



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE



OBSERVATOIRE

3^E TRIMESTRE 2018 (DONNÉES AU 30/09/2018)

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.

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).

SOMMAIRE

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

LES FAITS MARQUANTS **DU TRIMESTRE**

Forte hausse du prix du pétrole, au plus haut depuis quatre ans

Le troisième trimestre 2018 est marqué par des cours du pétrole records. Dans la continuité du contexte haussier du second trimestre, les prix ont atteint fin septembre leur plus haut niveau depuis quatre ans avec plus de 70 €/bbl de Brent. En moyenne sur le trimestre, les cours du pétrole s'établissent à 64,5 €/bbl de Brent, soit une augmentation de +2 % par rapport au trimestre précédent. Les marchés ont été animés par les craintes d'approvisionnement restreint, notamment avec les sanctions à l'encontre de l'Iran et la conséquente baisse de production qui pourrait ne pas être suffisamment compensée. L'anticipation de la demande, de son côté, a été rendue délicate par les craintes de guerre commerciale entre les Etats-Unis et la Chine.

Les cours du charbon ont augmenté au cours du troisième trimestre 2018 et ont atteint en moyenne 78,3 €/t, soit une hausse de près de 10 % par rapport au trimestre précédent. La croissance de la demande asiatique est toujours un des principaux facteurs derrière la dynamique des marchés. Les prix du charbon ont également suivi la tendance haussière des autres matières premières et ont ainsi atteint un plus haut niveau depuis 2013 avec près de 85 €/t fin septembre.

Croissance soutenue des prix du marché d'électricité dans le sillage de la hausse des prix des matières premières et du CO₂

Par comparaison avec le troisième trimestre 2017, la consommation française au cours de la même période en 2018 est restée stable aux alentours de 93 TWh (Figure 14). La disponibilité nucléaire a légèrement augmenté (Figure 15), avec un taux de disponibilité moyen de 66,6 % (+1,5 point par rapport au troisième trimestre 2017). Cependant, compte tenu des fortes vagues de chaleur ayant impacté la filière nucléaire, induisant l'arrêt de certains réacteurs, ce taux est inférieur de 8,9 points par rapport au second trimestre 2018 (75,5 %). Ainsi, la production nucléaire s'est établie à 87,3 TWh, soit une hausse de +1,4 % par rapport à la même période en 2017.

En comparaison avec l'année 2017, marquée, de manière générale, par un faible niveau d'hydraulicité, la production hydraulique au troisième trimestre 2018 a progressé de +16,7 % pour s'établir à 12,2 TWh (Figure 18). Cependant, elle affiche une baisse de -44,9 % par rapport au trimestre précédent (22,2 TWh). Le trimestre a également été marqué par une baisse de -20 % de la production éolienne (4,1 TWh) par rapport au trimestre précédent. Cette moindre sollicitation de la production hydraulique et la forte baisse de la production éolienne expliquent l'augmentation de +135,5 % de la production issue des moyens fossiles passant de 3,1 TWh à 7,3 TWh. Le taux d'utilisation des filières charbon et gaz (Figures 16 et 17) a ainsi été de 20 % en moyenne au cours du troisième trimestre 2018, contre respectivement 12 % et 11 % lors du trimestre précédent où la production hydraulique avait été très conséquente. Par rapport au troisième trimestre 2017 cette même production fossile affiche une baisse de 11,9 %.

Le solde exportateur de la France se porte à 16,5 TWh contre 13,0 TWh au cours du troisième trimestre 2017 (Figure 20) soit une augmentation de +27,0 %. Les exportations ont augmenté de +6,0 %, avec notamment une hausse de +3,6 % des exportations pendant les heures de pointe et +7,3 % sur des exportations en dehors de ces périodes. Les importations ont chuté de -30,3 %, avec notamment une baisse de -19,3 % des importations pendant les heures de pointe et -37,2 % sur les importations en dehors de ces périodes.

Les prix spot de l'électricité se sont établis à 57,2 €/MWh au cours du troisième trimestre 2018, soit une augmentation de +66 % 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 53,5 €/MWh, soit une hausse de +63,5 % par rapport à l'année précédente (Figure 10).

Sur les marchés à terme, le prix du produit Calendaire France Base 2019 a augmenté de +18 % en moyenne par rapport au trimestre précédent, et son équivalent Allemand a augmenté de +20,5 %. Les prix ont atteint respectivement 53,3 €/MWh et 48,6 €/MWh. Rapportés à la même période en 2017 ces prix affichent des hausses de +36% en moyenne pour le Calendaire France. Les prix des produits M+1 ont augmenté en moyenne de +48 % par rapport au second trimestre 2018, et se sont situés à 58,1 €/MWh, ce qui correspond à une hausse d'environ +54 % par rapport au troisième 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 -50 % par rapport au troisième trimestre 2017 et en diminution de -14 % par rapport au second trimestre 2018. Sur les produits mensuels (M+1), les volumes échangés sont en hausse de +60 % par rapport au troisième trimestre 2017 et +39 % par rapport au second trimestre 2018. Enfin, sur le marché Spot les volumes échangés sont stables par rapport à la même période en 2017 mais affichent cependant une baisse de -12 % par rapport au trimestre précédent (Tableau 3).

Envolée des prix du gaz en lien notamment avec les hausses importantes du prix des matières premières

La consommation de gaz en France au cours du troisième trimestre 2018 est en légère baisse de 3,4 % par rapport par rapport à la même période en 2017. La consommation liée aux sollicitations des centrales à gaz pour pallier aux indisponibilités du parc électrique pendant l'été n'ont pas compensé la baisse de la demande. Dans la continuité du deuxième trimestre, les injections dans les stockages ont été significatives et ont atteint 68 TWh, soit une hausse d'environ 50 % par rapport à la même période en 2017. Les importations de GNL ont baissé de 21 % (-6 TWh), contrebalancées par les importations terrestres qui ont augmenté de 7 % (+7 TWh) par rapport au troisième trimestre 2017.

Les prix *day-ahead* ont atteint en moyenne 24,4 €/MWh au PEG Nord, soit une hausse de 16 % par rapport au trimestre précédent mais de 52 % par rapport à la même période en 2017. L'apport faible de GNL et la forte demande d'injection ont notamment soutenu cette augmentation. Les fluctuations du prix du gaz sur les marchés voisins 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 27,0 €/MWh, soit un écart moyen avec la zone PEG Nord relativement élevé (2,6 €/MWh) mais qui s'est fortement réduit sur la fin du trimestre. Cet écart est en lien avec l'offre restreinte de gaz en zone sud et le faible taux de disponibilité de la liaison nord-sud (73 %) qui a ainsi été utilisée à son maximum.

A l'instar de tendances haussières observées sur les prix *day-ahead*, les prix calendaires ont augmenté de 16 % par rapport au trimestre précédent pour s'établir en moyenne à 22,9 €/MWh. Porté par la hausse du prix des matières premières, le prix Calendaire 2019 a atteint fin septembre un plus-haut niveau depuis 2014 avec 26,6 €/MWh.

La hausse du prix du quota de CO₂ se poursuit depuis maintenant un an

La hausse du prix du quota de CO₂ amorcée au troisième trimestre 2017 s'est poursuivie au cours du troisième trimestre 2018. Alors qu'en 2017 le trimestre se clôturait à un prix de 7,1 €/tCO₂, il se clôture en 2018 à un prix de 21,2 €/tCO₂, signifiant que le prix a presque triplé en un an. Le maximum atteint sur cette période, qui est aussi le maximum depuis dix ans, l'a été début septembre et valait 25,2 €/tCO₂, avant une correction forte néanmoins, les jours suivants. Cette hausse globale s'inscrit dans un contexte général de hausse des matières premières mais a également été impulsée par l'anticipation de la mise en service de la Réserve de Stabilité de Marché début 2019. Il s'échangeait au troisième trimestre 2017, sur les bourses et via les courtiers, 2375 MtCO₂ sous forme d'EUA contre 2421 MtCO₂ en 2018, soit un maintien du volume d'échange, après la forte hausse de l'année précédente. Toutefois, le marché se trouvait dans une situation de surachat, ce qui explique, entre autres, le pic de prix de début septembre et sa correction par la suite.

Evolution des prix des commodities



LES INDICATEURS **DE MARCHÉ**

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

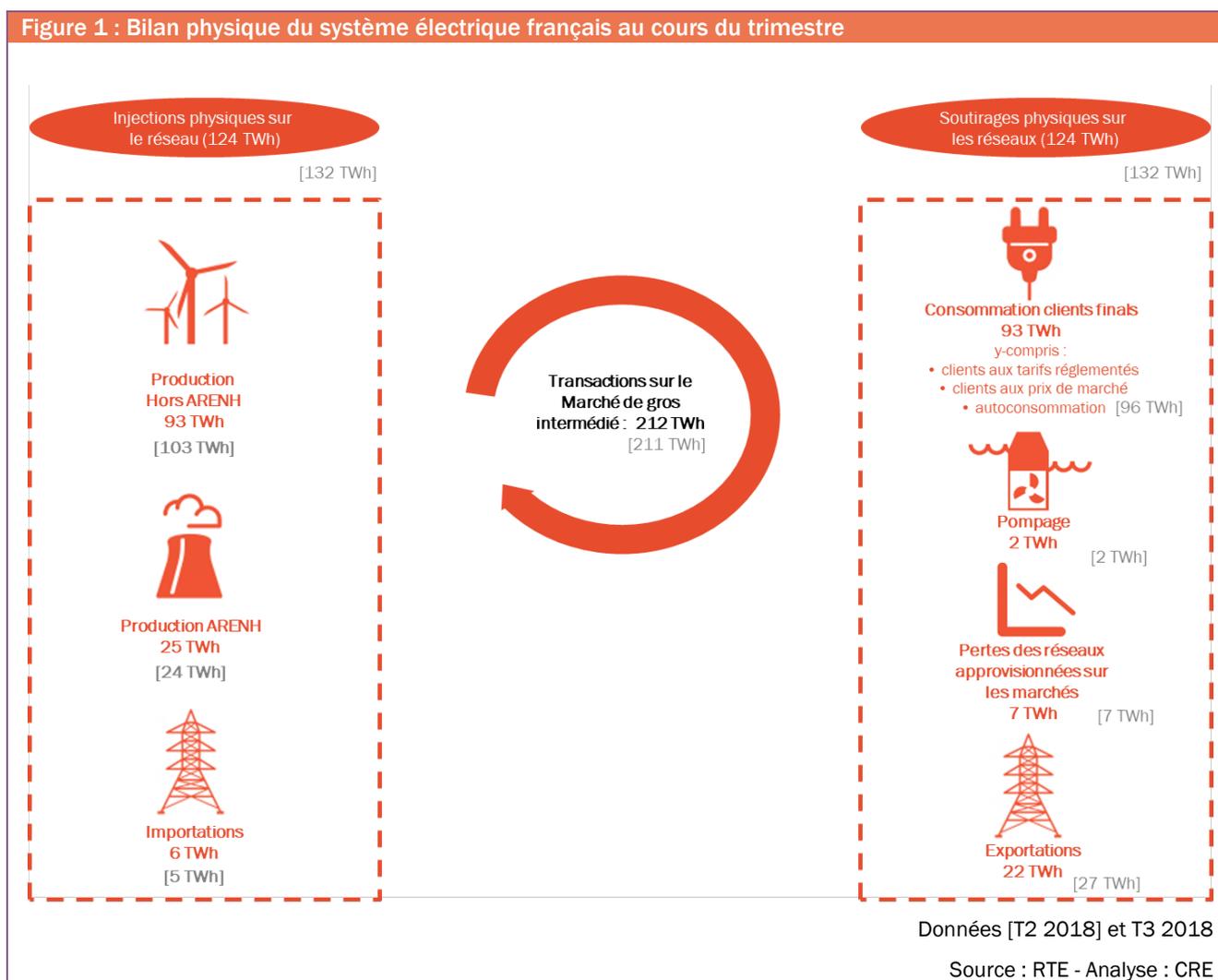
1. DATES-CLÉS

Novembre 2000	La CRE valide la première version du contrat de responsable d'équilibre (RE)
Début 2001	Premiers achats de pertes sur le marché par RTE
Mai 2001	Premières cotations OTC publiées concernant le marché français
Septembre 2001	Premières mises aux enchères de capacités de production par EDF (VPP)
Novembre 2001	Lancement du marché Powernext Day-Ahead
Juin 2004	Lancement du marché Powernext Futures
Juillet 2004	Premiers achats de pertes sur le marché par ERDF
Janvier 2006	Mise en place d'enchères de capacités explicites aux frontières (à l'exception de la Suisse)
Novembre 2006	Démarrage du market coupling entre la France, la Belgique et les Pays-Bas.
Juillet 2007	Lancement des marchés Powernext Intraday et Continuous
Avril 2009	Fusion de Powernext et EEX ; lancement d'EPEX SPOT et d'EPD pour les produits à terme
Novembre 2010	Extension du market coupling entre la France, la Belgique et les Pays-Bas au Luxembourg et à Allemagne
Décembre 2010	Couplage des marchés infra-journaliers français et allemand d'EPEX SPOT
Juillet 2011	Ouverture des droits à l'ARENH
Novembre 2011	Les produits futurs négociés sur EPD France deviennent à règlement financier
Novembre 2011	Arrêt des enchères VPP ¹
Janvier 2012	Début des allocations de capacités long-terme d'interconnexion entre la France et la Suisse par enchères explicites
Janvier 2012	Début des allocations infra-journalières de capacités d'interconnexion entre la France et la Suisse
Juin 2012	Début des allocations infra-journalières de capacités d'interconnexion entre la France et l'Italie
Juin 2013	Couplage des marchés infra-journaliers français et suisse (marché infra-journalier suisse créé par la même occasion) d'EPEX SPOT
Février 2014	Couplage de la zone NWE
Avril 2014	Couplage de la zone SWE
Mai 2014	Couplage des marchés NWE et SWE
Septembre 2014	Nouvelle plateforme EEX (www.eex-transparency.com)
Décembre 2014	Nouvelle plateforme RTE en conformité avec le règlement transparence CE 543/2013

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

Février 2015	Extension du couplage des marchés journaliers à la frontière France-Italie
Avril 2015	Intégration d'APX présent sur les marchés spot anglais, belge et néerlandais dans EPEX
Mai 2015	Lancement du couplage de marché fondé sur la méthode « flow-based » dans la zone CWE
Décembre 2015	Passage à des produits demi-horaires en infra-journaliers aux interconnexions France-Suisse et France-Allemagne
Mars 2016	Passage à des allocations explicites continues de la capacité France-Belgique en infra-journalier
Octobre 2016	Couplage en infra-journalier des zones Belgique et Pays-Bas. La capacité d'interconnexion France-Belgique n'est plus disponible que de manière implicite.
Décembre 2016	Lancement de la première enchère de garantie de capacité en France
Mars 2017	Lancement de produits 30 minutes en infra-journalier en France, Allemagne et Suisse
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		
	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T3 2018 / T2 2018	T3 2018 / T3 2017			
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur	
Injections, en TWh										
Production Hors ARENH, en TWh	94	117	140	103	92	-10%	-10,04	-2%	-1,61	
ARENH, en TWh	21	21	23	24	25	5%	1,21	-	4,08	
Imports, en TWh	7	15	10	6	6	9%	0,53	-16%	-1,22	
Soutirages, en TWh										
Consommation clients finals, en TWh	92,99	123	137	96	93	-3%	-2,91	-0,1%	-0,06	
Pompage, en TWh	1	2	2	2	2	-14%	-0,26	7%	0,11	
Exports, en TWh	21	17	24	27	22	-18%	-4,88	6%	1,23	
Pertes, en TWh	7	10	11	7	7	-4%	-0,26	0%	-0,03	

Source : RTE – Analyse : CRE

OBSERVATOIRE DES MARCHÉS DE GROS DU 3EME 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 T3 2018 / T2 2018		Variation annuelle T3 2018 / T3 2017	
	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T3 2018	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
Prix de marché Spot									
Prix Intraday France, en €/MWh	34,6	57,7	46,2	37,1	57,1	54%	20,01	65%	22,47
Prix Day-Ahead France en Base, en €/MWh	34,5	56,6	43,8	36,8	57,2	56%	20,46	66%	22,70
Prix Day-Ahead France en Pointe, en €/MWh	40,3	70,0	52,1	44,2	64,3	45%	20,09	60%	24,01
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	1,8	23,1	8,3	0,8	3,7	379%	2,93	106%	1,91
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	2,6	23,5	8,1	3,6	4,5	23%	0,82	70%	1,85
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne	62%	7%	31%	28%	54%	93%	0,26	-13%	-0,08
Prix de marché à terme									
Prix M+1 France, en €/MWh	37,8	63,2	44,0	39,3	58,1	48%	18,79	54%	20,29
Spread M+1 France-Allemagne, en €/MWh	3,3	22,5	6,9	0,9	3,8	337%	2,90	13%	0,43
Prix Q+1 France, en €/MWh	47,5	55,4	34,0	41,4	68,3	65%	26,92	44%	20,87
Spread Q+1 France-Allemagne, en €/MWh	10,5	13,9	1,3	0,6	13,1	2064%	12,49	25%	2,65
Prix Y+1 France, en €/MWh	39,1	42,5	40,0	45,0	53,3	18%	8,31	36%	14,23
Spread Y+1 France-Allemagne, en €/MWh	6,1	5,9	5,0	4,7	4,9	5%	0,25	-19%	-1,13
Ratios Y+1 Pointe/Base									
France	129%	129%	128%	127%	127%	0%	0,00	-2%	-0,03
Allemagne	124%	124%	125%	124%	122%	-1%	-0,01	-2%	-0,02

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

Tableau 3 : Volumes négociés au cours du trimestre

	Valeurs trimestrielles					Variation trimestrielle T3 2018 / T2 2018		Variation annuelle T3 2018 / T3 2017	
	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T3 2018	En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En valeur
NEB									
Volumes NEB, en TWh	98,96	114,00	119,92	102,17	99,65	-2%	-2,52	1%	0,69
Ratio NEB/Consommation française	106%	93%	88%	107%	107%	-	0,01	-	0,01
Marché Spot, en TWh									
Volumes sur le marché Intraday EPEX SPOT, en TWh	34,59	32,87	39,65	39,21	34,49	-12%	-4,72	0%	-0,10
Part des Volumes Intraday cross-border Fr-All	1,6	1,8	2,0	1,9	2,4	24%	0,48	48%	0,78
Part des Volumes Intraday cross-border Fr-All	80%	57%	65%	72%	76%	7%	0,05	-5%	-0,04
Volumes sur le marché Day-Ahead EPEX SPOT, en TWh	28,0	24,7	29,8	31,4	28,1	-11%	-3,39	0%	0,10
Volumes sur le marché Day-Ahead Brokers, en TWh	5,0	6,4	7,8	5,8	4,0	-31%	-1,82	-20%	-0,98
Marché à terme									
Volumes, en TWh									
Volumes, en TWh	243,5	326,8	238,7	171,7	177,5	3%	5,8	-27%	-66,06
Part de marché Brokers	86,5%	86,1%	87,1%	83,3%	82,9%	-	-0,4%	-	-3,6%
Part de marché EEX	13,5%	13,9%	12,9%	16,7%	17,1%	-	0,4%	-	3,6%
Nombre de Transactions									
Nombre de Transactions	20 351	28 061	32 098	16 873	21 738	29%	4 865	7%	1 387
Part de marché Brokers	85,3%	79,7%	84,8%	83,8%	84,9%	-	1,1%	-	-0,5%
Part de marché EEX	14,7%	20,3%	15,2%	16,2%	15,1%	-	-1,1%	-	0,5%
Produit Y+1									
Volumes, en TWh	101,2	149,2	58,9	59,6	51,0	-14%	-8,59	-50%	-50,22
Nombre de Transactions	2584	3465	1593	1667	1622	-3%	-45	-37%	-962
Produit Q+1									
Volumes, en TWh	26,6	38,0	35,7	19,7	27,8	41%	8,11	4%	1,19
Nombre de Transactions	2276	3485	2972	1371	2485	81%	1114	9%	209
Produit M+1									
Volumes, en TWh	24,9	29,0	42,9	21,5	34,5	60%	12,99	39%	9,63
Nombre de Transactions	4300	6873	9771	4391	6922	58%	2531	61%	2622

*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

OBSERVATOIRE DES MARCHÉS DE GROS DU 3EME 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 T3 2018 / T2 2018		Variation Annuelle T3 2018 / T3 2017	
	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T3 2018	En points		En points	
Parc nucléaire									
Taux de production moyen du parc nucléaire (%)	60,3	65,7	80,2	66,5	61,5	-5,0		1,2	
Taux de disponibilité du parc nucléaire (%)	65,1	70,4	86,7	75,5	66,6	-8,9		1,5	
Production hydraulique									
Taux de production moyen du parc hydraulique (%)	29,6	21,3	37,9	37,1	25,6	-11,5		-4,0	

Source : RTE- Analyse : CRE

Tableau 5 : Flux aux frontières

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T3 2018 / T2 2018		Variation Annuelle T3 2018 / T3 2017	
	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T3 2018	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Importations (TWh)									
Importations pointe (TWh)	2,9	5,5	4,0	2,2	2,3	8,3%	0,2	-19,3%	-0,6
Importations hors-pointe (TWh)	4,6	9,1	6,5	2,9	2,9	-1,0%	0,0	-37,2%	-1,7
Exportations (TWh)	20,5	16,6	23,4	25,9	21,7	-16,0%	-4,1	6,0%	1,2
Exportations pointe (TWh)	6,9	5,2	8,7	9,1	7,2	-21,2%	-1,9	3,6%	0,3
Exportations hors-pointe (TWh)	13,6	11,4	14,6	16,8	14,6	-13,2%	-2,2	7,3%	1,0
Solde exportateur (TWh)	13,0	2,0	12,9	20,8	16,5	-20,6%	-4,3	27,0%	3,5

Source : RTE- Analyse : CRE

Tableau 6 : Acteurs du marché français de l'électricité

	Valeurs trimestrielles					Variation Trimestrielle T3 2018 / T2 2018		Variation Annuelle T3 2018 / T3 2017	
	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T3 2018	En pourcentage	Variation	En pourcentage	Variation
Responsables d'équilibre									
Producteurs d'électricité actifs	18	19	20	19	20	5,3%	1	11,1%	2
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	16	16	18	17	18	0,0%	1	0,0%	2
Fournisseurs de clients finals	28	27	28	27	27	0,0%	0	-3,6%	-1
Actifs à l'import/export	47	47	49	46	44	-4,3%	-2	-6,4%	-3
Actifs à l'échange de blocs	85	87	82	82	83	1,2%	1	-2,4%	-2

Source : RTE- Analyse : CRE

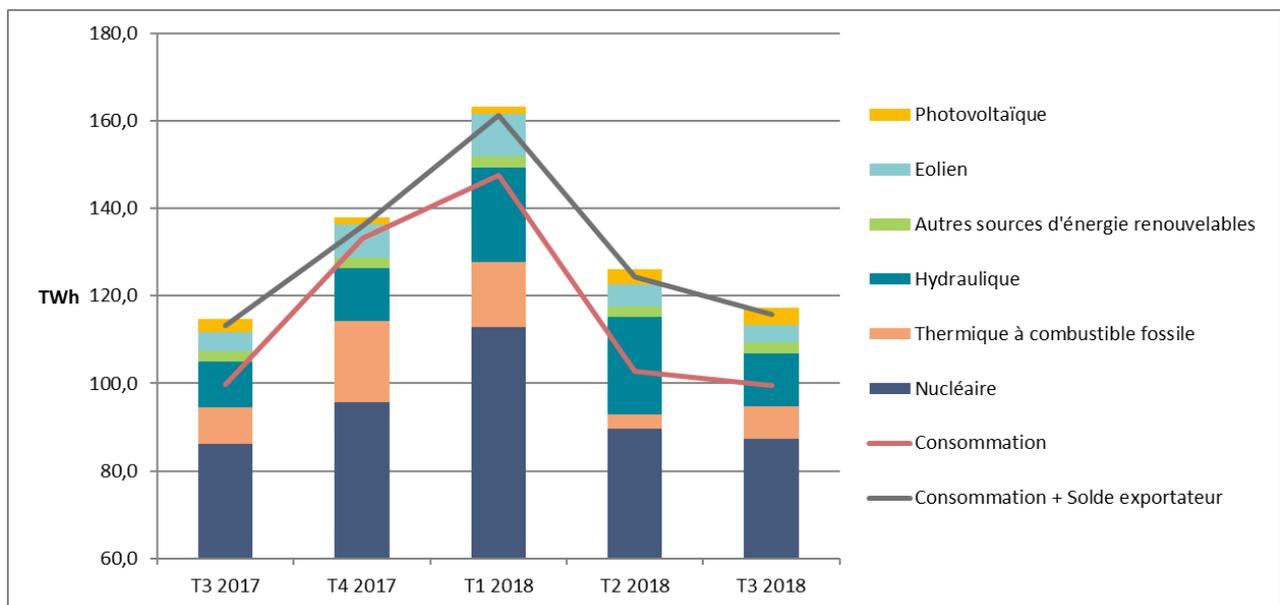
Tableau 7 : Indices de concentration du marché de l'électricité

	HHI - Concentration du marché					
	T2 2017		T2 2018		T3 2018	
		EDF inclus		EDF inclus		EDF inclus
Livraisons						
OTC - achats de blocs	330	809	402	1084	397	880
OTC - ventes de blocs	537	756	652	863	560	761
EPEX - achats	712	1297	450	731	357	966
EPEX - ventes	428	1668	523	2110	560	1038
Injections						
Production	3990	7449	4217	4201	3958	7362
Importations	2200	1635	1580	1234	860	852
Soutirages						
Consommation clients finals	1738	4639	1298	3996	1275	3882
Pertes	1562	1671	2178	1926	2303	2000
Exportations	1756	1444	1416	1999	1107	1108

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

4. GRAPHIQUES

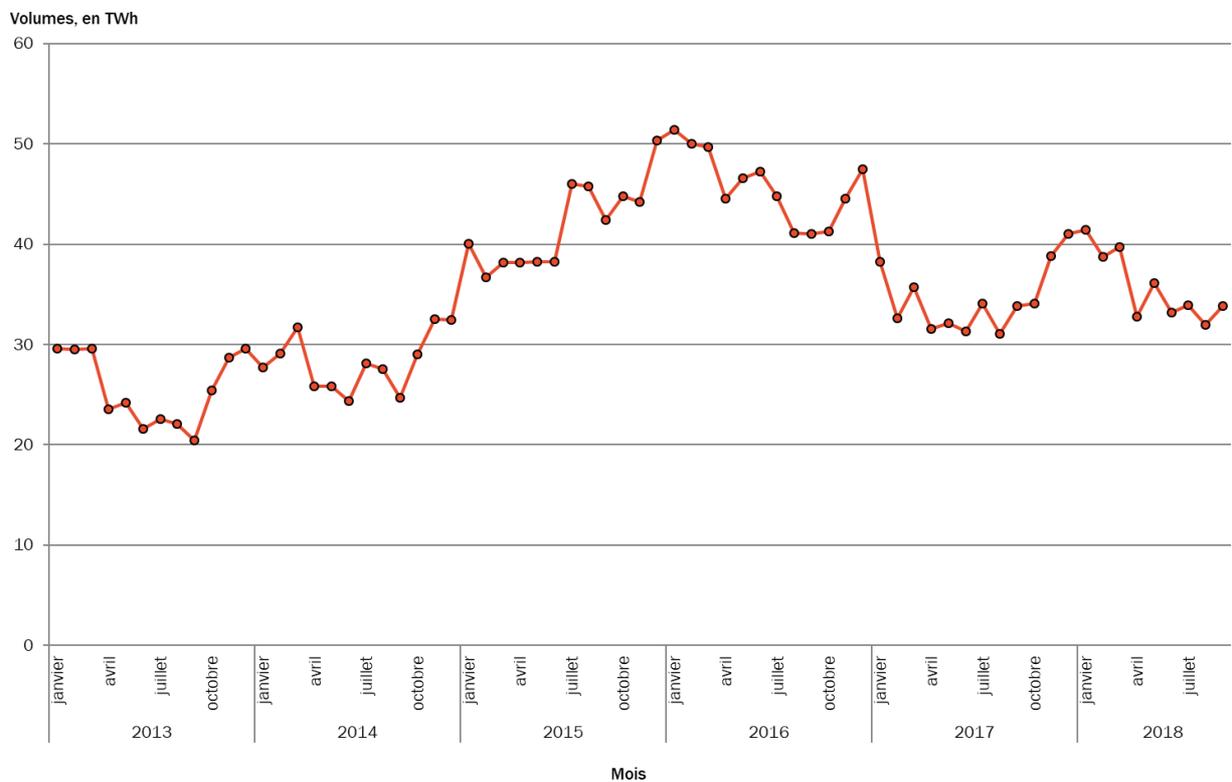
Figure 2 : Productions par filière et consommations trimestrielles*



*La figure 2 publiée dans l'observatoire du second trimestre 2018 concernant la production par filière et la consommation étaient erronées n'étant pas actualisée par rapport au premier trimestre. Les données rectifiées figurent dans la figure 2 ci-dessus.

