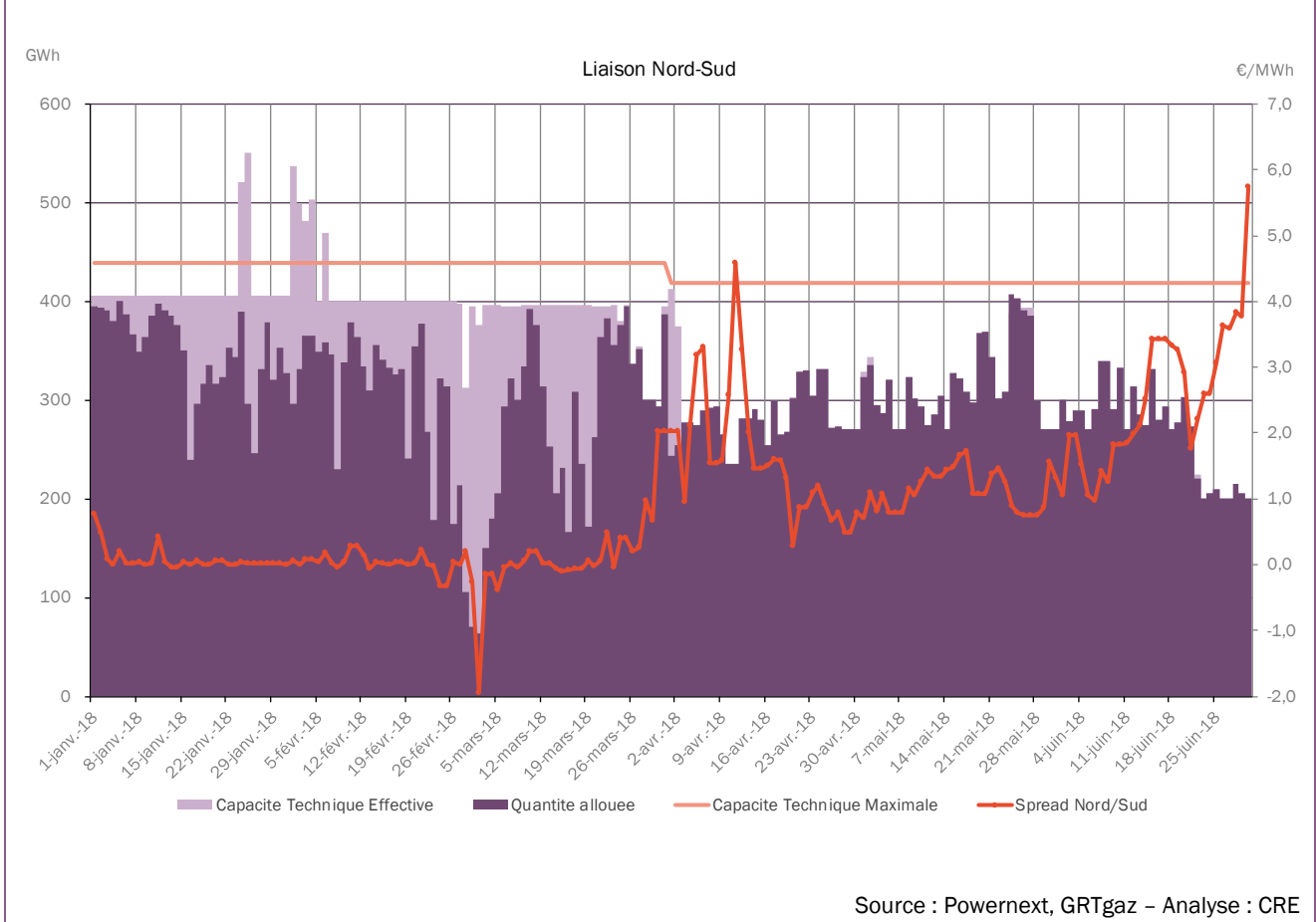


Figure 45 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau)

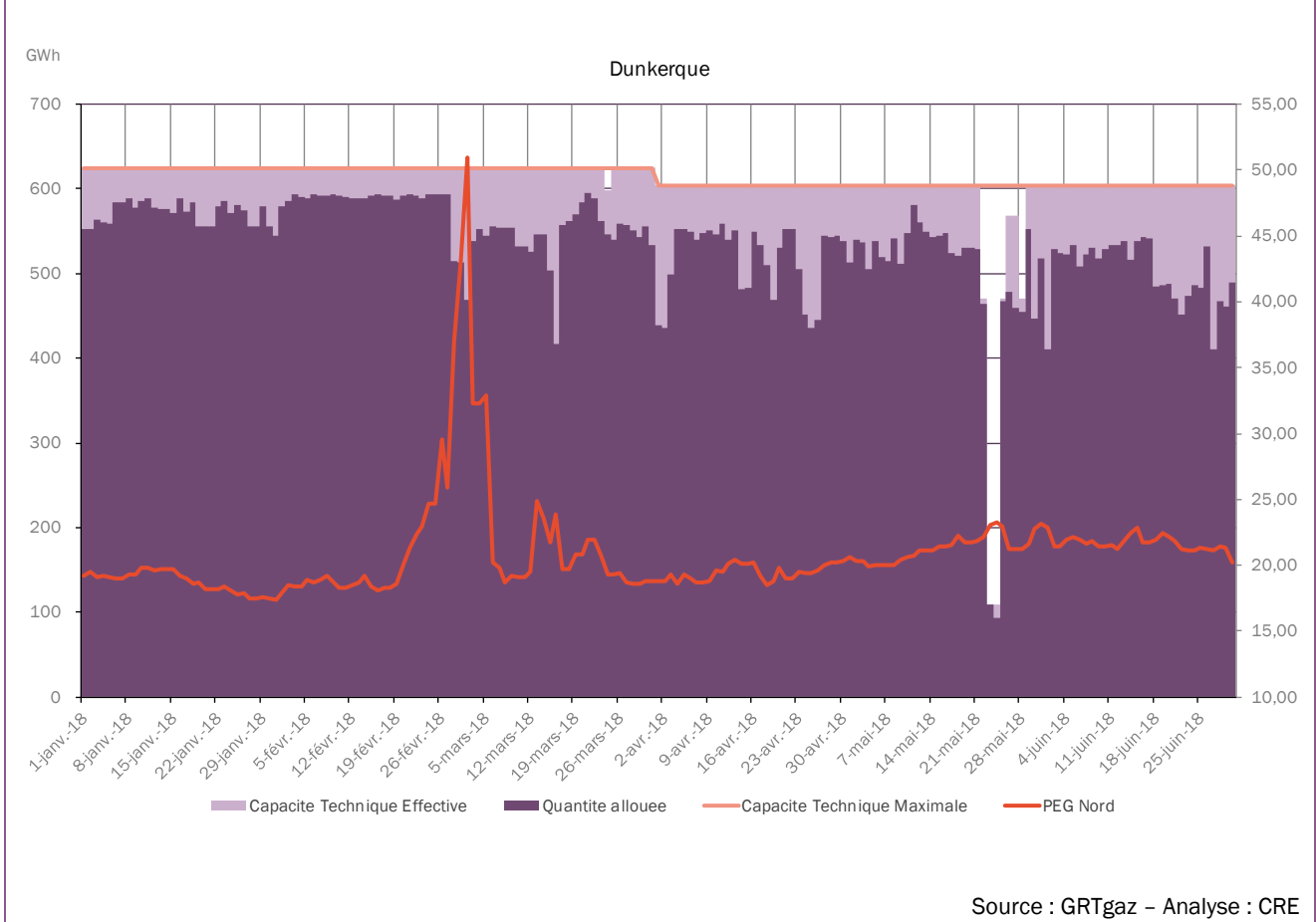
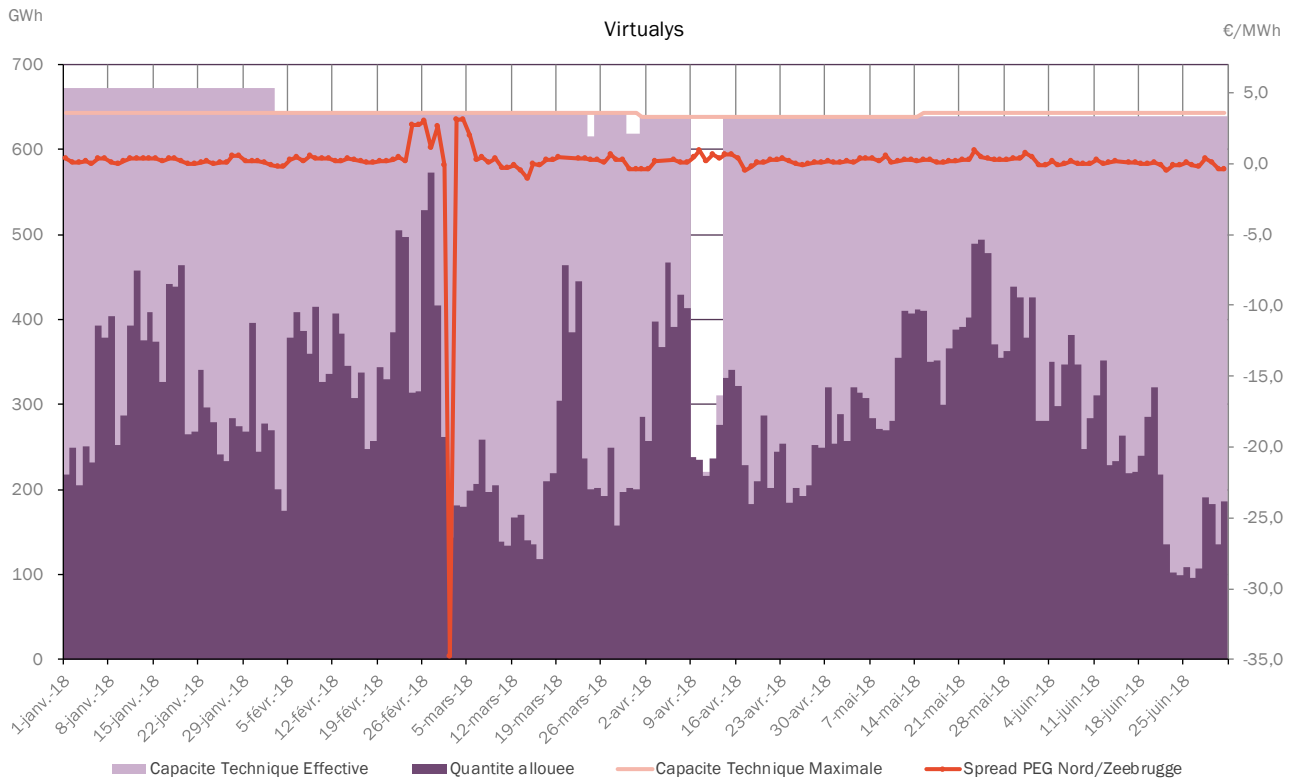


