



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

SURVEILLANCE

RAPPORT 2016-2017

Le fonctionnement des
marchés de gros de
l'électricité, du CO₂
et du gaz naturel

CONTENU

SYNTHESE.....	5
CHIFFRES CLES	8
1. MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ.....	8
2. MARCHÉ DU GAZ.....	12
SECTION 1 L'INTEGRATION DE LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS DANS LE DISPOSITIF EUROPEEN	14
1. UN CADRE JURIDIQUE QUI SE DECLINE DE FAÇON OPERATIONNELLE AUX PLANS EUROPEEN ET NATIONAL	15
1.1 UN CADRE JURIDIQUE EUROPEEN ET NATIONAL AFFINE	15
1.2 LES PROCEDURES ET OUTILS DE SURVEILLANCE METTENT EN ŒUVRE CES DISPOSITIONS.....	16
2. BILAN DE L'ACTIVITE DE SURVEILLANCE EN 2016 DANS LE CADRE DE REMIT.....	17
SECTION 2 CONTEXTE DES MARCHES DE L'ENERGIE.....	19
1. REBOND DES PRIX DES MATIERES PREMIERES AU COURS DE L'ANNEE 2016 ET RUPTURE DE LA TENDANCE HAUSSIERE AU PREMIER SEMESTRE 2017	20
1.1 UNE TENDANCE HAUSSIERE DES PRIX DU PETROLE EN 2016, QUI S'EST INVERSEE EN 2017 DANS UN CONTEXTE D'OFFRE EXCEDENTAIRE.....	20
1.2 UNE REMONTEE DES PRIX DU CHARBON TOUT AU LONG DE L'ANNEE 2016.....	22
2. DES TEMPERATURES EN 2016 AU-DESSUS DES NORMALES ET UNE PLUVIOMETRIE DEFICITAIRE AU SECOND SEMESTRE	24
3. UN PRIX DU QUOTA DE CO₂ BAS ET VOLATILE	25
3.1 RESORPTION DU SURPLUS DE QUOTAS EN 2016 MEME SI UN EXCEDENT IMPORTANT PERDURE.....	25
3.2 CHUTE PUIS VOLATILITE DES PRIX DU QUOTA DE CO ₂	25
SECTION 3 LES MARCHES DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ	27
1. LES FONDAMENTAUX DU MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ MARQUÉS PAR UNE INDISPONIBILITÉ TRÈS ÉLEVÉE DU PARC NUCLEAIRE A LA FIN DE 2016.....	28
1.1 UNE CONSOMMATION EN LÉGERE HAUSSE ET UNE PRODUCTION EN BAISSSE COMPENSEES EN PARTIE PAR UNE BAISSSE DES EXPORTATIONS.....	28
1.2 UN TAUX DE PRODUCTION NUCLEAIRE A SON PLUS BAS HISTORIQUE D'AOUT 2016 A AVRIL 2017	31
1.3 DES CAPACITES INSTALLEES ENR (HORS HYDRAULIQUE) SUR LE POINT DE DEPASSER LES CAPACITES INSTALLEES DES FILIERES THERMIQUES FOSSILES ET UNE PRODUCTION HYDRAULIQUE EN LÉGERE HAUSSE EN 2016.....	31
1.4 UN TAUX DE PRODUCTION DES CENTRALES AU GAZ A SON PLUS HAUT NIVEAU DEPUIS PLUS DE 10 ANS ..	33
1.5 LA FILIERE GAZ PLUS PRESENTE EN 2016, AVEC UN COUT MARGINAL QUI DETERMINE LE PRIX DE MARCHÉ DE FAÇON PLUS FREQUENTE	35
2. DES PRIX DE GROS HISTORIQUEMENT BAS AU PREMIER SEMESTRE 2016 PUIS EN TRÈS FORTE HAUSSE AU SECOND SEMESTRE.....	36
2.1 DES PRIX SPOT A DES NIVEAUX ELEVES AU QUATRIEME TRIMESTRE 2016 AVEC DES EPISODES DE PIC DE PRIX EN RAISON DE LA FORTE INDISPONIBILITÉ NUCLEAIRE	36
2.2 UN ECART ENTRE PRIX SPOT ET LES COUTS MARGINAUX D'EDF EN BAISSSE EN 2016.....	39
2.3 LA HAUSSE DES PRIX SPOT FRANÇAIS AU SECOND SEMESTRE 2016 ELARGIT L'ECART AVEC LE PRIX ALLEMAND ET LE REDUIT PAR RAPPORT AUX PAYS HABITUELLEMENT PLUS CHERS.....	39
2.4 DES PRIX DE GROS A TERME EN HAUSSE AU QUATRIEME TRIMESTRE QUI ENTRAINENT DANS LEUR SILLAGE LES PRIX VOISINS	43

2.5 PREMIERS ECHANGES DE GARANTIES DE CAPACITE EN 2016.....	45
3. HAUSSE DES VOLUMES EN 2016 DANS UN CONTEXTE DE FORTE VOLATILITE DES PRIX	46
SECTION 4 LES MARCHES DE GROS DU GAZ NATUREL.....	49
1. UNE FORTE HAUSSE DE LA CONSOMMATION EN 2016	50
1.1 HAUSSE DE LA DEMANDE EN RAISON DE LA SOLLICITATION DES CENTRALES A GAZ ET DU CLIMAT PLUS FROID QU'EN 2015	50
1.2 UN APPROVISIONNEMENT GNL EN HAUSSE MAIS SOUS TENSION AU SUD EN JANVIER 2017	51
2. DES PRIX DU GAZ NATUREL QUI SUIVENT LA TENDANCE DES MATIERES PREMIERES EN 2016 MAIS QUI RESTENT A DES NIVEAUX BAS.....	54
2.1 DES PRIX SPOT EN EUROPE PLUS BAS EN MOYENNE EN 2016 MAIS EN RUPTURE AVEC LA TENDANCE BAISSIERE DE 2015	54
2.2 LES PRIX MONDIAUX ONT ATTEINT UN PIC FIN 2016 AVANT DE REFLUER PAR LA SUITE	55
2.3 LA REAPPARITION D'UN SPREAD NORD/SUD EN 2016 ET UN PIC DE PRIX AU TRS EN JANVIER 2017	56
2.4 DES PRIX A TERME QUI SUIVENT LES TENDANCES DES MATIERES PREMIERES.....	58
2.5 UN SPREAD ETE/HIVER BAS QUI N'INCITE PAS A LA RESERVATION DE CAPACITE DE STOCKAGE.....	59
3. HAUSSE GENERALISEE DES VOLUMES ECHANGES AU PEG, TOUJOURS PLUS MARQUEE AU NORD QU'AU SUD EN 2016.....	60
3.1 CROISSANCE DES ECHANGES SPOT ET A TERME EN 2016.....	61
3.1 STABILITE DES INDICES DE CONCURRENCE EN 2016.....	65
INDEX DES TABLEAUX	68
INDEX DES GRAPHIQUES	68

SYNTHESE

Intégration de la surveillance des marchés de gros dans le dispositif européen

Depuis le 28 décembre 2011, la mission de surveillance des marchés de gros de l'énergie assurée par la CRE s'inscrit dans le cadre du règlement européen relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie (règlement (UE) N° 1227/2011 du 25 octobre 2011), dit REMIT. En droit national, la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 a modifié le code de l'énergie pour confier à la CRE la mission de garantir le respect des obligations et interdictions prévues par le règlement REMIT et donner au Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE (CoRDIS) la possibilité de sanctionner tout manquement à ces dernières. Le cadre national a par la suite été précisé par l'ordonnance n° 2016-461 du 14 avril 2016 qui a notamment modifié les articles L. 131-2 et L. 134-25 du code de l'énergie pour préciser les compétences de la CRE en matière de recueil d'information, d'enregistrement, d'obligations des personnes organisant des transactions à titre professionnel et la possibilité pour le CoRDIS de sanctionner tout manquement y afférant.

Sur le plan opérationnel, la collecte centralisée des données standards par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) a débuté en octobre 2015, celle relative aux données non-standard en avril 2016. L'ensemble des données transactionnelles et fondamentales collectées par l'ACER est ensuite partagé avec les Autorités de régulation nationales (ARN). La CRE a, en parallèle, prolongé de façon transitoire le dispositif national de collecte de données directement auprès des opérateurs et des personnes organisant des transactions à titre professionnel afin de participer activement aux contrôles de qualité des données menés par l'ACER. Les acteurs de marché qui déclarent leurs données à l'ACER doivent au préalable s'enregistrer auprès d'une ARN. Fin 2016, un peu plus de 1100 acteurs de marché s'étaient enregistrés sur le registre français.

La surveillance des marchés de gros de l'énergie s'articule avec la législation financière. Le 10 février 2016, la Commission européenne a reporté au 3 janvier 2018 l'entrée en vigueur de la directive dite MiFID II pour laisser le temps aux acteurs concernés et aux autorités compétentes de mettre en place les systèmes adéquats. Cette directive élargit notamment la liste des instruments financiers. Le règlement délégué du 25 avril 2016 de la Commission européenne a apporté des précisions sur la définition de certains produits sur lesquels subsistaient des incertitudes sur le régime juridique applicable (REMIT ou droit financier). L'articulation entre REMIT et la réglementation financière fait l'objet d'échanges réguliers entre les services de la CRE et ceux de l'Autorité des marchés financiers (AMF) dans le cadre de la coopération entre les deux institutions prévue par le Code de l'énergie et le Code monétaire et financier.

Dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros, la CRE mène des analyses approfondies à la suite de la détection d'événements de marché inhabituels ou suspects par ses services, par l'ACER, par une autre ARN, par les personnes organisant des transactions à titre professionnel ou par tout autre acteur. Dans ce cadre, la CRE a effectué, au cours de l'année 2016 et du premier semestre 2017, 26 demandes d'informations auprès des acteurs de marché. Sur l'année 2016, le périmètre surveillé par la CRE représente 730 000 transactions sur les marchés, soit l'équivalent de 1 900 TWh échangés ou plus de 60 Mds €.

A la date de publication du présent rapport, six enquêtes ont été ouvertes par la CRE, dont trois en électricité et trois en gaz.

Rebond des prix des matières premières après avoir atteint des seuils très bas en 2016

Des épisodes de tensions sur les prix ont été observés à la fin de l'année 2016 sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz en France, dans un contexte de forte indisponibilité nucléaire et d'augmentation des prix des énergies fossiles, en particulier du charbon, et de tensions de l'offre GNL.

Le prix du pétrole Brent s'est établi en moyenne à 39,5 €/ baril en 2016, en baisse de 16 % par rapport à 2015. Le marché du pétrole s'est situé à des niveaux très bas en début d'année (24,7 € au point le plus bas le 21 janvier 2016) avant de suivre une tendance haussière au cours de l'année 2016 avec une hausse du prix du Brent de 54 % entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre. Cette hausse a été constatée à partir du mois d'avril 2016 avec un prix atteignant 40 €/ baril le 29/04/2016. Elle reflète notamment les négociations relatives à la réduction de la production puis l'accord entre certains pays membres de l'OPEP et la Russie du 30/11/2016. La tendance haussière s'est néanmoins interrompue au cours du premier semestre 2017, notamment en raison de la hausse des stocks et de la production de pétrole brut américain. Au 30 juin 2017, le prix du Brent était ainsi revenu à 41,3 €/ baril.

Le charbon a connu des évolutions similaires à celles du pétrole. Son cours s'est situé en moyenne à 48,5 €/t en 2016, en recul de près de 2 % par rapport à 2015. La tendance sur 2016 a été haussière, avec une progression des prix de près de 75 % entre le début et la fin de l'année. La hausse des prix du charbon est principalement liée à des mesures prises en Chine afin de procéder à la fermeture des mines de charbon les moins productives. Ces mesures ont provoqué une baisse de la production de près de 8% et une hausse des importations de charbon par la Chine, liée à la production d'électricité. La Chine redevient à ce titre le premier importateur mondial.

Enfin, le prix du quota de CO₂ est resté stable au cours de l'année 2016 avec des évolutions rythmées par des annonces de mesures notamment européennes. Il se situe en moyenne à 5,4 €/tonne en 2016, en forte baisse par rapport à l'année 2015 (- 30 %) dans un contexte d'excédents de quotas. Sur le plan de la supervision, le quota de CO₂ entrera dans le champ de la directive MiFID II dès son entrée en vigueur le 3 janvier 2018 en tant qu'instrument financier.

Marchés de gros de l'électricité : Des prix de gros historiquement bas au premier semestre 2016 puis en très forte hausse au second semestre dans un contexte de forte indisponibilité nucléaire

L'année 2016 a été marquée d'une part par un équilibre offre-demande détendu au premier semestre 2016 dans un contexte de prix bas des matières premières en début d'année et d'autre part une tension de l'offre au quatrième trimestre en raison notamment du niveau historiquement bas de la disponibilité du parc nucléaire, de mi-juillet 2016 jusqu'à mars 2017, dû à l'arrêt de réacteurs dans le cadre de tests sur les taux de concentration carbone des fonds primaires des générateurs de vapeur.

Les capacités installées des filières renouvelables (hors hydraulique) poursuivent leur croissance et sont en 2017 sur le point de dépasser les capacités installées des filières thermiques fossiles. Le taux de production hydraulique est en légère hausse en 2016 (+8,2 %) par rapport à 2015 en lien avec une pluviométrie élevée au premier semestre 2016 et une pluviométrie déficitaire à partir de juillet. Le niveau relatif des prix de l'énergie ont permis également d'enregistrer des rentabilités positives des centrales à gaz et au charbon tout au long de l'année. Fortement sollicitée, notamment au cours de l'hiver 2016/2017 dans le contexte de tension de l'offre, les taux de production des centrales au gaz ont atteint 35 % et ont par ailleurs été marginales 23 % du temps en 2016 contre 16 % en 2015.

La faible disponibilité des moyens de production nucléaire a eu pour conséquence également une baisse significative des exportations (-22 %) et une forte augmentation des importations (+8 %) équivalent à une baisse de 36,6 % du solde exportateur. Du côté de la demande, la consommation brute française est en légère hausse en 2016 (+1,5 %) par rapport à 2015, s'établissant à 483 TWh et reflétant les variations des températures observées au cours de l'année.

Dans ces conditions, les prix spot s'établissent en moyenne à 34,6 €/MWh en 2016, en baisse de -4,9 % par rapport à l'année 2015. Néanmoins au cours du dernier trimestre 2016, la tension du système électrique français et la hausse des prix des matières premières ont entraîné mécaniquement les prix spot qui se sont établis à 60 €/MWh en moyenne (+47 % par rapport au même trimestre en 2015). Le mois de novembre a été marqué par trois épisodes de pics de prix horaires sur la pointe du soir à plus de 800 €/MWh les 7, 8 et 14 novembre 2016. Au premier trimestre 2017, les prix spot se sont établis à des niveaux élevés au moment de la vague de froid de janvier. A partir de mars ils se sont stabilisés autour de 35 €/MWh, au-dessus des niveaux observés l'année précédente.

Les prix à terme s'établissent en moyenne à 33,4 €/MWh en 2016 en baisse de -12,5 % par rapport à 2015, avec un point bas à 25 €/MWh pour les produits calendaires au premier trimestre 2016. Cependant, la remontée des prix du charbon à partir du deuxième trimestre 2016 a commencé à tirer les prix à terme à la hausse. Surtout, les incertitudes sur la disponibilité du parc nucléaire ont contribué, dès le mois de septembre, à la hausse des prix de gros pour livraison au dernier trimestre 2016 et en 2017. Le produit calendaire 2017 est passé de 32 €/MWh en septembre 2016 à 50 €/MWh en novembre 2016. Ces niveaux de prix supérieurs à 42 €/MWh ont suscité de nouveau un intérêt de la part des fournisseurs alternatifs qui ont souscrit des volumes d'ARENH au guichet du 16 novembre 2016. Dans le contexte des annonces de l'ASN concernant le redémarrage sous conditions de réacteurs nucléaires, les prix à terme ont chuté très rapidement au début du mois de décembre jusqu'à 34 €/MWh avant de remonter légèrement et clôturer à 40 €/MWh. Au premier semestre 2017, les prix à terme sont restés stables, autour de 35 €/MWh pour les produits calendaires.

La CRE reste particulièrement attentive aux évolutions des prix et notamment au respect des obligations de transparence du règlement REMIT. Les épisodes de tension, comme chaque épisode inhabituel de marché, font l'objet d'une analyse spécifique au titre de la surveillance des marchés de gros.

La faiblesse des prix de gros de l'électricité permettant une couverture à bas prix en début d'année 2016 et la forte volatilité des prix à terme dépassant celui de l'ARENH en fin d'année 2016, créant ainsi des opportunités d'arbitrage, ont grandement contribué à l'augmentation des volumes échangés sur les marchés intermédiaires (+35 % en 2016 par rapport à 2015). Les transactions ont atteint 55 Mds€ en 2016, soit 1274,2 TWh contre 931,9 TWh en 2015.

Marchés de gros du gaz : des prix du gaz naturel qui suivent la tendance des matières premières en 2016 mais qui restent à des niveaux bas

Les fondamentaux du marché de gros français du gaz sont marqués en 2016 et au premier semestre 2017 par la réapparition d'un écart de prix entre la zone sud et la zone nord et par une forte sollicitation des centrales électrique au gaz à compter du quatrième trimestre 2016 dans le contexte de forte indisponibilité du parc nucléaire. Au PEG Nord, le prix spot du gaz évolue en lien étroit avec les prix des marchés adjacents dans des circonstances d'approvisionnement confortables et en l'absence de tension dans l'utilisation des infrastructures. En revanche en zone sud, des maintenances sur la liaison Nord-Sud au cours du troisième trimestre 2016 mais aussi un manque d'approvisionnement en GNL combiné à un pic de froid en janvier 2017, ont entraîné des tensions du système sur le TRS (*Trading Region South*) et notamment des congestions au sud-est. A ce titre le différentiel de prix spot entre la zone sud et la zone nord a dépassé les 20 €/MWh sur certaines journées.

Comme rappelé supra, ce type d'évènements fait l'objet d'une analyse spécifique au titre de la surveillance des marchés de gros.

Le prix spot au PEG Nord a fortement baissé jusqu'au 4^{ème} trimestre 2016, pour atteindre un point bas à 10,6 €/MWh en septembre 2016. Il a par la suite remonté jusqu'à près de 22 €/MWh fin décembre 2016, de façon synchrone avec les marchés adjacents, reflet de mouvements saisonniers et dans un contexte de remontée globale des prix des matières premières. Le niveau moyen des prix spot au PEG Nord s'établit à 14,2 €/MWh en baisse de 29 % par rapport à l'année 2015. Au sud, dans le contexte de tensions sur l'approvisionnement et de hausse du prix de GNL, le prix maximum atteint a été de 43,6 €/ MWh le 21/01/2017. Le spread moyen par rapport au PEG Nord sur la période de tension (décembre 2016 à janvier 2017) a été de 8,2 €/MWh. Ces tensions se sont résorbées le 11/02/2017, ramenant le spread à zéro. Ce spread a évolué en dessous de 1,30€ jusqu'à la fin du premier semestre 2017.

Sur le marché à terme, les prix des produits calendaires ont suivi la même tendance pour atteindre un point bas en dessous des 13 €/MWh (TTF Y+1 – marché des Pays-Bas) en avril 2016. Une remontée des prix est intervenue par la suite jusqu'à l'hiver 2016/2017 dans le contexte de hausse généralisée du prix des matières premières.

Les prix du gaz en Europe, en Asie et en Amérique du Sud ont convergé uniquement au cours du premier semestre 2016. Au cours du second semestre 2016, les prix au PEG Nord et NBP sont restés à des niveaux plus bas que les niveaux des prix asiatiques, sud-américain, TRS et espagnol notamment en raison de la dépendance de ces régions à l'approvisionnement en GNL. Par ailleurs, les prix aux États-Unis ont suivi une tendance haussière mais restent déconnectés, à des niveaux plus bas que les autres cours mondiaux (7,8 €/MWh en moyenne en 2016).

On observe enfin une progression des volumes échangés sur les marchés de gros du gaz par rapport à 2015. Au total, ces volumes ont augmenté de 4 % en 2016 par rapport à 2015. Ils représentent 633 TWh pour un montant de transactions de plus de 9 Mds €.

CHIFFRES CLES

1. MARCHÉ DE L'ELECTRICITE

Tableau 1 : Capacités de production installées en France

	Variation Annuelle 2015/2016				
	fin 2014	fin 2015	fin 2016	En pourcentage	En valeur
Parc installé (GW)	128,9	129,3	130,8	1,2%	154,1%
Nucléaire	63,1	63,1	63,1	0,0%	0,0%
Hydraulique	25,4	25,4	25,5	0,4%	10,0%
Thermique à combustible fossile	24,4	22,6	21,8	-3,3%	-75,3%
Charbon	5,1	3,0	3,0	-0,2%	-0,7%
Fioul	8,9	8,6	7,1	-17,9%	-154,5%
Gaz	10,4	10,9	11,7	7,3%	79,9%
Renouvelables (hors hydraulique)	16,0	18,2	20,4	12,1%	219,4%
Eolien	9,1	10,3	11,7	13,5%	138,8%
Photovoltaïque	5,3	6,2	6,8	9,8%	60,9%
ENR thermique	1,6	1,7	1,9	11,6%	19,7%

Source : RTE

Tableau 2 : Production des différentes filières technologiques en France

	Variation Annuelle 2015/2016					Variation semestrielle S1 2016 / S1 2017			
	2014	2015	2016	En pourcentage	En valeur	S1 2016	S1 2017	En pourcentage	En Valeur
Production (TWh)	540,6	545,1	531,3	-2,5%	-13,8	282,6	275,8	-2,4%	-6,8
Nucléaire	415,9	416,8	384,0	-7,9%	-32,8	205,1	197,2	-3,9%	-7,9
Hydraulique	68,2	58,7	63,9	8,9%	5,2	38,9	30,7	-21,1%	-8,2
Thermique à combustible fossile	27,0	33,2	45,9	38,3%	12,7	18,1	27,1	49,7%	9,0
Charbon	8,3	8,5	7,3	-14,1%	-1,2	2,8	4,6	64,3%	1,8
Gaz	14,3	21,9	35,3	61,2%	13,4	14,0	20,8	48,6%	6,8
Fioul	4,4	2,8	3,3	17,9%	0,5	1,3	1,7	30,8%	0,4
Renouvelables (hors hydraulique)	29,5	36,4	37,5	3,0%	1,1	20,5	20,8	1,5%	0,3
Eolien	17,0	21,1	20,7	-1,9%	-0,4	12,3	11,6	-5,7%	-0,7
Photovoltaïque	5,9	7,4	8,3	12,2%	0,9	3,9	4,8	23,1%	0,9
ENR thermique	6,6	7,9	8,5	7,6%	0,6	4,3	4,4	2,3%	0,1
Consommation (TWh)	435,0	443,0	483,0	9,0%	40,0	248,9	247,7	-0,5%	-1,2

Source : RTE

Tableau 3 : Importations et exportations en France

	Variation Annuelle 2015/2016					Variation semestrielle S1 2016 / S1 2017			
	2014	2015	2016	En pourcentage	En valeur	S1 2016	S1 2017	En pourcentage	En Valeur
Importations	27,2	31,8	34,4	8,2%	2,6	15,0	16,4	9,1%	1,4
Importations pointe (TWh)	11,9	12,9	12,7	-1,6%	-0,2	5,7	6,2	8,8%	0,5
Importations hors-pointe (TWh)	15,3	18,9	21,7	14,9%	2,8	9,3	10,2	9,3%	0,9
Exportations	92,3	93,8	73,5	-21,7%	-20,3	43,6	39,3	-9,9%	-4,3
Exportations pointe (TWh)	33,3	34,1	25,1	-26,4%	-9,0	16,0	14,2	-11,3%	-1,8
Exportations hors-pointe (TWh)	59,0	59,7	48,4	-19,0%	-11,3	27,7	25,1	-9,3%	-2,6
Solde exportateur	65,1	62,0	39,1	-37,0%	-22,9	28,6	22,9	-19,9%	-5,7

Source : RTE

Tableau 4 : Solde aux frontières

	Variation annuelle 2016 / 2015					Variation semestrielle S1 2017 / S1 2016			
	2014	2015	2016	En pourcentage	En valeur	S1 2016	S1 2017	En pourcentage	En valeur
Solde aux frontières, en TWh									
Zone CWE	10,6	6,7	-5,4	-180,6%	-12,1	0,5	-2,1	-520,0%	-2,6
Espagne	3,6	7,4	7,8	5,4%	0,4	2,5	6,5	160,0%	4
Royaume-Uni	15,2	14,1	10,0	-29,1%	-4,1	7,7	4,7	-39,0%	-3
Italie	19,3	19,7	16,5	-16,2%	-3,2	10,5	9,0	-14,3%	-1,5
Suisse	16,9	14	10,1	-27,9%	-3,9	7,4	4,8	-35,1%	-2,6
Total	65,6	61,9	39,1	-58,3%	-22,8	28,6	22,9	-19,9%	-5,7

Source : RTE

Tableau 5 : Clean dark et spark spread et charbon

Maturité Y+1	Variation annuelle 2016 / 2015					Variation S1 2017 / S1 2016			
	2014	2015	2016	En pourcentage	En valeur	S1 2016	S1 2017	En pourcentage	En valeur
Charbon (€/t)	58,5	49,5	48,3	-2,4%	-1,2	39,4	61,3	55,6%	21,9
Clean dark spread pointe (€/MWh)	27,4	22,3	22,3	0	0	18,5	20,9	13,0%	2,4
Clean spark spread pointe (€/MWh)	1,3	2,5	10,7	328,0%	8,2	5,5	10,5	90,9%	5

Source: ICE, EPD

Tableau 6 : Bilans Injections – Soutirages du système électrique français

	Variation annuelle 2016 / 2015					Variation semestrielle S1 2017 / S1 2016			
	2014	2015	2016	En pourcentage	En valeur	S1 2016	S1 2017	En pourcentage	En valeur
Injections, en TWh									
Production Hors ARENH et VPP, en TWh	466	529	531	14,0%	63,2	284	274	5,0%	13,7
ARENH, en TWh	71	16	0	-77,0%	-55,1	0	40	-100,0%	-12,4
VPP, en TWh	3	0	0	-89,0%	-2,7	0	0	-100,0%	-0,3
Imports, en TWh	27	32	33	16,0%	4,4	15	17	-18,0%	-3,3
Soutirages, en TWh									
Consommation clients finals, en TWh	435	442	447	2,0%	7,4	233	270	0,0%	-0,2
Pompage, en TWh	7,9	6,8	7	-14,0%	-1,1	3,5	4	-4,0%	-0,1
Exports, en TWh	95	96	74	1,0%	0,9	45	41	-4,0%	-2
Pertes, en TWh	31	33	36	9,0%	2,7	18	18	-1,0%	-0,2

Source : RTE

	Variation Annuelle 2015/2016					Variation semestrielle S1 2016 / S1 2017			
	2013	2014	2016	En pourcentage	En valeur	S1 2016	S1 2017	En pourcentage	En Valeur
Responsables d'équilibre	193	193	197	2%	4				
Producteurs d'électricité actifs	25	23	26	13,0%	3	20		-100,0%	-20
Détenteurs de capacités issues des enchères VPP	24	10	0	-100,0%	-10	5		-100,0%	-5
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	18	20	0	-100,0%	-20	14		-100,0%	-14
Fournisseurs de clients finals	28	26	32	23,1%	6	23		-100,0%	-23
Actifs à l'import/export	94	103	77	-25,2%	-26	87		-100,0%	-87
Actifs à l'échange de blocs	107	113	103	-8,8%	-10	108		-100,0%	-108
Actifs sur la bourse	96	105	96	-8,6%	-9	94		-100,0%	-94

Source : RTE, EPEX Spot, Courtiers

Tableau 7 : Prix spot et à terme du marché français de l'électricité

	Variation annuelle 2016 / 2015					Variation semestrielle S1 2017 / S1 2016			
	2014	2015	2016	En pourcentage	En valeur	S1 2016	S1 2017	En pourcentage	En valeur
Prix de marché Spot									
Prix Intraday France, en €/MWh	35	38,8	36,9	-4,8%	-1,9	27,8	44,7	60,8%	16,9
Prix Day-Ahead France en Base, en €/MWh	34,6	38,6	36,7	-4,9%	-1,9	27,3	44,4	62,6%	17,1
Prix Day-Ahead France en Pointe, en €/MWh	43,8	46,6	47,1	1,0%	0,5	33,8	52,6	55,6%	18,8
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	1,9	6,8	7,7	13,2%	0,9	2,4	8,9	270,8%	6,5
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	2,8	8,2	11,5	40,2%	3,3	3,2	8,7	171,9%	5,5
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne	50,8%	26,5%	35,8%	-	9,3 pts	46,0%	35,5%	-	-10,5 pts
Prix de marché à terme									
Prix M+1 France, en €/MWh	40	36,9	41,2	11,6%	4,3	27	39,9	47,8%	12,9
Spread M+1 France-Allemagne, en €/MWh	6,5	6	11,9	100,0%	6	2,4	5,9	142,8%	3,5
Prix Q+1 France, en €/MWh	42	37,1	39,5	6,4%	2,4	25	33,6	34,3%	8,6
Spread Q+1 France-Allemagne, en €/MWh	7,6	6,2	10,5	70,7%	4,4	0,7	1,9	192,3%	1,3
Prix Y+1 France, en €/MWh	42,5	38,1	31,9	-16,4%	-6,2	29	35,8	23,6%	6,8
Spread Y+1 France-Allemagne, en €/MWh	7,4	7,2	6,2	-13,6%	-1	5,1	5,8	13,9%	0,7
Ratios Y+1 Pointe/Base									
France	1,25	1,23	1,33	8,1%	0,1	1,3	1,3	0,0%	0
Allemagne	1,26	1,26	1,26	0,0%	0	1,26	1,26	0,0%	0

Source : EPEX SPOT, EEX

Tableau 8 : Volumes spot et à terme sur le marché français de l'électricité

				Variation annuelle				Variation semestrielle S1 2017 / S1 2016	
	2014	2015	2016	En pourcentage	En valeur	S1 2016	S1 2017	En pourcentage	En valeur
NEB									
Volumes NEB, en TWh	338,9	503,0	201,5	-60%	-301,5	201,5	0,0	-100%	-201,5
Ratio NEB/Consommation française	73%	116%	46%	-	-70,76%	87%	0%	-	-86,50%
Marché Spot, en TWh	106,7	159,4	144,9	-19%	-14,5	77,0	173,4	125%	96,4
Volumes sur le marché Intraday EPEX SPOT, en TWh	5,2	5,4	6,1	11%	0,6	3,0	108,1	3482%	105,0
Part des Volumes Intraday cross-border Fr-All	72%	62%	65%	5%	3,34%	69%	74%	7%	0,0
Volumes sur le marché Day-Ahead EPEX SPOT, en TWh	67,8	106,4	110,7	4%	4,3	58,0	53,1	-8%	-4,9
Volumes sur le marché Day-Ahead Brokers, en TWh	33,7	47,6	28,2	-41%	-19,4	16,0	12,2	-24%	-3,8
Marché à terme									
Volumes, en TWh	825,9	1109,0	1309,4	18%	200,4	657,2	332,9	-49%	-324,3
Part de marché Brokers	96%	91%	86%	-	-4,98%	86,42%	86,14%	-	-0,28%
Part de marché EEX	4,37%	9,20%	14,18%	-	4,98%	13,58%	13,86%	-	0,28%
Nombre de Transactions	87914	115319	102218	-11%	-13101	49 582	34 951	-30%	-14631
Part de marché Brokers	1,0	0,9	0,9	-	-5,19%	89,18%	82,83%	-	-6,35%
Part de marché EEX	4,23%	8,12%	13,31%	-	5,19%	10,82%	17,17%	-	6,35%
Produit Y+1									
Volumes, en TWh	206,1	294,9	495,7	68%	200,8	253,4	88,2	-65%	-165,3
Nombre de Transactions	4020	6493	11672	80%	5179	5998	2474	-59%	-3524
Produit Q+1									
Volumes, en TWh	92,1	122,3	125,8	3%	3,4	46,3	57,2	24%	10,9
Nombre de Transactions	6703	8312	9648	16%	1336	3268	4403	35%	1135
Produit M+1									
Volumes, en TWh	119,2	162,6	119,3	-27%	-43,3	56,9	55,0	-3%	-1,9
Nombre de Transactions	16314	24526	20231	-18%	-4295	9096	10018	10%	922

Source : EPEX SPOT, EEX, Courtiers

Tableau 9 : Indice de concentration (HHI) des différents segments de marché de gros de l'électricité de France

Livraisons	HHI - Concentration du marché			
	2015		2016	
		EDF inclus		EDF inclus
OTC - achats de blocs	377	859	496	1107
OTC - ventes de blocs	417	923	657	1079
EPEX - achats	430	414	592	599
EPEX - ventes	455	2312	320	3346
Injections				
Production	3055	8076	3587	7085
ARENH	1544		0	
Importations	629	573	731	740
Soustractions				
Consommation clients finals	1877	6476	1795	5334
Pertes	1862	1581	1643	1535
Exportations	469	1615	566	1603

Sources : RTE, EPEX SPOT, Courtiers

2. MARCHÉ DU GAZ

Tableau 10 : Fondamentaux du marché du gaz en France

Fondamentaux	Variation annuelle						Variation semestrielle			
	2016 / 2015			S1 2016 / S1 2017			S1 2017 / S1 2016			
	2014	2015	2016	En pourcentage	En Valeur	S1 2016	S1 2017	En pourcentage	En valeur	
Approvisionnements et débouchés										
Approvisionnement (TWh)	624	648	683	5%	35	349	370	6%	20	
Déstockage	100	120	118	-2%	-2	70	70	-1%	0	
Importations	524	528	565	7%	37	279	300	7%	21	
<i>Importations terrestres</i>	454	463	485	5%	22	241	246	2%	5	
<i>Importations GNL</i>	70	65	80	23%	15	38	53	41%	15	
Production	0	0	0	5%	0	0	0	-2%	0	
Débouchés (TWh)	624	648	683	5%	35	349	370	6%	20	
Stockage	116	115	113	-1%	-1	49	45	-8%	-4	
Consommation clients finals	416	448	488	9%	39	260	265	2%	5	
<i>Clients distribution</i>	271	289	304	5%	15	177	171	-3%	-6	
<i>Clients directement reliés au réseau de transport</i>	145	160	184	15%	24	83	94	13%	11	
Exportations	87	80	75	-6%	-5	38	57	47%	18	
Autres	5	5	7	40%	2	2	3	46%	1	
Livraisons aux PEG (TWh)	580	681	797	17%	116	383	408	7%	25	
PEG Nord	450	543	643	18%	100	312	330	6%	19	
TRS*	130	138	154	12%	16	71	77	9%	6	
Suivi des infrastructures										
Utilisation de la liaison Nord-Sud (N->S)	94%	90%	95%		5%	92%	88%		-3%	
Disponibilité liaison Nord-Sud (N->S)	86%	83%	81%		-1%	83%	81%		-2%	
Utilisation de Dunkerque (UK -> France)	85%	88%	80%		-7%	83%	91%		8%	
Utilisation de Taisnières H (Belgique->France)	74%	69%	63%		-6%	63%	60%		-2%	
Utilisation de Pirineos (France->Espagne)	79%	57%	45%		-13%	45%	50%		5%	
Niveau de stock (TWh au 1er janvier)	74	96	83		-13%	83	78		-7%	
Variation nette des stockages en France (GWh/j)	22	-11	-8		-28%	3	-33		-147%	
Emission terminaux méthaniers (GWh/j)	190	179	214		19%	35	208		42%	
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	134,3	100,8	102,4		2%	2	102		13%	