Source : RTE – Analyse : CRE

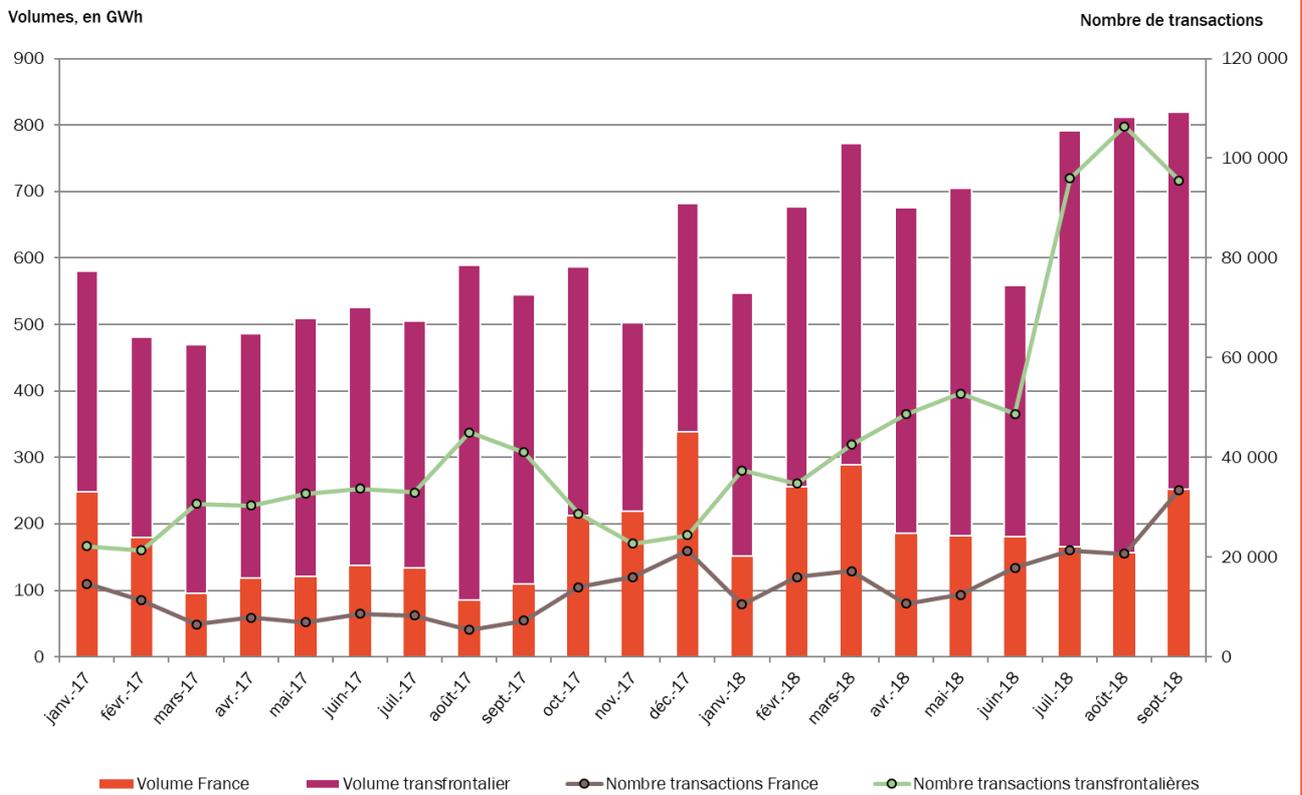
Figure 3 : Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 4 : Volumes et nombre de transactions en infra-journalier sur le marché EPEX SPOT

// SOMMES MENSUELLES //



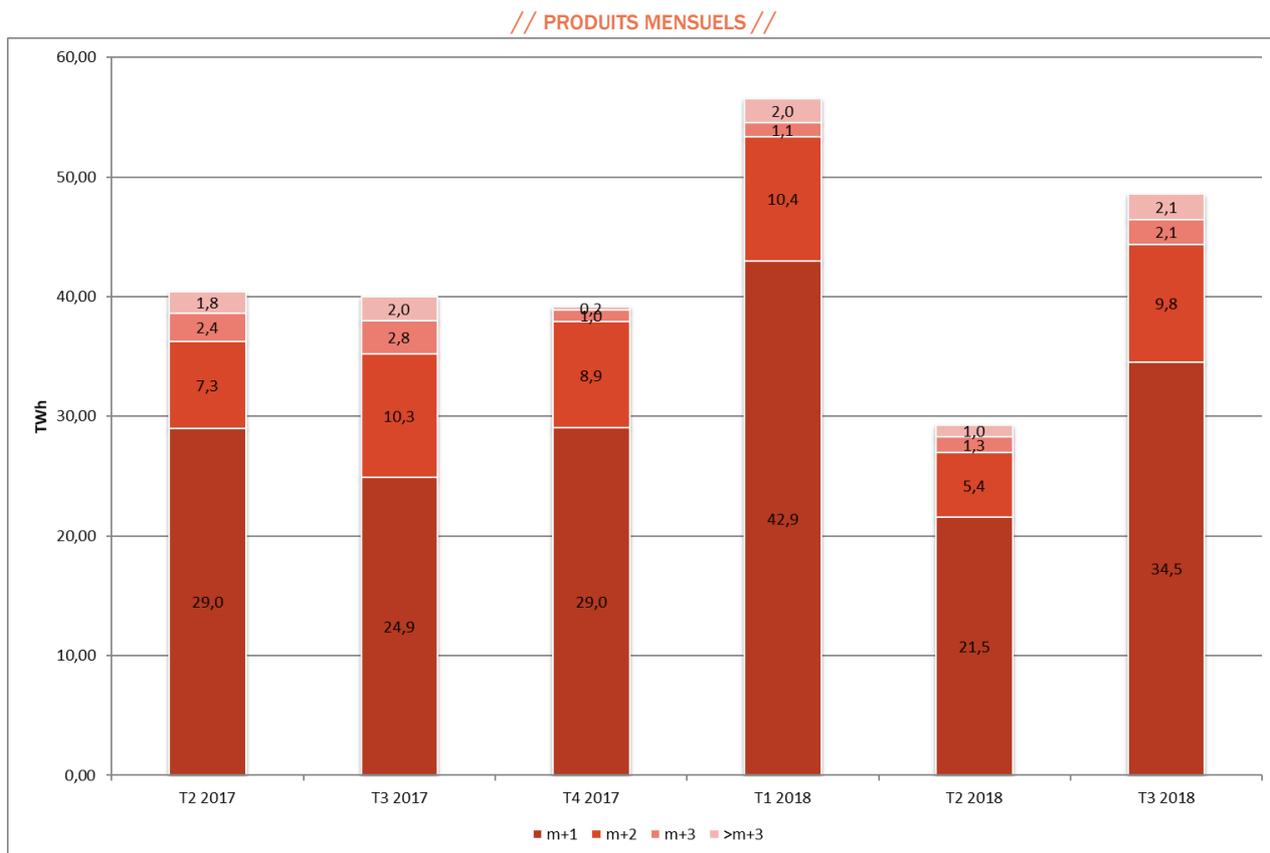
Source : EPEX SPOT, Courtiers – Analyse : CRE

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



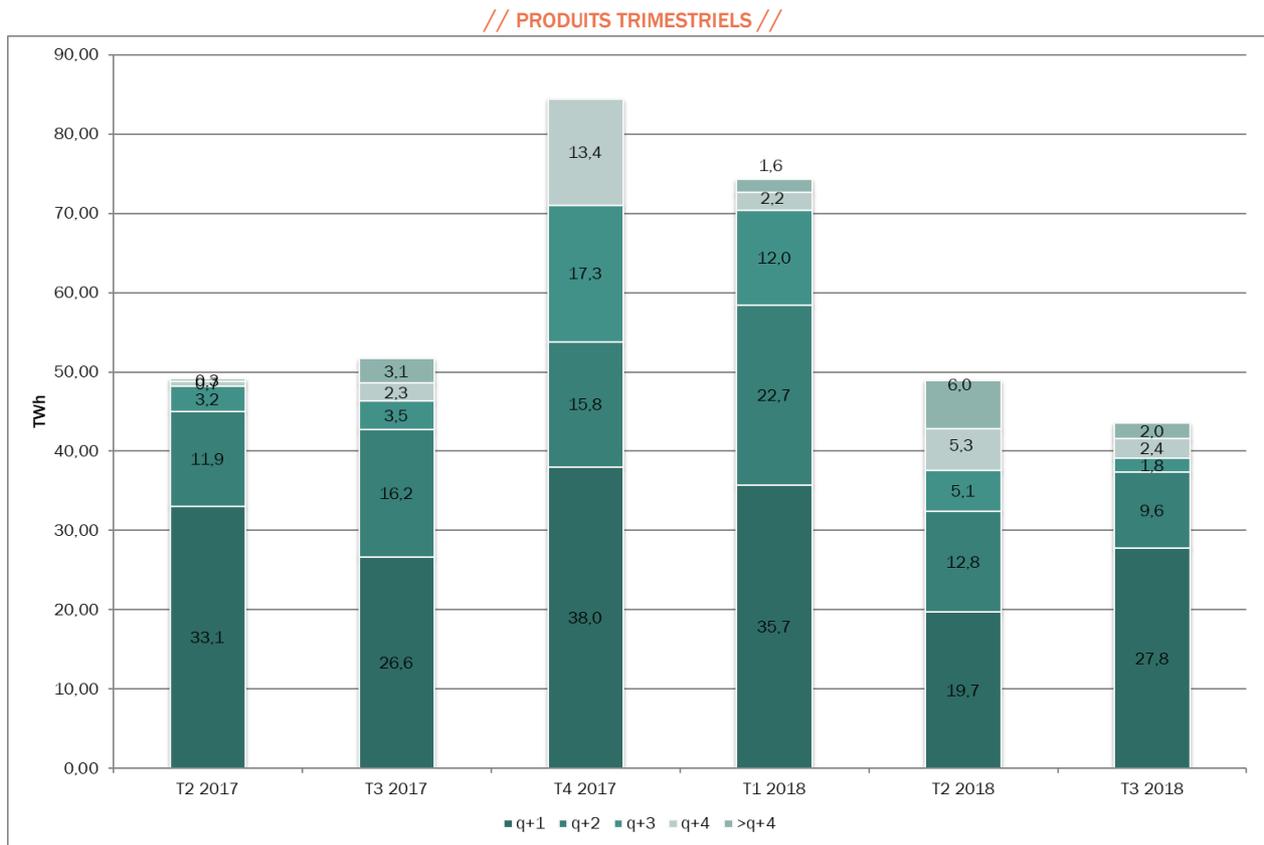
Source : EPEX SPOT, Courtiers – Analyse : CRE

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



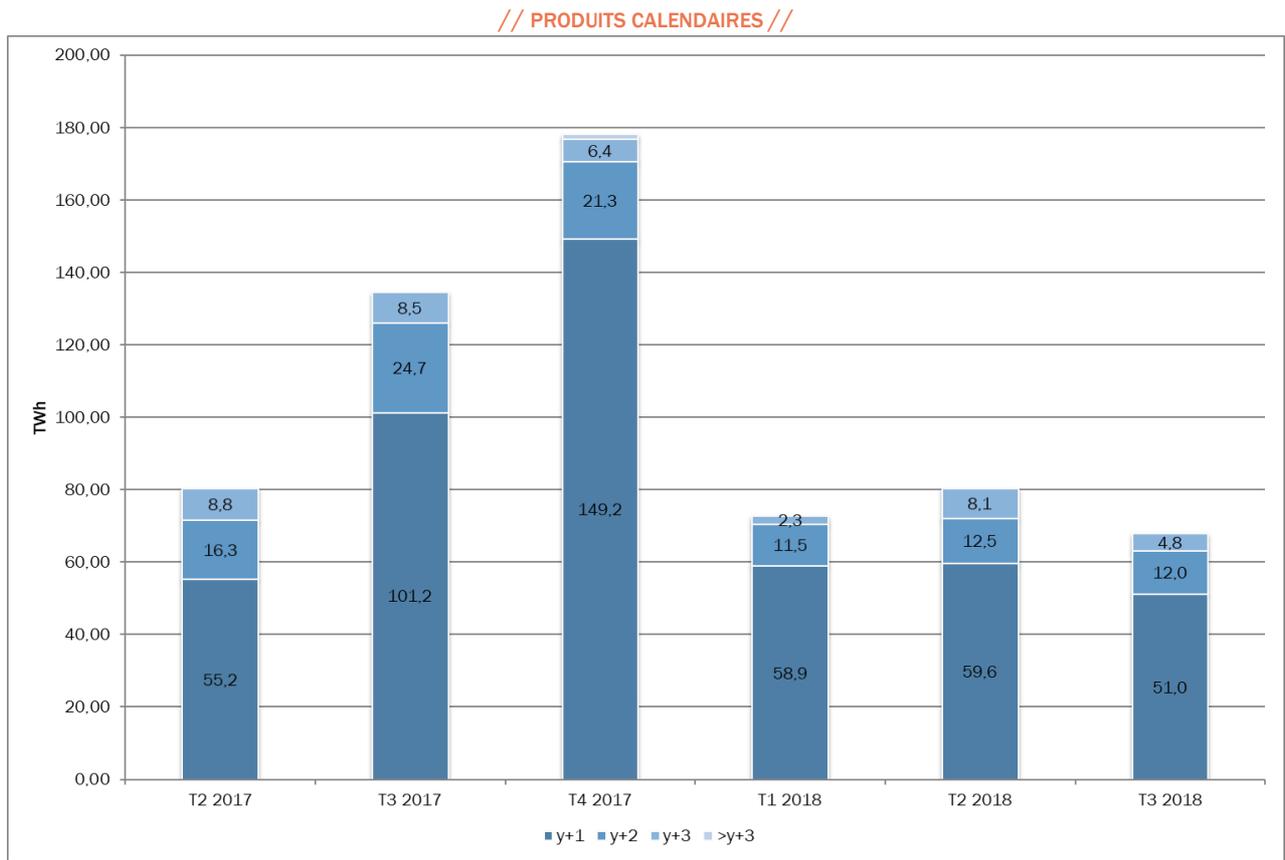
Source : Courtiers, EPD France – Analyse : CRE

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

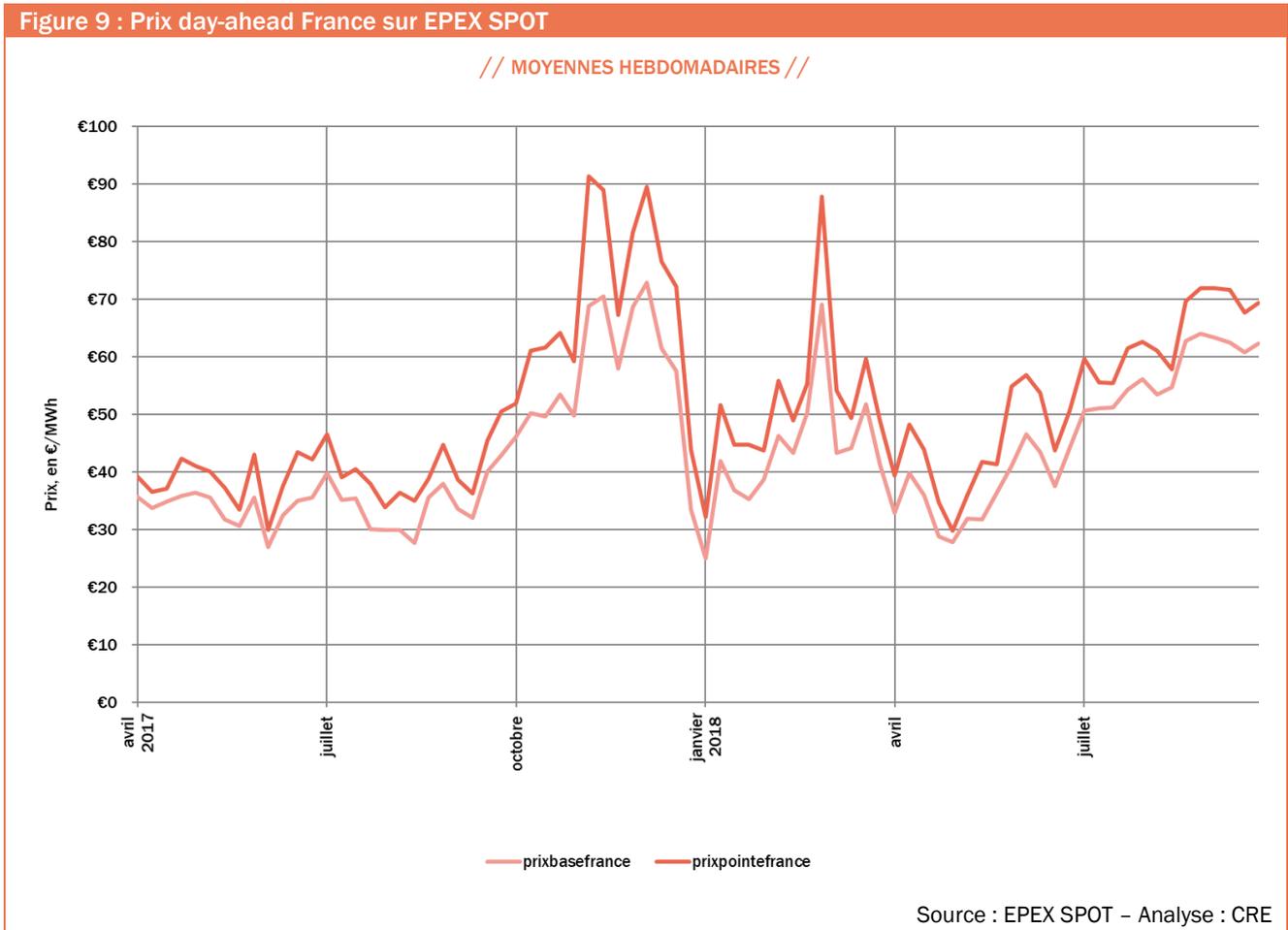
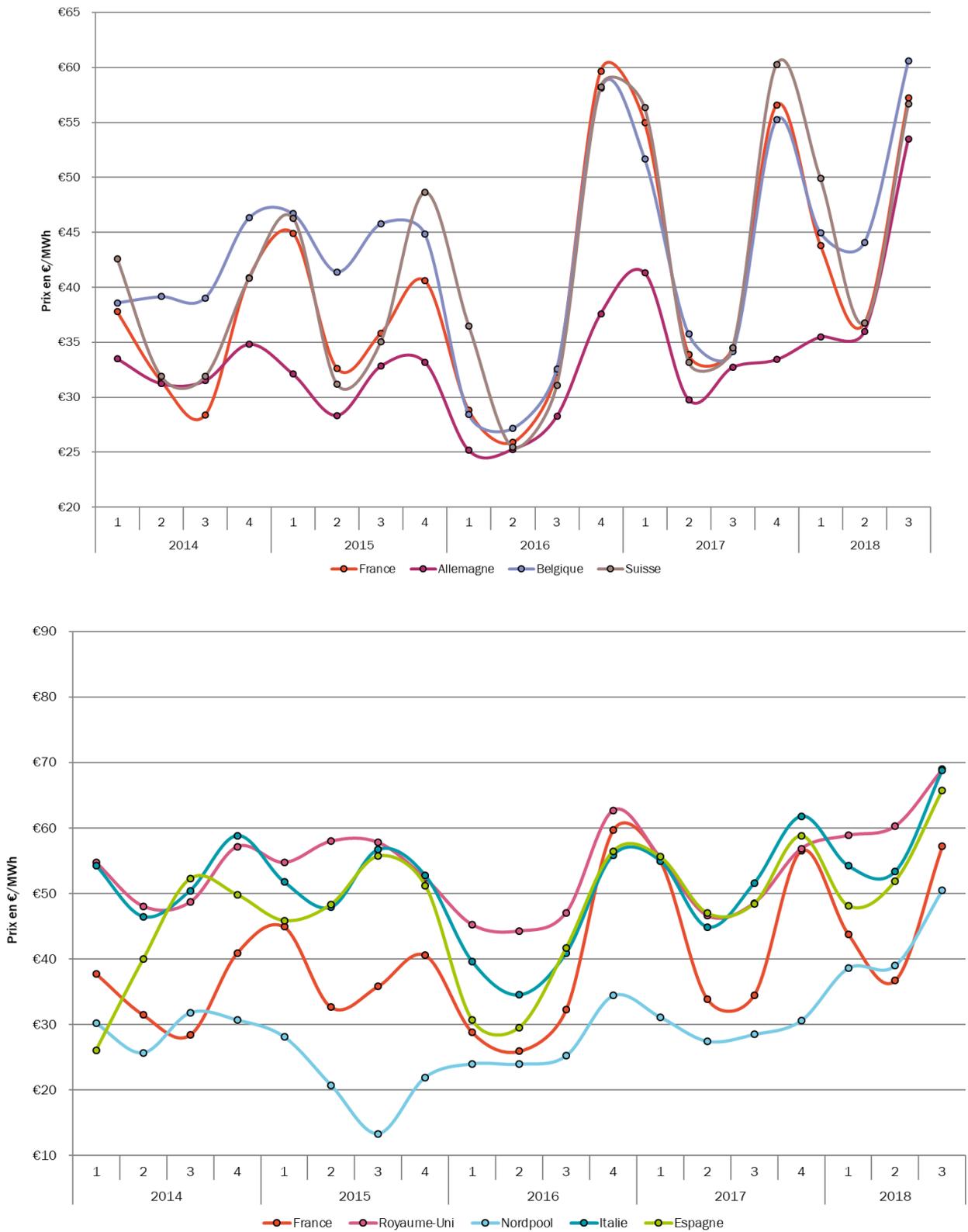


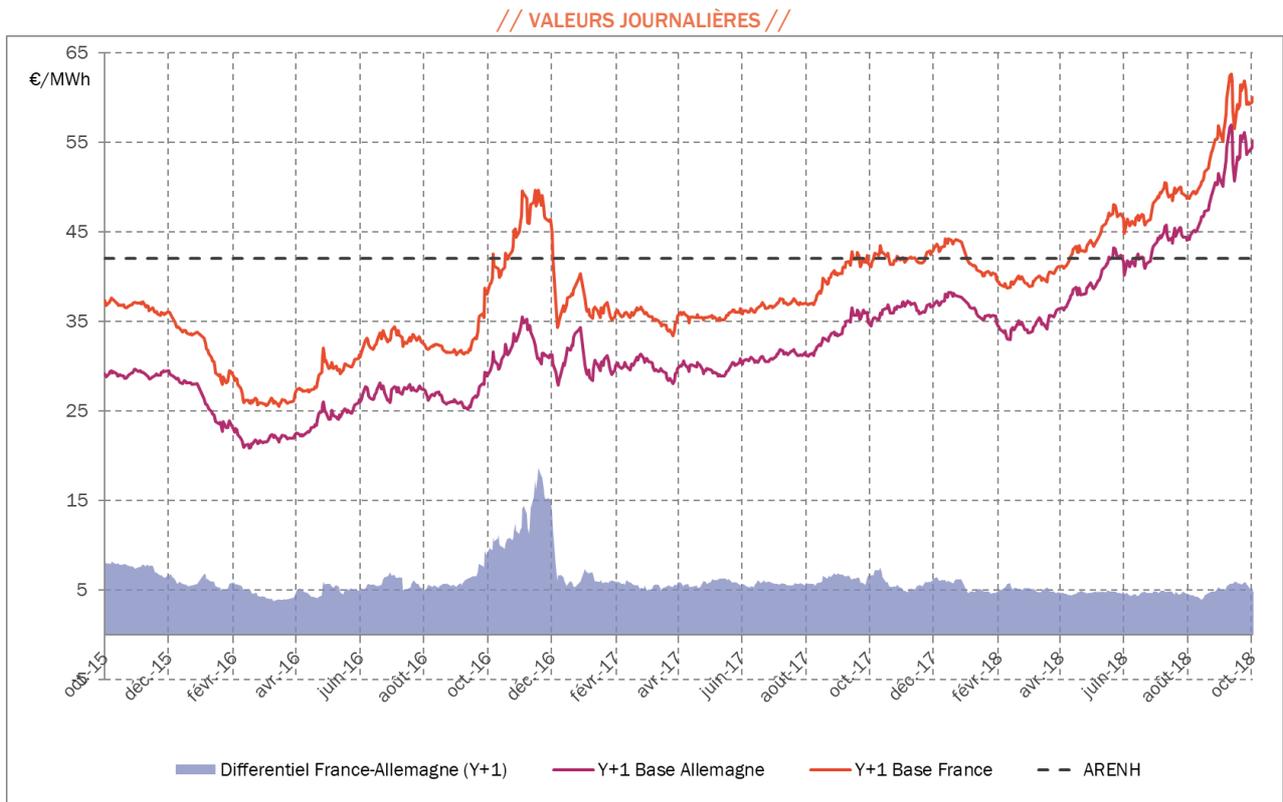
Figure 10 : Prix day-ahead Base sur les principaux marchés européens

