



COMMISSION  
DE RÉGULATION  
DE L'ÉNERGIE

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE



## OBSERVATOIRE

4<sup>E</sup> TRIMESTRE 2018 (DONNÉES AU 31/12/2018)

# 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](http://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.

Les données sous-jacentes aux tableaux des indicateurs-clés sont disponibles sur le site internet de la CRE rubrique « Open Data » ([www.cre.fr/Pages-annexes/Open-Data](http://www.cre.fr/Pages-annexes/Open-Data)).

# SOMMAIRE

<b>INTRODUCTION</b> .....	<b>3</b>
<b>LES FAITS MARQUANTS DU TRIMESTRE</b> .....	<b>5</b>
<b>LES INDICATEURS DE MARCHÉ</b> .....	<b>9</b>
<b>PARTIE 1 : LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ</b> .....	<b>10</b>
<b>1. DATES-CLÉS</b> .....	<b>10</b>
<b>2. BILAN PHYSIQUE</b> .....	<b>12</b>
<b>3. CHIFFRES-CLÉS</b> .....	<b>12</b>
<b>4. GRAPHIQUES</b> .....	<b>15</b>
<b>PARTIE 2 : LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ</b> .....	<b>31</b>
<b>1. DATES-CLÉS</b> .....	<b>31</b>
<b>2. BILAN PHYSIQUE</b> .....	<b>33</b>
<b>3. CHIFFRES-CLÉS</b> .....	<b>34</b>
<b>4. GRAPHIQUES</b> .....	<b>36</b>
<b>PARTIE 3 : AUTRES ÉLÉMENTS DU CONTEXTE</b> .....	<b>65</b>
<b>1. PRIX DU QUOTA CO2</b> .....	<b>65</b>
<b>2. PRIX DU GAZ EN EUROPE ET AUX ETATS-UNIS VERSUS LES PRIX DU CHARBON</b> .....	<b>68</b>
<b>GLOSSAIRE</b> .....	<b>69</b>
<b>GLOSSAIRE COMMUN</b> .....	<b>69</b>
<b>GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ</b> .....	<b>69</b>
<b>GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DE GROS DU GAZ</b> .....	<b>70</b>
<b>GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DE GROS DU CO<sub>2</sub></b> .....	<b>70</b>
<b>INDEX DES GRAPHIQUES</b> .....	<b>73</b>
<b>INDEX DES TABLEAUX</b> .....	<b>75</b>

# **LES FAITS MARQUANTS** **DU TRIMESTRE**

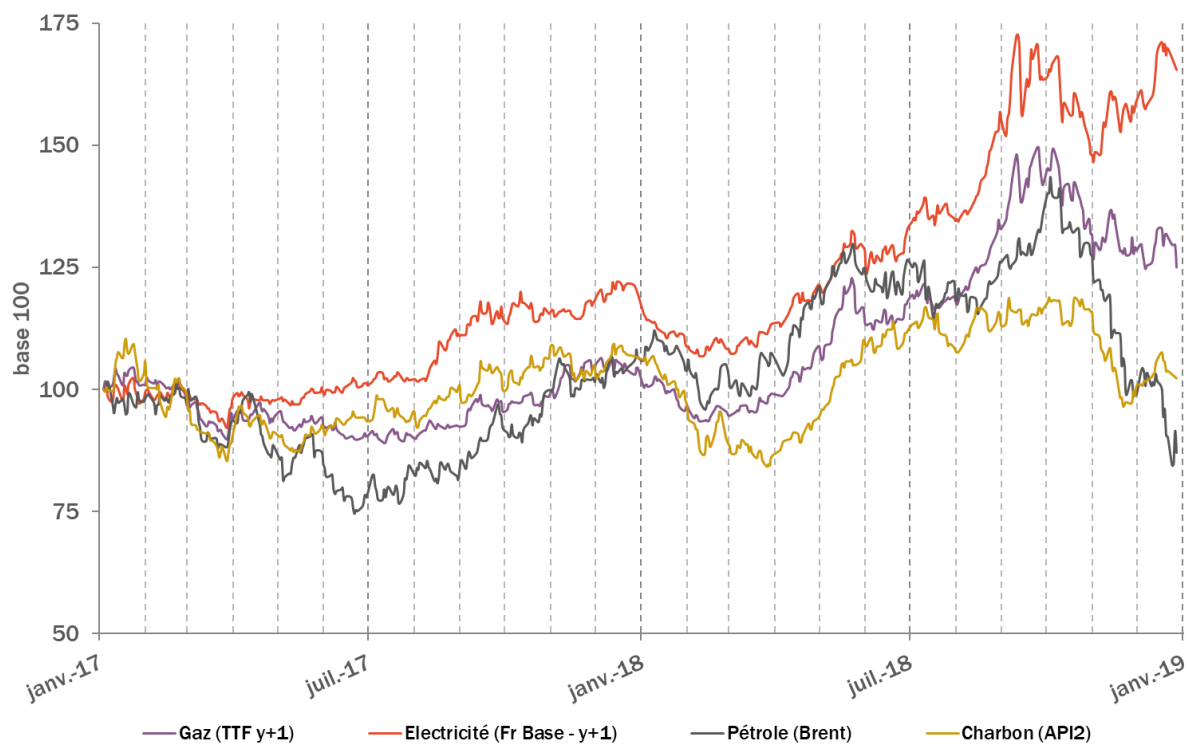
### Forte chute des prix du pétrole au quatrième trimestre

Alors que le prix du Brent avait atteint début octobre son plus haut niveau depuis quatre ans avec 75 €/bbl, les prix du pétrole ont très fortement reculé jusqu'à la fin de l'année en passant sous la barre des 50 €/bbl. Le mois de novembre enregistre ainsi une baisse de 23 %, soit la plus forte perte mensuelle depuis octobre 2008 lors de la crise financière.

Plusieurs facteurs concomitants ont renversé la tendance haussière du troisième trimestre. S'agissant de la production, les Etats-Unis, la Russie et l'Arabie Saoudite affichent des chiffres élevés, près de leurs niveaux records. Côté demande, la chute a été alimentée par l'accord d'exemptions octroyées par les Etats-Unis à certains pays importateurs de pétrole iranien les autorisant à acheter du brut iranien pendant six mois et par un contexte macroéconomique moins optimiste, marqué notamment par la guerre commerciale sino-américaine.

Les prix du charbon ont également enregistré la même tendance que le pétrole, en passant de 87 €/t au début du trimestre à environ 76 €/t fin décembre (API2 CIF ARA). Cette baisse est en lien avec le premier acteur de ce marché, la Chine, qui ayant cumulé des stocks records de charbon à l'approche de l'hiver, a mis en place des restrictions portuaires afin de contenir ses importations du charbon sur la fin de l'année 2018. Le mois de décembre a été marqué par un léger rebond soutenu par la perspective de reprise des imports chinois en 2019 et par les stocks toujours bas en Inde.

#### Evolution des prix des commodités



Source : EEX, ICIS Heren, Reuters, ICE

## L'évolution des prix du marché de gros de l'électricité reste soutenue par la hausse des prix des matières premières et du CO<sub>2</sub>

Par comparaison avec le quatrième trimestre 2017, la consommation française au cours de la même période en 2018 a diminué et s'est établie à environ 118 TWh (Figure 14) contre 123 TWh au cours de la même période en 2017 (-3,7 %). La disponibilité nucléaire a augmenté (Figure 15), avec un taux de disponibilité moyen de 75,7 % (+5,3 point par rapport au quatrième trimestre 2017). Ce taux est également supérieur de 9,1 points par rapport au troisième trimestre 2018 (66,6 %). Au total sur la période, la production nucléaire s'est établie à 103,1 TWh, soit une hausse de +7,7 % par rapport à la même période en 2017.

En comparaison avec l'année 2017, la production hydraulique au quatrième trimestre 2018 suit la tendance de la même période de l'année précédente et se place au bas du tunnel historique avec une progression de +1,7 % pour s'établir à 12,1 TWh (Figure 18). Cependant, elle affiche une baisse de -1,3 % par rapport au trimestre précédent (12,2 TWh). Le trimestre a également été marqué par une hausse de 115 % de la production éolienne (8,8 TWh) par rapport au trimestre précédent. Le taux d'utilisation des filières charbon et gaz (Figures 16 et 17) a été de 24 % et 41 % en moyenne au cours du quatrième trimestre 2018 respectivement, contre 20 % et 19 %. Par rapport au quatrième trimestre 2017 cette même production fossile affiche une baisse de -24,2 %.

Le solde exportateur de la France se porte à 11,1 TWh contre 2,0 TWh au cours du quatrième trimestre 2017 (Figure 20). Les exportations ont augmenté de +20,8 %, avec notamment une hausse de +29,8 % des exportations pendant les heures de pointe et +16,7 % sur des exportations en dehors de ces périodes pour le même trimestre en 2017. Les importations ont chuté de -38,4 %, avec notamment une baisse de -38,2 % des importations pendant les heures de pointe et -38,5 % sur les importations en dehors de ces périodes pour le même trimestre en 2017.

Les prix spot de l'électricité se sont établis à 64,9 €/MWh au cours du quatrième trimestre 2018, soit une augmentation de +15 % par rapport à la même période en 2017. Cette tendance haussière est également marquée en Allemagne où les prix spot allemands ont atteint en moyenne 53,6 €/MWh, soit une hausse de +60,4 % par rapport à l'année précédente (Figure 10). Le spread France - Allemagne s'est réduit de -51 % passant de 23,1 €/MWh au quatrième trimestre 2017 en moyenne à 11,3 €/MWh au cours de la même période en 2018.

Sur les marchés à terme, le prix du produit Calendaire France Base 2019 a augmenté de +8 % en moyenne par rapport au trimestre précédent, et son équivalent Allemand a augmenté de +9 %. Les prix ont atteint respectivement 57,6 €/MWh (Calendaire France Base) et 52,9 €/MWh (Calendaire Allemagne base) en moyenne. Rapportés à la même période en 2017 ces prix affichent des hausses de +35 % en moyenne pour le Calendaire France. Les prix des produits mensuels (M+1) ont augmenté en moyenne de +24 % par rapport au troisième trimestre 2018, et se sont situés à 72,2 €/MWh, ce qui correspond à une hausse d'environ +14 % par rapport au quatrième trimestre 2017 (Tableau 2).

S'agissant du négoce sur le marché à terme, les volumes échangés de produit annuel (Y+1) sont en diminution de -52 % par rapport au quatrième trimestre 2017 et en augmentation de 29 % par rapport au troisième trimestre 2018. Sur les produits mensuels (M+1), les volumes échangés sont en hausse de +1 % par rapport au quatrième trimestre 2017 et -15 % par rapport au troisième trimestre 2018. Enfin, sur le marché Spot les volumes échangés sont en baisse de -2 % par rapport à la même période en 2017 et affichent également une baisse de -6 % par rapport au trimestre précédent (Tableau 3).

## La nouvelle zone unique PEG entame l'hiver avec des approvisionnements confortables

Le dernier trimestre de l'année 2018 a été marqué le 1<sup>er</sup> novembre par l'inauguration de la zone unique de marché du gaz la Trading Region France (TRF), née de la fusion du PEG Nord et de la TRS. Ce lancement représente le couronnement de 15 ans de travaux renforçant l'attractivité et le bon fonctionnement de la zone, notamment en terme de sécurité d'approvisionnement. Le nouveau prix unique PEG devrait donc connaître des épisodes de volatilité réduits, en particulier vis-à-vis des congestions constatées par le passé en zone Sud.

Le passage du premier hiver de la zone unique s'annonce sans difficulté particulière grâce aux conditions très favorables des fondamentaux au cours de ce trimestre. Premièrement, les arrivées de GNL en France ont doublé par rapport au trimestre précédent pour atteindre 43 TWh, les terminaux de regasification français ayant été fréquemment sollicités à l'instar du terminal de Montoir qui a effectué 18 déchargements (17,7 TWh) sur le trimestre. Ces niveaux records en France et plus largement en Europe s'expliquent par le contexte baissier de la demande en Asie avec des températures au-dessus de la normale en Chine et une bonne disponibilité du nucléaire japonais. Cette faible demande coïncide aussi avec l'accroissement de l'offre mondiale de GNL grâce à la mise en service de plusieurs terminaux de liquéfaction, par exemple Ichthys LNG en Australie, Yamal en Russie ou certains trains aux Etats-Unis.

En parallèle, la consommation française a été inhabituellement faible cet automne grâce aux températures douces. Elle s'établit à 146 TWh, soit une baisse de 10,5 % par rapport au dernier trimestre 2018. Etant donné la situation

du GNL, les importations par gazoduc ont diminué de 8 % par rapport au troisième trimestre 2018 pour atteindre 109 TWh. Cette situation confortable a permis de ne solliciter les stocks qu'à hauteur de 24 TWh de soutirages nets sur le trimestre, préservant les stockages français à des niveaux proches des seuils record (près de 95 TWh au 1<sup>er</sup> janvier 2019) et assurant ainsi la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver 2018-2019 en cas d'épisode de tension.

Par conséquent, le prix PEG pour le *day-ahead* clôture l'année à 21,2 €/MWh et s'établit en moyenne sur le trimestre à 24,6 €/MWh, loin du pic du PEG Nord de mi-septembre à près de 30 €/MWh. La situation plus confortable de la France a également permis de voir le prix spot PEG passer sous celui du TTF à plusieurs occasions, le spread s'établit ainsi en moyenne à 0,1 €/MWh (contre habituellement de l'ordre de 0,2 €/MWh). En octobre, le marché s'est rapidement préparé à la fusion avec les prix TRS qui ont rapidement convergé vers ceux du PEG Nord et la capacité de la liaison Nord-Sud qui n'a été utilisée qu'à 81 %.

Dans le sillage de la baisse des prix des matières premières et de la chute du pétrole, les prix à long-terme en Europe ont également reflué par rapport aux sommets atteints en septembre, le Calendaire 2019 sur le PEG finissant l'année à 22,1 €/MWh avec une moyenne de 23,7 €/MWh sur le trimestre. Ce niveau reste néanmoins 30 % plus élevé qu'à la même période en 2017.

### CO<sub>2</sub> : L'année se clôture à des niveaux les plus hauts, après une forte chute en octobre

L'année 2018 se clôture avec un prix de 24,64 €/tCO<sub>2</sub>, soit à un niveau très proche du maximum annuel atteint en septembre 2018, qui était de 25,18 €/tCO<sub>2</sub>. Cette hausse finale survient après un fort épisode de baisse : alors que le mois d'octobre s'était ouvert à un prix supérieur à 20 €/tCO<sub>2</sub>, le mois de novembre a débuté avec un prix de 15,62 €/tCO<sub>2</sub>. Cette baisse a notamment traduit les incertitudes liées à une sortie sans accord du Royaume-Uni de l'Union Européenne, et par conséquent de l'incertitude autour du maintien du pays au sein du marché EU ETS. Le volume d'EUA échangés, via bourses et courtiers, au dernier trimestre 2018 était de 4309 MtCO<sub>2</sub>, soit une hausse de 67 % par rapport au même trimestre l'an passé. Cette hausse traduit un fort intérêt pour les quotas d'émissions à l'approche de la mise en service de la réserve de stabilité de marché, réserve qui vise à contenir le volume d'offre disponible sur le marché.



# **LES INDICATEURS** **DE MARCHÉ**

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

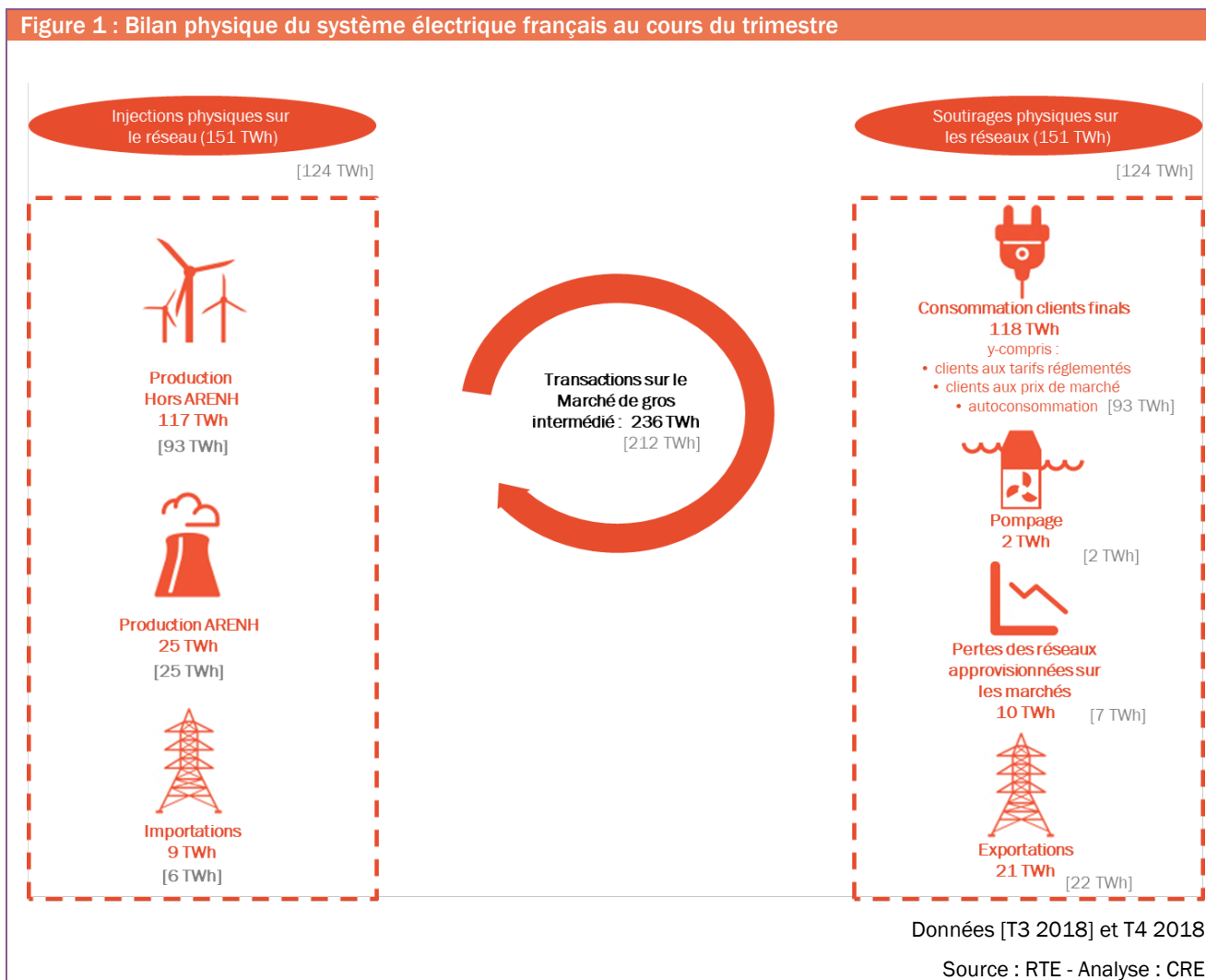
### **1. DATES-CLÉS**

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 <sup>1</sup>
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

<sup>1</sup> [http://encherescapacites.edf.com/fichiers/fckeditor/File/Encheres/DecisionCE\\_Fin\\_VPP\\_301111.pdf](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	
	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
<b>Injections, en TWh</b>									
Production Hors ARENH, en TWh	117	140	103	92	117	27%	24,86	0%	0,16
ARENH, en TWh	21	23	24	25	25	0%	0,00	-	4,08
Imports, en TWh	15	10	5	6	9	58%	3,29	-38%	-5,60
<b>Soutirages, en TWh</b>									
Consommation clients finals, en TWh	123	137	96	93	118	28%	25,76	-3,7%	-4,60
Pompage, en TWh	2	2	2	2	2	28%	0,44	3%	0,06
Exports, en TWh	17	24	27	22	21	-5%	-1,15	19%	3,24
Pertes, en TWh	10	11	7	7	10	45%	3,10	-1%	-0,07

Source : RTE – Analyse : CRE

# OBSERVATOIRE DES MARCHÉS DE GROS DU 4ÈME TRIMESTRE 2018

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 2018 / T3 2018		Variation annuelle T4 2018 / T4 2017	
	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
<b>Prix de marché Spot</b>									
Prix Intraday France, en €/MWh	57,7	46,2	37,1	57,1	61,1	7%	3,98	6%	3,38
Prix Day-Ahead France en Base, en €/MWh	56,6	43,8	36,8	57,2	64,9	13%	7,67	15%	8,31
Prix Day-Ahead France en Pointe, en €/MWh	70,0	52,1	44,2	64,3	75,1	17%	10,80	7%	5,14
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	23,1	8,3	0,8	3,7	11,3	204%	7,56	-51%	-11,88
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	23,5	8,1	3,6	4,5	13,4	200%	8,94	-43%	-10,13
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne	7%	31%	28%	54%	23%	-57%	-0,31	229%	0,16
<b>Prix de marché à terme</b>									
Prix M+1 France, en €/MWh	63,2	44,0	39,3	58,1	72,2	24%	14,08	14%	8,94
Spread M+1 France-Allemagne, en €/MWh	22,5	6,9	0,9	3,8	14,0	270%	10,18	-38%	-8,51
Prix Q+1 France, en €/MWh	55,4	34,0	41,4	68,3	69,6	2%	1,23	26%	14,18
Spread Q+1 France-Allemagne, en €/MWh	13,9	1,3	0,6	13,1	11,2	-15%	-1,92	-20%	-2,73
Prix Y+1 France, en €/MWh	42,5	40,0	45,0	53,3	57,6	8%	4,25	35%	15,06
Spread Y+1 France-Allemagne, en €/MWh	5,9	5,0	4,7	4,9	4,7	-4%	-0,19	-19%	-1,13
<b>Ratios Y+1 Pointe/Base</b>									
France	129%	128%	127%	127%	126%	0%	0,00	-2%	-0,03
Allemagne	124%	125%	124%	122%	122%	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 2018 / T3 2018		Variation annuelle T4 2018 / T4 2017	
	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
<b>NEB</b>									
Volumes NEB, en TWh	113,99	119,92	102,17	99,65	110,01	10%	10,36	-3%	-3,98
Ratio NEB/Consommation française	93%	88%	107%	108%	93%	-	-0,15	-	0,00
<b>Marché Spot, en TWh</b>									
Volumes sur le marché Intraday EPEX SPOT, en TWh	1,8	2,0	1,9	2,4	2,7	13%	0,26	51%	0,91
Part des Volumes Intraday cross-border Fr-All	57%	65%	72%	76%	66%	-14%	-0,10	17%	0,09
Volumes sur le marché Day-Ahead EPEX SPOT, en TWh	24,7	29,8	31,4	28,1	24,5	-11%	-3,59	-1%	-0,20
Volumes sur le marché Day-Ahead Brokers, en TWh	6,4	7,8	5,8	4,0	5,2	29%	1,16	-19%	-1,25
<b>Marché à terme</b>									
<b>Volumes, en TWh</b>									
Volumes, en TWh	326,8	238,7	171,7	188,2	204,0	8%	15,8	-38%	-122,83
Part de marché Brokers	86,1%	87,1%	83,3%	78,1%	75,7%	-	-2,4%	-	-10,4%
Part de marché EEX	13,9%	12,9%	16,7%	21,9%	24,3%	-	2,4%	-	10,4%
<b>Nombre de Transactions</b>									
Nombre de Transactions	28 061	32 098	16 873	23 112	23 810	3%	698	-15%	- 4 251
Part de marché Brokers	79,7%	84,8%	83,8%	79,8%	73,7%	-	-6,2%	-	-6,0%
Part de marché EEX	20,3%	15,2%	16,2%	20,2%	26,3%	-	6,2%	-	6,0%
<b>Produit Y+1</b>									
Volumes, en TWh	149,2	58,9	59,6	54,9	71,1	29%	16,16	-52%	-78,11
Nombre de Transactions	3465	1593	1667	1786	2523	41%	737	-27%	-942
<b>Produit Q+1</b>									
Volumes, en TWh	38,0	35,7	19,7	29,5	24,9	-16%	-4,67	-35%	-13,12
Nombre de Transactions	3485	2972	1371	2676	2578	-4%	-98	-26%	-907
<b>Produit M+1</b>									
Volumes, en TWh	29,0	42,9	21,5	34,5	29,3	-15%	-5,28	1%	0,23
Nombre de Transactions	6873	9771	4391	6922	7171	4%	249	4%	298

Source : RTE – Analyse : CRE

# OBSERVATOIRE DES MARCHÉS DE GROS DU 4ÈME TRIMESTRE 2018

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

## Tableau 4 : Disponibilité et taux de production

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T4 2018 / T3 2018		Variation Annuelle T4 2018 / T4 2017	
	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	En points		En points	
<b>Parc nucléaire</b>									
Taux de production moyen du parc nucléaire (%)	65,7	80,2	66,5	61,5	70,4	8,9		4,7	
Taux de disponibilité du parc nucléaire (%)	70,4	86,7	75,5	66,6	75,7	9,1		5,3	
<b>Production hydraulique</b>									
Taux de production moyen du parc hydraulique (%)	21,3	37,9	37,1	25,6	19,5	-6,1		-1,8	

Source : RTE- Analyse : CRE

## Tableau 5 : Flux aux frontières

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T4 2018 / T3 2018		Variation Annuelle T4 2018 / T4 2017	
	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
<b>Importations (TWh)</b>	<b>14,6</b>	<b>10,5</b>	<b>5,1</b>	<b>5,2</b>	<b>9,0</b>	<b>72,1%</b>	<b>3,8</b>	<b>-38,4%</b>	<b>-5,6</b>
Importations pointe (TWh)	5,5	4,0	2,2	2,3	3,4	45,3%	1,1	-38,2%	-2,1
Importations hors-pointe (TWh)	9,1	6,5	2,9	2,9	5,6	93,8%	2,7	-38,5%	-3,5
<b>Exportations (TWh)</b>	<b>16,6</b>	<b>23,4</b>	<b>25,9</b>	<b>21,7</b>	<b>20,1</b>	<b>-7,8%</b>	<b>-1,7</b>	<b>20,8%</b>	<b>3,5</b>
Exportations pointe (TWh)	5,2	8,7	9,1	7,2	6,8	-5,6%	-0,4	29,8%	1,6
Exportations hors-pointe (TWh)	11,4	14,6	16,8	14,6	13,3	-8,8%	-1,3	16,7%	1,9
<b>Solde exportateur (TWh)</b>	<b>2,0</b>	<b>12,9</b>	<b>20,8</b>	<b>16,5</b>	<b>11,1</b>	<b>-33,1%</b>	<b>-5,5</b>	<b>452,5%</b>	<b>9,1</b>

Source : RTE- Analyse : CRE

## Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T4 2018 / T3 2018		Variation Annuelle T4 2018 / T4 2017	
	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
<b>Responsables d'équilibre</b>									
Producteurs d'électricité actifs	19	20	19	20	20	0,0%	0	5,3%	1
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	16	18	17	18	18	0,0%	0	0,0%	2
Fournisseurs de clients finals	27	28	27	27	27	0,0%	0	0,0%	0
Actifs à l'import/export	47	49	46	44	42	-4,5%	-2	-10,6%	-5
Actifs à l'échange de blocs	87	82	82	83	85	2,4%	2	-2,3%	-2

Source : RTE- Analyse : CRE

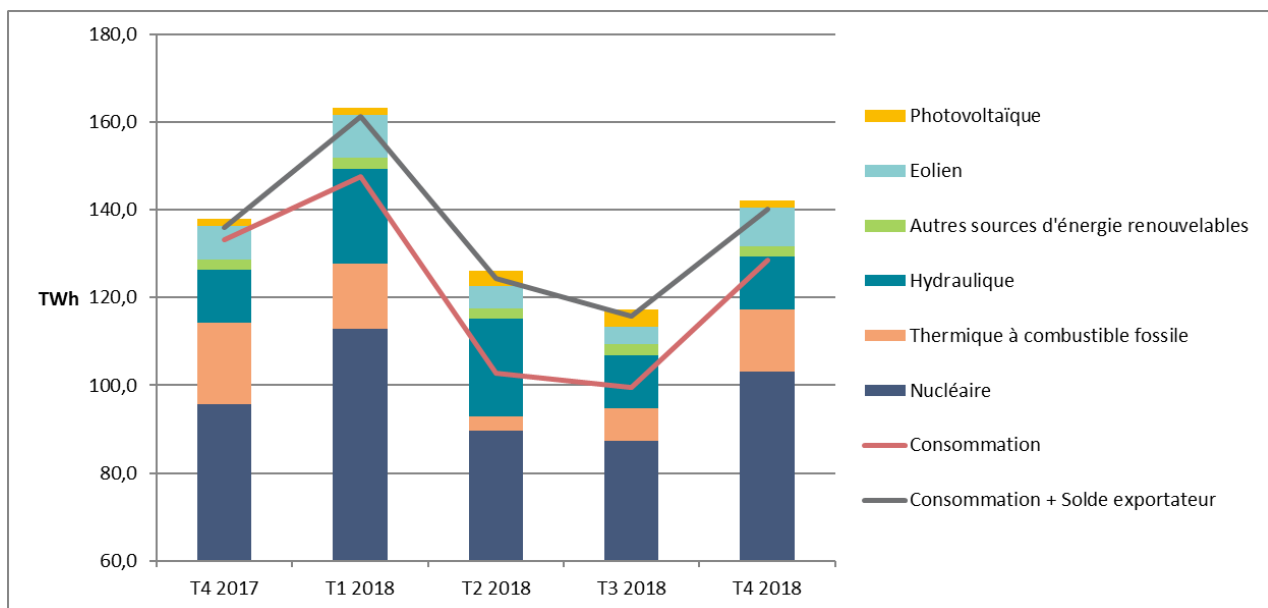
## Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité

