



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

SURVEILLANCE

RAPPORT 2017

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

CONTENU

SYNTHESE.....	5
SECTION 1 L'INTEGRATION DE LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS DANS LE DISPOSITIF EUROPEEN	9
1. TRANSITION OPERATIONNELLE VERS LA MISE EN ŒUVRE DE REMIT DANS LE CONTEXTE EUROPEEN	10
1.1 AVANCEMENT DANS LA MISE EN PLACE DES ECHANGES DE DONNEES	10
1.2 COOPERATION AU NIVEAU EUROPEEN ET ARTICULATION AVEC LA REGLEMENTATION FINANCIERE.....	10
2. BILAN DE L'ACTIVITE DE SURVEILLANCE ET DE CONTROLE DE LA CRE.....	13
SECTION 2 CONTEXTE DES MARCHES DE L'ENERGIE.....	15
1. HAUSSE DES COURS DU CHARBON EN 2017 ET PROGRESSION MARQUEE DU PETROLE DEPUIS LE SECOND SEMESTRE	16
1.1 UNE TENDANCE HAUSSIERE DES PRIX DU PETROLE EN 2017 EN RAISON DE LA PROLONGATION DE 9 MOIS DE L'ACCORD DE REDUCTION DE L'OFFRE DU PETROLE DE L'OPEP ET DE LA RUSSIE ET DE LA BAISSSE DES STOCKS AMERICAINS.....	17
1.2 HAUSSE DE PLUS DE 30% DES PRIX DU CHARBON EN 2017 DANS UN CONTEXTE DE DIMINUTION DE L'OFFRE EN CHINE ET D'UNE DEMANDE SOUTENUE EN EUROPE.....	18
2. DES TEMPERATURES EN 2017 LEGEREMENT AU-DESSUS DES NORMALES AVEC NEANMOINS DES VARIATIONS IMPORTANTES. UNE ANNEE EGALEMENT MARQUEE PAR DE FAIBLES PRECIPITATIONS	19
3. UN PRIX DU QUOTA DE CO₂ EN TRES FORTE HAUSSE A PARTIR DU DEBUT DU 3EME TRIMESTRE 2017	20
SECTION 3 LES MARCHES DE GROS DE L'ELECTRICITE	21
1. UNE ANNEE 2017 DANS LA CONTINUTE DE LA FIN 2016 MARQUEE PAR UNE INDISPONIBILITE TRES ELEVEE DU PARC NUCLEAIRE AU DEBUT PUIS EGALEMENT A LA FIN DE 2017.....	22
1.1 UNE CONSOMMATION STABLE EN 2017 PAR RAPPORT A 2016.....	22
1.2 DANS LE PROLONGEMENT DES DERNIERS MOIS DE 2016, UN TAUX DE PRODUCTION NUCLEAIRE TRES BAS EN 2017.....	24
1.3 DES CAPACITES INSTALLEES DES ENERGIES RENOUVELABLES (HORS HYDRAULIQUE) QUI DEPASSENT POUR LA PREMIERE FOIS LES CAPACITES INSTALLEES DES FILIERES THERMIQUES FOSSILES ET UNE PRODUCTION HYDRAULIQUE EN BAISSSE EN 2017	25
1.4 UNE ANNEE 2017 AVEC UNE PRODUCTION RECORD DES FILIERES GAZ ET CHARBON, ENCORE PLUS SOLLICITEES QU'EN 2016	27
1.5 UNE FILIERE NUCLEAIRE MARGINALE 11% DU TEMPS SEULEMENT EN 2017	29
2. DES PRIX DE GROS DE L'ELECTRICITE EN FORTE HAUSSE EN DEBUT ET FIN D'ANNEE	31
2.1 DES PRIX SPOT A DES NIVEAUX ELEVES AU PREMIER ET QUATRIEME TRIMESTRE 2017 AVEC DES EPISODES DE PICS DE PRIX EN RAISON DES INDISPONIBILITES NUCLEAIRES	31
2.2 UN ECART ENTRE PRIX SPOT ET LES COUTS MARGINAUX D'EDF A LA BAISSSE EN 2017	32
2.3 DES TAUX DE COUPLAGE CONTRASTES SELON LES PERIODES DE VOLATILITE DES PRIX SPOT FRANÇAIS ..	33
2.4 DES PRIX DE GROS A TERME EN FRANCE ET EN EUROPE EN HAUSSE CONSTANTE TOUT AU LONG DE L'ANNEE 2017	37
2.5 2017 : TROIS ENCHERES DE CAPACITE DESQUELLES SE DEGAGE UNE TENDANCE A LA HAUSSE DES PRIX DES GARANTIES.....	40
3. BAISSSE DES VOLUMES DE 38 % EN 2017 DANS UN CONTEXTE DE FORTES VARIATIONS DES PRIX	41
SECTION 4 LES MARCHES DE GROS DU GAZ NATUREL.....	43
1. FAIBLES RESERVATIONS DE STOCKAGE EN 2017.....	44
1.1 DANS UN CONTEXTE DE CONSOMMATION STABLE ET DE FAIBLES RESERVATIONS DE STOCKAGE, UN BILAN GAZIER MARQUE PAR UN ACCROISSEMENT DES APPROVISIONNEMENTS EN GNL ET DES EXPORTATIONS	44
1.2 UNE HAUSSE DE 20 TWH DE L'APPROVISIONNEMENT EN GNL	45