// MOYENNES TRIMESTRIELLES //



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

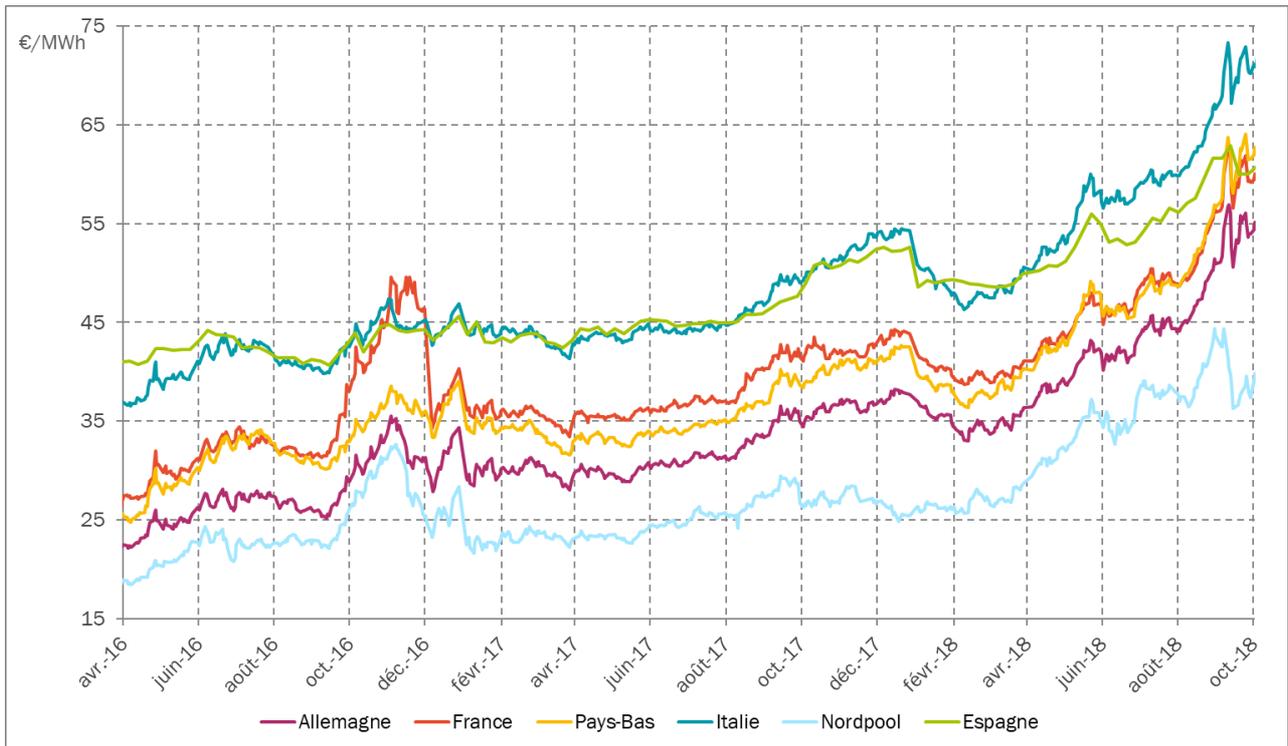
Figure 11 : Prix à terme Y+1 en Base en France et en Allemagne



Source : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

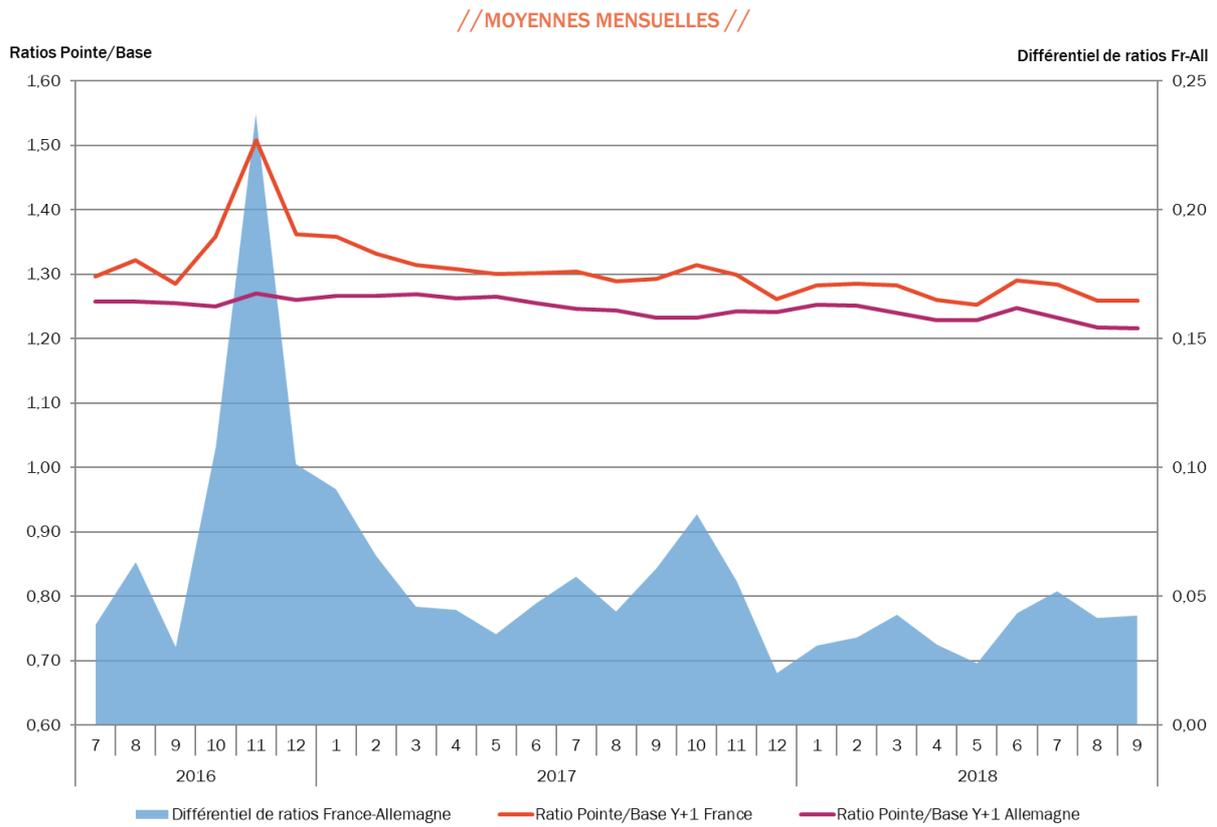
Figure 12 : Prix à terme Y+1 en Base en Europe

// VALEURS JOURNALIÈRES //



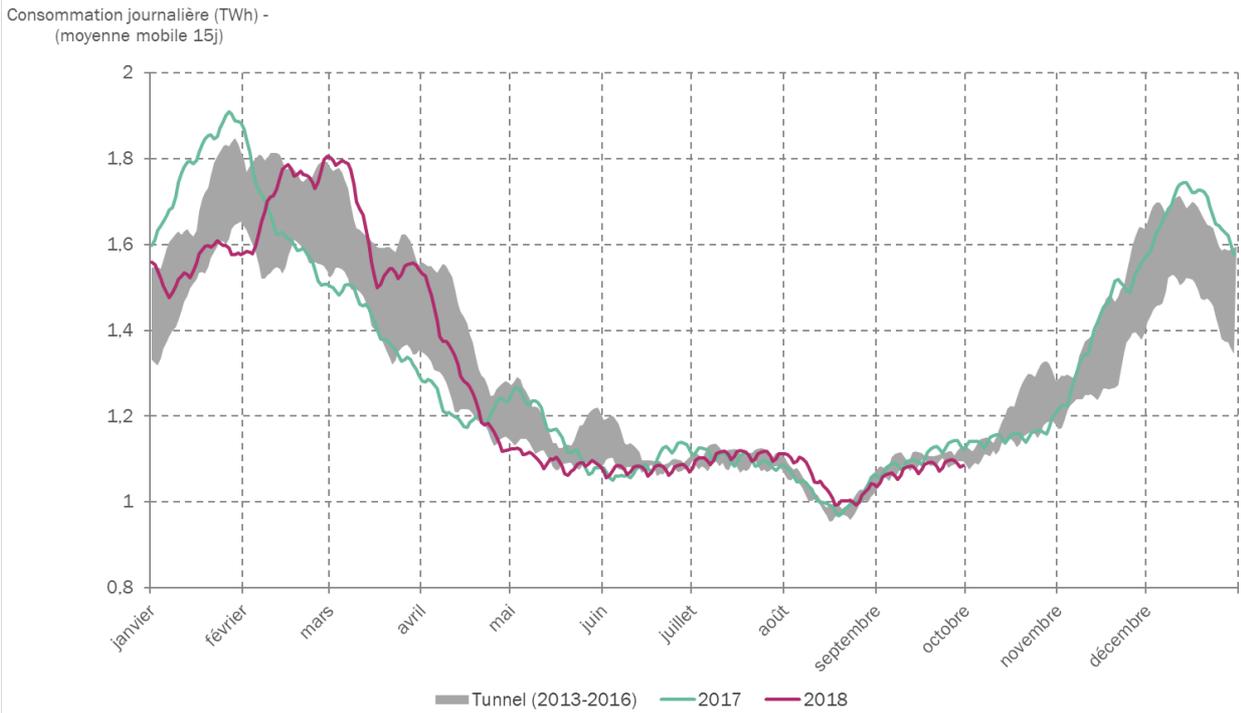
Source : EEX Power Derivatives, Courtiers – Analyse : CRE

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



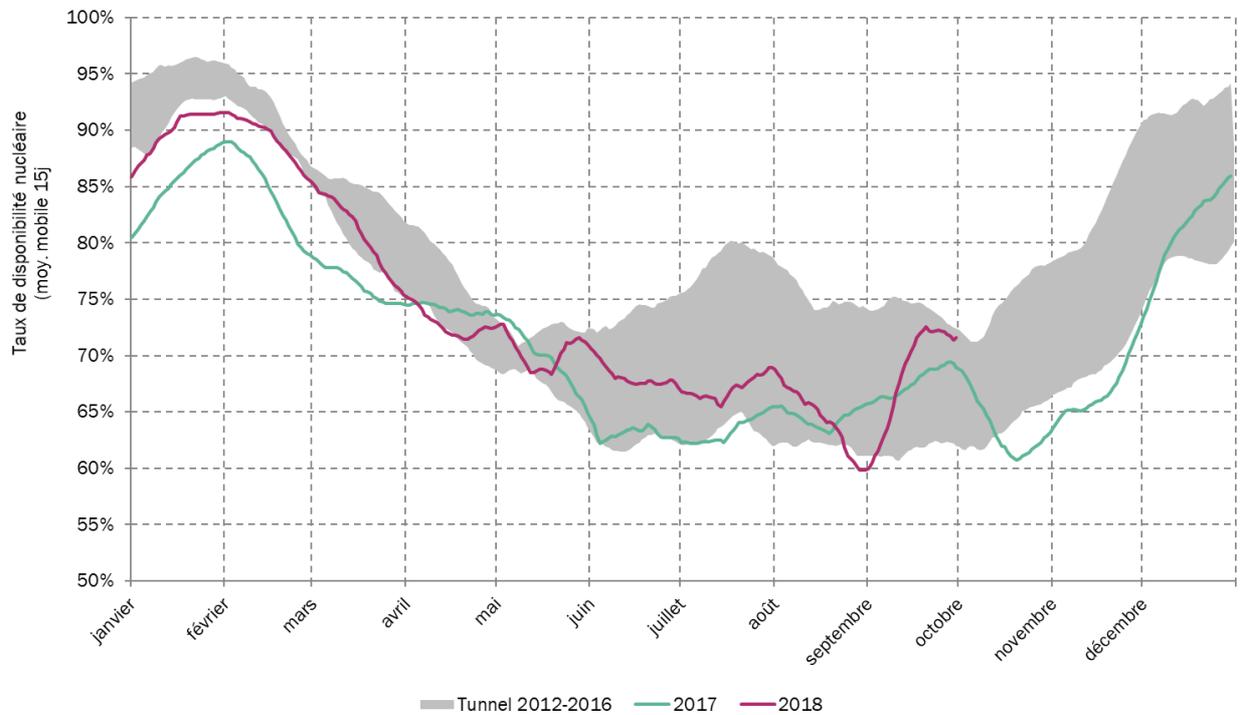
Source : EEX Power Derivatives – Analyse : CRE

Figure 14 : Consommation



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 15 : Taux de disponibilité nucléaire



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 16 : Taux de production de la filière charbon

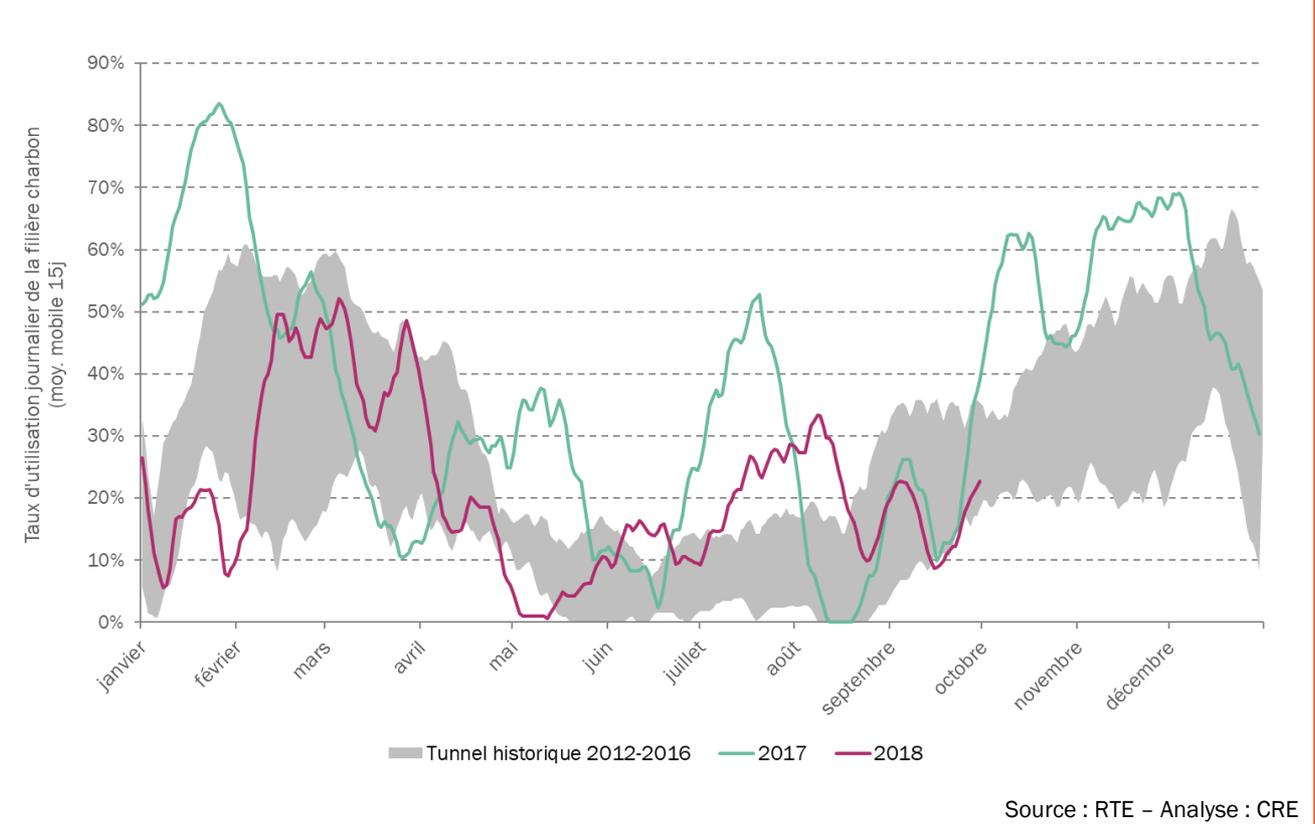


Figure 17 : Taux de production de la filière gaz

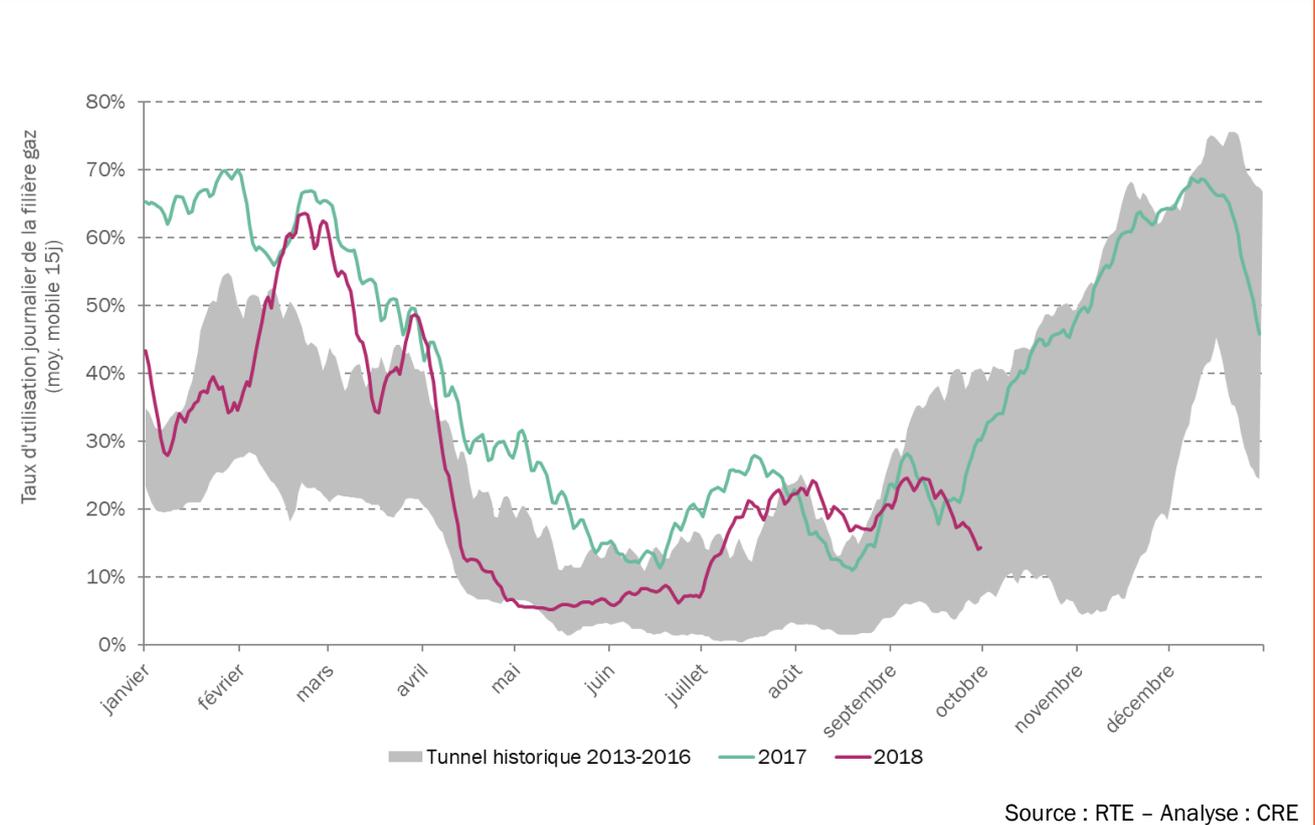
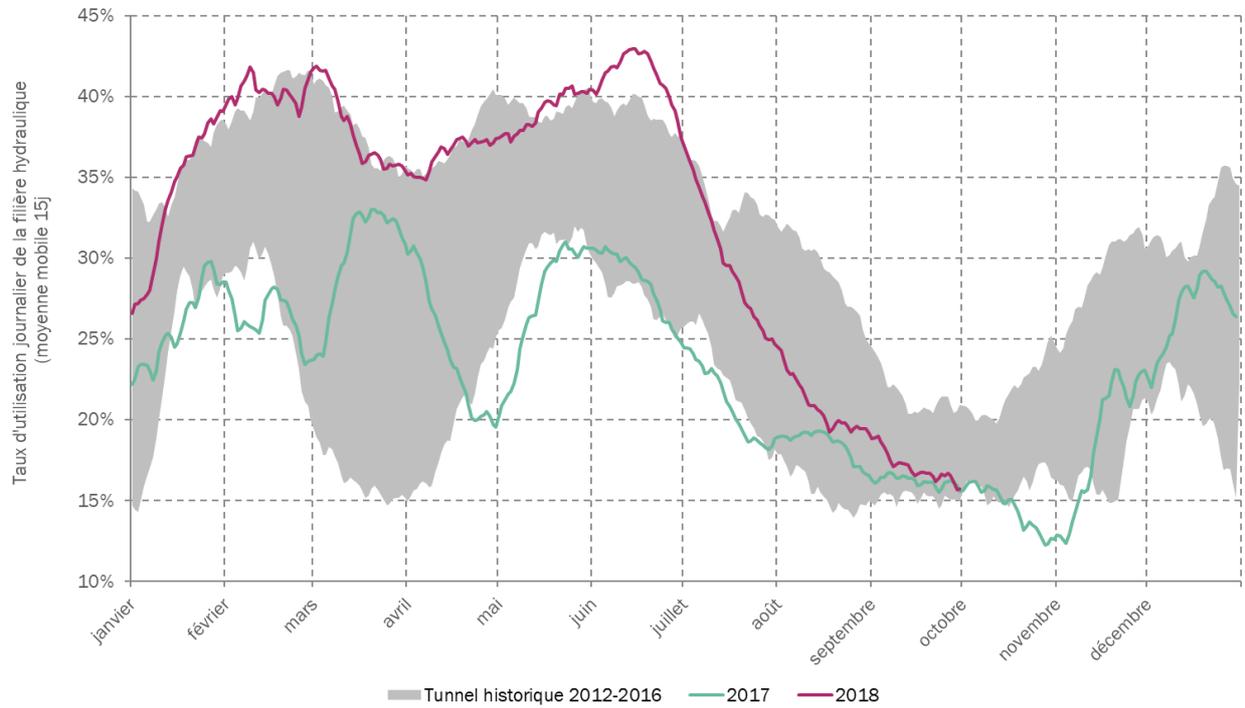
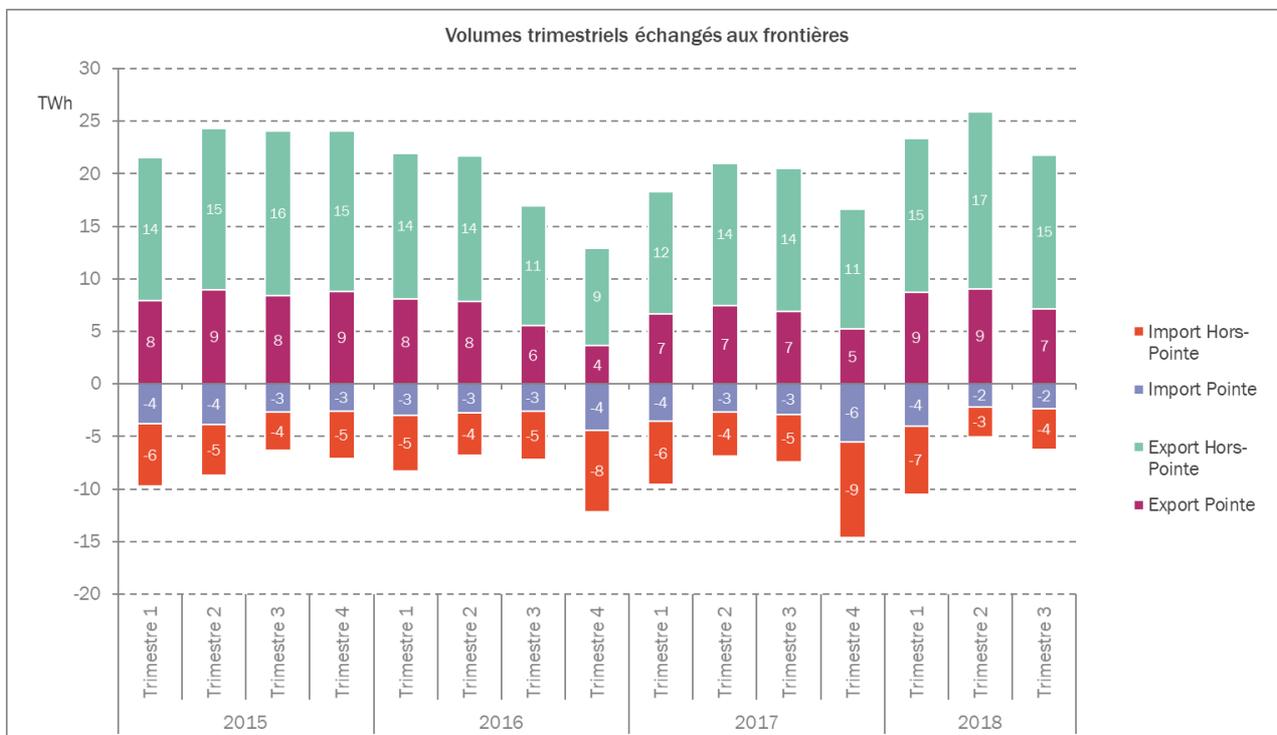