	HHI - Concentration du marché					
	T4 2017		T3 2018		T4 2018	
		EDF inclus		EDF inclus		EDF inclus
<b>Livraisons</b>						
OTC - achats de blocs	496	700	397	880	528	794
OTC - ventes de blocs	596	614	560	761	711	678
EPEX - achats	559	1058	357	966	491	841
EPEX - ventes	508	2444	560	1038	496	2107
<b>Injections</b>						
Production	3334	6583	3958	7362	2959	4467
Importations	2155	1619	860	852	1091	901
<b>Soutirages</b>						
Consommation clients finals	1898	5078	1275	3882	1461	4302
Pertes	1602	1495	2303	2000	1952	1709
Exportations	959	3449	1107	1108	716	2258

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

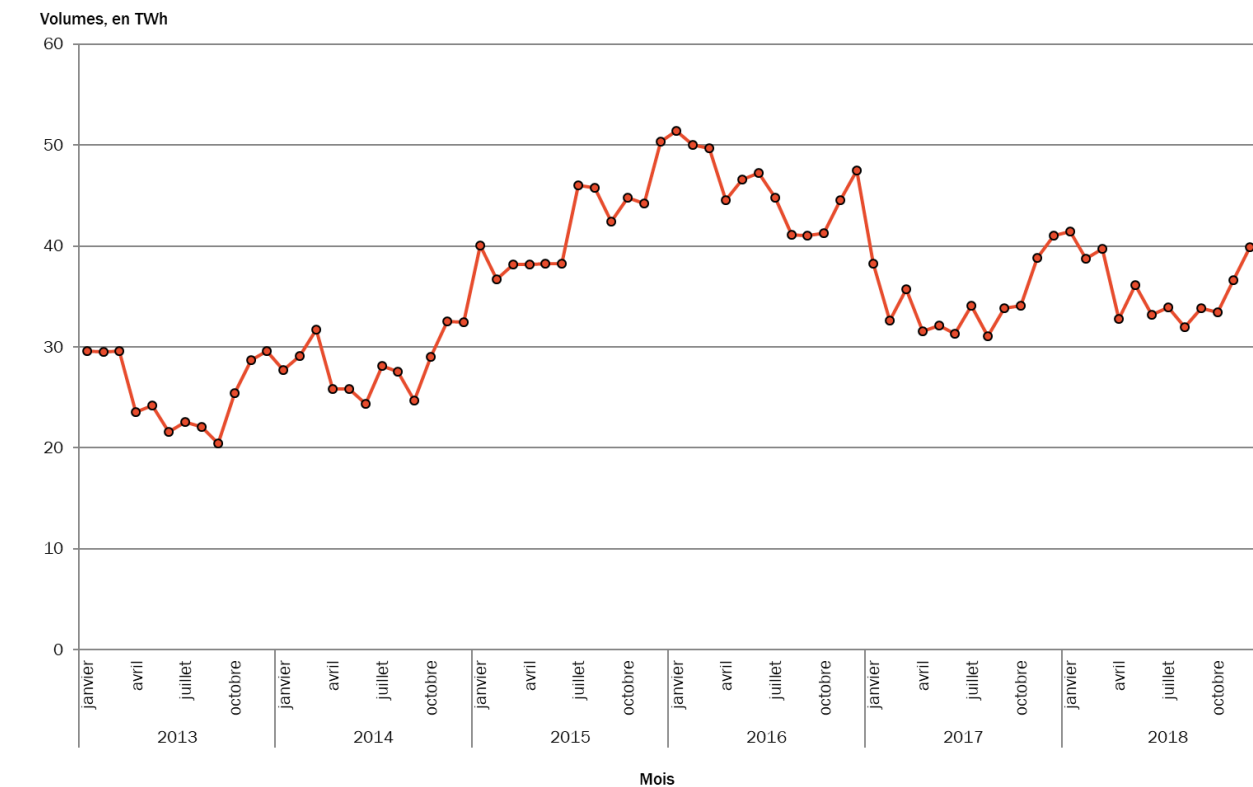
**4. GRAPHIQUES**

**Figure 2 : Productions par filière et consommations trimestrielles**



Source : RTE – Analyse : CRE

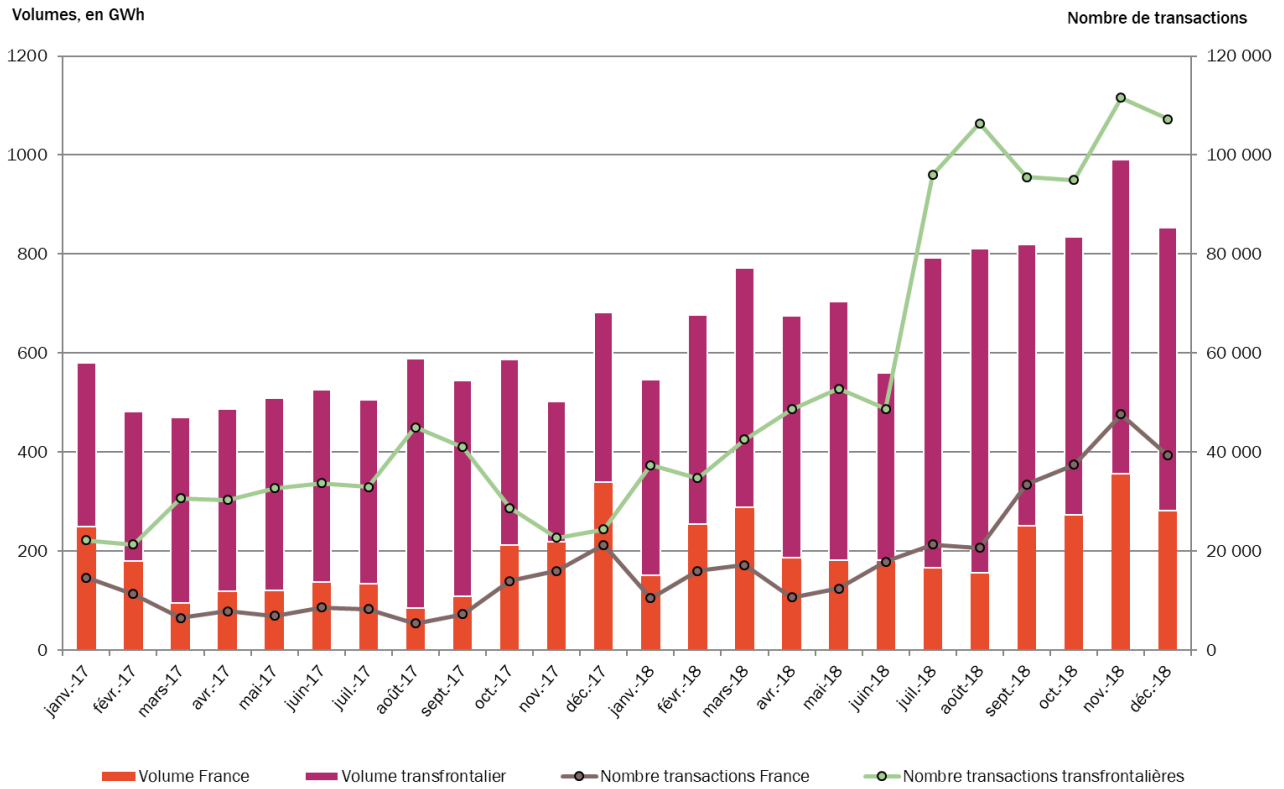
**Figure 3 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)**



Source : RTE – Analyse : CRE

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

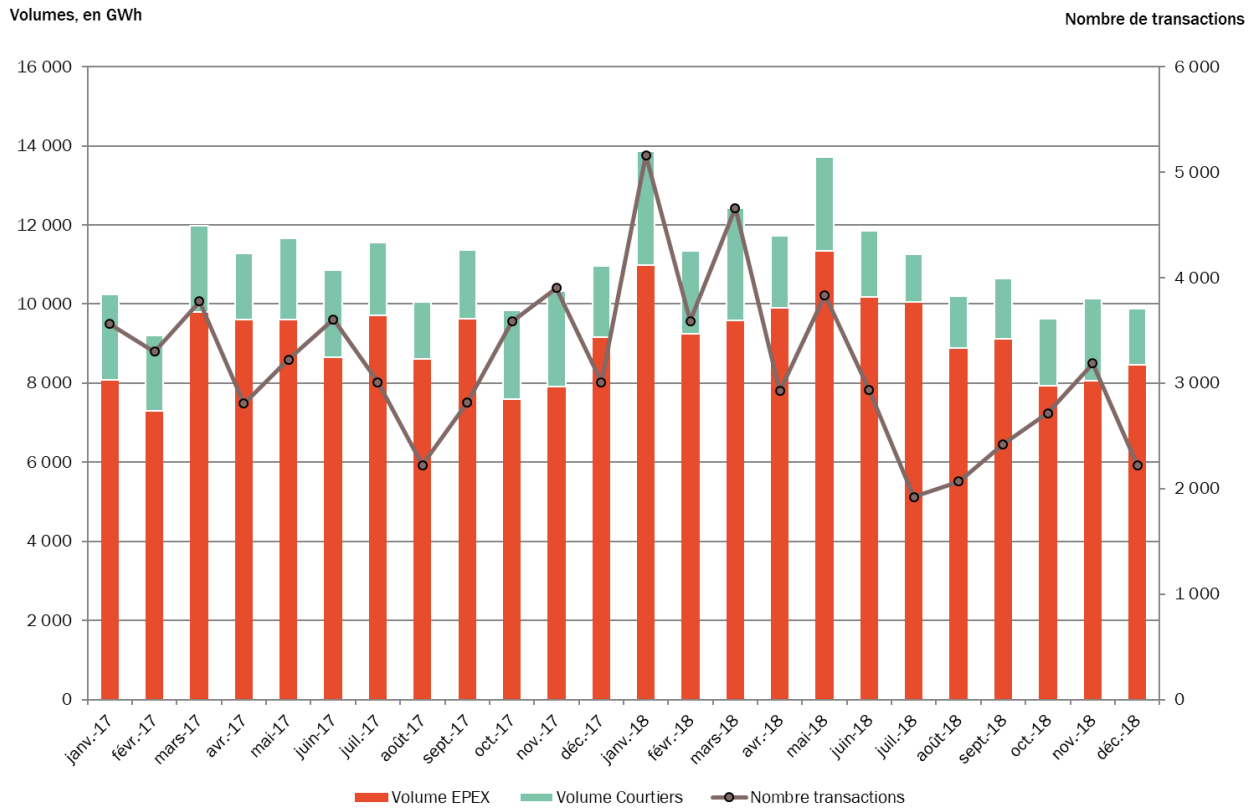
// SOMMES MENSUELLES //



Source : EPEX SPOT, Courtiers – Analyse : CRE



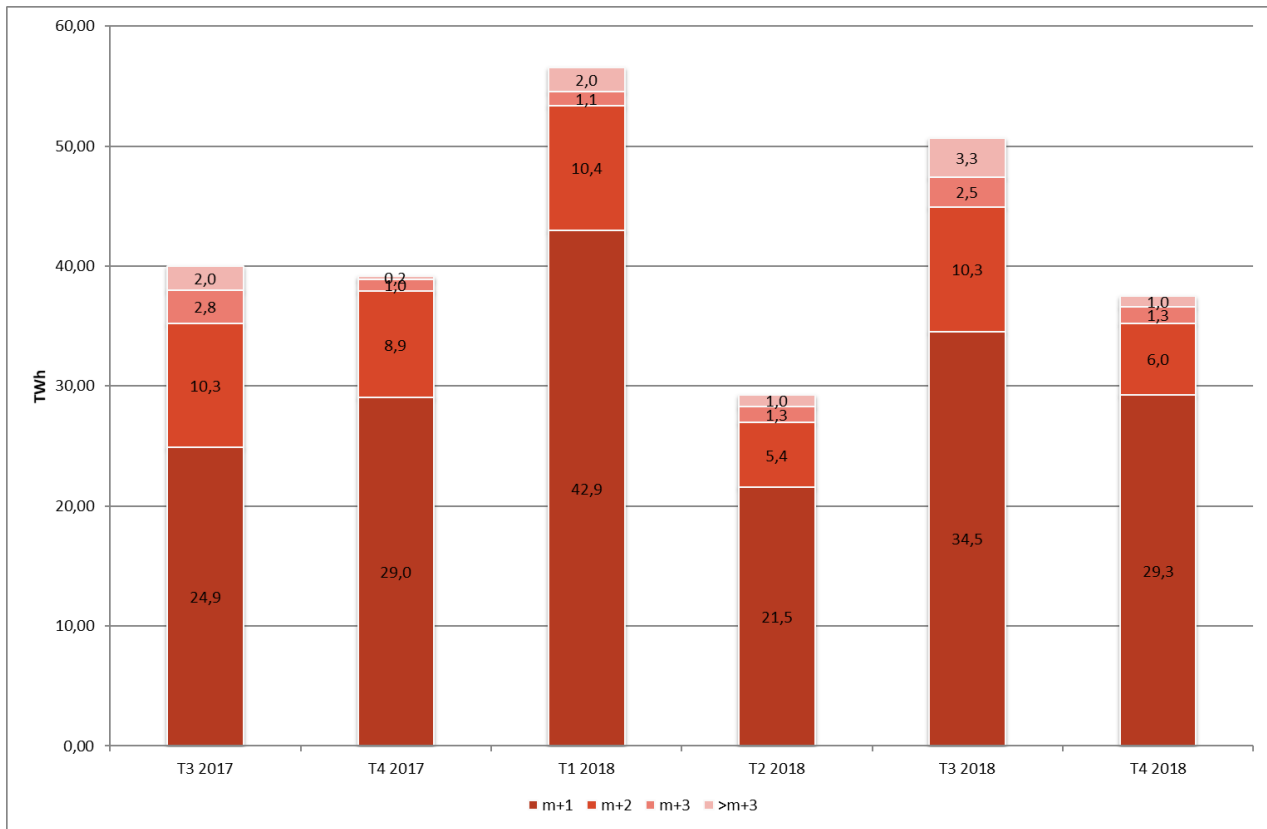
**Figure 5 : Volume et nombre de transactions en Day-Ahead sur le marché OTC intermédié et sur la bourse EPEX SPOT**



Source : EPEX SPOT, Courtiers - Analyse : CRE

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

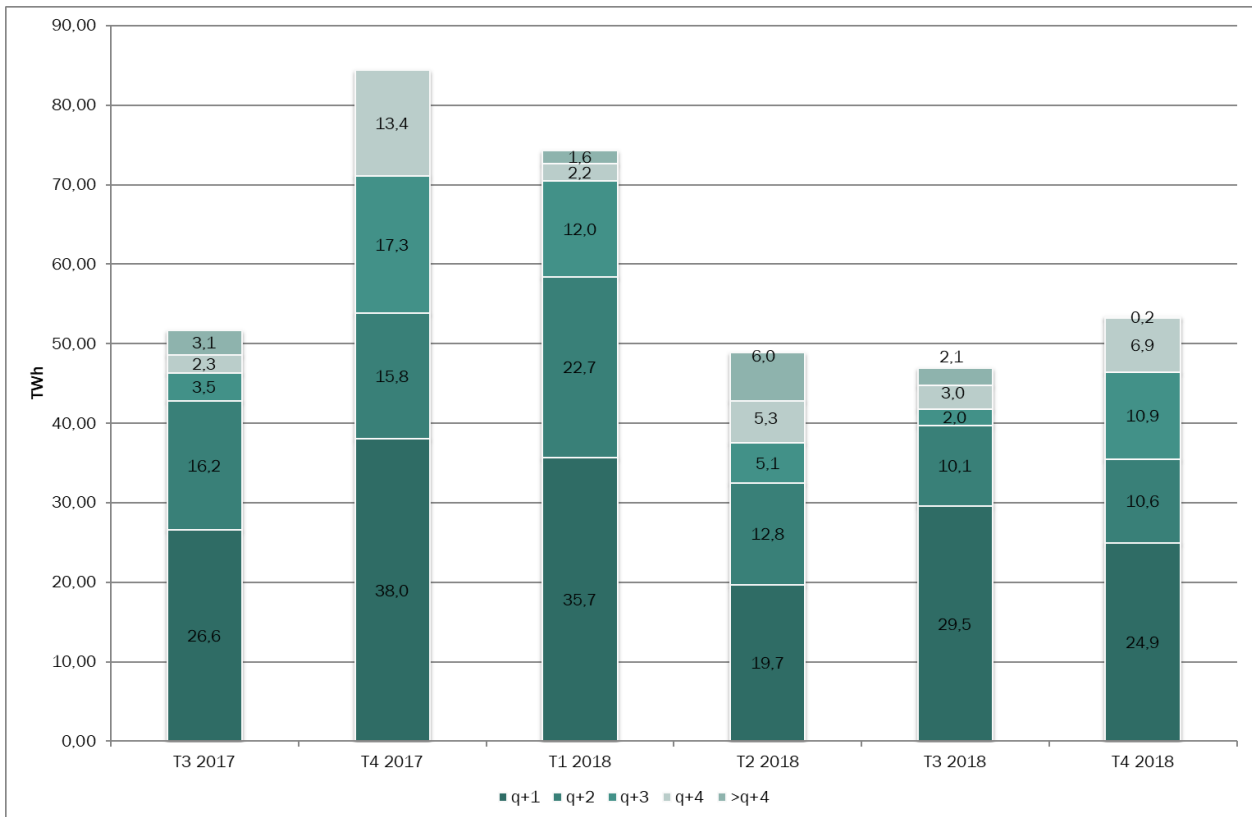
// PRODUITS MENSUELS //



Source : Courtiers, EPD France – Analyse : CRE

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

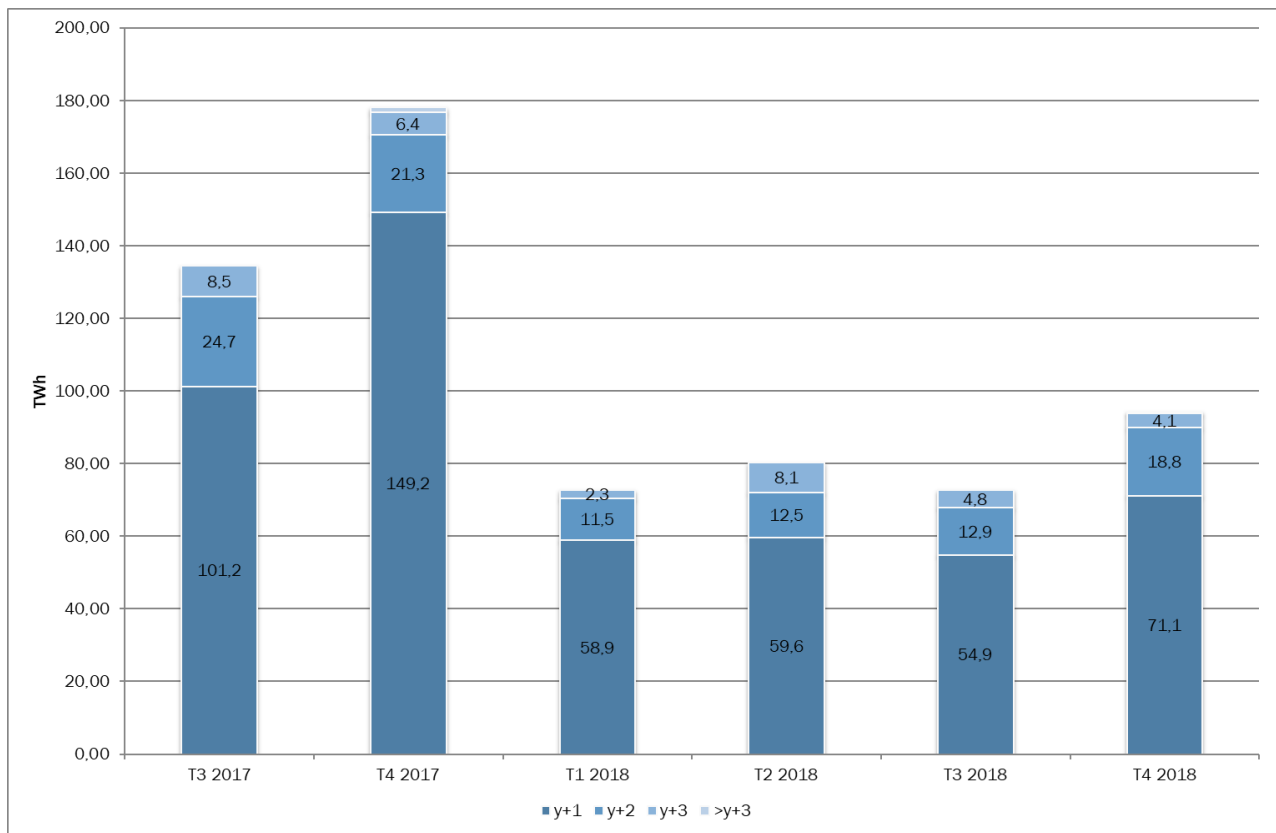
// PRODUITS TRIMESTRIELS //



Source : Courtiers, EPD France – Analyse : CRE

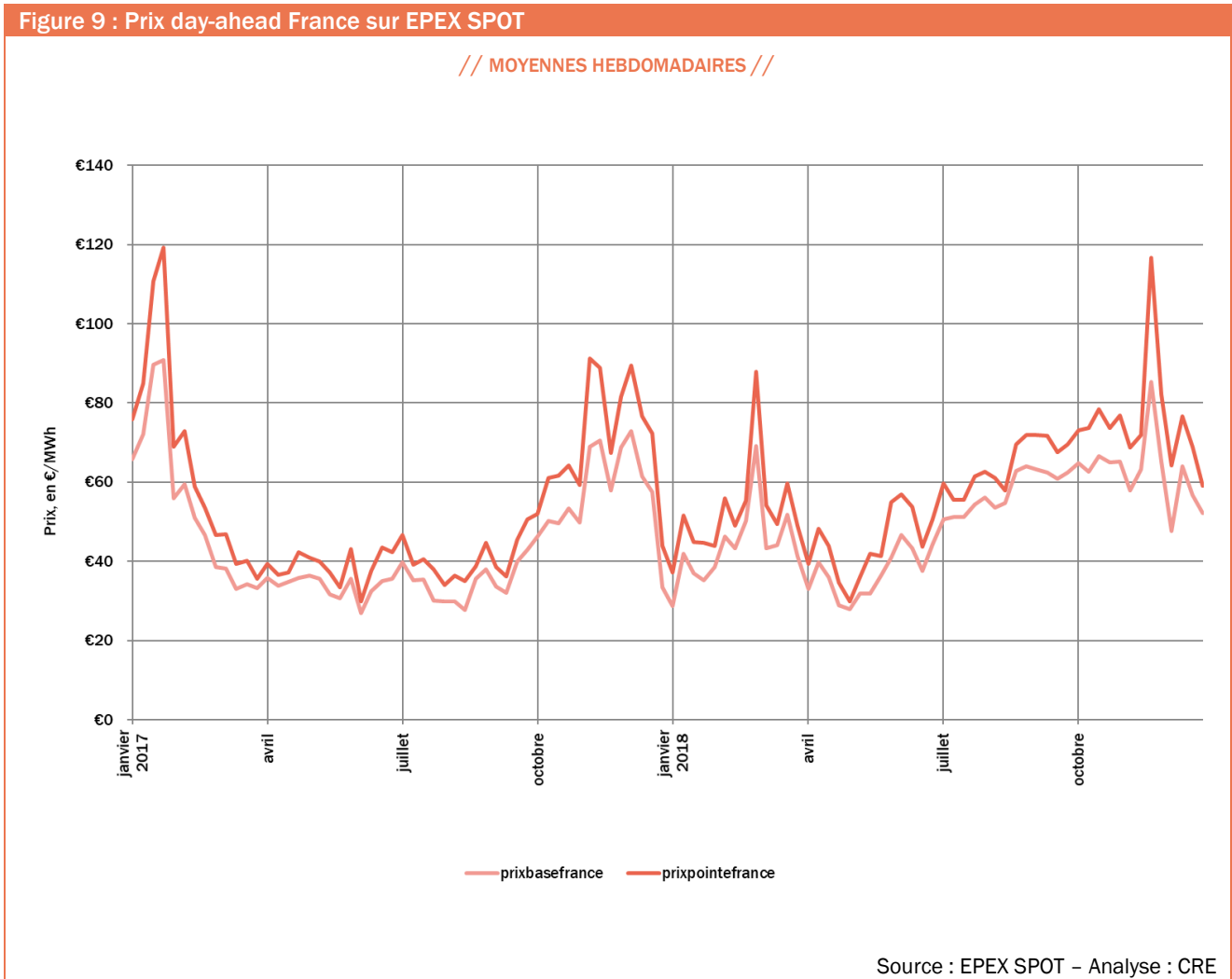
**Figure 8 : Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire**

// PRODUITS CALENDAIRES //



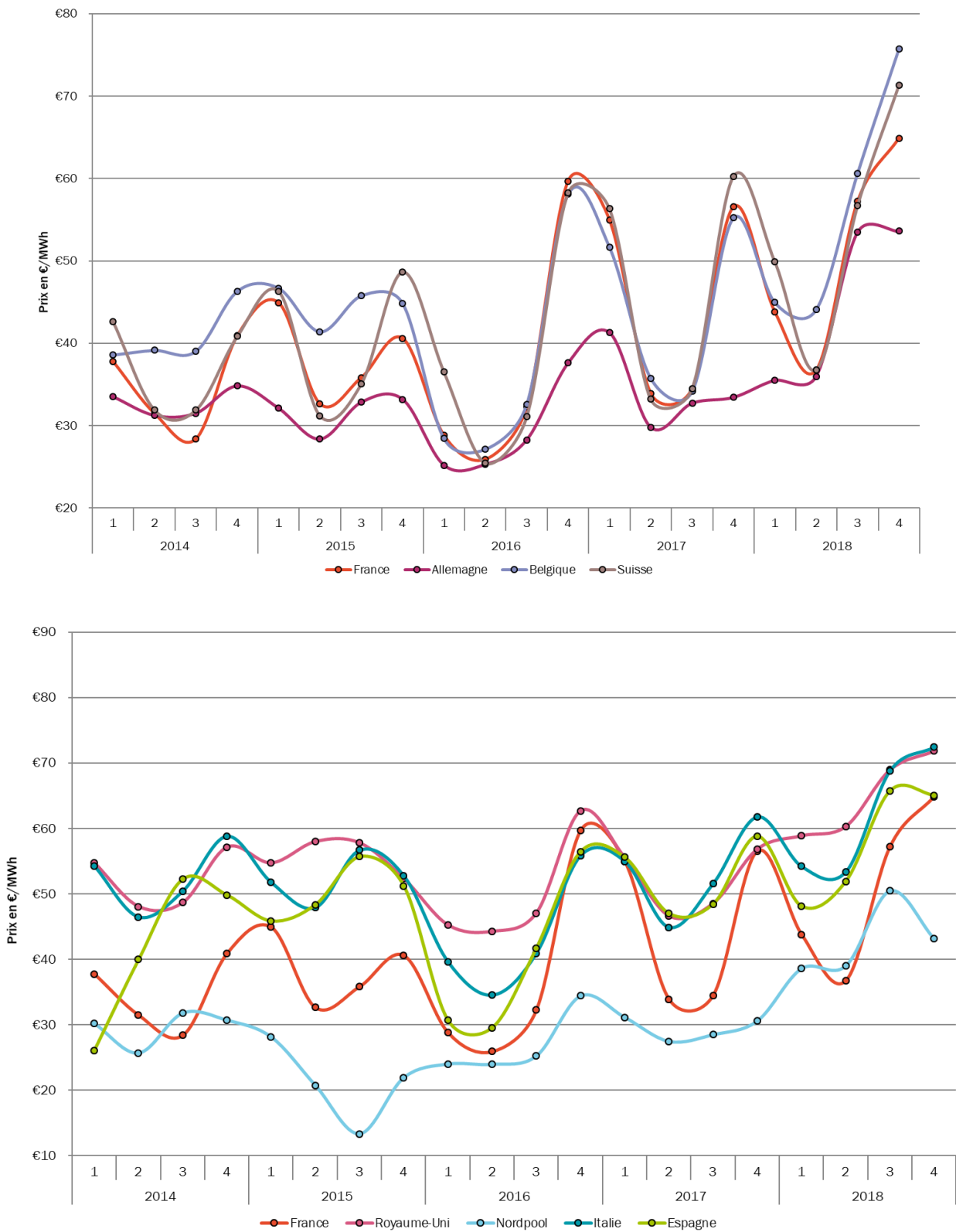
Source : Courtiers, EPD France – Analyse : CRE