Figure 46 : Utilisation du PIV Virtualys* (sens Belgique vers France)



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

Source : Powernext, ICIS Heren, GRTgaz – Analyse : CRE

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

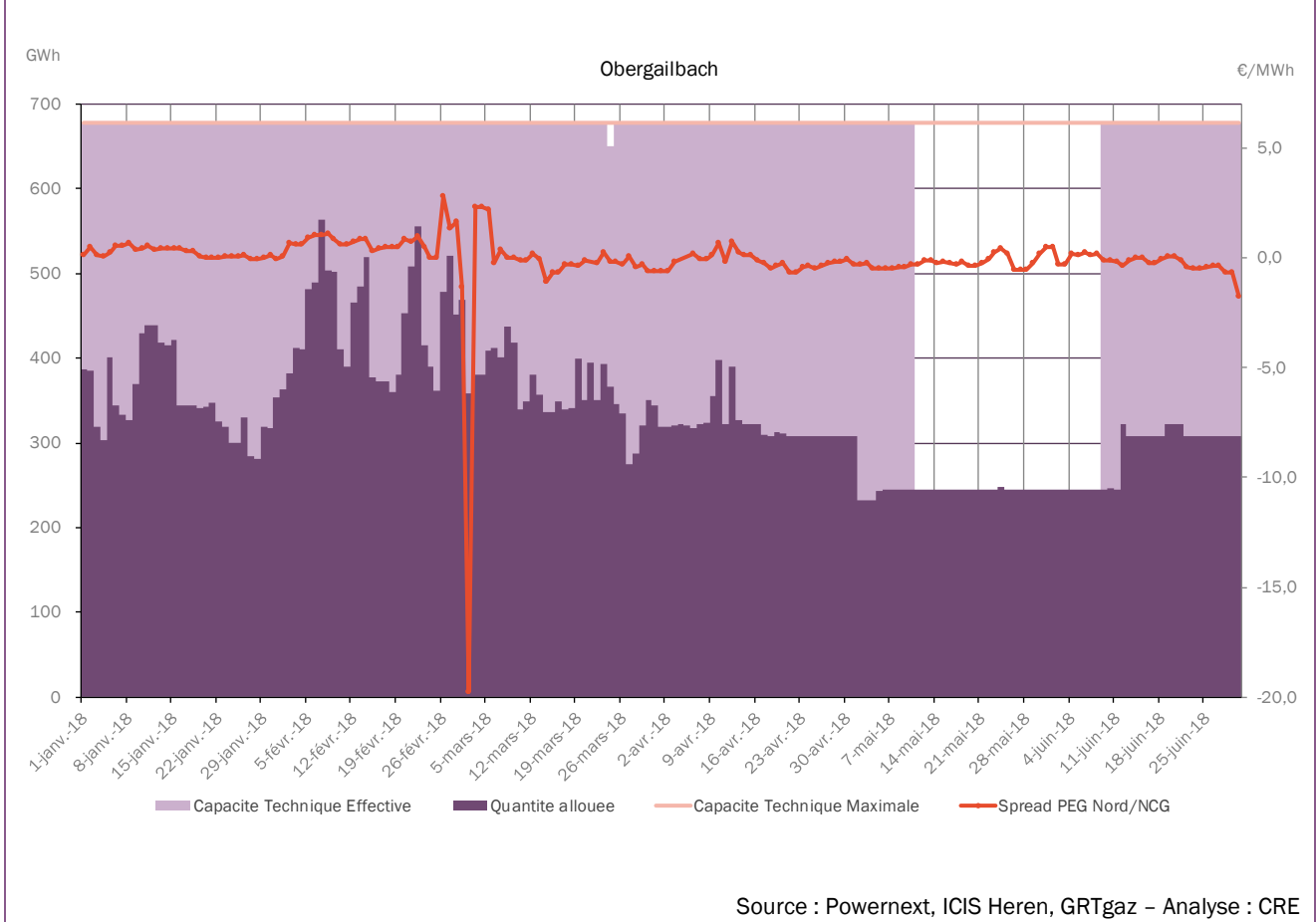


Figure 48 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse)