Figure 18 : Taux de production de la filière hydraulique



Source : RTE – Analyse : CRE

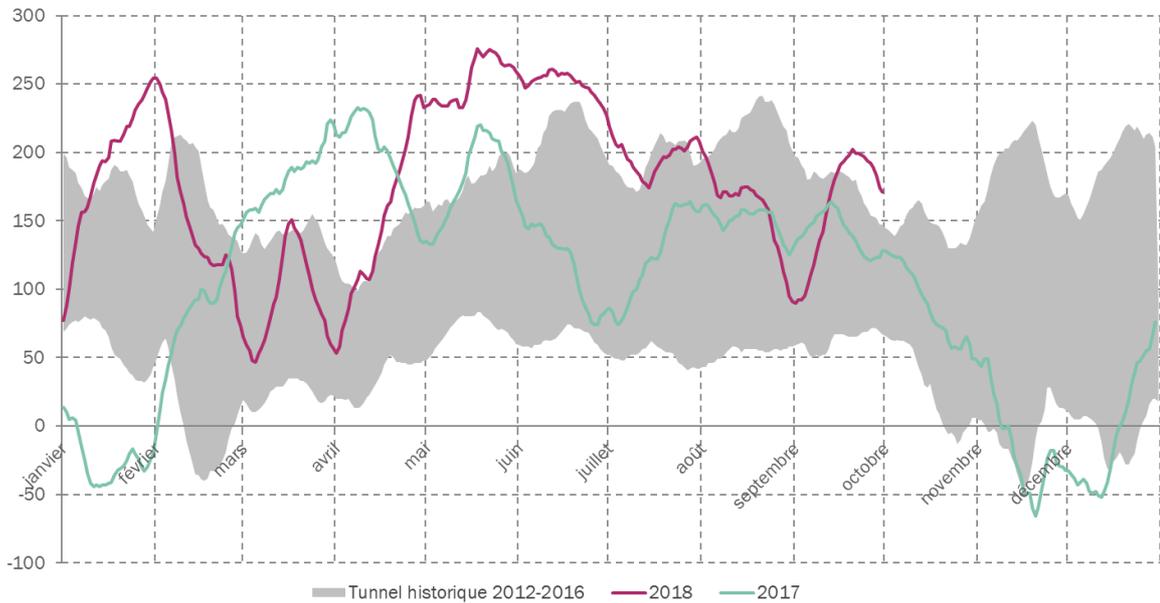
Figure 19 : Importations et exportations (pointe / hors pointe)



Source : RTE – Analyse : CRE

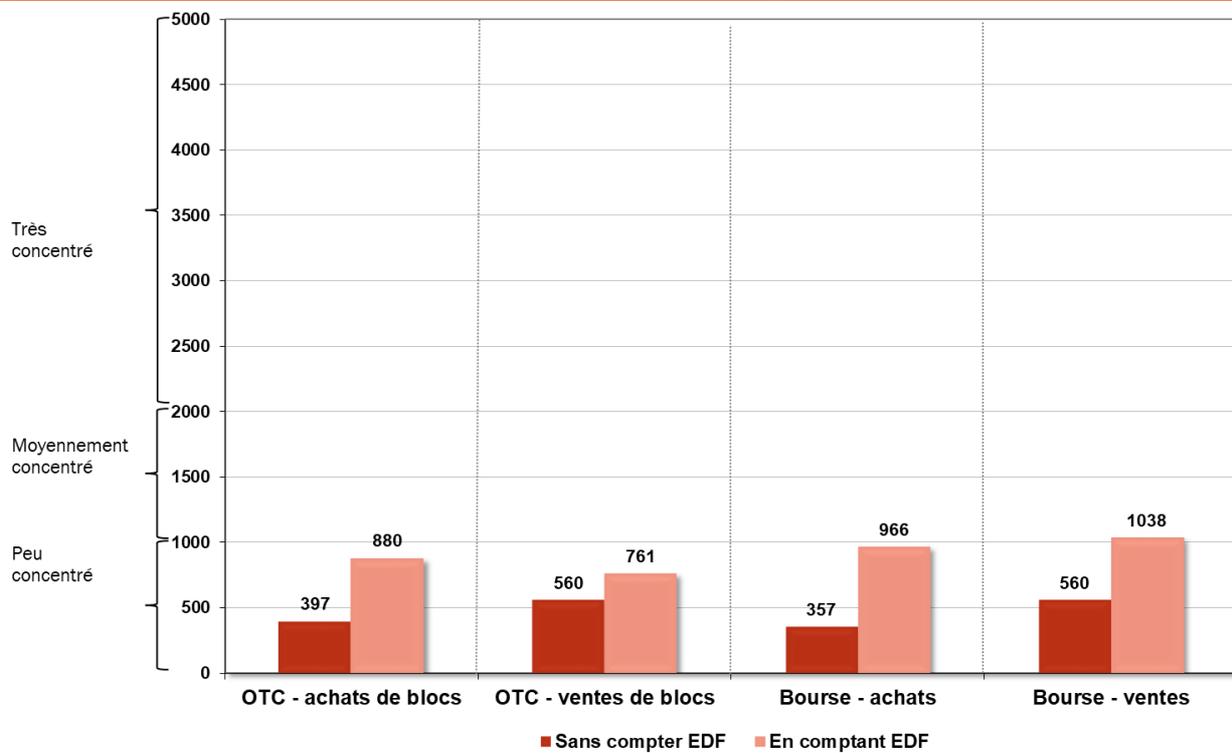
Figure 20 : Solde exportateur

Exports nets journaliers (GWh)
moy. mobile 15j



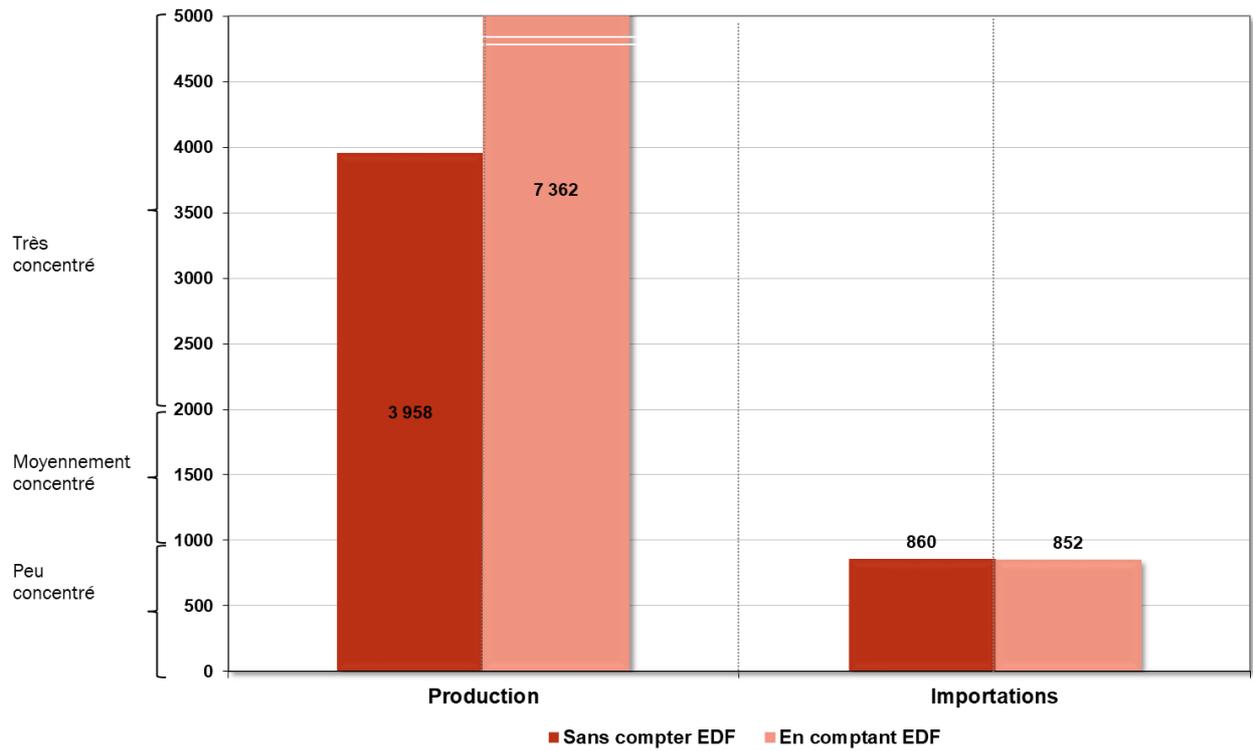
Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 21 : Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros en T3 2018



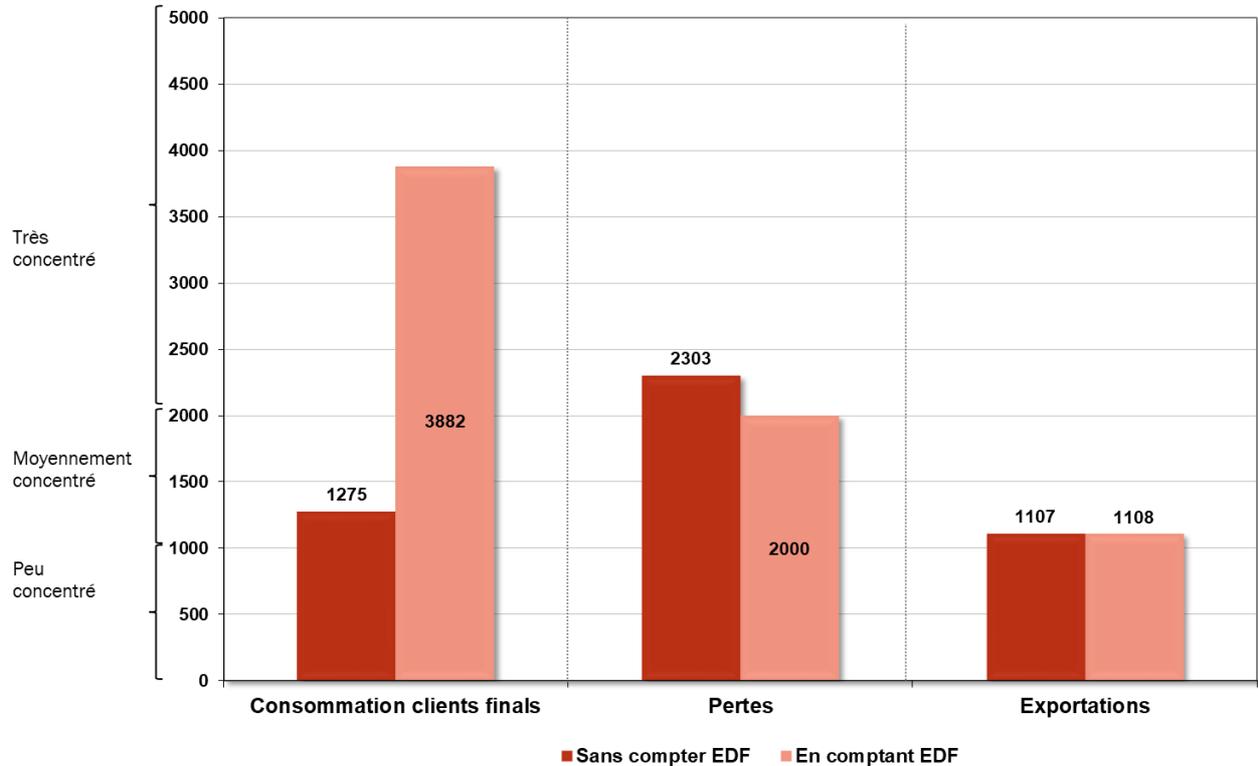
Source : EPEX SPOT, EEX Power Derivatives, Courtiers – Analyse : CRE

Figure 22 : Indice de concentration HHI – injections T3 2018



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 23 : Indice de concentration HHI – soutirages en T3 2018



Source : RTE – Analyse

Source : RTE – Analyse : CRE

PARTIE 2 : LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ

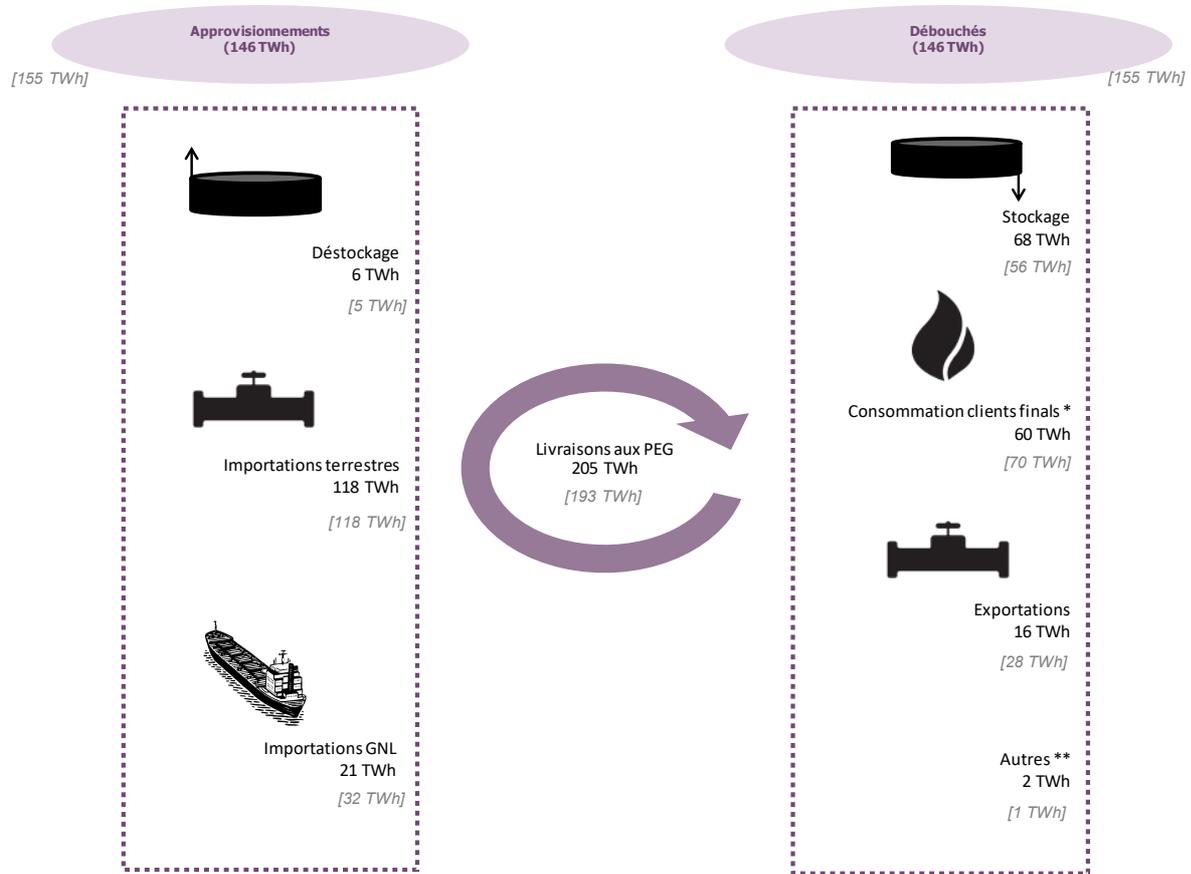
1. DATES-CLÉS

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

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 [T2 2018] et T3 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	
	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T3 2018 / T2 2018		T3 2018 / T3 2017	
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Approvisionnement et débouchés									
Approvisionnement (TWh)	142	194	218	155	146	-6%	-9	2%	3
Déstockage	4	36	69	5	6	24%	1	45%	2
Importations	138	157	149	150	139	-7%	-10	1%	2
Importations terrestres	111	135	128	118	118	0%	0	7%	7
Importations GNL	27	22	21	32	21	-34%	-11	-21%	-6
Débouchés (TWh)	142	194	218	155	146	-6%	-9	2%	3
Stockage	46	9	3	56	68	22%	12	49%	22
Consommation clients finals	62	163	187	70	60	-14%	-10	-3%	-2
Clients distribution	24	102	135	39	22	-44%	-17	-10%	-2
Clients directement reliés au réseau de transport	38	61	53	31	38	23%	7	1%	0
Exportations	33	20	24	28	16	-43%	-12	-51%	-17
Autres	2	2	4	1	2	51%	1	21%	0
Livraisons aux PEG (TWh)	195	210	236	193	205	6%	12	5%	10
PEG Nord	160	179	198	162	166	2%	3	4%	6
TRS	35	32	38	30	40	30%	9	13%	5
Suivi des infrastructures									
Utilisation de la liaison Nord-Sud	92%	97%	78%	99%	100%		1%		8%
Disponibilité liaison Nord Sud	81%	94%	92%	70%	73%		3%		-8%
Utilisation de Virtualys*	57%	59%	45%	50%	46%		-4%		-11%
Utilisation de Obergailbach	64%	53%	56%	75%	46%		-29%		-19%
Niveau de stock (TWh au dernier jour du trimestre)	98	70	4	12	30	152%	18	-69%	-68
Variation nette des stockages en France (GWh/j)	447	-303	-732	556	669	20%	113	50%	222
Emission terminaux méthaniers (GWh/j)	293	240	238	352	229	-35%	-122	-22%	-64
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	135	118	125	70	85	22%	16	-37%	-49

*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	
	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T3 2018 / T2 2018		T3 2018 / T3 2017	
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Prix Spot (€/MWh)									
PEG Nord day-ahead (moyenne)	16,0	19,6	21,2	21,0	24,4	16%	3,4	52%	8,4
TRS day-ahead (moyenne)	16,2	22,2	21,2	22,8	27,0	18%	4,1	66%	10,7
Spread Nord/Sud	0,3	2,6	0,0	1,9	2,6	39%	0,7	920%	2,3
Spread PEG Nord/TTF	-0,1	0,4	-0,3	-0,1	-0,2	26%	0,0	23%	0,0
Prix à terme (€/MWh)									
PEG Nord M+1 (moyenne)	15,9	19,9	19,0	20,9	24,6	18%	3,7	55%	8,8
PEG Nord Y+1 (moyenne)	16,6	18,2	17,4	19,8	22,9	16%	3,1	38%	6,3
Spread Nord/Sud (M+1)	0,8	4,0	0,6	0,8	2,7	223%	1,9	238%	1,9
Spread PEG Nord/TTF (Y+1)	0,2	0,3	0,3	0,2	0,3	25%	0,1	32%	0,1
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead *	1,4	1,5	1,3	0,9	0,7	-18%	-0,2	-45%	-0,6

* 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	
	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T3 2018 / T2 2018		T3 2018 / T3 2017	
						En pourcentage	En valeur	En pourcentage	En Valeur
Activité sur le marché de gros français									
Echanges aux PEG* (TWh)	144	150	175	142	145	2%	3	1%	2
En % de la consommation nationale	232%	92%	93%	205%	244%				
Volumes échangés sur le marché intermédiaire français									
Marché spot (TWh)	39	50	60	46	44	-5%	-2	13%	5
Intraday	6	9	10	7	7	-9%	-0,6	17%	1,0
Day Ahead	23	28	31	24	23	-3%	-0,8	2%	0,4
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	33	45	53	38	37	-4%	-1,7	11%	3,5
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	6	5	7	8	7	-10%	-0,8	27%	1,5
Marché à terme (TWh)	100	68	186	80	79	-2%	-2	-21%	-21
M+1	31	21	24	21	19	-6%	-1,2	-37%	-11,4
Q+1	4	15	2	11	8	-34%	-3,9	83%	3,4
S+1	12	14	75	14	11	-23%	-3,2	-11%	-1,3
Y+1	9	4	10	3	2	-27%	-0,8	-75%	-6,8
Bourse (toutes échéances)	8	3	4	3	2	-26%	-0,7	-74%	-5,6
Brokers (toutes échéances)	92	65	181	78	77	-1%	-1,0	-17%	-15,6
Nombre de transactions sur le marché intermédiaire français									
Marché spot	29541	41303	45148	36358	35209	-3%	-1149	19%	5668
Intraday	6 864	8 618	9 319	7 766	7 570	-3%	-196	10%	706
Day Ahead	18 628	26 877	28 584	22 588	21 975	-3%	-613	18%	3347
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	27 486	39 574	43 577	33 535	32 398	-3%	-1137	18%	4912
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	2 055	1 729	1 571	2 823	2 811	0%	-12	37%	756
Marché à terme	1478	1040	1648	1022	941	-8%	-81	-36%	-537
M+1	954	605	811	561	473	-16%	-88	-50%	-481
Q+1	63	191	24	105	71	-32%	-34	13%	8
S+1	73	52	300	60	46	-23%	-14	-37%	-27
Y+1	44	15	39	16	14	-13%	-2	-68%	-30
Bourse (toutes échéances à terme)	303	147	176	157	94	-40%	-63	-69%	-209
Brokers (toutes échéances à terme)	1 175	893	1 472	865	847	-2%	-18	-28%	-328
Concentration du marché français du gaz									
Nombre d'expéditeurs actifs sur le marché	98	107	103	98	97	-1%	-1	-1%	-1
dont actifs chez Powernext Gas Spot	56	56	58	56	55	-2%	-1	-2%	-1
dont actifs chez Powernext Gas Futures	31	28	31	32	29	-9%	-3	-6%	-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

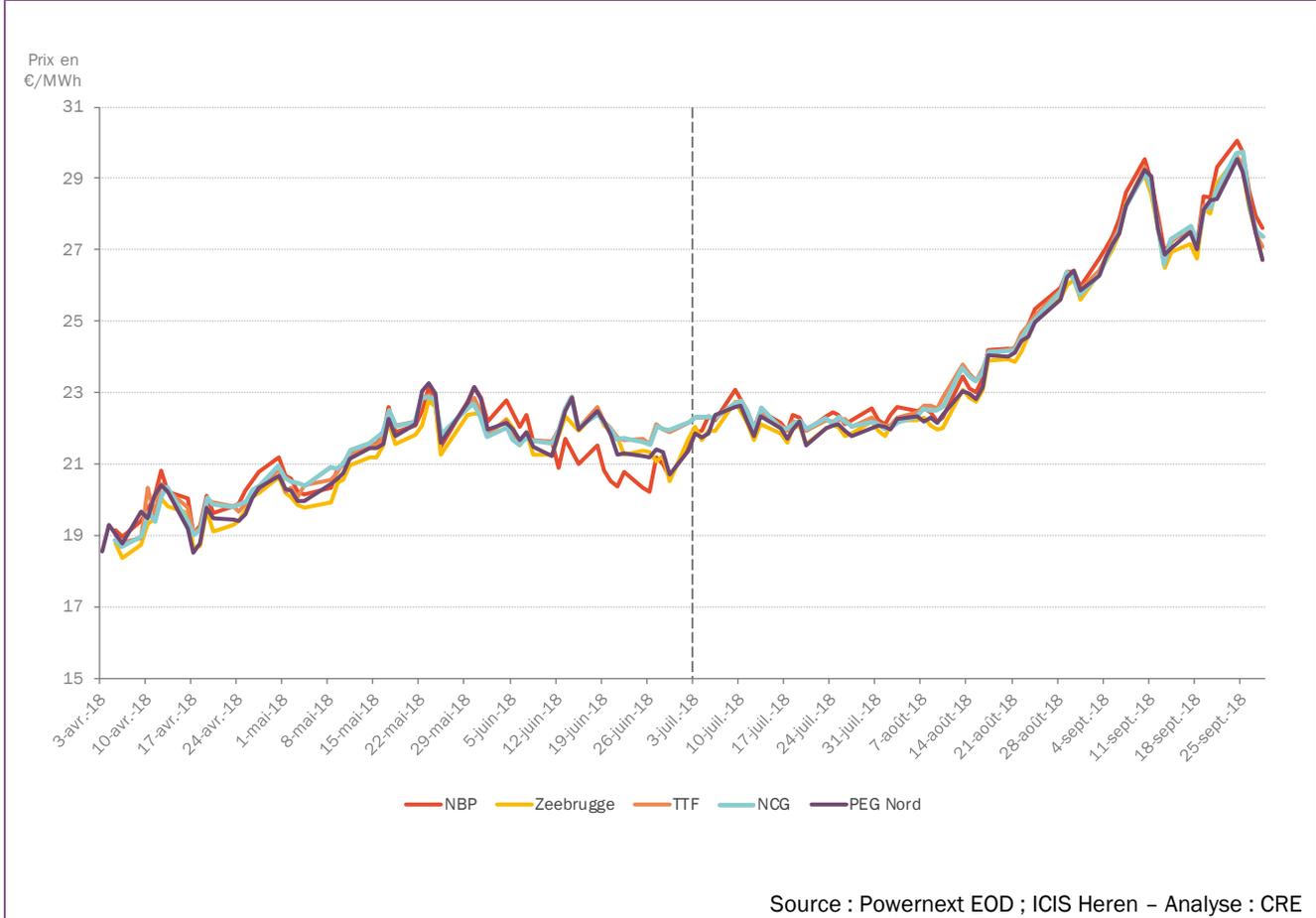
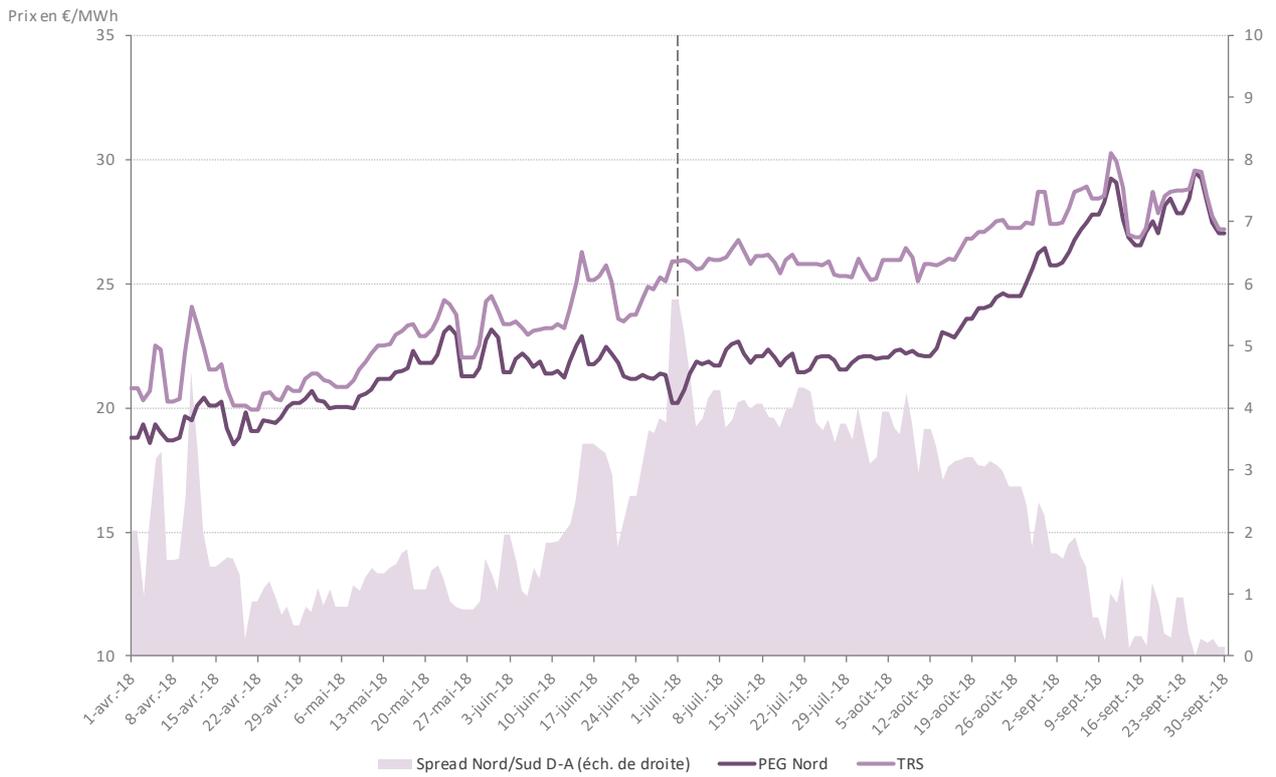