**Figure 9 : Prix day-ahead France sur EPEX SPOT**



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

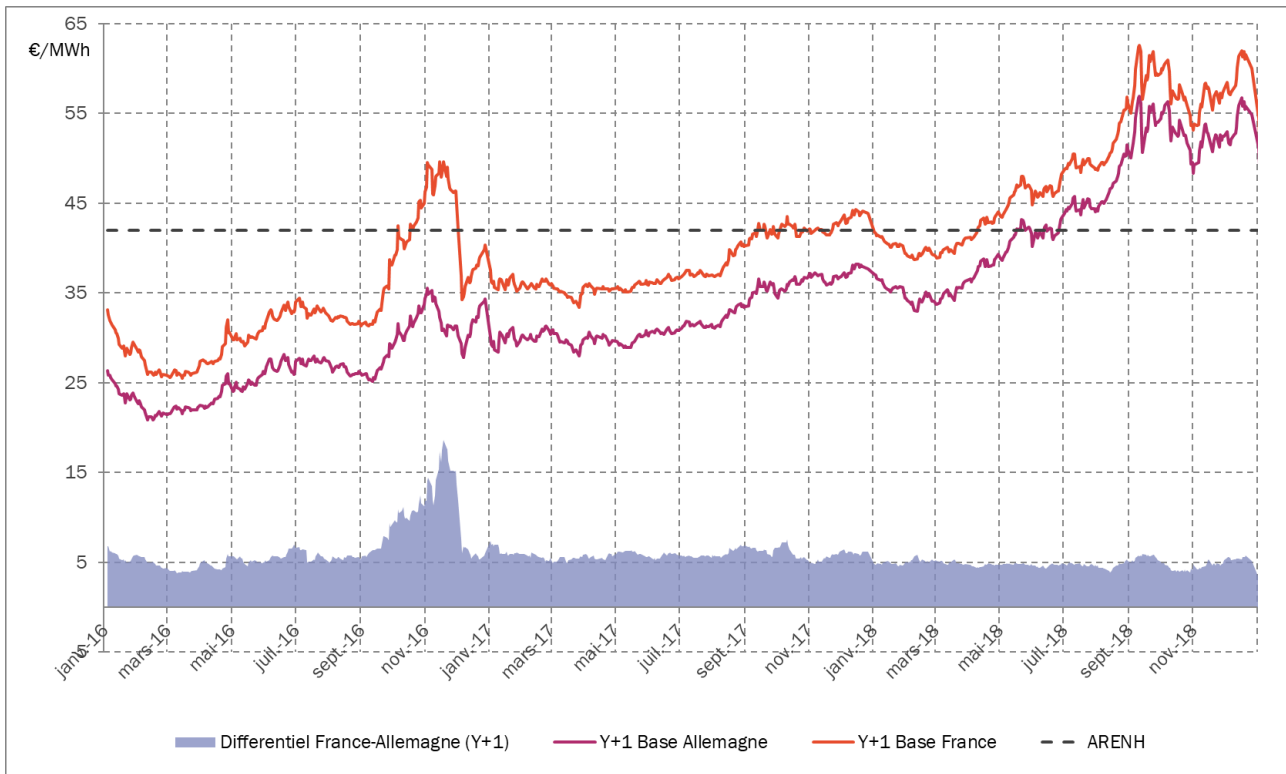
// MOYENNES TRIMESTRIELLES //



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

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

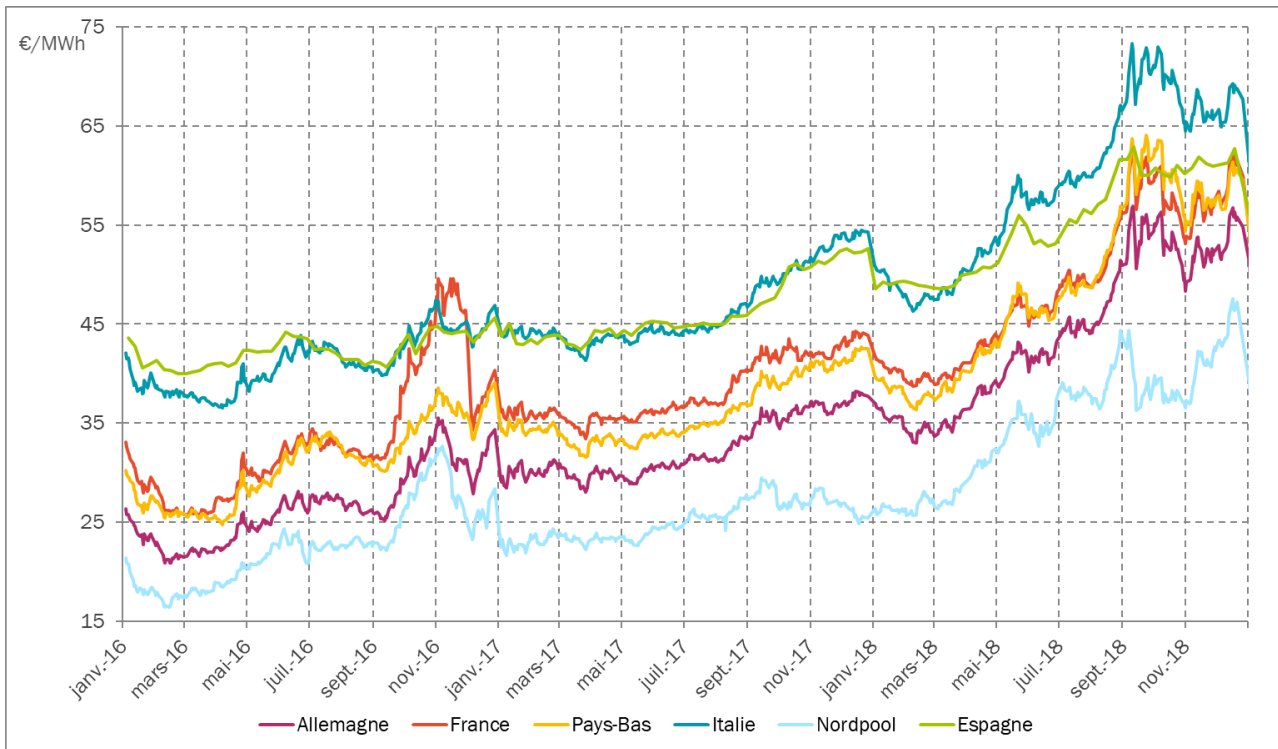
// VALEURS JOURNALIÈRES //



Source : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

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

// VALEURS JOURNALIÈRES //

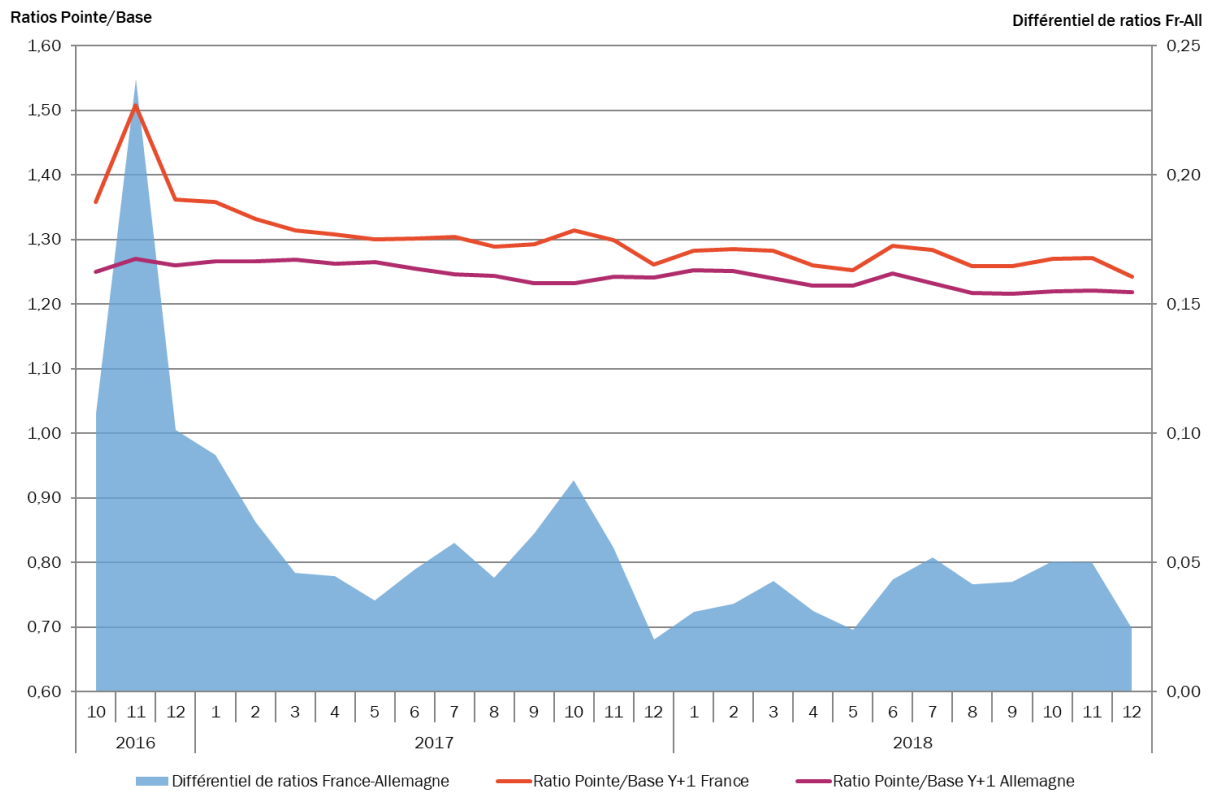


Source : EEX Power Derivatives, Courtiers – Analyse : CRE



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

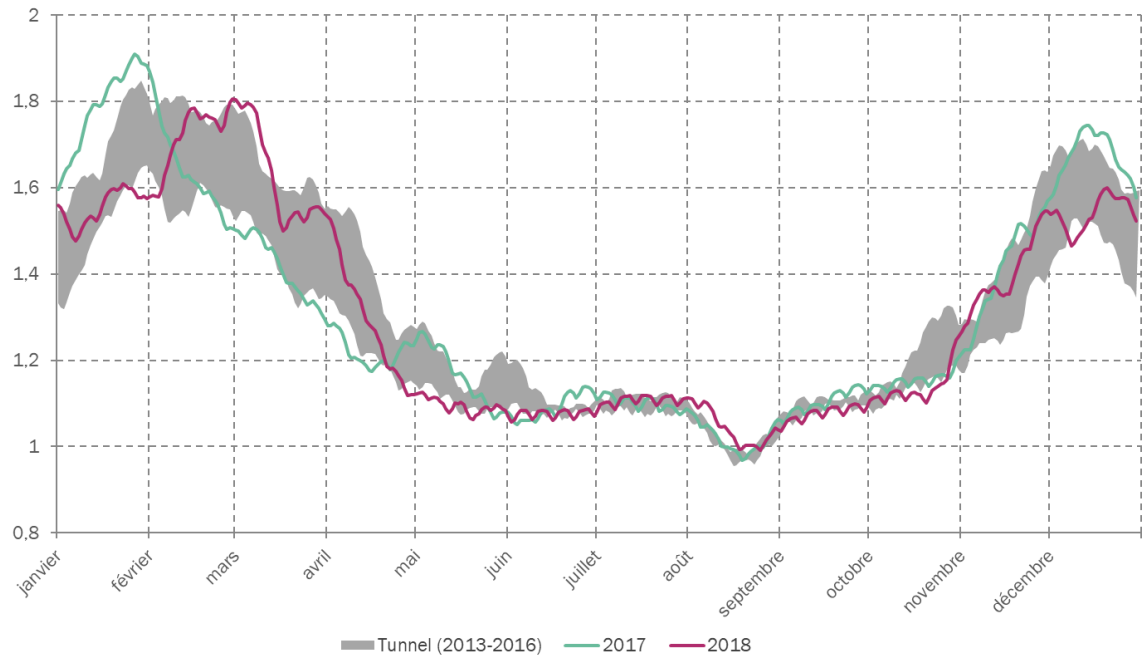
// MOYENNES MENSUELLES //



Source : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

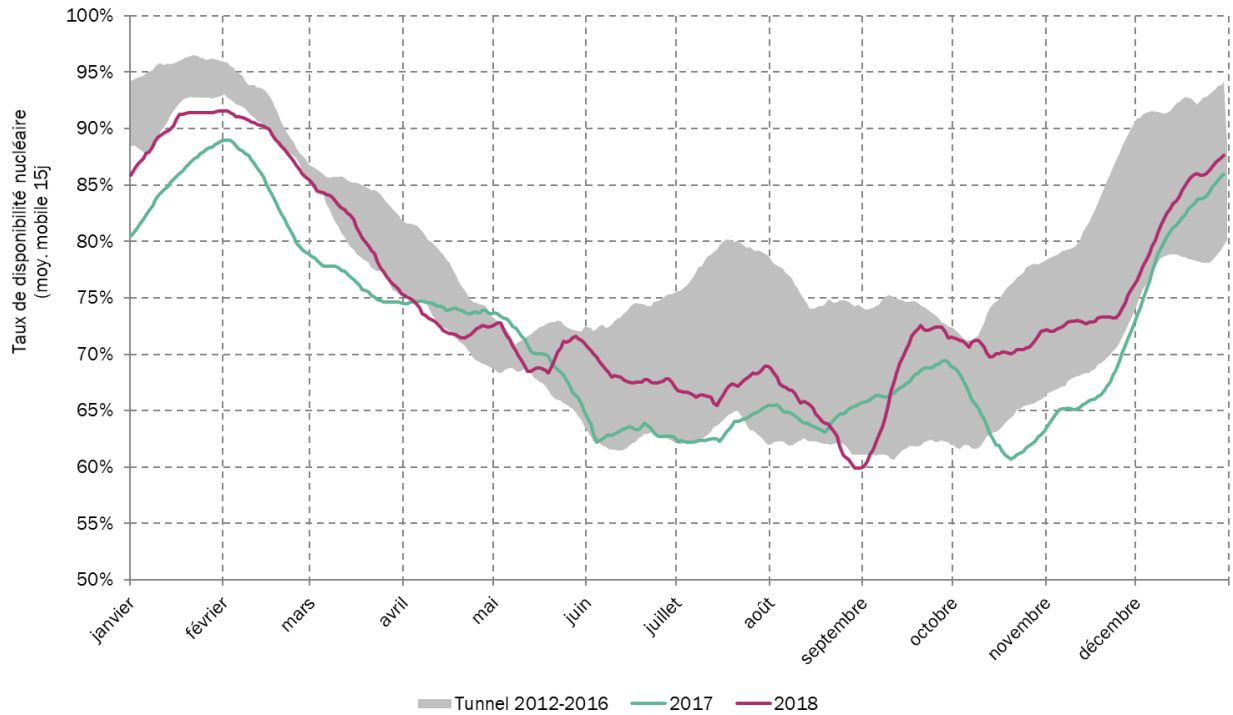
**Figure 14 : Consommation**

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



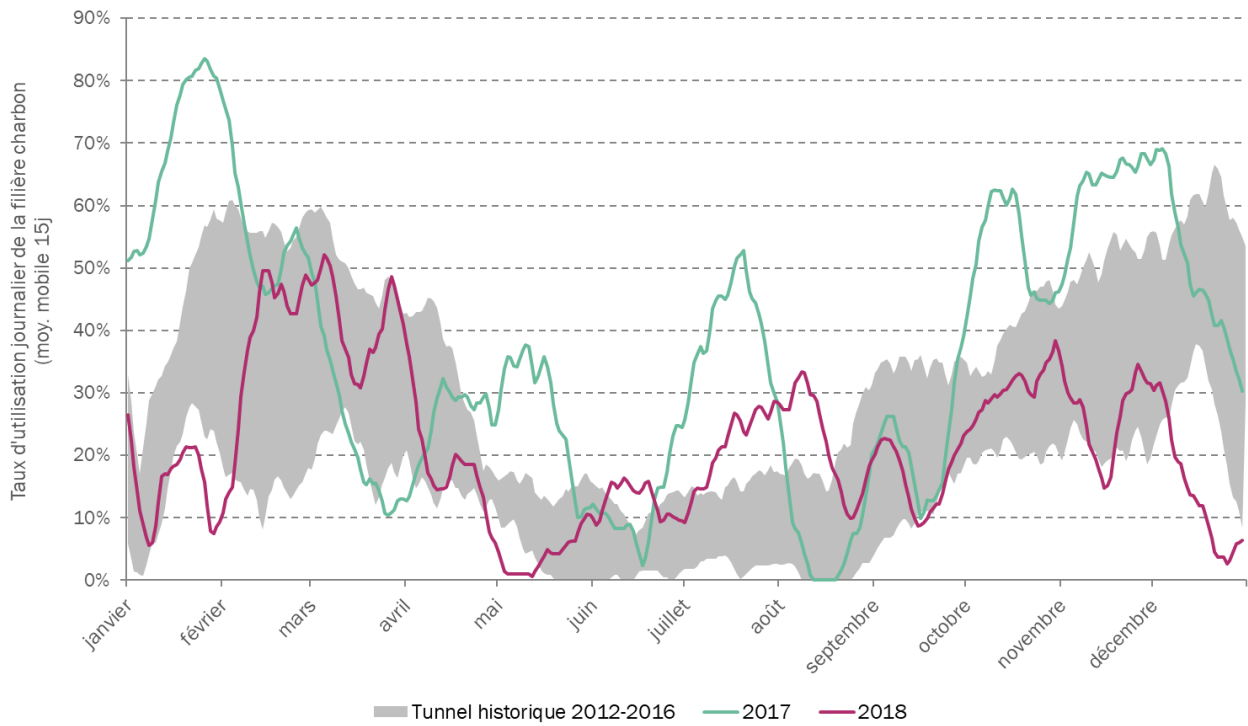
Source : RTE – Analyse : CRE

**Figure 15 : Taux de disponibilité nucléaire**



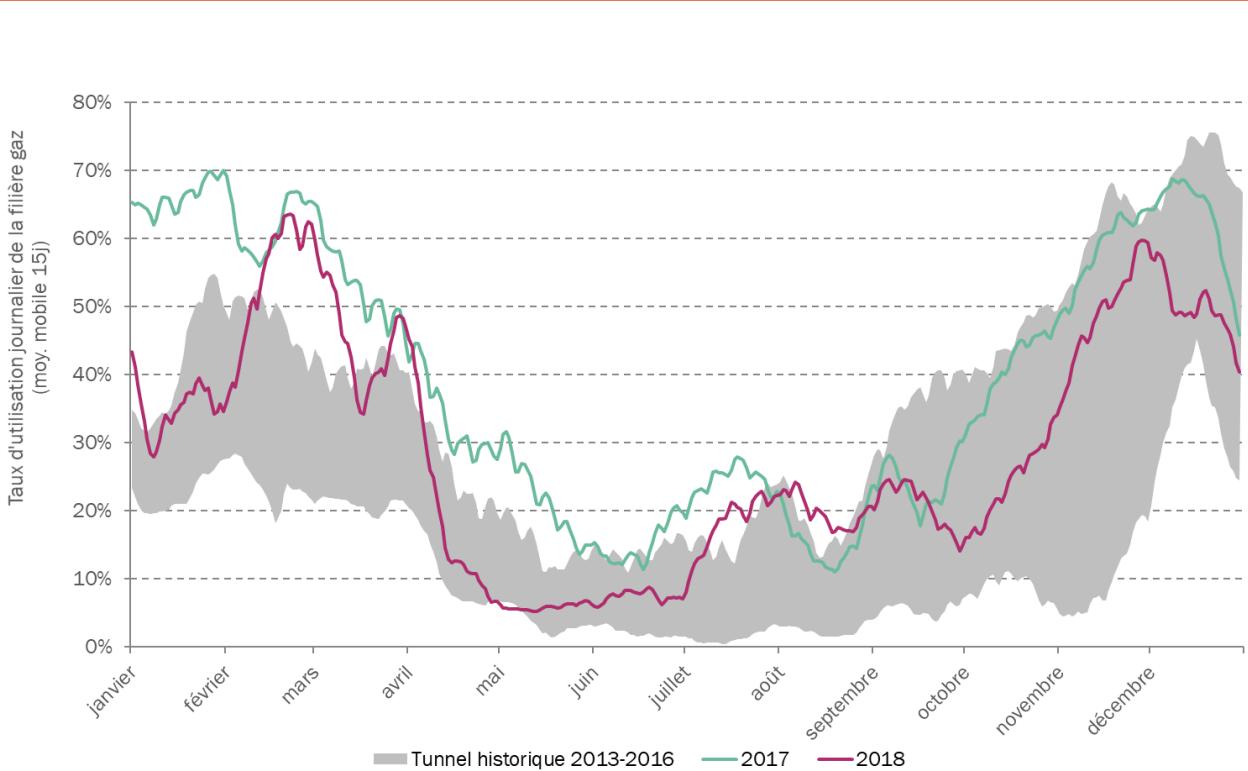
Source : RTE – Analyse : CRE

**Figure 16 : Taux de production de la filière charbon**



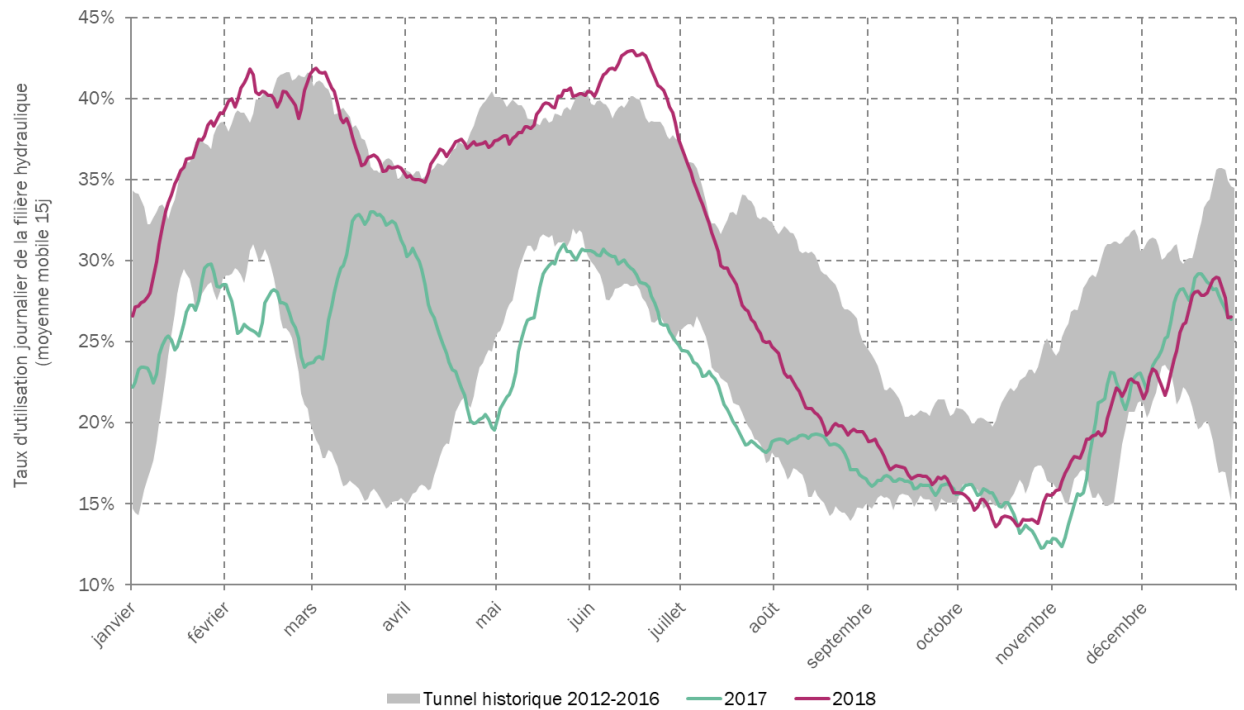
Source : RTE – Analyse : CRE

**Figure 17 : Taux de production de la filière gaz**



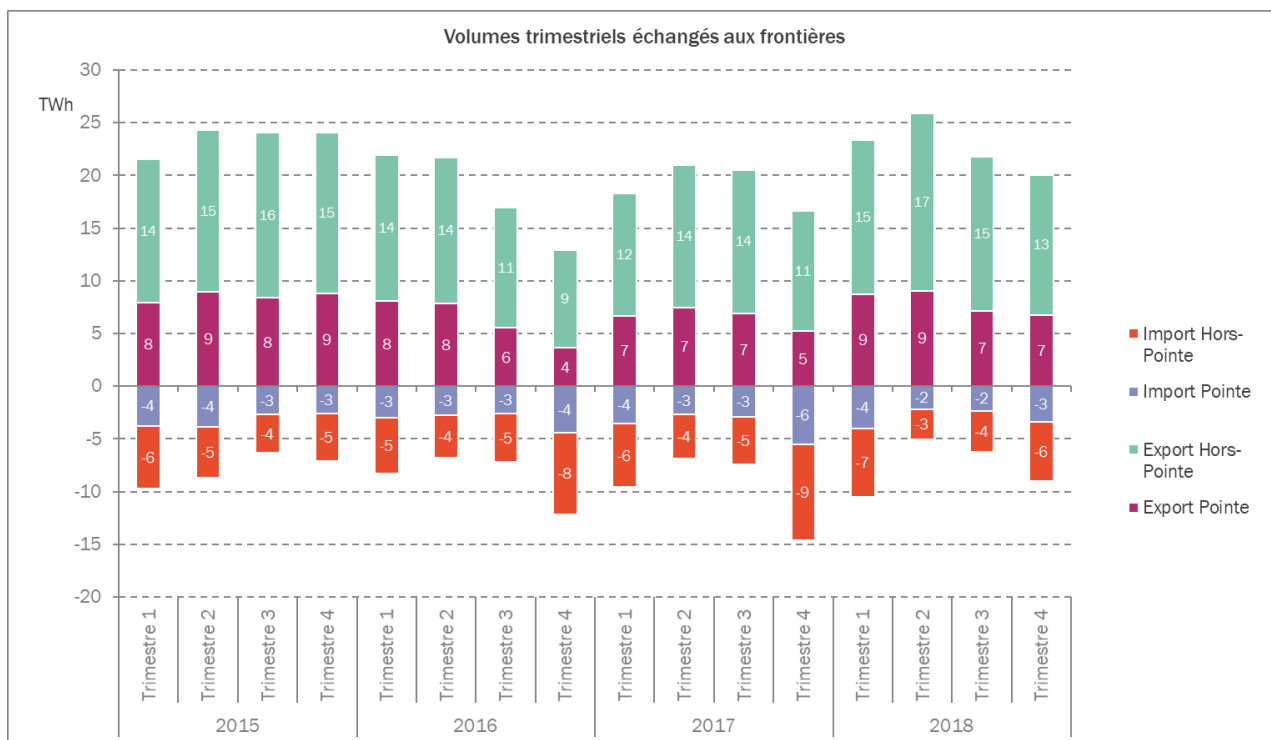
Source : RTE – Analyse : CRE

**Figure 18 : Taux de production de la filière hydraulique**



Source : RTE – Analyse : CRE

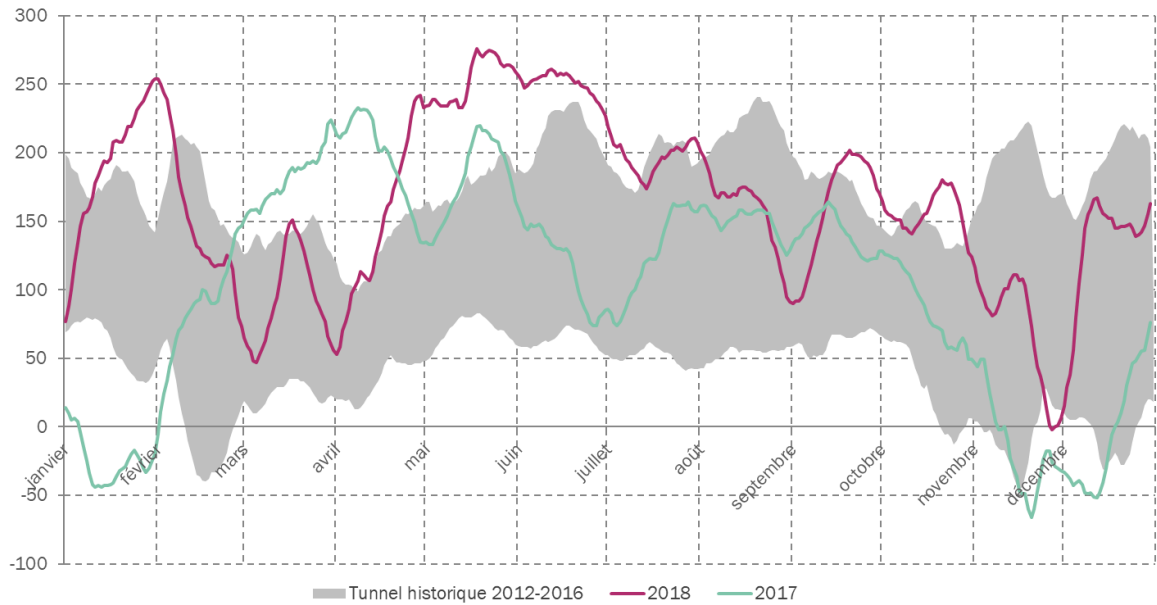
**Figure 19 : Importations et exportations (pointe / hors pointe)**