Tableau 11 : Prix du gaz en France

Prix	Variation annuelle						Variation semestrielle			
	2016 / 2015			S1 2016 / S1 2017			S1 2017 / S1 2016			
	2014	2015	2016	En pourcentage	En Valeur	S1 2016	S1 2017	En pourcentage	En valeur	
Prix Spot (€/MWh)										
PEG Nord day-ahead (moyenne)	21,4	20,1	14,3	-29%	-5,8	13,2	17,3	31%	4,1	
TRS* day-ahead (moyenne)	25,0	21,6	15,6	-28%	-6,0	13,5	19,9	47%	6,3	
Spread Nord/Sud	3,5	0,5	1,3	149%	0,8	0,3	2,6	713%	2,2	
Spread PEG Nord/TTF	0,5	0,3	0,3	7%	0,0	0,2	0,3	31%	0,1	
Prix à terme (€/MWh)										
PEG Nord M+1 (moyenne)	21,9	19,9	14,2	-29%	-5,7	13,0	17,0	31%	4,0	
TRS* M+1 (moyenne)	25,7	20,5	15,5	-25%	-5,1	13,5	19,0	40%	5,5	
PEG Nord Y+1 (moyenne)	24,8	20,4	15,6	-23%	-4,8	14,8	17,2	16%	2,4	
Spread Nord/Sud (M+1)	3,8	0,6	1,2	104%	0,6	0,5	2,0	299%	1,5	
Spread PEG Nord/TTF (Y+1)	0,4	0,3	0,2	-23%	-0,1	0,2	0,3	43%	0,1	
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead	3,4	1,5	1,9	25%	0,4	1,8	1,4	-19%	-0,3	

Tableau 12 : Négoce du gaz en France

Négoce	Variation annuelle 2016 / 2015					Variation semestrielle S1 2017 / S1 2016			
	2014	2015	2016	En pourcentage	En Valeur	S1 2016	S1 2017	En pourcentage	En valeur
Activité sur le marché de gros français									
Echanges aux PEG* (TWh)	487	567	632	11%	65	299	323	8%	24
En % de la consommation nationale	117%	127%	130%		3%	115%	122%		7%
Volumes échangés sur le marché intermédiaire français									
Marché spot (TWh)	152	178	188	6%	10	92	100	9%	8
Intraday	16	18	27	44%	8,2	13,3	13,3	0%	0,0
Day Ahead	89	102	105	3%	3,1	51,1	55,7	9%	4,5
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	92	119	139	17%	20,1	64,2	85,1	33%	20,9
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	61	59	49	-17%	-10,3	27,3	14,4	-47%	-12,9
Marché à terme (TWh)	379	440	455	3%	15	274	240	-12%	-34
M+1	112	108	129	20%	21,2	59,0	65,0	10%	6,0
Q+1	45	51	43	-15%	-7,6	18,0	28,6	59%	10,6
S+1	104	78	75	-4%	-3,4	51,0	52,7	3%	1,7
Y+1	15	46	7	-85%	-39,2	4,6	13,5	192%	8,9
Bourse (toutes échéances)	47	45	54	21%	9,2	34,8	14,6	-58%	-20,1
Brokers (toutes échéances)	332	395	401	2%	6,0	238,9	225,5	-6%	-13,4
Nombre de transactions sur le marché intermédiaire français									
Marché spot	119 342	138 607	142 795	3%	4 188	66 596	78 052	17%	11 456
Intraday	21 739	24 615	29 496	20%	4 881	14 431	14 827	3%	396
Day Ahead	80 561	92 580	92 676	0%	96	43 084	50 755	18%	7 671
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	89 613	112 872	122 942	9%	10 070	54 771	73 554	34%	18 783
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	29 729	25 735	19 853	-23%	-5 882	11 825	4 498	-62%	-7 327
Marché à terme	5 563	6 074	6 584	8%	510	3 291	3 603	9%	312
M+1	3 415	3 329	3 789	14%	460	1 702	2 026	19%	324
Q+1	421	572	528	-8%	-44	214	319	49%	105
S+1	618	530	468	-12%	-62	306	293	-4%	-13
Y+1	91	244	54	-78%	-190	41	69	68%	28
Bourse (toutes échéances)	1 772	1 550	1 700	10%	150	851	660	-22%	-191
Brokers (toutes échéances)	3 791	4 524	4 884	8%	360	2 440	2 943	21%	503
Concentration du marché français du gaz									
Nombre d'expéditeurs actifs sur le marché	106	110	103	-6%	-7	98	101	3%	3
dont actifs chez Powernext Gas Spot	54	55	59	7%	4	54	66	22%	12
dont actifs chez Powernext Gas Futures	40	40	47	18%	7	43	46	7%	3

Tableau 13 : Transactions sur le marché intermédiaire du gaz en France

	2014	2015	2016	S1 2016	S1 2017
Volume par transaction le plus couramment utilisé (MWh/j)					
Spot	1000 (44%)	1000 (48%)	1000 (51%)	1000 (51%)	1000 (52%)
dont produits day-ahead	1000 (48%)	1000 (53%)	1000 (54%)	1000 (55%)	1000 (55%)
Terme	720 (38%)	720 (39%)	720 (43%)	720 (42%)	720 (38%)
dont produits mensuels	720 (41%)	720 (41%)	720 (46%)	720 (45%)	720 (40%)
dont produits saisonniers	720 (41%)	720 (50%)	720 (44%)	720 (46%)	720 (39%)
Total marché intermédiaire	1000 (42%)	1000 (46%)	1000 (48%)	1000 (49%)	1000 (50%)

SECTION 1

L'INTEGRATION DE LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS DANS LE DISPOSITIF EUROPEEN

1. UN CADRE JURIDIQUE QUI SE DECLINE DE FAÇON OPERATIONNELLE AUX PLANS EUROPEEN ET NATIONAL

Depuis le 28 décembre 2011, la mission de surveillance des marchés de gros de l'énergie assurée par la CRE s'inscrit dans le cadre du règlement européen relatif à l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie ([Règlement \(UE\) N° 1227/2011 du 25 octobre 2011](#)), dit REMIT. Adopté en octobre 2011, il interdit les abus de marché que sont les opérations d'initiés et les manipulations de marchés et oblige les acteurs à publier les informations privilégiées dont ils disposent.

Conformément aux dispositions du règlement, l'ACER doit surveiller l'ensemble des marchés européens, en coopération avec les régulateurs nationaux. Les régulateurs nationaux mènent les enquêtes en cas de suspicion d'abus de marché. Dans les cas transnationaux, l'ACER dispose d'un pouvoir de coordination et peut instaurer si besoin un groupe d'enquête composé de représentants des ARN.

1.1 Un cadre juridique européen et national affiné

Le travail d'intégration des dispositions relatives à REMIT en droit national s'est achevé en 2016. En effet, l'ordonnance n°2016-461 du 14 avril 2016¹ a notamment modifié les articles L. 131-2 et L. 134-25 du code de l'énergie pour préciser les compétences de la CRE en matière de collecte des données, d'enregistrement et d'obligations des personnes organisant des transactions à titre professionnel. Cette ordonnance a par ailleurs donné la possibilité pour le Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE (CoRDIS) de sanctionner tout manquement y afférant. L'article L.131-2 prévoit donc désormais que la CRE « garantit le respect des articles 3, 4, 5, 8, 9 et 15 » de REMIT. Des enquêtes peuvent être diligentées lorsque la CRE détecte ou est informée de tout potentiel manquement à ces dispositions. La CRE garantit également le respect des articles 3, 4 et 5 de REMIT pour le marché de capacité. Ces articles font référence :

- aux interdictions d'opérations d'initiés (article 3) et de manipulations de marché (article 5) ;
- aux obligations de transparence et de publication d'informations privilégiées (article 4) ;
- à l'obligation de déclaration de données par les acteurs de marché (article 8) ;
- à l'obligation d'enregistrement des acteurs de marché (article 9) ;
- aux obligations des personnes organisant des transactions à titre professionnel (article 15).

Le dispositif juridique issu de REMIT est donc complet et pleinement opérationnel.

Par ailleurs, la surveillance des marchés de gros de l'énergie doit prendre en compte la législation financière en matière d'abus de marché, avec laquelle REMIT s'articule. En effet, ses articles 3 et 5 ne s'appliquent pas aux produits énergétiques de gros qui sont également qualifiés d'instruments financiers en application de la réglementation financière². A cet égard, le 10 février 2016, la Commission européenne a reporté au 3 janvier 2018 l'entrée en vigueur de la directive 2014/65/UE du Parlement européen et du Conseil du 15 mai 2014 concernant les marchés d'instruments financiers, dite « MiFID II³ », pour laisser le temps aux acteurs concernés et aux autorités compétentes de mettre en place les systèmes adéquats. Cette directive élargit notamment la liste des instruments financiers aux quotas d'émission de CO₂ ainsi qu'aux produits dérivés qui se rapportent à un actif sous-jacent de l'électricité ou du gaz, négociés sur une plateforme de type « systèmes organisés de négociation » (OTF) au sens de MiFID II. Dans cette dernière catégorie, les produits énergétiques de gros à terme et qui font nécessairement l'objet d'une livraison physique ne sont cependant pas considérés comme des instruments financiers. Cette exception est connue sous le nom de « *REMIT carve-out* »⁴. Des précisions importantes sur la définition de ces produits ont ensuite été apportées par le règlement délégué du 25 avril 2016 de la Commission européenne⁵, qui a ainsi levé une incertitude sur le régime juridique qui leur est applicable.

¹ Consulter le [texte de l'ordonnance n°2016-461 du 14 avril 2016](#)

² Voir article 1(2) de REMIT ([règlement \(UE\) n° 1227/2011](#))

³ Consulter la [directive 2014/65/UE du 15 mai 2014 concernant les marchés d'instruments financiers](#)

⁴ Voir l'annexe I, section C de la directive 2014/65/UE

⁵ Consulter le [règlement délégué complétant la directive 2014/65/UE du 25 avril 2016 de la Commission européenne](#), notamment aux articles 5 et 8

Les instruments financiers sont soumis aux dispositions relatives aux abus de marché du règlement MAR (*Market abuse regulation*⁶), entré en vigueur le 3 juillet 2016. Néanmoins, REMIT reste applicable aux produits qui sont qualifiés de produits énergétiques de gros **et** d'instruments financiers en ce qui concerne les obligations de publication des informations privilégiées (article 4), de transmission des données à l'ACER (article 8) et d'enregistrement (article 9).

Ces questions font l'objet d'échanges réguliers entre les services de la CRE et ceux de l'Autorité des marchés financiers (AMF), dans le cadre de la coopération entre les deux institutions prévue par le Code de l'énergie et le Code monétaire et financier.

1.2 Les procédures et outils de surveillance mettent en œuvre ces dispositions

REMIT prévoit qu'avant de déclarer leurs données, les acteurs de marché doivent s'enregistrer auprès de l'autorité de régulation nationale de l'État membre où ils sont établis ou, s'ils ne sont pas établis dans un pays de l'Union européenne, auprès de celle d'un État-membre où ils exercent une activité⁷. La CRE a choisi d'utiliser le système d'enregistrement « CEREMP » (*Centralised European Register for Market Participants*) développé par l'ACER et accessible en France depuis le 7 octobre 2014. Les acteurs de marchés sont tenus de communiquer dans les plus brefs délais aux autorités de régulation nationales tout changement concernant les informations qui les concernent⁸. Fin 2016, un peu plus de 1100 acteurs de marché s'étaient enregistrés sur le registre français. L'ACER consolide ensuite les registres nationaux afin d'établir un registre européen des acteurs de marché. Celui-ci est mis à jour de façon régulière et une partie des informations qu'il contient est rendue publique.

Conformément aux actes d'exécution de REMIT, la collecte continue des données standards⁹ et non standards par l'ACER a débuté respectivement en octobre 2015 et en avril 2016. Pour l'ensemble des marchés européens, la collecte de données s'effectue via les entités de déclaration de données, qui peuvent être les acteurs de marché eux-mêmes lorsqu'ils ont été accrédités « mécanismes de déclaration répertoriés » (*Registered Reporting Mechanism*, « RRM ») ou par l'intermédiaire de RRM tiers. Les données sont ensuite partagées avec les ARN dont la politique de sécurité de l'information satisfait les critères imposés par l'ACER.

L'année 2016 a été une année de transition, puisque la CRE a, en parallèle, prolongé de façon transitoire le dispositif national de collecte de données directement auprès des opérateurs et des personnes organisant des transactions à titre professionnel (PPAT) afin de participer activement aux contrôles de qualité des données menés par l'ACER. À terme, les travaux de surveillance s'appuieront principalement sur les données collectées au niveau européen, complétées, en tant que de besoin, par une collecte de données au niveau national. À cet égard, REMIT permet aux ARN de collecter des données supplémentaires nécessaires à leur mission de surveillance des marchés, au niveau national.

Enfin, la coordination de la mise en œuvre de REMIT dans les États-membres est assurée sur le plan opérationnel par une communication permanente entre les différentes ARN et l'ACER, mais aussi par l'utilisation d'outils partagés. La communication s'effectue principalement en bilatéral et au sein des groupes de travail dédiés aux différents sujets relatifs à REMIT (aspects informatiques, problématiques relatives aux outils, méthodes et moyens de surveillance, harmonisation de la mise en œuvre des dispositions de REMIT, etc.). À titre d'exemple, les orientations publiées par l'ACER, conformément à l'article 16 de REMIT, ou encore le document « Q&A », qui contient les questions qui ont été le plus fréquemment posées aux régulateurs et les réponses de l'Agence, sont le fruit d'une réflexion et d'une compréhension communes.

⁶ Consulter le règlement (UE) 596/2014 du 16 avril 2014 sur les abus de marché

⁷ Consulter la 4^{ème} édition des orientations de l'ACER à cet égard

⁸ Voir article 9(5) de REMIT

⁹ La liste des contrats standards est disponible sur le site de l'ACER : <https://www.acer-remit.eu/portal/standardised-contract>

2. BILAN DE L'ACTIVITÉ DE SURVEILLANCE EN 2016 DANS LE CADRE DE REMIT

Dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros, la CRE a surveillé en 2016, 730 000 transactions sur les marchés, soit l'équivalent de 1 900 TWh échangés ou plus de 60 Mds €. Elle peut mener des analyses approfondies à la suite de la détection d'événements de marché inhabituels ou suspects par ses services, par l'ACER, par une autre ARN, par les personnes organisant des transactions à titre professionnel (PPAT) ou par tout autre acteur. Ainsi, la CRE a adressé, au cours de l'année 2016 et du premier semestre de l'année 2017, 26 demandes d'informations auprès des acteurs de marché dans le cadre d'analyses approfondies.

En cas de soupçon de manquement aux dispositions de REMIT, l'ouverture d'une enquête peut être décidée par le Président de la CRE qui nomme alors un agent qui sera en charge de la conduire. Cette enquête pourra aboutir, le cas échéant, à la saisine du CoRDIS. A la date de publication du présent rapport, six enquêtes ont été ouvertes par la CRE, dont trois en électricité et trois en gaz.

Tout au long de l'année 2016, la CRE a organisé plusieurs réunions d'information dont l'objectif était de présenter aux acteurs de marché le règlement REMIT et sa mise en œuvre opérationnelle¹⁰. Elle a également effectué un travail d'accompagnement des acteurs de marché et d'aide à la compréhension du règlement afin de répondre à leurs questions pratiques relatives aux obligations d'enregistrement et de transmission de données.

La CRE a également contribué à la rédaction de la 4^{ème} édition des orientations non contraignantes de l'ACER, qui a été publiée en juin 2016. Elle met l'accent sur la surveillance des obligations prévues par l'article 15 de REMIT portant sur les personnes qui organisent professionnellement les transactions (PPAT). Ces dernières doivent en effet informer les régulateurs concernés lorsqu'elles détectent des suspicions de manquement à REMIT (Cf. encadré : la surveillance des obligations imposées aux personnes qui organisent professionnellement les transactions détaillée dans la 4^{ème} édition des orientations de l'ACER).

Les travaux européens se sont également concentrés sur l'élaboration de positions communes sur l'analyse et la qualification de différentes pratiques qui seraient susceptibles d'être qualifiées de manipulation de marché au titre de l'article 5 de REMIT. La première d'entre elles, disponible sur le site de l'ACER, porte sur les « wash trades », définis comme le fait de conclure des transactions pour la vente ou l'achat d'un produit énergétique de gros, par lesquelles il n'y a pas de changement de bénéficiaire ou de risque de marché, ou par lesquelles le changement de bénéficiaire ou de risque de marché se fait entre des parties qui agissent de concert ou en collusion.

¹⁰ L'ensemble des documents est disponible sur le site de la CRE, [voir la page dédiée à REMIT](#)

Encadré : la surveillance des obligations imposées aux personnes qui organisent professionnellement les transactions détaillée dans la 4^{ème} édition des orientations de l'ACER

La 4^{ème} édition des orientations de l'ACER met l'accent sur l'article 15 du REMIT, qui oblige les personnes organisant professionnellement les transactions sur les marchés de gros de l'énergie (PPAT) à reporter les transactions dont ils suspectent raisonnablement qu'elles pourraient constituer un manquement aux interdictions d'opérations d'initiés ou de manipulation de marché.

Le chapitre 9 des orientations détaille le concept de PPAT et donne des exemples d'organisations qui correspondent à cette définition. Ainsi, les bourses, les courtiers ou encore les gestionnaires de réseaux de transport sont considérés comme des PPAT, leur caractéristique principale étant leur rôle d'intermédiaire. Les GRT jouent en particulier un rôle important dans les mécanismes de marché relatifs à l'équilibrage du système électrique (mécanisme d'ajustement, gestion de la réserve primaire...).

Dans ce nouveau chapitre, l'ACER détaille sa compréhension actuelle de la définition de PPAT (sous-chapitre 9.2), de l'obligation de notifier les violations éventuelles des articles 3 ou 5 de REMIT (sous-chapitre 9.3), de ce qui est attendu des PPAT en ce qui concerne la mise en place de dispositions et procédures efficaces pour déceler les infractions aux articles 3 et 5 de REMIT (sous-chapitre 9.4), ainsi que des exemples de méthodes de surveillance qui peuvent être utilisées par les ARN pour promouvoir la conformité à l'article 15 du règlement.

S'agissant de l'obligation de notifier des manquements potentiels aux articles 3 et 5 de REMIT, les orientations reviennent sur les informations qu'une déclaration de suspicion (*suspicious transaction report*, STR) devrait contenir, lorsqu'elles sont disponibles, et sur les critères pour déterminer à quelle ARN elle devrait être envoyée. Il est en outre précisé que la notion de déclaration « sans délai » est comprise par les régulateurs, comme bonne pratique, comme étant inférieure à 4 semaines à compter de l'événement. Les déclarations peuvent être effectuées via la « *notification platform* », mise à disposition par l'ACER et disponible au lien suivant : <https://www.acer-remit.eu/np/home>. Cette plateforme permet aux PPAT d'envoyer une STR à plusieurs ARN simultanément.

Enfin, l'article 15 de REMIT impose aux PPAT d'établir mais également de conserver des mesures efficaces dans le but de déceler les manquements aux articles 3 et 5, ce qui signifie qu'elles doivent surveiller activement les marchés de gros de l'énergie dans lesquels elles sont impliquées. Cette 4^{ème} édition des orientations propose des solutions pour éviter les potentiels conflits d'intérêts qui peuvent émerger et des exemples de structure de gouvernance qui peuvent permettre de réduire ce risque. Des indications quant au niveau approprié de ressources dédiées à la surveillance, d'un point de vue tant quantitatif que qualitatif, ainsi que sur des exemples de procédures potentiellement vertueuses (en termes de communication ou de traçabilité par exemple) sont également données.

SECTION 2

CONTEXTE DES MARCHES DE L'ENERGIE

L'année 2016, en rupture avec la tendance baissière de 2015, s'est caractérisée par une reprise des cours des marchés de gros de l'énergie portée par le rebond des prix des matières premières après des niveaux très bas atteints au cours du premier trimestre. Le marché mondial du charbon ainsi que le marché du gaz ont connu au second semestre une période de fortes fluctuations des prix. Au cours du premier semestre 2017, les prix des matières premières se sont stabilisés, notamment pour le charbon, et s'inscrivent en légère baisse pour le pétrole et le gaz.

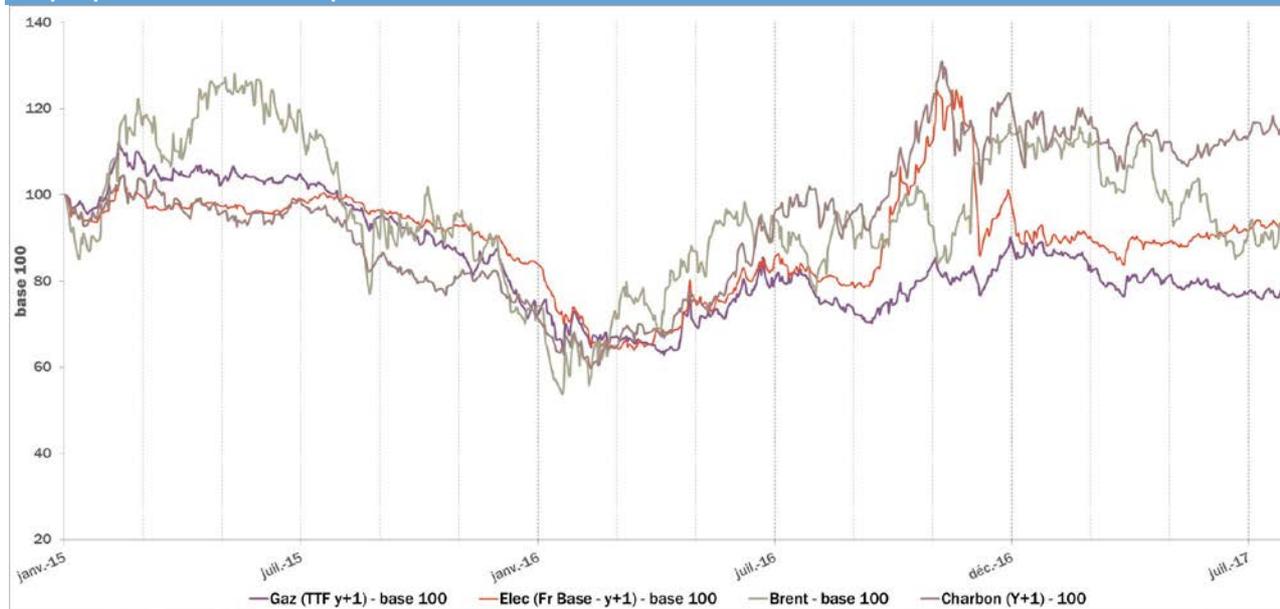
Le bilan climatique de 2016 fait état de températures plus chaudes en général par rapport aux normales mais moins que celles observées en 2015. Les aléas climatiques ont eu des conséquences sur la demande d'électricité en France et en Europe, avec des effets perceptibles sur les marchés de gros. Les variations des températures observées au cours de l'année se reflètent sur la consommation électrique, notamment au cours de la première vague de froid hivernal du 4^{ème} trimestre 2016. Les niveaux de pluviométrie de 2016 ont été en moyenne proches de la normale selon Météo France. Cependant, le second semestre a été marqué par un déficit de plus de 35% en moyenne par rapport à la normale, ce qui a pesé sur la production des centrales hydrauliques.

Le prix du quota de CO₂ poursuit sa tendance fortement baissière entamée fin 2015. En moyenne à 5,3 €/t au cours de l'année, les fluctuations du prix du quota de CO₂ ont été rythmées par des annonces de mesures nationales, européennes et internationales. Par ailleurs, le quota de CO₂ entrera dans le champ de la directive MiFID II dès son entrée en vigueur le 3 janvier 2018 en tant qu'instrument financier.

1. REBOND DES PRIX DES MATIÈRES PREMIÈRES AU COURS DE L'ANNÉE 2016 ET RUPTURE DE LA TENDANCE HAUSSIÈRE AU PREMIER SEMESTRE 2017

La tendance baissière des prix des principales commodités énergétiques (pétrole, charbon, gaz et électricité) s'interrompt à compter du second trimestre 2016 (Graphique 1), après avoir atteint ses plus bas niveaux de prix observés depuis 2008.

Graphique 1 : Evolution des prix des commodités



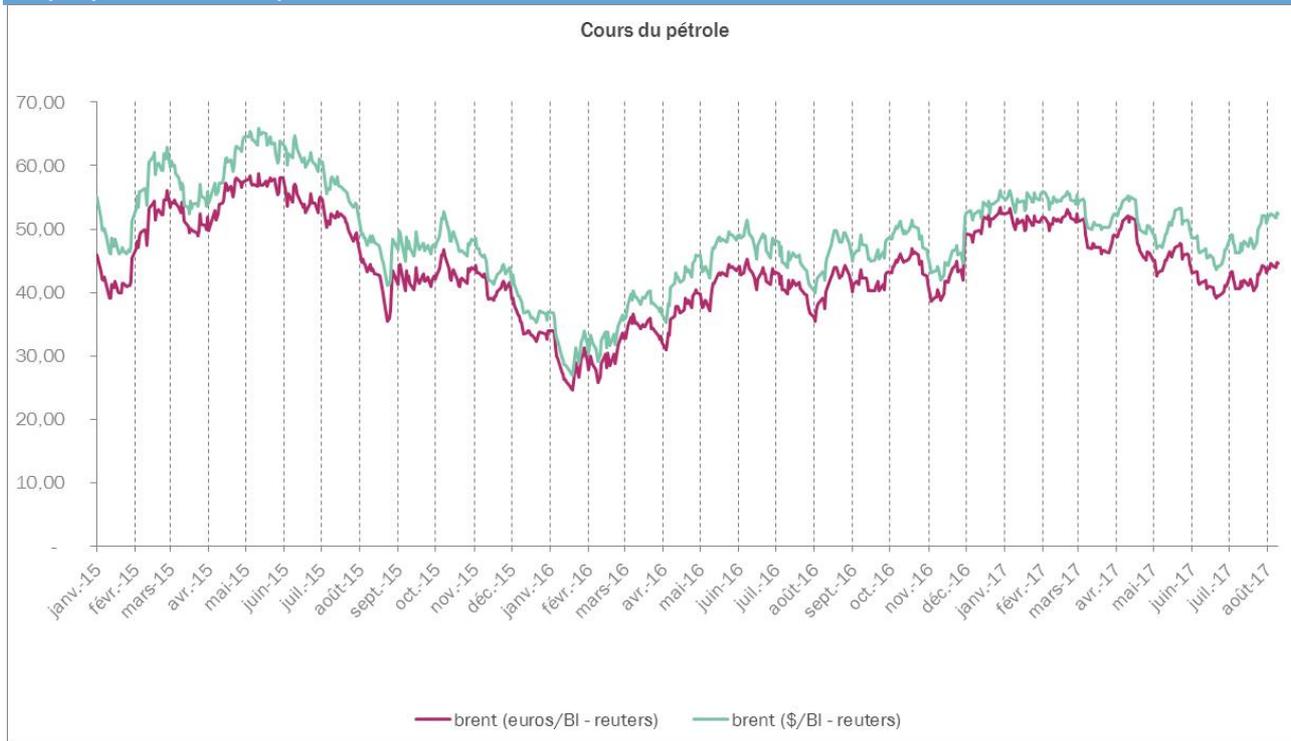
Sources : EEX, ICIS Heren, Reuters, ICE

1.1 Une tendance haussière des prix du pétrole en 2016, qui s'est inversée en 2017 dans un contexte d'offre excédentaire

L'année 2016 est marquée par une remontée des prix du pétrole après une baisse importante entamée au second semestre 2014 (Graphique 2). Le baril de Brent s'est établi à 39,5 €/bbl en moyenne en 2016, soit une baisse de 16 % par rapport à 2015. Néanmoins les prix affichent une tendance haussière à partir du second

trimestre 2016 passant de 32,1 €/bbl le 1^{er} avril 2016 à 52,5 €/bbl le 30 décembre 2016, soit une augmentation de 63,5 %.

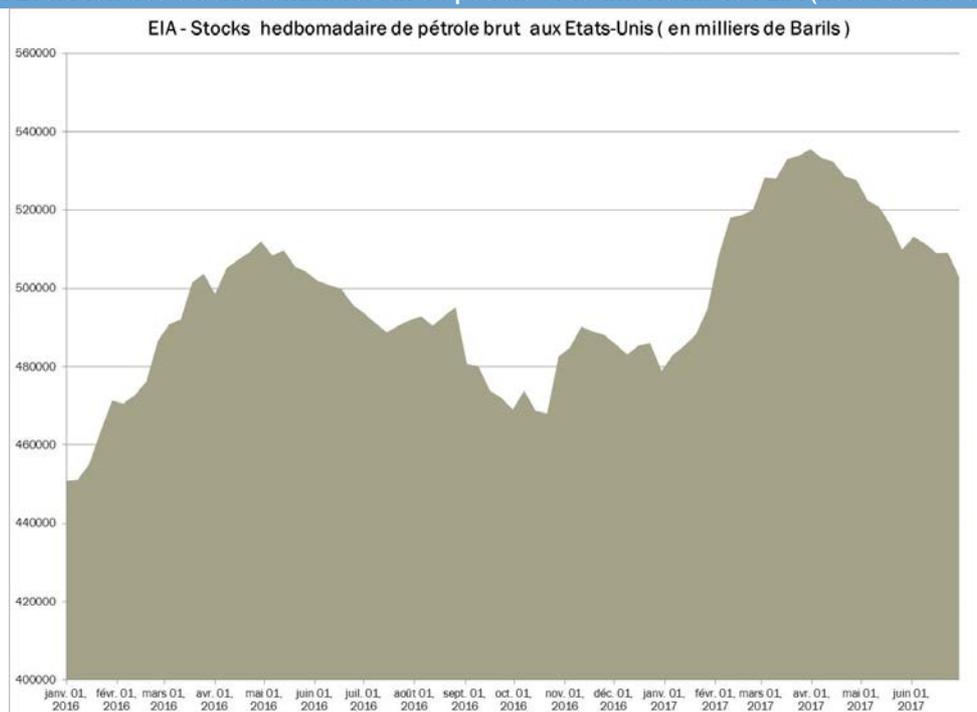
Graphique 2 : Cours du pétrole



Source: Reuters

Cette remontée des prix en cours d'année s'explique par les pourparlers entre les pays membres de l'OPEP et la Russie ayant débuté en mai 2016. Ces discussions ont abouti à la signature le 30 novembre 2016, par la majorité des parties prenantes à l'exception de l'Iran, de la Lybie et du Nigéria, d'un accord de réduction de production au premier semestre 2017. Cependant, l'offre reste excédentaire en 2016, soutenue en partie par les volumes additionnels d'Iran, d'Iraq, de Lybie et d'Arabie Saoudite, et par des niveaux élevés des stocks commerciaux aux Etats-Unis (Graphique 3).

Graphique 3 : Evolution des stocks commerciaux de pétrole brut américain de l'EIA (hors réserve stratégique)



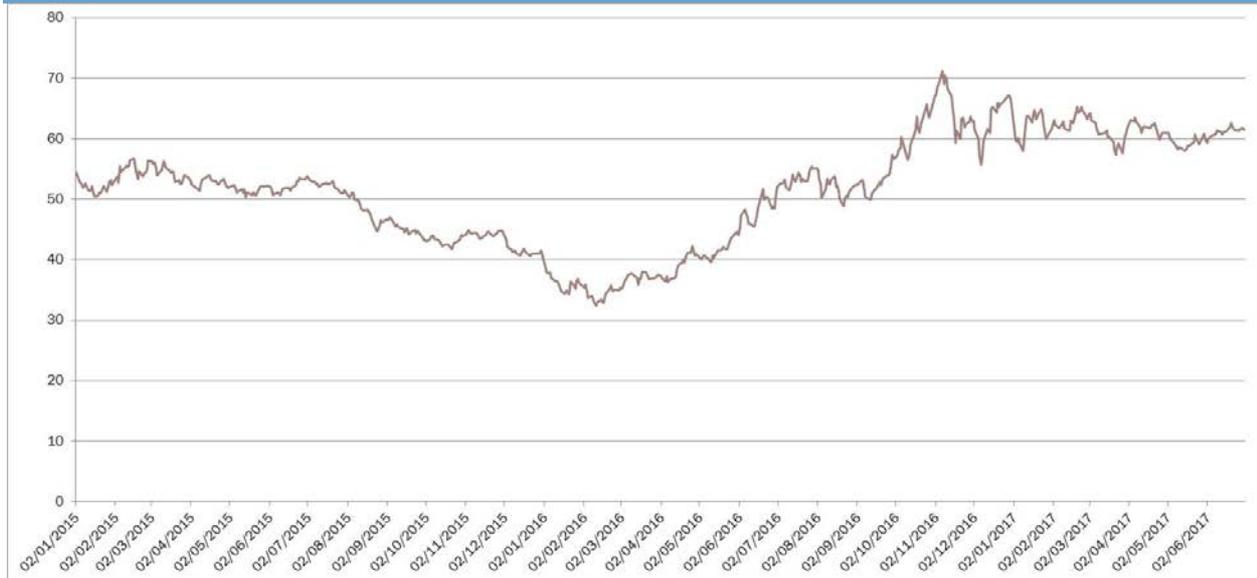
Source: U.S. Energy Information Administration (EIA)

Au cours du premier trimestre 2017, le baril de Brent atteint ainsi 50,3 €/bbl en moyenne, représentant une augmentation de 10 % par rapport au trimestre précédent. La remontée des prix en moyenne au premier trimestre 2017 se prolonge dans le contexte de la mise en place et du respect des mesures visant à réduire la production des pays signataires de l'accord cité supra. Cependant, l'augmentation de la production américaine, du Nigéria et de la Lybie ainsi que la progression des stocks américains de pétrole brut de l'EIA à des niveaux historiques, grèvent cette évolution. Au cours du second trimestre 2017, le baril de Brent atteint ainsi près de 45 €/bbl en moyenne, représentant une baisse de 10,6 % par rapport au trimestre précédent. En effet, le maintien à des niveaux très élevés des stocks américains ainsi que la hausse de la production américaine ont contribué à la baisse du prix du pétrole. Par ailleurs, l'OPEP n'a pas réussi à stopper la tendance baissière malgré la volonté de certains pays d'étendre l'accord de réduction de production jusqu'en mars 2018.

1.2 Une remontée des prix du charbon tout au long de l'année 2016

Les prix à terme du charbon API2 Y+1 (Graphique 4) sont en baisse à 48,5 €/t en moyenne en 2016 contre 49,4 €/t en moyenne en 2015. Néanmoins ils s'inscrivent eux aussi dans une tendance haussière en 2016, à l'opposé de la tendance baissière de l'année 2015, après avoir atteint leurs plus bas niveaux depuis 2005 au cours du 1^{er} trimestre 2016. Le prix moyen passe de 35,8 €/t au cours du premier trimestre de 2016, à une moyenne de 63 €/t au cours du dernier trimestre de la même année.

Graphique 4 : Contrats à terme du Charbon API2 Y+1



Source : Argus API2

La remontée des prix du charbon résulte principalement de l'importante baisse de la production mondiale dont notamment la production chinoise et la production américaine par rapport à l'année 2015. La baisse de la production chinoise est due notamment à des mesures de réductions de la capacité de production des mines en Chine dans le cadre de sa politique de lutte contre la pollution

Au cours du premier semestre 2017, les prix du charbon se sont stabilisés et s'établissent en moyenne à 61,3 €/t. Malgré la légère augmentation de la production chinoise, les prix restent soutenus par les perturbations des exportations australiennes et indonésiennes ainsi que par une demande soutenue dans le secteur électrique en Europe, en raison du faible niveau des réserves hydrauliques notamment dans le sud de l'Europe.