Figure 26 : Prix day-ahead sur les marchés de gros français



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

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

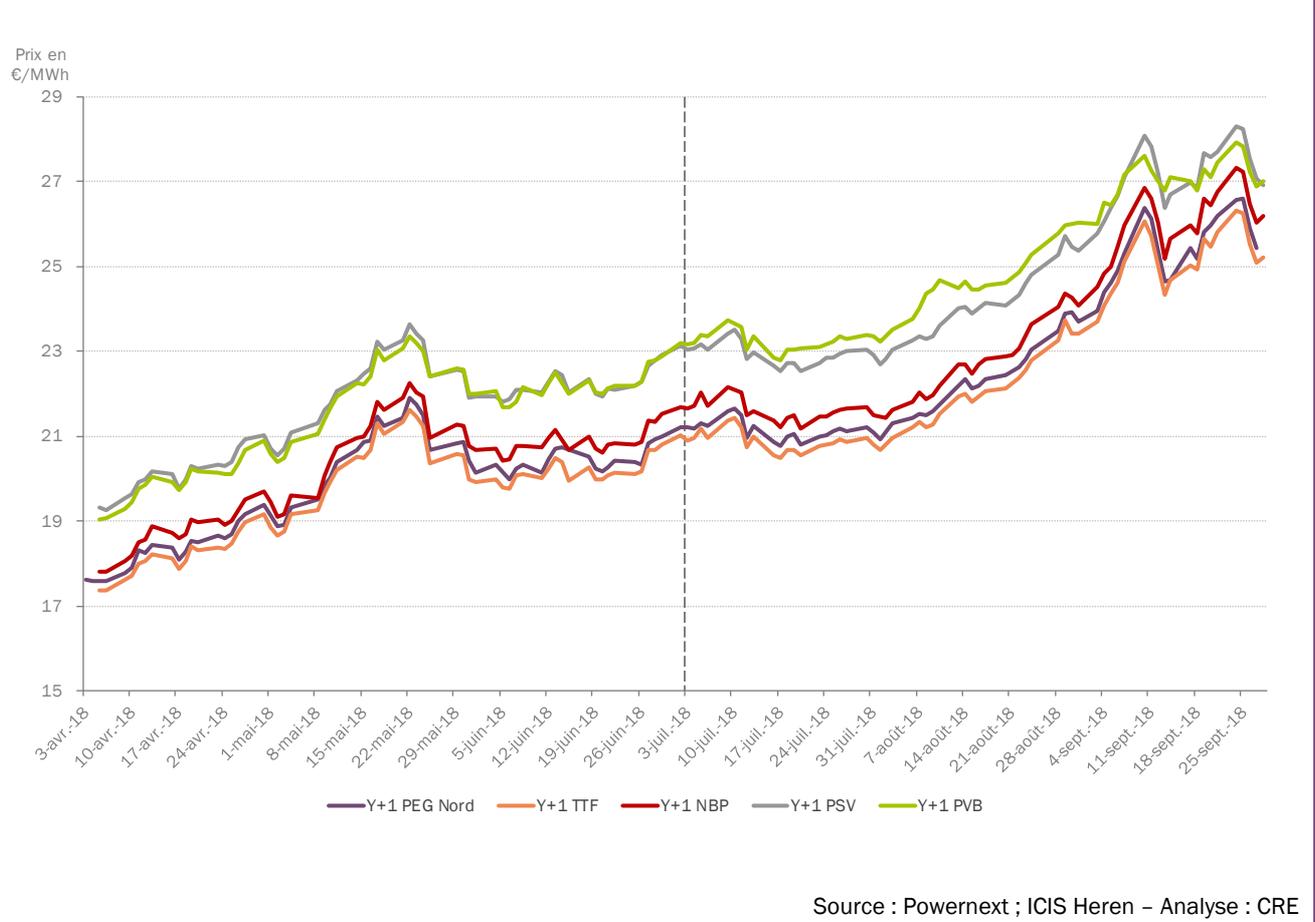
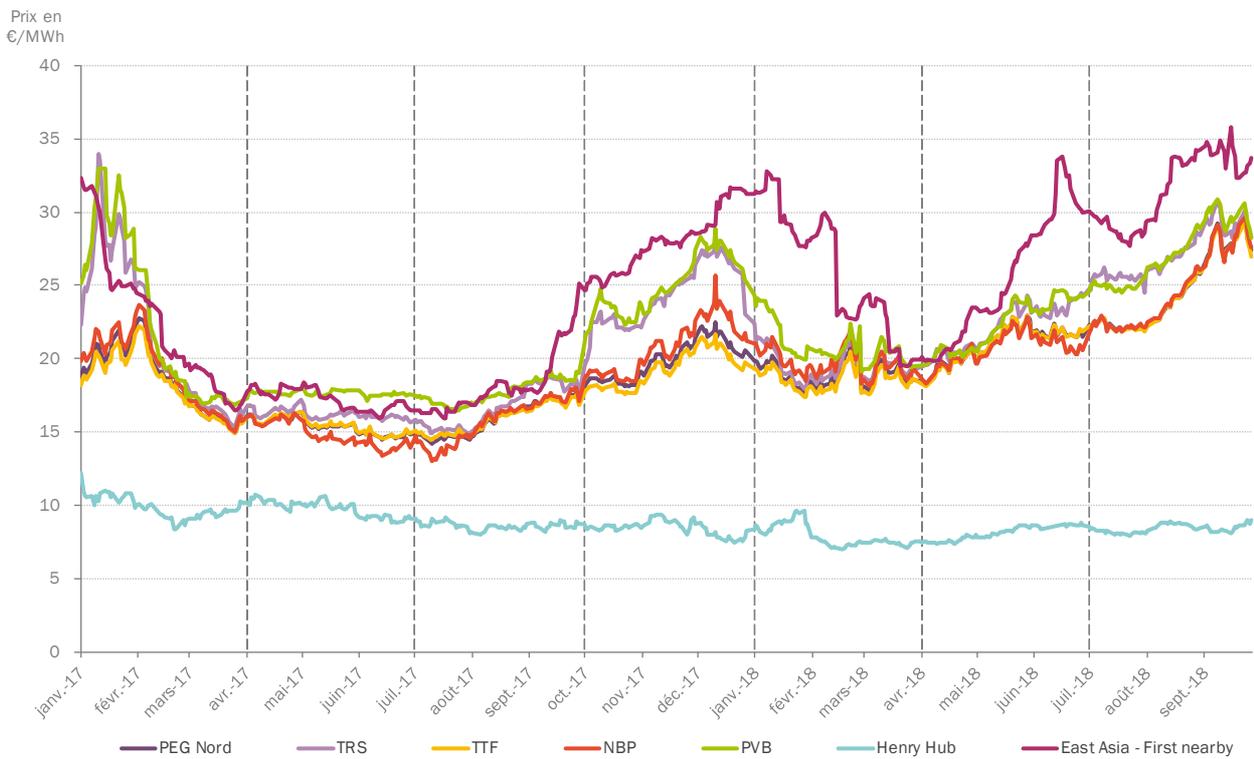


Figure 28 : Prix des contrats calendaires au PEG Nord et au TTF



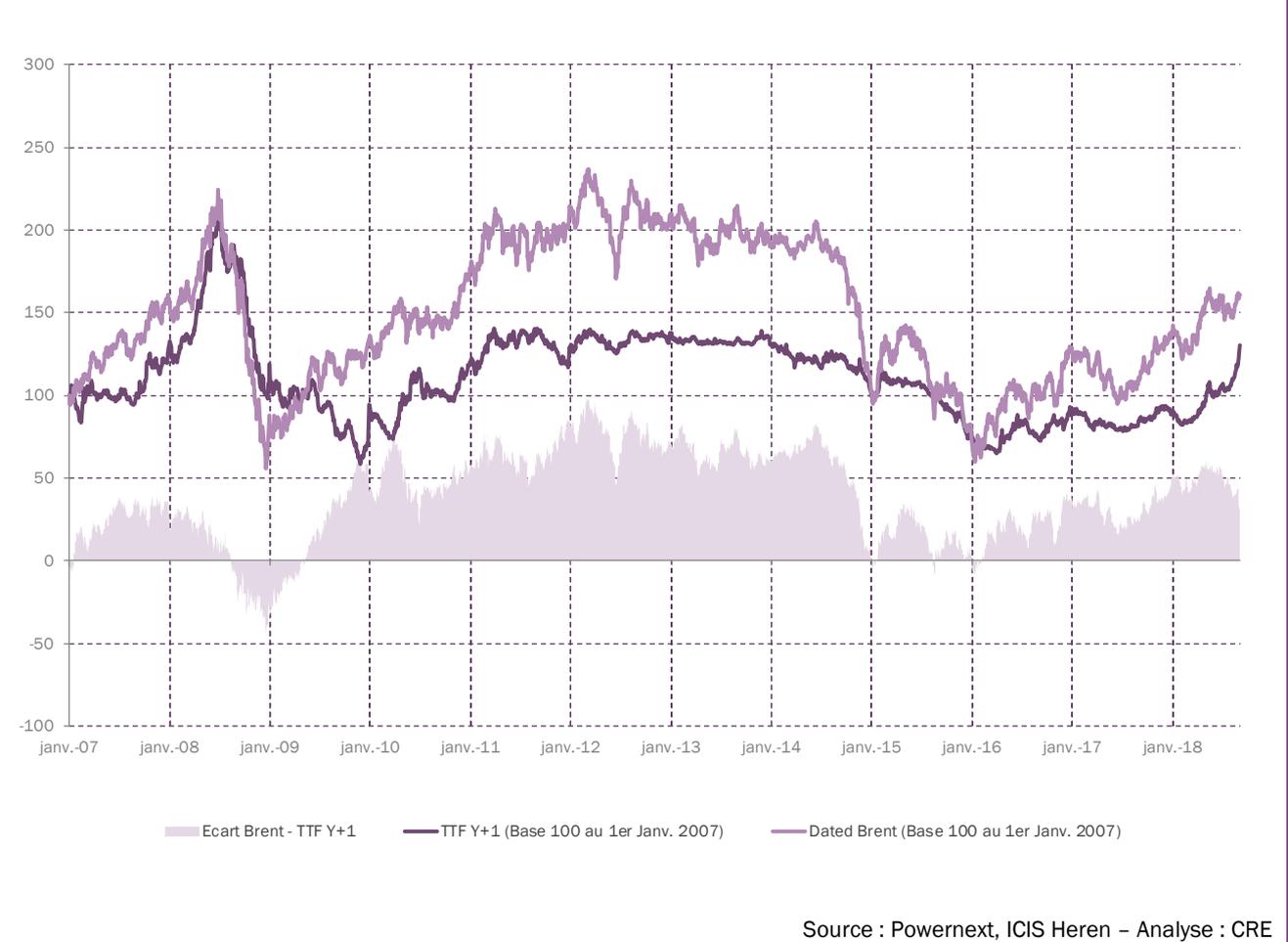
4.2 Contexte international

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



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

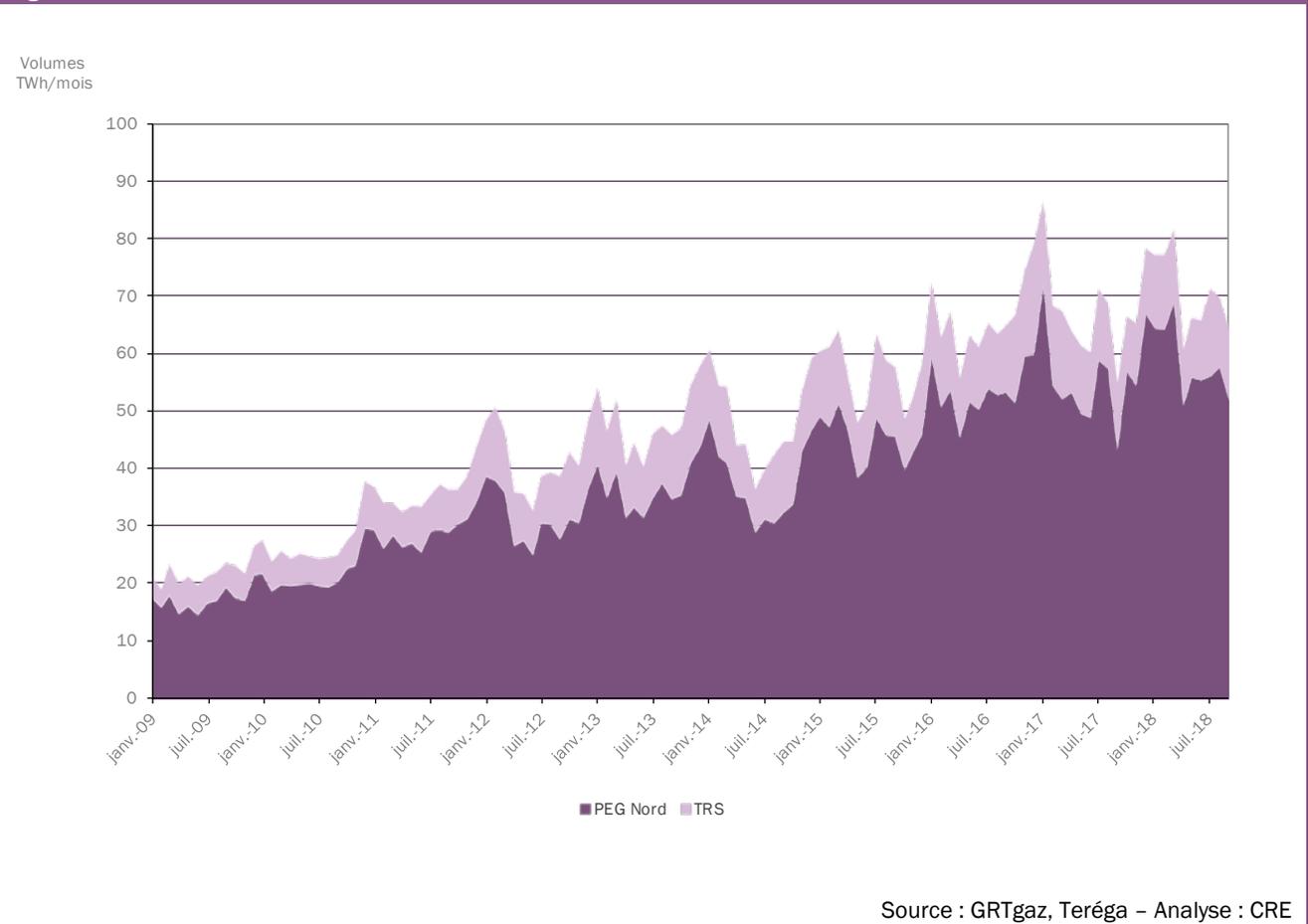
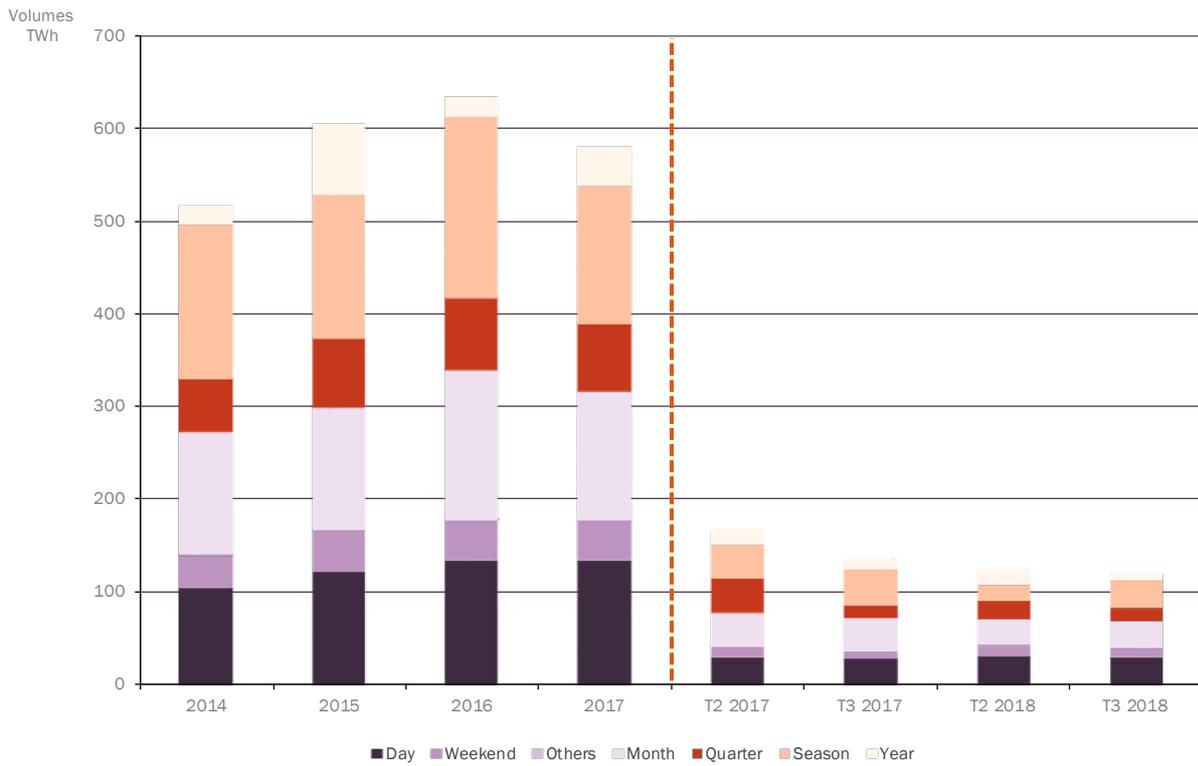
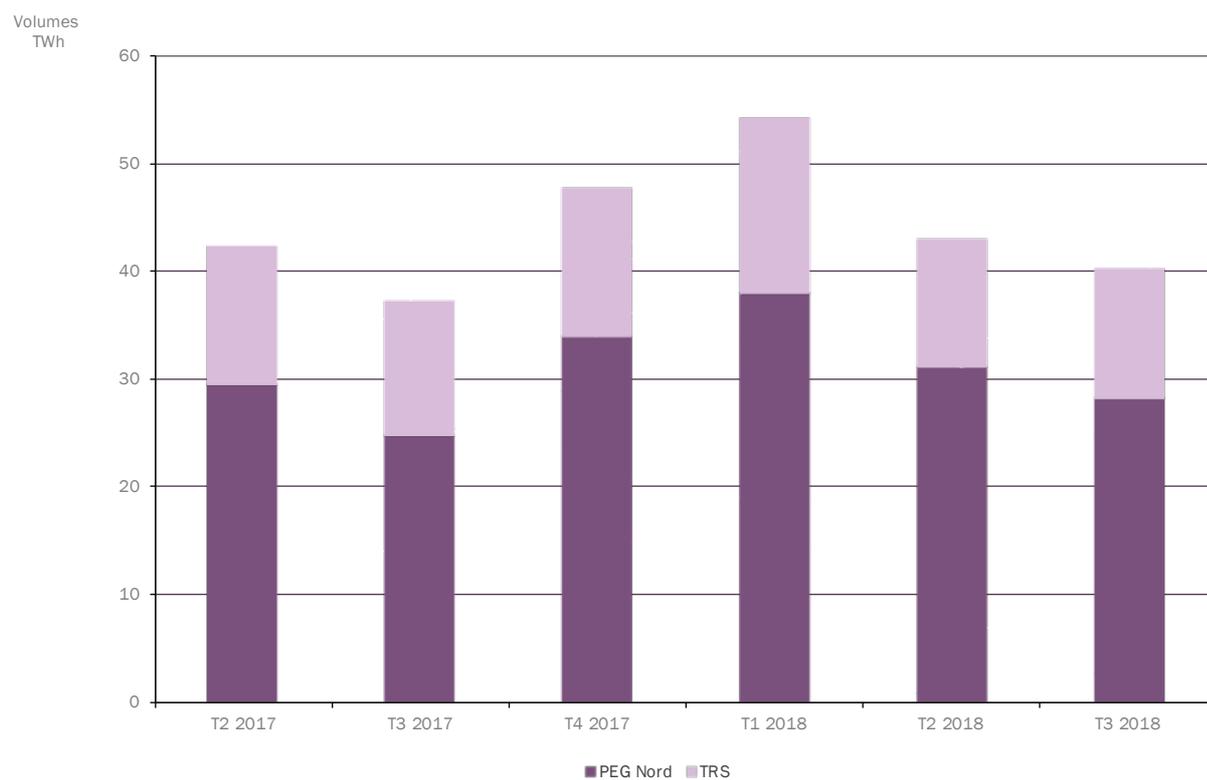


Figure 32 : Répartition du négoce sur le marché intermédié par produit



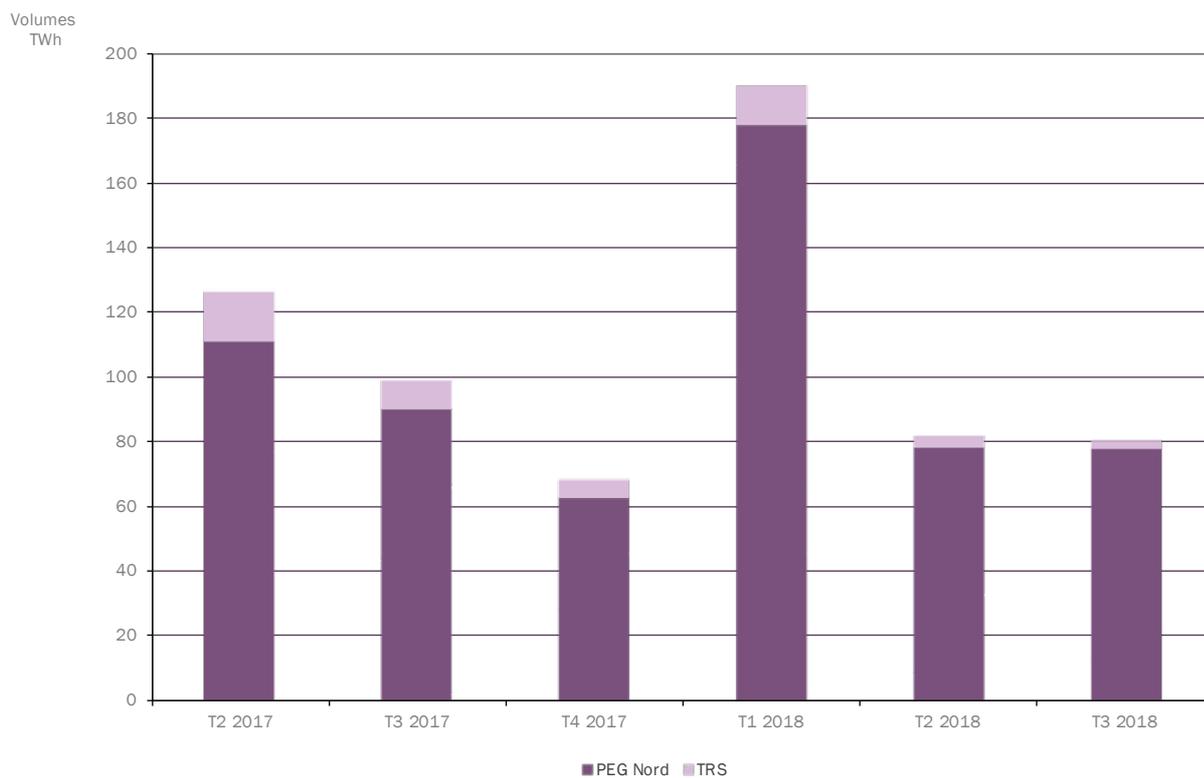
Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