Source : RTE – Analyse : CRE

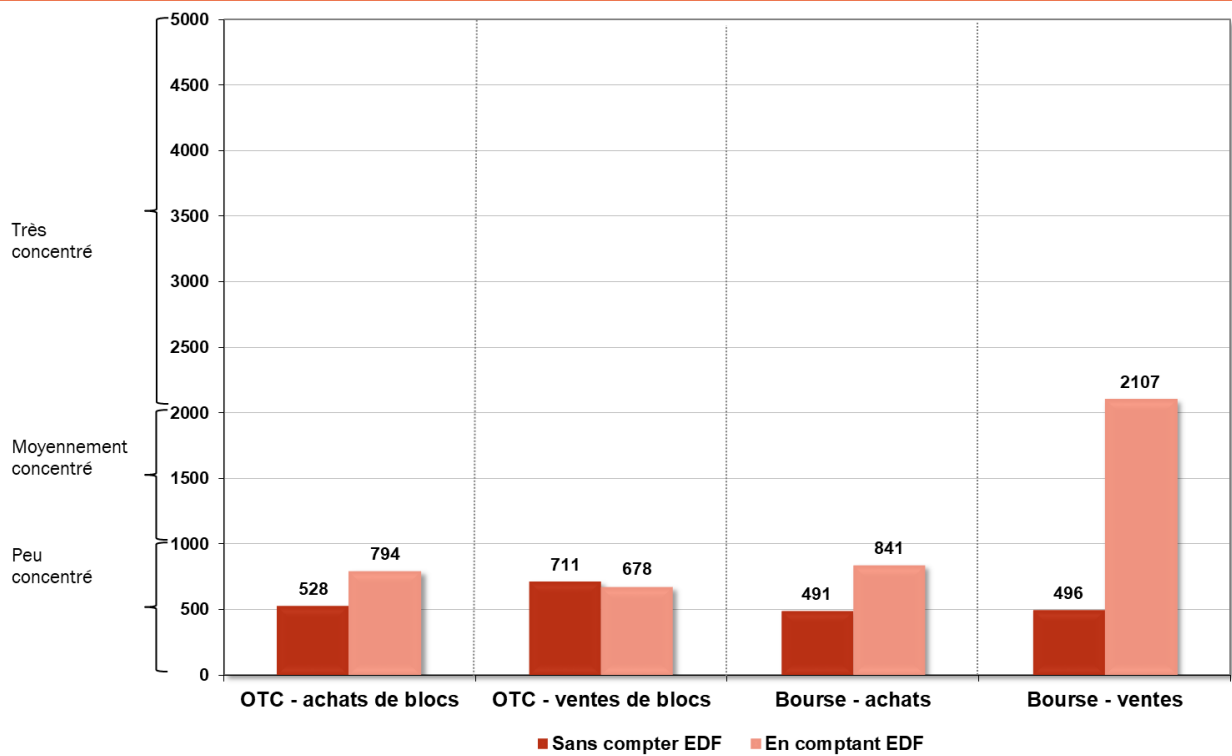
**Figure 20 : Solde exportateur**

Exports nets journaliers (GWh)  
moy. mobile 15j



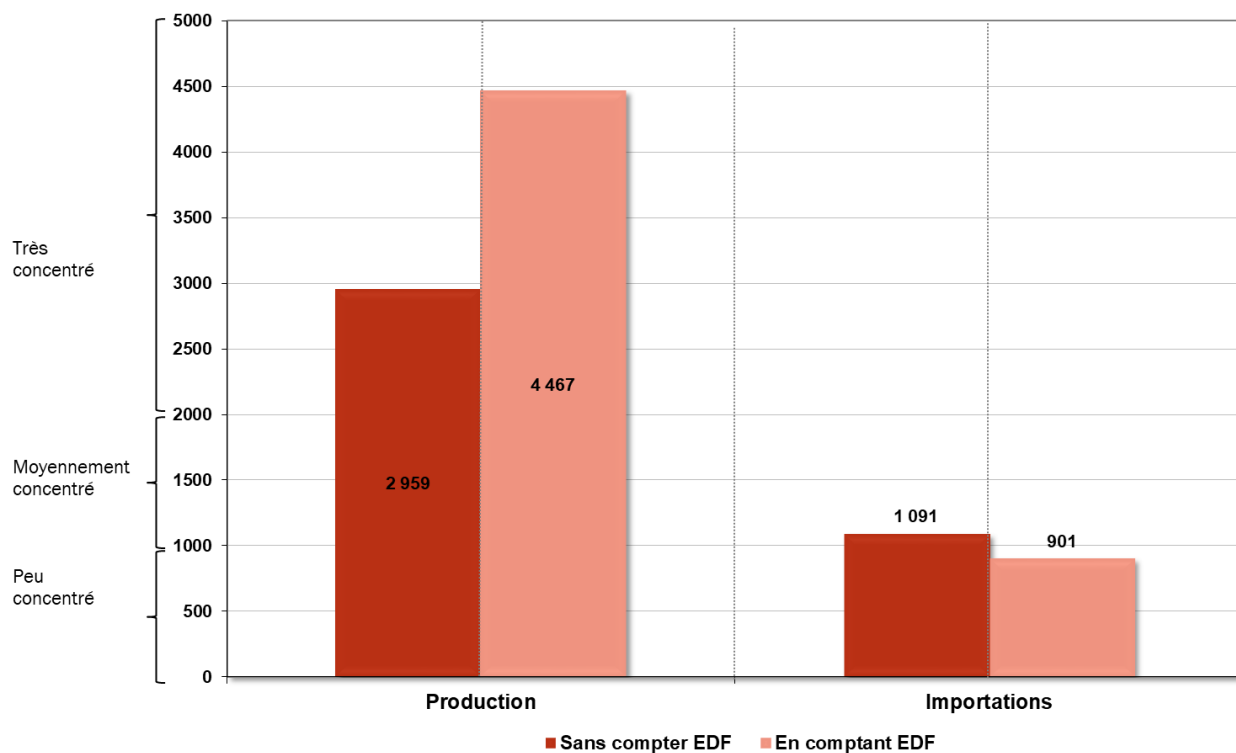
Source : RTE – Analyse : CRE

**Figure 21 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T4 2018**



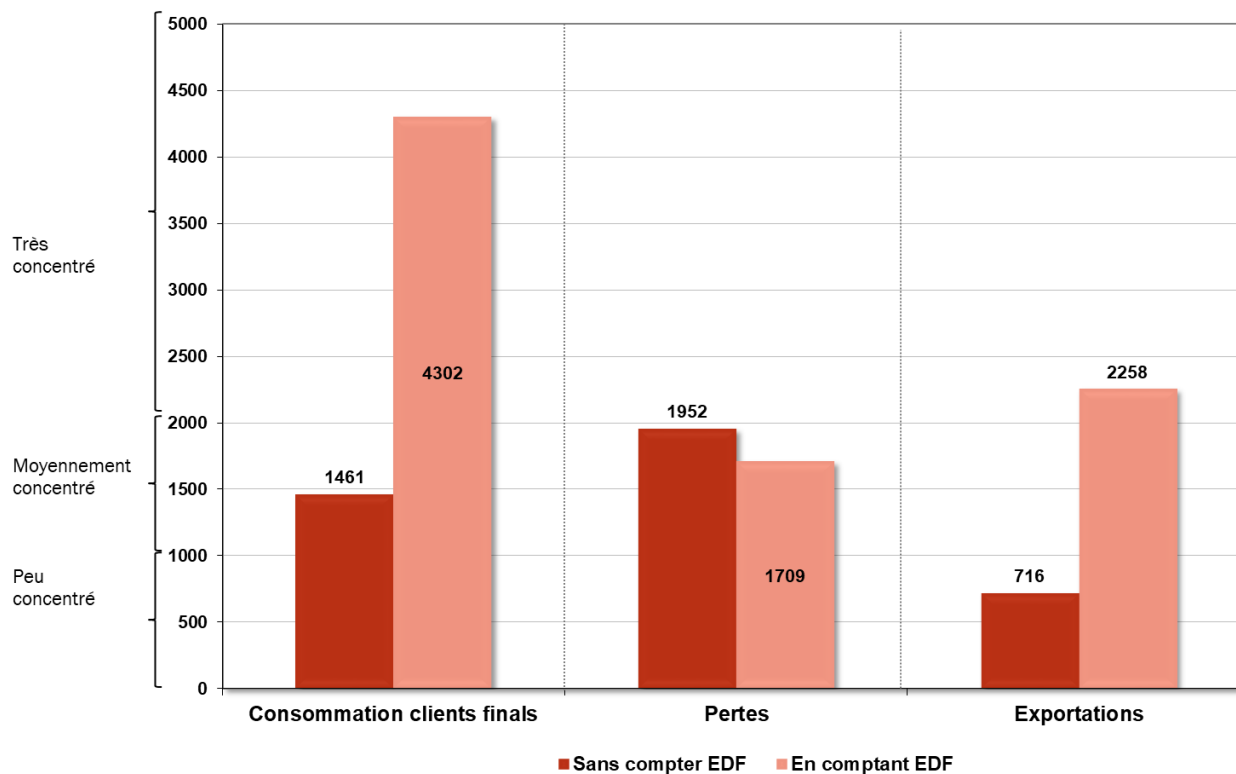
Source : EPEX SPOT, EEX Power Derivatives, Courtiers – Analyse : CRE

**Figure 22 : Indice de concentration HHI – injections T4 2018**



Source : RTE – Analyse : CRE

**Figure 23 : Indice de concentration HHI – soutirages en T4 2018**



Source : RTE – Analyse : CRE

## PARTIE 2 : LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ

### 1. DATES-CLÉS

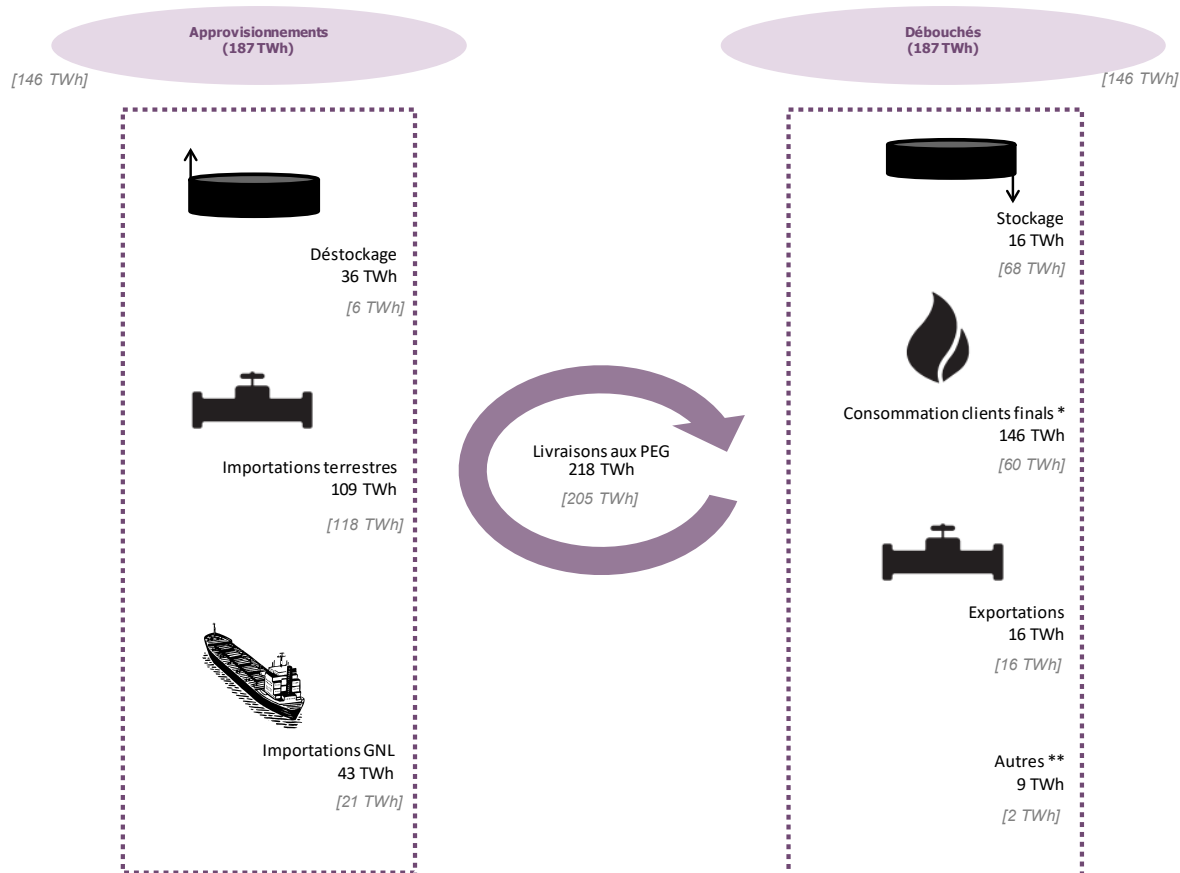
2004	Premiers indices publiés concernant les prix PEG Nord
Janvier 2005	Lancement du programme de Gas release en France portant sur un volume annuel de 16,3 TWh pendant 3 ans
Avril 2007	Lancement de la plateforme Pownext Balancing GRTgaz destinée à permettre à GRTgaz de couvrir ses besoins d'équilibrage journaliers en faisant appel au marché
2008	Possibilité d'accès au marché de gros pour les clients industriels directement raccordés au réseau de GRTgaz
Novembre 2008	Lancement du marché Pownext Gas Spot et Pownext Gas Futures
Janvier 2009	Fusion des 3 zones d'équilibrage GRTgaz au Nord de la France (Nord-H, Est et Ouest)
Décembre 2009	GRTgaz couvre une partie de ses besoins d'équilibrage journalier directement sur la plateforme Pownext Gas Spot (abandon de la plateforme Pownext Balancing GRTgaz)
Novembre 2010	Mise en service du terminal méthanier de Fos Cavaou à 100%
Décembre 2010	Commercialisation de capacités de transport journalières et mensuelles entre Zeebrugge et le PEG Nord
Janvier 2011	GRTgaz et le luxembourgeois CREOS lancent une consultation de marché pour le développement de capacités de transport fermes de la France vers le Luxembourg
Mai 2011	Pownext lance un produit Spread PEG Sud / PEG Nord sur sa plateforme Pownext Gas Spot
Juillet 2011	Mise en place du premier service de couplage de marchés entre les PEG Nord et Sud de GRTgaz sur la plateforme Pownext Gas Spot
Décembre 2011	TIGF devient membre de Pownext Gas Spot afin de couvrir une partie de ses besoins d'équilibrage journalier sur le PEG TIGF
Février 2012	Elengy met en place un service de rechargement de navires sur le terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne
Février 2013	Pownext Gas Futures lance des produits TTF et spread PEGNord / TTF
Avril 2013	Lancement de la plateforme européenne PRISMA pour la réservation commune de capacités d'interconnexion Fusion des zones d'équilibrage Nord-H et Nord-B Mise en service des nouvelles capacités sur les points d'interconnexion avec l'Espagne. Les capacités commercialisables en entrée sur le point Larrau passent de 70 à 165 GWh/j et celles en sortie passent de 100 à 165 GWh/j
Mai 2013	Pownext et EEX lancent PEGAS, une coopération permettant les participants de négocier les produits gaz des deux marchés organisés sur une plateforme commune
Juin 2013	Mise en place du produit Joint Transport Storage (JTS) permettant d'offrir aux enchères journalières de nouvelles capacités de liaison dans le sens Nord vers Sud
Octobre 2013	Pownext lance un contrat à terme Front Month sur le PEG Sud et le spread PEG Nord / PEG Sud

Mars 2014	Décret n° 2014-328 modifiant le dispositif d'accès aux stockages souterrains en France afin de renforcer la sécurité de l'approvisionnement
Juillet 2014	Lancement du service 24h/7 pour les produits spot de Powernext
Octobre 2014	Mise en place d'un processus d'enchères sur la plateforme PRISMA pour la commercialisation de capacités de liaison Nord vers Sud
Avril 2015	Création de la place de marché TRS (Trading Region South) à partir de la fusion du PEG Sud et du PEG TIGF
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
Novembre 2018	Lancement de la zone de marché unique du gaz en France : Trading Region France (TRF) à partir de la fusion du PEG Nord et de la TRS



**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 2018] et T4 2018

Source : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

## 3. CHIFFRES-CLÉS

Tableau 8 : Chiffres clés du marché de gros du gaz

Fondamentaux	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T4 2018 / T3 2018		T4 2018 / T4 2017	
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
<b>Approvisionnement et débouchés</b>									
Approvisionnement (TWh)	194	218	155	146	187	28%	41	-3%	-7
Déstockage	36	69	5	6	36	464%	29	-2%	-1
Importations	157	149	150	139	151	9%	12	-4%	-6
Importations terrestres	135	128	118	118	109	-8%	-9	-20%	-27
Importations GNL	22	21	32	21	43	102%	22	93%	21
Débouchés (TWh)	194	218	155	146	187	28%	41	-3%	-7
Stockage	9	3	56	68	16	-76%	-52	88%	8
Consommation clients finals	163	187	70	60	146	145%	86	-10,5%	-17
Clients distribution	102	135	39	22	91	319%	69	-11%	-11
Clients directement reliés au réseau de transport	61	53	31	38	55	45%	17	-10%	-6
Exportations	20	24	28	16	16	-4%	-1	-22%	-4
Autres	2	4	1	2	9	381%	7	355%	7
Livraisons aux PEG (TWh)	210	236	193	205	218	6%	13	4%	8
PEG*	179	198	162	166	203	22%	37	13%	24
TRS	32	38	30	40	16	-60%	-24	-50%	-16
<b>Suivi des infrastructures</b>									
Utilisation de la liaison Nord-Sud**	97%	78%	99%	100%	81%		-19%		-16%
Disponibilité liaison Nord Sud**	94%	92%	70%	73%	93%		20%		-2%
Utilisation de Virtualys	59%	45%	50%	46%	34%		-11%		-25%
Utilisation de Obergaibach	53%	56%	75%	46%	36%		-10%		-17%
Niveau de stock (TWh au dernier jour du trimestre)	69	4	55	118	94	-20%	-24	36%	25
Variation nette des stockages en France (GWh/j)	-303	-732	556	669	-212	-132%	-881	-30%	91
Emission terminaux méthaniens (GWh/j)	240	238	352	229	460	101%	231	91%	219
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	118	125	70	85	152	78%	67	29%	34

\* PEG Nord avant le 1<sup>er</sup> novembre 2018\*\* Calcul jusqu'au 1<sup>er</sup> novembre 2018

Source : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

Tableau 9 : Prix

Prix	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle		Variation annuelle	
	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T4 2018 / T3 2018		T4 2018 / T4 2017	
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
<b>Prix Spot (€/MWh)</b>									
PEG day-ahead (moyenne)*	19,6	21,2	21,0	24,4	24,6	1%	0,2	26%	5,0
TRS day-ahead (moyenne)	22,2	21,2	22,8	27,0	25,7	-5%	-1,3	16%	3,5
Spread Nord/Sud*	2,6	0,0	1,9	2,6	0,2	-93%	-2,4	-93%	-2,4
Spread PEG/TRF	0,41	-0,28	-0,15	-0,18	-0,11	-38%	0,1	-128%	-0,5
<b>Prix à terme (€/MWh)</b>									
PEG M+1 (moyenne)	19,9	19,0	20,9	24,6	25,1	2%	0,5	26%	5,3
PEG Y+1 (moyenne)	18,2	17,4	19,8	22,9	23,7	4%	0,8	30%	5,5
Spread Nord/Sud (M+1)**	4,0	0,6	0,8	2,7	0,0	-100%	-2,7	-100%	-4,0
Spread PEG/TRF (Y+1)	0,3	0,3	0,2	0,3	0,2	-15%	0,0	-24%	-0,1
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead***	1,5	1,3	0,9	0,7	1,3	68%	0,5	-17%	-0,3

\* PEG Nord avant le 1<sup>er</sup> novembre 2018\*\* Calcul jusqu'au 1<sup>er</sup> novembre 2018

\*\*\* 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	
	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018	T4 2018 / T3 2018		T4 2018 / T4 2017	
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Activité sur le marché de gros français									
Echanges aux PEG* (TWh)	151	176	142	147	177	21%	31	17%	26
En % de la consommation nationale	93%	94%	205%	246%	121%				
Volumes échangés sur le marché intermédiaire français									
Marché spot (TWh)	50	60	46	44	50	14%	6	0%	0
Intraday	9	10	7	7	9	28%	1,9	-4%	-0,4
Day Ahead	28	32	24	23	26	11%	2,5	-7%	-2,0
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	45	53	38	37	38	2%	0,9	-16%	-7,3
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	5	7	8	7	12	75%	5,3	155%	7,5
Marché à terme (TWh)	68	186	81	82	132	61%	50	93%	64
M+1	21	24	21	20	31	54%	10,8	46%	9,7
Q+1	15	2	11	8	19	155%	11,7	31%	4,6
S+1	14	75	14	11	32	204%	21,7	136%	18,7
Y+1	4	10	3	3	4	43%	1,1	2%	0,1
Bourse (toutes échéances)	3	4	3	2	2	15%	0,3	-26%	-0,8
Brokers (toutes échéances)	65	181	79	80	130	62%	49,9	99%	64,6
Nombre de transactions sur le marché intermédiaire français									
Marché spot	41308	45353	36371	35322	36052	2%	730	-13%	-5256
Intraday	8 618	9 319	7 766	7 570	8 088	7%	518	-6%	-530
Day Ahead	26 882	28 768	22 601	22 082	22 312	1%	230	-17%	-4570
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	39 574	43 577	33 535	32 398	31 874	-2%	-524	-19%	-7700
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	1 734	1 776	2 836	2 924	4 178	43%	1254	141%	2444
Marché à terme	1045	1648	1045	965	1323	37%	358	27%	278
M+1	604	811	573	484	600	24%	116	-1%	-4
Q+1	191	24	105	71	177	149%	106	-7%	-14
S+1	52	300	60	46	114	148%	68	119%	62
Y+1	15	39	16	15	36	140%	21	140%	21
Bourse (toutes échéances à terme)	147	176	157	94	127	35%	33	-14%	-20
Brokers (toutes échéances à terme)	898	1 472	888	871	1 196	37%	325	33%	298
Concentration du marché français du gaz									
Nombre d'expéditeurs actifs sur le marché	107	103	98	97	101	4%	4	-6%	-6
dont actifs chez Powernext Gas Spot	56	58	56	55	63	15%	8	13%	7
dont actifs chez Powernext Gas Futures	28	31	32	29	30	3%	1	7%	2

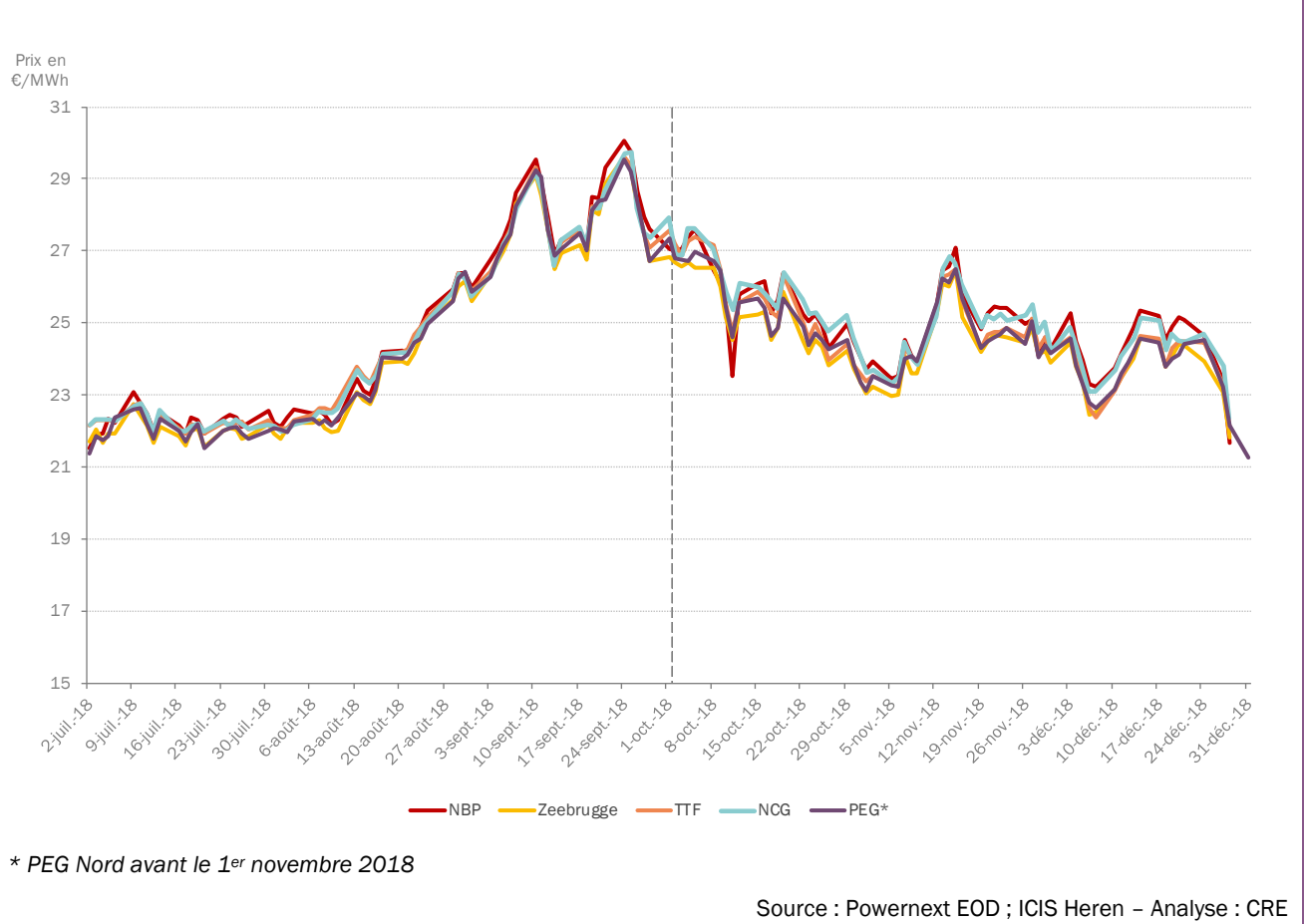
\* Livraisons issues des échanges sur les marchés intermédiaires en France