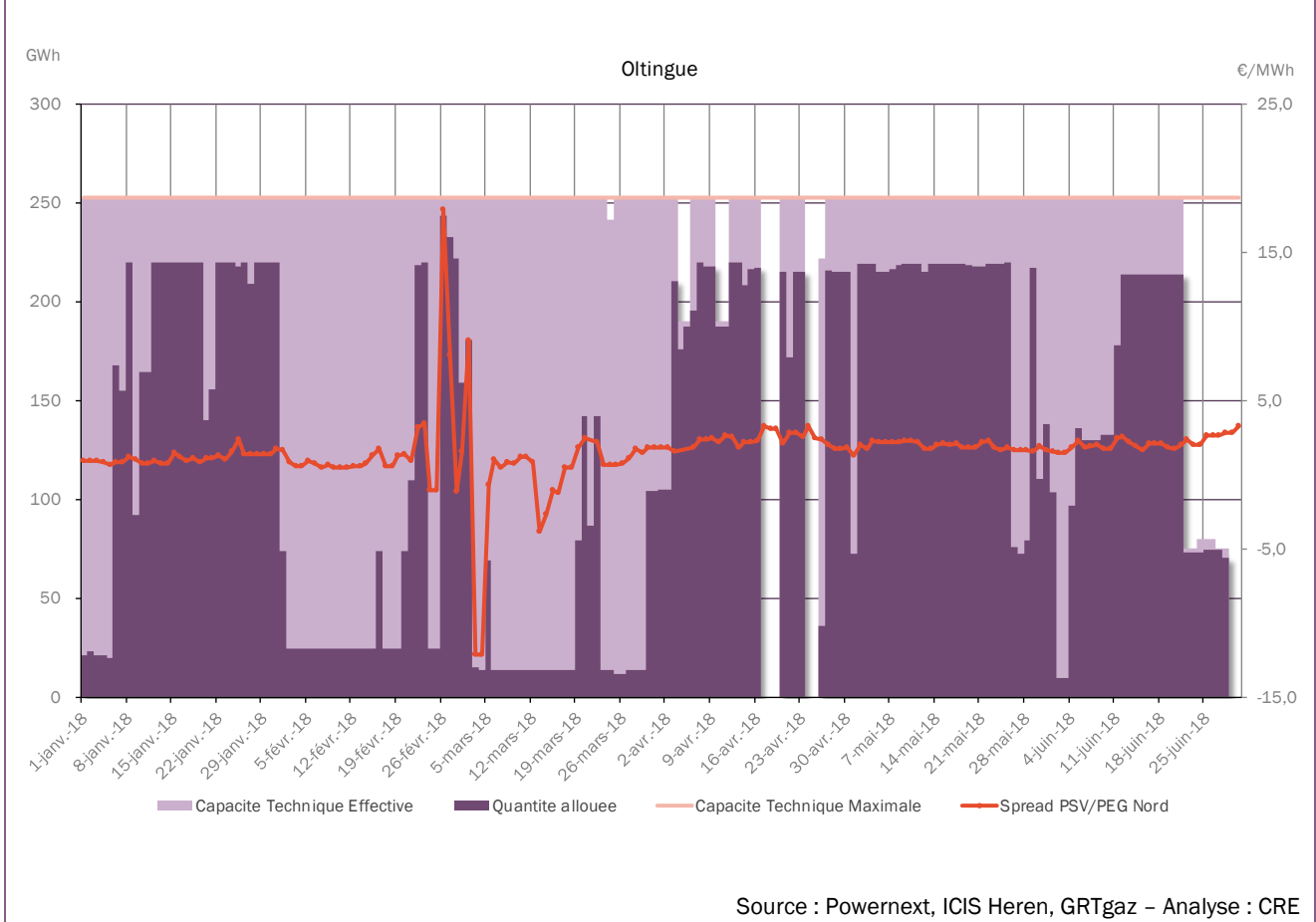


Figure 49 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau)

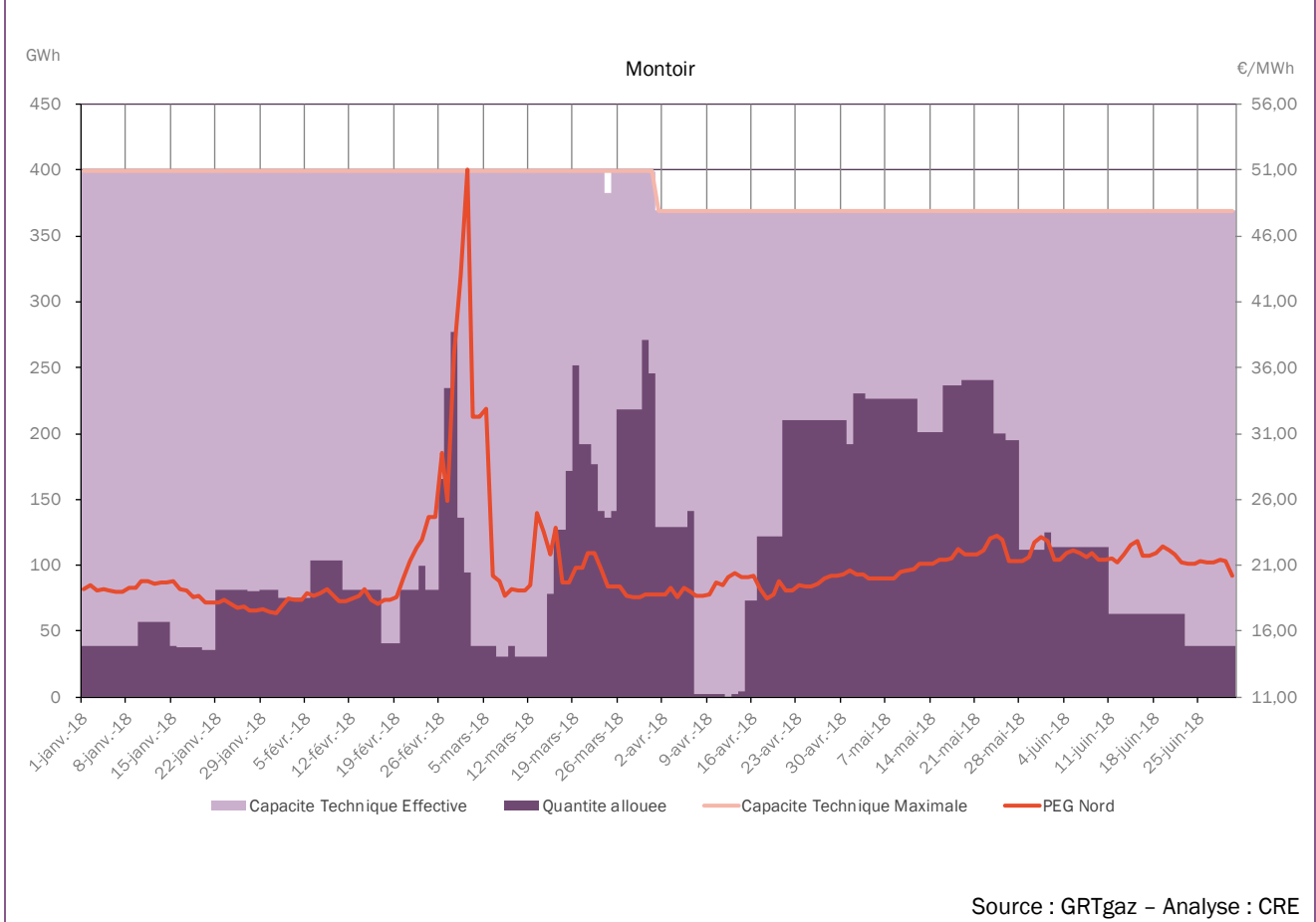


Figure 50 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau)