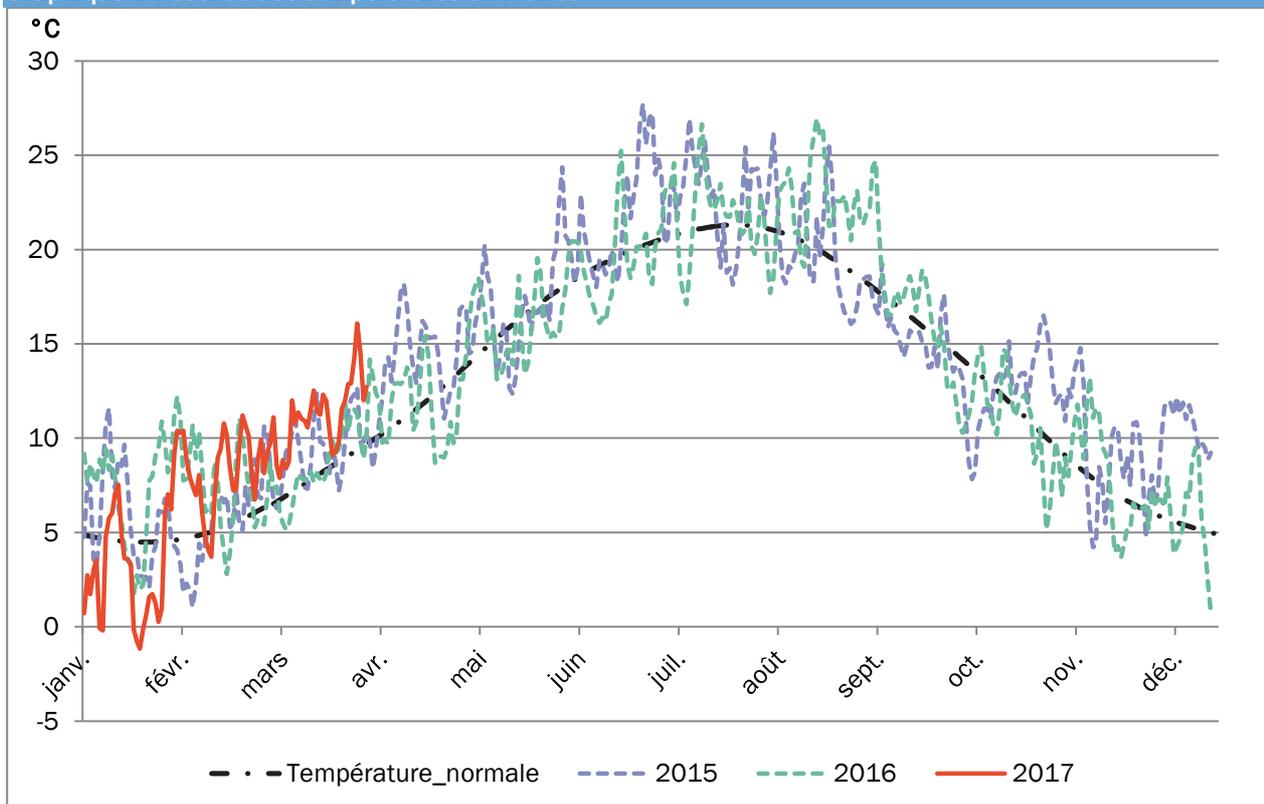
2. DES TEMPERATURES EN 2016 AU-DESSUS DES NORMALES ET UNE PLUVIOMETRIE DEFICITAIRE AU SECOND SEMESTRE

Les températures au cours de l'année 2016 ont été proches des normales de saisons (-0,04°C) (Graphique 5). Au cours du premier semestre 2017, les températures observées sont plus chaudes qu'au premier semestre 2016, avec notamment un écart moyen positif de 0,9°C au-dessus des températures de référence.

Les mois de janvier et février 2016 ont été doux, avec un écart positif d'environ +1°C par rapport aux températures de référence. Le reste de l'année a connu des températures plus fraîches et des écarts moyens aux normales compris entre -0,2°C et -1,15°C. La fin de l'été a été marquée par un mois de septembre exceptionnellement chaud, avec un écart positif de plus de 1,5°C par rapport aux normales de saison. A l'inverse, la fin d'année a été bien plus froide et ce climat s'est maintenu en début d'année 2017, avec des températures inférieures à 2°C par rapport aux normales. Cependant, à partir du mois de février 2017, les températures sont remontées, avec notamment un mois de mars considéré comme le plus chaud enregistré depuis 1900, s'établissant à 2,0°C au-dessus des normales.

Malgré un cumul moyen de précipitation proche de la normale sur toute la France en 2016, la pluviométrie a été très contrastée sur l'ensemble du territoire et au fil des mois. Le premier semestre 2016 a été excédentaire, alors que le second semestre, déficitaire dans l'ensemble hormis en novembre, a été marqué par des mois d'août et de décembre comme étant les plus secs enregistrés sur la période 1959-2016 selon Météo France.

Graphique 5 : Courbe des températures en France



Source : Thomson Reuters

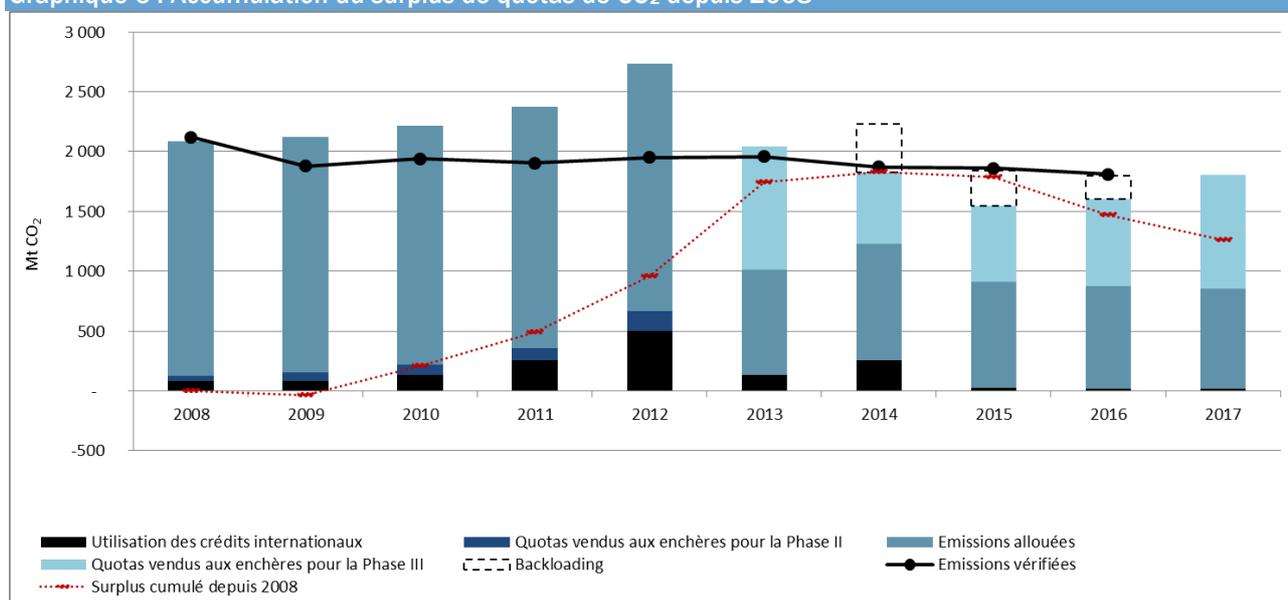
3. UN PRIX DU QUOTA DE CO₂ BAS ET VOLATILE

3.1 Résorption du surplus de quotas en 2016 même si un excédent important perdure

En 2016, le nombre de quotas mis aux enchères augmente de 14 %, pour s'élever à 724 MtCO₂, contre 633 en 2015, tandis que 200 MtCO₂ de quotas ont été retirés dans le cadre du mécanisme dit de « *backloading* » (Graphique 6). L'année 2016 marque la fin de ce mécanisme de *backloading* qui a permis de retenir progressivement 900 MtCO₂ de quotas entre 2014 et 2016. Le nombre de quotas alloués gratuitement est en baisse de 3,5 % en 2016 par rapport à 2015 s'établissant à 857 Mt/CO₂. Dans l'ensemble, le nombre de quotas mis en circulation au cours de l'année 2016 est en légère hausse par rapport à 2015. Par ailleurs, on observe une légère baisse des émissions vérifiées de 3 % en 2016 par rapport à 2015 pour atteindre 1811 MtCO₂.

Un déficit d'environ 230 MtCO₂ a été observé entre les quotas distribués et les émissions vérifiées en 2016 et contribue donc à la résorption du surplus existant. Cependant cela ne permet pas d'éliminer le surplus cumulé de quotas qui s'est créé depuis 2008, et n'a donc que peu d'effet sur le prix.

Graphique 6 : Accumulation du surplus de quotas de CO₂ depuis 2008



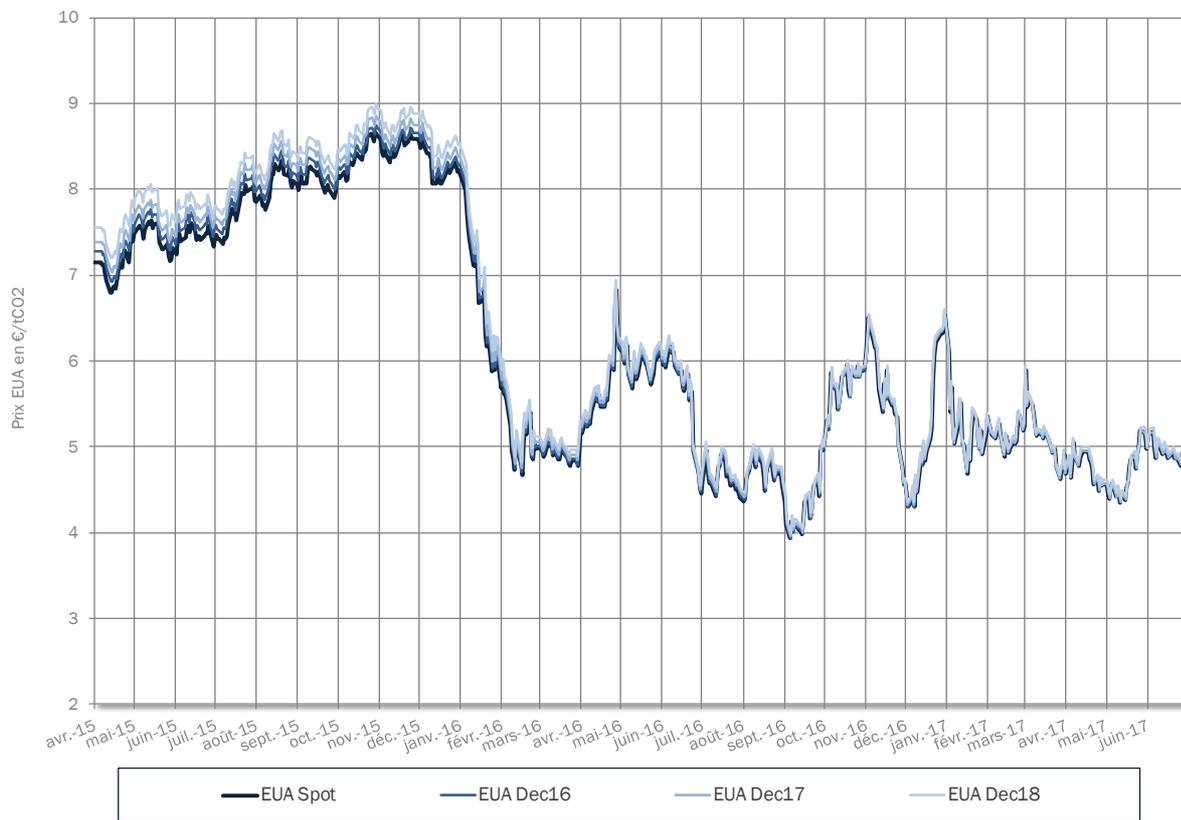
Source : Reuters, Commission européenne

3.2 Chute puis volatilité des prix du quota de CO₂

En 2016, le prix moyen spot du produit des quotas d'émission (EUA) du système d'échange européen affiche une baisse de 30 % par rapport à l'année 2015, s'établissant à 5,3 €/tCO₂ (Graphique 7). Cette baisse est principalement liée à la chute de 50 % des prix durant les premiers mois de l'année 2016, dans un contexte d'hiver doux (excès de quotas dans les portefeuilles des acteurs de marché), d'une augmentation des volumes vendus aux enchères (+100 Mt) et d'une baisse de la demande lors de ces enchères (taux de couverture en baisse). Le prix du quota de CO₂ oscille fortement autour de sa valeur moyenne de 5,3€/tCO₂. Ces oscillations ont une amplitude allant de +2 €/tCO₂ à -1 €/tCO₂ avec une périodicité rythmée par les annonces et mesures nationales et européennes. L'annonce par le Président de la République française de la volonté d'instaurer un prix plancher du CO₂ à 30 €/tCO₂ le 25 avril 2016, les différentes étapes du trilogue sur la réforme de l'ETS européen ou encore les résultats du referendum sur le Brexit le 24 juin en sont des exemples notables (Graphique 7). Le premier semestre 2017 est marqué par une hausse de 2,11 €/tCO₂ en janvier 2017 en raison de l'hiver 2016/2017, particulièrement froid en Europe, combiné à des niveaux faibles de réserves hydraulique en France et en Espagne ainsi qu'à une faible production éolienne. Ces facteurs ont pour conséquence une forte sollicitation des moyens de production thermique à partir de sources fossiles et par conséquent une hausse de la demande de quotas de CO₂. Le prix du quota de CO₂ retrouve une relative stabilité autour de 5 €/tCO₂ durant les deux premiers trimestres 2017.

D'un point de vue surveillance, les quotas d'émissions seront inclus dans la liste des instruments financiers dès l'entrée en vigueur de la directive MiFID II, le 3 janvier 2018, et seront dès lors soumis au règlement relatif aux abus de marché (MAR). Comme rappelé dans son rapport de surveillance 2014-15, le suivi effectué par la CRE du marché du carbone pourra s'inscrire dans le contexte du suivi des fondamentaux du marché de l'énergie. Ce suivi pourra donner lieu à des demandes spécifiques d'information aux acteurs actifs sur les marchés français de l'énergie. Ces demandes pourront notamment s'inscrire dans le cas d'évènements inhabituels impliquant de façon croisée le marché du carbone et les marchés de l'électricité. La détection de ces cas pourra provenir du suivi effectué directement par la CRE, l'ACER ou les régulateurs financiers.

Graphique 7 : Evolution du prix du quota de CO₂



Source : ECX – Analyse : CRE

SECTION 3

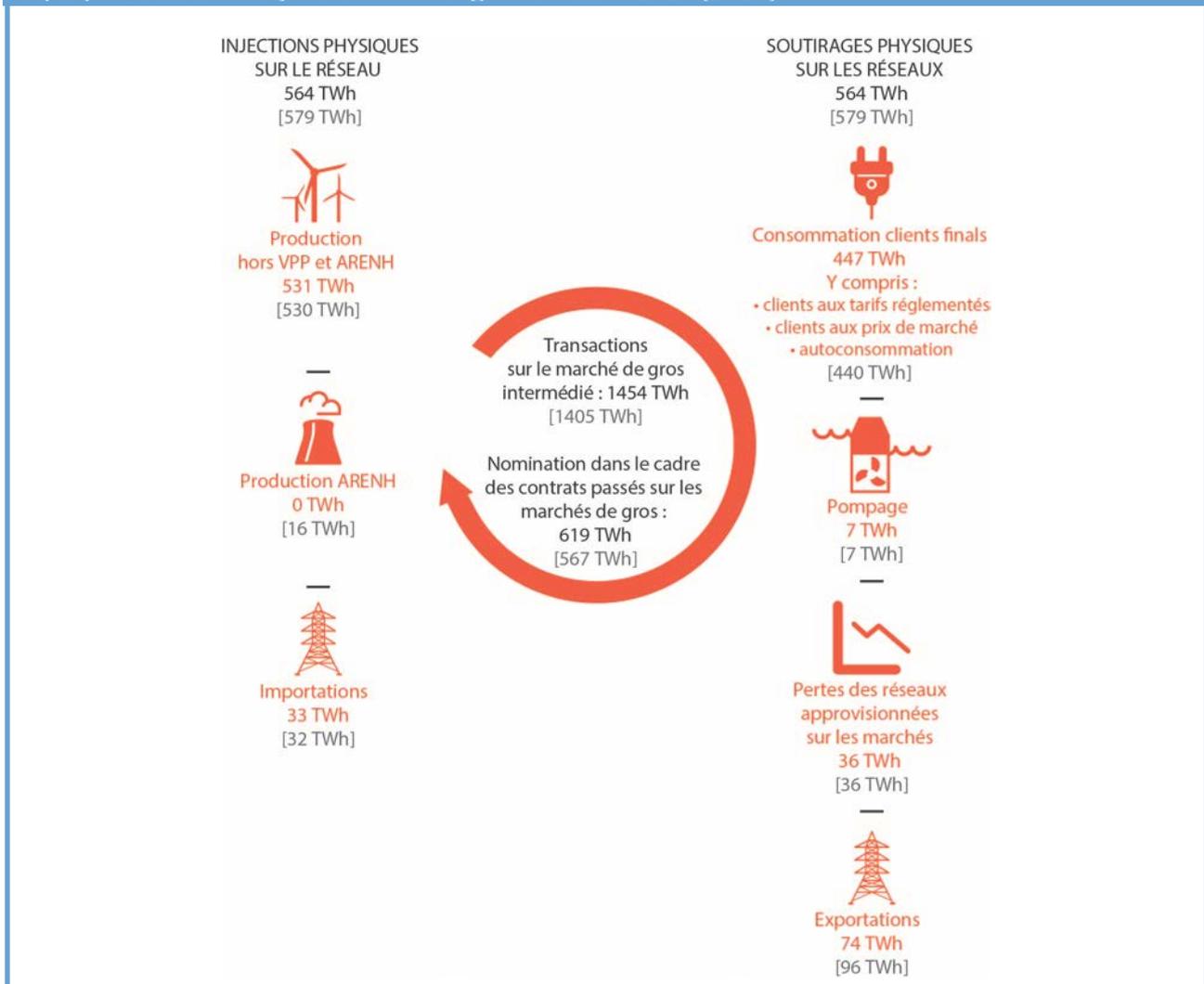
LES MARCHES DE GROS DE L'ELECTRICITE

1. LES FONDAMENTAUX DU MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ MARQUÉS PAR UNE INDISPONIBILITÉ TRÈS ÉLEVÉE DU PARC NUCLEAIRE A LA FIN DE 2016

L'année 2016 a été marquée par un équilibre offre-demande détendu au premier semestre 2016 dans un contexte de prix bas des matières premières en début d'année. Cependant une tension de l'offre au quatrième trimestre est apparue en raison notamment d'un niveau historiquement bas de la disponibilité du parc nucléaire français, de mi-juillet 2016 jusqu'à mars 2017, lié à l'arrêt de réacteurs dans le cadre de tests sur les taux de concentration carbone des fonds primaires des générateurs de vapeur.

Le Graphique 8 présente une vision simplifiée des principaux flux pour l'année 2016 sur le système électrique français et les compare aux chiffres de 2015 (entre crochets).

Graphique 8 : Bilan des injections et soutirages sur l'année 2016 [2015]



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

1.1 Une consommation en légère hausse et une production en baisse compensées en partie par une baisse des exportations

La consommation totale en France affiche une hausse en 2016 par rapport aux niveaux de 2015 passant de 440 TWh à 447 TWh, soit une progression de +1,6 % (Graphique 9). Cette hausse est homogène entre les

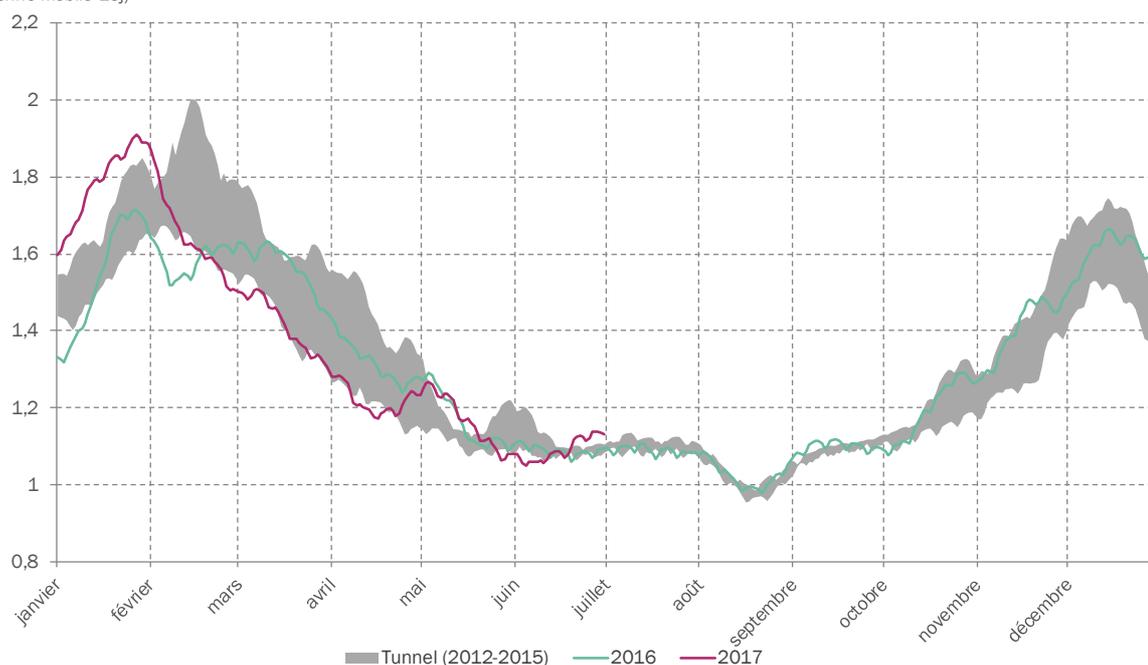
particuliers, les professionnels et la grande industrie. En 2016, la consommation des particuliers et professionnels s'est établie à 198 TWh et celle de la grande industrie et PME/PMI à 227 TWh¹¹.

L'évolution de la consommation entre les années 2015 et 2016 reflète principalement les variations des températures. Ainsi, la hausse de la consommation brute durant l'année 2016 est concentrée sur les mois de novembre et décembre 2016 (+9,1 TWh) durant lesquels les températures moyennes mensuelles sont plus basses de 2,3 °C et 3,0 °C par rapport à 2015 (Graphique 5). Sur le premier semestre 2017, le mois de janvier se démarque par une très forte consommation due à la vague de froid de l'hiver 2016/2017 avec des températures plus basses que les normales de saison de 2 °C. Cette augmentation de la consommation durant l'hiver a contribué à accroître la tension du système électrique dans le contexte de la forte indisponibilité nucléaire. À partir du début du mois de février 2017, les températures moyennes sont supérieures d'environ 2 °C aux moyennes de saison provoquant ipso facto une chute de la consommation. Un regain dans la consommation est observé durant la fin du mois d'avril/début mai en raison d'une vague de froid sur le nord de la France durant cette même période.

Du côté des injections physiques sur le réseau, les livraisons d'électricité sont en baisse de -2,6 % passant de 579 TWh à 564 TWh. Les souscriptions ARENH¹² en 2015 pour livraison en 2016 sont nulles à cause des arbitrages des fournisseurs alternatifs entre les produits de marché et le produit ARENH, moins compétitif depuis que les prix calendaires sont passés sous les 42 €/MWh. Néanmoins, la remontée des prix des produits calendaires en fin d'année 2016, en raison des incertitudes sur la disponibilité du parc nucléaire français en 2017, a entraîné une reprise des souscriptions ARENH au guichet du mois de novembre pour livraison 2017. Au total, ce sont environ 30 fournisseurs alternatifs qui ont effectué une demande de souscriptions dans le cadre du mécanisme ARENH pour livraison en 2017 (cf. infra).

Graphique 9 : Consommation en France

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



Source : RTE – Analyse : CRE

La production totale d'électricité en France est en baisse de 2,7 % par rapport à 2015 passant de 546,2 TWh à 531,3 TWh en 2016, malgré l'augmentation de la capacité installée en France (+1,3 % par rapport à l'année précédente pour atteindre les 130,8 GW). Cette baisse de la production, imputable aux filières nucléaires, charbon et fioul, n'est que partiellement compensée par une plus grande sollicitation des filières gaz, solaire et

¹¹ Source : RTE (<http://bilan-electrique-2016.rte-france.com>)

¹² Le produit ARENH correspond à une énergie livrée en base sur l'année, mais également à une capacité garantie. L'arbitrage s'effectuera entre d'une part la somme des prix du produit calendaire et des prix de capacité, et d'autre part le prix ARENH.

hydraulique. En conséquence, le bilan injection-soutirage s'équilibre notamment par la forte baisse du solde exportateur français par rapport à 2015 (-36 %) en particulier à partir du troisième trimestre 2016 et au cours du 4^e trimestre 2016 avec une chute de ce solde de 45,8 % (Graphique 10). Sur ce dernier trimestre les importations augmentent notamment de 50 % et les exportations diminuent de 33% par rapport à la même période en 2015. L'utilisation des interconnexions vient pallier les tensions du système électrique, dues aux indisponibilités du parc nucléaire, et à l'augmentation de la consommation durant cette période hivernale. Néanmoins, la France conserve un solde exportateur net en 2016. Notons par ailleurs que la France a été importatrice nette durant le mois de décembre 2016 pour la première fois depuis février 2012.

La production d'électricité au premier semestre 2017 affiche une diminution de -2,4% par rapport à la même période en 2016. Cette baisse s'explique par une production nucléaire plus faible, notamment pendant l'hiver, une production hydraulique également en baisse, du fait de conditions hydrologiques moins favorables qu'au cours du premier semestre 2016, ainsi qu'une production d'origine renouvelable stable. Cependant, ces mouvements ont été compensés par une utilisation accrue des moyens thermiques, en progression d'environ 50% par rapport à 2016, pour atteindre 27,1 TWh (4,6 TWh pour le charbon, 20,8 TWh pour le gaz et 1,7 TWh pour le fioul).

La tendance baissière du solde exportateur amorcée au cours du dernier trimestre 2016 s'observe également au cours du premier semestre 2017, compensant ainsi la baisse de production constatée. Cette baisse du solde exportateur est d'autant plus marquée au cours du mois de janvier et février avec des périodes où la France devient importatrice nette de ses pays voisins, avant une reprise du solde exportateur à partir de mars. En moyenne sur le premier semestre 2017, le solde exportateur de la France aura au total baissé de 20 % par rapport au premier semestre 2016 (+9,9 % pour les importations et -9,9% pour les exportations).

Graphique 10 : Volumes trimestriels échangés aux frontières

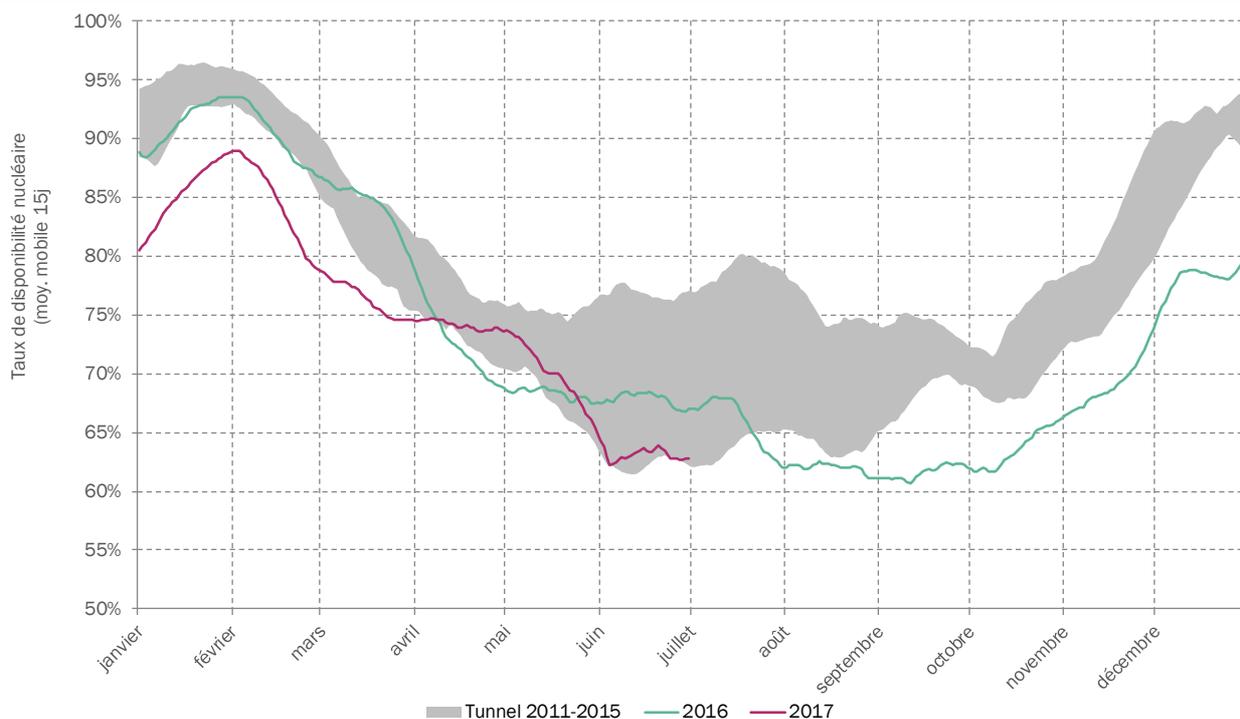


Source : RTE – Analyse : CRE

1.2 Un taux de production nucléaire à son plus bas historique d'août 2016 à avril 2017

L'année 2016 a été marquée par la chute du taux de disponibilité nucléaire passant de 79,1 % en 2015 à 72,9 % en 2016. En effet, la disponibilité du parc nucléaire a été, de mi-juillet 2016 jusqu'à début avril 2017 (Graphique 11) à un niveau historiquement bas dû à l'arrêt de réacteurs (jusqu'à 21 des 58 réacteurs) à l'arrêt en novembre 2016), pour que soient effectuées les analyses des taux de concentration en carbone des fonds primaires de générateurs de vapeur. Cet épisode a eu un impact significatif sur la tension physique du système avec notamment une baisse de la production de cette filière de 7,9 % et a entraîné mécaniquement les prix de gros de l'électricité à la hausse. À partir de début avril 2017, le taux de disponibilité du parc nucléaire français s'est amélioré, mais reste néanmoins à des niveaux bas.

Graphique 11 : Taux de disponibilité du parc nucléaire français



Source : RTE – Analyse : CRE

1.3 Des capacités installées ENR (hors hydraulique) sur le point de dépasser les capacités installées des filières thermiques fossiles et une production hydraulique en légère hausse en 2016

Les capacités installées des filières renouvelables (hors hydraulique) poursuivent leur croissance et sont en 2017 sur le point de dépasser les capacités installées des filières thermiques fossiles (Graphique 12) avec une capacité installée de 20,4 GW. Ce mouvement est d'autant plus prononcé que la capacité globale des filières thermiques fossiles (hors nucléaire) est en baisse durant l'année 2016 et début 2017. Cependant, pour la première fois depuis 2014, la production des filières renouvelables (hors hydraulique) est inférieure à la production des filières thermiques fossiles (hors nucléaire) au cours du 4^e trimestre 2016 et 1^{er} trimestre 2017 (Graphique 13), dans le contexte de forte sollicitation des filières fossiles liée à l'indisponibilité des centrales nucléaires. D'une manière générale, les filières éoliennes et solaires s'inscrivent depuis plusieurs années sur un rythme de croissance soutenu (Tableau 14), même si on constate une décélération de ce rythme pour le solaire en 2016.

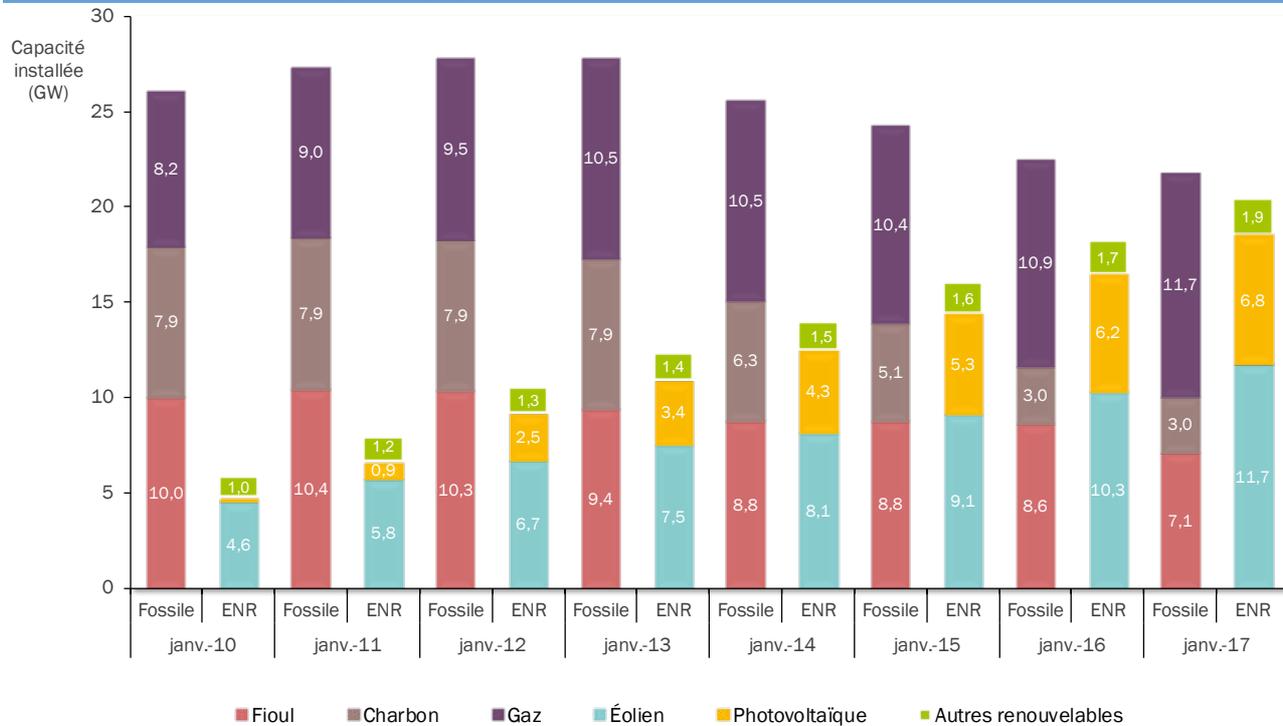
Tableau 14 : Evolution de la capacité installée des filières renouvelables

	2012	2013	2014	2015	2016	TCAM 2012/2016
Eolien	+12 %	+8 %	+12 %	+13 %	+14%	+12 %
Solaire	+36 %	+27 %	+22 %	+17 %	+9%	+17 %

Source : RTE – Analyse : CRE

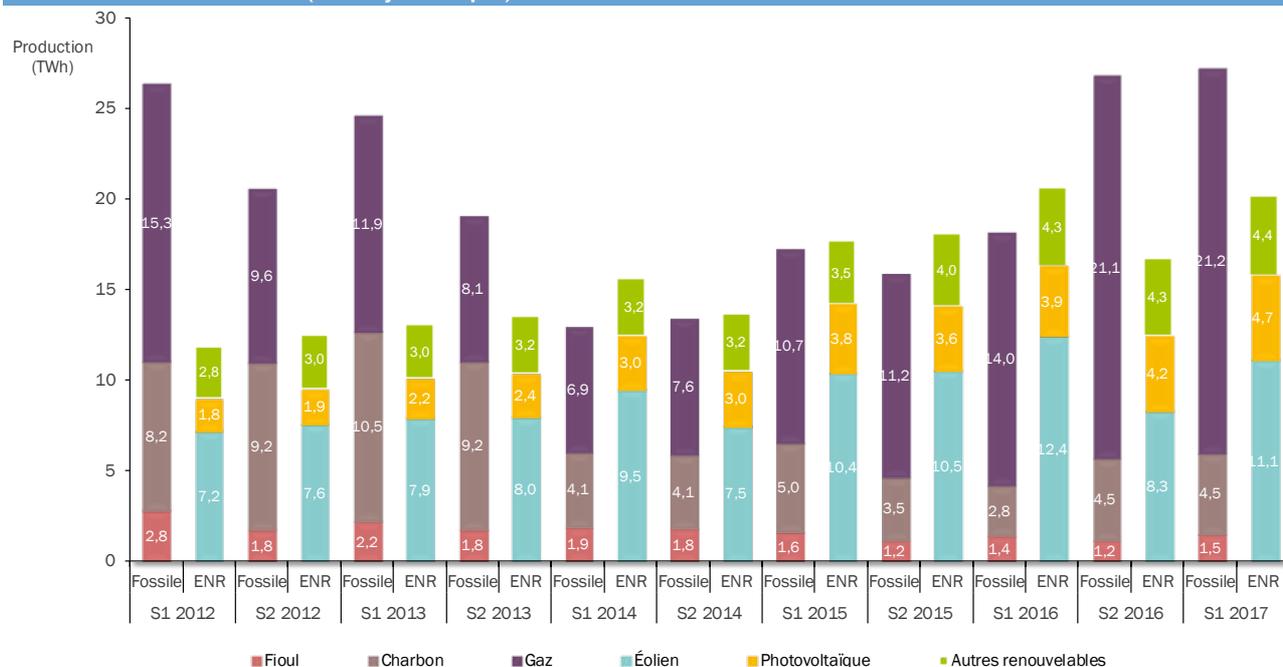
Le parc des centrales électriques au fioul a connu une diminution de sa capacité en 2016 avec la fermeture des deux groupes d'Aramon (685 MW chacun) ainsi que les 4 unités de la centrale de Porcheville. En revanche, le parc de production gaz connaît une augmentation de capacité avec l'ouverture en 2016 de la CCG de Bouchain d'EDF d'une puissance de 563 MW (Graphique 12). La capacité des filières thermiques fossiles (hors nucléaire) est en baisse durant l'année 2016 de 7,2% et sur le début 2017 de 3,3%.