Source : GRTgaz, Teréga, Powernext, Brokers – Analyse : CRE

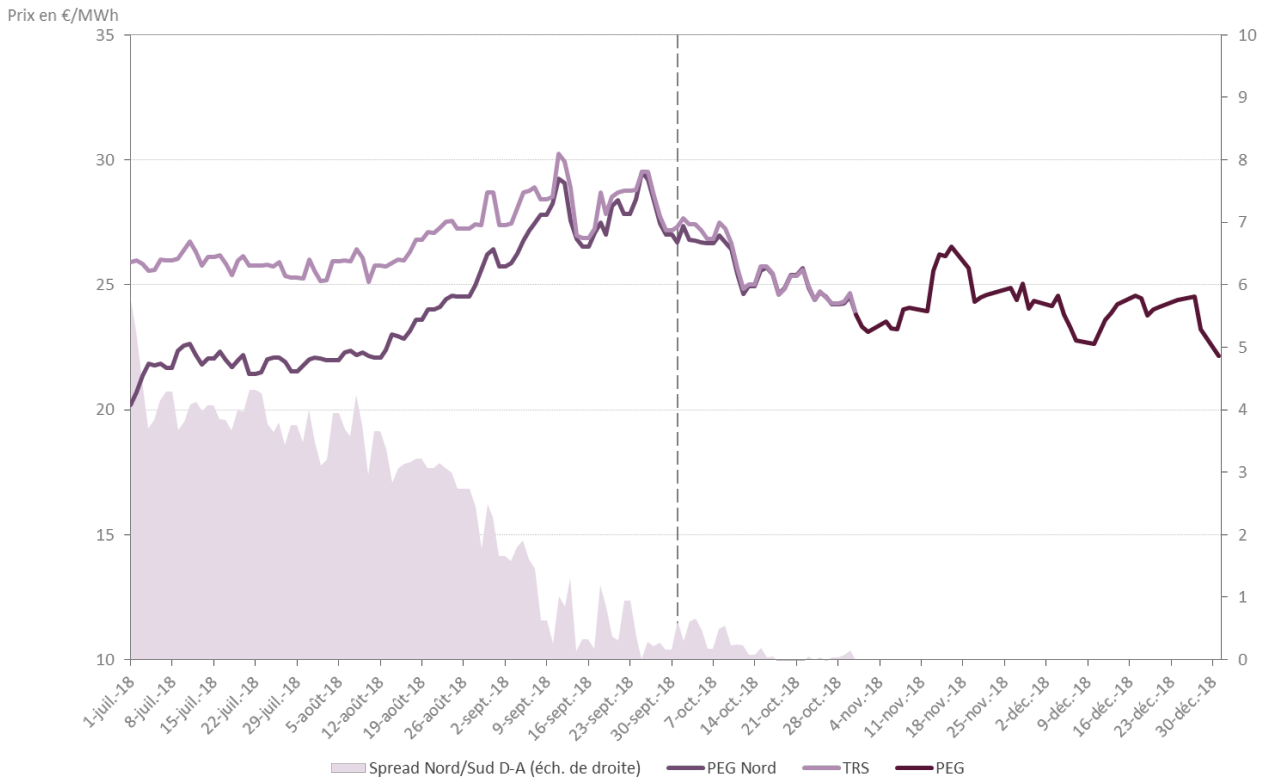
**4. GRAPHIQUES**

**4.1 Évolution des prix en France et en Europe**

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

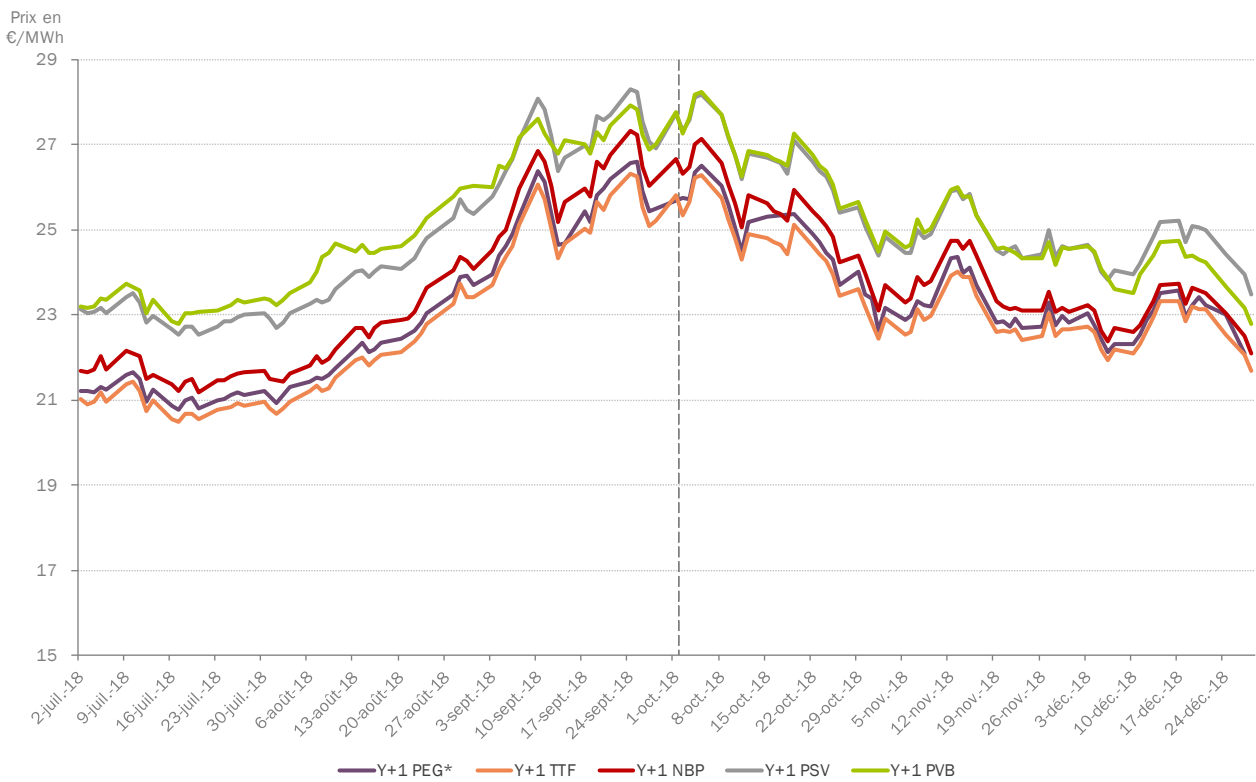


**Figure 26 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français**



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

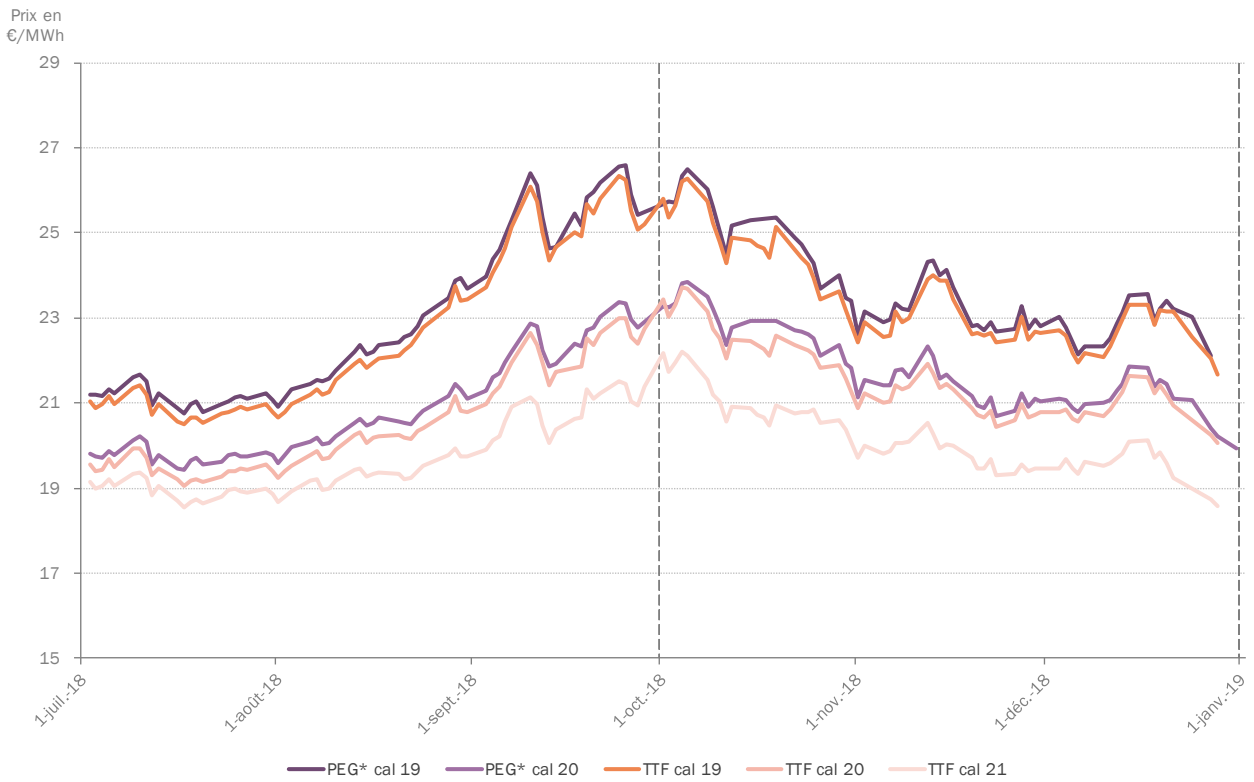
**Figure 27 : Prix du contrat year-ahead sur les marchés du gaz en Europe**



\* PEG Nord avant le 1<sup>er</sup> novembre 2018

Source : Powernext ; ICIS Heren – Analyse : CRE

**Figure 28 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF**

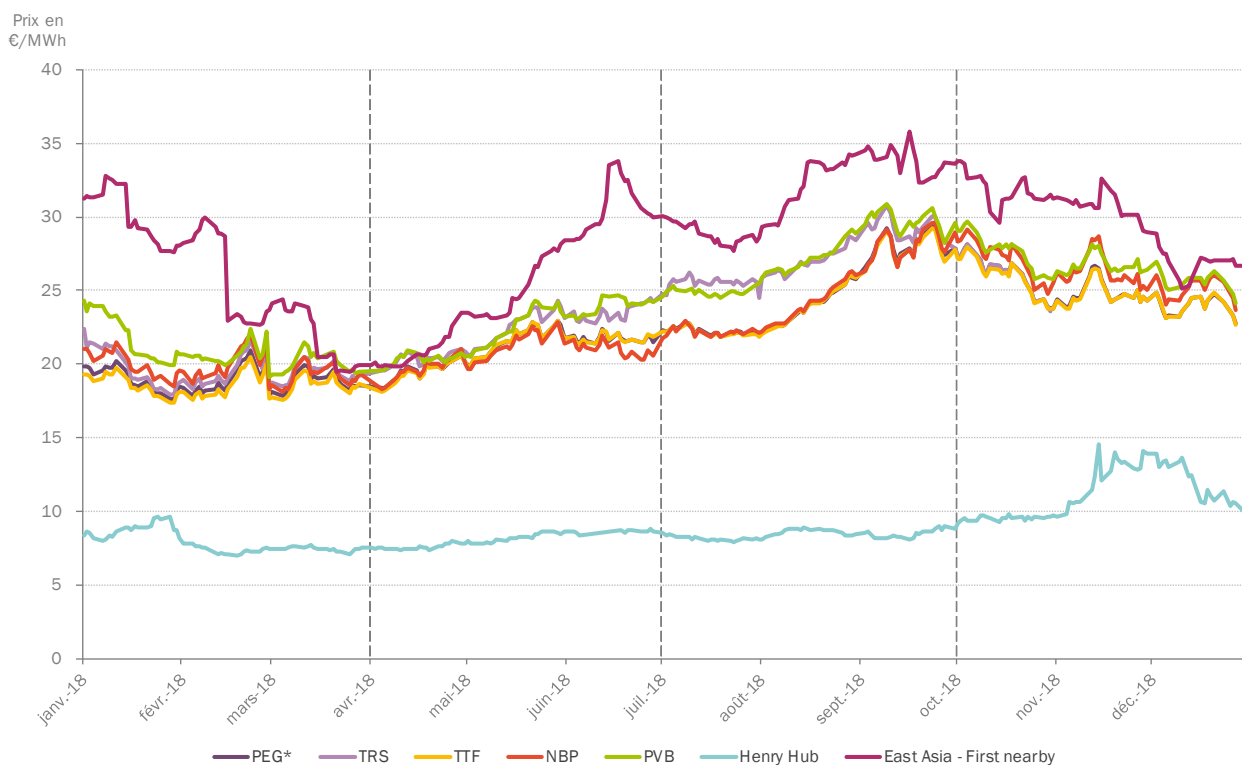


\* PEG Nord avant le 1<sup>er</sup> novembre 2018

Source : Powernext, ICIS Heren – Analyse : CRE

**4.2 Contexte international**

**Figure 29 : Prix du contrat *month-ahead* sur les marchés du gaz dans le monde**

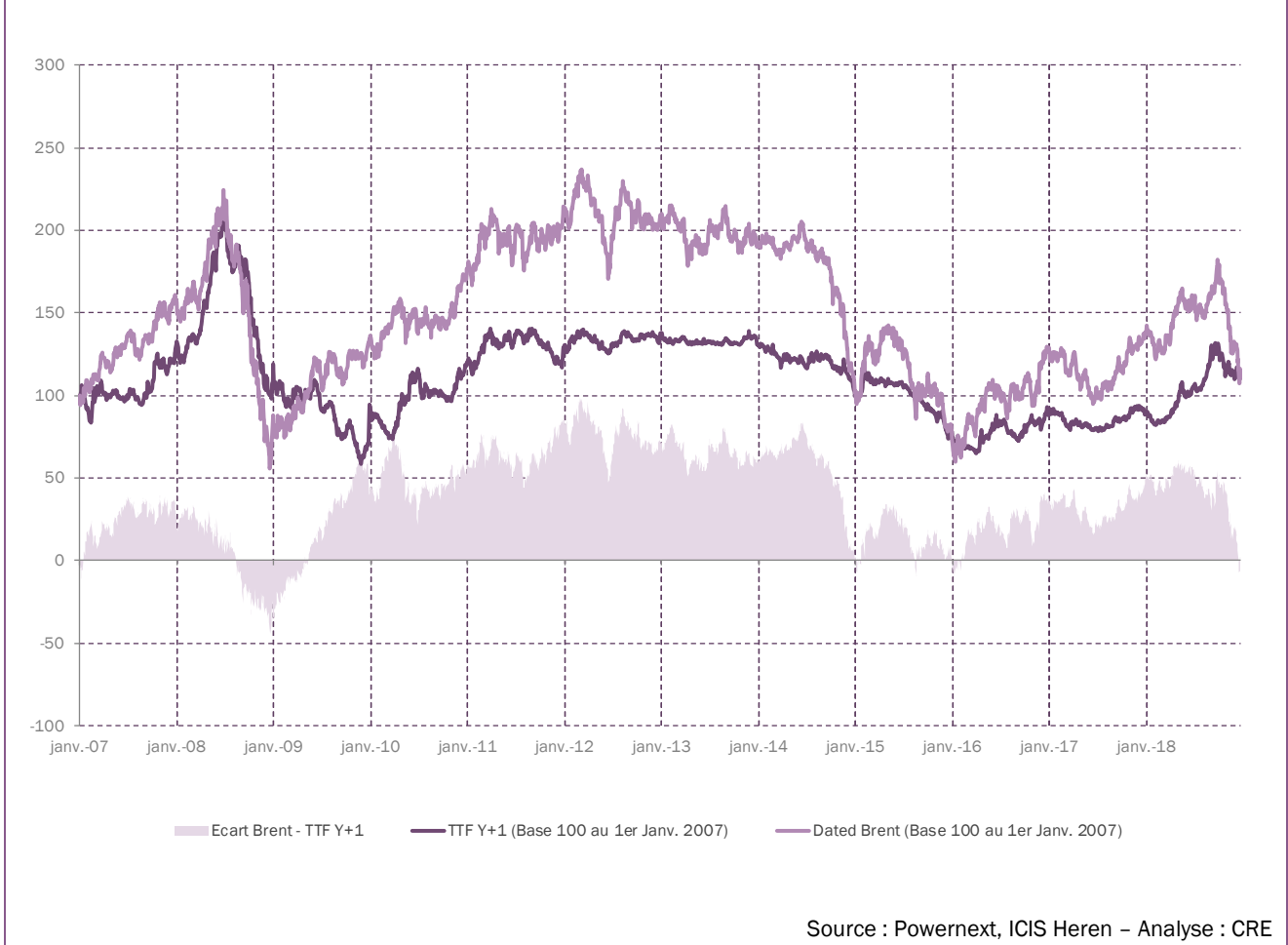


\* PEG Nord avant le 1<sup>er</sup> novembre 2018

Source : Powernext, ICIS Heren – Analyse : CRE

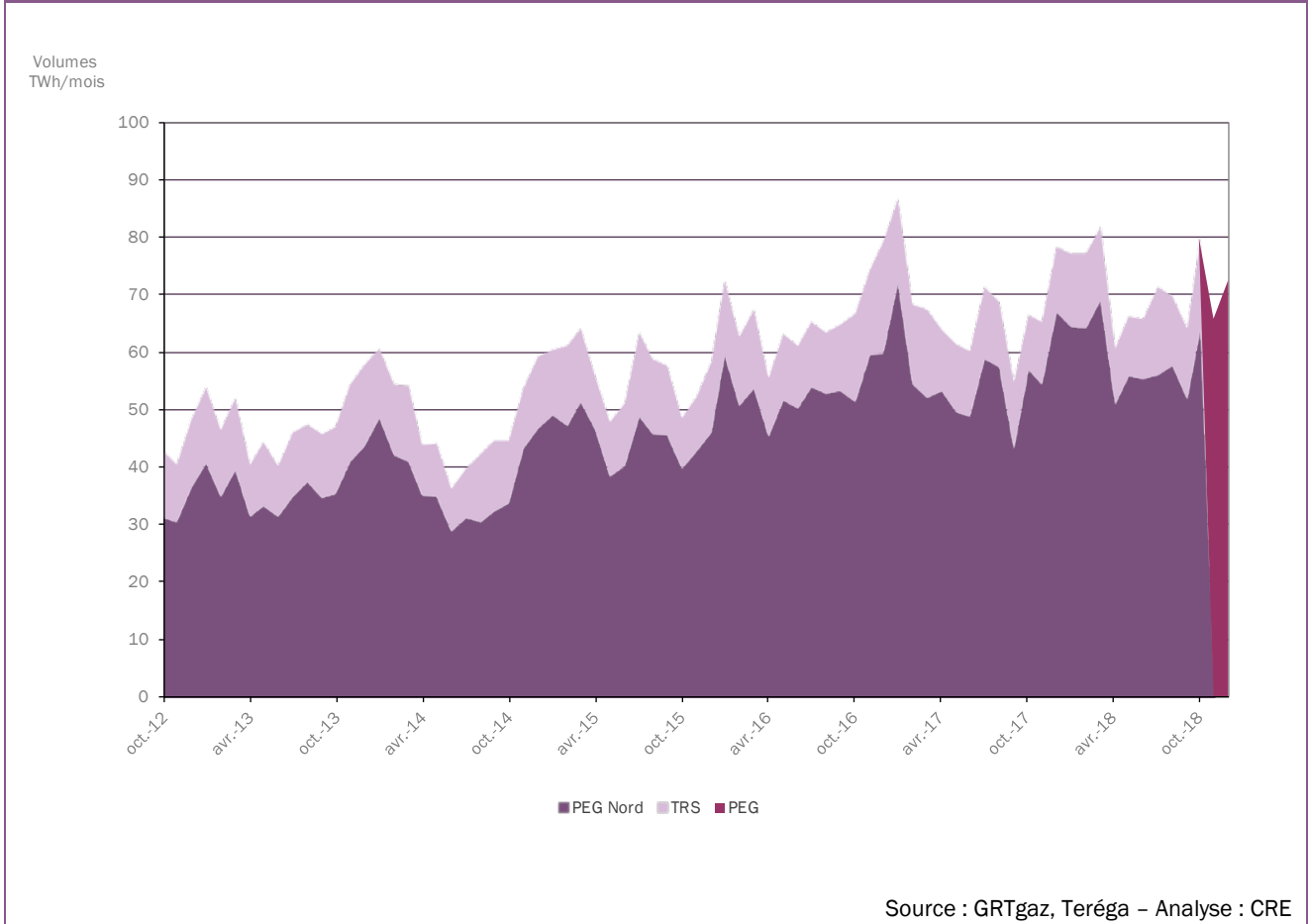


**Figure 30 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers**

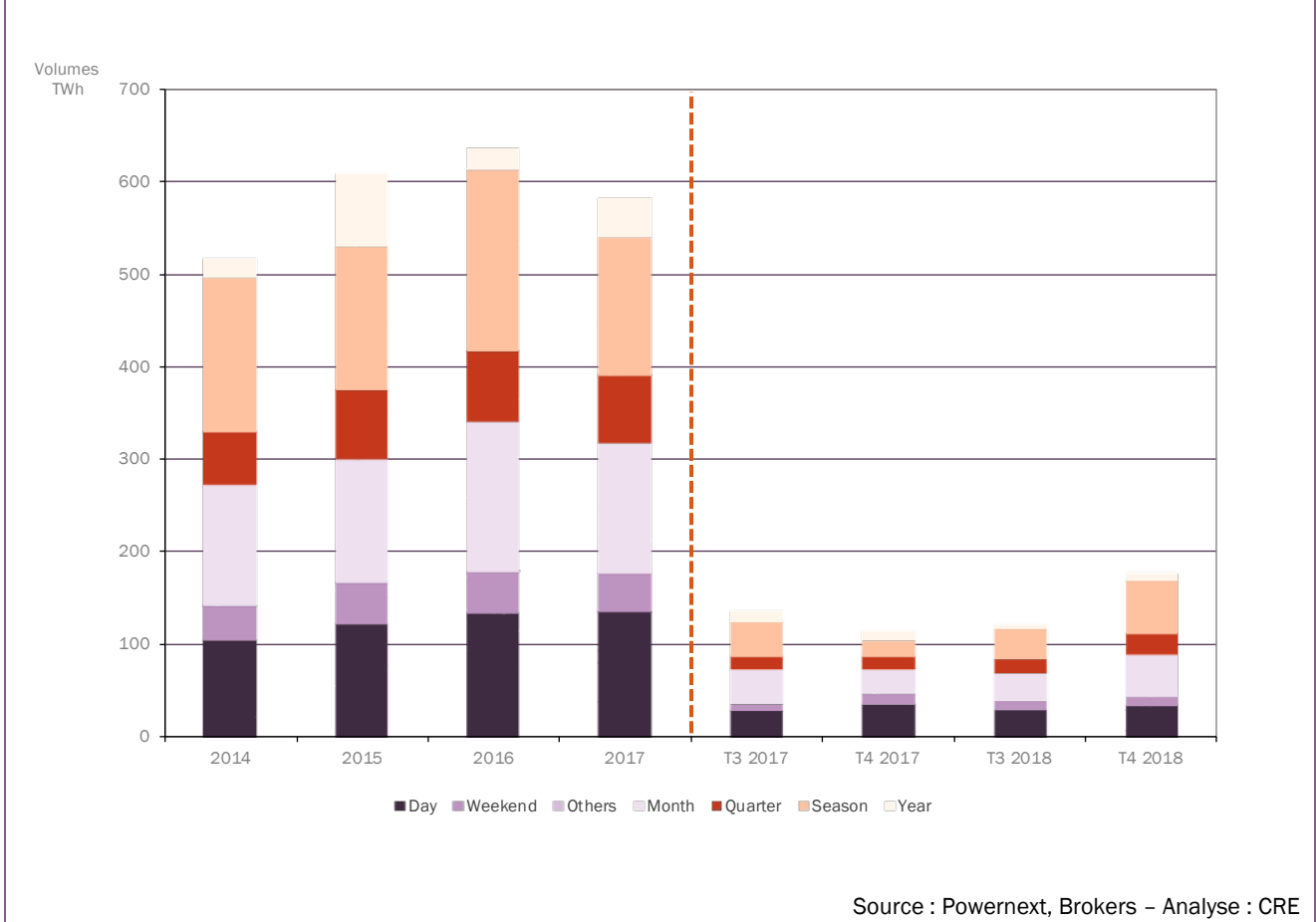


### 4.3 Développement du négoce sur le marché français

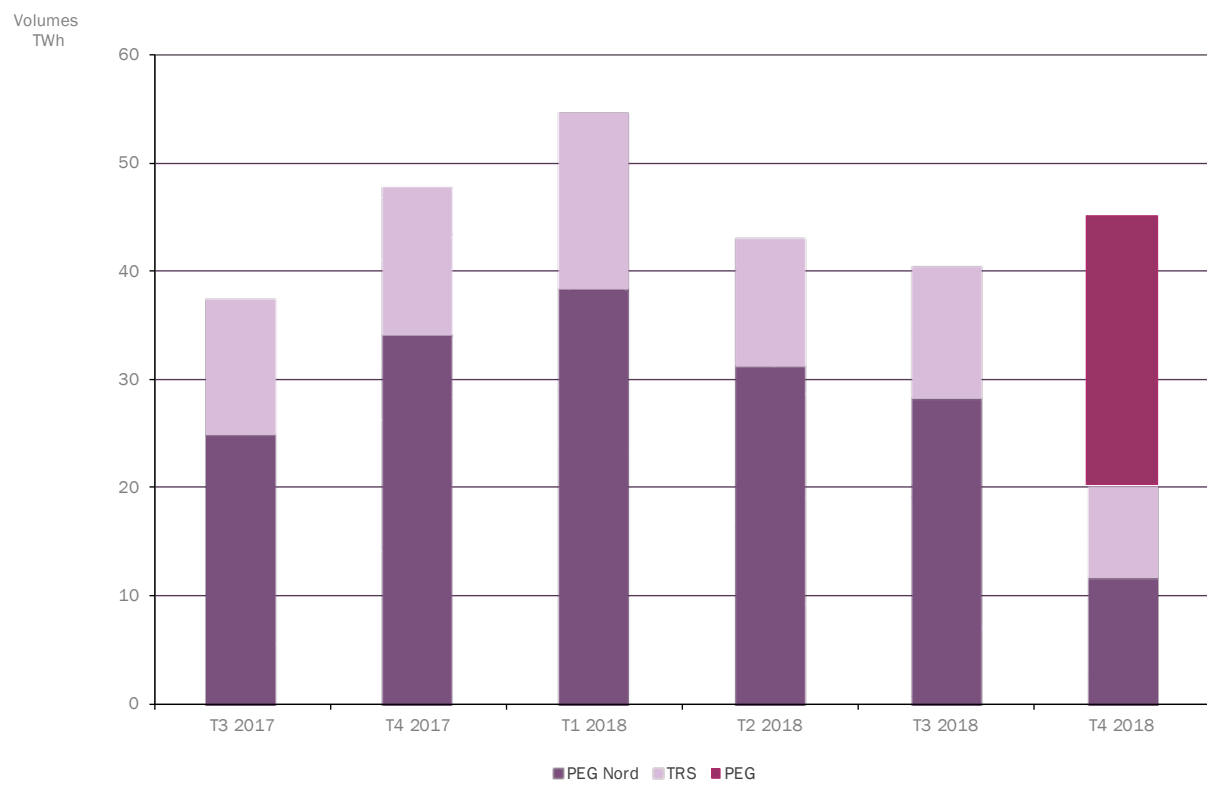
Figure 31 : Livraisons aux PEG



**Figure 32 : Répartition du négoce sur le marché intermédié par produit**

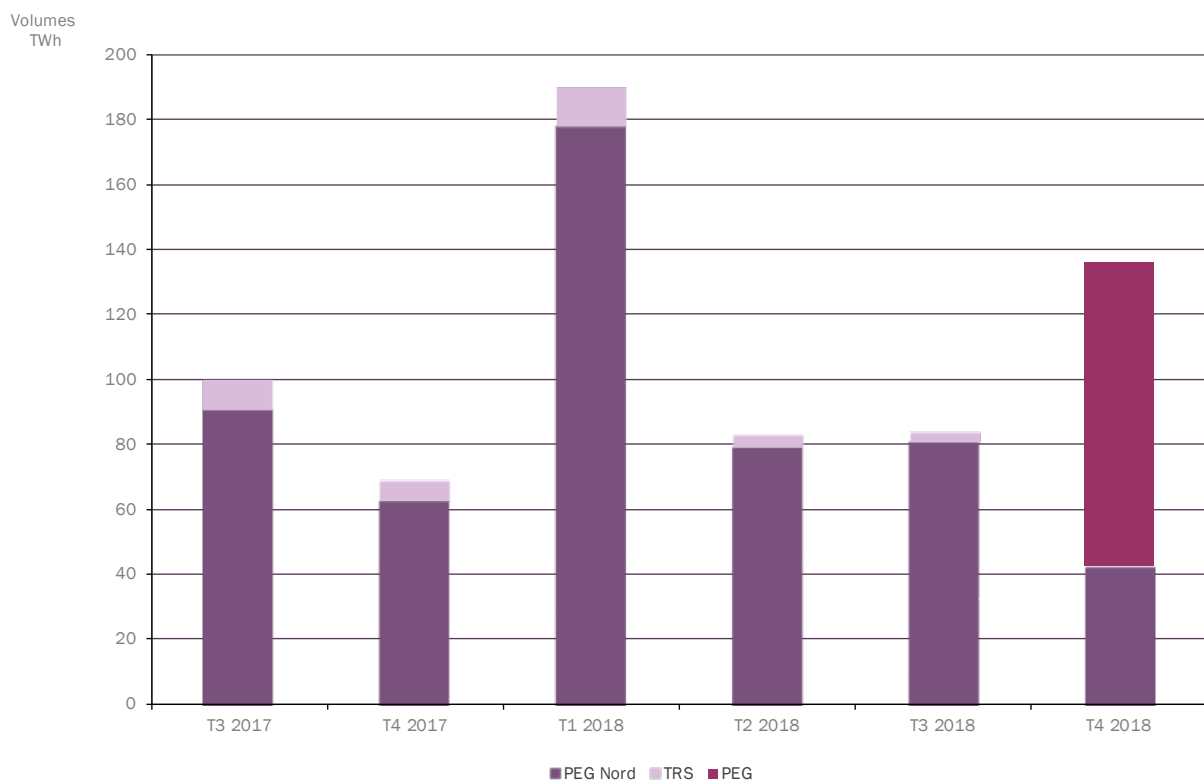


**Figure 33 : Répartition du négoce sur le marché spot par zone**



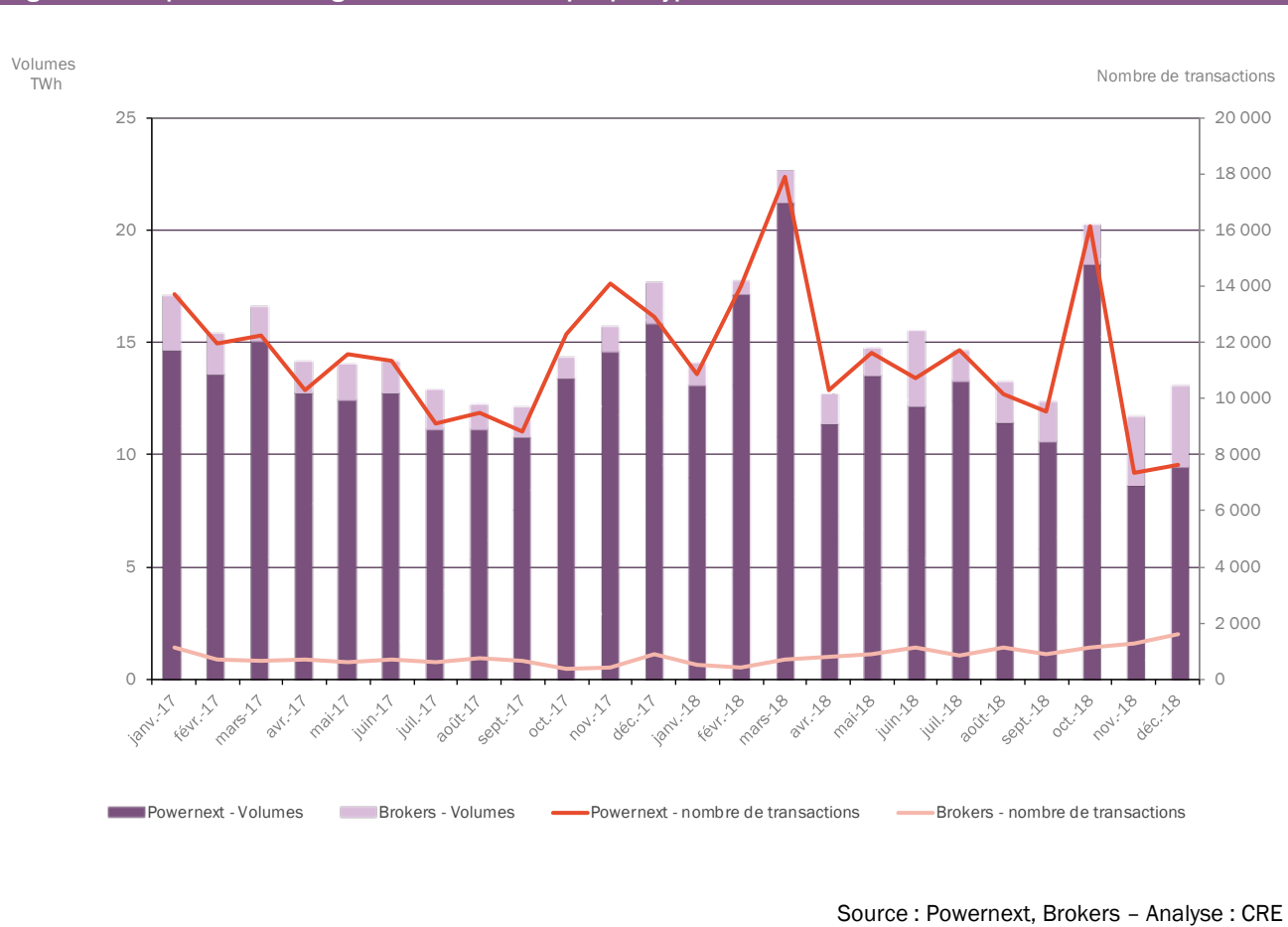
Source : Pownext, Brokers – Analyse : CRE