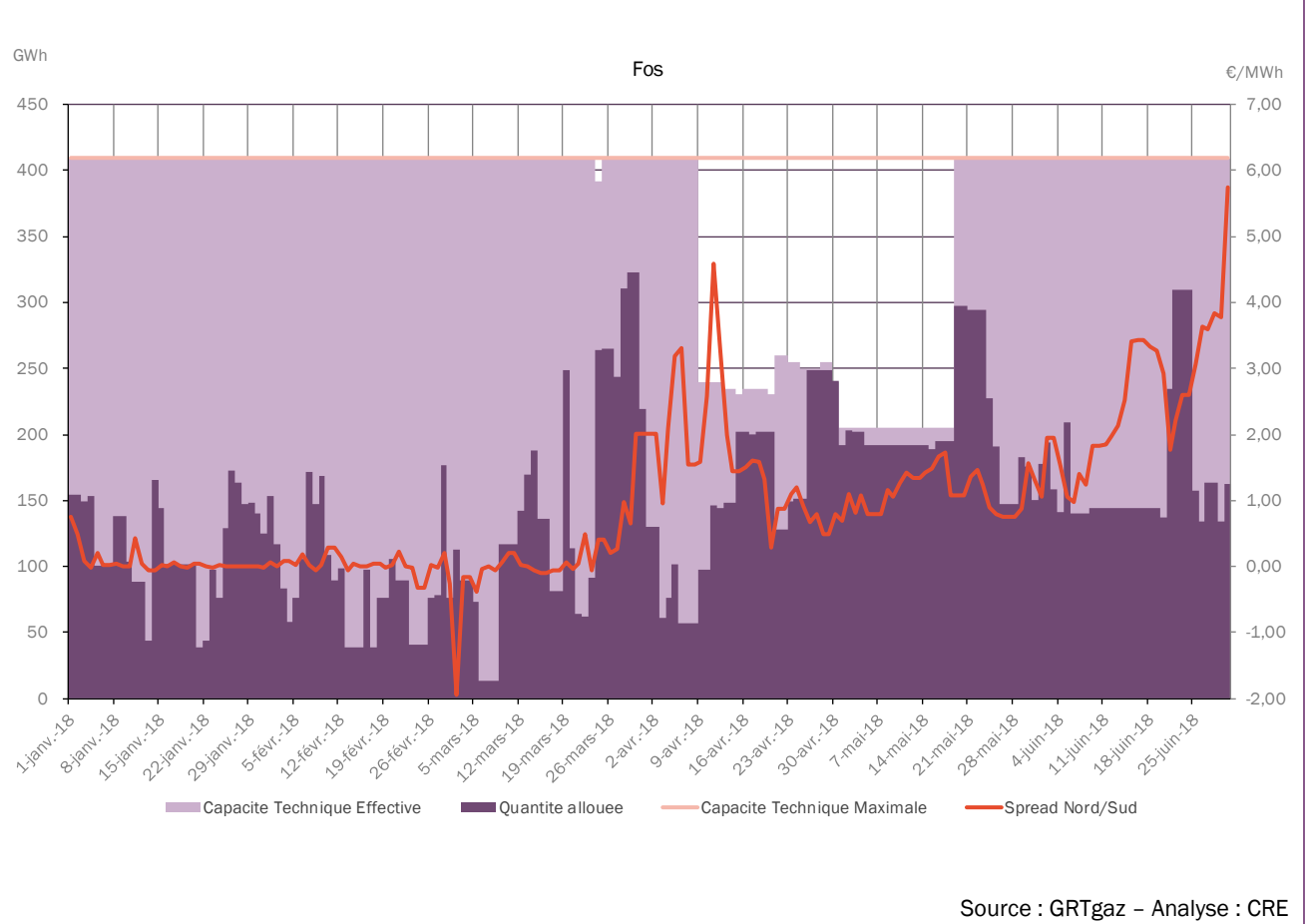


Figure 51 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud)