Graphique 12 : Comparaison des capacités installées des filières thermiques fossiles (hors nucléaire) et des filières renouvelables (hors hydraulique)



Source : RTE – Analyse : CRE

Graphique 13 : Comparaison des productions semestrielles des filières thermiques fossiles (hors nucléaire) et des filières renouvelables (hors hydraulique)

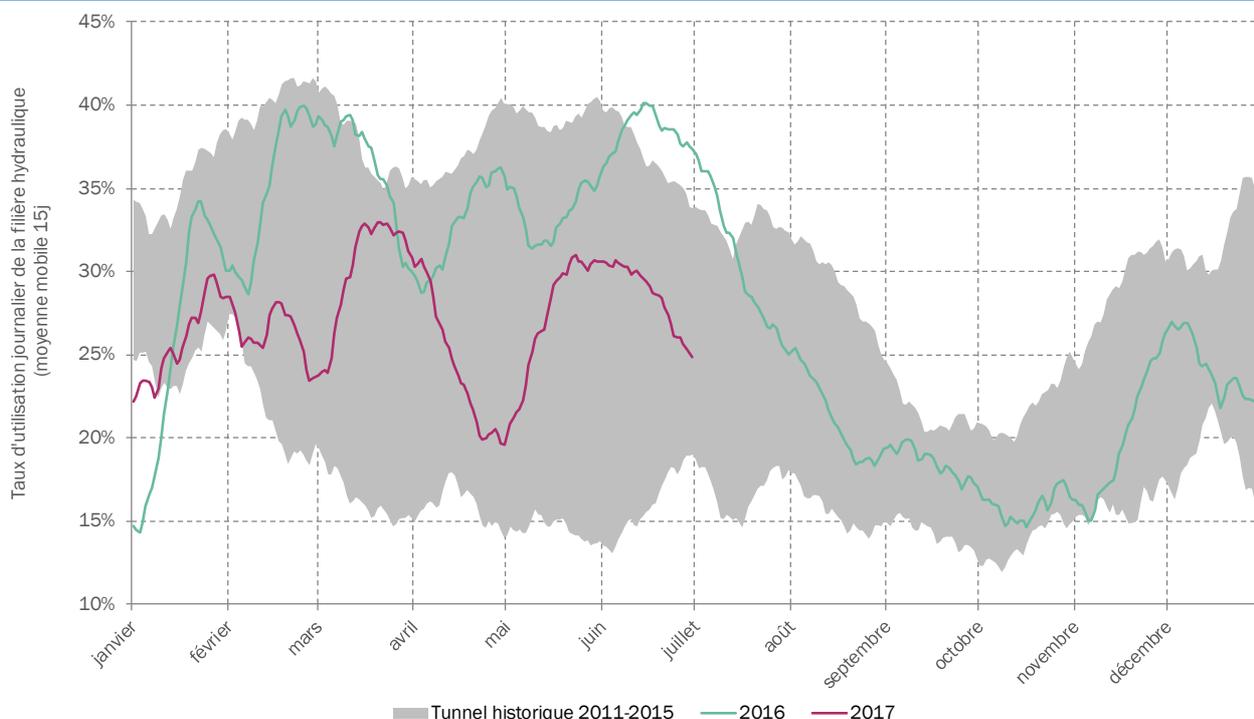


Source : RTE – Analyse : CRE



S'agissant de la filière hydraulique, le taux de production moyen est en hausse en 2016 (+ 8,2 %) par rapport à 2015 en lien avec une pluviométrie élevée au premier semestre 2016 (Graphique 14). Les niveaux de production hydraulique augmentent significativement en début d'année 2016 grâce à une pluviométrie importante et notamment ceux de la production au fil de l'eau. De plus, les pluies importantes du printemps 2016 ont entraîné un rattrapage du niveau des stocks hydraulique. Le second semestre 2016 marqué par une pluviométrie déficitaire affiche une production hydraulique en baisse mais à des niveaux similaires à ceux observés ces dernières années. Le début de l'année 2017 s'inscrit dans la continuité de la fin d'année 2016 avec des niveaux cohérents par rapport aux données historiques 2011-2015.

Graphique 14 : Taux de production de la filière hydraulique



Source : RTE – Analyse : CRE

1.4 Un taux de production des centrales au gaz à son plus haut niveau depuis plus de 10 ans

En 2016, malgré la baisse de la capacité installée de la filière thermique fossile, sa production est en nette augmentation par rapport à 2015 passant de 33,2 TWh à 45,9 TWh (+38,3%)¹³. Cette augmentation est concentrée sur le second semestre 2016 et sur les centrales à gaz principalement. En moyenne sur l'année, la production de la filière gaz augmente fortement (+61%) (Graphique 16) alors que les productions au charbon et au fioul diminuent respectivement de 15 % et 18 %. Le taux de production de la filière gaz s'élève à 35 % en moyenne au cours de l'année 2016 avec un taux d'utilisation largement au-dessus des niveaux historiques à cause des prix relativement faibles du gaz sur les 3 premiers trimestres 2016 permettant de dégager une rentabilité positive (mesurée par le *clean spark spread*¹⁴). Fin 2016 dans un contexte de forte indisponibilité du parc nucléaire, d'une remontée des prix de l'électricité et des prix bas du gaz, les centrales au gaz affichent une rentabilité théorique excellente et sont dès lors très sollicitées. Au premier semestre 2017, la faible disponibilité nucléaire au cours des mois de janvier et février, ainsi que la faiblesse de la production hydraulique ont entraîné une utilisation plus accrue des moyens thermiques, et plus particulièrement des centrales au gaz. La production

¹³ Source : RTE (<http://bilan-electrique-2016.rte-france.com>)

¹⁴ Les *clean spark* et *dark spread* mesurent la rentabilité théorique d'une centrale à gaz ou à charbon. Les calculs présentés sont des calculs indicatifs, ne prenant pas en compte l'ensemble des coûts associés aux centrales, notamment les coûts fixes et de démarrage, et ne sont alors pas les seuls indicateurs pour la décision de démarrage d'une unité.

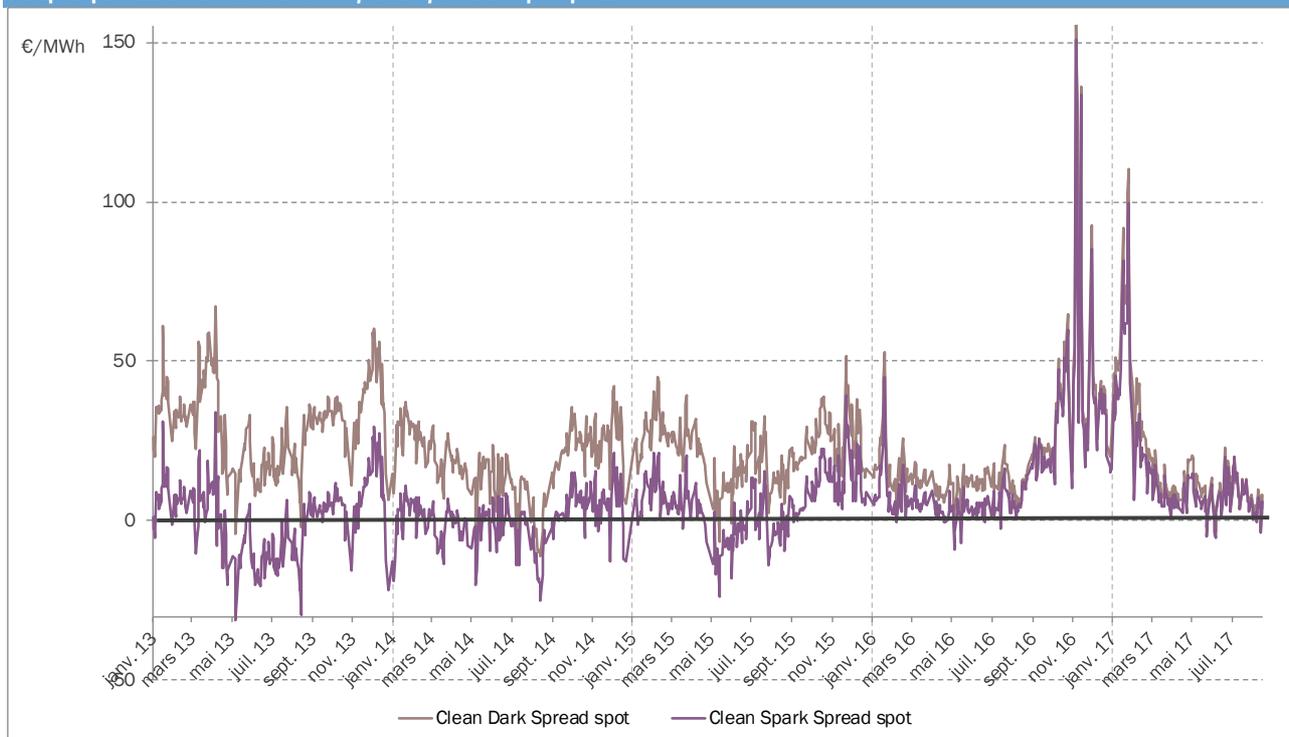
CDS (€/MWh) = $p_E - (\alpha p_C + \beta p_{CO_2})$, avec p_E le prix *day-ahead* pointe de l'électricité en France, p_C le prix du charbon, p_{CO_2} le prix spot du CO₂, α le rendement moyen d'une centrale à charbon (35 %) et β le facteur d'émission des centrales à charbon (0,96 tCO₂/MWh). Les calculs ont été effectués sur la base de l'hypothèse d'un pouvoir calorifique du charbon de 8,14 MWh/t.

CSS (€/MWh) = $p_E - (\gamma p_G + \delta p_{CO_2})$, avec p_E le prix *day-ahead* pointe de l'électricité en France, p_G le prix du gaz, p_{CO_2} le prix spot du CO₂, γ le rendement moyen d'une centrale à gaz (52 %) et δ le facteur d'émission des centrales à gaz (0,43 tCO₂/MWh)

des centrales au gaz augmente ainsi de 50% environ, pour atteindre 20,8 TWh contre 14 TWh en au premier semestre 2016.

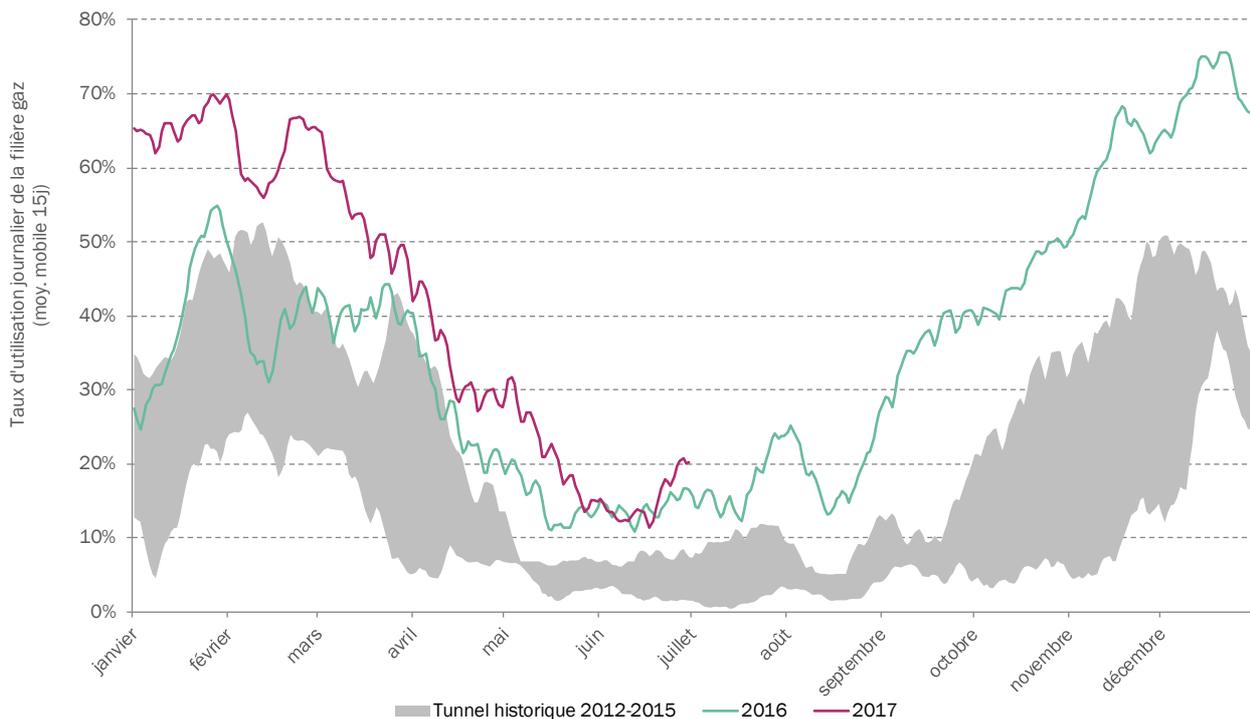
De la même façon, le *clean dark spread* affiche des valeurs positives sur toute l'année (Graphique 15) et les centrales au charbon ont une rentabilité théorique largement positive entre mi-août 2016 et février 2017. Ainsi le taux de production de la filière charbon s'élève en moyenne à 26 % au cours de l'année 2016 (Graphique 17), mais dépasse les niveaux historiques à partir du mois d'octobre et reste à des niveaux élevés jusqu'en février 2017, où le *clean dark spread* retrouve des niveaux similaires à ceux du 1^{er} semestre 2016.

Graphique 15 : Clean dark et spark spreads spot pointe



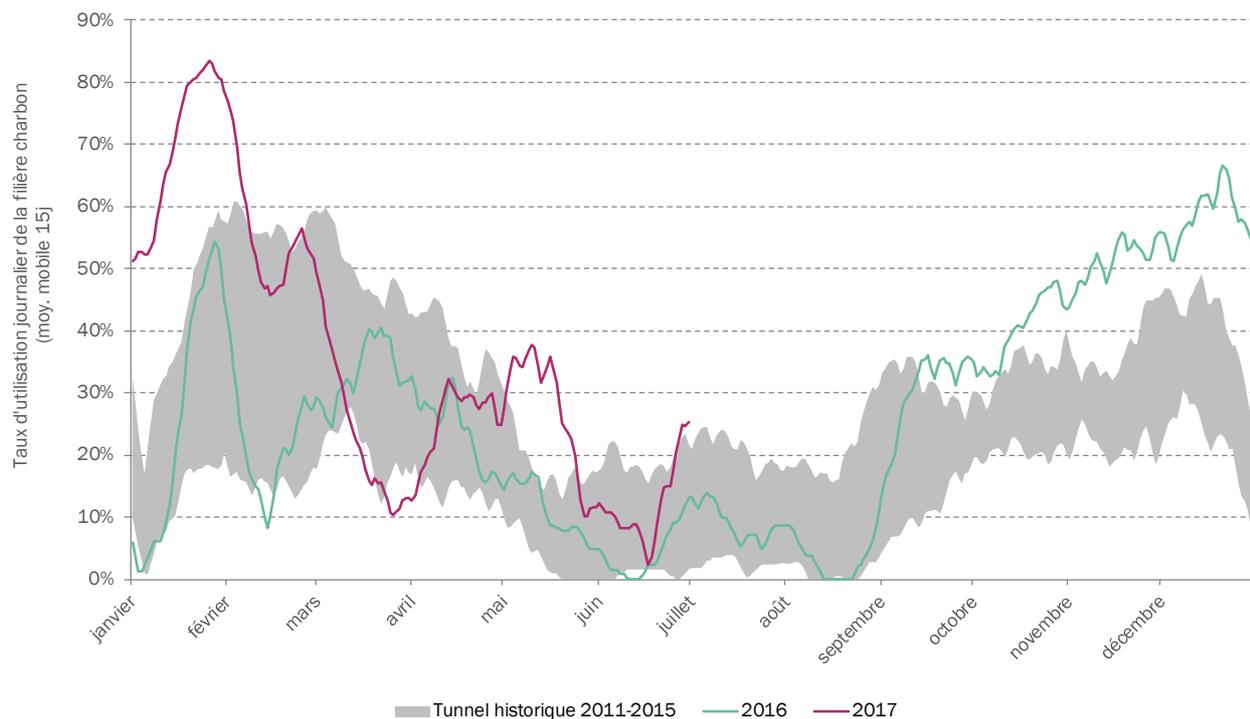
Source : ECX, Heren, Powernext, EPEX Spot – Analyse CRE

Graphique 16 : Taux de production de la filière gaz



Source : RTE – Analyse : CRE

Graphique 17 : Taux de production de la filière charbon



Source : RTE – Analyse : CRE

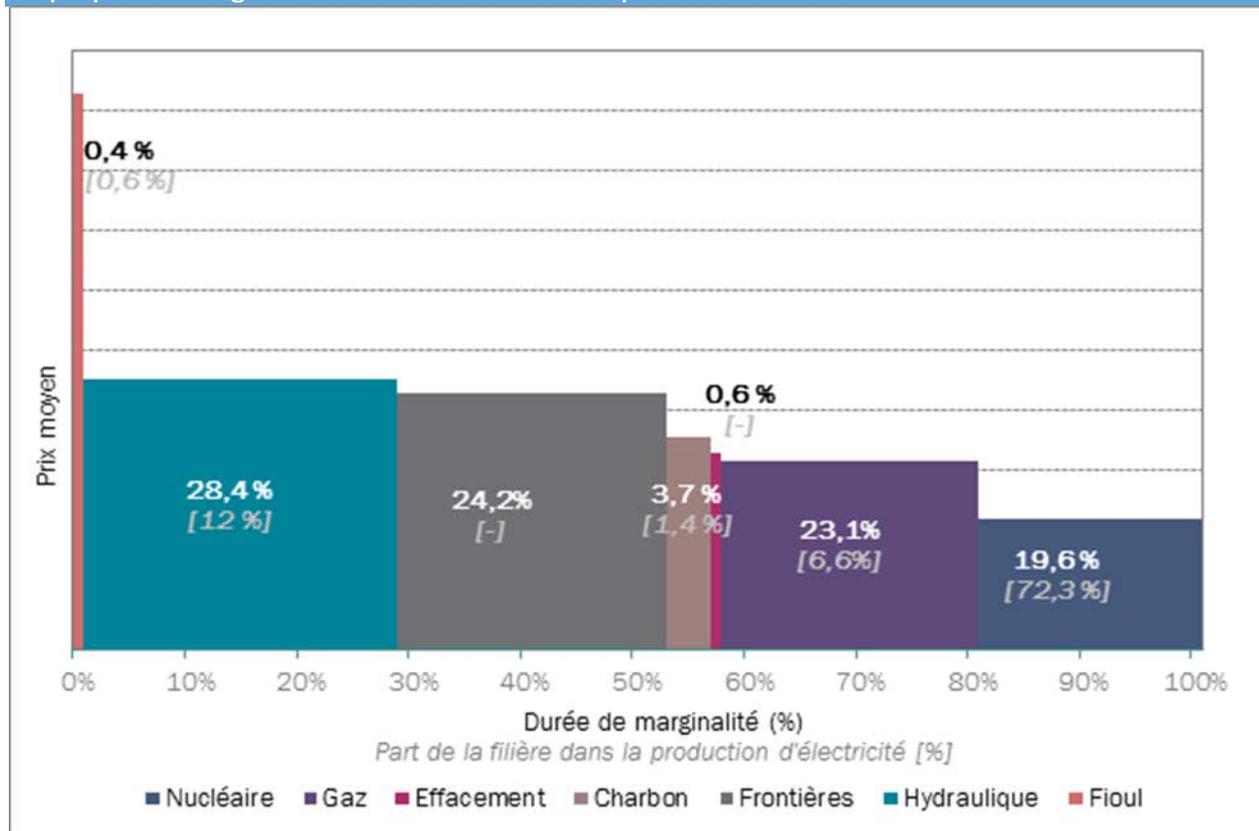
1.5 La filière gaz plus présente en 2016, avec un coût marginal qui détermine le prix de marché de façon plus fréquente

Une filière de production est dite marginale lorsque son coût marginal détermine le prix de marché, c'est-à-dire lorsque le coût d'une centrale de cette filière est proche du prix de marché de l'enchère *day-ahead* d'EPEX SPOT.

On peut ainsi considérer qu'elle est la dernière unité appelée pour satisfaire la demande et que son coût est déterminant dans la fixation du prix de marché.

L'étude de la marginalité des filières en 2016 corrobore les analyses fondamentales qui montrent une filière gaz plus présente et dont le coût marginal détermine le prix de marché de façon plus fréquente (23% du temps en 2016 par rapport à 16 % en 2015). La filière charbon est marginale seulement 4 % du temps en raison d'une plus faible sollicitation de la filière. La filière nucléaire voit sa marginalité diminuer passant de 25 % en 2015 à 20 % en 2016, notamment à cause d'une diminution de la production. Les importations ayant compensé en partie la baisse de la production nucléaire, elles ont ainsi porté la marginalité des frontières à 24 % sur l'année contre 17 % en 2015 (Graphique 18).

Graphique 18 - Marginalité des différentes filières de production en 2016



Sources : EPEX SPOT, RTE, Producteurs

2. DES PRIX DE GROS HISTORIQUEMENT BAS AU PREMIER SEMESTRE 2016 PUIS EN TRES FORTE HAUSSE AU SECOND SEMESTRE

2.1 Des prix SPOT à des niveaux élevés au quatrième trimestre 2016 avec des épisodes de pic de prix en raison de la forte indisponibilité nucléaire

Le prix spot moyen de l'année 2016 a diminué s'établissant à 36,7 €/MWh, soit une baisse de -4,9 % par rapport à 2015. Les prix infra-journaliers se sont établis à 36,9 €/MWh en moyenne en 2016, soit une baisse équivalente à celle observée sur les prix spot, d'environ -5 % par rapport à 2015.

Au début de l'année 2016, les prix spot se sont situés à des niveaux très bas en comparaison avec les années précédentes, avec notamment une moyenne de 27,3 €/MWh au cours du premier semestre, soit une baisse de 29,8 % par rapport à la même période en 2015 (Graphique 19). Cette faiblesse des prix s'explique, d'une part, par un début d'année marqué par des températures douces entraînant de facto une diminution de la consommation, et d'autre part par des prix bas de matières premières et de très bons niveaux de production d'énergies renouvelables. Dans la seconde moitié de l'année et surtout au dernier trimestre 2016, les prix spot ont fortement augmenté en raison des tensions de l'équilibre offre-demande dues aux indisponibilités de certains

réacteurs nucléaires arrêtés dans le cadre des contrôles de l'ASN afin d'effectuer des tests approfondis des taux de concentration en carbone des fonds primaires de générateurs de vapeur. Dans ce contexte, les prix spot se sont situés en moyenne à 46 €/MWh au cours du deuxième semestre 2016 (+20,4 % par rapport au deuxième semestre 2015) et à 59,5 €/MWh au cours du dernier trimestre 2016 (+47 % par rapport au quatrième trimestre 2015).

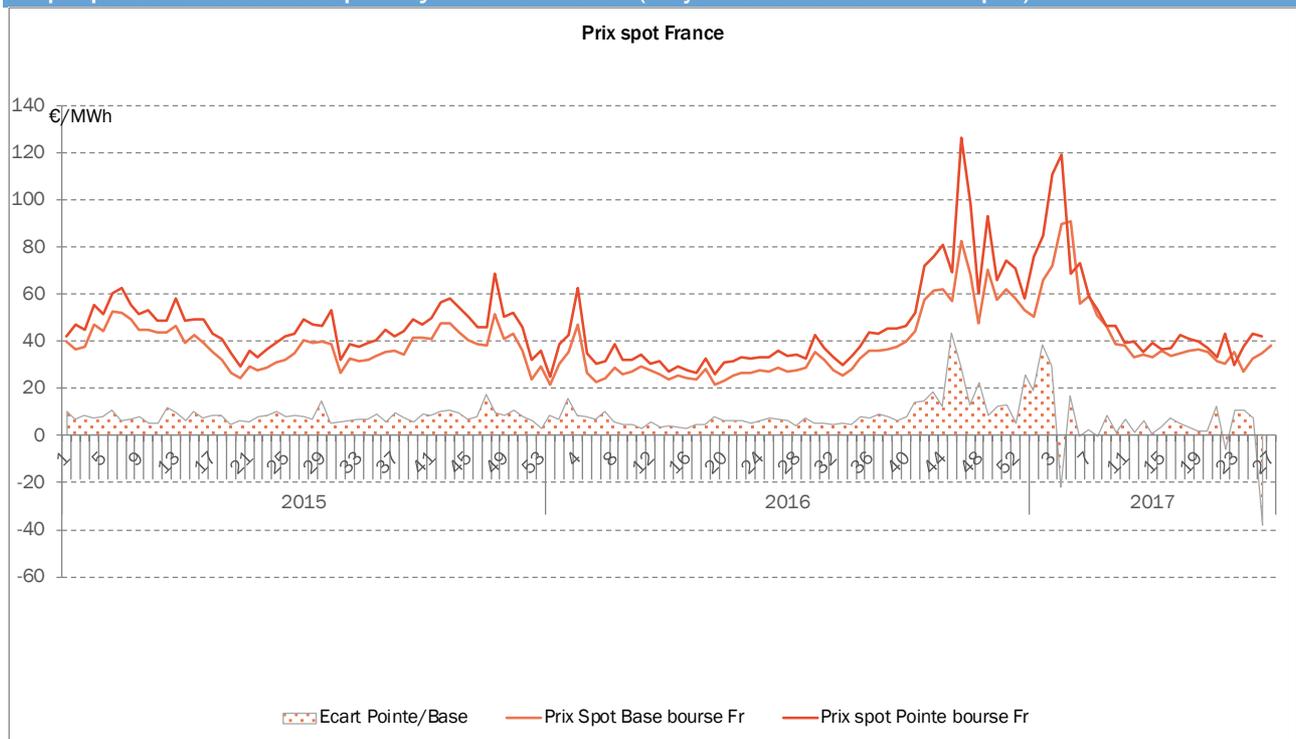
Les tensions sur l'équilibre offre-demande français observées en fin d'année 2016 se sont maintenues au cours du premier trimestre 2017, en raison notamment d'une vague de froid au cours du mois de janvier, d'une faible production hydraulique et des niveaux historiquement bas de la disponibilité nucléaire. En conséquence, les prix spot se sont situés à 44,4 €/MWh au cours du premier semestre 2017, soit une augmentation de 62,4 % par rapport au 1^{er} semestre 2016 (Tableau 15). Au premier semestre 2017, les prix infra-journaliers se sont établis à 44,7 €/MWh, soit une augmentation de 60,9 % par rapport au premier semestre 2016 (+16,9 €/MWh).

Tableau 15 : Prix moyen *day-ahead* et *intraday*

Période	Prix <i>Day-Ahead</i> moyen	Prix <i>Intraday</i> moyen
2015	38,6 €/MWh	38,8 €/MWh
2016	36,7 €/MWh	36,9 €/MWh
S1 2016	27,3 €/MWh	27,8 €/MWh
S1 2017	44,4 €/MWh	44,7 €/MWh

Source : EPEX SPOT

Graphique 19 : Evolution des prix *day-ahead* en France (moyenne hebdomadaire des prix)



Source : EPEX SPOT

Les niveaux de marges du système électrique français ont été plus faibles qu'en 2015 passant de 30,8 GW en moyenne à 26,2 GW en 2016, principalement en raison de la disponibilité nucléaire dégradée en fin d'année. Dans ce contexte, les prix spot ont dépassé 100 €/MWh pendant 71 pas horaires au cours du dernier trimestre 2016, dont 51 pas horaires en novembre. Au total sur l'année, les prix ont dépassé 100 €/MWh pendant 75 pas horaires.

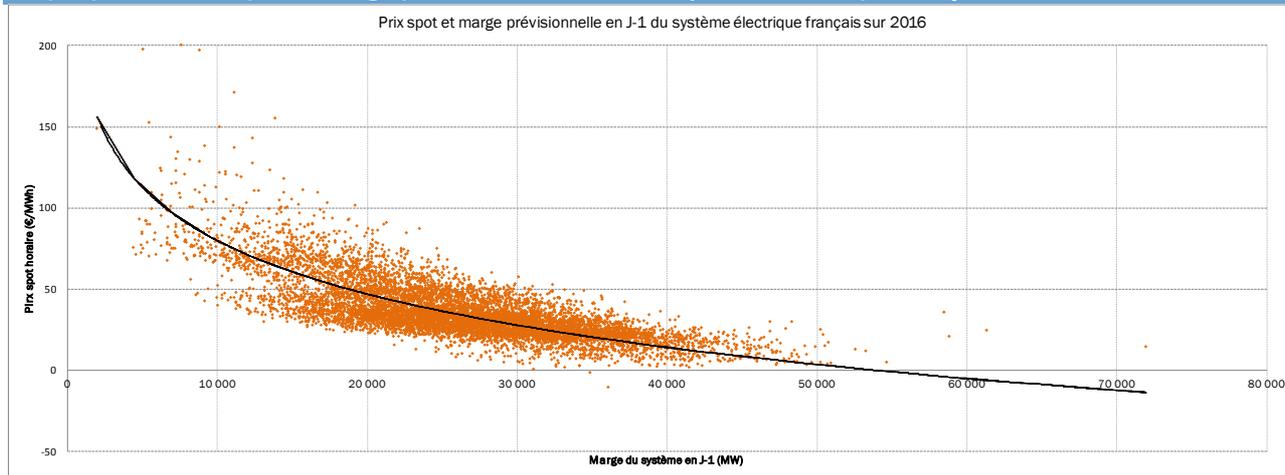
La mise en regard des prix spot et des marges constatées heure par heure permet de vérifier la cohérence globale des prix avec les fondamentaux (Graphique 20). Lors des épisodes où les prix ont dépassé 100 €/MWh, la marge prévisionnelle moyenne en J-1 du système électrique français s'est établie en moyenne à 9,5 GW.



Par ailleurs, l'enchères d'EPEX SPOT a connu, au cours du mois de novembre, dans une situation de tension particulière en raison de la faible disponibilité nucléaire et de températures basses, trois pics de prix horaire sur la pointe du soir (entre 18h à 19h) à plus de 800 €/MWh les 7, 8 et 14 novembre 2016 (874,01 €/MWh le 07/11/2016, 850,07 €/MWh le 08/11/2016 et 829,79 €/MWh le 14/11/2016). Ce type d'évènement de marché fait systématiquement l'objet d'une analyse spécifique par la CRE.

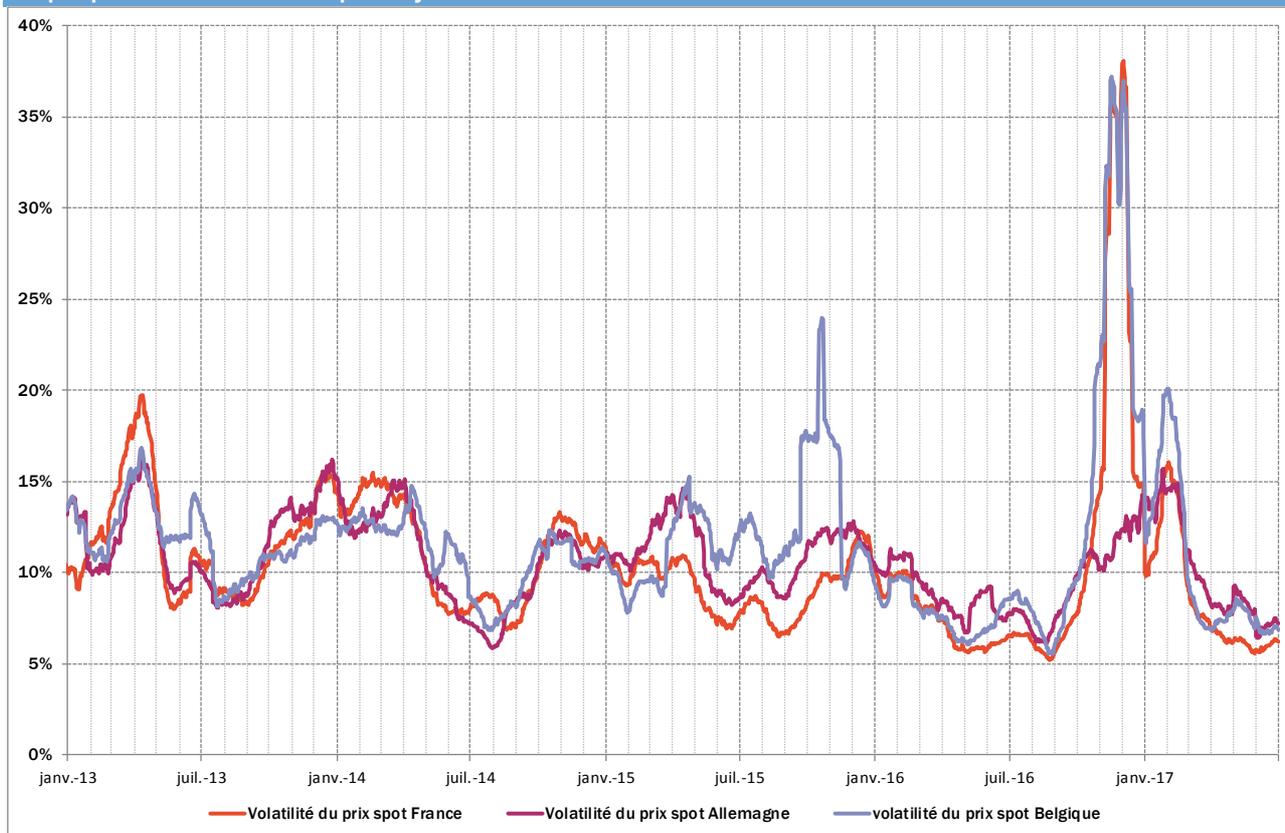
Enfin, ces épisodes de tension sur les prix se retrouvent dans la volatilité élevée du marché français au cours du dernier trimestre 2016 et au début de l'année 2017. Les tensions sur le marché français ont mécaniquement entraîné les marchés frontaliers et plus particulièrement le marché Belge. Le marché allemand a également été impacté, mais dans une moindre mesure (Graphique 21).