**Figure 34 : Répartition du négoce sur le marché à terme par zone**

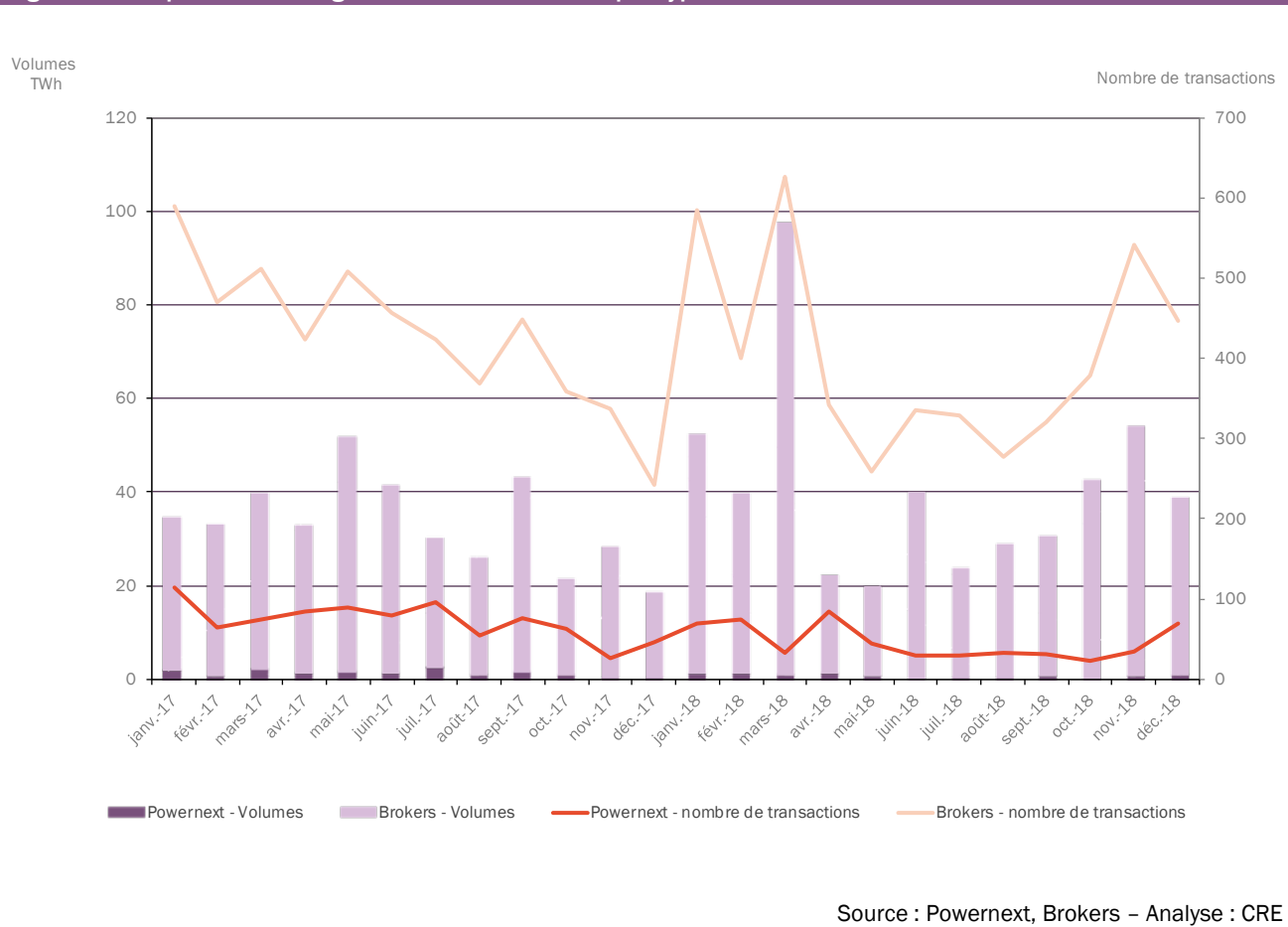


Source : Pownext, Brokers – Analyse : CRE

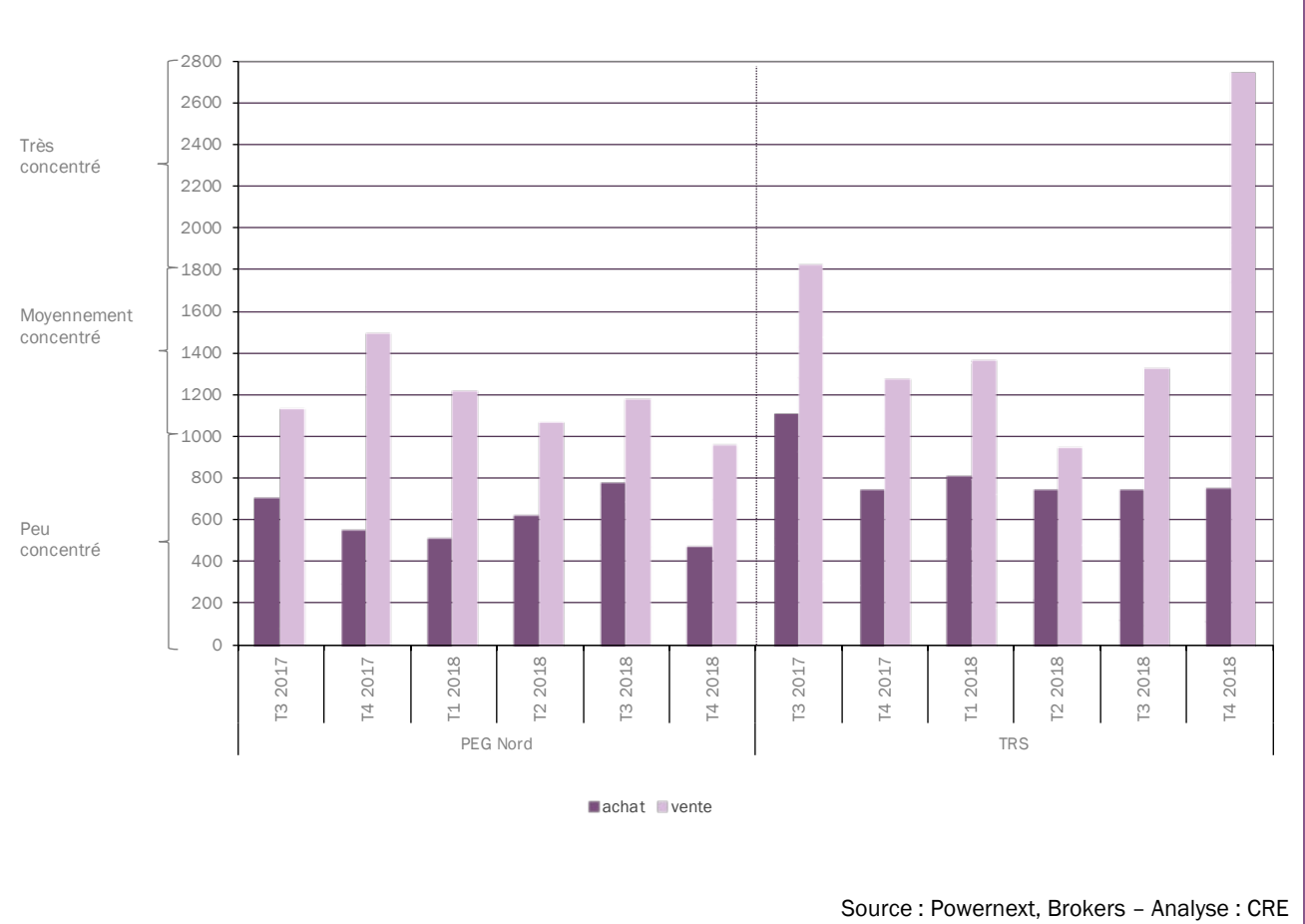
**Figure 35 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire**



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



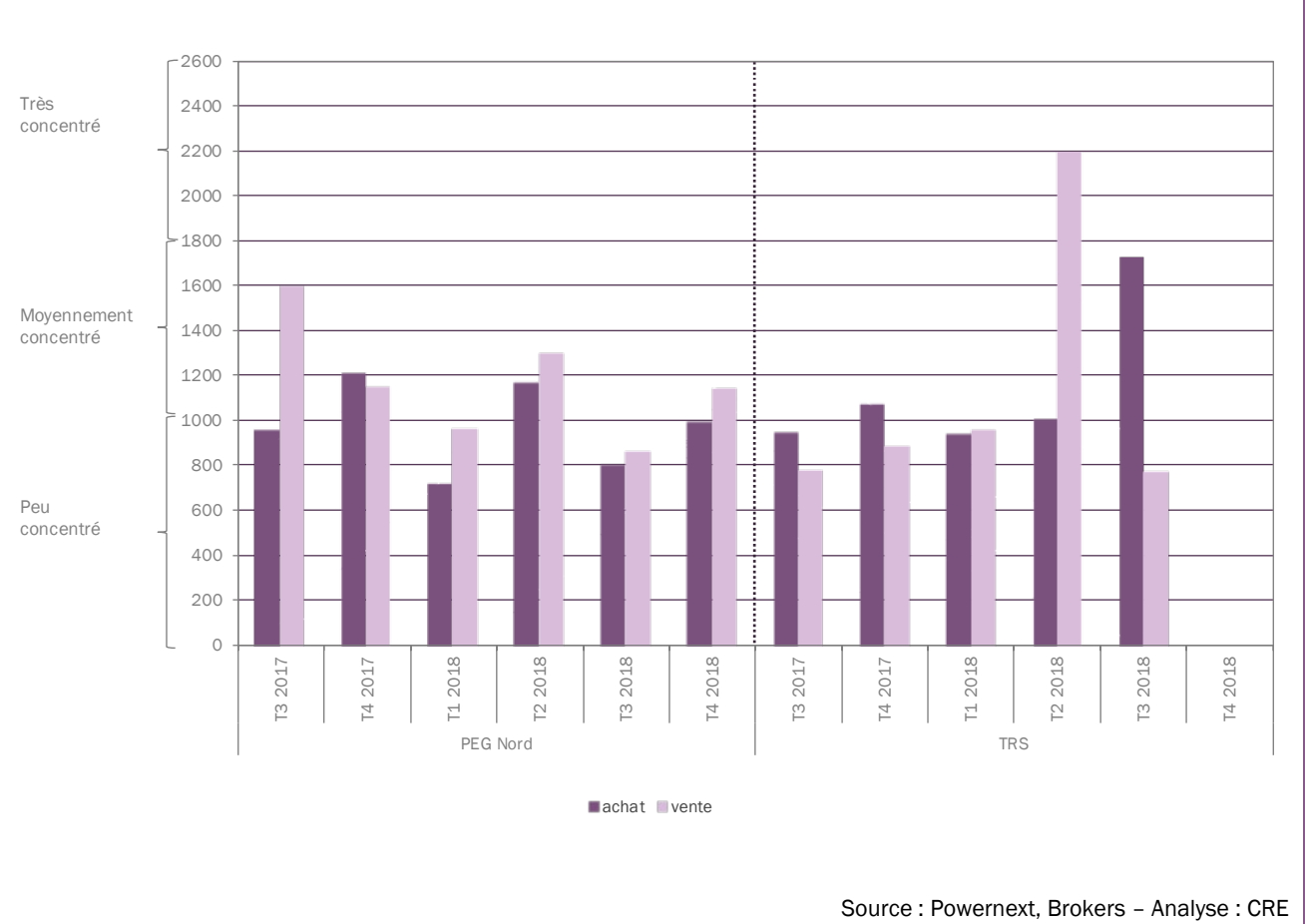
**Figure 37 : Indices de concentration du marché spot français par zone**



Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE



**Figure 38 : Indices de concentration du marché à terme français par zone**



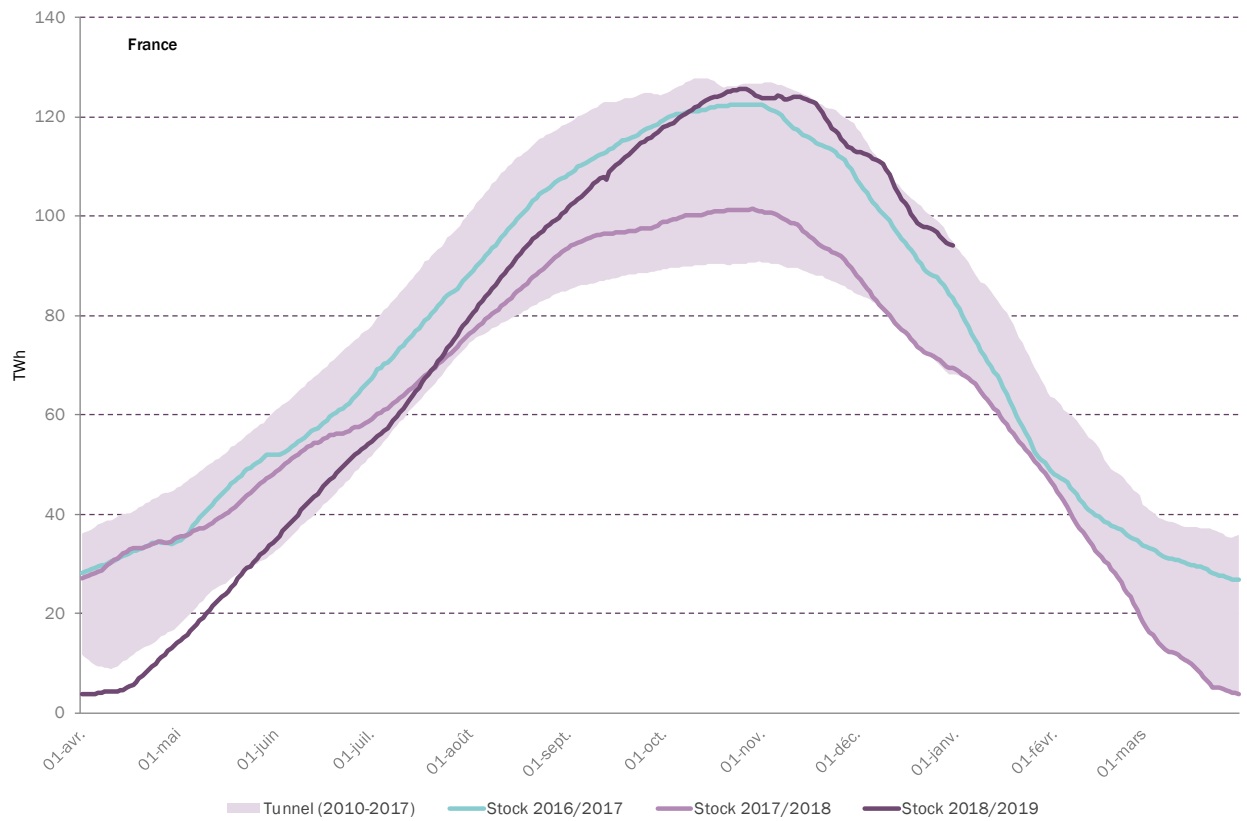
Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

**4.4 Fondamentaux**

**Figure 39 : Consommation de gaz en France**

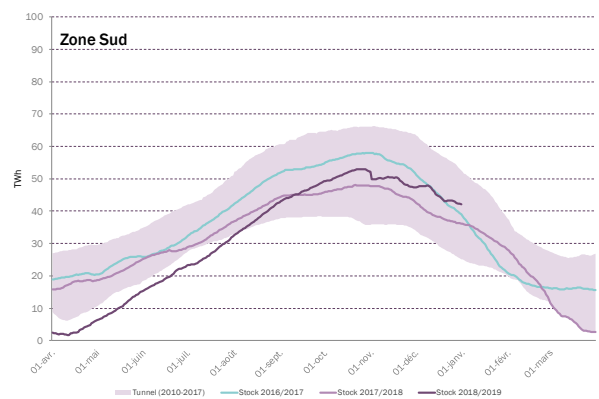
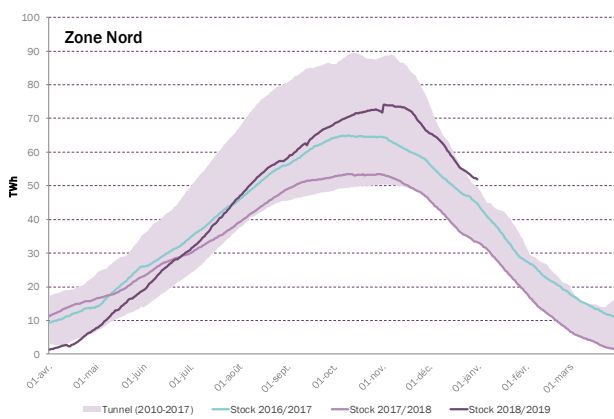


**Figure 40 : Niveaux des stocks en France**



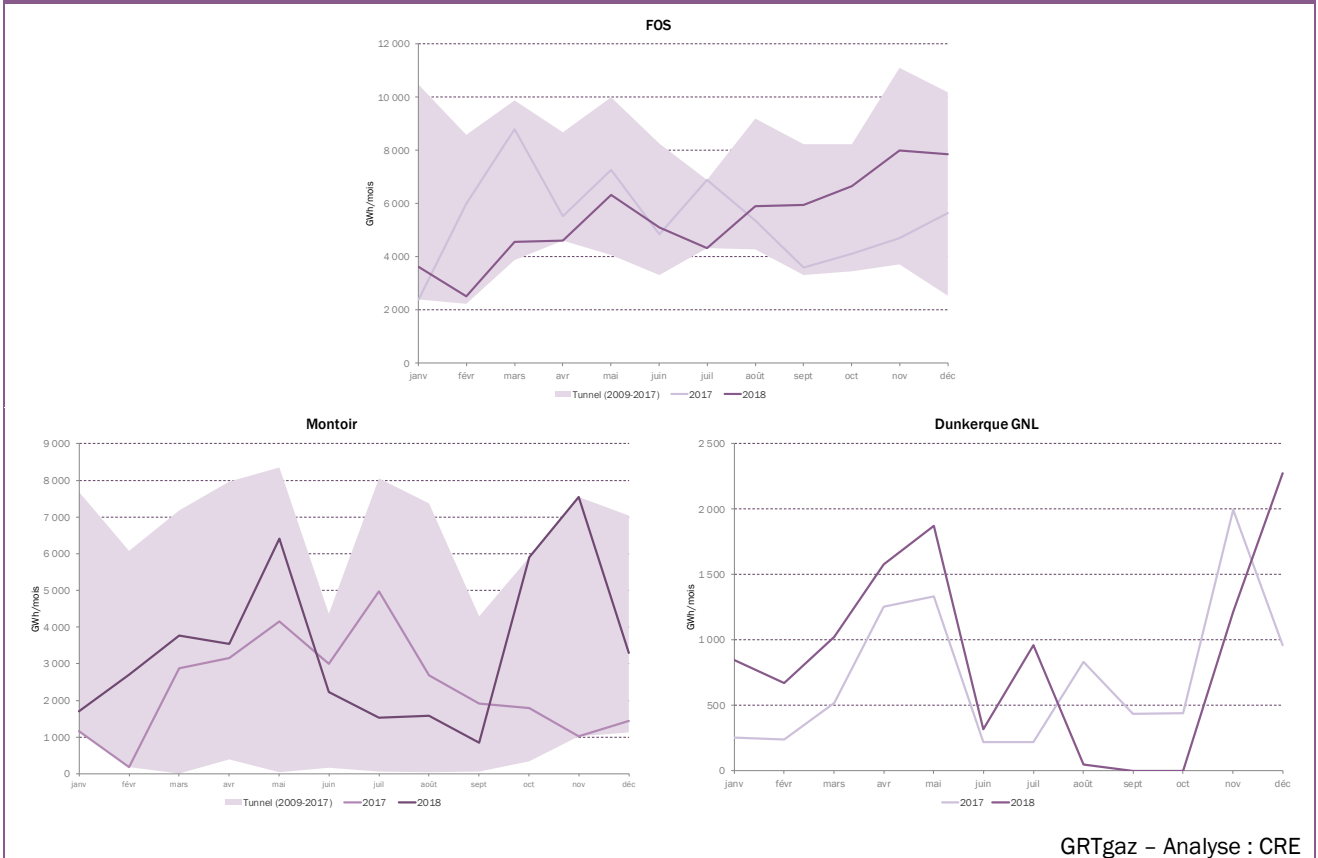
Source : Storengy, Teréga – Analyse : CRE

**Figure 41 : Niveau des stocks par zone**



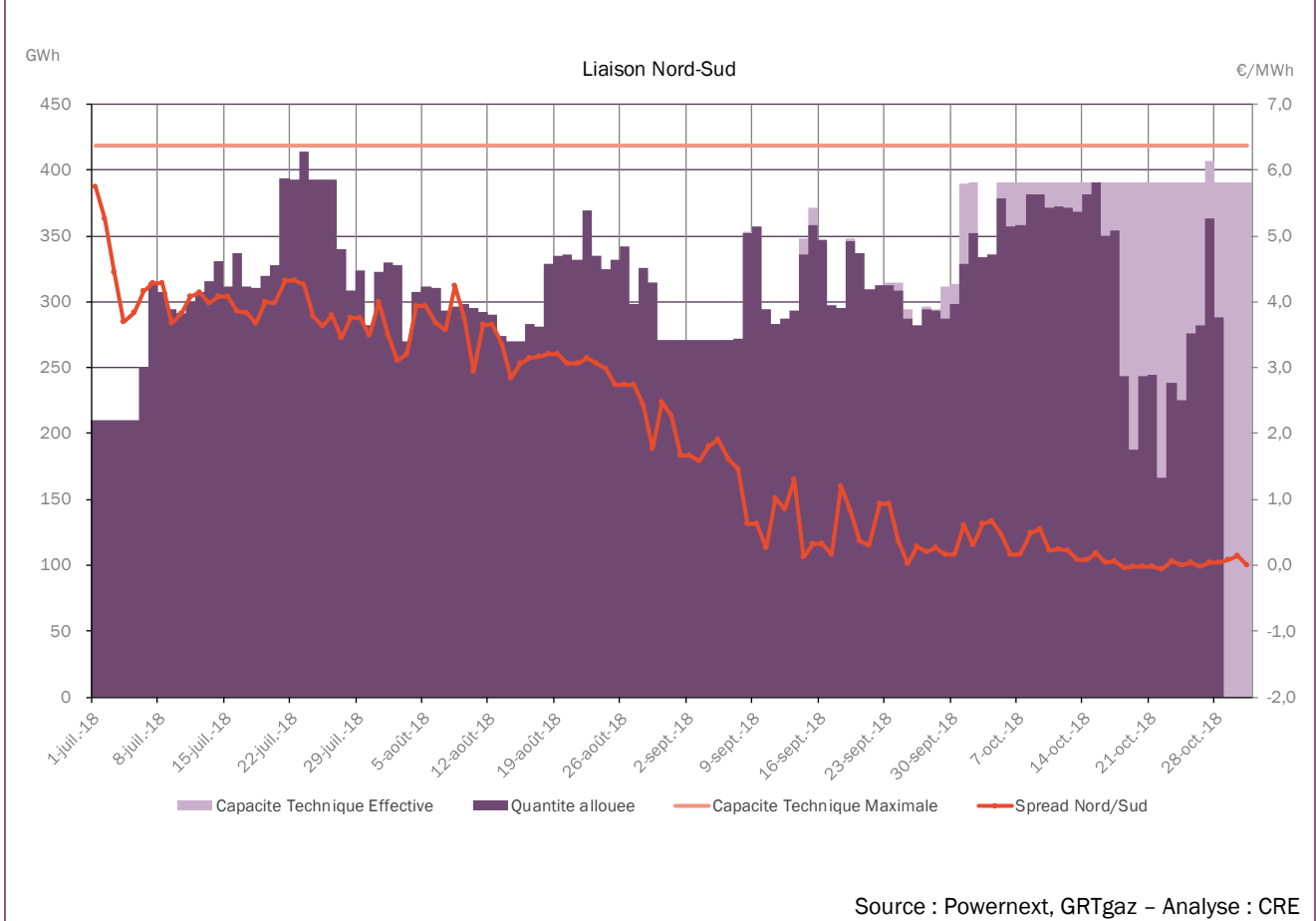
Source : Storengy, Teréga – Analyse : CRE