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

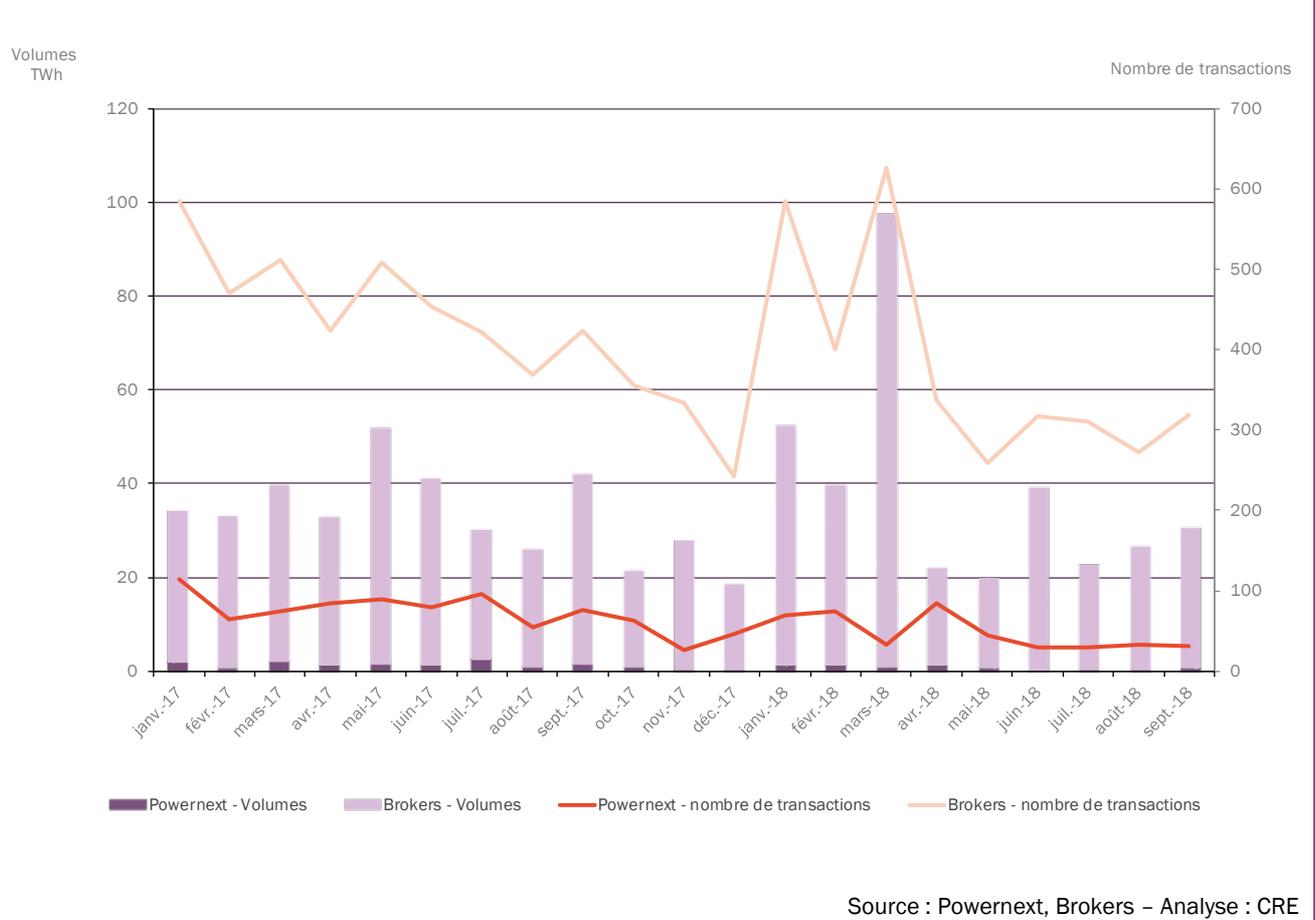


Source : Pownext, Brokers – Analyse : CRE

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

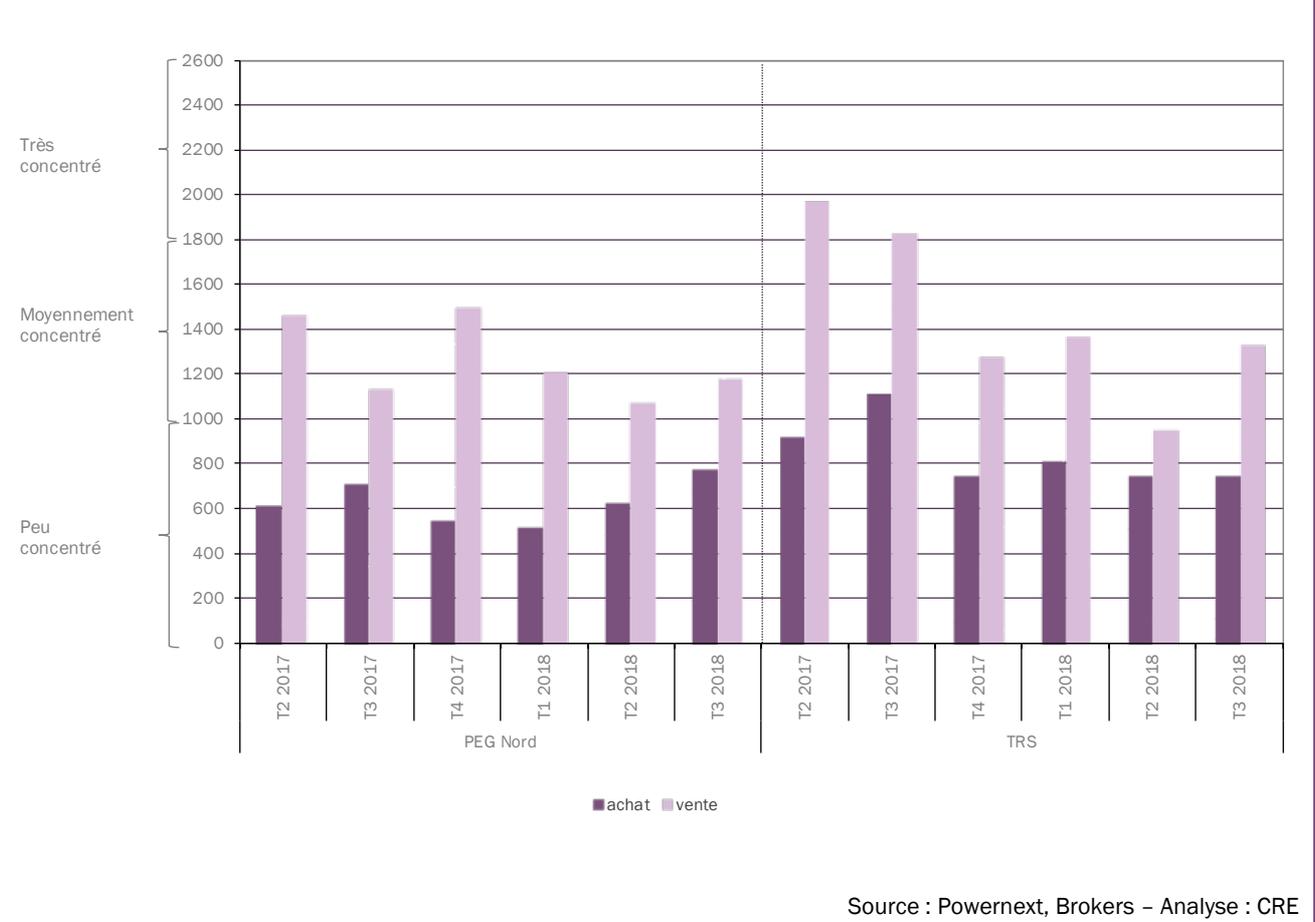


Figure 36 : Répartition du négoce sur le marché futur par type d'intermédiaire



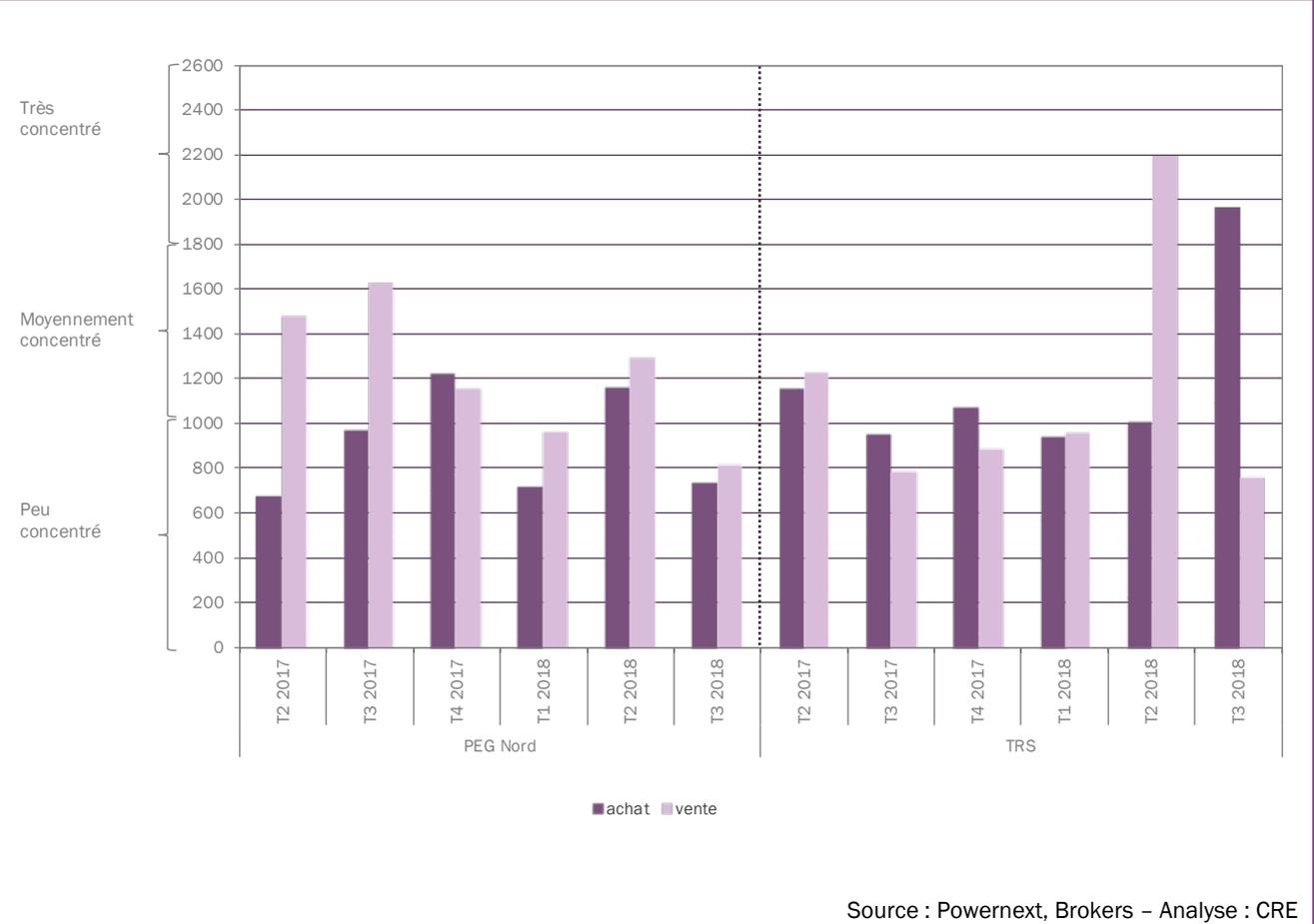
Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

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



Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

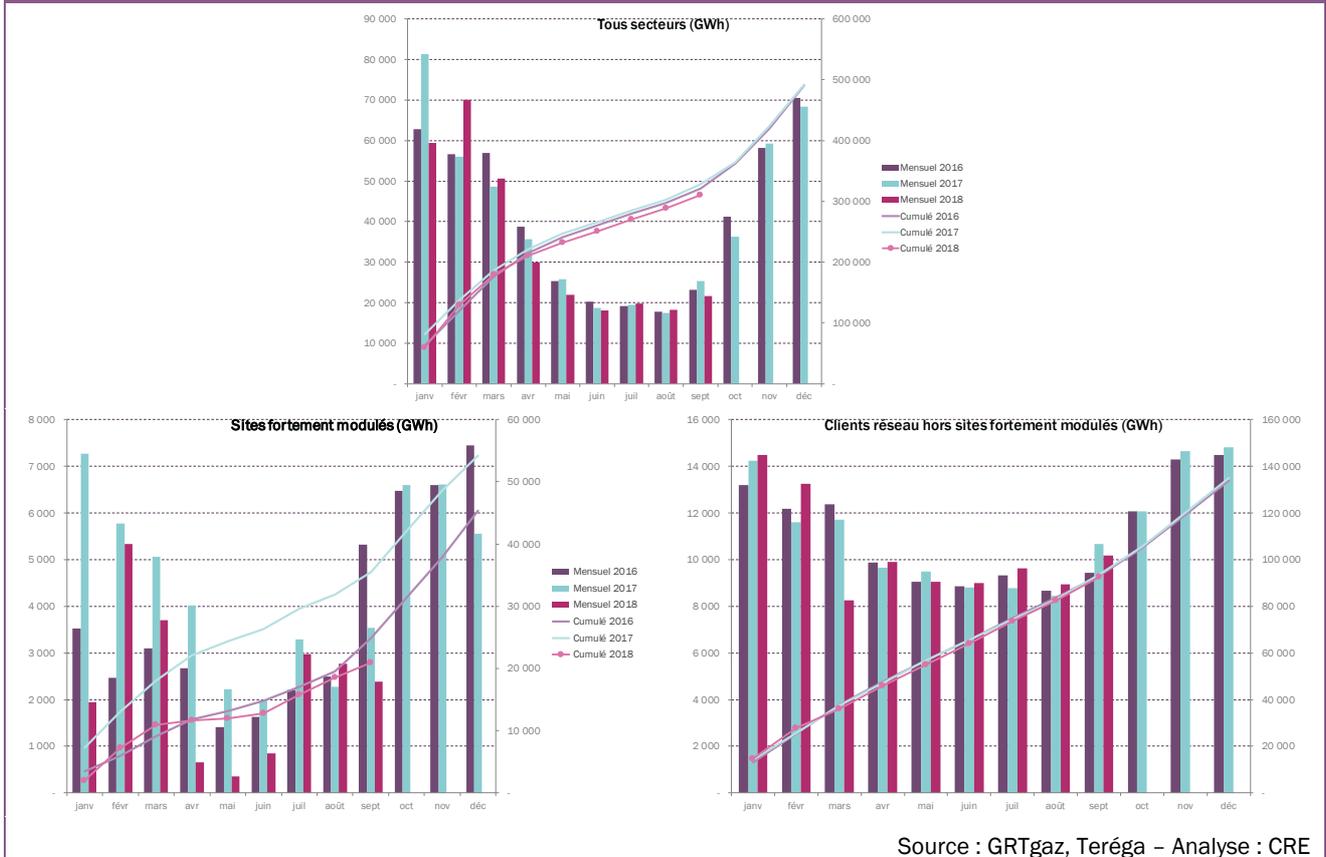
Figure 38 : Indices de concentration du marché à terme français par zone



Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

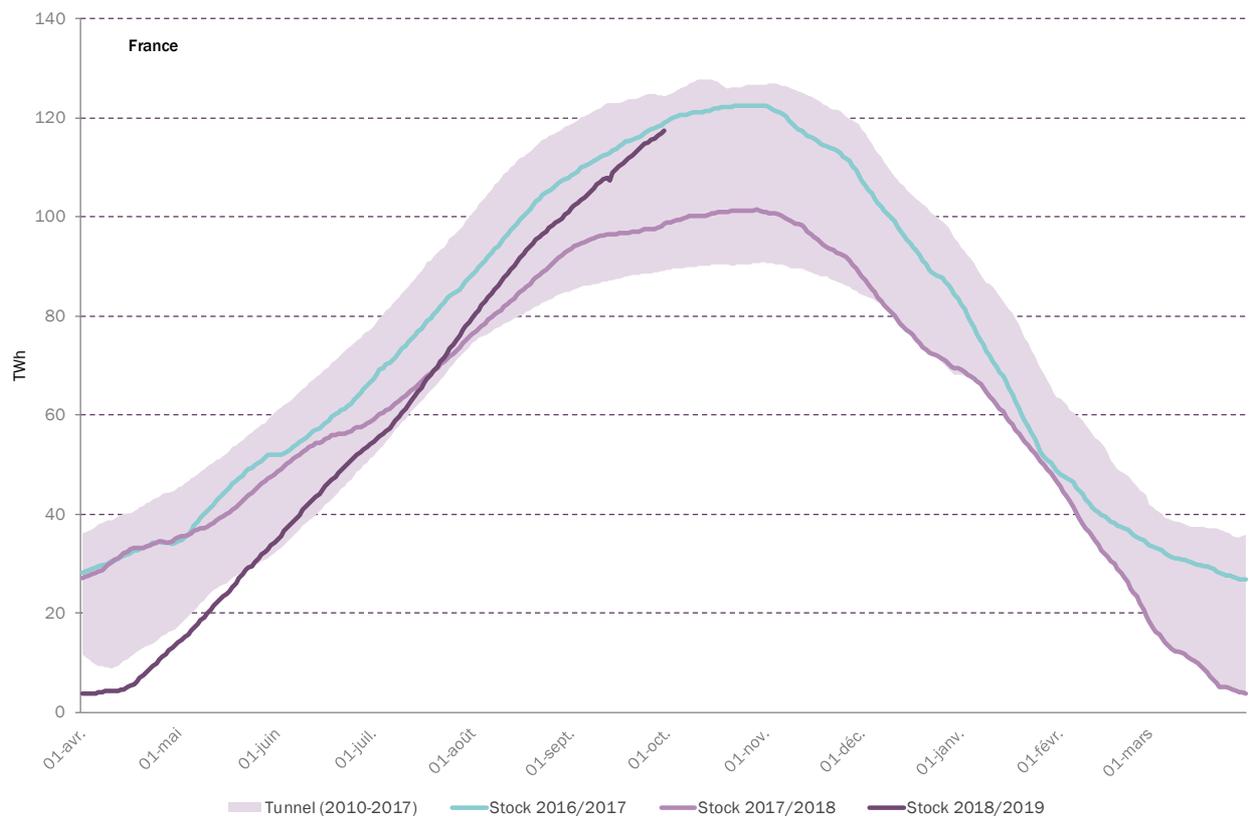
4.4 Fondamentaux

Figure 39 : Consommation de gaz en France



Source : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

Figure 40 : Niveaux des stocks en France



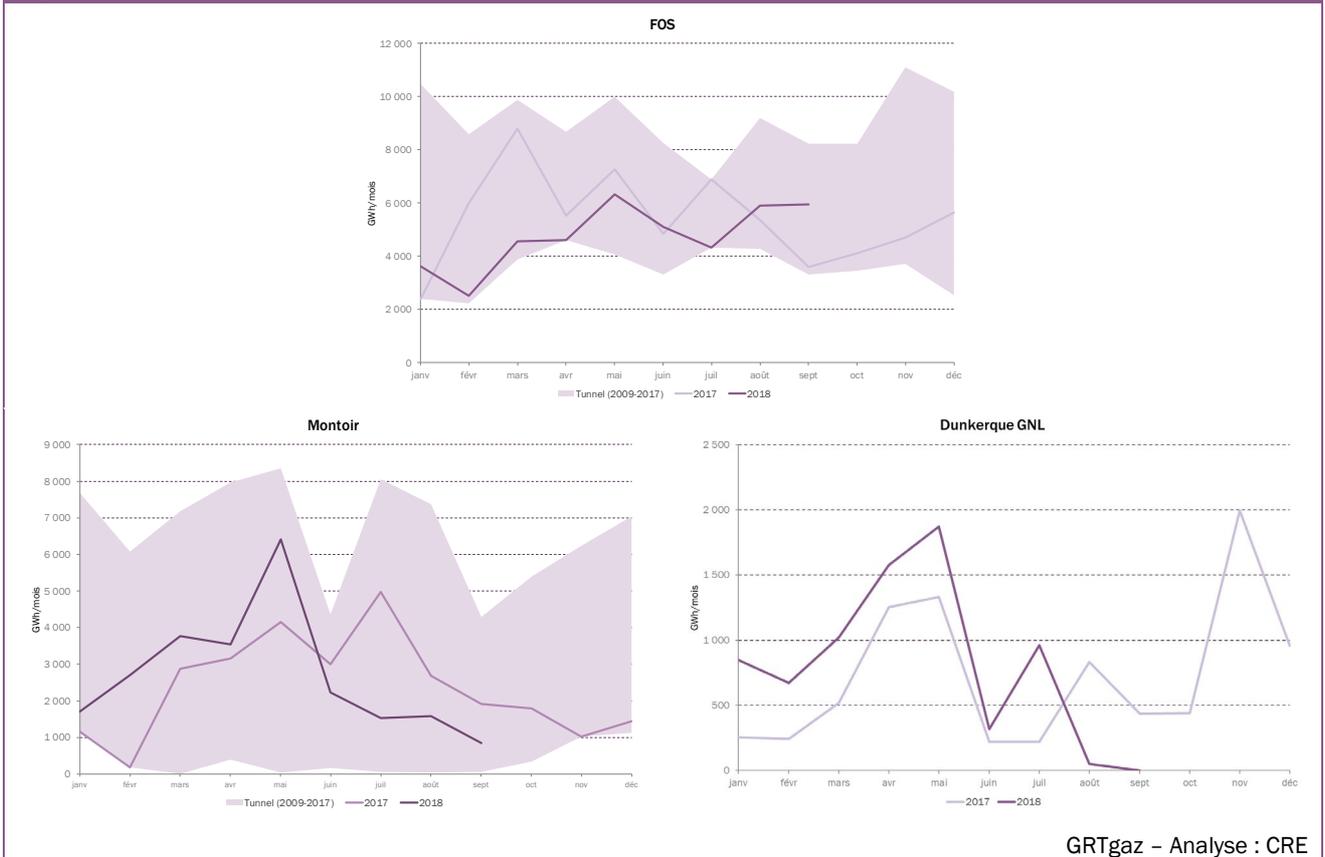
Source : Storengy, Teréga – Analyse : CRE

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)

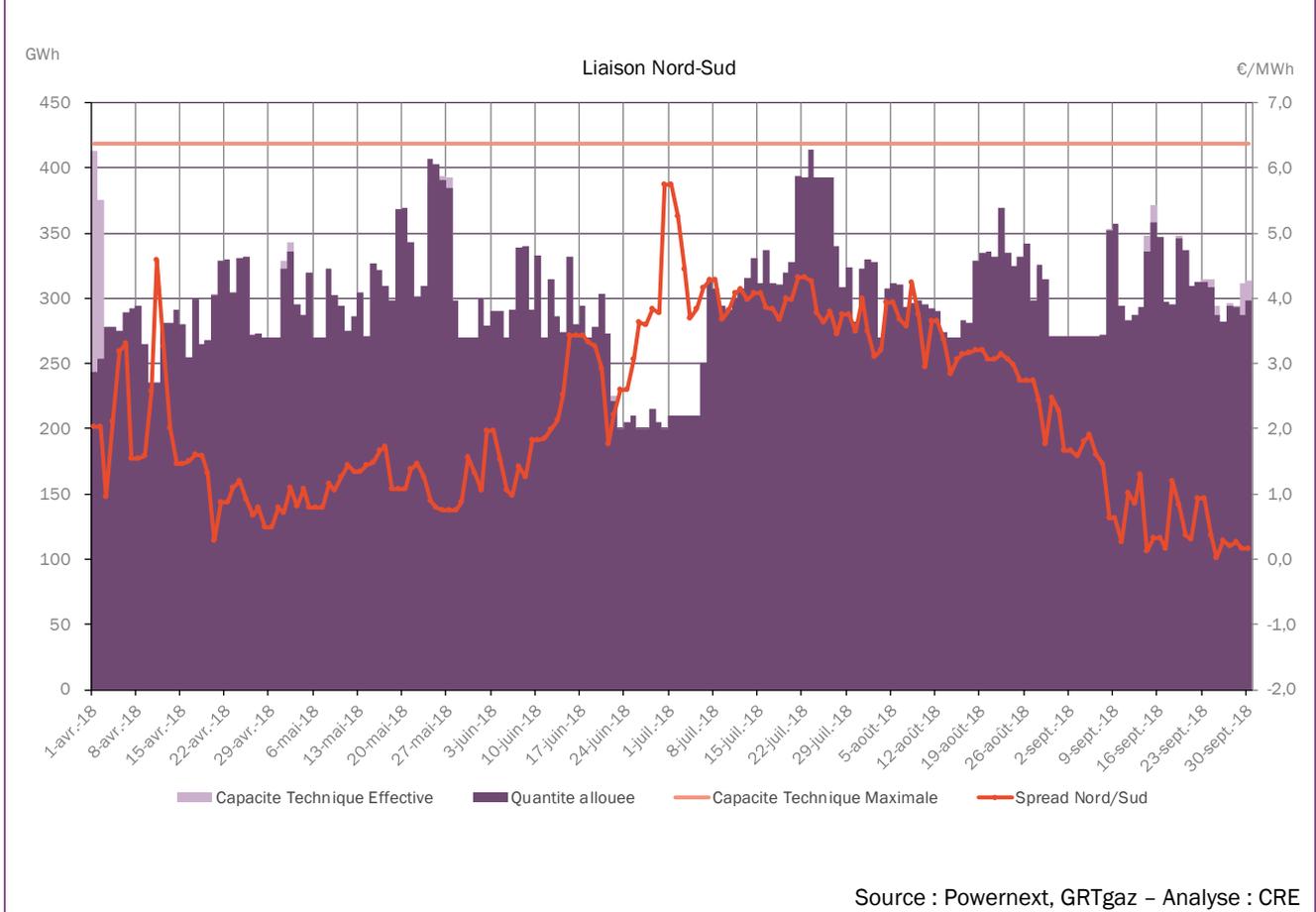


Figure 44 : Utilisation du PIR Dunkerque (en entrée sur le réseau)