Graphique 20 : Prix spot et marge prévisionnelle en J-1 du système électrique français en 2016



Source : RTE, EPEX SPOT

Graphique 21 : Volatilité des prix day-ahead



Source : EPEX SPOT, Belpex – Analyse : CRE

2.2 Un écart entre prix spot et les coûts marginaux d'EDF en baisse en 2016

S'agissant de la formation du prix spot, la CRE conduit une surveillance spécifique des écarts existants entre les prix sur le marché spot et les coûts marginaux du parc EDF issus des calculs de ses modèles d'optimisation journaliers.

En moyenne, l'écart prix – coûts¹⁵ pendant ces périodes en 2016 a été de 2,9 %, c'est-à-dire un niveau inférieur à celui observé en 2015 qui était de 5,3 % (5,5 % en 2014) (cf. rapports 2016-2015 et 2015-2014). Depuis que la CRE mesure cet indicateur, i.e. 2008, il n'a jamais dépassé les 6,5 %.

Sans préjuger de contrôles complémentaires, la CRE considère que ce niveau moyen ne traduit pas l'exercice d'un pouvoir de marché.

2.3 La hausse des prix spot français au second semestre 2016 élargit l'écart avec le prix allemand et le réduit par rapport aux pays habituellement plus chers

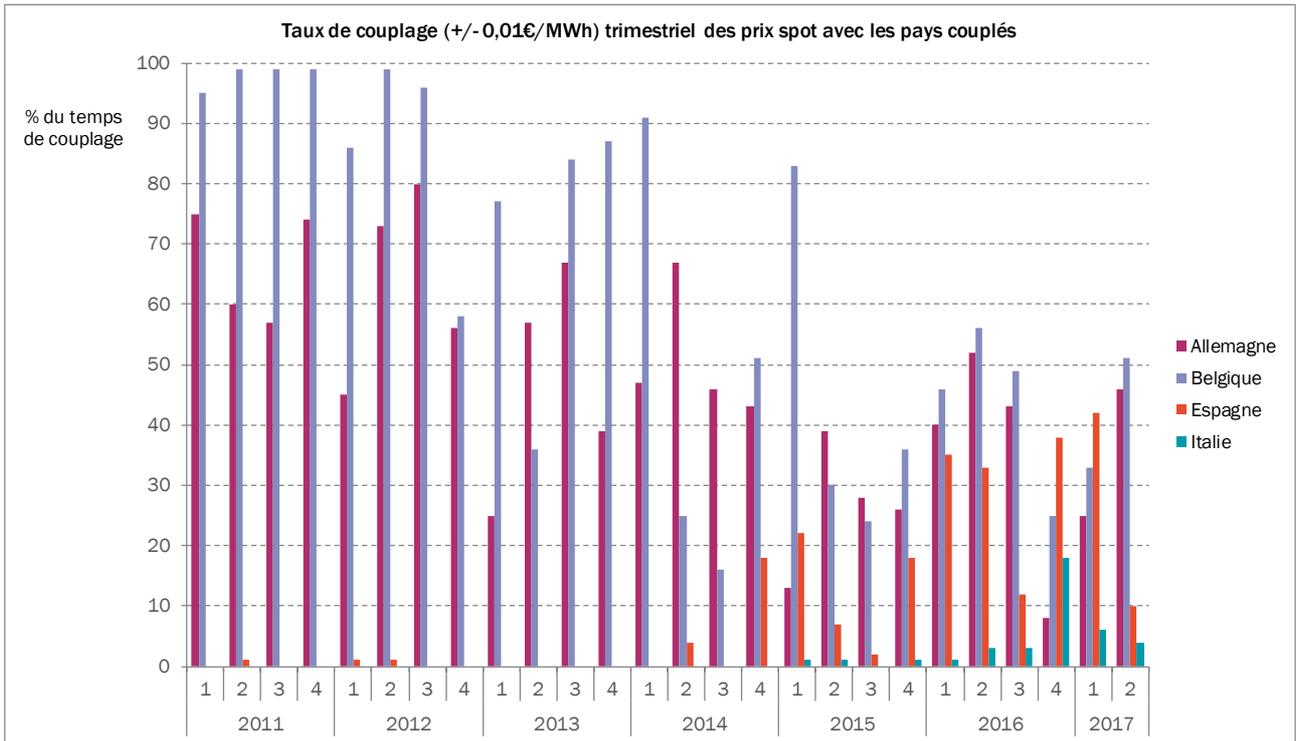
Les différentiels de prix spot ont diminué en 2016 par rapport à l'année précédente sur toutes les frontières, à l'exception de la frontière franco-allemande (Graphique 23), dont le différentiel de prix a augmenté de 0,9 €/MWh. Ces constats reflètent pour l'essentiel la hausse des prix spots français au cours du deuxième semestre et, en particulier dans les derniers mois de 2016. Celle-ci a en effet élargi l'écart de prix avec l'Allemagne, et l'a au contraire réduit avec les pays qui sont habituellement plus chers et avec lesquels son solde exportateur est positif et en particulier, l'Italie et l'Espagne. Ainsi, l'écart moyen de prix spot a baissé sur 2016 de 8,9 €/MWh avec l'Espagne (Graphique 25) et de 7,8 €/MWh avec l'Italie (Graphique 26). L'écart de prix moyen s'est réduit en moyenne de près de 5 €/MWh avec la Grande-Bretagne (Graphique 27). Ces évolutions ont été particulièrement nettes sur le dernier trimestre 2016, période durant laquelle l'écart de prix spot s'est même inversé par rapport à l'Espagne et l'Italie (France plus chère). Au cours du premier semestre 2017, d'une manière générale, les prix spot sont en augmentation sur toutes les frontières au premier semestre 2017, en raison d'un début d'année marquée par des températures fraîches et d'une consommation plus soutenue, de la faible disponibilité nucléaire française et de l'augmentation des prix des matières premières par rapport au premier semestre 2016. L'écart de prix spot français avec la frontière anglaise se situe en moyenne à -6,8 €/MWh (France moins chère) contre -17 €/MWh au premier semestre 2016. Par rapport à l'Allemagne, l'écart passe de 2,4 €/MWh au premier semestre 2016 à 8,9 €/MWh sur le premier semestre 2017 (France plus chère). Ces évolutions sont le reflet de l'augmentation significative des prix spot français en début d'année où la France a été le pays le plus cher parmi ses voisins durant environ 80 pas horaires.

Concernant le couplage de marchés, le taux de couplage de la France avec l'Espagne a fortement augmenté par rapport à 2014 et 2015, passant successivement de 5,5 %, 12,2 % à 29,5 % (Graphique 22). Dans le contexte de mise en place du couplage par les flux (*flow-based*), qui tend à rapprocher les prix de marché des pays interconnectés, le taux de couplage de la France avec l'Allemagne est en augmentation de 9 points entre 2015 et 2016. On peut toutefois souligner la baisse importante de ce taux de couplage avec l'Allemagne lors du dernier trimestre 2016.

La normalisation des prix spot au cours des premiers mois de 2017 a amélioré le taux de couplage avec l'Allemagne sans toutefois que celui-ci ne revienne à ses niveaux de 2015.

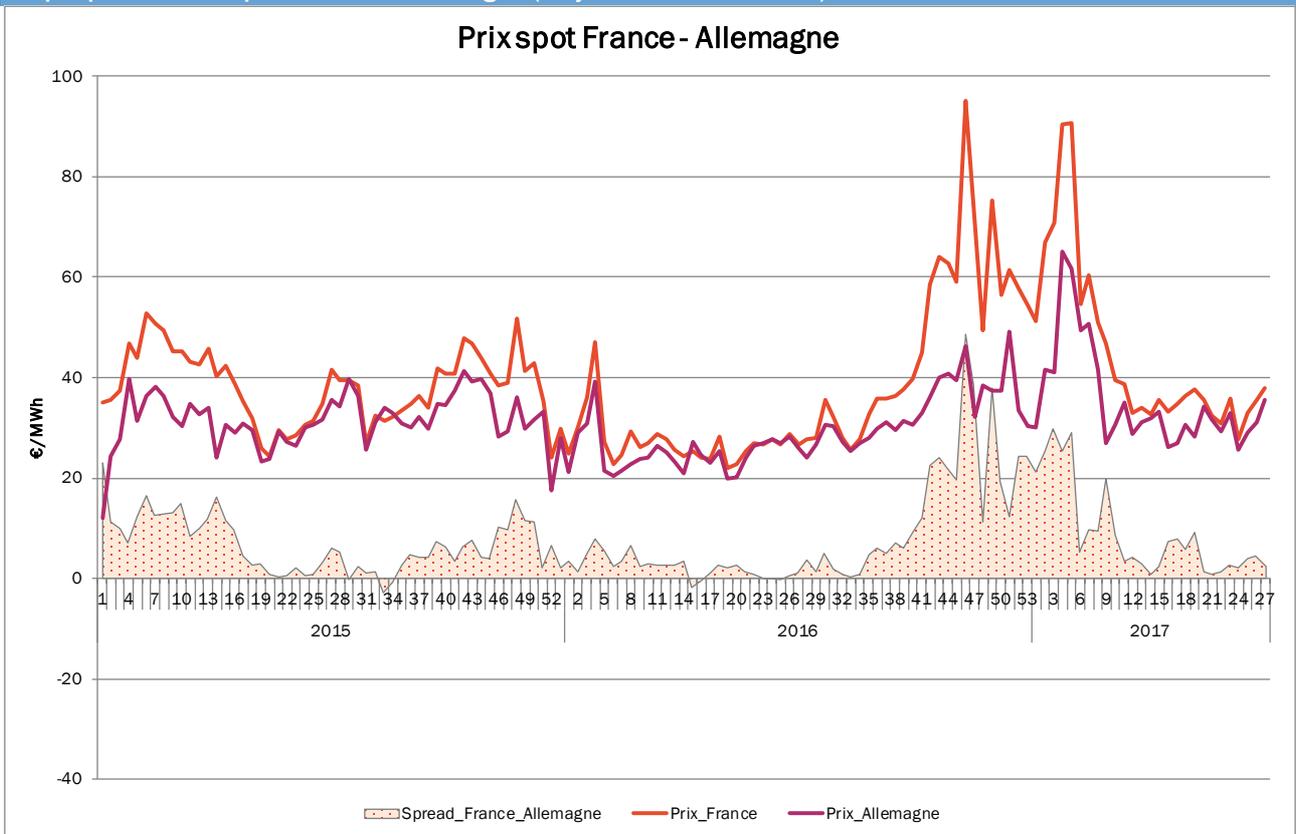
¹⁵ Cet indicateur permet d'appréhender l'exercice de pouvoir de marché. Cette analyse est effectuée sur un pas de temps quotidien, à partir de données reçues mensuellement, et porte sur les heures pour lesquelles les offres d'EDF sont supposées déterminer le prix de l'enchère.

Graphique 22 : Taux de couplage trimestriel des prix horaires avec les pays couplés



Source: EPEX SPOT, Belpex, OMEL, IPEX

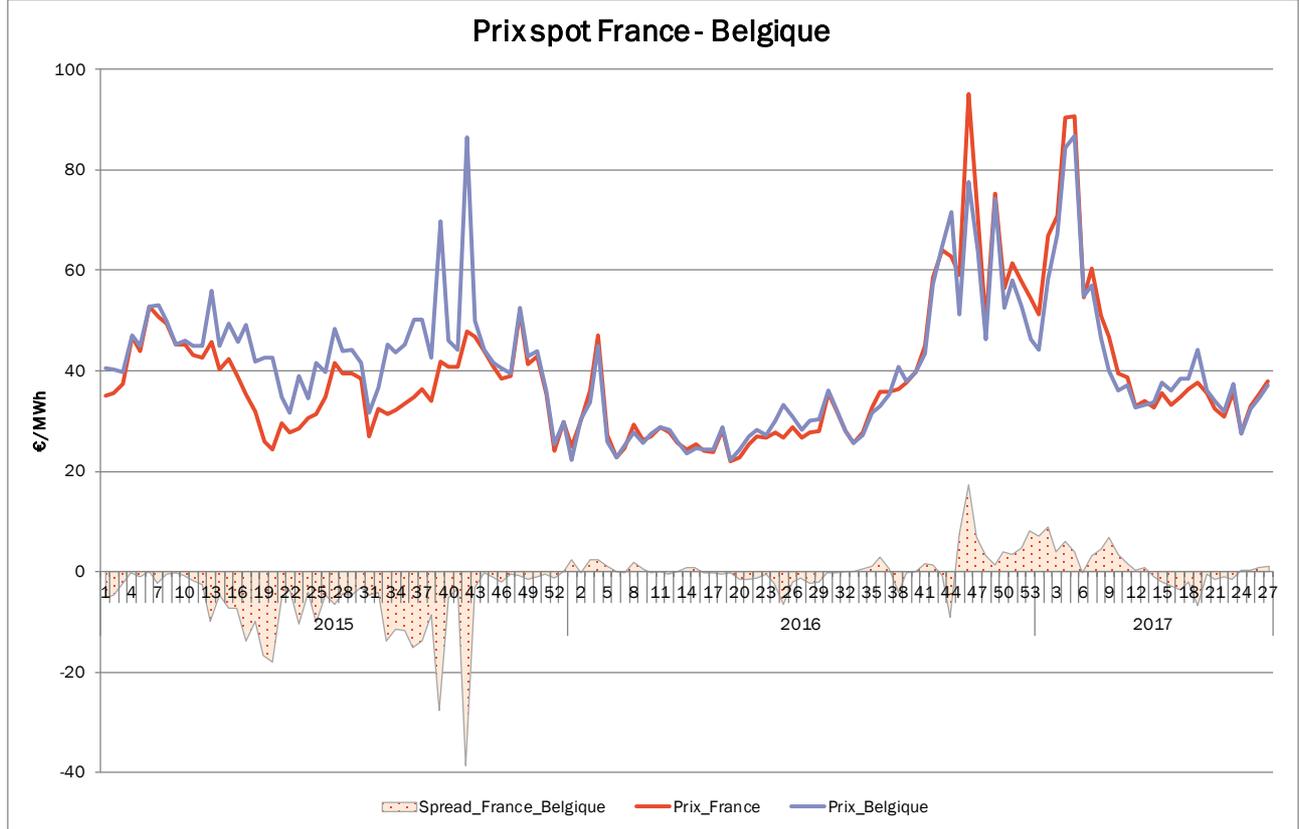
Graphique 23 : Prix spot France et Allemagne (Moyenne hebdomadaire)



Source : EPEX SPOT

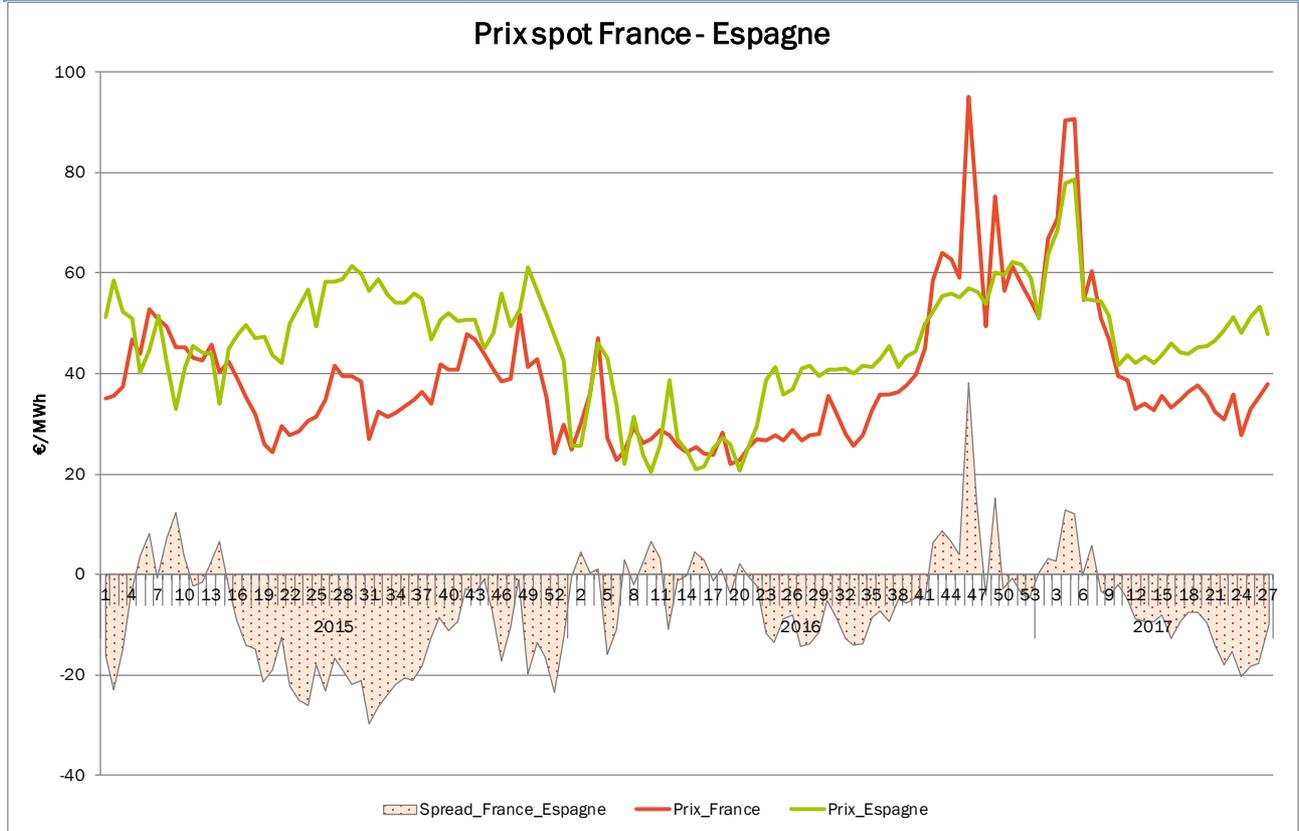


Graphique 24 : Prix spot France et Belgique (moyenne hebdomadaire)



Source : EPEX SPOT, Belpex

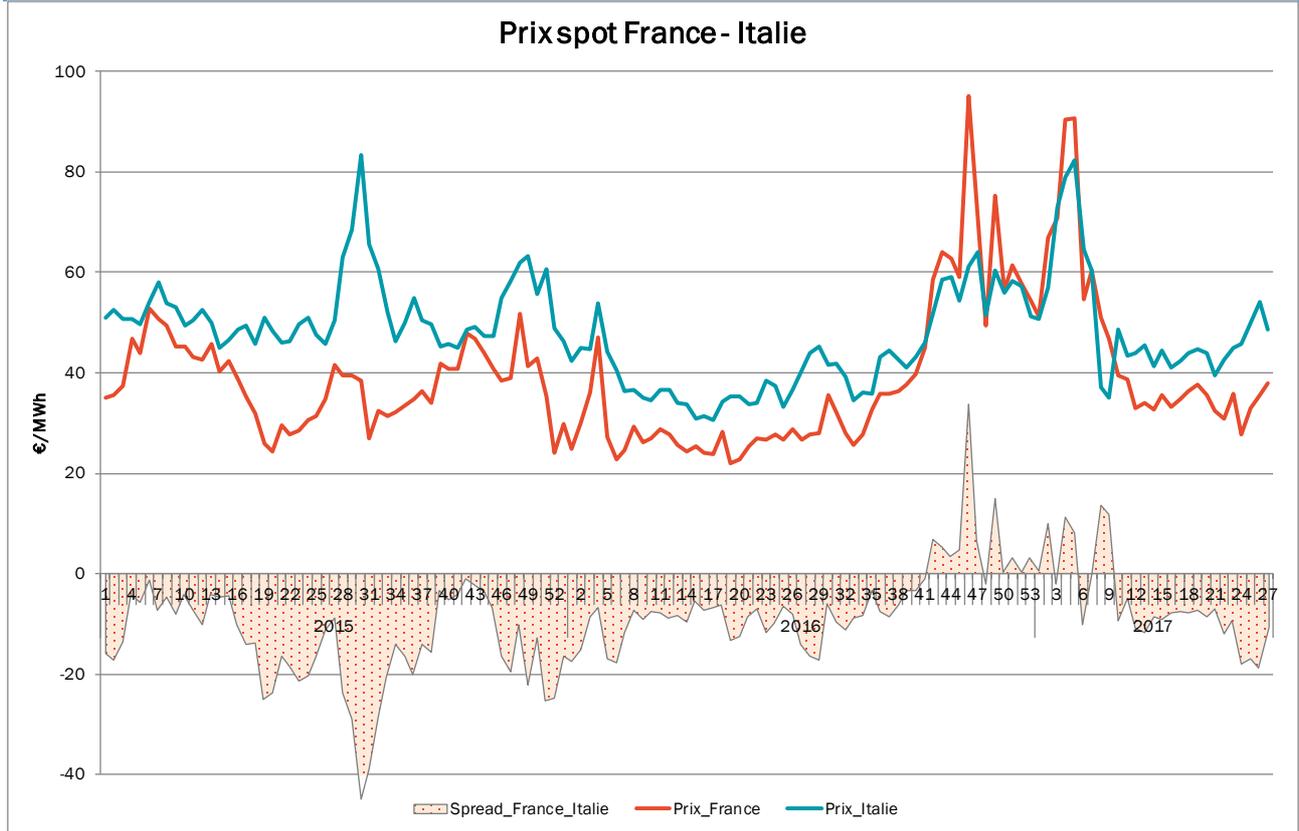
Graphique 25 : Prix spot France et Espagne (moyenne hebdomadaire)



Source : EPEX SPOT, OMEL

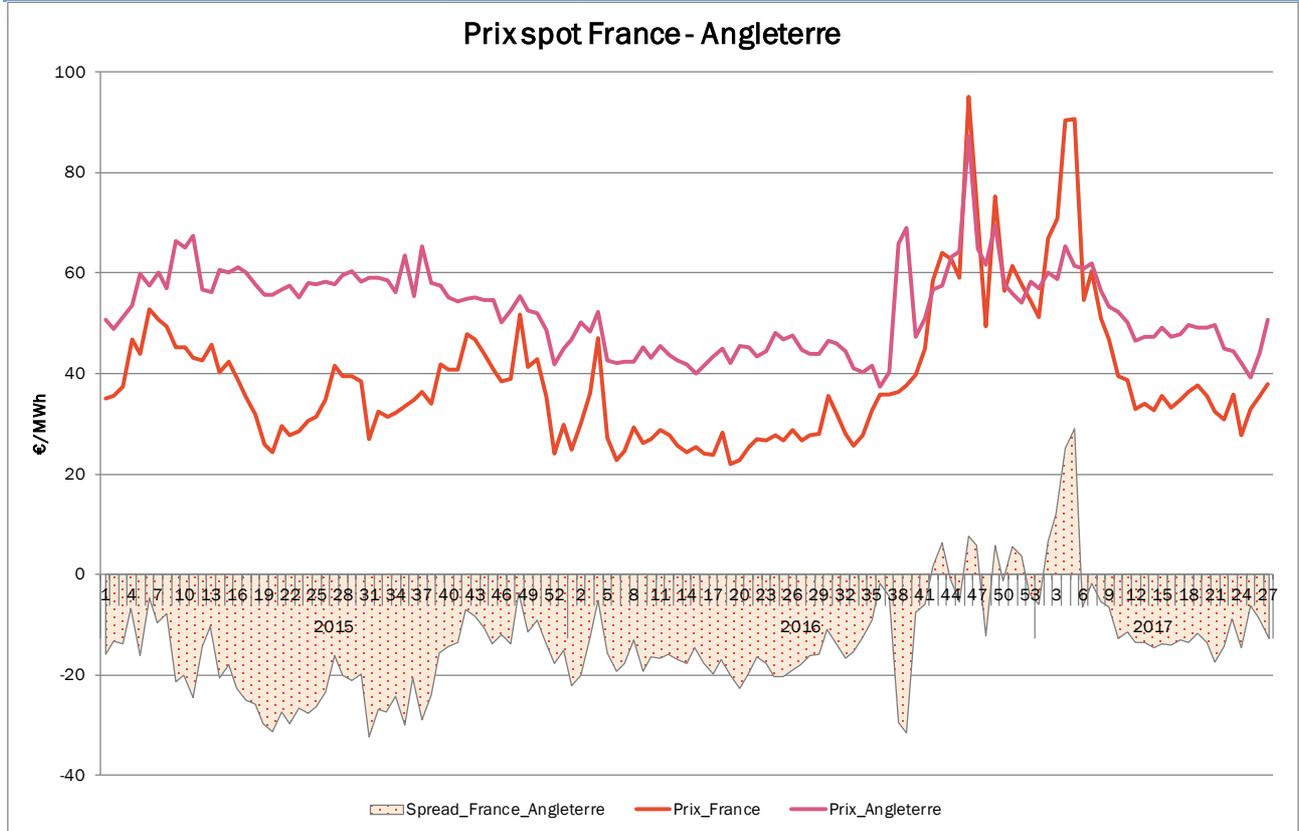


Graphique 26 : Prix spot France et Italie (moyenne hebdomadaire)



Source : EPEX SPOT, IPEX

Graphique 27 : Prix spot France et Angleterre (moyenne hebdomadaire)



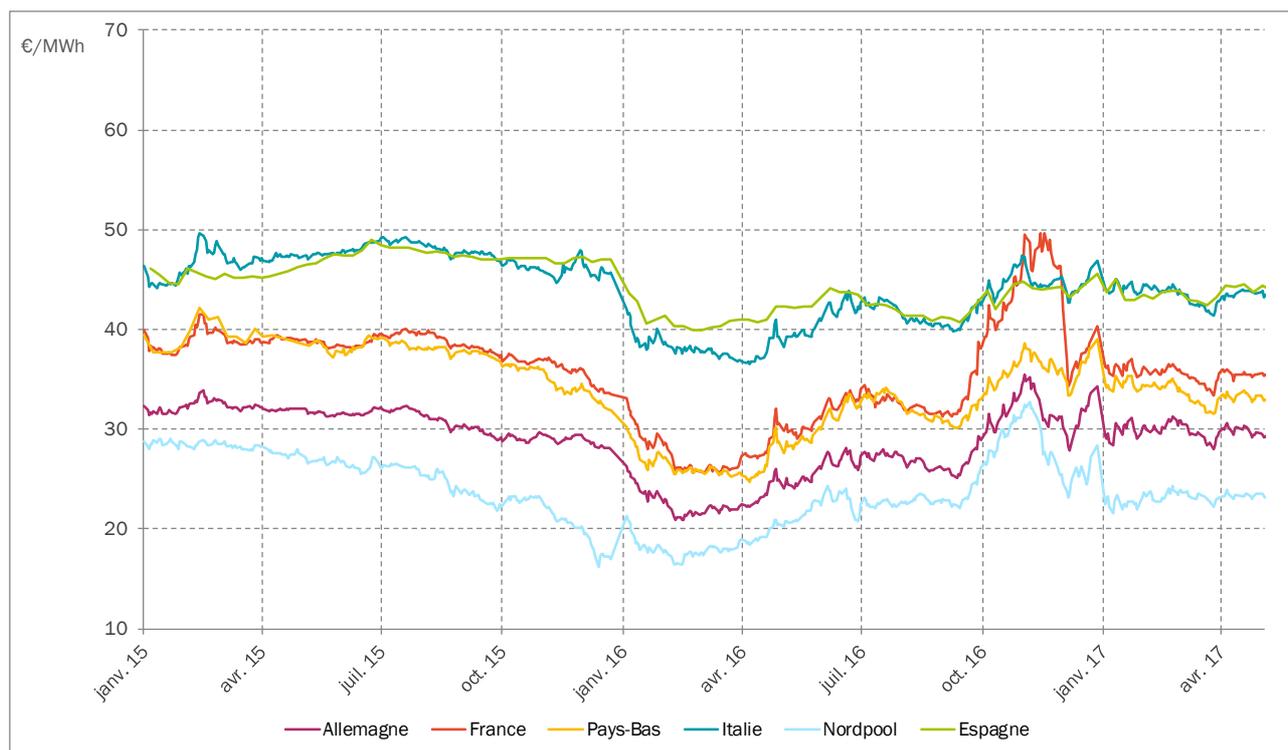
Source : EPEX SPOT, APX



2.4 Des prix de gros à terme en hausse au quatrième trimestre qui entraînent dans leur sillage les prix voisins

Les prix des produits à terme dans les différents pays d'Europe (Graphique 28) ont suivi des tendances semblables au cours de l'année 2016 et du premier semestre 2017. Au cours du premier trimestre 2016, les prix à terme atteignent un point bas en raison de la faiblesse des cours du gaz et du charbon, avant de remonter légèrement au cours du printemps, toujours poussés par le cours des combustibles. A partir de septembre 2016, les différentes annonces concernant des indisponibilités des moyens de production nucléaires en France font monter le prix des produits à terme français à des niveaux très élevés. Cette hausse des prix à terme français entraîne une hausse des prix à terme des pays voisins.

Graphique 28 : Prix des produits Y+1 en Europe

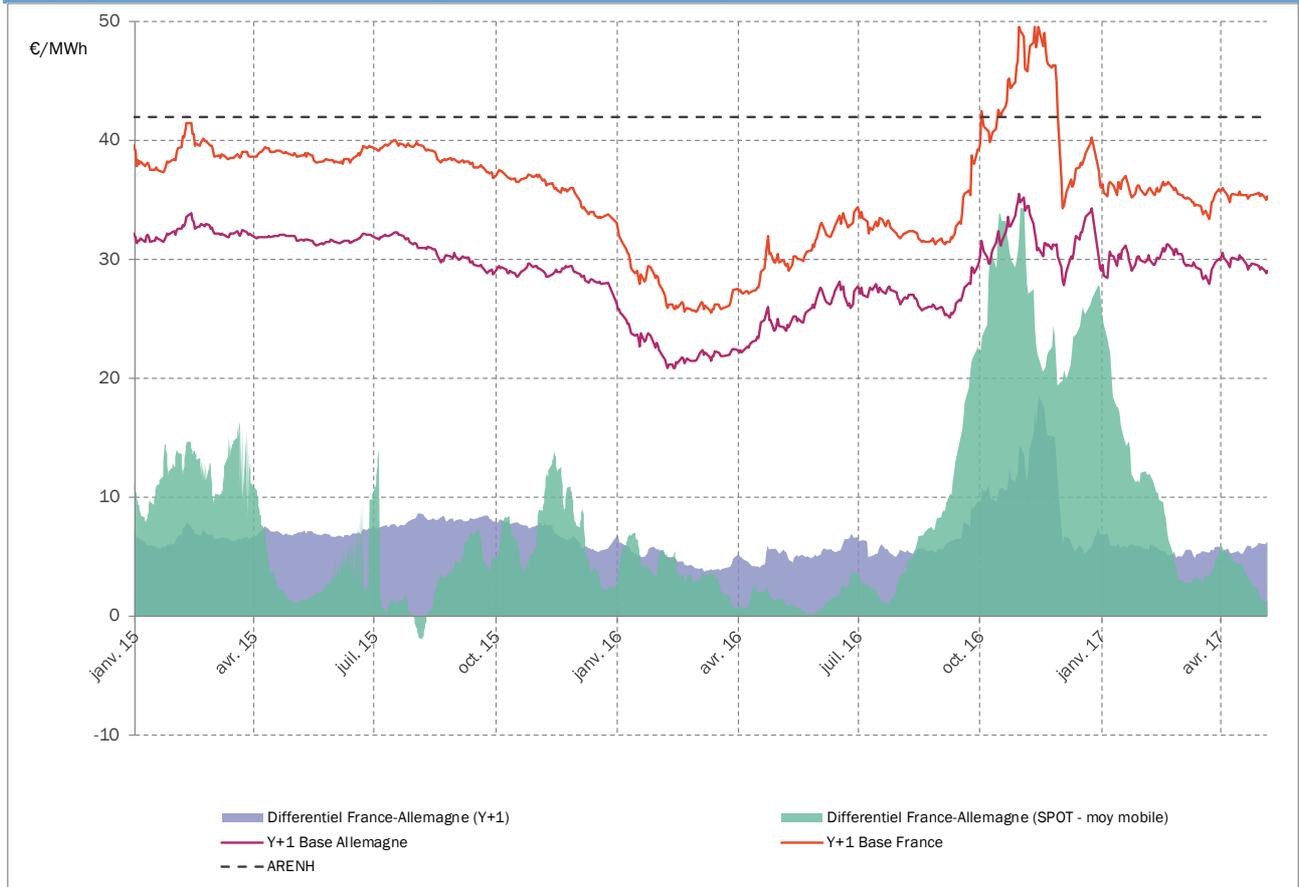


Source : EPD, ICE Endex, Heren

Le différentiel de prix entre les produits à terme allemand et français a atteint un niveau élevé au quatrième trimestre 2016, au moment des annonces concernant les indisponibilités nucléaires (Graphique 29). Ce différentiel se situait à 7,2 €/MWh en 2015. Il a atteint 6,2 €/MWh en 2016 en moyenne, marquant une évolution contrastée : réduction de l'écart sur les premiers mois de 2016 mais creusement au cours du dernier trimestre pour atteindre 9,8 €/MWh. Au premier semestre 2017, les prix allemand et français se rapprochent et le différentiel retrouve un niveau comparable à celui du premier semestre 2016.

En lien avec les évolutions rappelées supra, la volatilité des prix du produit calendaire Y+1 pour livraison en France et celle du même produit pour livraison en Allemagne ont connu des volatilités très importantes au cours de l'année 2016 (Graphique 30). On distingue ainsi trois pics de volatilité, les deux premiers de faible amplitude et le dernier de très forte amplitude. Le premier correspond à la période de baisse des prix au premier trimestre 2016, le second correspond à la remontée de ces prix au printemps 2016 reflétant un retournement de tendance. Enfin le dernier pic, qui atteint environ 60 % en France et 35 % en Allemagne, illustre la nervosité du marché à l'automne 2016, où les prix ont été influencés par les annonces sur l'indisponibilité des centrales nucléaires françaises.