**Figure 42 : Emissions des terminaux méthaniens**

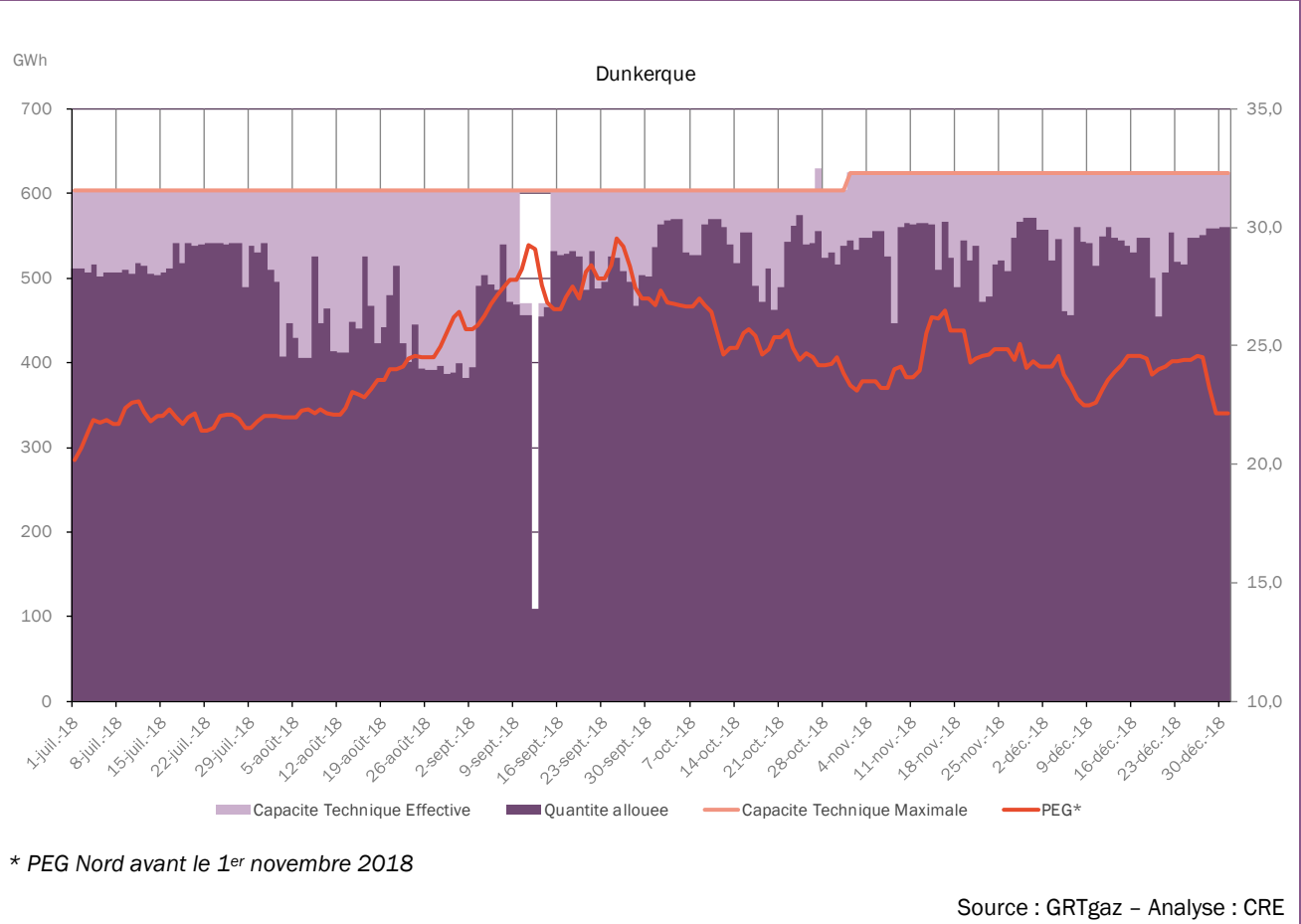


GRTgaz – Analyse : CRE

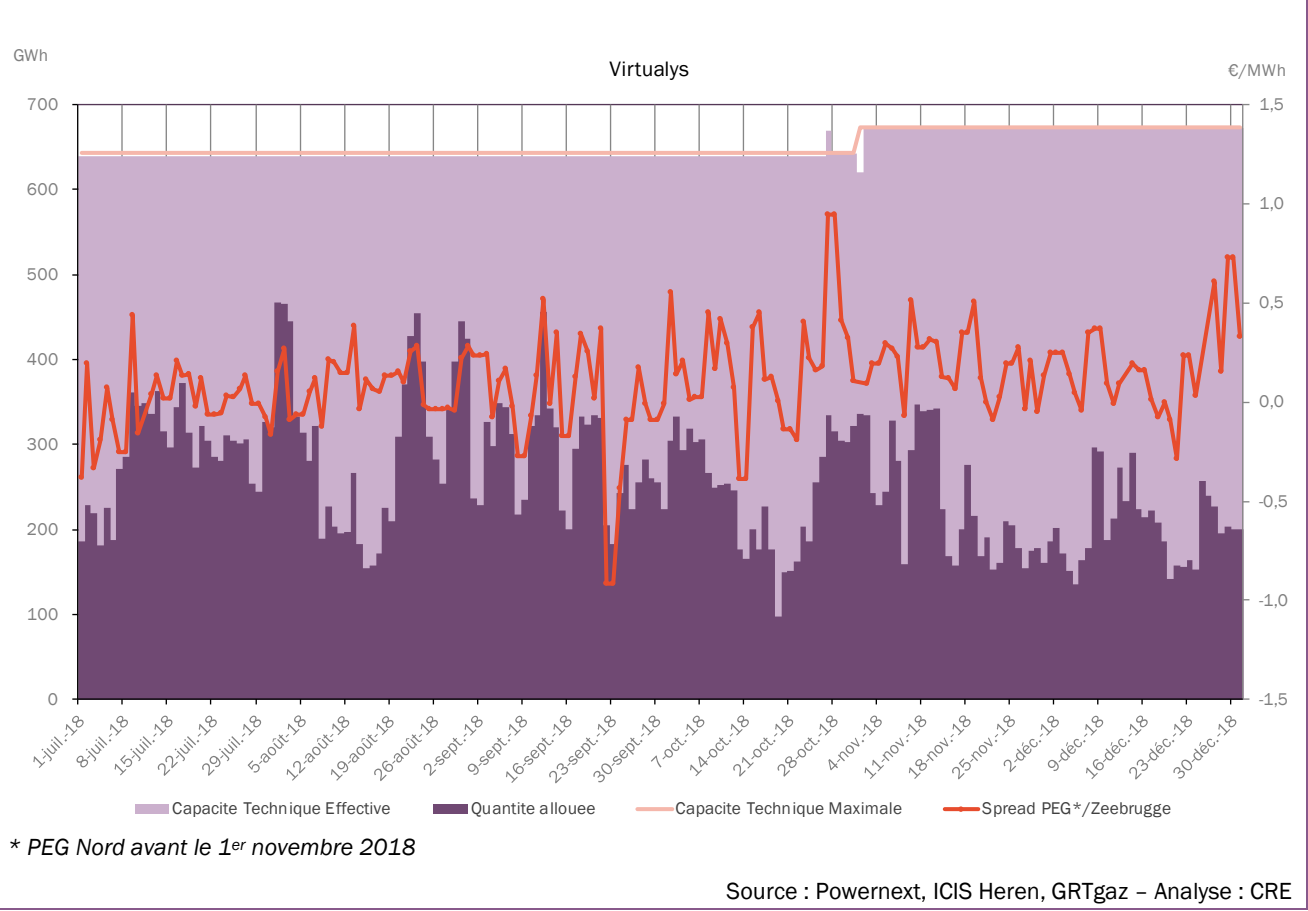
**Figure 43 : Utilisation de la liaison Nord-Sud (sens Nord vers Sud)**



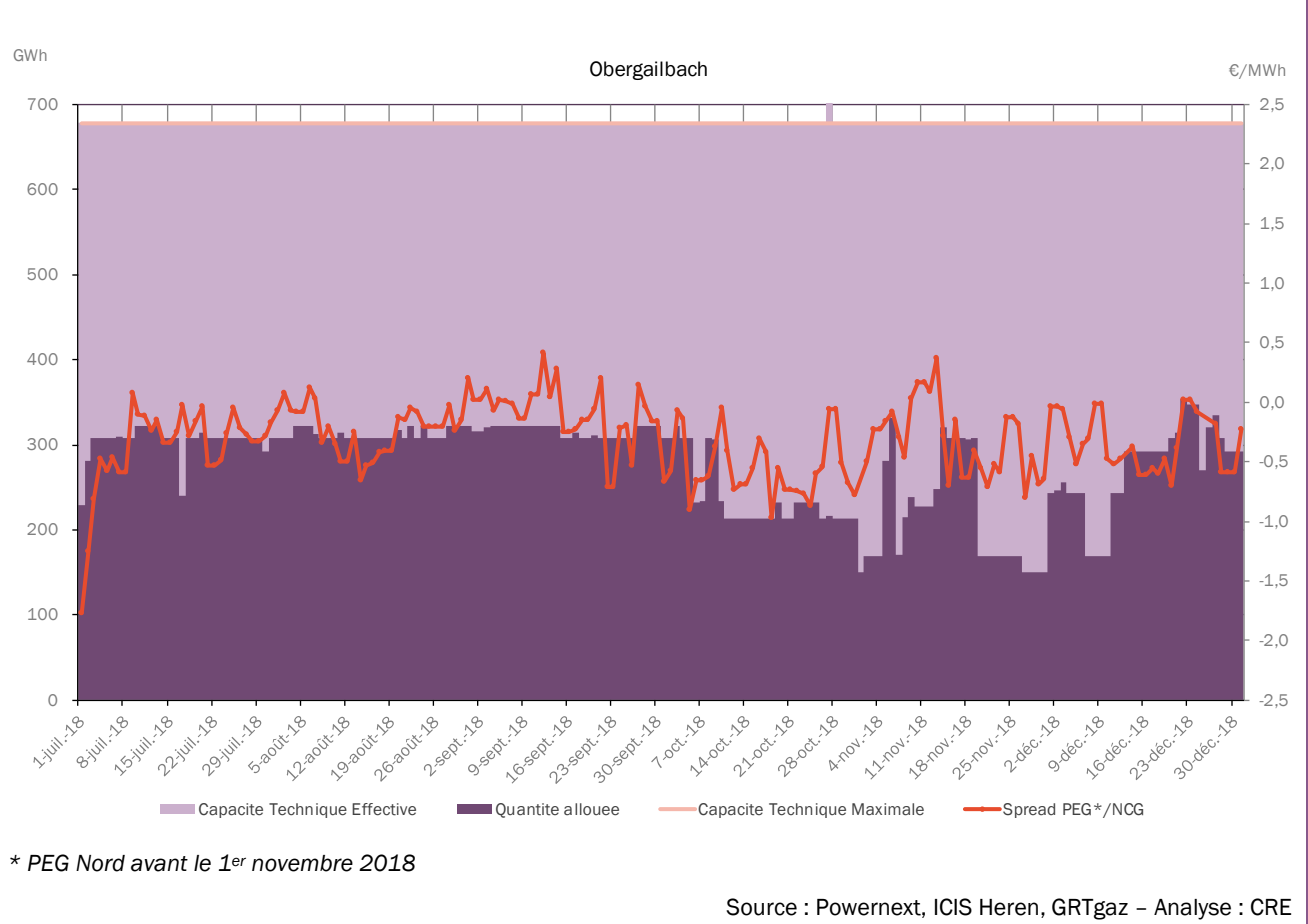
**Figure 44 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau)**



**Figure 45 : Utilisation du PIV Virtualys (sens Belgique vers France)**

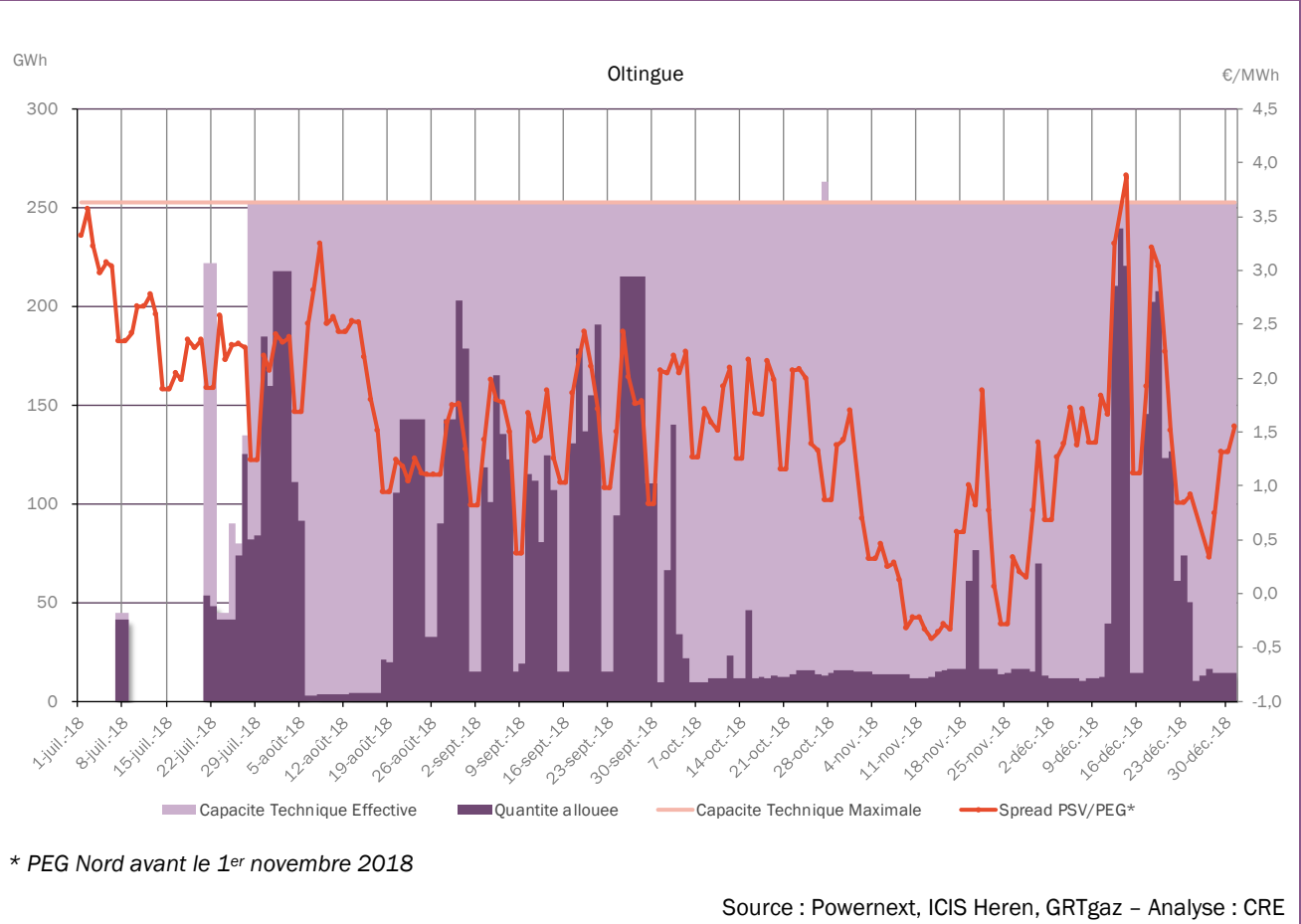


**Figure 46 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France)**

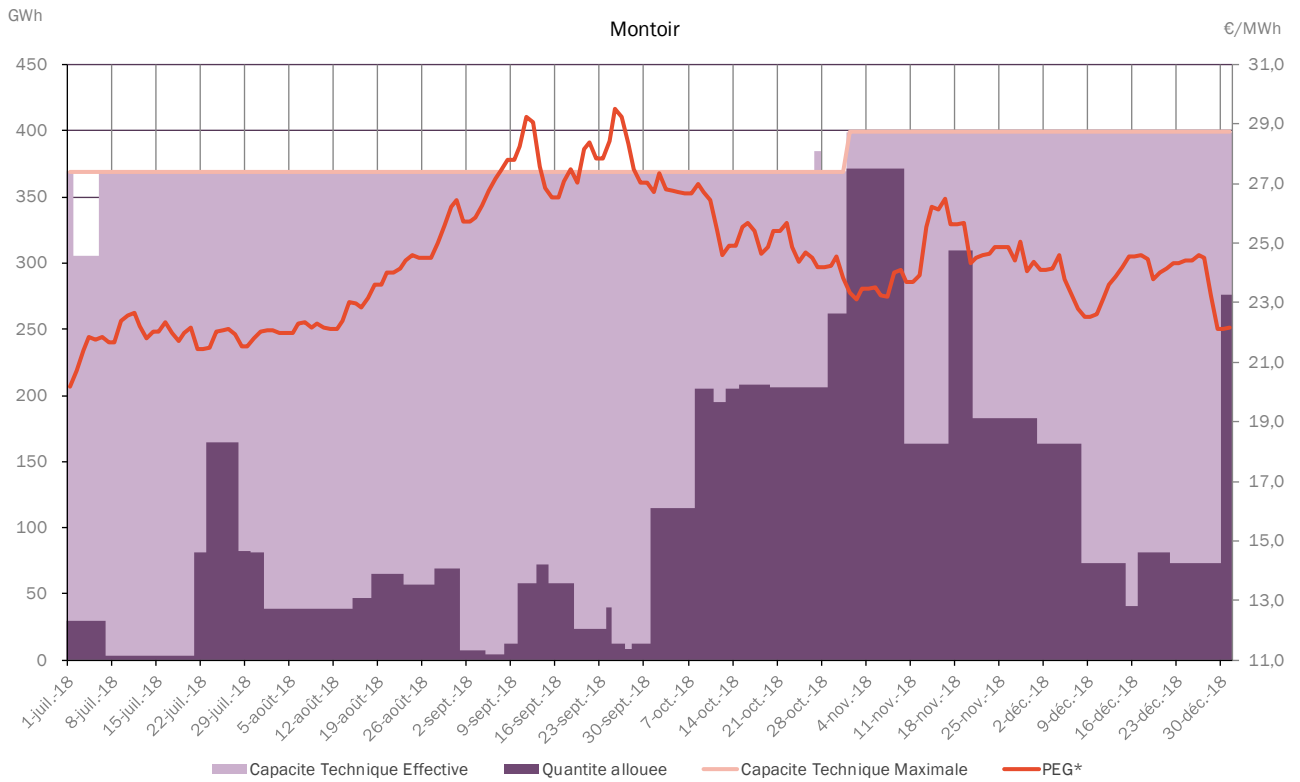




**Figure 47 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse)**



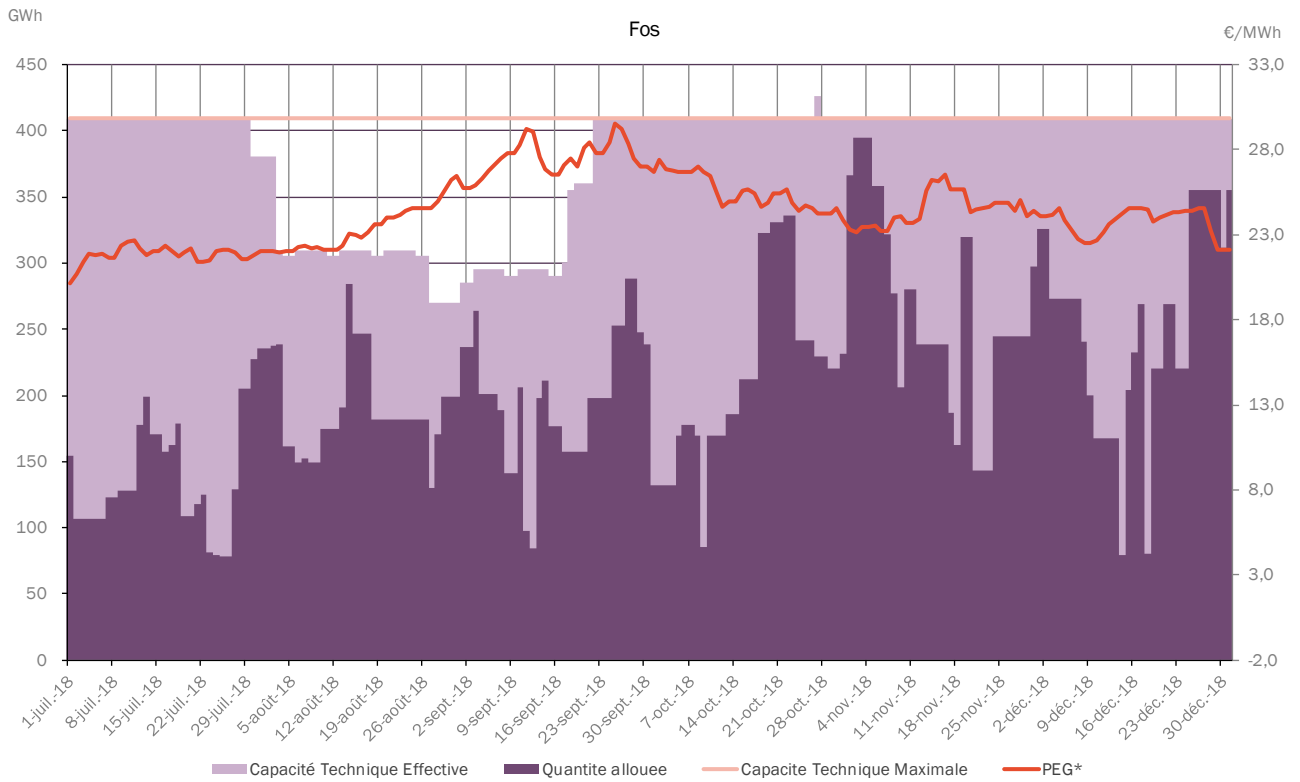
**Figure 48 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau)**



\* PEG Nord avant le 1<sup>er</sup> novembre 2018

Source : GRTgaz – Analyse : CRE

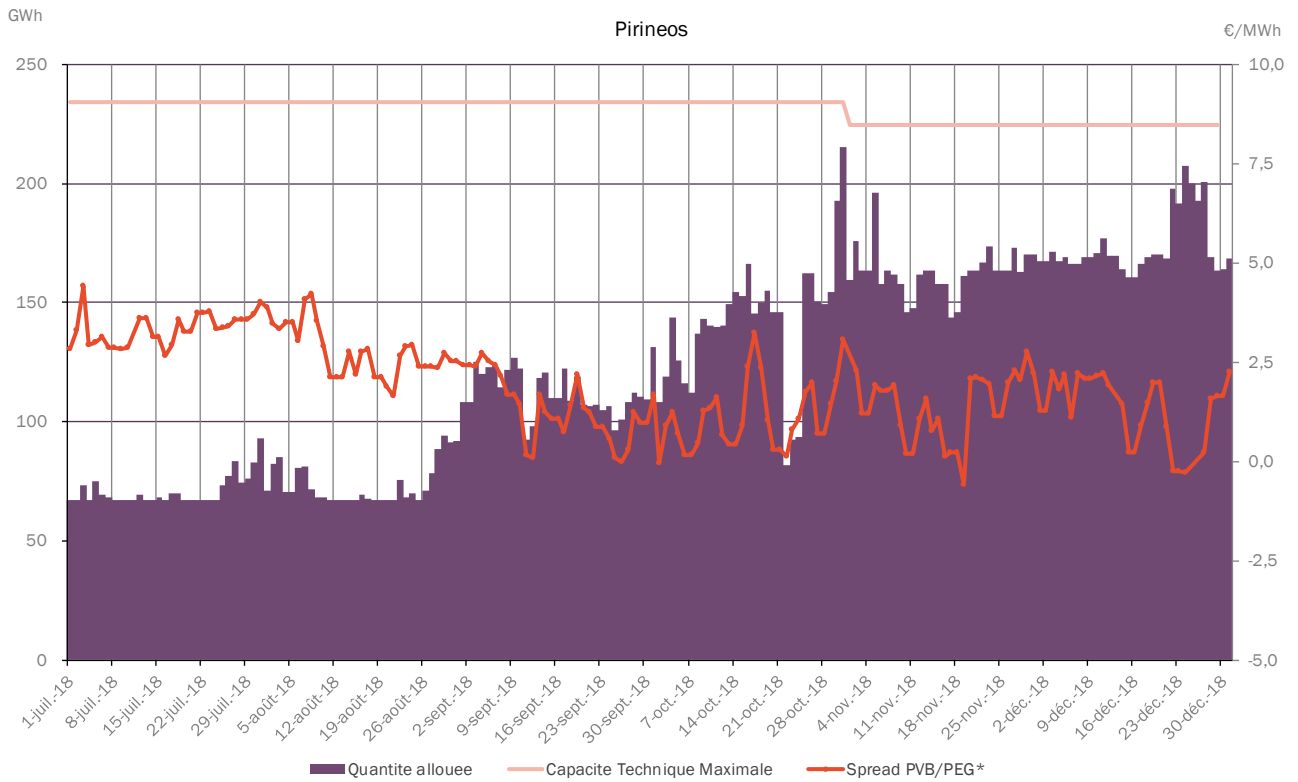
**Figure 49 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau)**



\* PEG Nord avant le 1<sup>er</sup> novembre 2018

Source : GRTgaz – Analyse : CRE

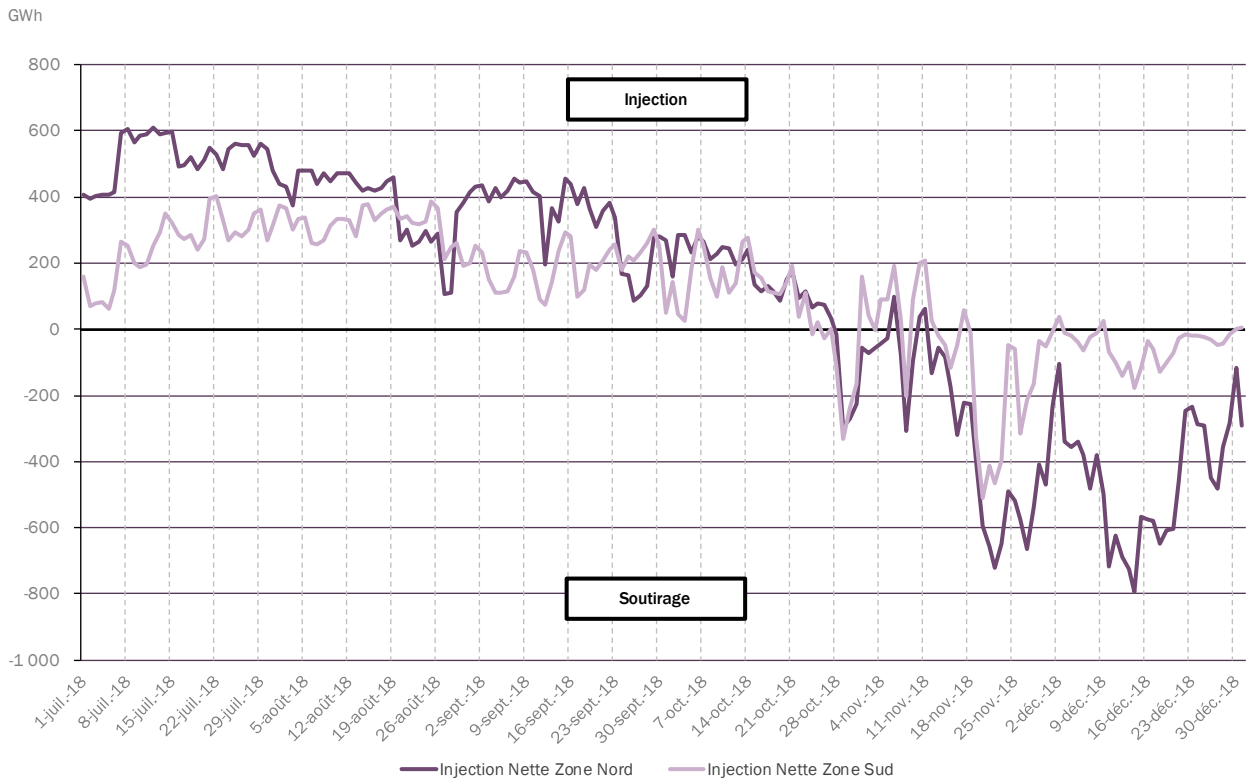
**Figure 50 : Flux France-Espagne**



\* PEG Nord avant le 1<sup>er</sup> novembre 2018

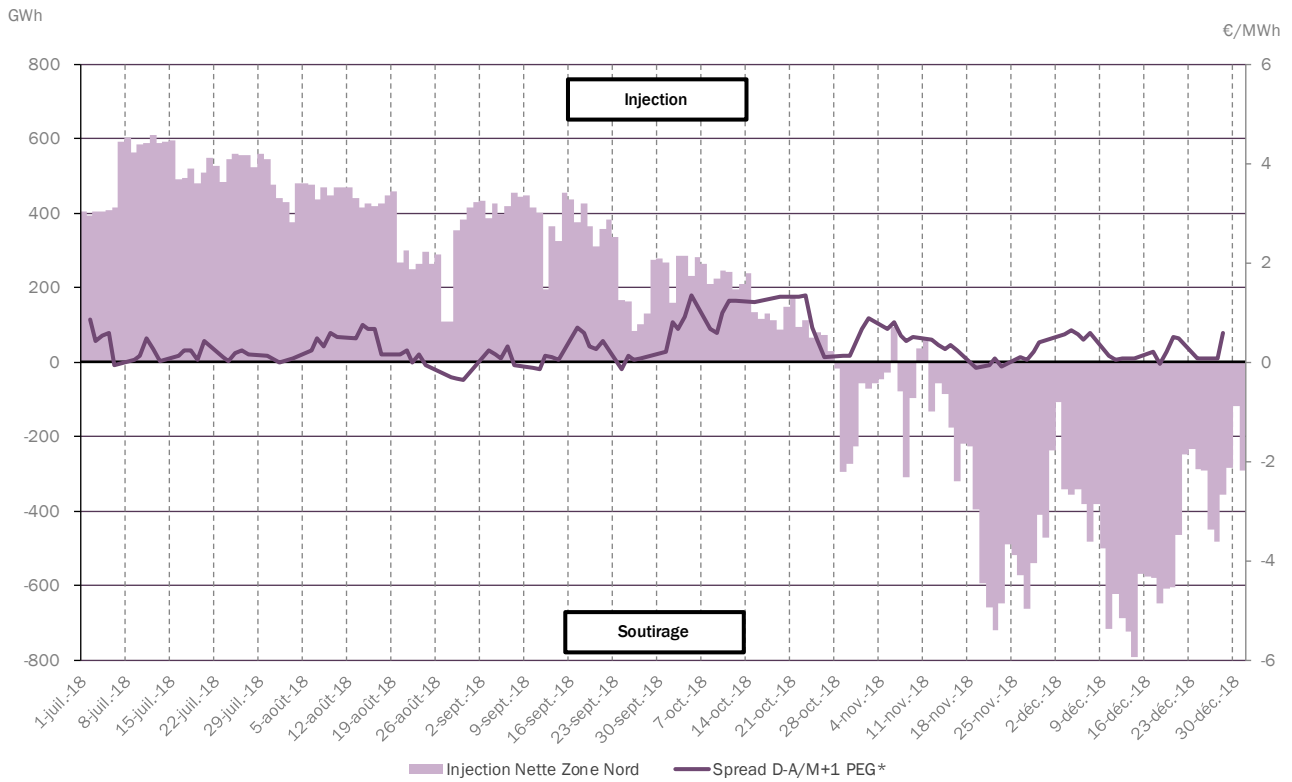
Source : Powernext, Teréga – Analyse : CRE