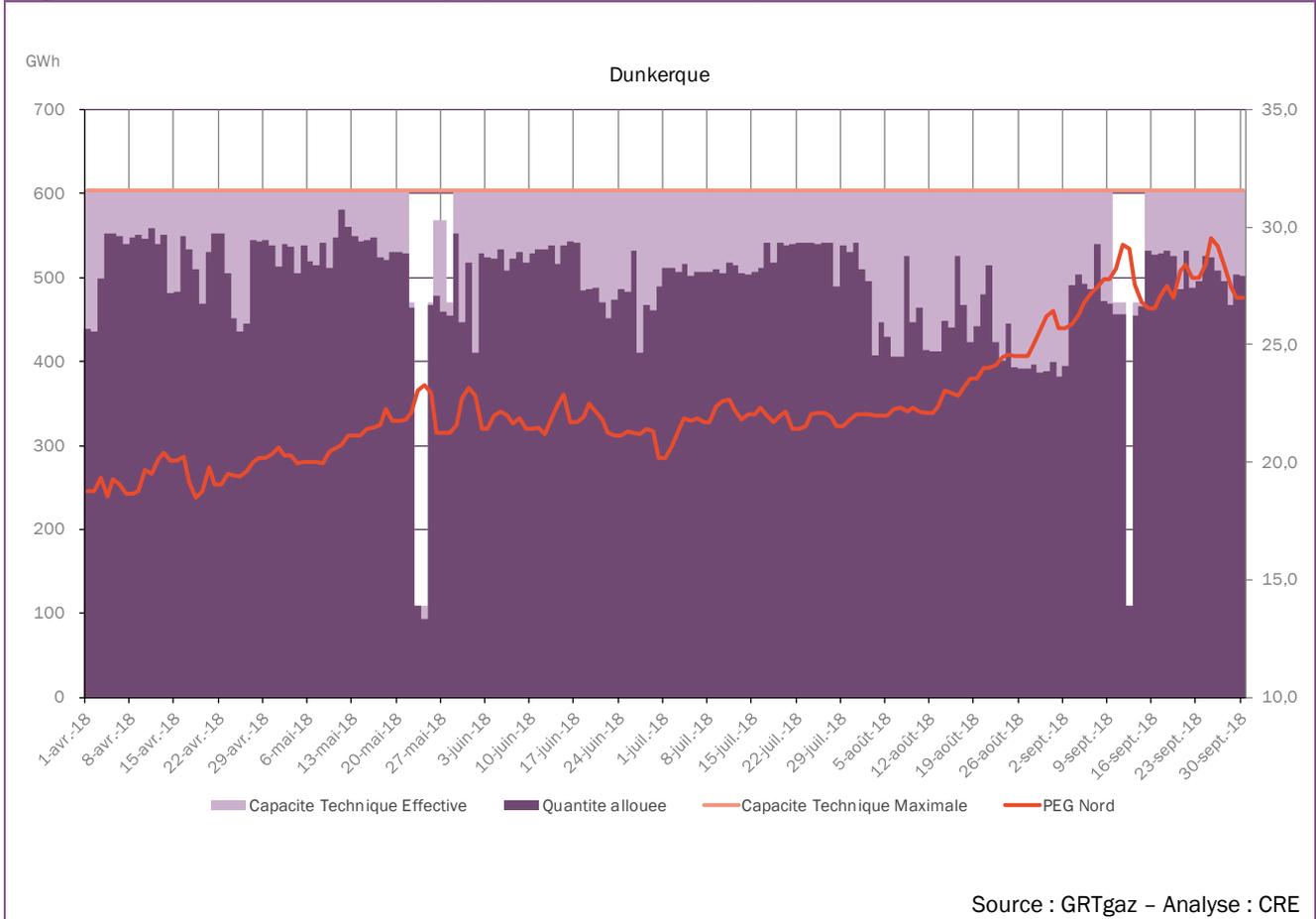
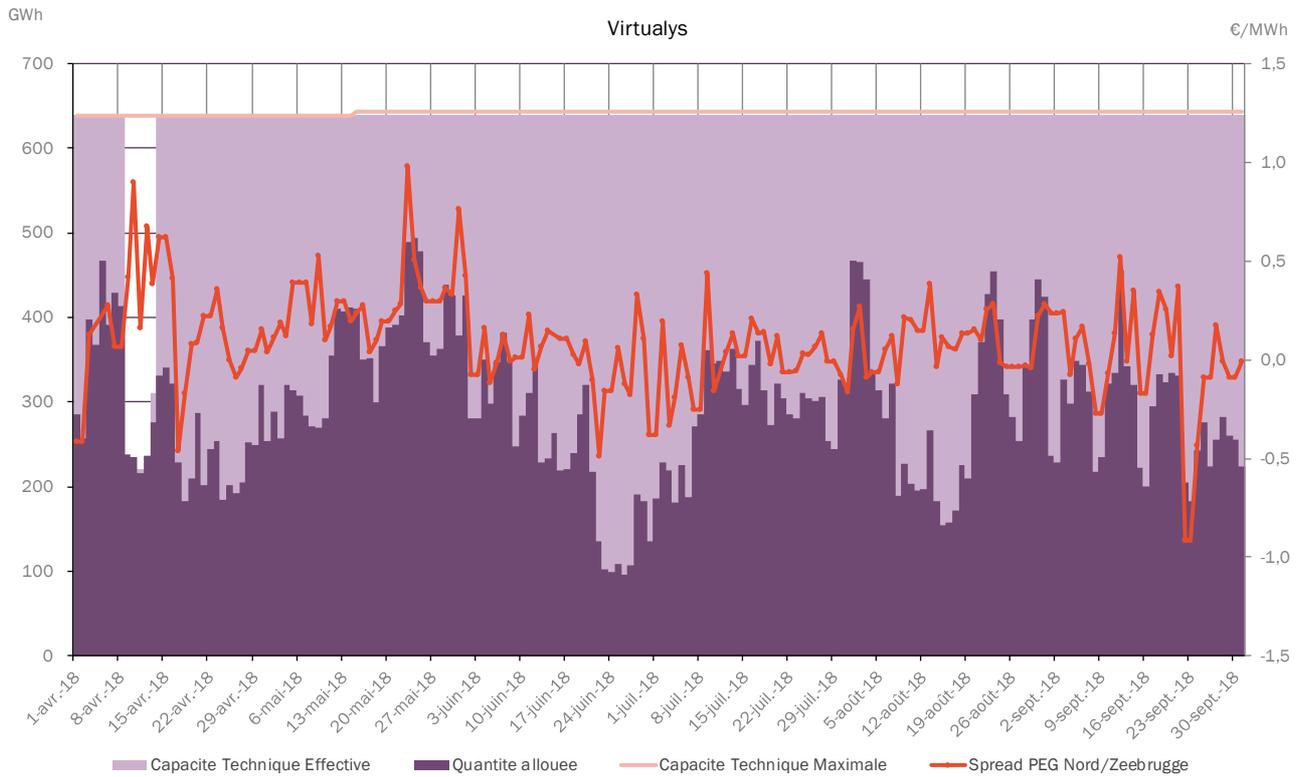


Figure 45 : Utilisation du PIV Virtualys* (sens Belgique vers France)



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

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

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

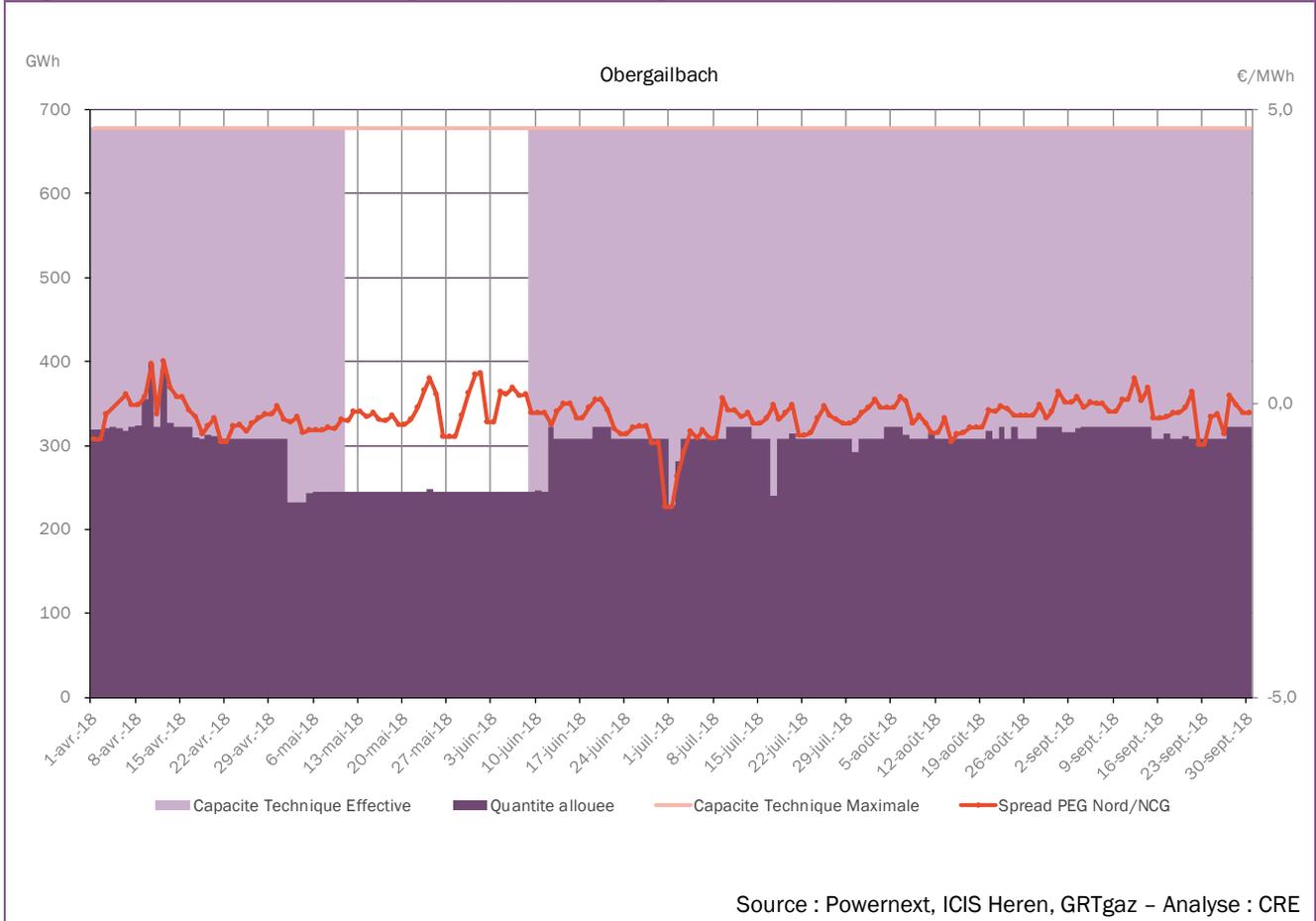


Figure 47 : Utilisation du PIR Oltingue (sens France vers Suisse)

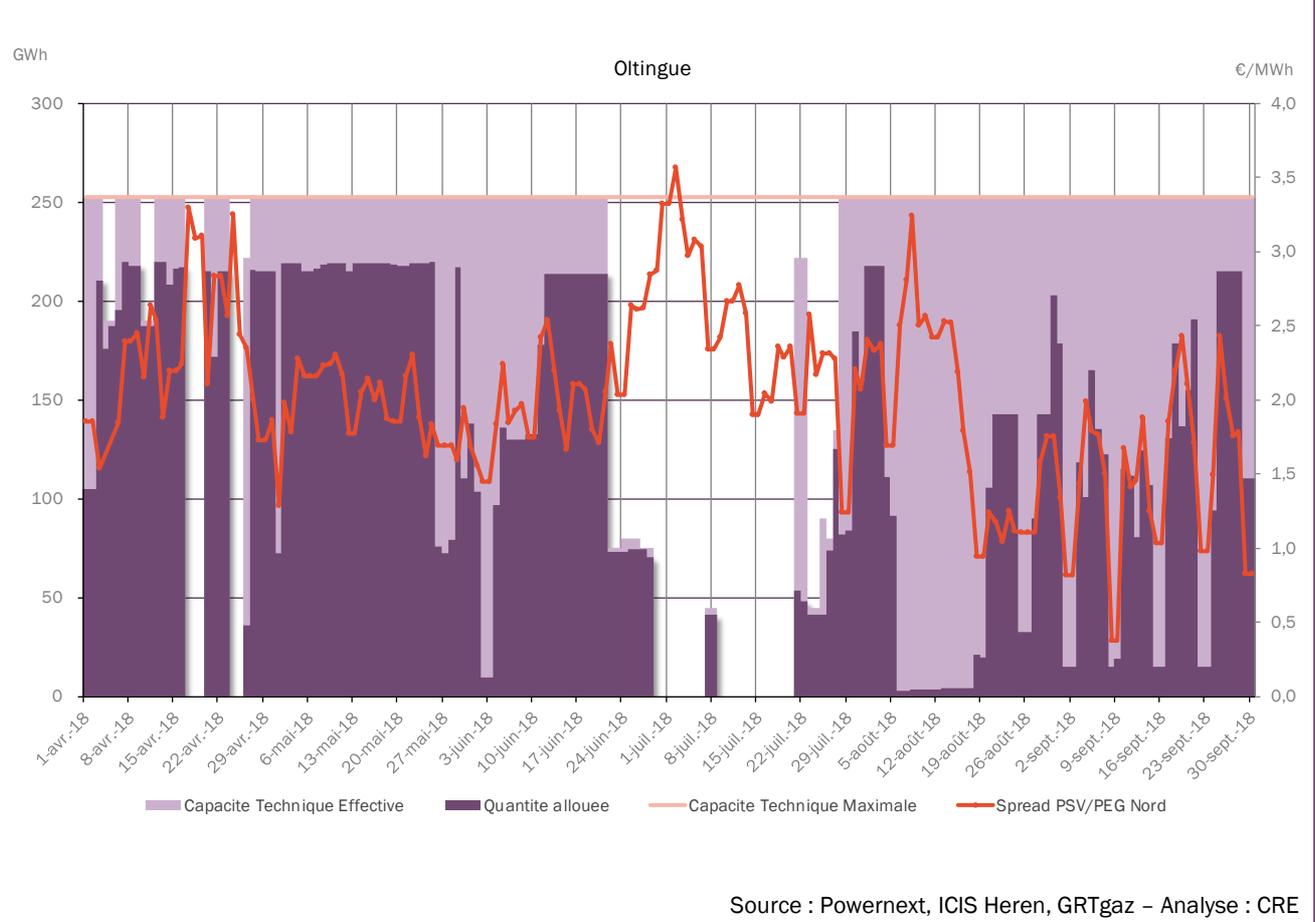


Figure 48 : Utilisation du PITTM de Montoir (en entrée sur le réseau)

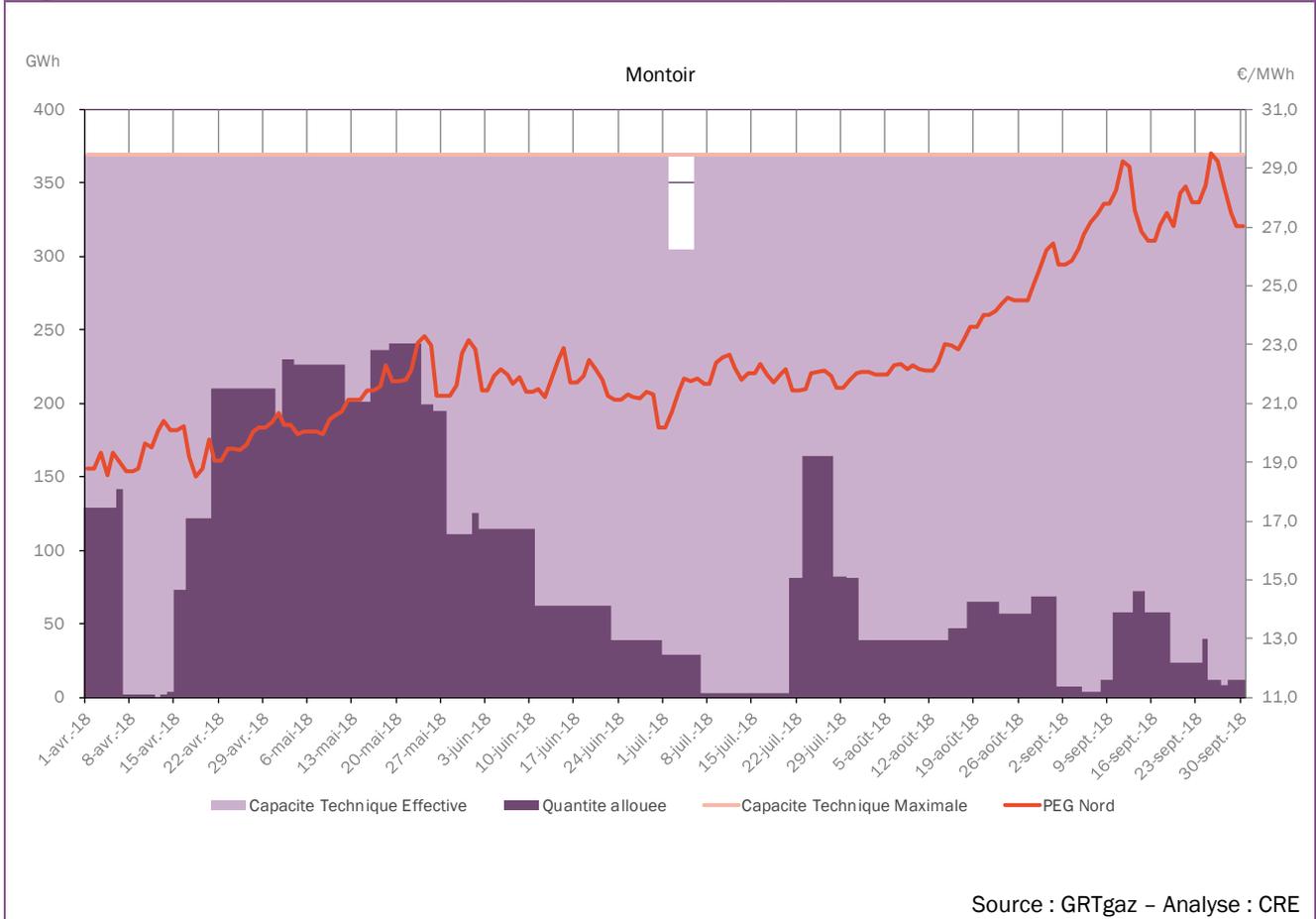


Figure 49 : Utilisation du PITTM de Fos (en entrée sur le réseau)

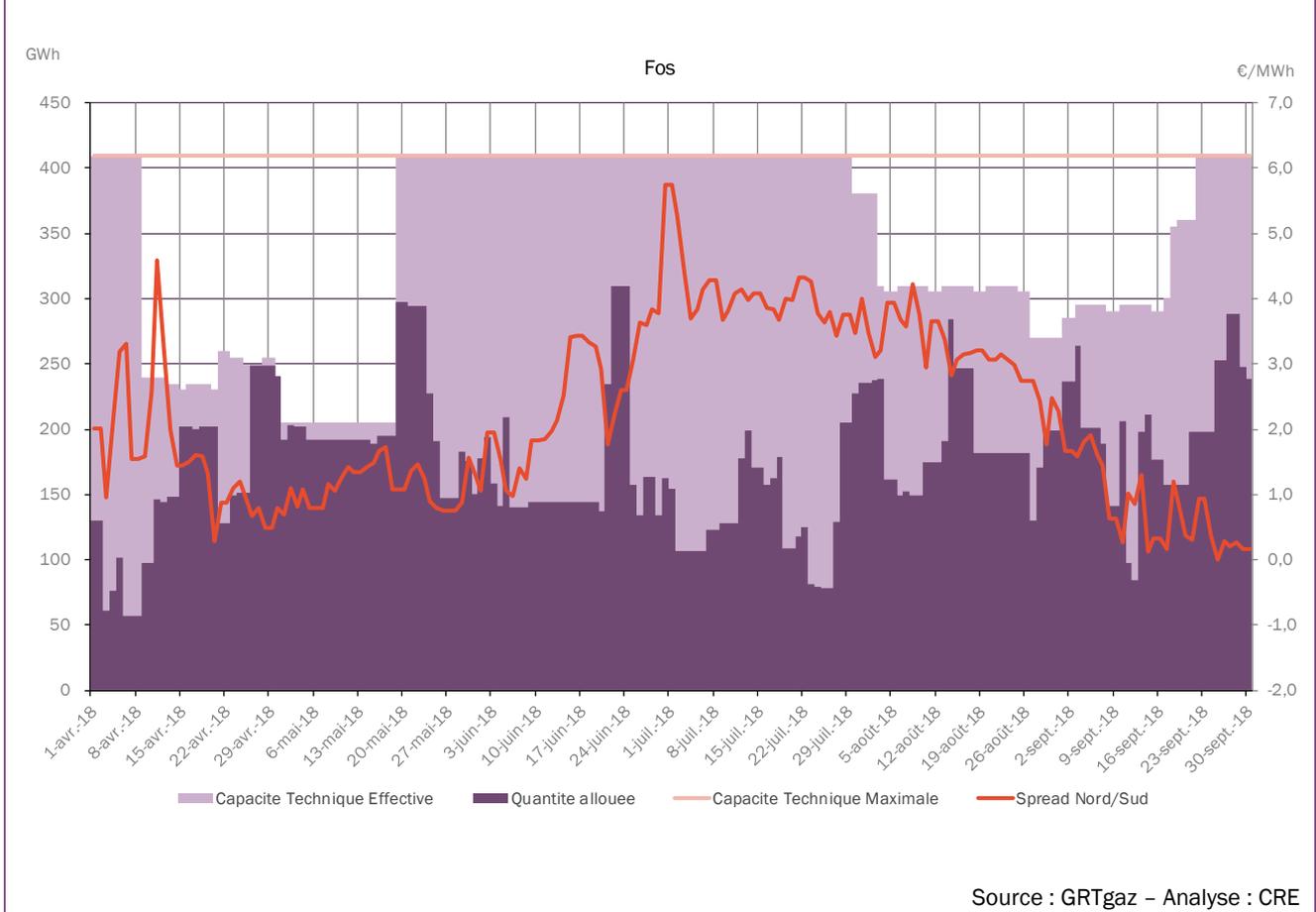


Figure 50 : Flux France-Espagne et spread PVB/TRS

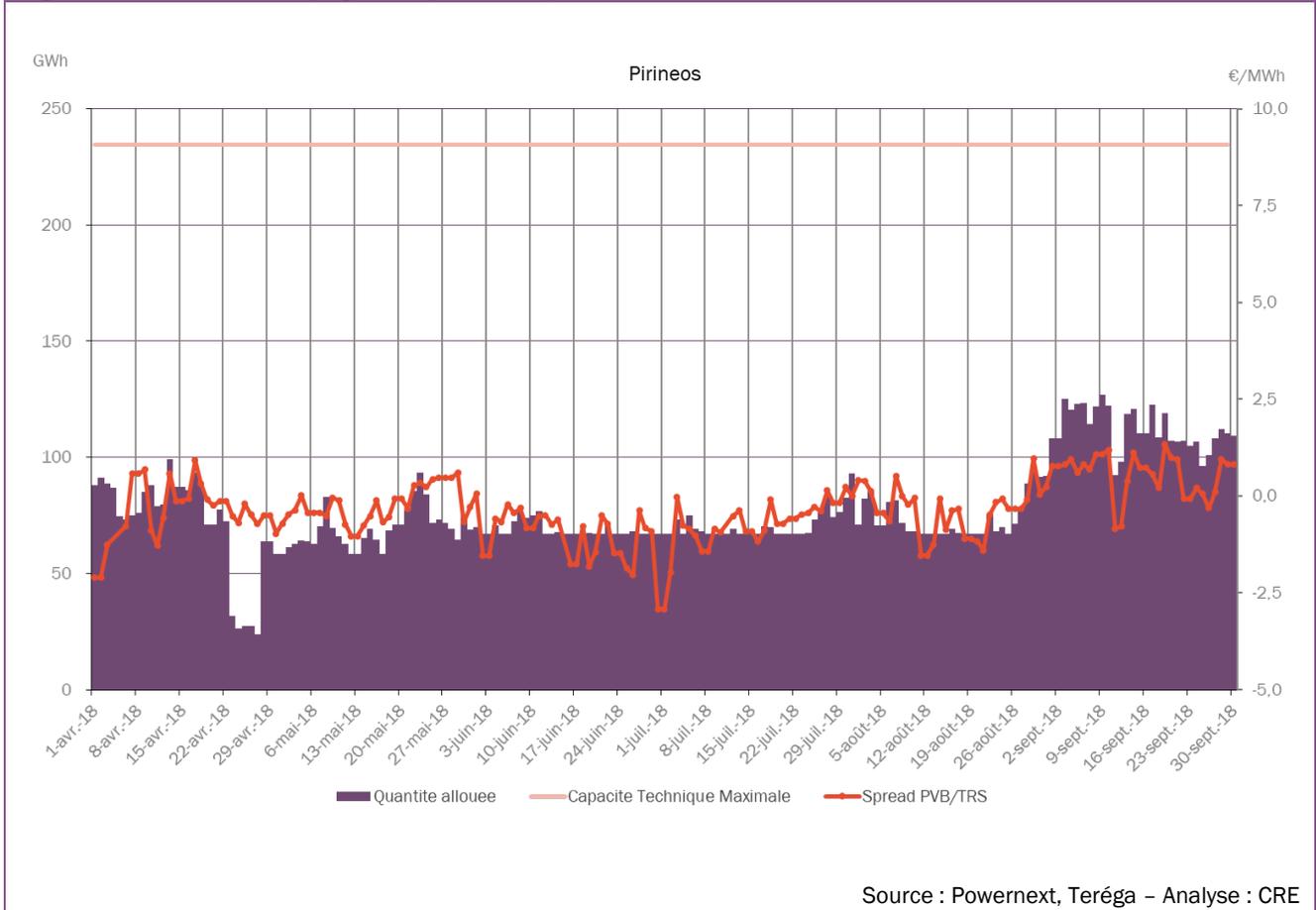
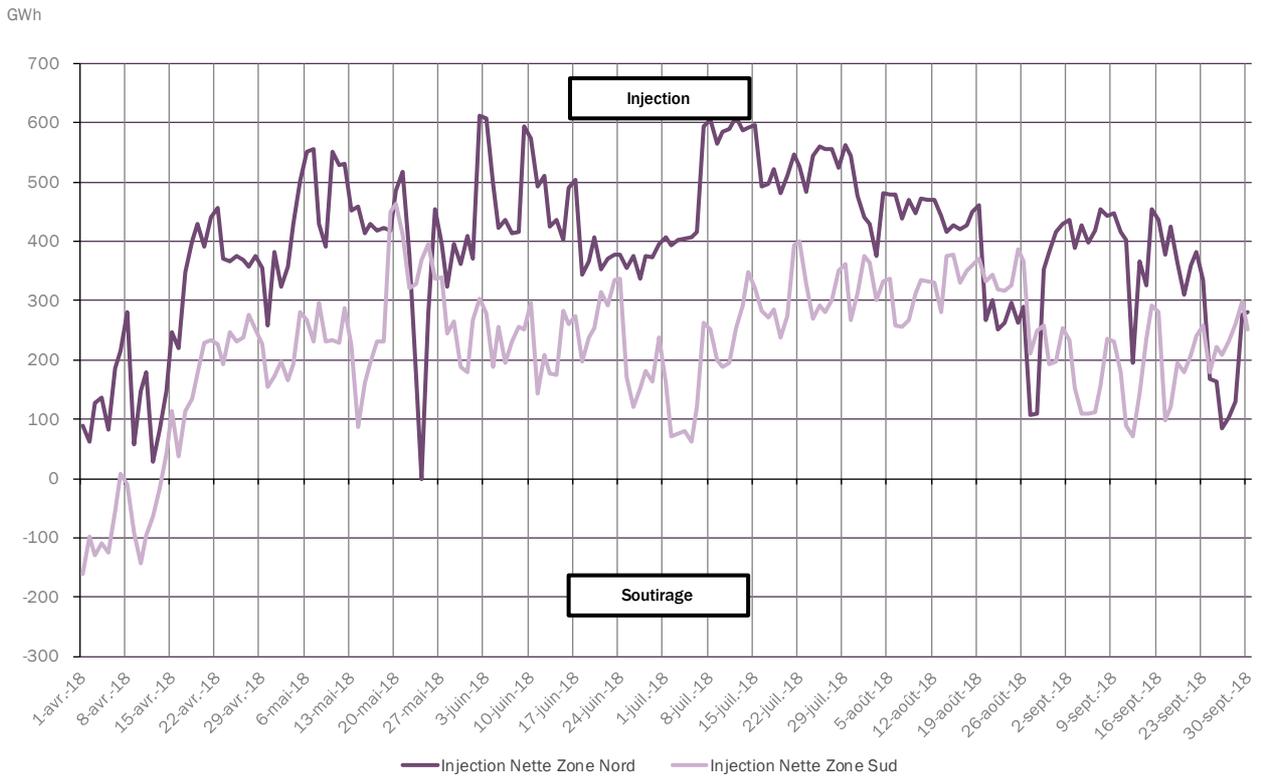