Graphique 29 : Prix et écart entre les produits calendaires français et allemand



Source : EPEX SPOT, EEX

Graphique 30 : Volatilité des prix des produits calendaires

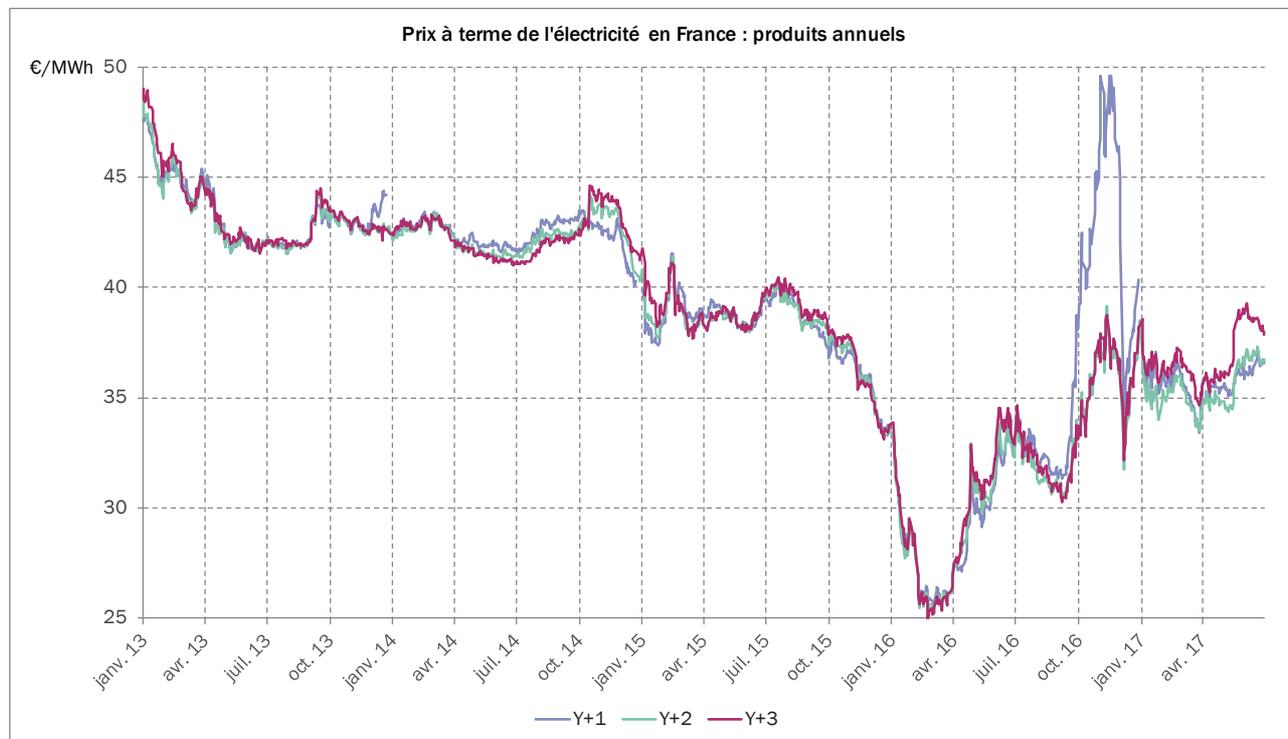


Source : EPEX Spot



Les annonces relatives au parc nucléaire ont eu des effets différenciés par maturité sur les prix à terme français. Les prix des produits calendaires en France à échéance à un, deux ou trois ans sont restés quasiment identiques jusqu'en septembre 2016, lorsque le prix du produit pour livraison en 2017 a considérablement augmenté contrairement aux produits à livraison 2018 et 2019 (Graphique 31).

Graphique 31 : Evolution des prix des produits calendaires pour les trois années à venir en France



Source : EEX

L'évolution des prix au dernier trimestre 2016, compte tenu de son ampleur et de sa rapidité, a eu un impact important sur les marchés de l'énergie. Comme rappelé dans ses derniers observatoires trimestriels, la CRE est dans ces conditions particulièrement attentive aux conditions de cette évolution des prix et notamment au respect des obligations de transparence du règlement REMIT.

2.5 Premiers échanges de garanties de capacité en 2016

Par sa décision du 8 novembre 2016, faisant suite à un an d'enquête approfondie, la Commission européenne a autorisé, en vertu des règles de l'UE en matière d'aides d'Etat, le mécanisme de capacité français. La première année concernée par ce mécanisme est l'année de livraison (AL) 2017.

Le principe du mécanisme repose sur l'obligation pour les fournisseurs d'électricité de démontrer chaque année qu'ils sont en mesure de couvrir les besoins de leur portefeuille durant les périodes de pointe : ils ont l'obligation de détention de garanties de capacité. Ces garanties sont délivrées par RTE aux producteurs et opérateurs d'effacement attestant de la disponibilité de leurs actifs durant les périodes de pointe.

Ce mécanisme vise à assurer sur le long terme la sécurité d'approvisionnement de la France en électricité. Il porte sur l'ensemble des capacités – en incluant notamment l'effacement de consommation –, responsabilise d'une part les fournisseurs des clients finals, et d'autre part les producteurs et opérateurs d'effacement via un contrôle de la disponibilité effective des actifs. Les fournisseurs ne disposant pas de garanties à hauteur des besoins nécessaires pour satisfaire leurs portefeuilles doivent se procurer des garanties de capacité additionnelles. A l'inverse, les fournisseurs qui disposent de garanties dépassant leurs besoins peuvent les revendre.

En application des dispositions de l'article L.131-2 du code de l'énergie, la CRE surveille le marché ainsi mis en place, et en garantit le respect des interdictions et obligations prévues aux articles 3, 4 et 5 de REMIT.

Les échanges entre acteurs s'effectuent soit de gré à gré, soit via l'enchère d'EPEX. Les processus de certification de capacité sont réalisés à partir de 4 ans précédant l'année de livraison, et les échanges de certificats sont possibles entre 4 ans avant et 3 ans après l'année de livraison (date limite de notification de l'obligation fixée au 1^{er} mars de l'année AL+3). Afin de renforcer la transparence du mécanisme, RTE publie d'une part le registre des capacités certifiées en détaillant la répartition par filière, et publie d'autre part l'ensemble des transactions, préalablement rendues anonymes, réalisées de gré à gré (prix, volume, date), en incluant notamment les cessions au sein d'un groupe. EPEX publie les courbes agrégées d'offre et de demande de ses enchères.

Les premières enchères d'EPEX ont été organisées le 15 décembre 2016 et le 27 avril 2017, pour l'année de livraison 2017. Lors de ces enchères, ce sont respectivement 226 358 garanties de capacité (GC) qui ont été échangées au prix de 999,98 €/GC, et 5 167 garanties au prix de 1041,94 €/GC, soit une augmentation du prix de 4,2 %. Cela représente 25% des capacités certifiées pour l'année de livraison 2017. Hors enchère EPEX, au 30 juin 2017, ce sont l'équivalent de 52,1 GW de garanties qui ont été échangées, sous forme de transaction et en comptant notamment les transactions internes, à des prix comparables à ceux des deux enchères.

On peut également noter que quelques transferts ont été réalisés pour les années de livraison 2018 – 2019 – 2020, mais pour des volumes faibles.

La concentration du marché sur l'enchère est forte (Tableau 16), que ce soit du point de vue des achats ou des ventes.

Tableau 16 : Marché de capacité : Indice HHI

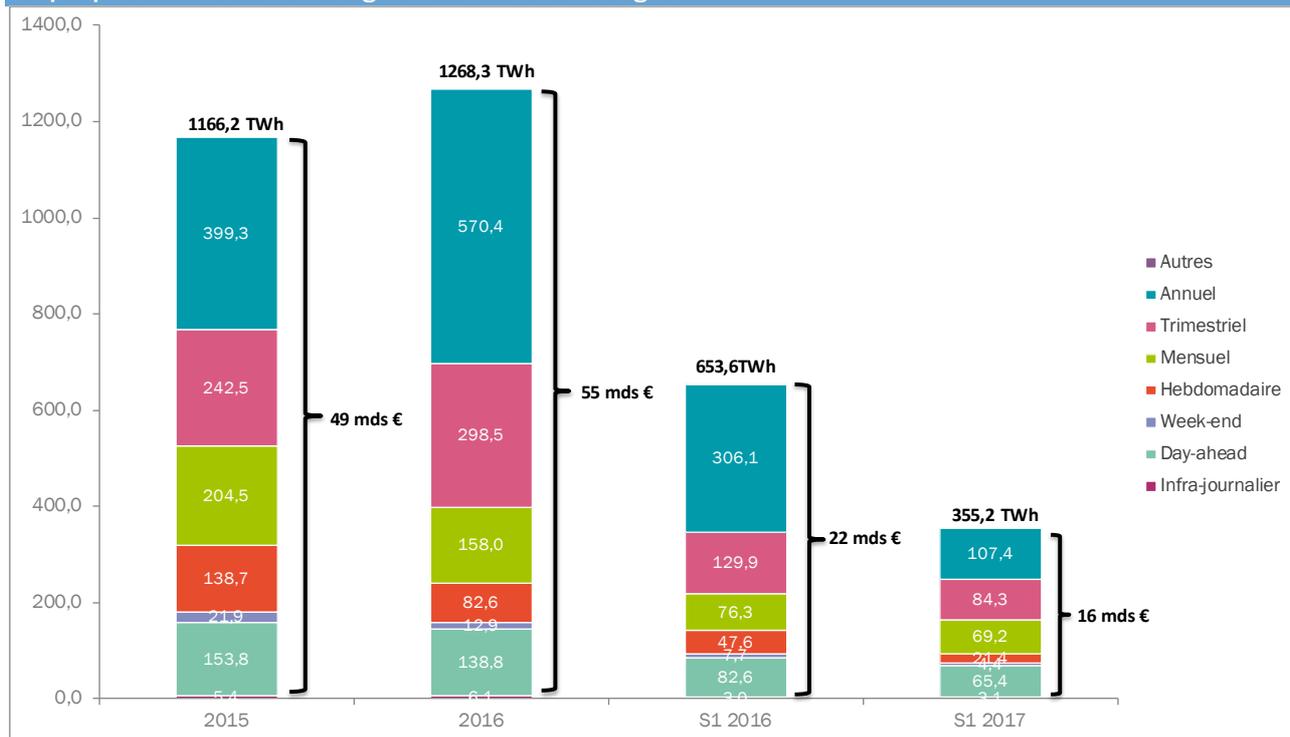
	Achat	Vente
Enchère du 15/12/2016	3074	2860
Enchère du 27/04/2017	3901	3206

Source : RTE, EPEX Spot

3. HAUSSE DES VOLUMES EN 2016 DANS UN CONTEXTE DE FORTE VOLATILITE DES PRIX

Les volumes échangés sur le marché de gros de l'électricité ont poursuivi leur progression en 2016 malgré une baisse des échanges pour les produits journalier, hebdomadaire et mensuel (Graphique 32). Cette évolution est due à la forte hausse des échanges de produits trimestriels et annuels, dans un contexte de forte volatilité des prix de ces produits au cours de l'année 2016. En revanche au premier semestre 2017, les volumes échangés sur le marché de gros ont baissé par rapport à la même période en 2016. Tous les produits ont été touchés par cette baisse, sauf les produits infra-journaliers dont le volume d'échange est stable.

Graphique 32 : Volumes échangés sur les marchés de gros



Source : EPEX SPOT, EEX, Courtiers

Concernant les volumes échangés sur le marché à terme organisé, on distingue deux périodes avec des échanges importants, une première au second trimestre 2016 où les prix étaient à un niveau bas historique, créant une opportunité pour les fournisseurs de se couvrir à bas coût, puis une seconde au quatrième trimestre 2016 dans le contexte de forte volatilité des prix et d'arbitrage du produit ARENH sur le marché à terme. En 2017, les volumes échangés sur le marché à terme organisé sont revenus à des niveaux observés en 2015 (Graphique 33). Sur le marché à terme intermédiaire, prenant en compte les échanges ayant lieu par l'intermédiaire des plateformes de courtage, on observe globalement une tendance similaire (Graphique 34).

La remontée des prix à terme à partir du mois d'octobre 2016 au-delà du niveau de 42 €/MWh a entraîné un regain d'intérêt du dispositif ARENH alors qu'aucune demande n'avait été enregistrée en 2015 pour livraison en 2016. Au guichet du 16 novembre 2016, 32 fournisseurs alternatifs avaient formulé une demande à la CRE dans le cadre du dispositif, et 82 TWh ont été alloués au total.

Au titre de la surveillance des marchés de gros, la CRE a interrogé les principaux acteurs ayant souscrit des volumes ARENH et actifs par ailleurs sur les marchés de gros afin d'analyser leur stratégie de couverture pour l'année 2017.

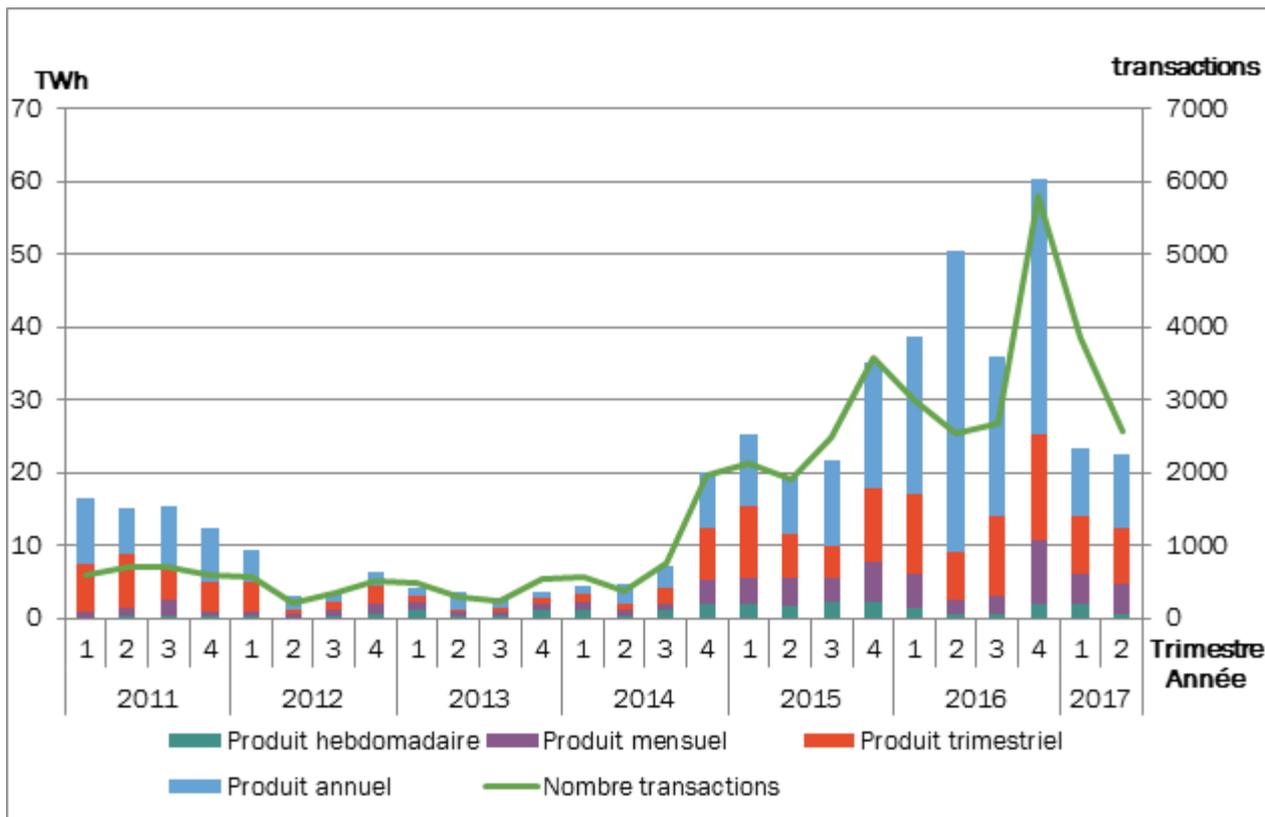
Les analyses menées à ce titre montrent que – même si les opportunités d'arbitrage infra-annuel avaient été réduites par des évolutions réglementaires arrêtées¹⁶ ou annoncées¹⁷ mi-novembre 2016 – des acteurs, dans le contexte de l'époque, ont pu procéder à des arbitrages entre les positions de couverture prises au cours de l'année 2016, notamment dans la période de prix bas, et des ventes, dans la limite de leur droit à l'ARENH, répartis sur la période durant laquelle le prix à terme avait dépassé les 42 €/MWh.

Sans préjuger de contrôles complémentaires éventuels, les analyses effectuées au titre de la surveillance des marchés de gros dans le contexte rappelé supra n'ont pas révélé de comportement susceptible d'être qualifié de manquement aux dispositions du règlement REMIT de la part des fournisseurs alternatifs ayant souscrit des volumes d'ARENH.

¹⁶ <https://www.legifrance.gouv.fr/eli/arrete/2016/11/14/DEV1628319A/jo/texte>

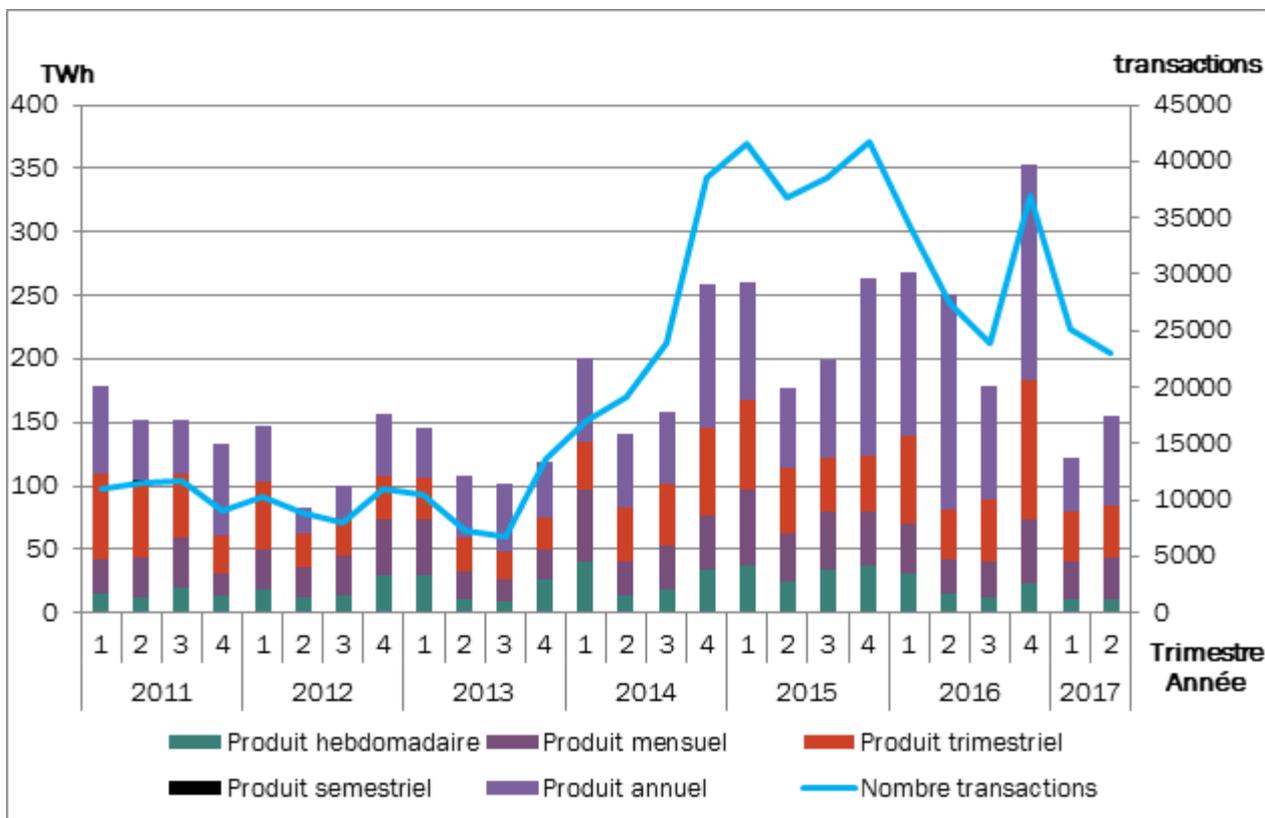
¹⁷ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/avis/projet-de-decret12/consulter-la-deliberation>

Graphique 33 : Volumes échangés sur la bourse du marché à terme



Source : EEX

Graphique 34 : Volumes échangés sur le marché à terme intermédiaire



Source : EEX, Courtiers

SECTION 4

LES MARCHES DE GROS DU GAZ NATUREL

1. UNE FORTE HAUSSE DE LA CONSOMMATION EN 2016

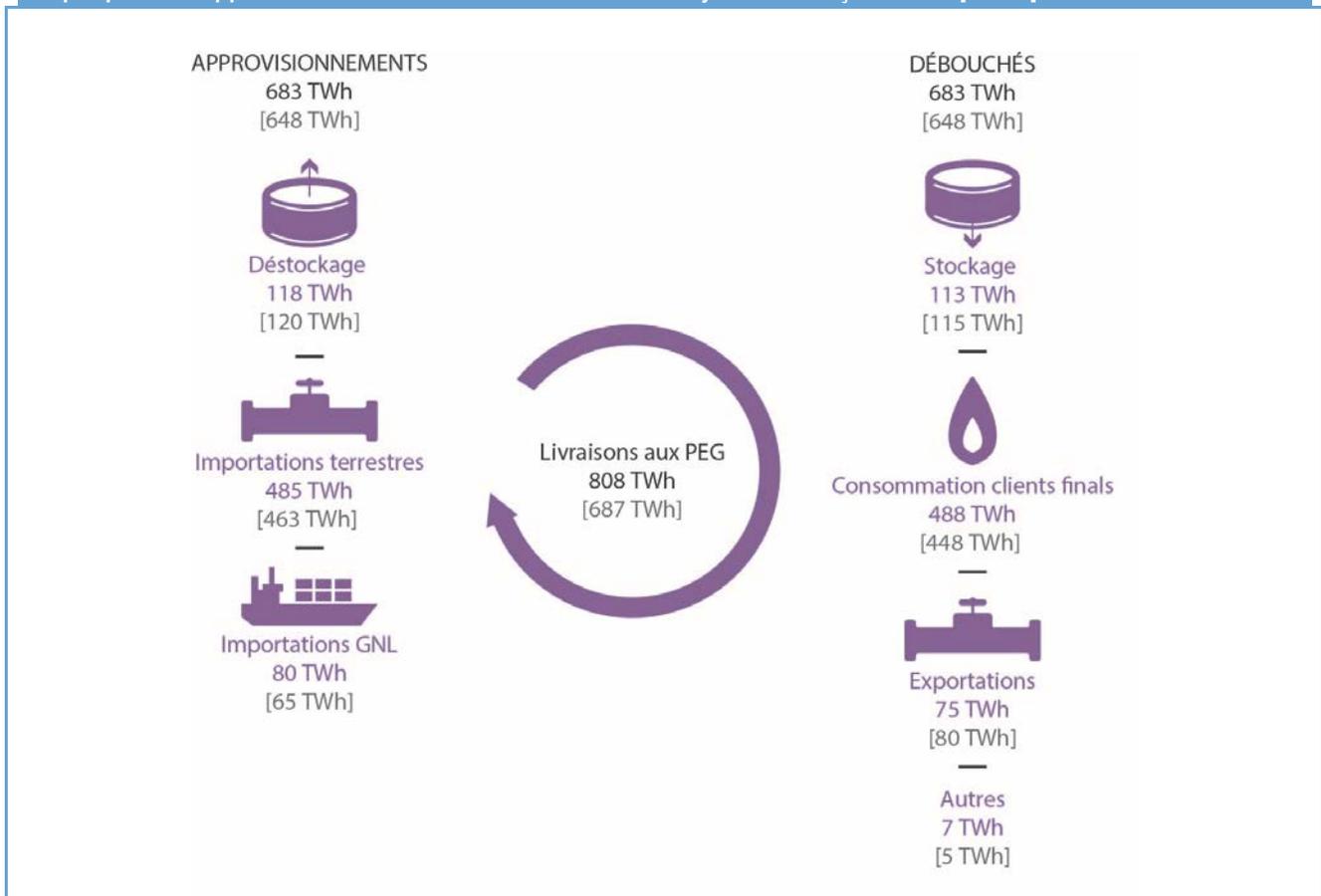
1.1 Hausse de la demande en raison de la sollicitation des centrales à gaz et du climat plus froid qu'en 2015

En 2016, de manière similaire à 2015, le bilan gazier s'inscrit en hausse avec des volumes d'approvisionnements et de débouchés qui progressent de 5,4 % par rapport à 2015. Avec un léger recul des exportations (-5 TWh soit -6 %), l'augmentation globale des débouchés est liée à la consommation des clients finals. Cette augmentation est due pour 40 % aux clients raccordés au réseau de distribution – du fait de températures plus basses qu'en 2015 –, et pour 60 % aux clients raccordés au réseau de transport. La consommation des industriels restant stable à 134 TWh, ce sont les sites fortement modulés qui sont à l'origine de l'augmentation de la consommation des clients raccordés au réseau de transport (Graphique 35).

En 2016 l'approvisionnement est marqué par une augmentation importante des importations GNL (+23% par rapport à 2015) et une sollicitation importante des stockages (118 TWh, stable par rapport à 2015).

La zone Sud a connu un épisode de forte tension au début de l'année 2017, liée au faible apport GNL à Fos qui a entraîné une congestion au sud-est.

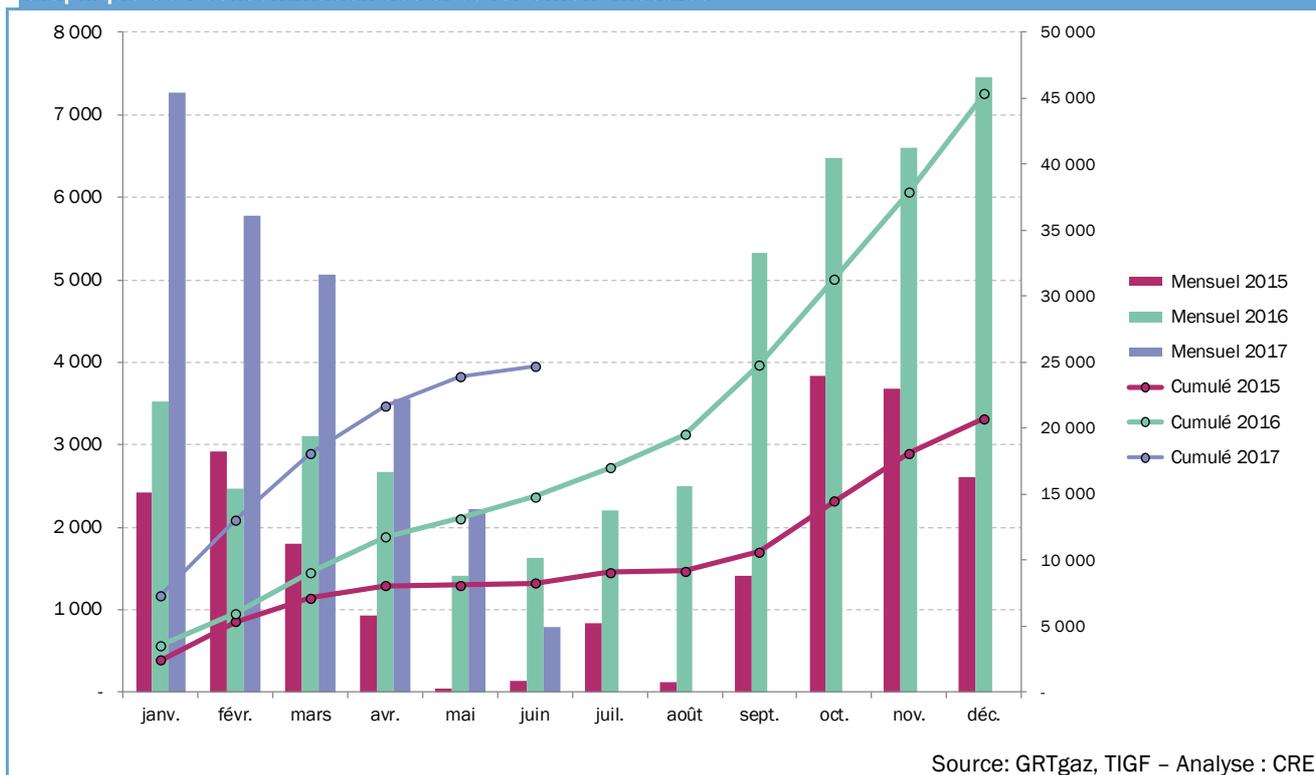
Graphique 35 : Approvisionnements et débouchés dans le système français 2016 [2015]



Source: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Sur les trois premiers trimestres de 2016, les prix bas du gaz permettent d'améliorer les marges des centrales à gaz (chapitre 1.4 de la section 2). Sur le dernier trimestre de 2016 et le premier trimestre de 2017, la faible disponibilité nucléaire combinée à une consommation électrique relativement élevée conduit à une sollicitation accrue des centrales électriques fonctionnant au gaz. Ainsi la consommation des sites fortement modulés atteint 45 TWh en 2016 (+118 % par rapport à 2015), et cette tendance haussière se poursuit sur le premier semestre de 2017 (25 TWh soit +67% par rapport au premier semestre de 2016) (Graphique 36).

Graphique 36 : Consommation des sites fortement modulés

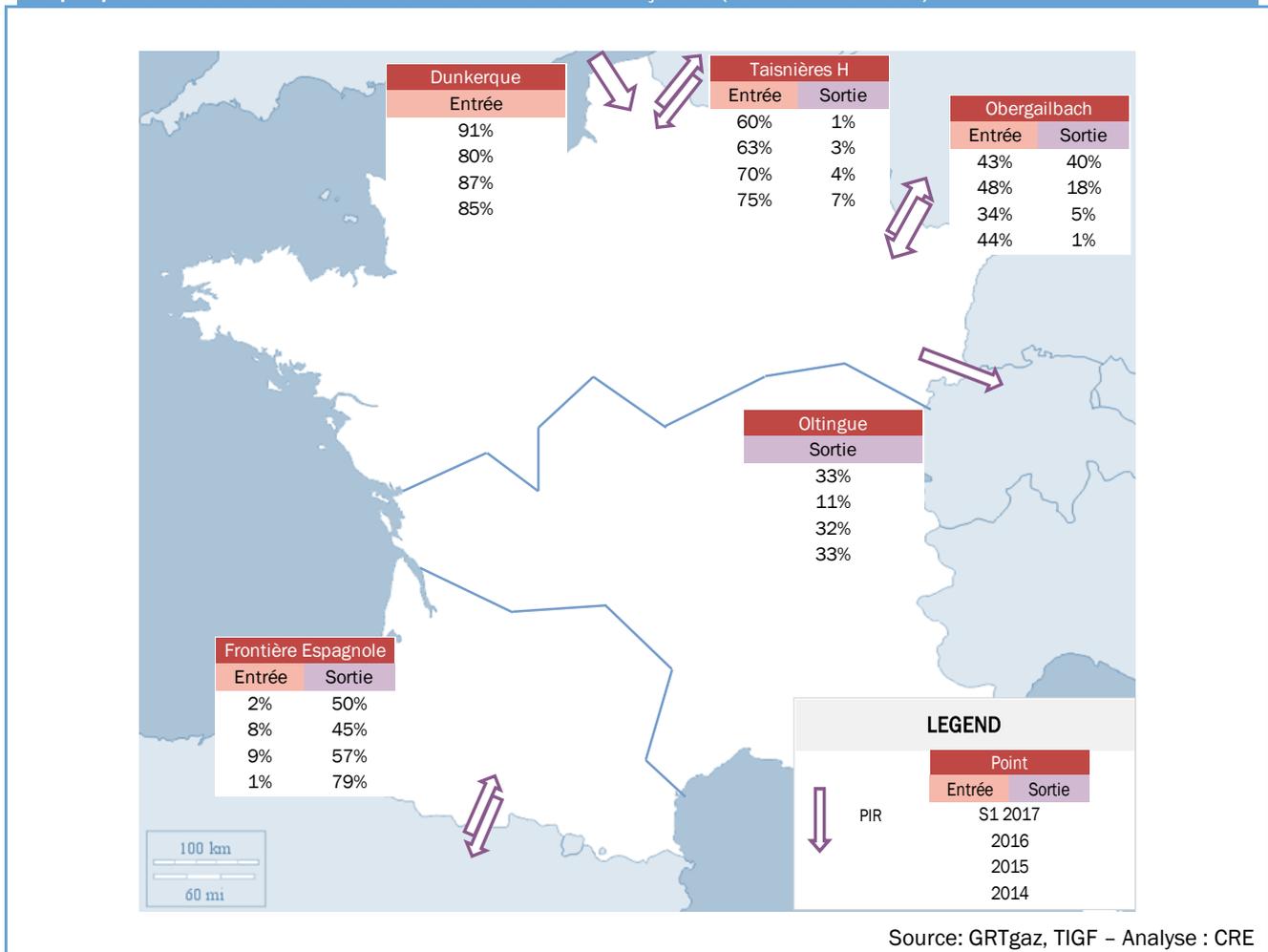


1.2 Un approvisionnement GNL en hausse mais sous tension au sud en janvier 2017

Au cours de l'année 2016, la hausse globale des importations (Graphique 37) (+37 TWh, soit +7 %) est due pour 40 % à l'augmentation de l'approvisionnement GNL (+15 TWh) et pour 60 % à l'augmentation des importations terrestres (+22 TWh). L'augmentation des importations terrestres s'observe au niveau d'Obergailbach (+31 TWh brut soit +46 %). Il s'agit pour l'essentiel de gaz en provenance de Russie dont la part de marché dans les approvisionnements français atteint désormais les 25 % (Graphique 40).

La hausse de l'approvisionnement GNL s'observe à la fois en zone Nord (s'établissant à 19 TWh, soit environ le double de 2015) et en zone Sud (s'établissant à 60 TWh, soit +9 %). La première livraison commerciale au terminal de Dunkerque s'est effectuée le 22 janvier 2017, faisant suite aux émissions débutées à l'été 2016 à des fins de tests.