2. UNE TENDANCE HAUSSIERE DES PRIX DU GAZ NATUREL EN 2017	49
2.1 UN MOUVEMENT SAISONNIER MARQUE DES PRIX SPOT EN EUROPE	49
2.2 LES MOUVEMENTS DE PRIX EN ASIE ONT EU UN IMPACT IMPORTANT SUR LA ZONE TRS	50
2.3 UNE TENSION FORTE SUR LA TRS EN PERIODES HIVERNALES SURTOUT DEBUT 2017 EN LIEN AVEC DES IMPORTS FAIBLES EN GNL	50
2.4 DES PRIX A TERME QUI SUIVENT UNE TENDANCE HAUSSIERE DANS LE SILLAGE DES PRIX DES MATIERES PREMIERES EN 2017	52
2.5 UN INTERET ECONOMIQUE DES ACTEURS DE MARCHE POUR RESERVER DES CAPACITES DE STOCKAGE QUI RESTE FAIBLE	52
3. UNE BAISSSE DES VOLUMES ECHANGES AU PEG NORD EN 2017	53
3.1 FAIBLE CROISSANCE DES ECHANGES SPOT ET DIMINUTION DES ECHANGES DE PRODUITS A TERME EN 2017	54
3.2 LEGERE BAISSSE DES INDICES DE CONCURRENCE EN 2017	57
CHIFFRES CLES	59
1. MARCHÉ DE L'ELECTRICITE	59
2. MARCHÉ DU GAZ	65

SYNTHESE

Transition opérationnelle vers la mise en œuvre de REMIT dans le contexte européen

Depuis le 28 décembre 2011, la mission de surveillance des marchés de gros de l'énergie assurée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) s'inscrit dans le cadre du règlement européen n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT).

Le règlement REMIT établit des règles qui interdisent les pratiques abusives affectant les marchés de gros de l'énergie. Elles visent de façon spécifique à assurer l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie en :

- interdisant les manipulations de marché et les opérations d'initiés ;
- obligeant les acteurs de marché à publier les informations privilégiées qu'ils détiennent.

La mise en œuvre opérationnelle du règlement se poursuit au niveau européen, avec comme clef de voûte la collecte centralisée de données par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et le partage de ces données avec les régulateurs européens. Les mécanismes de surveillance mis en place par l'ACER, les régulateurs nationaux et les personnes qui organisent des transactions à titre professionnel (« *persons professionally arranging transactions* » ou PPAT) permettent de détecter un nombre croissant de cas susceptibles de constituer un manquement au règlement REMIT. La réglementation financière, qui s'articule avec le règlement REMIT, a évolué avec l'entrée en vigueur, le 3 janvier 2018, de la directive 2014/65/UE du Parlement européen et du Conseil du 15 mai 2014 concernant les marchés d'instruments financiers dite « MIFID 2 ». De ce point de vue, l'année 2018 marque une transition vers la mise en œuvre par la CRE du règlement REMIT au sein du dispositif européen visant à prévenir les abus de marché sur les marchés de gros de l'énergie et sur les marchés financiers.