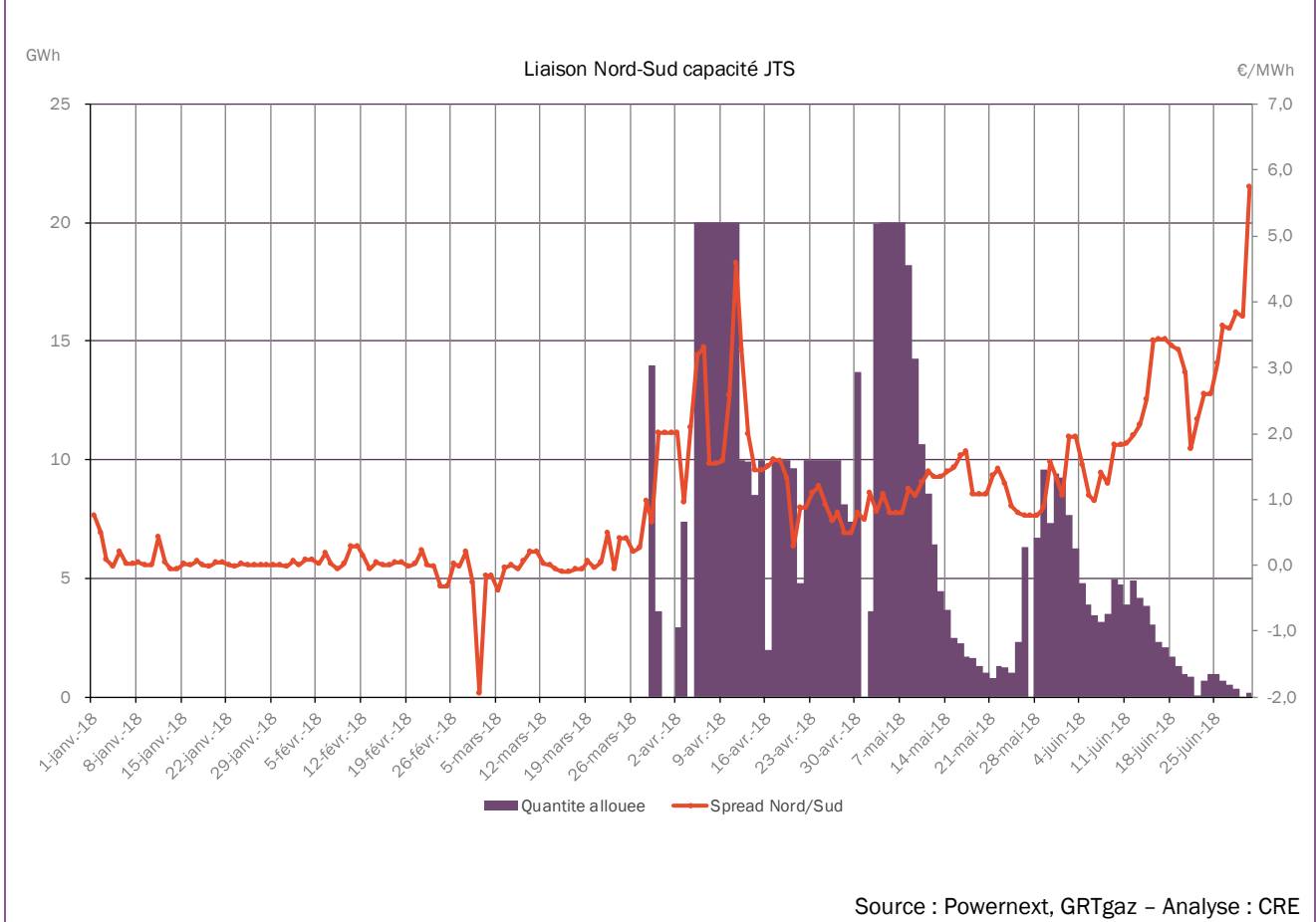


Figure 52 : Flux France-Espagne et spread PVB/TRS

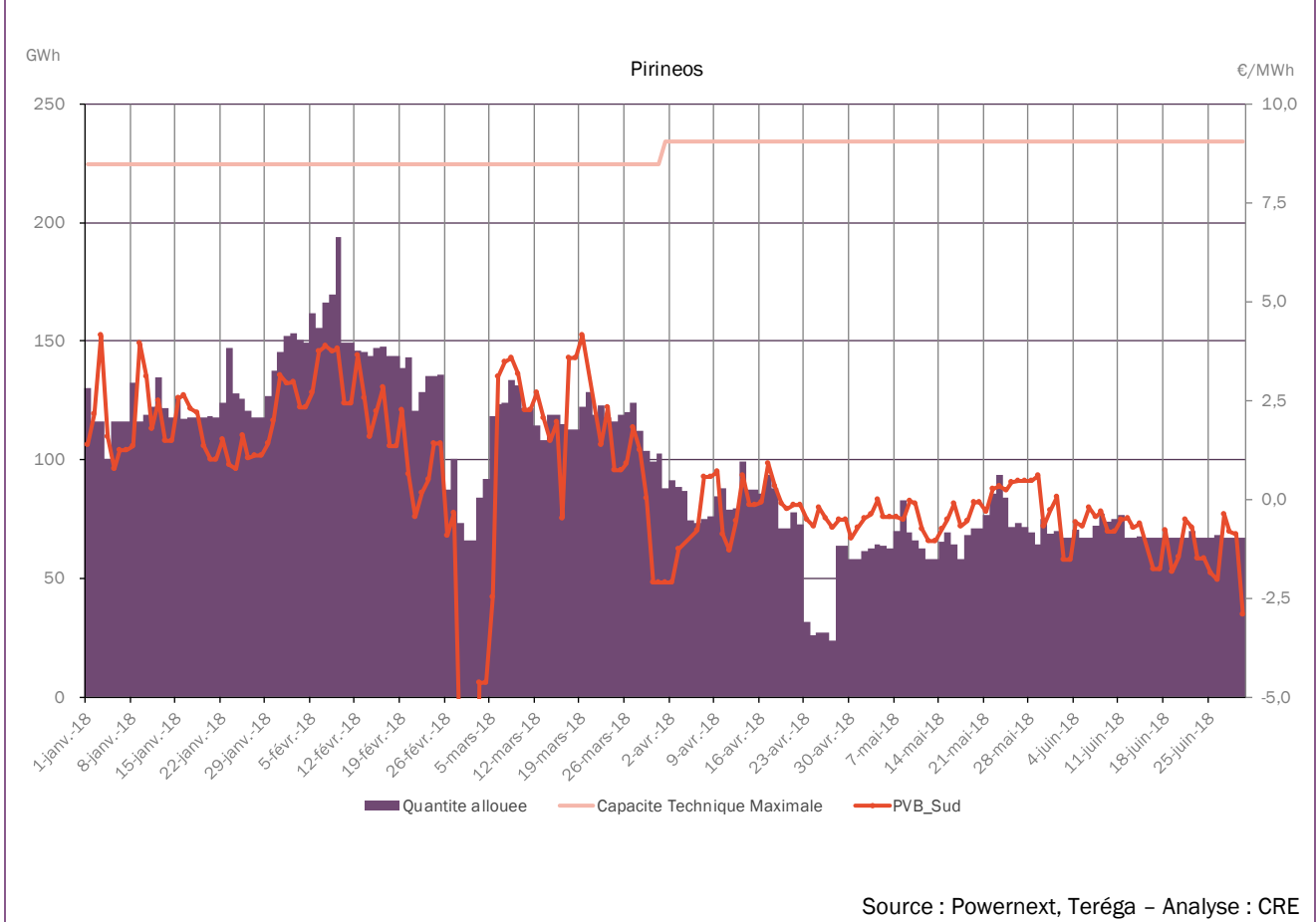
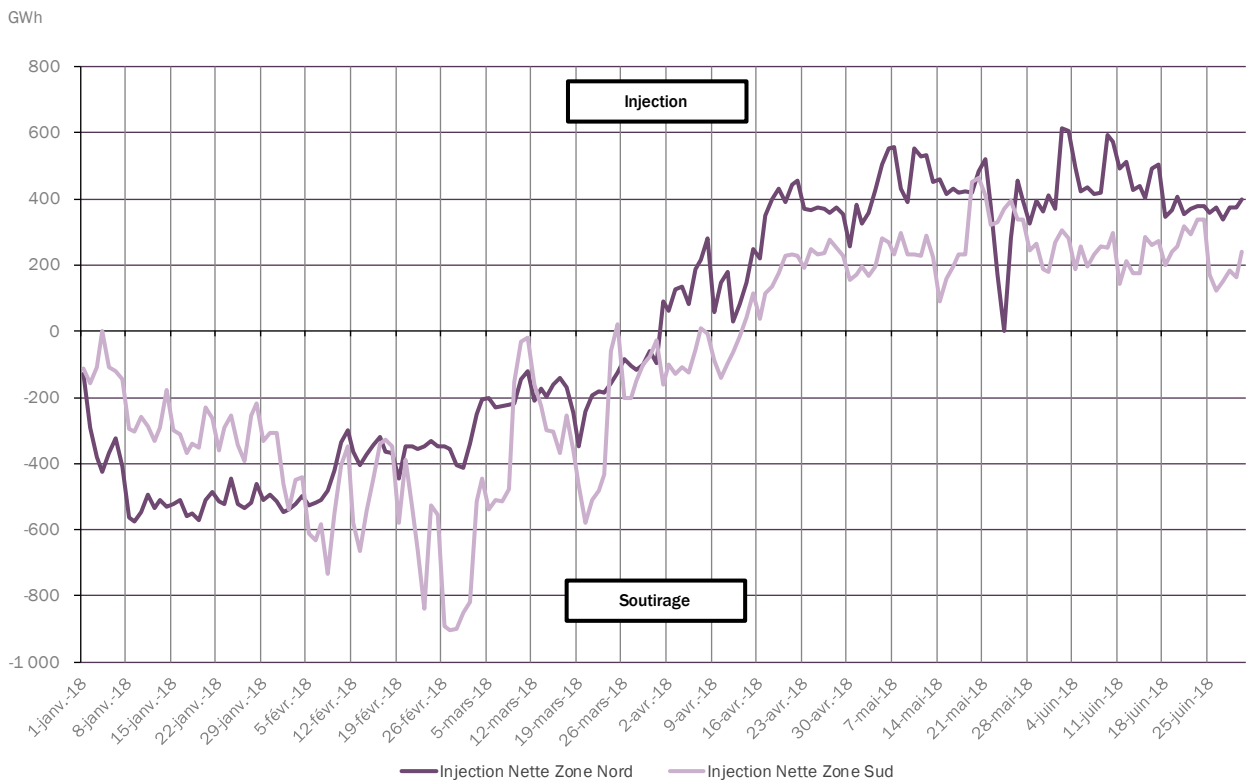
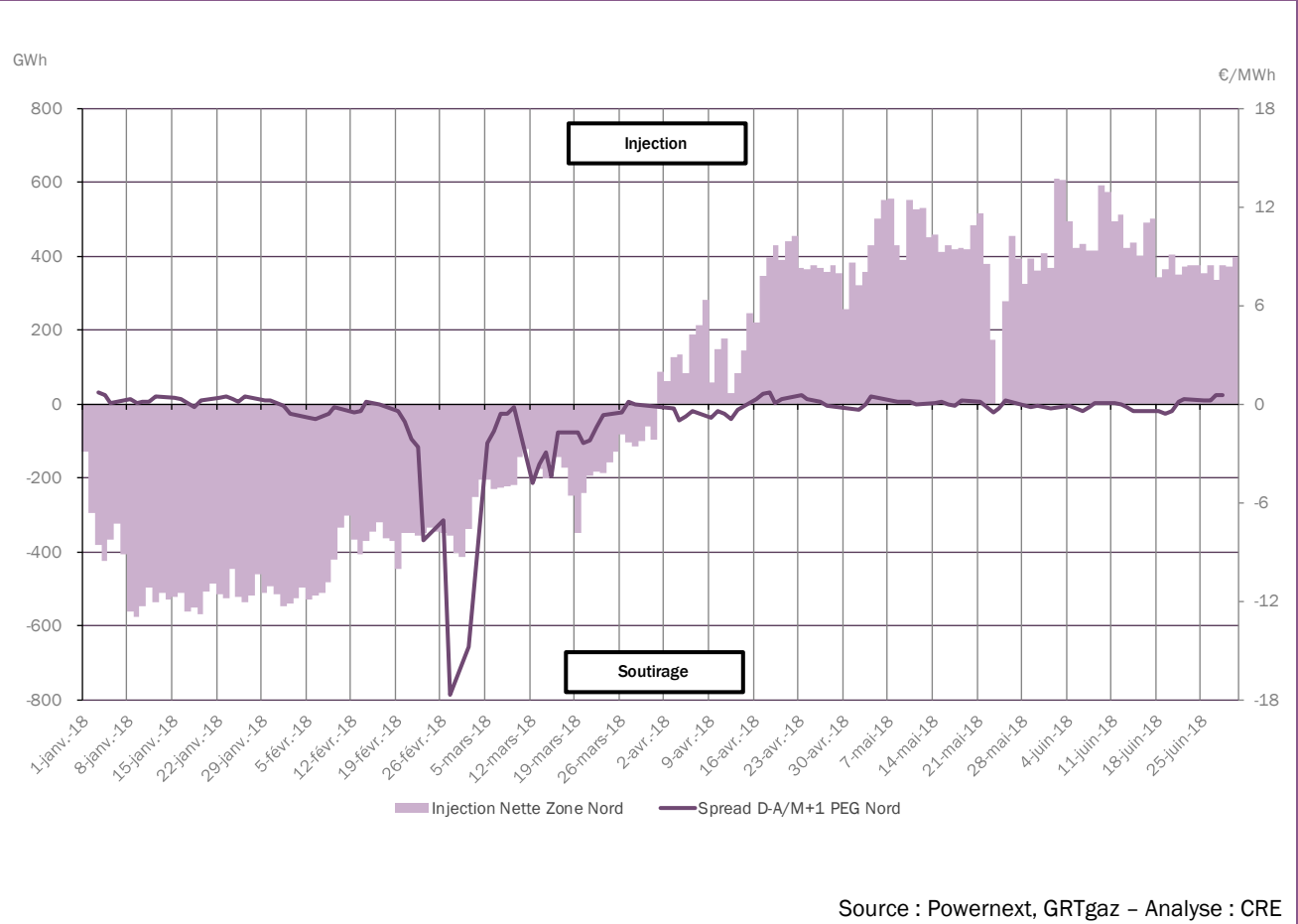