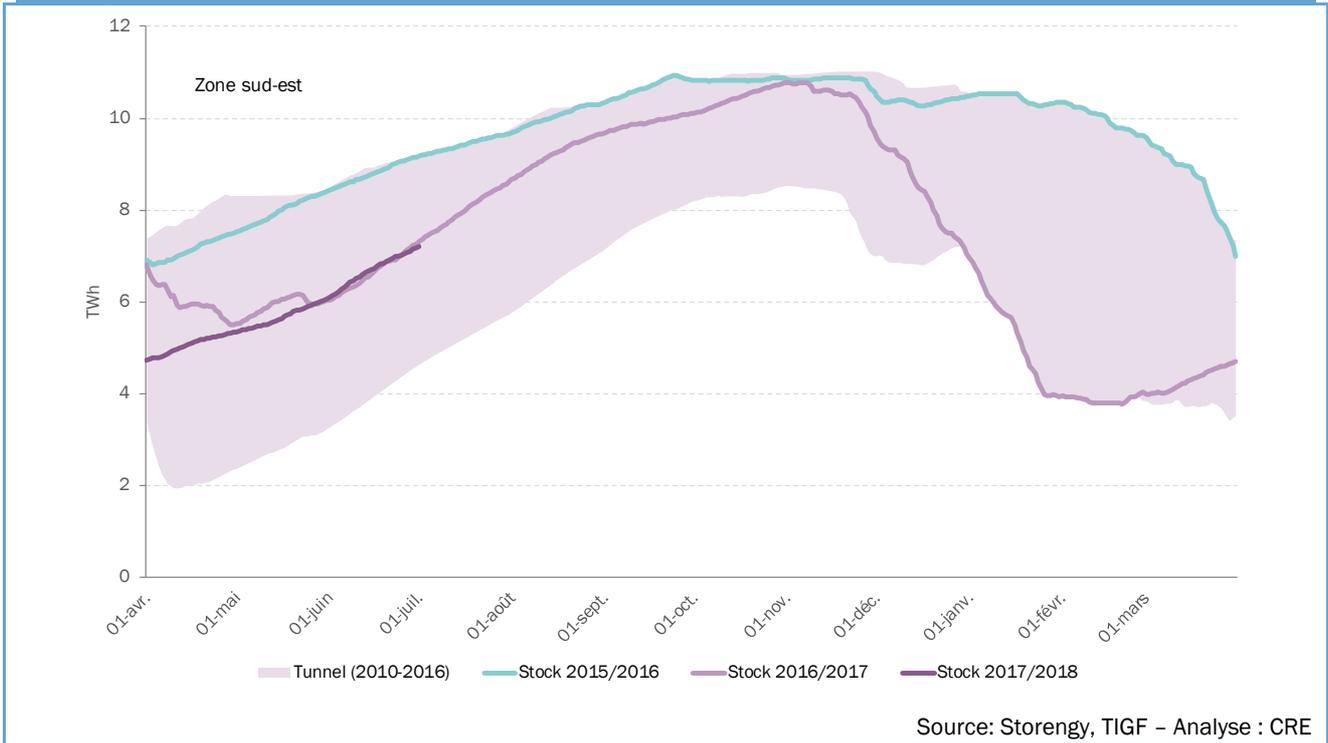
Graphique 37: Taux d'utilisation des interconnexions françaises (flux commerciaux)



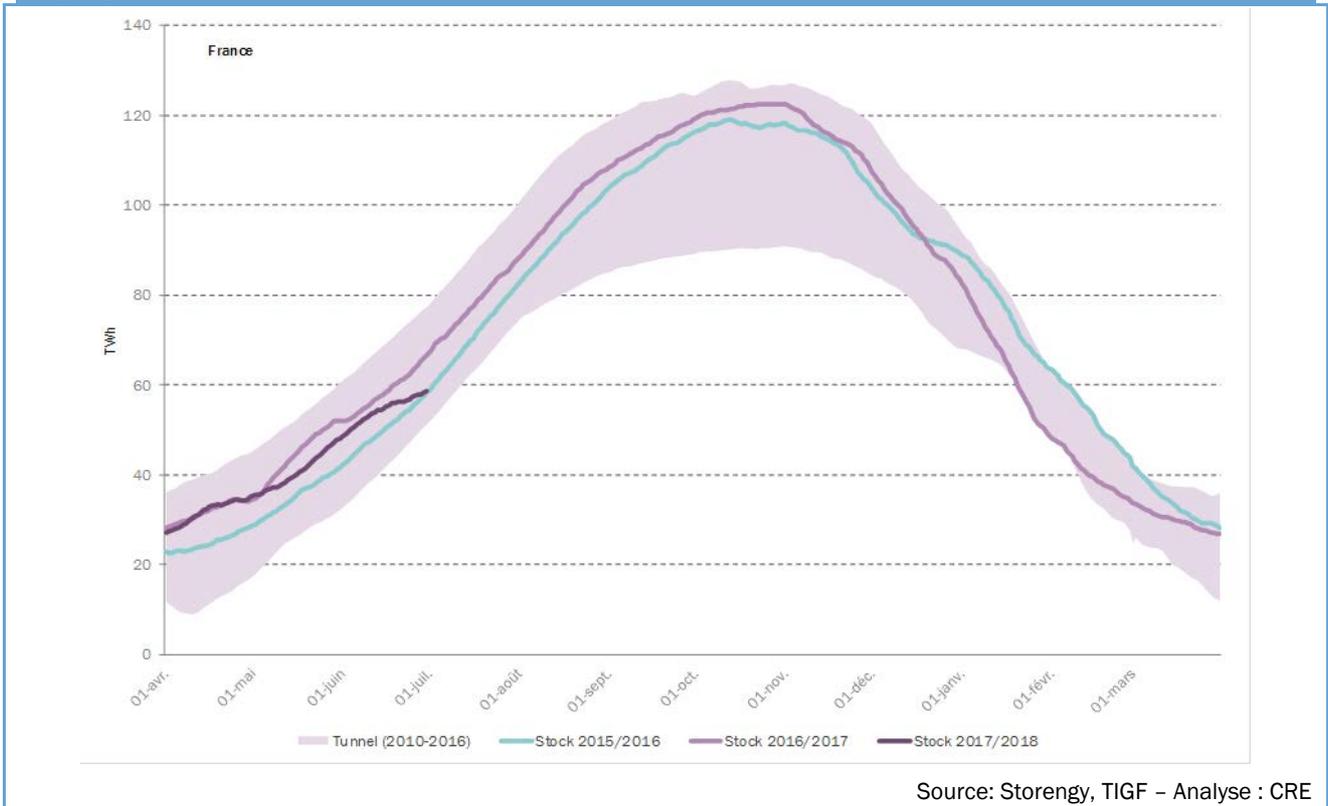
L'épisode de forte tension en zone Sud entre décembre 2016 et janvier 2017 est dû à l'importante baisse des émissions de GNL à Fos. A partir de fin novembre 2016, ces émissions s'établissent en moyenne à 81 GWh/j en décembre et à 77 GWh/j en janvier, ce qui représente environ la moitié des émissions moyennes des douze mois précédents et les moyennes mensuelles les plus faibles des quatre dernières années. La raison de la réduction de ces émissions est la diminution des arrivées de cargaisons de GNL en raison de problèmes sur les trains de liquéfaction algériens durant cette période.

En outre, la demande de gaz a été affectée par des températures plus basses que les normales de saison et de forte sollicitation des centrales au gaz (cf. partie sur les marchés de gros de l'électricité). Dans ce contexte est apparue une congestion Sud-Est à laquelle GRT Gaz a fait face notamment en ayant recours à plusieurs reprises à des Avis d'Instructions Opérationnels (« AIO ») sur les stockages Salins et sur le terminal de Fos. A la mi-février, le niveau des stocks du Sud-Est atteint son niveau le plus bas depuis 2013 (Graphique 38). A la maille France, les soutirages lors de l'hiver 2015/2016 étaient relativement bas, permettant un début d'année gazière 2016/2017 avec des remplissages satisfaisants (Graphique 39).

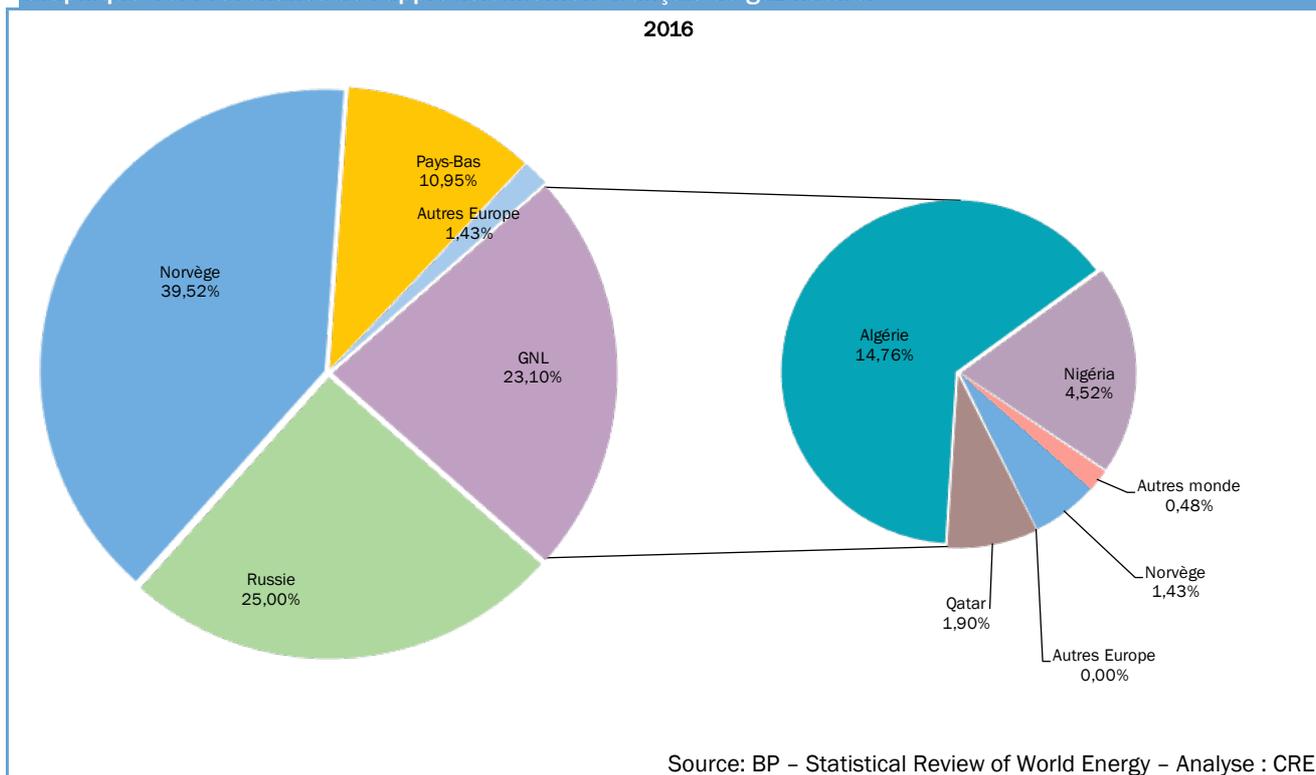
Graphique 38: Niveaux des stocks en zone sud est



Graphique 39: Niveaux des stocks en France



Graphique 40: Provenance de l'approvisionnement français de gaz naturel



2. DES PRIX DU GAZ NATUREL QUI SUIVENT LA TENDANCE DES MATIERES PREMIERES EN 2016 MAIS QUI RESTENT A DES NIVEAUX BAS

2.1 Des prix SPOT en Europe plus bas en moyenne en 2016 mais en rupture avec la tendance baissière de 2015

En 2016, les prix spot aux principaux hubs gaziers en Europe ont baissé en moyenne par rapport à 2015 (Graphique 41). Les prix au TTF et au PEG Nord se sont respectivement établis en moyenne à 13,9 €/MWh et 14,0 €/MWh contre 19,6 €/MWh et 20 €/MWh en 2015. En effet, la tendance baissière de 2015 s'est poursuivie jusqu'à la fin du mois d'août 2016. A ce titre, le TTF a atteint un point bas à 10,4 €/MWh le 20 août 2016.

Néanmoins, cette tendance baissière des prix spot du gaz s'interrompt à partir de début septembre, lorsque les prix remontent significativement et rapidement, dans le sillage des prix des matières premières. Cette évolution marque aussi la saisonnalité des mouvements de prix à l'approche de l'hiver. Ce mouvement a également été marqué par des épisodes de volatilité, alimentée notamment par des risques de grèves sur les champs gaziers norvégiens au début du mois d'octobre 2016. Les prix atteignent un point haut en janvier 2017 au cours de l'épisode de froid sur ce mois (-1,6°C au-dessous de la moyenne en France). Le TTF et le PEG Nord s'établissent en moyenne respectivement à 19,9 €/MWh et 21,2 €/MWh sur le mois de janvier 2017. Les prix spot redescendent progressivement par la suite, à des niveaux similaires à ceux observés fin 2015 autour de 15 €/MWh, en lien avec de faibles tensions sur les infrastructures de transport en Europe, d'importantes importations de GNL et de détente des prix mondiaux du gaz (Graphique 42).

Les principaux hubs gaziers européens ont affiché une convergence témoignant de l'absence de congestion physique entre les hubs concernés ainsi que la fluidité des marchés européens. Le NBP (point d'échange gaz du Royaume-Uni) s'est toutefois ponctuellement décorrélé à la baisse par rapport aux hubs européens, et particulièrement en septembre 2016 et en juin 2017, en raison notamment d'une baisse de flexibilité disponible due à un fonctionnement altéré du site de stockage de Rough depuis l'été 2016.

Graphique 41: Prix spot du gaz en Europe

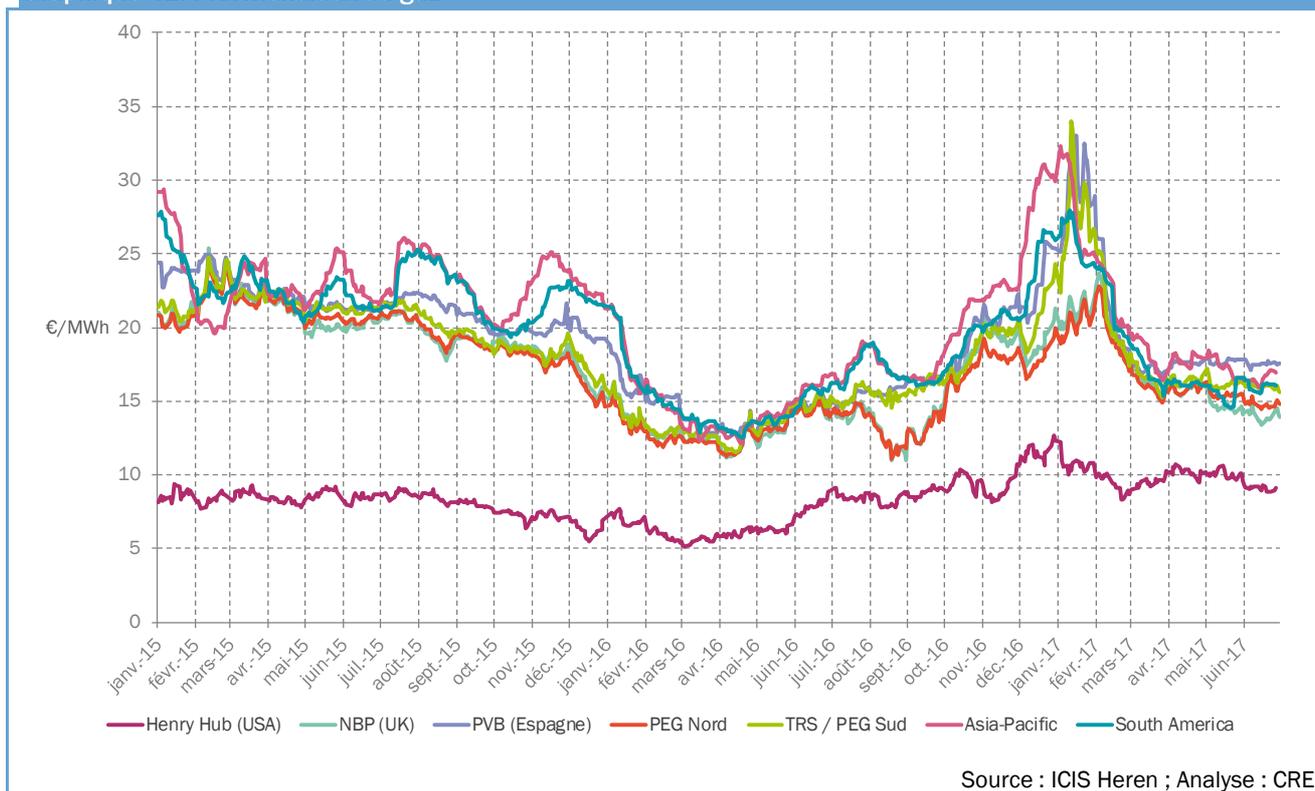


2.2 Les prix mondiaux ont atteint un pic fin 2016 avant de refluer par la suite

Les prix mondiaux ont été marqués au cours des premiers mois 2016 par la poursuite de la tendance baissière engagée l'année précédente, dans un contexte d'offre abondante (Graphique 42). Après un point bas atteint au cours du printemps 2016, un mouvement haussier a été amorcé, dans le sillage de celui des matières premières. Le rebond des prix internationaux du gaz reflète notamment la hausse de la demande internationale, particulièrement en Chine (augmentation de 7,7 % de la consommation de gaz en 2016) et dans l'Europe du sud. Par ailleurs, les prix sur les marchés asiatiques restent fortement influencés par le pétrole du fait de l'indexation toujours importante des contrats d'approvisionnements en GNL à destination de l'Asie sur cette commodité.

A la suite de cet épisode haussier, les prix du gaz diminuent au 1^{er} semestre 2017, en lien avec les matières premières et une demande associée à un bon approvisionnement mondial en gaz.

Graphique 42: Prix mondiaux du gaz



L'écart entre les prix asiatiques et les prix européens, reflet de l'arbitrage GNL entre la demande émanant de ces deux régions, a fortement diminué au 1^{er} semestre 2016, puis a augmenté à partir du 3^{ème} trimestre 2016. Le différentiel Asie Pacifique/NBP (prix du gaz anglais) a atteint en moyenne 9,8 €/MWh en décembre 2016, son plus haut niveau depuis 2015.

Le TRS et le PVB (point d'échange gaz espagnol), *hubs* dont une part significative de l'approvisionnement dépend du GNL, ont été particulièrement sensibles à la hausse des prix mondiaux fin 2016, en raison d'un hiver très froid et d'une baisse importante des flux de GNL au Sud de l'Europe. Les prix de ces deux hubs passent ainsi au-dessus des prix Asiatiques pendant près de 20 jours à partir de mi-janvier 2017. Au cours du mois de janvier 2017, les prix TRS sont en moyenne inférieurs aux prix asiatiques de 0,2 €/MWh, tandis que ceux du PVB sont supérieurs de 1,5 €/MWh.

2.3 La réapparition d'un spread Nord/Sud en 2016 et un pic de prix au TRS en janvier 2017

Au 1^{er} semestre 2016, l'écart entre les marchés spot en France (TRS et PEG Nord) est resté faible, en continuité avec 2015 et s'établit à 0,35 €/MWh en moyenne.

Cette absence de congestion au cours de cette période est une conséquence de faibles exports vers l'Espagne mais surtout d'un bon approvisionnement en GNL à Fos et en Espagne, les possibilités d'arbitrages avec les marchés asiatiques étant limitées par de faibles écarts avec les prix asiatiques du GNL (Graphique 42).

Le *spread* entre le TRS et le PEG Nord s'est néanmoins accentué à partir du deuxième semestre au cours des mois d'août à octobre 2016 ainsi qu'en fin d'année 2016 et au mois de janvier 2017 (Graphique 43).

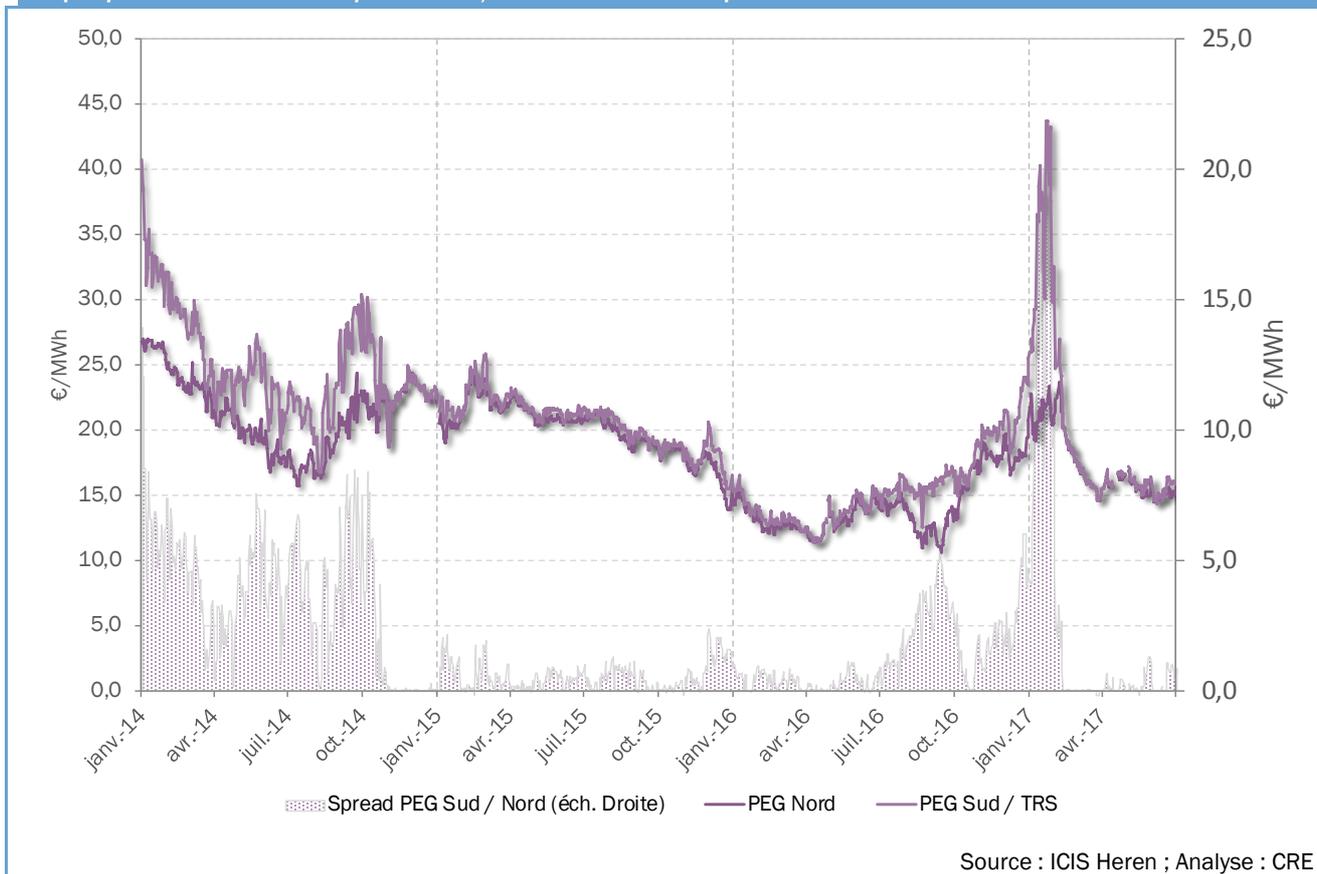
D'août à octobre 2016, la hausse des prix en zone sud est principalement liée à de faibles apports en GNL au terminal de Fos, à la hausse des exportations vers l'Espagne, couplés à une congestion de la liaison Nord-Sud, utilisée à près de 100 % sur la période (Graphique 44).

En début d'année 2017, des températures particulièrement basses associées à de faibles apports en GNL à Fos (le terminal a émis 77 GWh/j en moyenne en janvier, soit des émissions plus de deux fois inférieures à la moyenne de 2016) et en Espagne (un approvisionnement GNL sous tension au sud en janvier 2017) ont accentué la hausse des prix de la zone TRS qui ont dépassé les niveaux de prix asiatiques et sud-américains (Graphique 42). Ce signal prix a eu pour conséquence un arbitrage international en faveur de livraisons de GNL au sud de la France qui retrouve dès la fin janvier 2017 des niveaux de prix similaires à ceux du PEG Nord. Dans ce

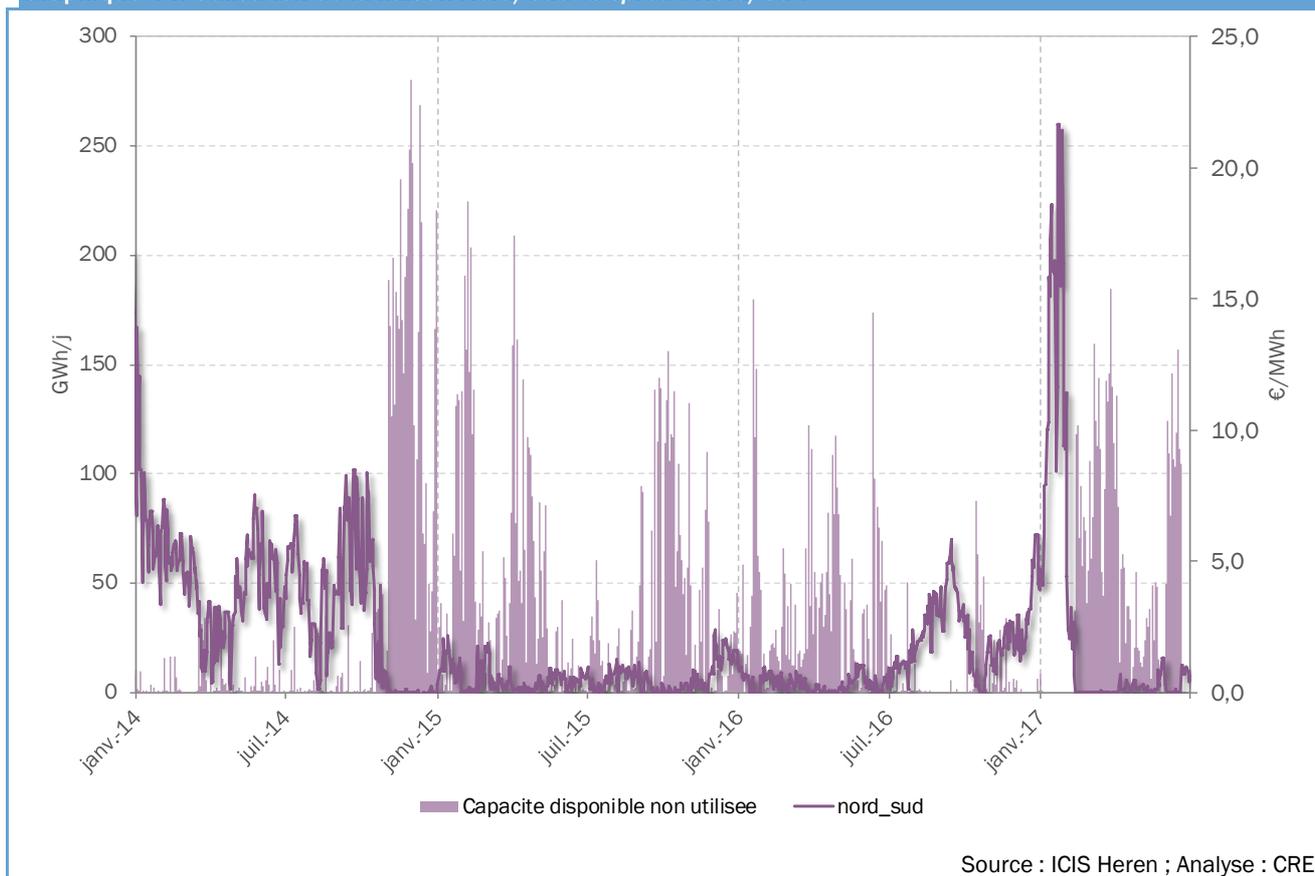
contexte, le spread TRS/PEG Nord s'établit en moyenne à près de 13 €/MWh sur l'ensemble du mois de janvier 2017 et atteint un pic de plus de 21€/MWh le 21 janvier. Comme pour tout épisode inhabituel de marché, le contexte de tensions observées en début d'année en zone sud fait l'objet d'un examen attentif au titre des activités de surveillance des marchés de gros de la CRE.

A la suite du pic de prix de janvier, le spread Nord/Sud est descendu à des niveaux proches de zéro, dans un contexte de bon approvisionnement en GNL à Fos (les émissions au terminal de Fos augmentent de 17% au 1^{er} semestre 2017 par rapport à la moyenne des émissions de 2016).

Graphique 43: Evolution du Spread Nord/Sud sur le marché spot



Graphique 44: Utilisation de la liaison Nord/Sud vs spread Nord/Sud



2.4 Des prix à terme qui suivent les tendances des matières premières

Les prix à termes européens ont affiché une forte hausse au cours de l'année 2016 (plus de 20 % d'augmentation au cours de l'année), dans le contexte d'une hausse généralisée du prix des matières premières (Graphique 45).

Au premier semestre 2017, le produit calendaire 2018 est plus cher que les maturités 2019 et 2020, avec des *spreads* entre produits pouvant atteindre 0,5 €/MWh. Les prix à terme affichent une tendance baissière (-10 %) tout au long de ce semestre en raison d'une baisse généralisée des matières premières. Les écarts entre les différentes maturités se sont réduits.

Graphique 45: Prix à terme en Europe

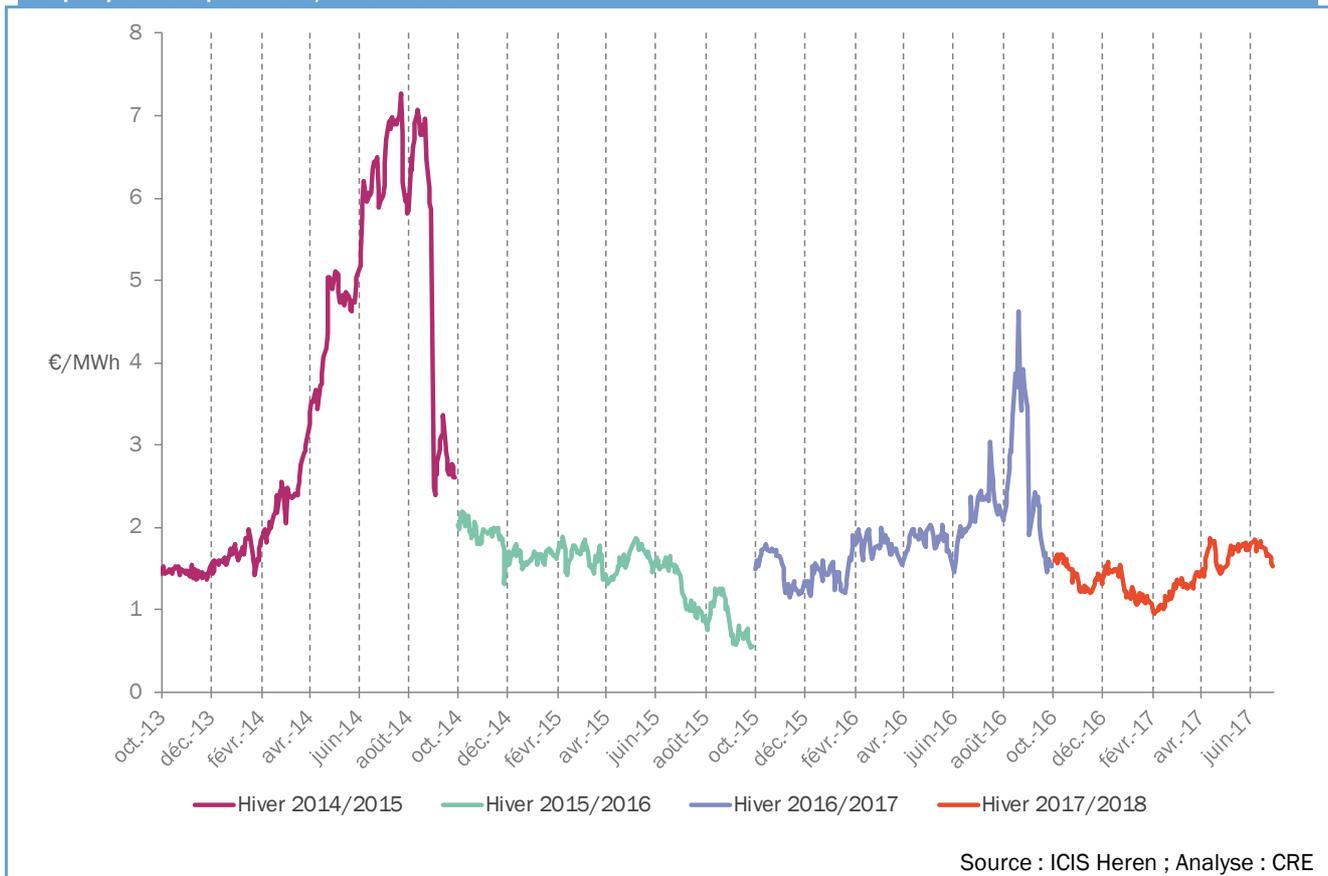


2.5 Un spread été/hiver bas qui n'incite pas à la réservation de capacité de stockage

Les écarts de prix été/hiver restent faibles et comparables à ceux observés en 2015/2016, à savoir inférieurs à 2 €/MWh en moyenne. Un pic de ce *spread* a été observé fin août 2016, à près de 4 €/MWh, sur une durée courte avant de refluer à des niveaux bas (Graphique 46).

En dehors de toute considération relative aux obligations réglementaires concernant le stockage, l'intérêt économique pour les acteurs de marché d'utiliser les stockages souterrains afin d'injecter durant l'été et de soutirer durant l'hiver a dans ce contexte été limité.

Graphique 46: Spread été/hiver France



3. HAUSSE GÉNÉRALISÉE DES VOLUMES ÉCHANGES AU PEG, TOUJOURS PLUS MARQUÉE AU NORD QU'AU SUD EN 2016

Le commerce de gros du gaz en France s'effectue par des échanges de gré à gré, conclus directement entre les parties ou par l'intermédiaire de courtiers, ou dans le cadre du marché organisé Powernext.

Les échanges sur le marché de gros français se matérialisent aux Points d'Échange Gaz (PEG), des points virtuels où les acteurs livrent du gaz à leurs contreparties selon leurs obligations. À la suite de la fusion entre les PEG Sud et TIGF, ayant pris effet le 1^{er} avril 2015¹⁸, le marché français est organisé aujourd'hui en deux places de marché : le PEG Nord, rattaché à la zone d'équilibrage Nord, et le TRS rattachée aux zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF.

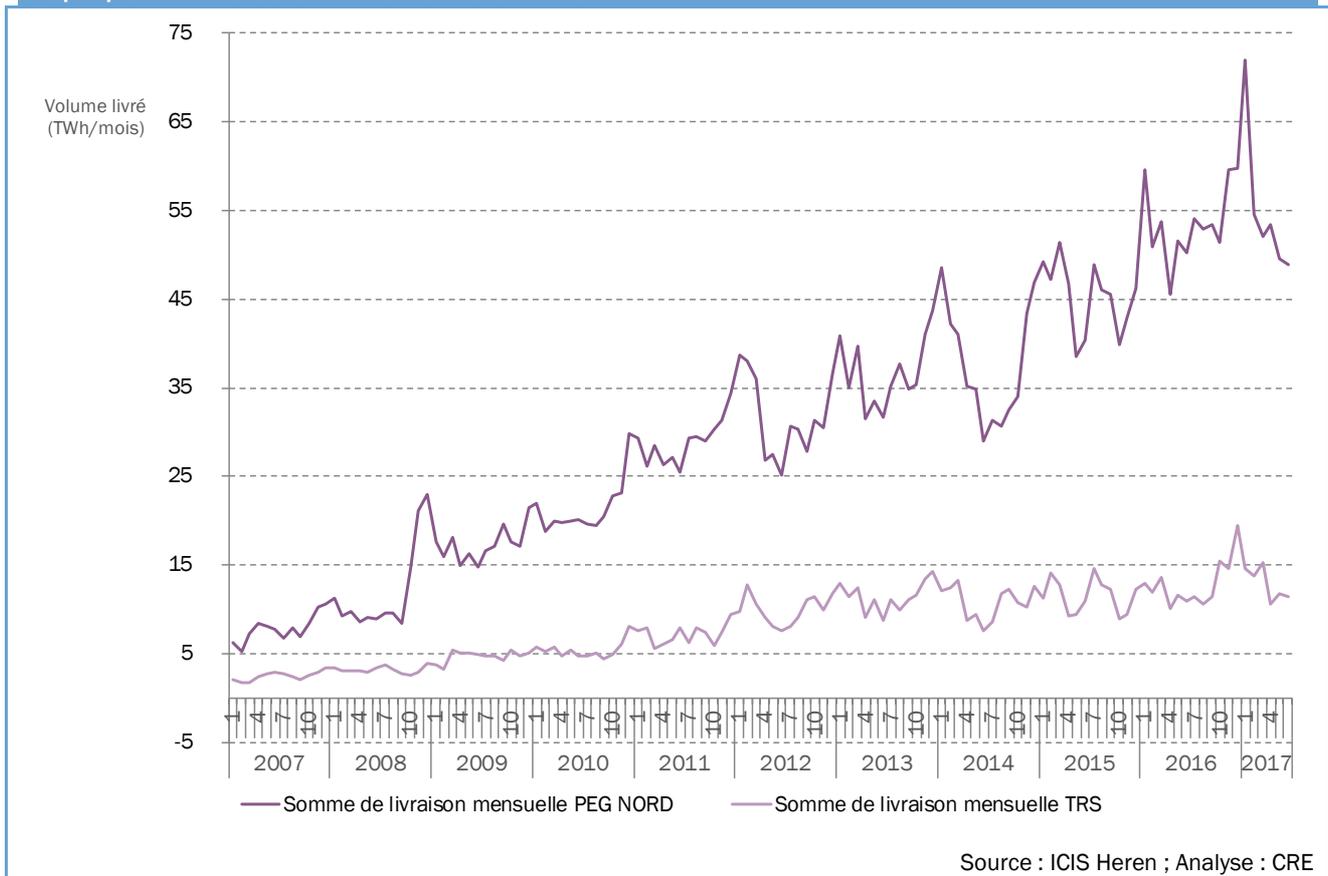
Le présent rapport fait une distinction entre volumes négociés sur les marchés intermédiés et les livraisons physiques aux PEG :

- les marchés intermédiés comprennent l'ensemble des contrats conclus entre les différents acteurs par l'intermédiaire de la bourse ou des courtiers ;
- les livraisons aux PEG regroupent les livraisons journalières nettes faites entre couples d'acteurs aux PEG.