Pour l'ACER, comme pour la CRE, les travaux de mise en place des bases de données associées à ces flux se poursuivent. Dans son édition de février 2018 du bulletin trimestriel relatif à REMIT (« *REMIT Quarterly* »), l'ACER a fait part de ses contraintes en termes de ressources humaines et financières relatives aux systèmes d'information dédiés à REMIT. Dans ces conditions, la CRE a demandé aux places de marché organisées (bourses, courtiers) de prolonger le dispositif de collecte nationale de données au-delà de 2017 afin de prévenir toute discontinuité de fourniture des données rentrant dans le périmètre de surveillance de la CRE. Les travaux que mène la CRE en lien avec les données transmises par l'ACER et les tests de complétude et de qualité des données sur l'année 2018 sont en cours. Le présent rapport porte par conséquent, en termes d'analyses conjoncturelles, sur les données de l'année calendaire 2017. Les prochains rapports sont prévus pour suivre désormais ce rythme calendaire.

La CRE participe activement aux groupes européens relatifs à REMIT et contribue pleinement à la coopération avec l'ACER, ainsi qu'avec les régulateurs de l'énergie des autres Etats membres, les autorités financières et les autorités de concurrence pour la mise en œuvre du règlement. Cette coopération se concrétise par ailleurs à travers le suivi des comportements sur les marchés de gros de l'énergie susceptibles de constituer un manquement au règlement REMIT, dans le cadre des dispositions de l'article 16 du règlement. Cet article prévoit également la coopération entre l'ACER, l'Autorité européenne des marchés financiers (AEMF), les régulateurs de l'énergie des autres Etats membres, les autorités financières et les autorités de concurrence nationales.

La réglementation financière s'articule avec les dispositions d'interdiction d'abus de marché prévues par le règlement REMIT. En effet, les interdictions d'opérations d'initiés et de manipulations de marché s'appliquent aux produits énergétiques de gros, sauf si ceux-ci constituent également des instruments financiers au titre de « MIFID II », auxquels cas le règlement (UE) n° 596/2014 du Parlement européen et du Conseil du 16 avril 2014 sur les abus de marché (« *Market Abuse Regulation* » ou MAR) s'applique.

La CRE participe activement aux travaux européens sur ces questions et, au plan national, échange régulièrement avec l'Autorité des marchés financiers (AMF) sur l'interprétation des textes applicables et l'articulation entre la réglementation financière et les dispositions du règlement REMIT concernant tout particulièrement la qualification des produits.

Le périmètre surveillé par la CRE a représenté en 2017 l'équivalent de 1 035 TWh (51 Mds €) en électricité et 570 TWh (10 Mds €) en gaz. Au titre de ses activités de surveillance, la CRE a adressé, en 2017, 26 demandes d'information auprès des acteurs de marché.

Le 9 avril 2018, la CRE a rendu publique sa délibération du 22 mars 2018¹ portant communication sur l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie. Dans cette délibération, la CRE a rappelé aux acteurs de marché

¹ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Communication/remit>

les principales obligations qui leur incombent au titre du règlement REMIT. En particulier, s'agissant des interdictions d'opérations d'initiés, la CRE a indiqué qu'elle « *préconise aux acteurs concernés, en particulier les groupes disposant à la fois d'activités de production ou d'infrastructure d'électricité ou de gaz et des activités de négoce, de mettre en place des procédures de contrôle pertinentes portant sur la circulation et l'utilisation des informations privilégiées (établissement de listes d'initiés, mise en place de dispositifs appropriés, du type « muraille de Chine » par exemple, en matière de processus, voire d'installations, ...). De telles mesures peuvent contribuer à prévenir la réalisation d'opérations d'initiés* ».

En cas de soupçon de manquement aux dispositions du règlement REMIT et conformément aux dispositions du Code de l'énergie, l'ouverture d'une enquête peut être décidée par le Président de la CRE qui nomme alors un agent enquêteur. Une enquête peut aboutir, le cas échéant, à la saisine du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS).

L'accroissement de la volumétrie associée tant aux activités de surveillance qu'aux enquêtes a amené à organiser les activités de la CRE concernant REMIT autour du département de surveillance des marchés de gros d'une part et du département analyses et contrôles des marchés de gros en charge de la conduite des enquêtes REMIT, d'autre part.

A la date de parution du présent rapport, huit enquêtes au total ont été ouvertes par la CRE, dont cinq en électricité et trois en gaz.