Figure 53 : Utilisation des stockages



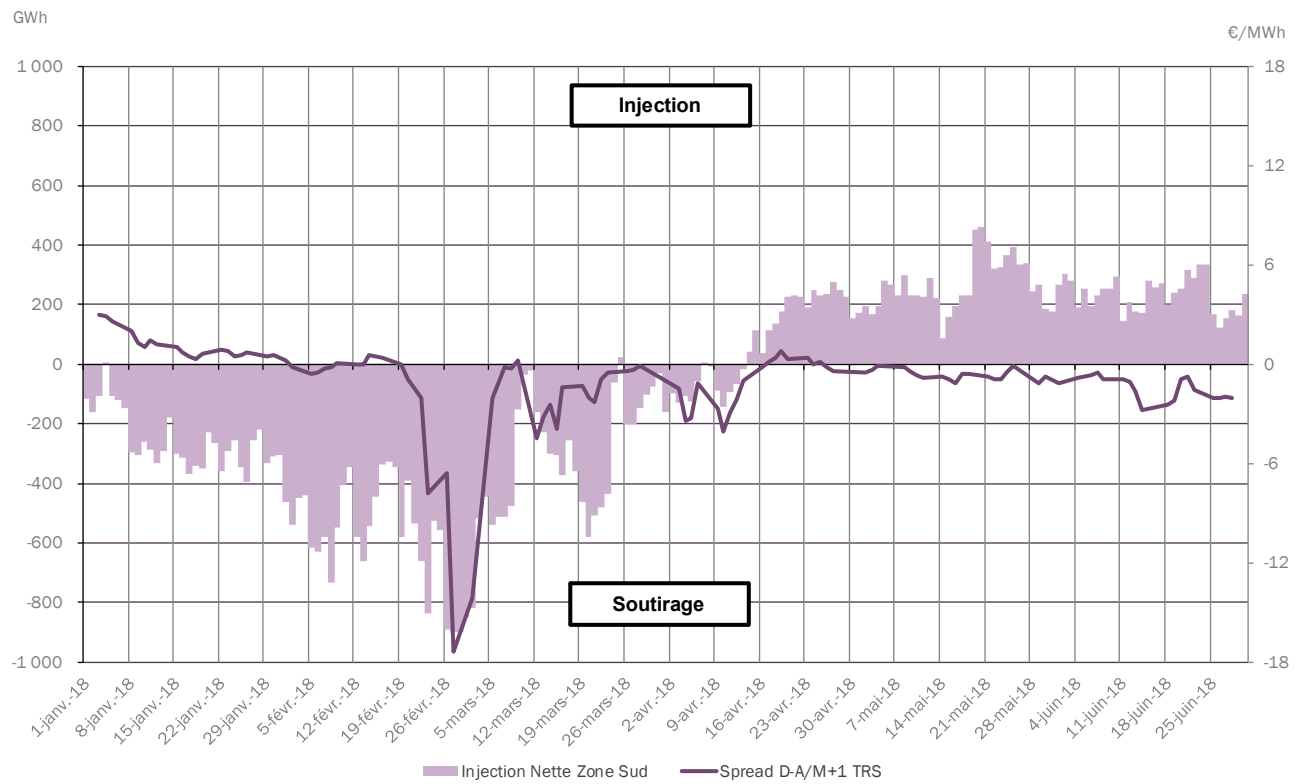
Source : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

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



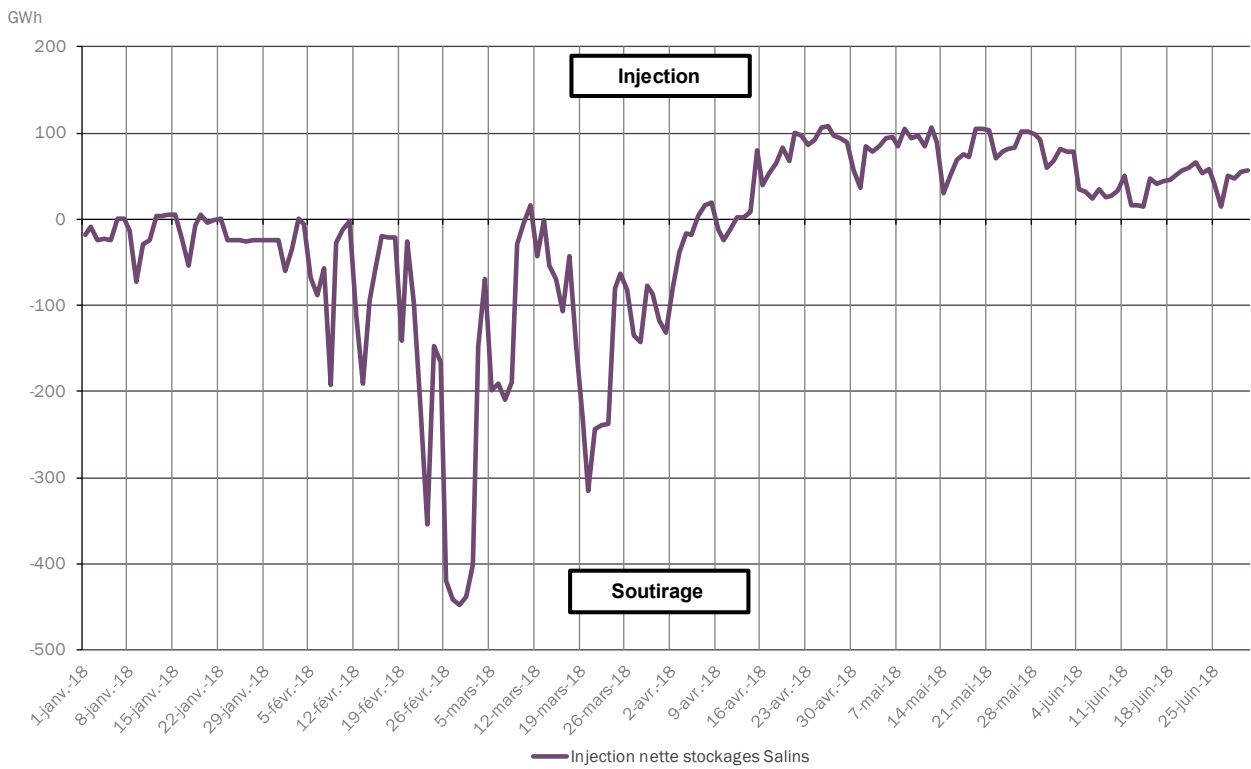
Source : Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