Figure 51 : Utilisation des stockages



Source : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

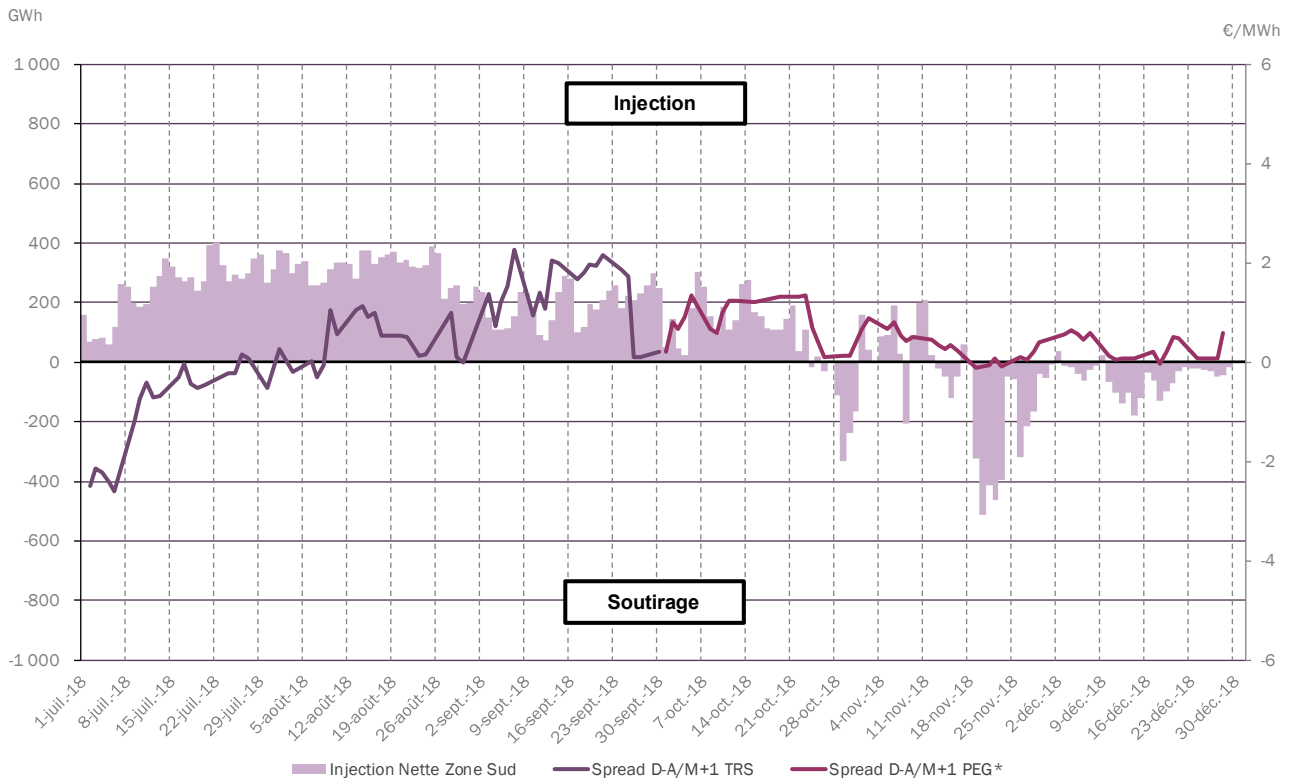
**Figure 52 : Variation nette des stockages en Zone Nord versus spread temporels (même jour de cotation)**



\* PEG Nord avant le 1<sup>er</sup> novembre 2018

Source : Pownext, GRTgaz – Analyse : CRE

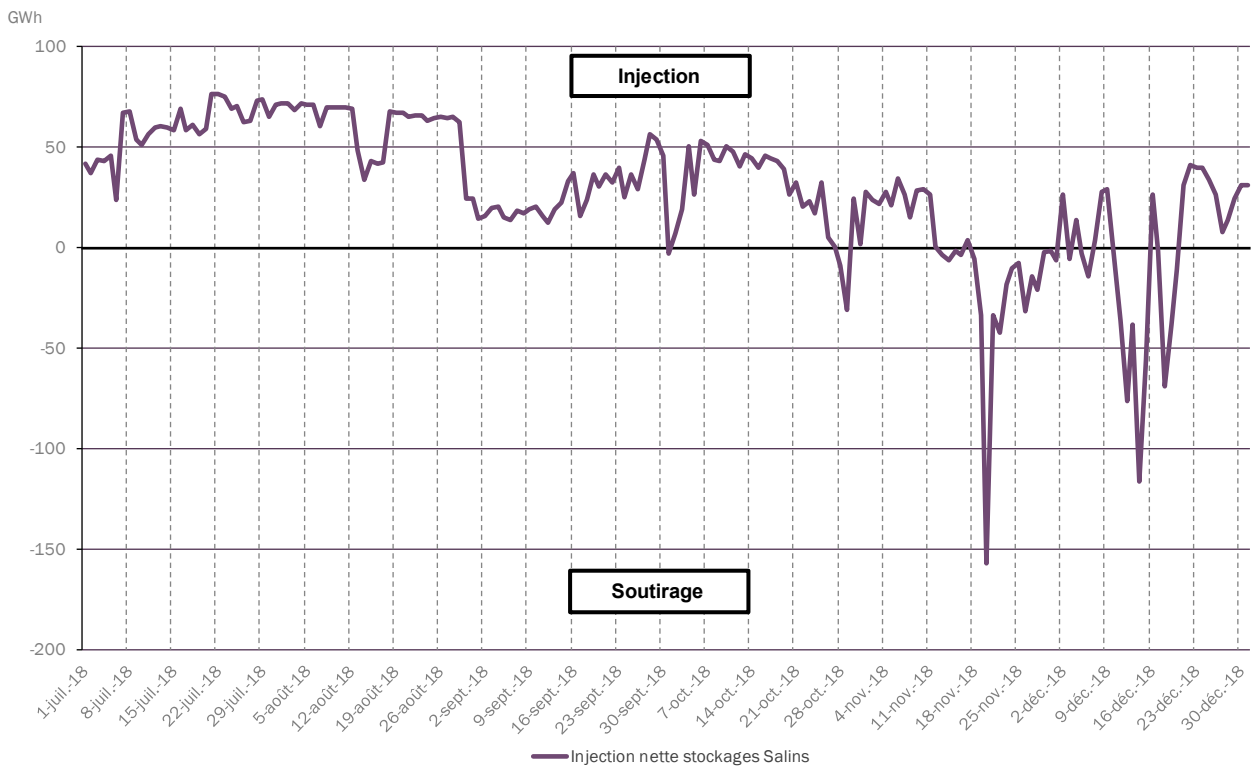
**Figure 53 : Variation nette des stockages en Zone Sud versus spread temporels (même jour de cotation)**



\* PEG Nord avant le 1<sup>er</sup> novembre 2018

Source : Powernext, GRTgaz – Analyse : CRE

Figure 54 : Variation nette du groupement de stockage Salins en zone Sud



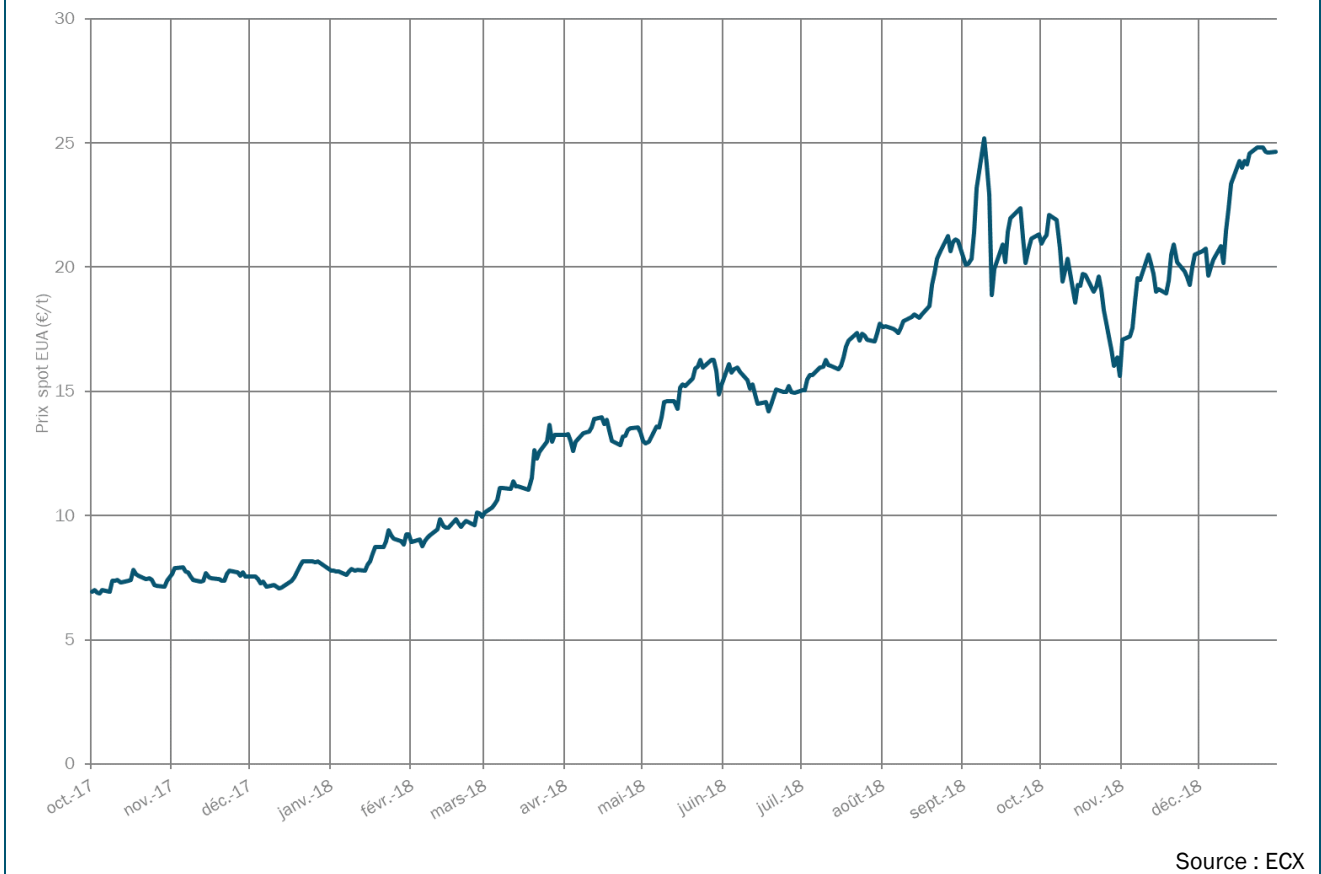
Source : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE



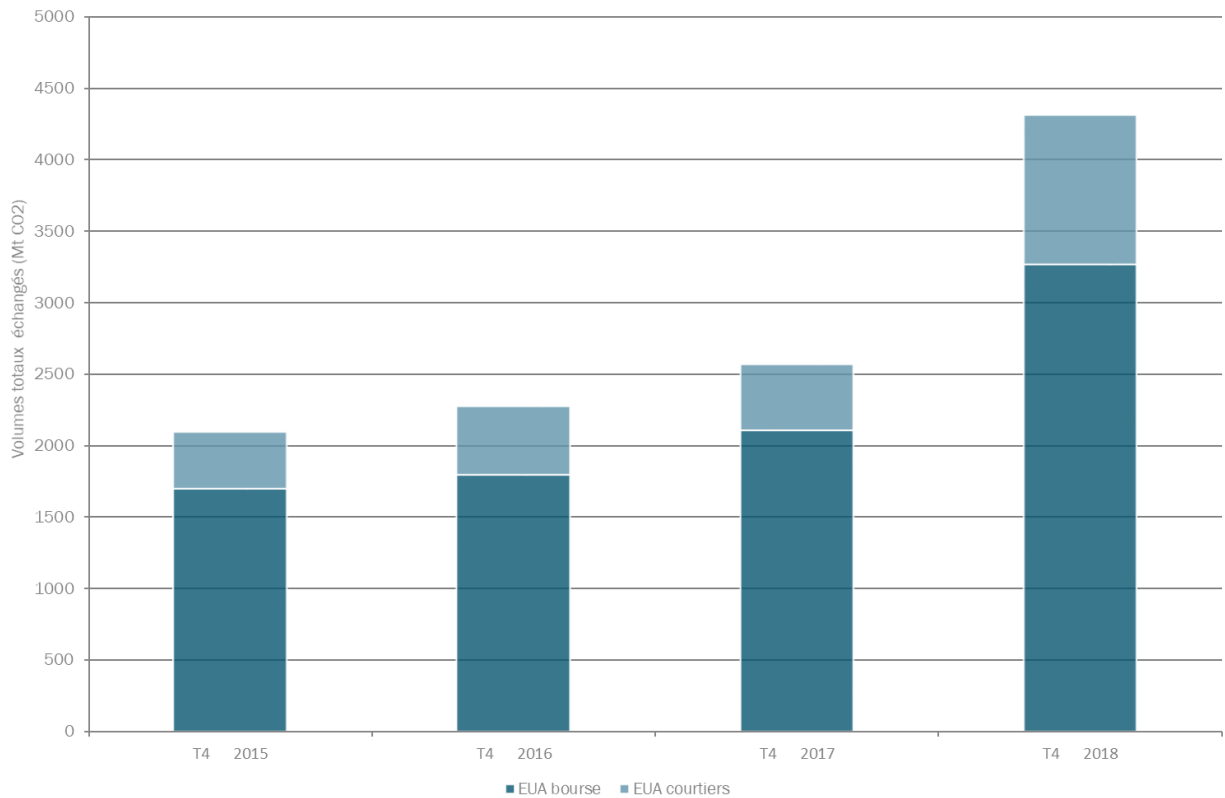
## **PARTIE 3 :** **AUTRES ÉLÉMENTS DU CONTEXTE**

### **1. PRIX DU QUOTA CO<sub>2</sub>**

Figure 55 : Évolution des prix spot et à terme EUA



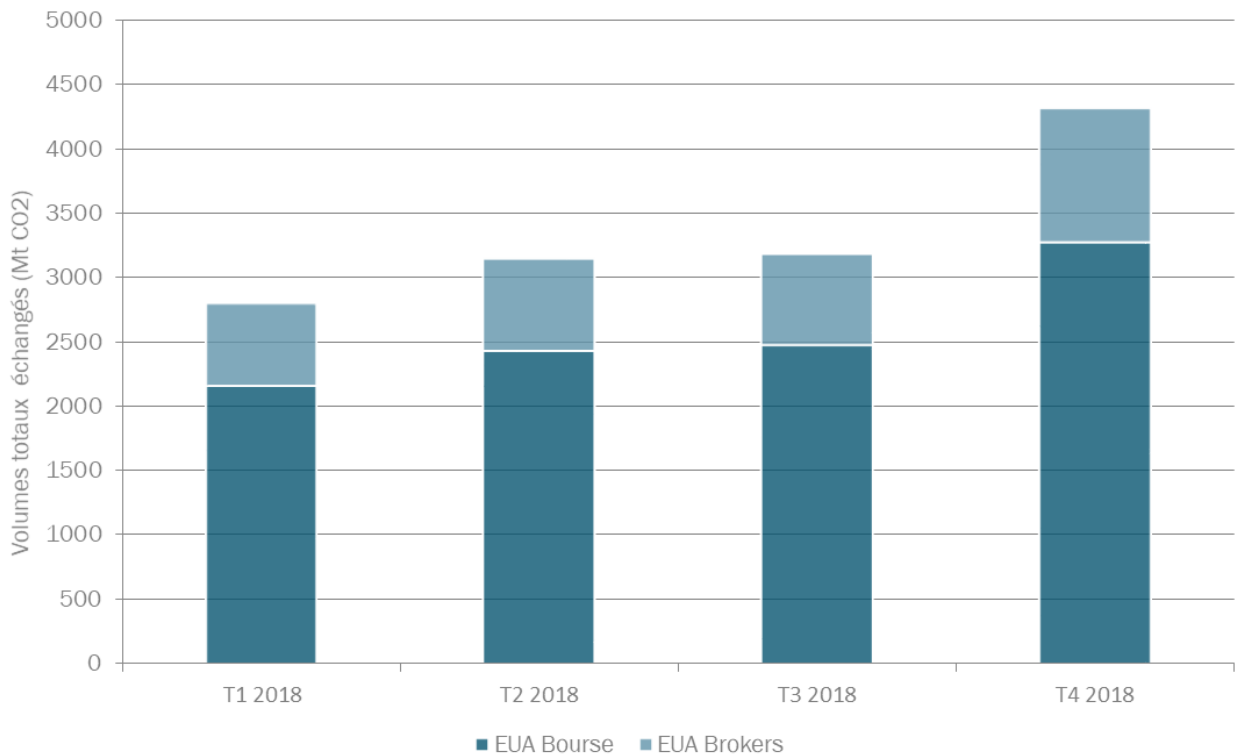
**Figure 56 : Répartition des volumes trimestriels EUA échangés sur la bourse et auprès des courtiers**



Source : ECX, EEX, LEBA

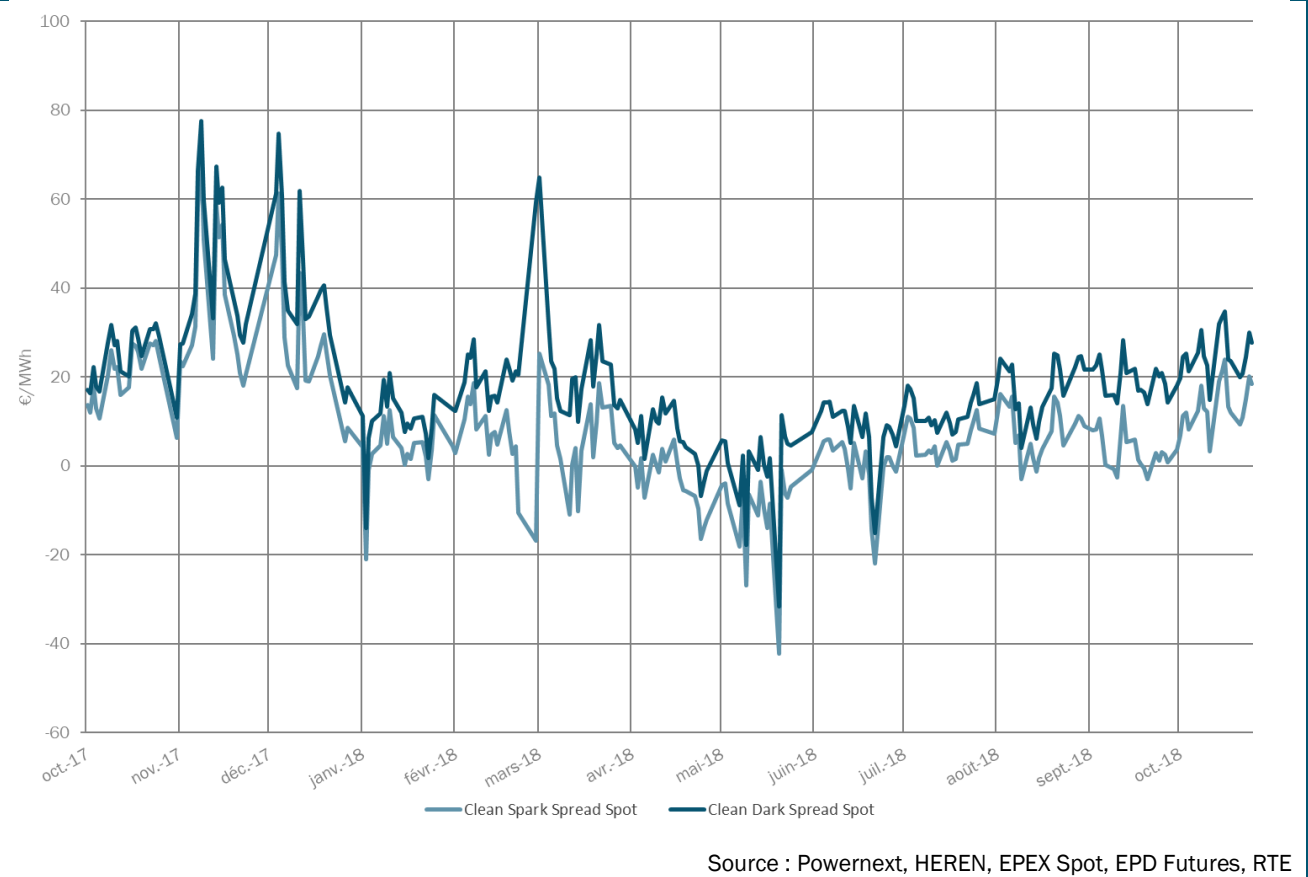
**Figure 57 Répartition des volumes annuels EUA échangés sur la bourse et auprès des courtiers**

**Correctif :** La CRE a observé que les données de volumes EUA échangés avaient été mises à jour pour l'année 2018 et que celles publiées dans les observatoires pour les trimestres 1, 2 et 3 étaient de fait incorrectes. Un correctif est disponible ci-dessous.



Source : ECX, EEX, LEBA

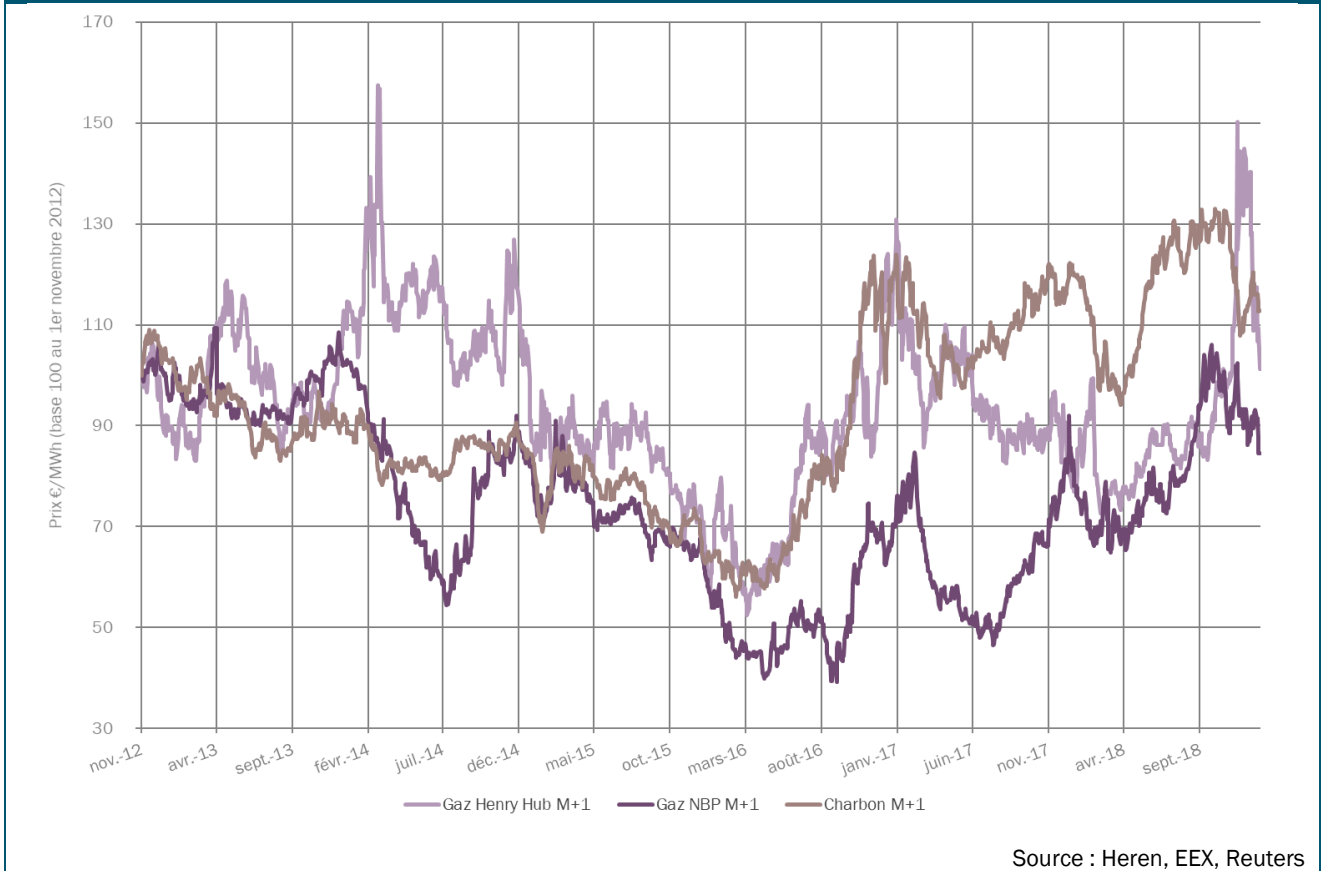
**Figure 58 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread spot sur la pointe**



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"> <li><math>p_E</math> prix spot ou Y+1 pointe France (€/MWh)</li> <li><math>p_C</math> prix M+1 ou Y+1 charbon (€/MWh)</li> <li><math>p_{CO_2}</math> prix spot ou Y+1 CO<sub>2</sub> (€/MWh)</li> <li><math>\alpha</math> inclut le pouvoir calorifique et le rendement charbon*</li> <li><math>\beta</math> le facteur d'émission charbon**</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><math>p_E</math> prix spot ou Y+1 pointe France (€/MWh)</li> <li><math>p_G</math> prix M+1 ou Y+1 gaz PEG Nord (€/MWh)</li> <li><math>p_{CO_2}</math> prix spot ou Y+1 CO<sub>2</sub> (€/MWh)</li> <li><math>\gamma</math> le rendement gaz***</li> <li><math>\delta</math> le facteur d'émission gaz****</li> </ul>
<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 CO<sub>2</sub>/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 CO<sub>2</sub>/MWh pour les centrales à gaz.</p>	

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

Figure 59 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux États-Unis (Henry Hub) versus le charbon (ARA) (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](http://www.epexspot.com/fr))
- **EEX** : bourse allemande European Energy Exchange, non obligatoire ([www.eex.de](http://www.eex.de)).
- **APX** : bourse néerlandaise Amsterdam Power Exchange, obligatoire pour les imports et les exports aux Pays-Bas ([www.apx.nl](http://www.apx.nl)).
- **Omel** : pool espagnol, quasi obligatoire ([www.omel.es](http://www.omel.es)).
- **NordPool** : bourse scandinave, non obligatoire (une des bourses électriques les plus anciennes d'Europe, [www.nordpool.no](http://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](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](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](http://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](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**

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

**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.

**Powernext** : bourse française du gaz du groupe EEX

**PEGAS** : plateforme centrale de négociation du gaz opérée par Powernext

**PIR** : point d'interconnexions réseau

**PITS** : points d'interconnexion transport stockage

**PITTM** : points d'interconnexion terminal méthanier

« **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.

### **GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DE GROS DU CO<sub>2</sub>**

**Backloading** : Solution de court terme pour gérer le surplus de marché des quotas de CO<sub>2</sub> 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 (CO<sub>2</sub>)** : 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](http://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. 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 CO<sub>2</sub>.

**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 CO<sub>2</sub>) 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 CO<sub>2</sub>. Ce mécanisme, qui entrera en service en 2019, permettra d'absorber 12% du surplus lorsqu'il est au-dessus de 833 MtCO<sub>2</sub> et de relâcher 100 MtCO<sub>2</sub> de permis sur le marché lorsque le surplus de marché est inférieur à 400 MtCO<sub>2</sub>. 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 CO<sub>2</sub> 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.....	12
Figure 2 : Productions par filière et consommations trimestrielles.....	15
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 T4 2018.....	29
Figure 22 : Indice de concentration HHI – injections T4 2018.....	30
Figure 23 : Indice de concentration HHI – soutirages en T4 2018.....	30
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>year-ahead</i> sur les marchés du gaz en Europe.....	38
Figure 28 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF.....	39
Figure 29 : Prix du contrat <i>month-ahead</i> sur les marchés du gaz dans le monde.....	40
Figure 30 : Comparaison entre les prix du gaz et les prix des produits pétroliers.....	41
Figure 31 : Livraisons aux PEG.....	42
Figure 32 : Répartition du négoce sur le marché intermédié par produit.....	43
Figure 33 : Répartition du négoce sur le marché spot par zone.....	44
Figure 34 : Répartition du négoce sur le marché à terme par zone.....	45
Figure 35 : Répartition du négoce sur le marché spot par type d'intermédiaire.....	46
Figure 36 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire.....	47
Figure 37 : Indices de concentration du marché spot français par zone.....	48
Figure 38 : Indices de concentration du marché à terme français par zone.....	49

Figure 39 : Consommation de gaz en France .....	50
Figure 40 : Niveaux des stocks en France .....	51
Figure 41 : Niveau des stocks par zone .....	51
Figure 42 : Emissions des terminaux méthaniers .....	52
Figure 43 : Utilisation de la liaison Nord-Sud (sens Nord vers Sud).....	53
Figure 44 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau).....	54
Figure 45 : Utilisation du PIV Virtualys (sens Belgique vers France) .....	55
Figure 46 : Utilisation du PIR Obergailbach (sens Allemagne vers France) .....	56
Figure 47 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse).....	57
Figure 48 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau).....	58
Figure 49 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau).....	59
Figure 50 : Flux France-Espagne .....	60
Figure 51 : Utilisation des stockages .....	61
Figure 52 : Variation nette des stockages en Zone Nord versus spread temporels (même jour de cotation) .....	62
Figure 53 : Variation nette des stockages en Zone Sud versus spread temporels (même jour de cotation).....	63
Figure 54 : Variation nette du groupement de stockage Salins en zone Sud.....	64
Figure 55 : Évolution des prix spot et à terme EUA .....	65
Figure 56 : Répartition des volumes trimestriels EUA échangés sur la bourse et auprès des courtiers .....	66
Figure 57 Répartition des volumes annuels EUA échangés sur la bourse et auprès des courtiers.....	66
Figure 58 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread spot sur la pointe .....	67
Figure 59 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux États-Unis (Henry Hub) versus le charbon (ARA) (base 100 en novembre 2012).....	68

## **INDEX DES TABLEAUX**

Tableau 1 : Flux physiques du marché de gros de l'électricité .....	12
Tableau 2 : Prix de marché observés au cours du trimestre .....	13
Tableau 3 : Volumes négociés au cours du trimestre .....	13
Tableau 4 : Disponibilité et taux de production .....	14
Tableau 5 : Flux aux frontières.....	14
Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité .....	14
Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité.....	14
Tableau 8 : Chiffres clés du marché de gros du gaz .....	34
Tableau 9 : Prix .....	34
Tableau 10 : Négoce .....	35