Contexte haussier des matières premières et conditions climatiques particulières en 2017

L'année 2017, dans la continuité de l'année 2016, s'est caractérisée par une progression forte et régulière des cours du charbon. Les cours du pétrole, du gaz et du CO₂ ont affiché une tendance haussière nette à partir du second semestre 2017. Ainsi, les cours du charbon ont augmenté de plus de 30% au cours de l'année. Le pétrole a augmenté en moyenne de plus de 20%. Le prix du quota de carbone, après les points bas de 2016 (près de 4 €/tonne), a augmenté en 2017 pour atteindre fin 2017 près de 8 €/tonne. A la date de parution du présent rapport, le quota dépasse désormais 15 €/tonne.

S'agissant des conditions climatiques, l'année 2017 a connu des températures en moyenne légèrement supérieures aux moyennes de saison, avec néanmoins certaines variations marquées. La pluviométrie a été en revanche nettement en-deçà des normales (-17 % sur l'année). Ces conditions ont pu contribuer à accroître certains épisodes de tension sur les marchés.

Ce contexte général se retrouve dans l'évolution des prix de gros de l'électricité et du gaz.

Marchés de gros de l'électricité : contexte d'indisponibilité élevée du parc nucléaire en début et fin d'année

Dans le contexte de hausse des prix des matières premières, l'année 2017 a été considérablement marquée par une tension de l'offre durant les périodes hivernales au premier et quatrième trimestre en raison notamment du niveau historiquement bas de la disponibilité du parc nucléaire.

La production totale d'électricité en 2017 est en baisse pour la deuxième année consécutive, de -0,4 % par rapport à 2016. La production française passe ainsi de 531,3 TWh à 529,4 TWh. La baisse de la production est liée aux filières nucléaire et hydraulique. Elle n'est que partiellement compensée par une plus grande sollicitation des moyens de production thermique fossiles et des renouvelables. La production issue des énergies renouvelables a en effet augmenté de 12,8 %, en ligne avec l'augmentation de la capacité renouvelable. Hors hydraulique, elle s'établit à 23,2 GW et dépassent pour la première fois en 2017 les capacités installées des filières thermiques fossiles hors nucléaires.

Concernant le parc nucléaire, les craintes sur la disponibilité durant l'automne 2016 ont commencé à se dissiper avec la conférence de presse de l'ASN du 5 décembre 2016 qui indiquait que le redémarrage de la plupart des réacteurs concernés par la problématique de ségrégation carbone pouvait être envisagé. Les annonces concernant le redémarrage de réacteurs concernés ont eu lieu par la suite, avec en particulier les communications de l'ASN du 12 janvier 2017 et 13 mars 2017. Le parc nucléaire et sa disponibilité constatée et prévisionnelle ont fait l'objet au cours des derniers mois de 2017 d'autres annonces. Ce contexte a alimenté la volatilité des prix de l'électricité.

Le prix spot base moyen de l'année 2017 a connu une forte hausse pour s'établir à 45 €/MWh, soit une augmentation de 23 % par rapport à 2016. Les prix infra-journaliers se sont établis au même niveau en moyenne en 2017 et ont suivi l'évolution des prix spot base. Le prix du produit spot pointe a également fortement augmenté (+ 17 %)

pour atteindre le niveau de 54 €/MWh. L'année 2017 a débuté par un épisode de pic de prix dans la continuité de celui de la fin de l'année précédente avec des prix spot dépassant régulièrement les 100 €/MWh. 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.

Les prix des produits calendaires en France à échéance à un, deux ou trois ans ont connu une hausse en particulier sur le second semestre dans le sillage des matières premières (gaz, charbon) et du CO₂. On peut néanmoins souligner que l'écart important constaté entre l'échéance 1 an et les échéances deux et trois ans, vu de fin 2016 pour l'année 2017, s'est résorbé en 2017 (pour les livraisons en 2018 et au-delà), dans le contexte de réduction des tensions liées aux incertitudes sur la disponibilité du parc nucléaire. Un regain de volatilité et un renchérissement des prix calendaires Y+1, est néanmoins observé en fin d'année, de nouveau en lien avec les annonces relatives au parc nucléaire. En moyenne sur 2017, le prix à terme calendaire (Y+1) s'est situé à environ 38 €/MWh mais a augmenté tout au long de l'année pour s'approcher des 45 €/MWh en fin d'année.

Le volume d'ARENH demandé pour 2018 lors des guichets de 2017, dans ces conditions, a été de 9,2 TWh au titre de la fourniture des pertes aux gestionnaires de réseaux et de 85,4 TWh pour les consommateurs finals. Après quatre années consécutives d'augmentation les volumes échangés sur les marchés de gros de l'électricité ont connu une baisse pour la première fois en 2017.