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, Teréga – Analyse : CRE

PARTIE 3 : **AUTRES ÉLÉMENTS DU CONTEXTE**

1. PRIX DU QUOTA CO₂

Figure 57 : Évolution des prix spot et à terme EUA

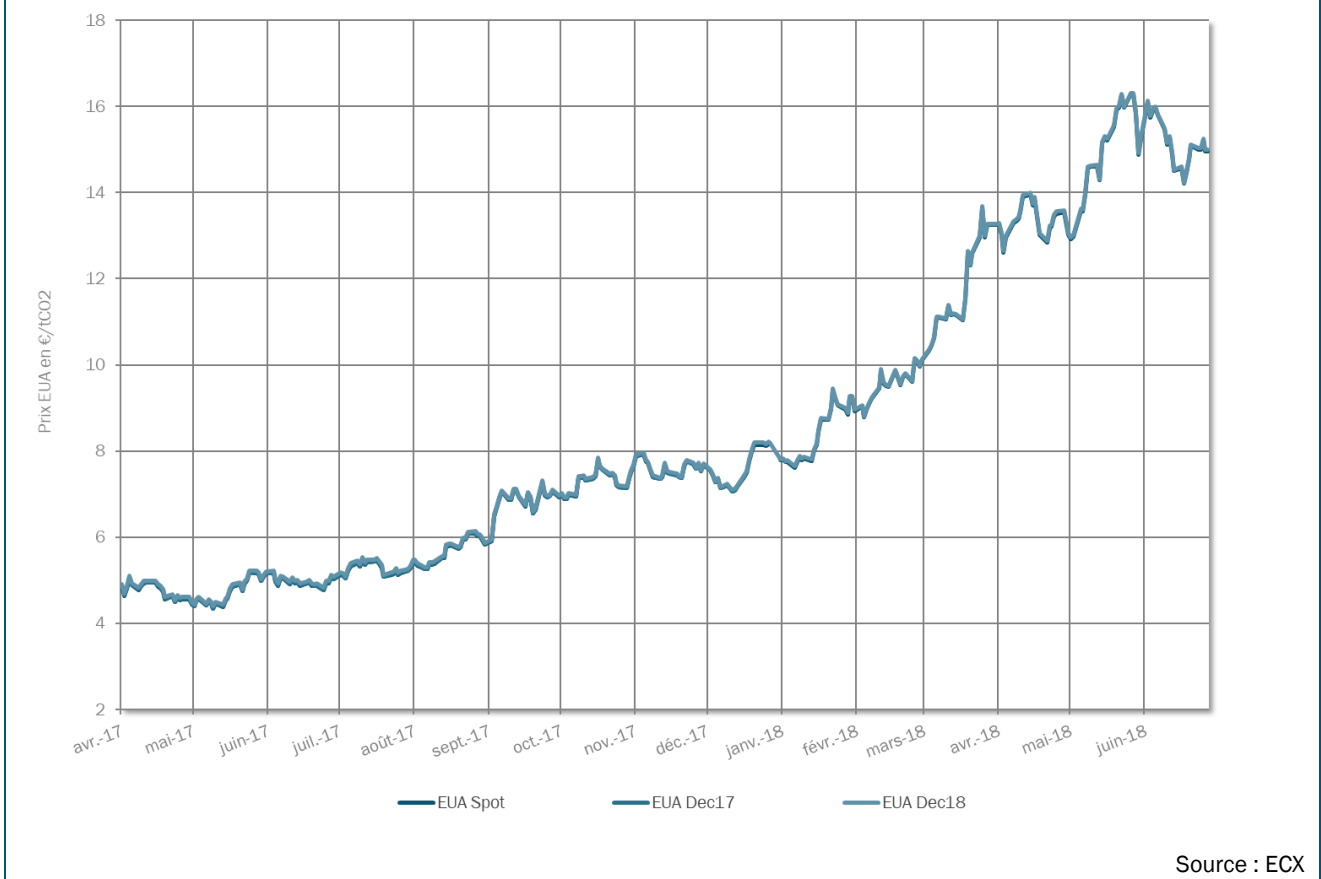


Figure 58 : Répartition des volumes trimestriels EUA échangés sur la bourse et auprès des courtiers

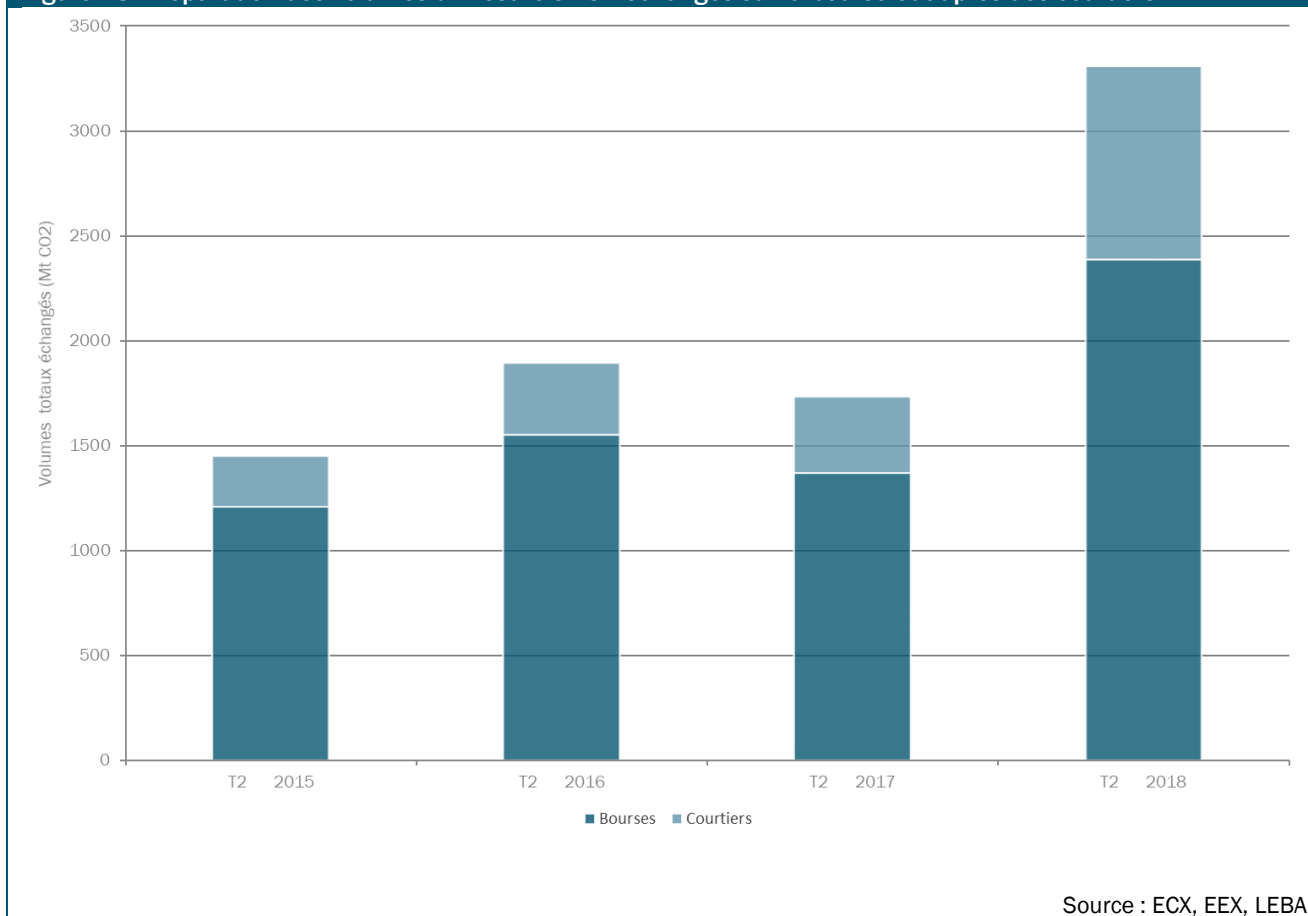
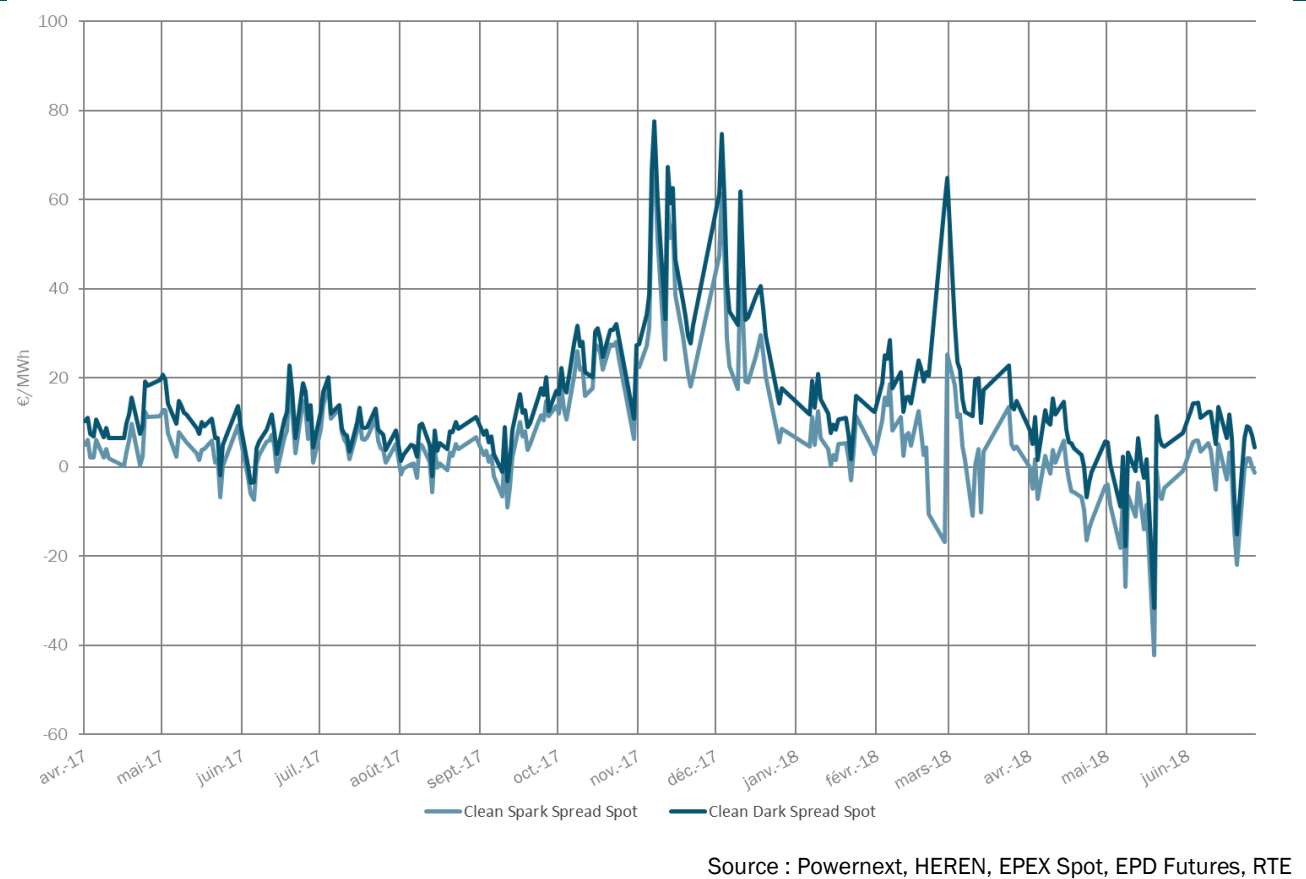