Figure 51 : Utilisation des stockages



Source : GRTgaz, Teréga - Analyse : CRE

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

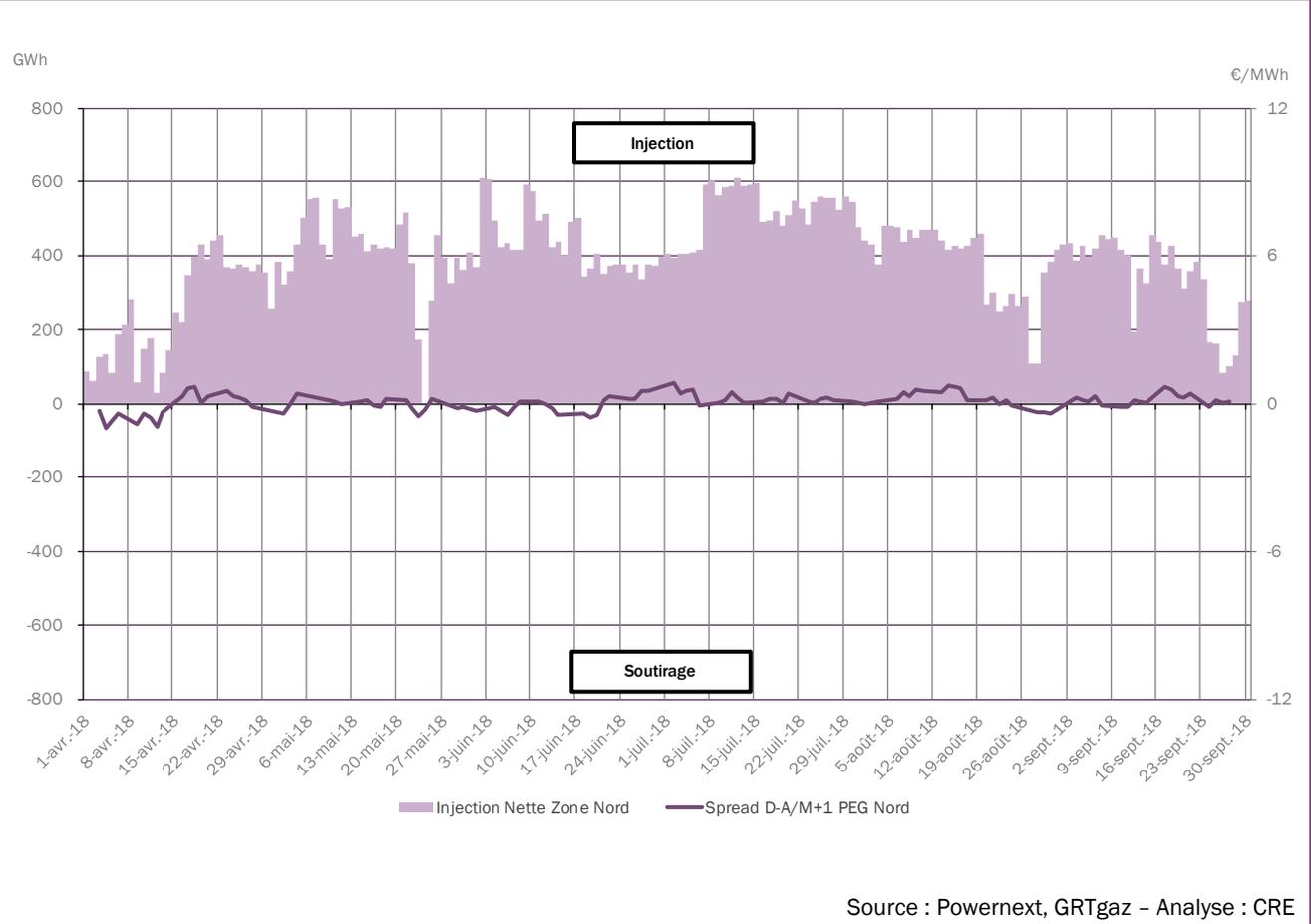
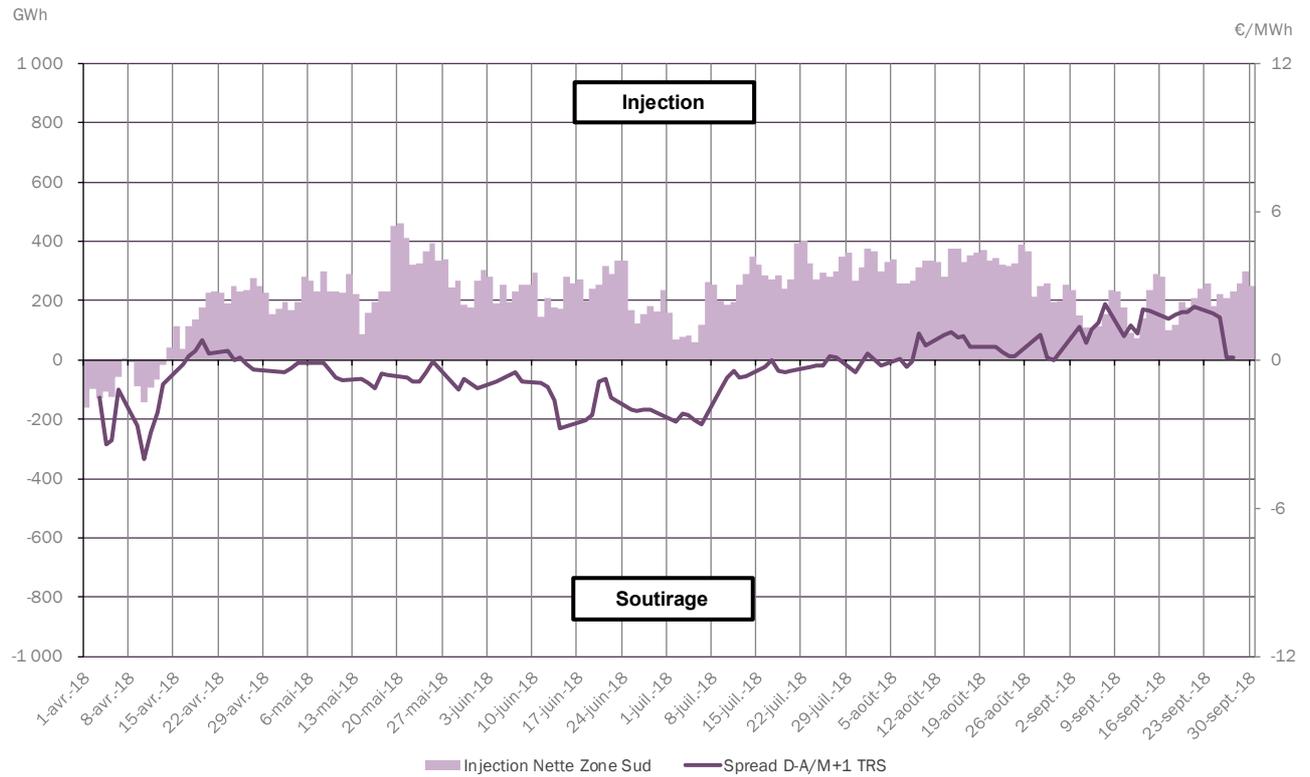
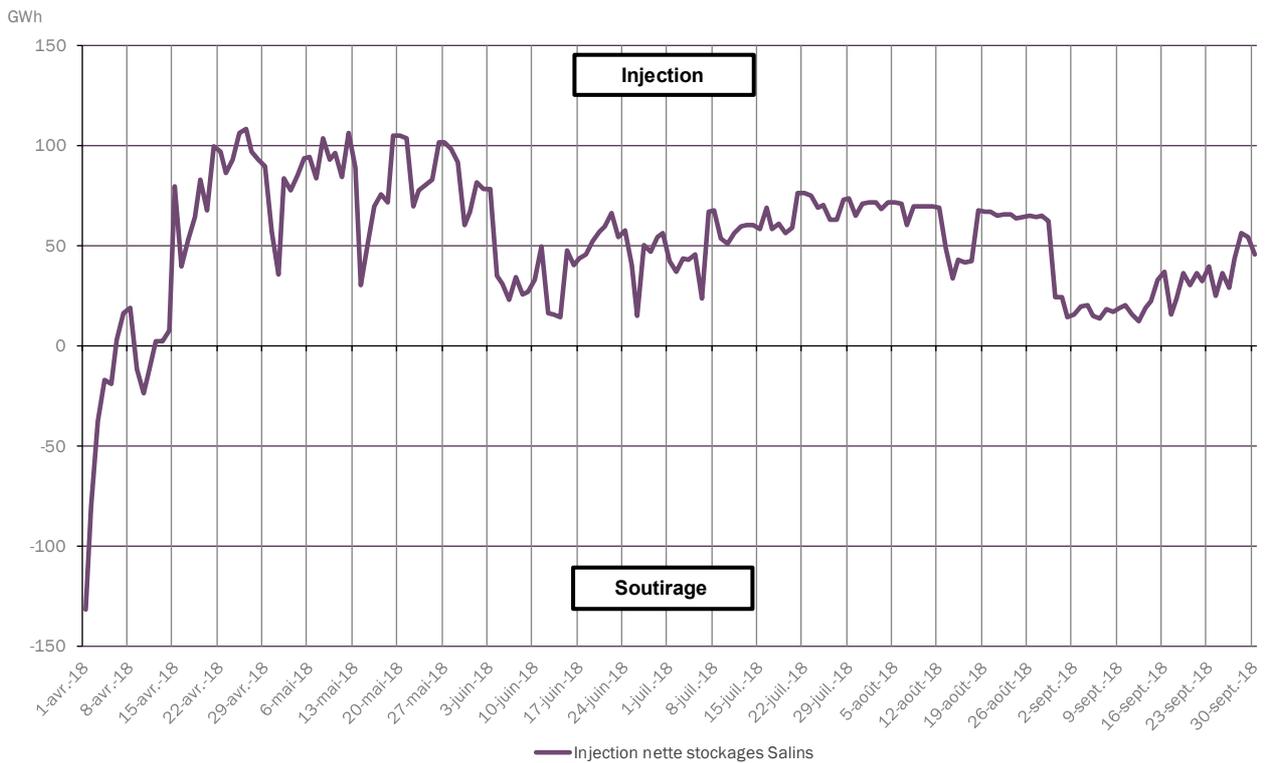


Figure 53 : Variation nette des stockages en Zone Sud versus spread temporels (même jour de cotation)



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 CO₂

Figure 55 : Évolution des prix spot et à terme EUA

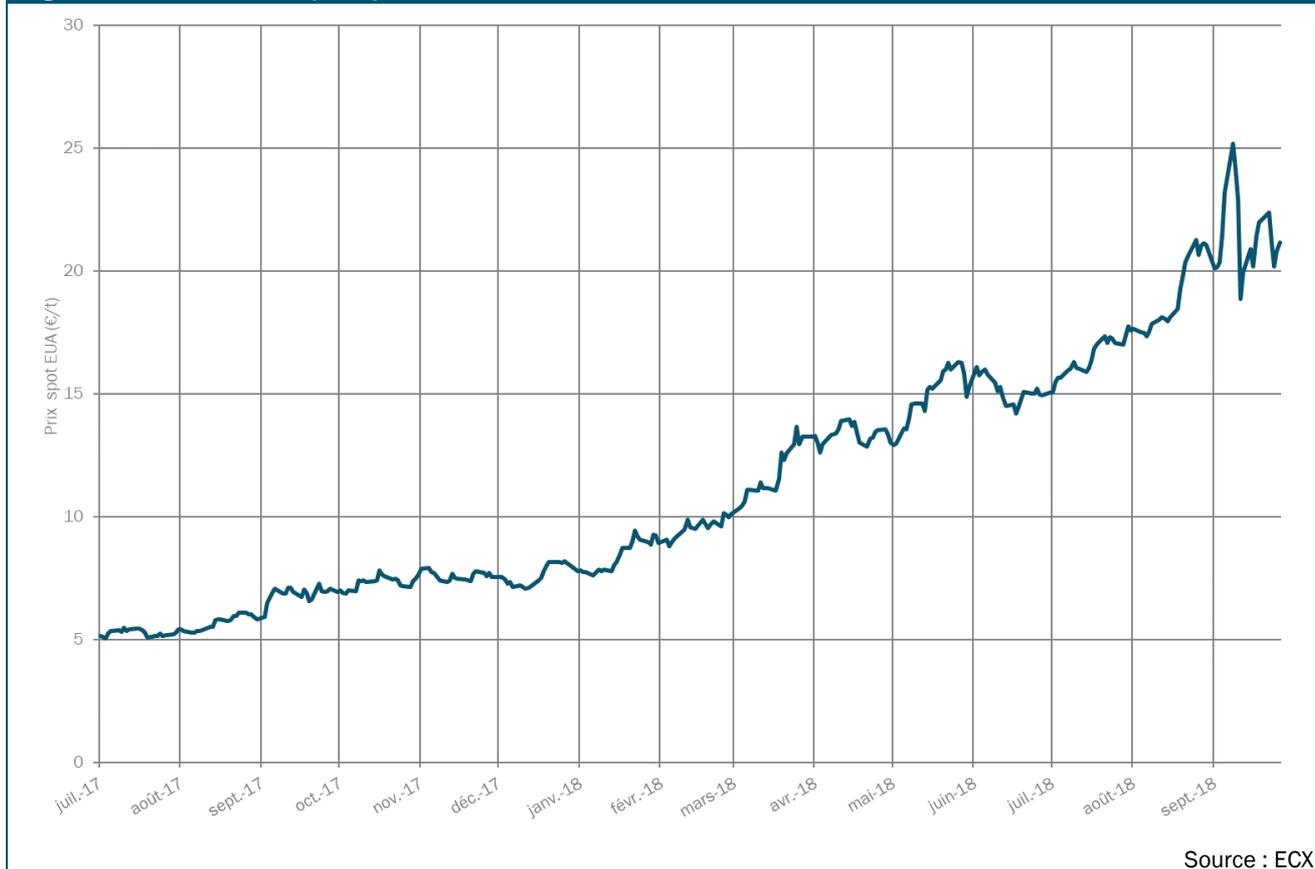


Figure 56 Répartition des volumes trimestriels EUA échangés sur la bourse et auprès des courtiers

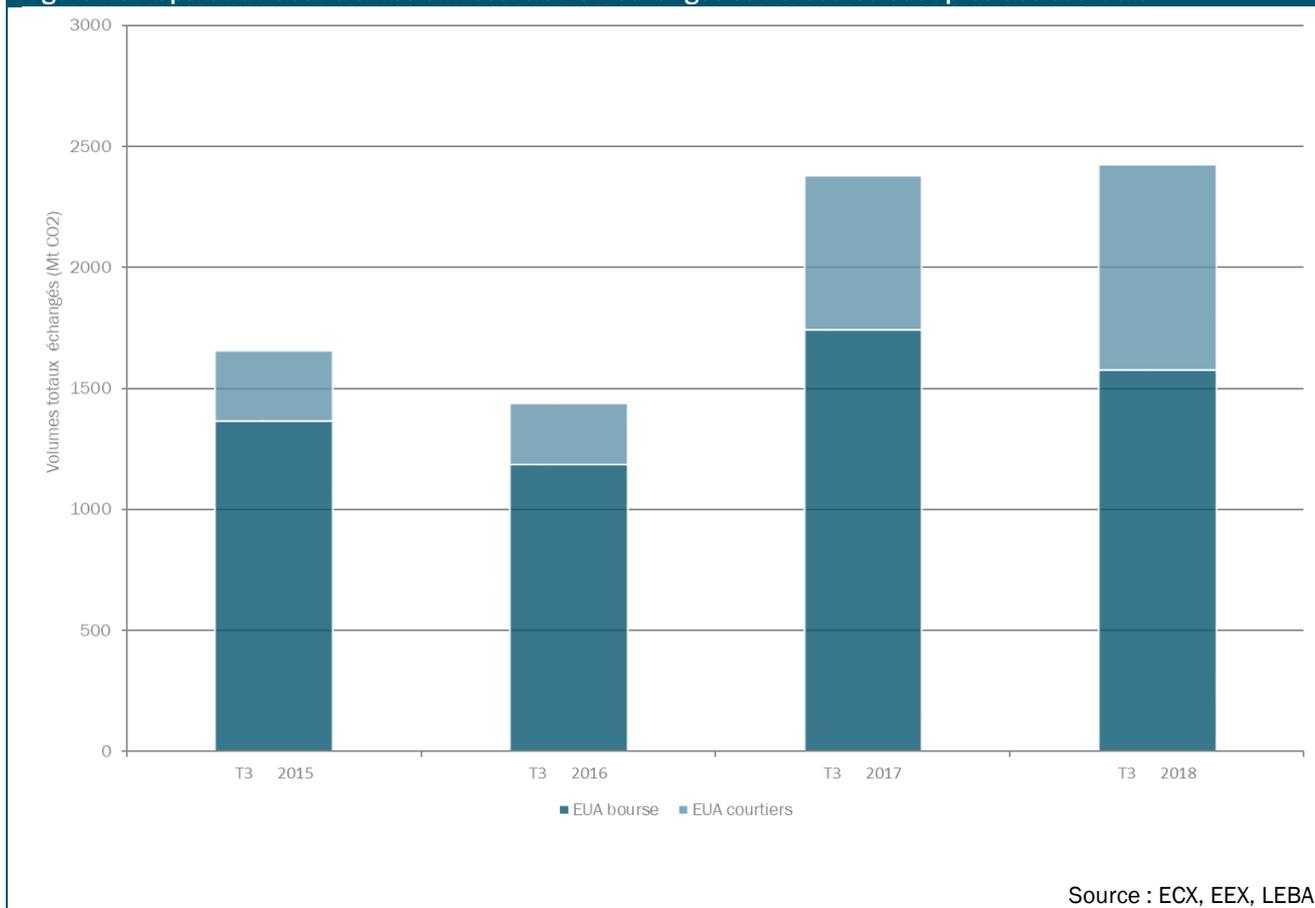
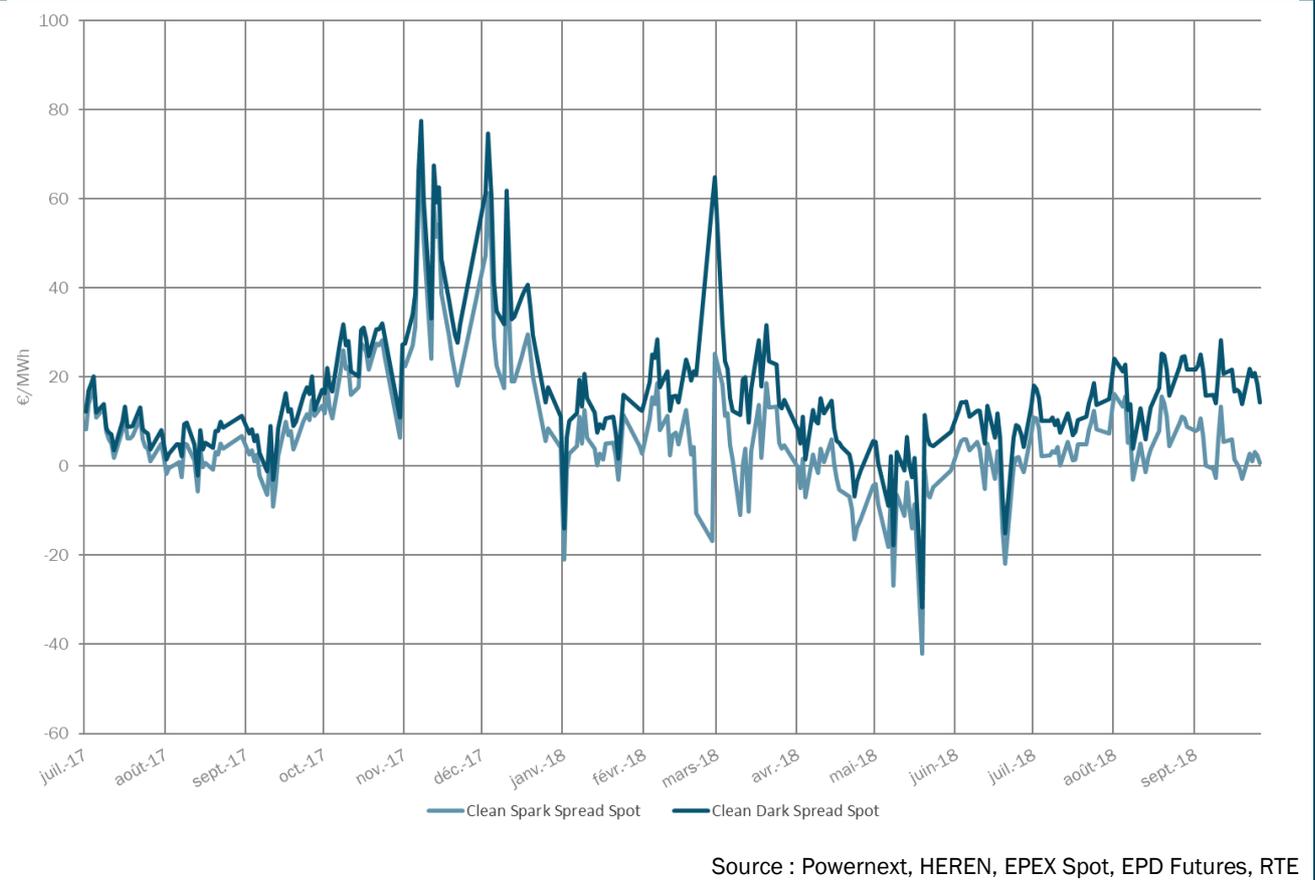


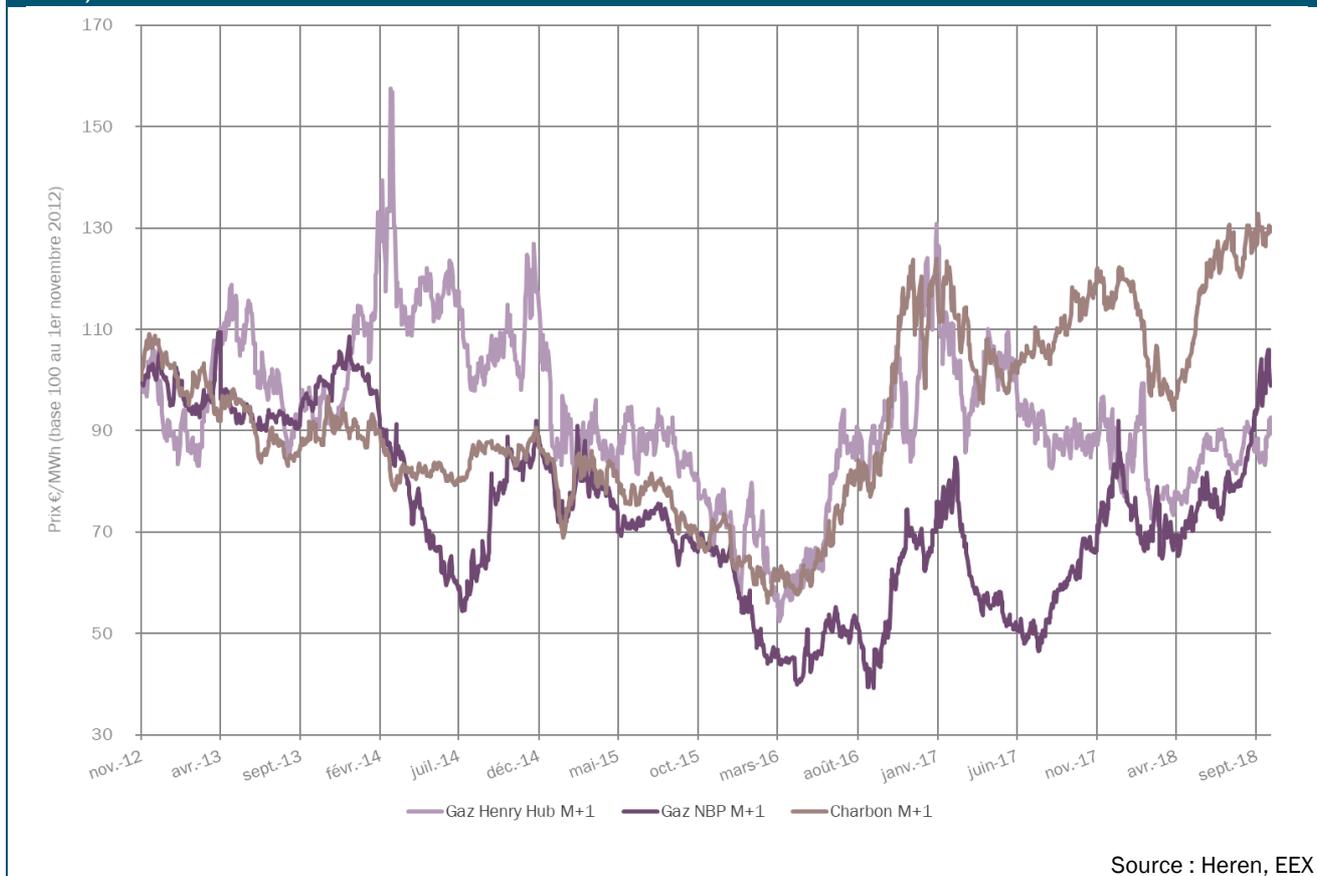
Figure 57 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread spot sur la pointe



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



GLOSSAIRE

GLOSSAIRE COMMUN

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

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

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

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

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

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

GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

Principales bourses électriques en Europe (électricité) :

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

Produits de gros :

- **Day ahead** : contrat passé la veille pour livraison le lendemain
- **Future** : contrat standard passé pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée, nécessitant le versement d'une prime et d'un dépôt de garantie. Les échéances proposées varient selon les marchés organisés (semaine, semestre, trimestre, mois, année). L'échéance Y+1 correspond à l'année calendaire suivant l'année en cours.
- **Base** : 24 heures sur 24, 7 jours sur 7 (c'est pourquoi les moyennes mensuelles glissantes pour les produits Base sont calculées sur 28 jours i.e. sur les jours ouvrés ainsi que les week-ends).
- **Pointe** : de 8 heures à 20 heures, du lundi au vendredi (c'est pourquoi les moyennes mensuelles glissantes pour les produits Pointe sont calculées sur 20 jours i.e. sur les jours ouvrés uniquement).

Segments du marché de gros :

- **Production**
 - **VPP** : « Virtual Power Plant » ou enchères de capacités organisées par EDF suite à une décision de la Commission Européenne (http://www.edf.fr/index.php4?coe_i_id=244)
 - **Achats et ventes en gros (OTC)** : notifications d'échanges de blocs c'est à dire quantités nominées à RTE la veille pour le lendemain, hors les transactions sur Powernext

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

GLOSSAIRE PROPRE AU MARCHÉ DE GROS DU GAZ

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 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 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 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.....	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 T3 2018	29
Figure 22 : Indice de concentration HHI – injections T3 2018.....	30
Figure 23 : Indice de concentration HHI – soutirages en T3 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 et spread PVB/TRS	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 : Évolution du Clean Dark/Spark Spread spot sur la pointe	67
Figure 58 : Prix du gaz en Europe (NBP) et aux États-Unis (Henry Hub) versus le charbon (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