En 2016, les livraisons au PEG Nord et au TRS ont continué leur croissance observée depuis 2005. Toutefois, ces livraisons n'augmentent pas en mêmes proportions sur les deux hubs français. Ainsi, les livraisons au PEG Nord sont en forte croissance en 2016, avec 18,5 % d'augmentation par rapport à 2015, alors qu'au TRS, les livraisons n'augmentent que de 11,6 % par rapport à 2015 (Graphique 47). Cette augmentation au TRS est toutefois bien supérieure à celle de 2015, qui s'élevait à 6 %.

¹⁸ Conformément aux délibérations de la CRE du 19 juillet 2012 et du 13 décembre 2012

Graphique 47: Livraisons au PEG Nord et à la TRS

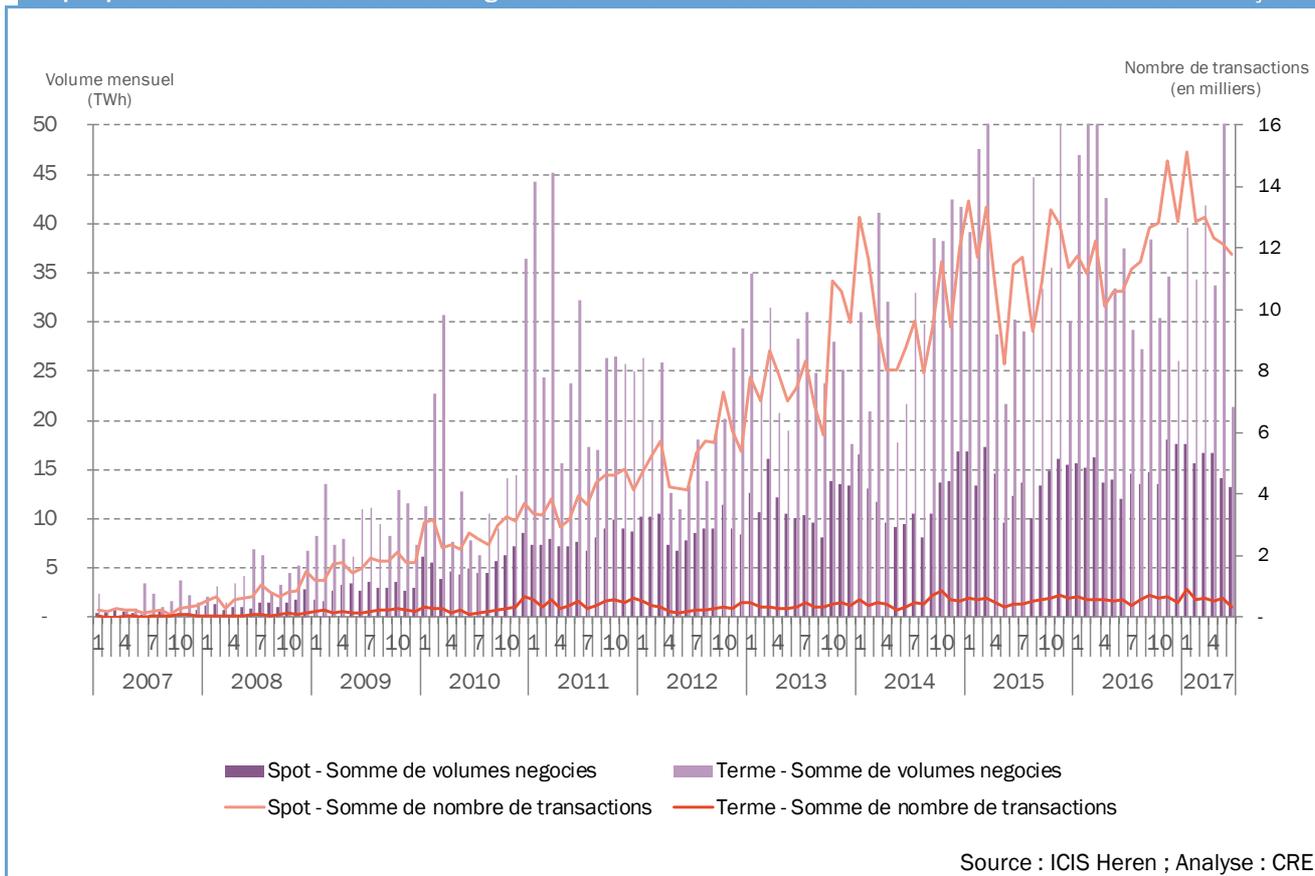


La progression des volumes livrés au PEG Nord et à la TRS continue au S1 2017 avec une croissance de 7 % par rapport au S1 2016. La croissance des échanges est plus importante entre les deux premiers semestres sur le TRS (+9 %) que sur le PEG Nord (+6 %), avec notamment des échanges en hausse de 14 % en moyenne sur les trois premiers mois de 2017 sur le TRS.

3.1 Croissance des échanges spot et à terme en 2016

L'activité sur les marchés intermédiés est en faible croissance en 2016, avec des volumes globaux en hausse de 4 % par rapport à 2015 et un nombre de transactions en hausse de 3 % (Graphique 48). Au 1^{er} semestre 2017, l'activité des marchés intermédiés diminue en volume, avec une diminution de -13 % des volumes négociés par rapport au S1 2016, liée pour l'essentiel à la baisse des volumes à terme (-20 %). Le marché spot progresse en revanche de 8%. La baisse des échanges à terme au premier semestre 2017 est principalement due à une moindre sollicitation par les acteurs du marché des produits calendaires (baisse -6,2 TWh, soit -32 %) et saisonniers (baisse de 50,6 TWh, soit -37 %), dans un contexte de faible réservation des capacités de stockage pour l'année de stockage 2017/2018.

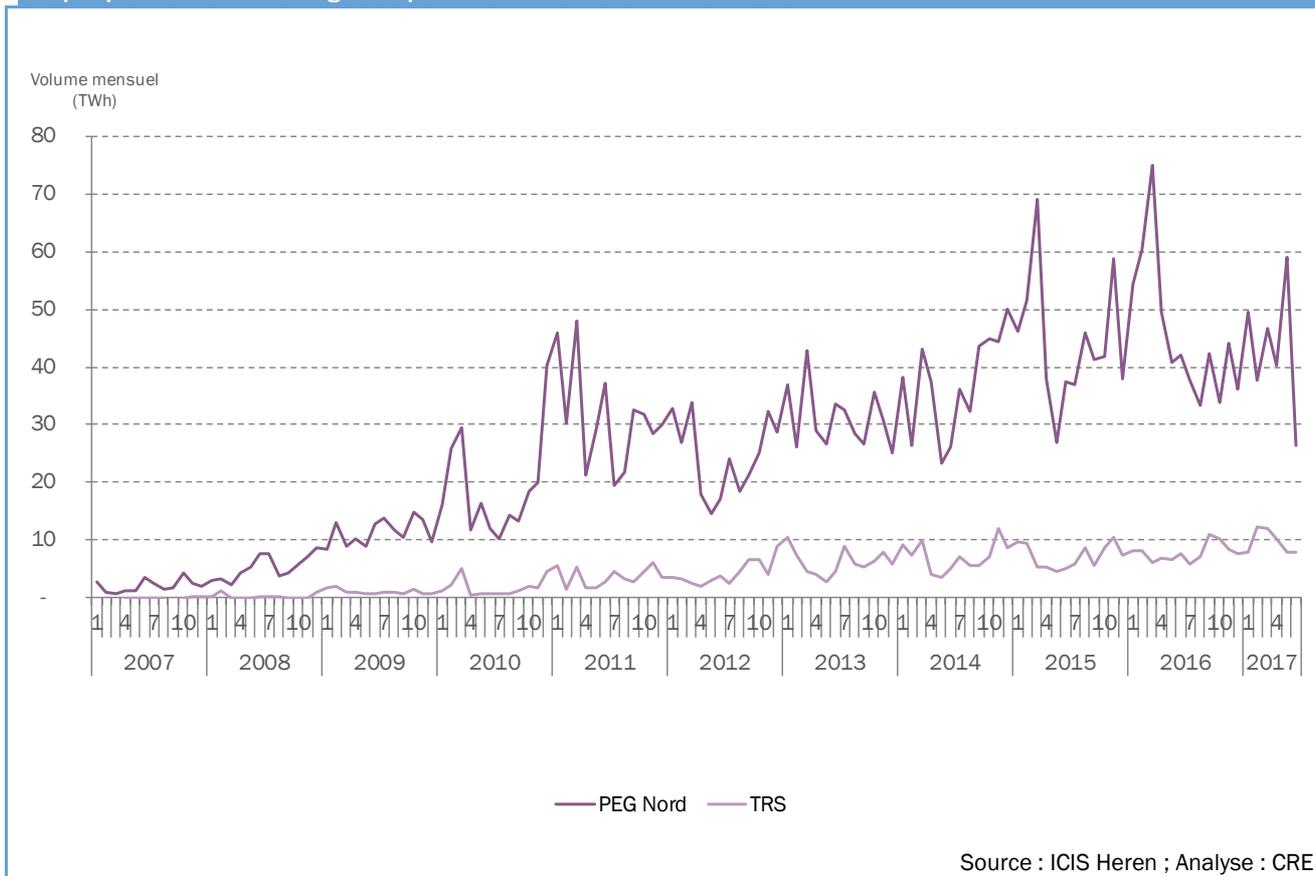
Graphique 48: Evolution des volumes négociés et du nombre de transactions sur le marché intermédiaire français



La croissance des volumes en 2016 s'est faite en majeure partie au PEG Nord, avec une hausse de 3 % (+17 TWh) par rapport à 2015. Cependant, les volumes négociés augmentent de 9 % au TRS (+7 TWh), soit une hausse importante par rapport à l'année 2015, ce qui traduit une amélioration de la liquidité au TRS à la suite de la fusion des hubs des zones Sud (PEG TIGF et PEG Sud) en avril 2015 (Graphique 49).

La baisse de volumes constatée au 1^{er} semestre 2017 est principalement due à une baisse des échanges au PEG Nord (-19% par rapport au S1 2016). Les volumes échangés au TRS augmentent de 34 % par rapport au S1 2016.

Graphique 49: Volumes négociés par PEG sur le marché intermédié



Malgré la hausse des volumes échangés sur les marchés français intermédiés en 2016, la forte baisse des prix des marchés de gros du gaz a pour conséquence une baisse en valeur de -23 % de ces échanges par rapport à 2015 (Graphique 50).

A l'inverse au 1^{er} semestre 2017, la valeur des échanges augmente malgré une baisse des volumes échangés, en conséquence d'une augmentation des prix de gros. Cette augmentation en valeur est particulièrement marquée en janvier 2017 (+38 % en valeur par rapport à janvier 2016) et représente 22 % des échanges du premier semestre.

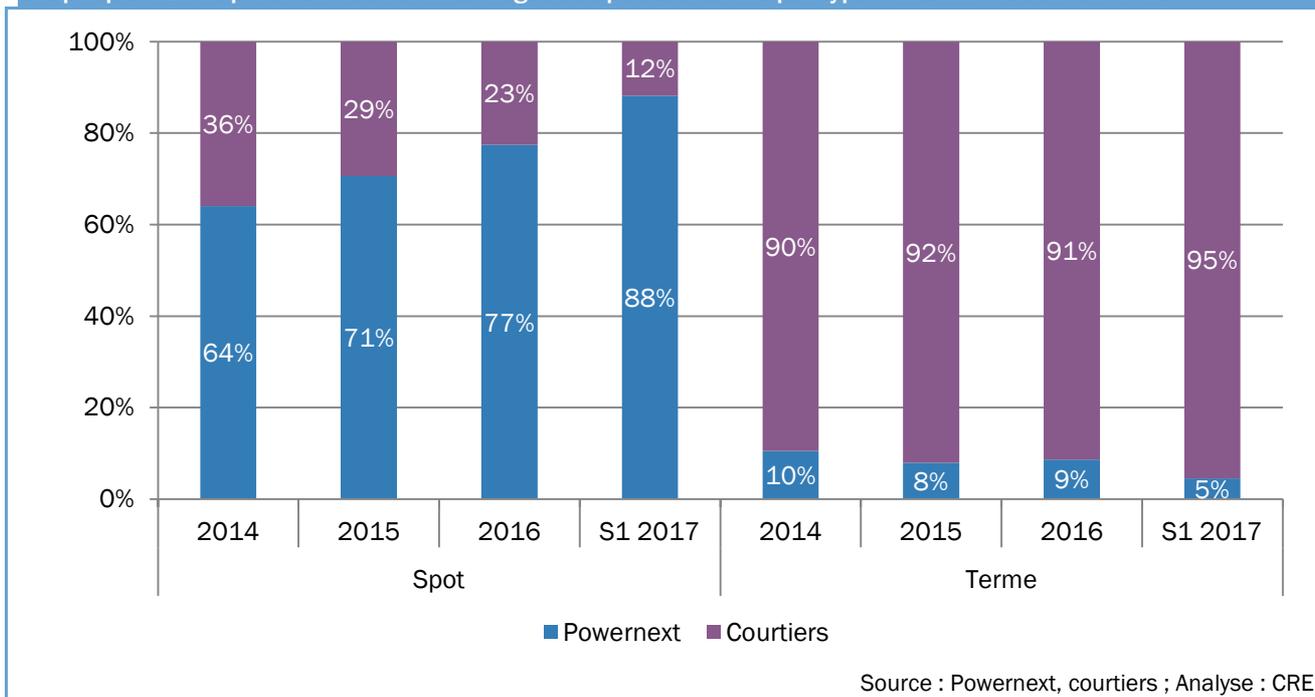
Graphique 50: Volumes négociés par produit sur le marché intermédiaire



La bourse Powernext continue sa croissance en volume sur le marché spot en 2016 avec une augmentation de 6 points par rapport à 2015. Cette tendance s'affirme au S1 2017, où 88 % des volumes sont échangés via Powernext sur le spot en France (Graphique 51).

Sur le segment à terme, la part de marché de Powernext augmente légèrement en 2016 (+1 point par rapport à 2015), et s'élève à 9 % des volumes négociés. Au 1^{er} semestre 2017 cependant, la part des volumes négociés sur Powernext diminue fortement, en perte de 4 points par rapport à l'année 2016, en raison principalement d'une baisse des échanges du produit saisonnier sur la bourse (baisse de 86 % des volumes échangés par rapport au S1 2016).

Graphique 51 : Répartition des volumes négociés spot et à terme par type d'intermédiation en France

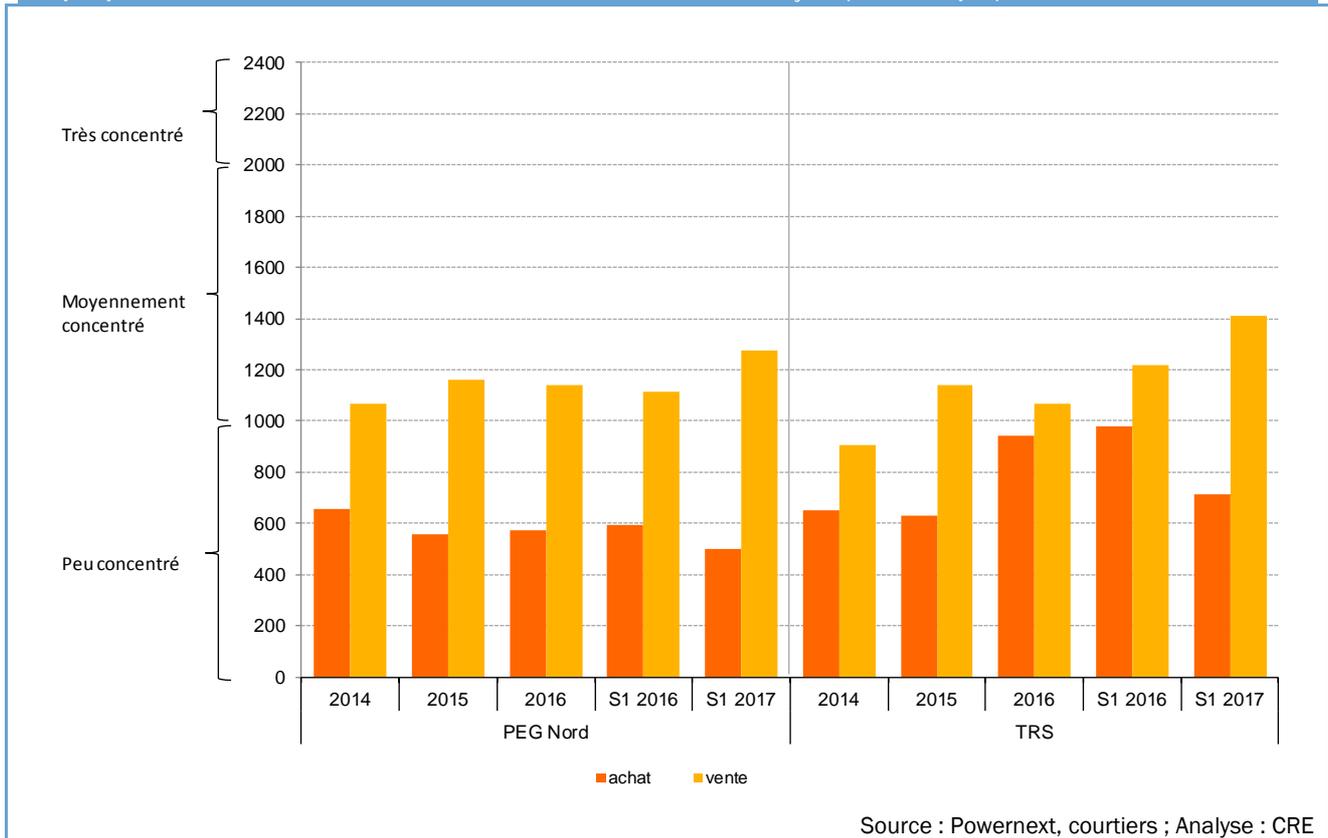


3.1 Stabilité des indices de concurrence en 2016

L'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) permet de mesurer le niveau de concentration d'un marché et constitue un indicateur de sa liquidité et de son développement.

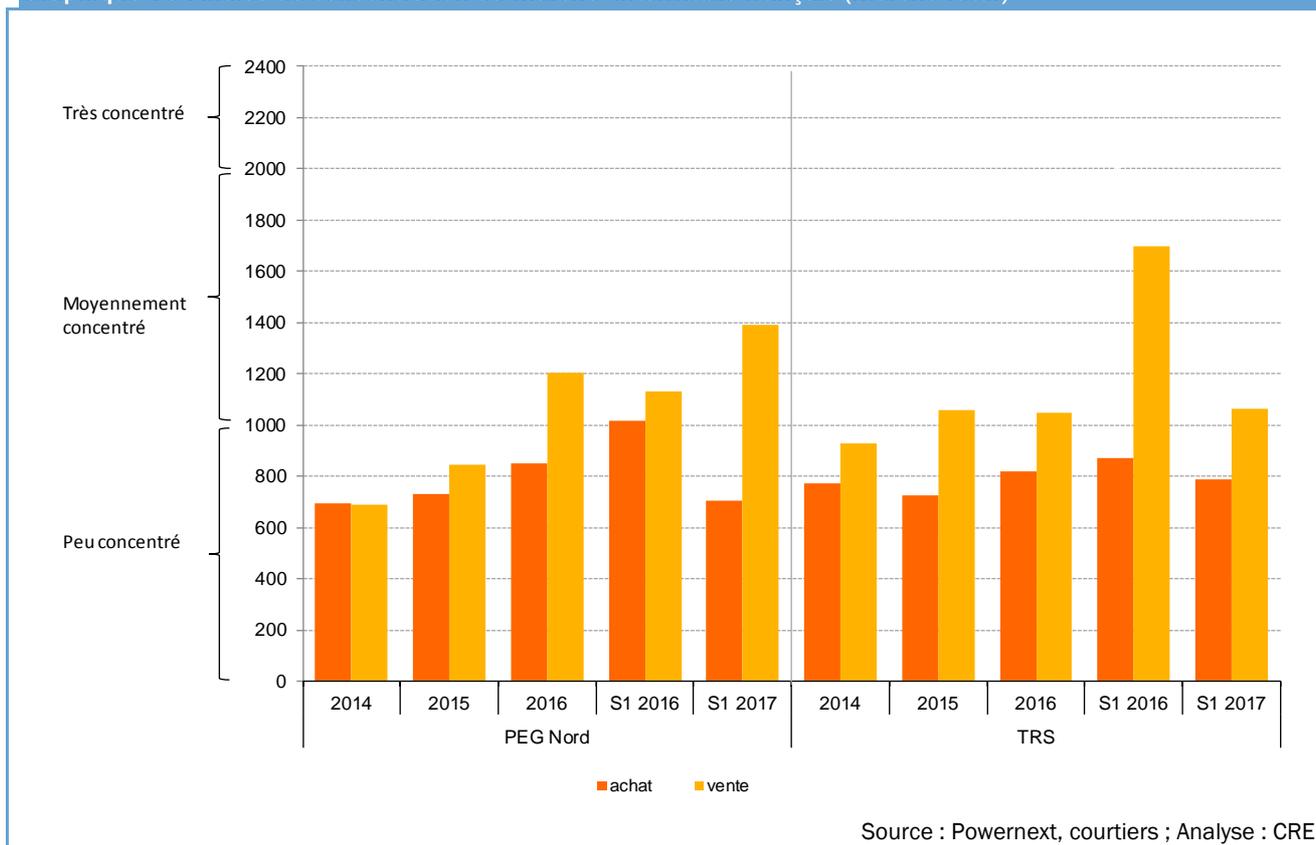
Les indices HHI des marchés de gros du gaz en France (Graphique 52 et Graphique 53) sont caractéristiques d'un marché moyennement concentré à la vente et d'un marché peu concentré à l'achat. Les niveaux de concentration sont similaires sur le segment spot et sur le marché à terme entre les places de marché Nord et Sud de 2014 au 1^{er} semestre 2017.

Graphique 52 : Indice de concentration du marché intermédiaire français (marché spot)



Source : Powernext, courtiers ; Analyse : CRE

Graphique 53 : Indice de concentration du marché intermédié français (marché futur)



Le nombre d'acteurs présents sur le marché français diminue en 2016 et au 1^{er} semestre 2017 (Tableau 17). Le nombre d'acteurs présents aux Points d'Interconnexion Réseau (PIR) suit le même rythme. Le nombre d'expéditeurs présents sur les Points d'interface transport stockage (PITS) et les Points d'Interface Transport Distribution (PITD) reste stable entre 2015 et le 1^{er} semestre 2017.

En ce qui concerne les terminaux méthaniers, le nombre d'acteurs a augmenté au 1^{er} semestre 2017 à Fos Cavaou, en réponse notamment au fort besoin en GNL de janvier 2017 (2.2). Le terminal de Dunkerque est entré en utilisation commerciale au premier semestre 2017. Deux expéditeurs ont émis des volumes depuis ce terminal (Tableau 18).

Tableau 17 : Nombre d'acteurs actifs sur le marché français

	2012	2013	2014	2015	2016	S1 2017
PEG	68	75	87	92	88	86
PIR	46	46	52	56	51	50
PITD	28	26	33	33	35	35
PITS	38	27	39	38	41	40

Tableau 18 : Nombre d'acteurs actifs ayant importés des volumes via les terminaux méthaniers

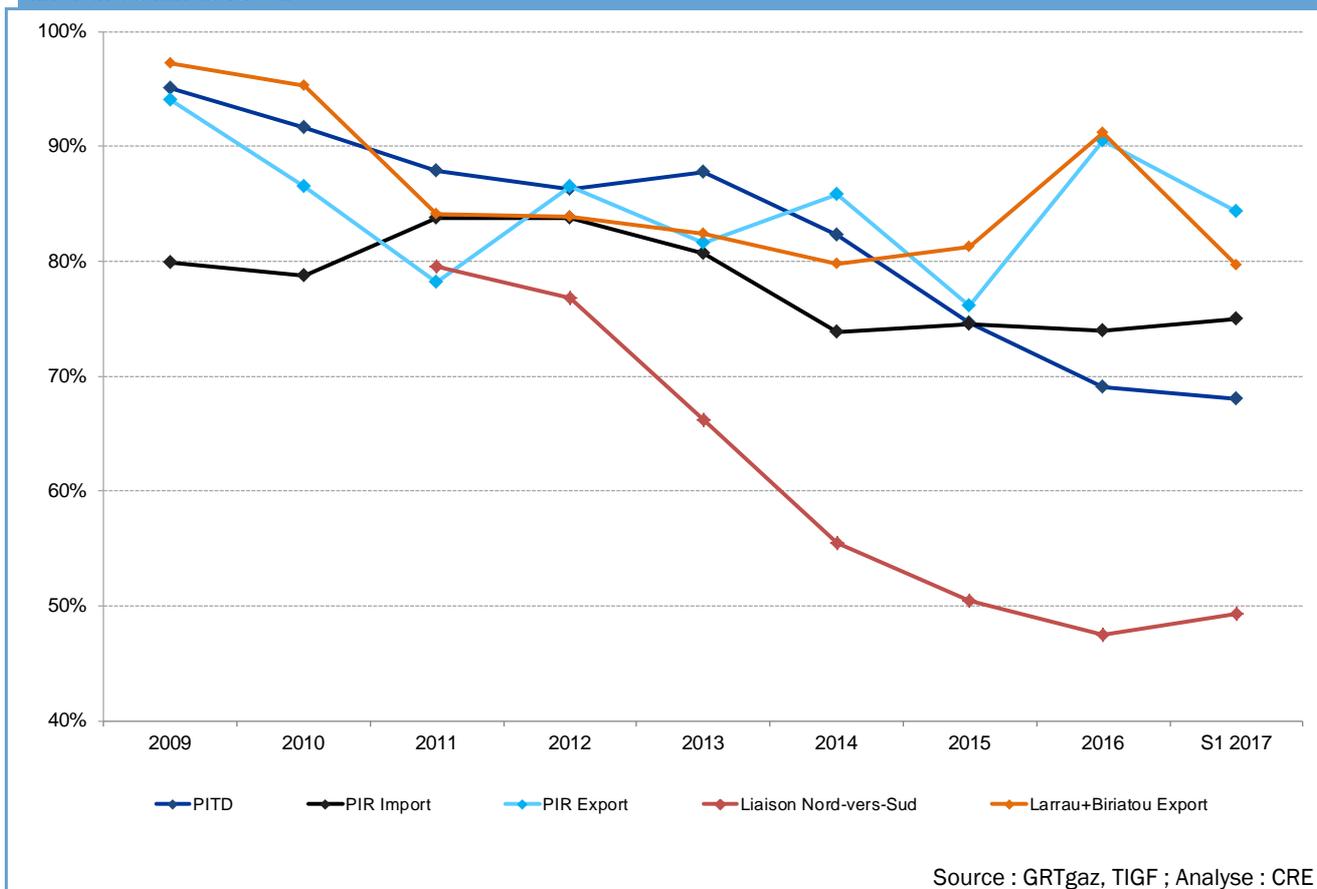
	2012	2013	2014	2015	2016	S1 2017
Montoir	2	1	1	2	2	2
Fos Tonkin	2	1	1	1	1	1
Fos Cavaou	3	2	2	2	2	4
Dunkerque	na	na	na	na	na	2

La part de marché des trois principaux acteurs dans l'utilisation des infrastructures reste élevée, mis à part sur la liaison Nord-Sud. Après avoir évolué à la baisse depuis 2009 (Graphique 54), la part de marché des principaux acteurs remonte en 2016 à l'export (PIR de GRTgaz et Pirineos), jusqu'à des niveaux proches de 90%, avant de redescendre, au 1^{er} semestre 2017, à des niveaux proches de ceux observés en 2015.

Sur la liaison Nord-Sud, après une chute continue de la part des trois acteurs principaux depuis 2011, la demande très importante de capacité au S1 2017- (notamment en janvier 2017, en conséquence de faibles approvisionnement en GNL et d'une longue période de froid), a entraîné une augmentation de cette part, par rapport à 2016.

Enfin, la part de marché agrégée des trois principaux acteurs continue de diminuer au PITD, reflétant le développement de la concurrence.

Graphique 54: Part de marché agrégée des trois principaux acteurs calculée sur la base de nominations sur les différentes infrastructures



INDEX DES TABLEAUX

Tableau 1 : Capacités de production installées en France	8
Tableau 2 : Production des différentes filières technologiques en France.....	8
Tableau 3 : Importations et exportations en France	9
Tableau 4 : Solde aux frontières.....	9
Tableau 5 : Clean dark et spark spread et charbon	9
Tableau 6 : Bilans Injections – Soutirages du système électrique français	10
Tableau 7 : Prix spot et à terme du marché français de l'électricité	10
Tableau 8 : Volumes spot et à terme sur le marché français de l'électricité.....	11
Tableau 9 : Indice de concentration (HHI) des différents segments de marché de gros de l'électricité de France.	11
Tableau 10 : Fondamentaux du marché du gaz en France	12
Tableau 11 : Prix du gaz en France	12
Tableau 12 : Négocier du gaz en France.....	13
Tableau 13 : Transactions sur le marché intermédiaire du gaz en France.....	13
Tableau 14 : Evolution de la capacité installée des filières renouvelables	31
Tableau 15 : Prix moyen <i>day-ahead</i> et <i>intraday</i>	37
Tableau 16 : Marché de capacité : Indice HHI.....	46
Tableau 17 : Nombre d'acteurs actifs sur le marché français	66
Tableau 18 : Nombre d'acteurs actifs ayant importés des volumes via les terminaux méthaniers	66

INDEX DES GRAPHIQUES

Graphique 1 : Evolution des prix des commodités	20
Graphique 2 : Cours du pétrole.....	21
Graphique 3 : Evolution des stocks commerciaux de pétrole brut américain de l'EIA (hors réserve stratégique)...	22
Graphique 4 : Contrats à terme du Charbon API2 Y+1	23
Graphique 5 : Courbe des températures en France	24
Graphique 6 : Accumulation du surplus de quotas de CO ₂ depuis 2008	25
Graphique 7 : Evolution du prix du quota de CO ₂	26
Graphique 8 : Bilan des injections et soutirages sur l'année 2016 [2015].....	28
Graphique 9 : Consommation en France	29
Graphique 10 : Volumes trimestriels échangés aux frontières.....	30
Graphique 11 : Taux de disponibilité du parc nucléaire français	31
Graphique 12 : Comparaison des capacités installées des filières thermiques fossiles (hors nucléaire) et des filières renouvelables (hors hydraulique).....	32
Graphique 13 : Comparaison des productions semestrielles des filières thermiques fossiles (hors nucléaire) et des filières renouvelables (hors hydraulique)	32
Graphique 14 : Taux de production de la filière hydraulique.....	33
Graphique 15 : <i>Clean dark</i> et <i>spark spreads</i> spot pointe	34
Graphique 16 : Taux de production de la filière gaz.....	35
Graphique 17 : Taux de production de la filière charbon.....	35
Graphique 18 - Marginalité des différentes filières de production en 2016	36
Graphique 19 : Evolution des prix <i>day-ahead</i> en France (moyenne hebdomadaire des prix)	37
Graphique 20 : Prix spot et marge prévisionnelle en J-1 du système électrique français en 2016.....	38
Graphique 21 : Volatilité des prix <i>day-ahead</i>	38
Graphique 22 : Taux de couplage trimestriel des prix horaires avec les pays couplés.....	40
Graphique 23 : Prix spot France et Allemagne (Moyenne hebdomadaire)	40
Graphique 24 : Prix spot France et Belgique (moyenne hebdomadaire)	41
Graphique 25 : Prix spot France et Espagne (moyenne hebdomadaire)	41
Graphique 26 : Prix spot France et Italie (moyenne hebdomadaire).....	42
Graphique 27 : Prix spot France et Angleterre (moyenne hebdomadaire).....	42
Graphique 28 : Prix des produits Y+1 en Europe	43
Graphique 29 : Prix et écart entre les produits calendaires français et allemand	44
Graphique 30 : Volatilité des prix des produits calendaires	44
Graphique 31 : Evolution des prix des produits calendaires pour les trois années à venir en France	45
Graphique 32 : Volumes échangés sur les marchés de gros	47
Graphique 33 : Volumes échangés sur la bourse du marché à terme.....	48

Graphique 34 : Volumes échangés sur le marché à terme intermédié	48
Graphique 35 : Approvisionnements et débouchés dans le système français 2016 [2015].....	50
Graphique 36 : Consommation des sites fortement modulés.....	51
Graphique 37: Taux d'utilisation des interconnexions françaises (flux commerciaux)	52
Graphique 38: Niveaux des stocks en zone sud est	53
Graphique 39: Niveaux des stocks en France	53
Graphique 40: Provenance de l'approvisionnement français de gaz naturel.....	54
Graphique 41: Prix spot du gaz en Europe	55
Graphique 42: Prix mondiaux du gaz	56
Graphique 43: Evolution du <i>Spread Nord/Sud</i> sur le marché spot.....	57
Graphique 44: Utilisation de la liaison Nord/Sud vs <i>spread Nord/Sud</i>	58
Graphique 45: Prix à terme en Europe.....	59
Graphique 46: <i>Spread été/hiver</i> France	60
Graphique 47: Livraisons au PEG Nord et à la TRS.....	61
Graphique 48: Evolution des volumes négociés et du nombre de transactions sur le marché intermédié français.....	62
Graphique 49: Volumes négociés par PEG sur le marché intermédié	63
Graphique 50: Volumes négociés par produit sur le marché intermédié	64
Graphique 51 : Répartition des volumes négociés spot et à terme par type d'intermédiation en France	64
Graphique 52 : Indice de concentration du marché intermédié français (marché spot).....	65
Graphique 53 : Indice de concentration du marché intermédié français (marché futur).....	66
Graphique 54: Part de marché agrégée des trois principaux acteurs calculée sur la base de nominations sur les différentes infrastructures	67