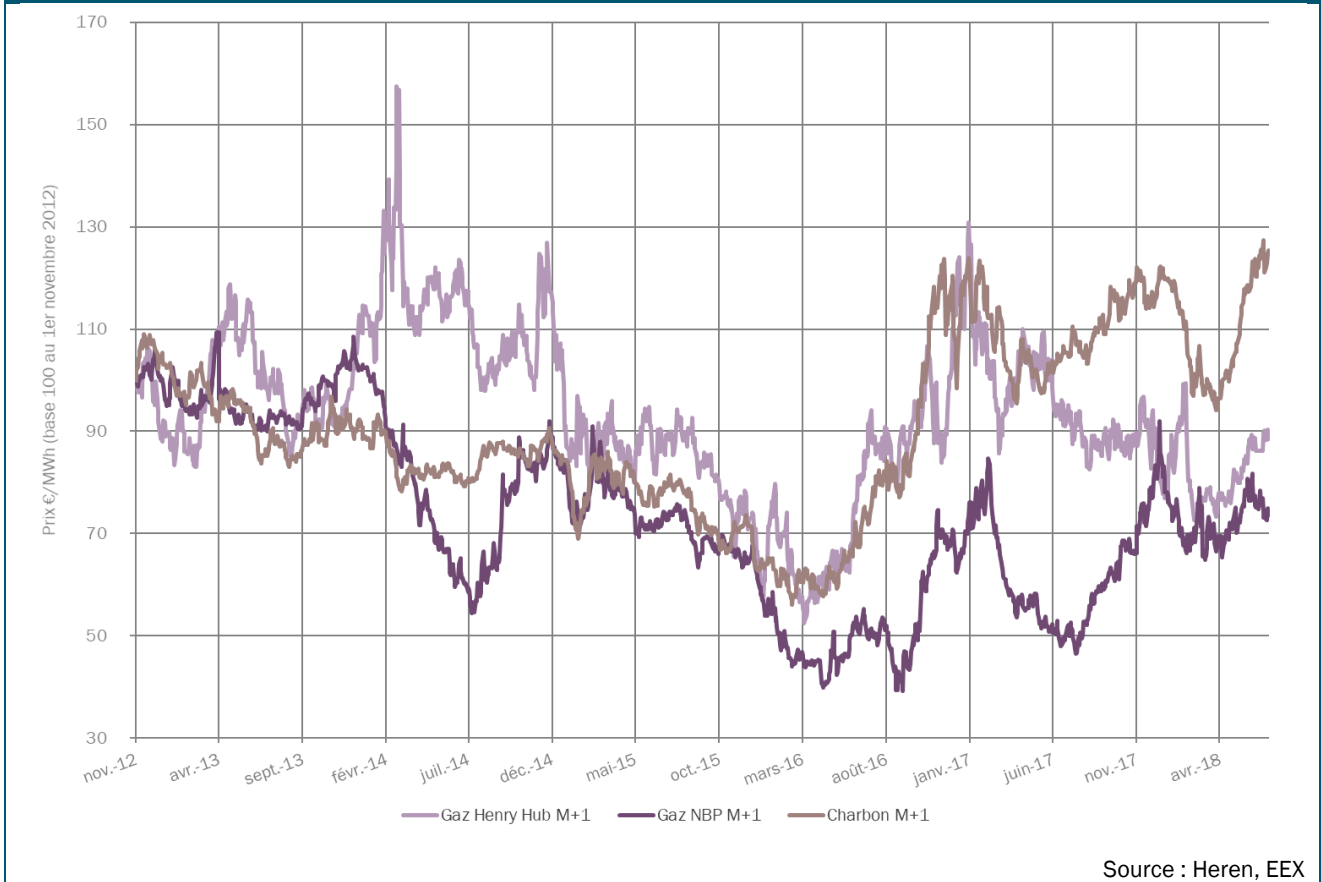
Figure 59 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread spot sur la pointe



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>	

2. PRIX DU GAZ EN EUROPE ET AUX ETATS-UNIS VERSUS LES PRIX DU CHARBON

Figure 60 : 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 DU CO₂

Backloading : Solution de court terme pour gérer le surplus de marché des quotas de CO₂ qui consiste à geler la mise aux enchères de 400 millions de quotas en 2014, 300 millions en 2015 et de 200 millions en 2016. Au lieu d'être remis aux enchères en 2019 ou en 2020, ces quotas seront finalement transférés dans la Market Stability Reserve en 2019.

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. Ces crédits peuvent être utilisés pour la conformité dans le cadre de l'EU ETS jusqu'à la fin de phase 3, soit jusqu'en 2020, dans une certaine limite.

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 SEQE peuvent utiliser ces crédits pour répondre à leurs obligations de réduction d'émissions de gaz à effet de serre. Ces crédits peuvent être utilisés pour la conformité dans le cadre de l'EU ETS jusqu'à la fin de phase 3, soit jusqu'en 2020, dans une certaine limite.

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

Fuite Carbone : Situation dans laquelle une entreprise, pour échapper aux coûts liés aux politiques climatiques, délocalise sa production dans une zone moins contraignante.

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.

MOC : Mise en œuvre conjointe, autre mécanisme de flexibilité du protocole de Kyoto qui permet aux pays industrialisés de financer des projets de réduction d'émissions ou de séquestration de gaz à effet de serre dans les pays industrialisés et de s'octroyer les unités de réduction d'émission (ERU) associées pour atteindre leurs objectifs de réduction d'émissions.

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 IV : Quatrième phase de l'EU ETS qui couvrira la période 2021-2030. Ses règles, qui ont été adoptées en novembre 2017 par la Commission Européenne, visent notamment à mieux adresser le risque de fuite carbone, et à éviter les surplus sur le marché des quotas de CO₂.

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).

Réserve de Stabilité du Marché (MSR) : Solution de long terme pour gérer le surplus de marché des quotas de CO₂. Ce mécanisme, qui entrera en service en 2019, permettra d'absorber 12% du surplus lorsqu'il est au-dessus de 833 MtCO₂ et de relâcher 100 MtCO₂ de permis sur le marché lorsque le surplus de marché est inférieur à 400 MtCO₂. Il est prévu que de 2019 à 2023, le taux d'absorption soit doublé. De plus, le volume de la réserve est plafonné au volume d'enchères de l'année précédente : si le plafond est dépassé, les permis seront supprimés.

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

Figure 41 : Niveaux des stocks en France	52
Figure 42 : Niveau des stocks par zone	52
Figure 43 : Emissions des terminaux méthaniers	53
Figure 44 : Utilisation de la liaison Nord-Sud (sens Nord vers Sud).....	54
Figure 45 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau).....	55
Figure 46 : Utilisation du PIV Virtualys* (sens Belgique vers France).....	56
Figure 47 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France)	57
Figure 48 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse).....	58
Figure 49 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau).....	59
Figure 50 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau).....	60
Figure 51 : Utilisation de la capacité JTS (sens Nord vers Sud)	61
Figure 52 : Flux France-Espagne et spread PVB/TRS	62
Figure 53 : Utilisation des stockages	63
Figure 54 : Variation nette des stockages en Zone Nord versus spread temporels (même jour de cotation)	64
Figure 55 : Variation nette des stockages en Zone Sud versus spread temporels (même jour de cotation).....	65
Figure 56 : Variation nette du groupement de stockage Salins en zone Sud.....	66
Figure 57 : Évolution des prix spot et à terme EUA	67
Figure 58 : Répartition des volumes trimestriels EUA échangés sur la bourse et auprès des courtiers	68
Figure 59 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread spot sur la pointe	69
Figure 60 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux États-Unis (Henry Hub) versus le charbon (base 100 en novembre 2012).....	70

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	34
Tableau 9 : Prix	34
Tableau 10 : Négoce	35