Concernant le marché de capacité, la première enchère a eu lieu en décembre 2016 pour uniquement l'année de livraison 2017. Trois autres enchères se sont déroulées sur le marché d'EPEX SPOT courant 2017 et à ce jour, se sont déroulées deux enchères en 2018 (8 mars et 26 avril). Si la première enchère a donné un niveau de prix de la garantie de capacité (GC) de près de 1 000 € et celles qui se sont déroulées en 2017 (pour livraison en 2018) de l'ordre de 930 €/GC, les enchères qui se sont déroulées fin 2017 et en mars et avril 2018 (pour livraison en 2019) se sont traduites par une hausse sensible des prix des garanties de capacité (1 850 €/GC pour l'enchère qui s'est déroulée en mars 2018). L'évolution du prix de la capacité constaté fait l'objet d'un examen attentif. Au titre des dispositions de l'article L.131-2 du code de l'énergie, la CRE surveille en effet le marché des garanties de capacité, pour lequel les interdictions et obligations prévues aux articles 3, 4 et 5 du règlement REMIT s'appliquent.

La CRE a engagé au premier trimestre 2018 des échanges avec les principaux acteurs présents sur les enchères de capacité qui se sont déroulées. 17 demandes d'information quantitatives et qualitatives sur les stratégies des acteurs ont ainsi été adressées. Les réponses précises donnent des détails sur les stratégies individuelles d'offre et des prix proposés. La plupart des acteurs n'ont pas formulé de remarques particulières sur les résultats des enchères, certains ayant néanmoins fait part de leurs interrogations sur la hausse constatée du prix. La CRE poursuit des analyses détaillées sur les prix observés des enchères, et, en particulier, du résultat de la confrontation des différentes courbes d'offre et de demande des différents acteurs du marché.

Marchés de gros du gaz : hausse des prix, accroissement des approvisionnements en GNL et épisodes de tension en zone Sud (TRS)

Le bilan gazier est marqué sur l'année par une augmentation importante des importations GNL (+27 % par rapport à 2016), des importations terrestres stables (+0,4 % par rapport à 2016) et une sollicitation moindre des stockages (-5,9 % par rapport à 2016). La zone Sud a néanmoins connu un épisode de forte tension au début de l'année 2017, liée à un pic de froid en janvier combiné à un faible apport en GNL à Fos. Cela a entraîné un pic de prix sur la TRS ainsi que de nombreux phénomènes de congestions sur le réseau GRTGaz au sud-est.

Fin 2017, afin de faire face aux situations de congestions de la zone sud-est, GRTgaz a eu recours au produit *spread* localisé à plusieurs reprises en novembre et décembre 2017. Ces épisodes font l'objet d'analyses spécifiques au titre de la surveillance des marchés de gros.

Les prix spot des principaux *hubs* gaziers en Europe ont augmenté en moyenne par rapport à 2016. Les prix au TTF néerlandais et au PEG Nord se sont respectivement établis en moyenne à 17,3 €/MWh et 17,5 €/MWh contre 13,9 €/MWh et 14,2 €/MWh en 2016. L'évolution des prix spot a été marquée par la saisonnalité des mouvements de prix à l'approche de l'hiver. La hausse des prix s'est accélérée au cours du quatrième trimestre 2017 avec une progression de plus de 20% pour le PEG Nord et de 19% pour le TTF par rapport au trimestre précédent. Ce mouvement a été marqué par des épisodes de volatilité.

Les prix à termes européens ont suivi une tendance haussière au cours de l'année 2017, dans le contexte de hausse du prix des matières premières. Au cours de l'année 2017, le produit calendaire 2018 s'est établi en moyenne à 17 €/MWh,

En 2017, les livraisons au PEG Nord et au TRS ont évolué de manière distincte. En effet, dans la continuité de la croissance observée depuis 2005, les livraisons au PEG Nord sont en hausse de 3,7% par rapport à 2016. Cependant, les livraisons au TRS ont diminué de plus de 6% par rapport à 2016, dans un contexte de hausse des exportations de gaz vers l'Espagne.

Concernant les volumes échangés, les échanges sur les marchés spot sont en faible croissance en 2017, avec des volumes globaux en hausse de 1,3 % et un nombre de transactions en progression de 3 % par rapport à 2016.

Sur les marchés à terme, les volumes échangés ainsi que le nombre de transactions ont diminué de 12 %, avec de fortes disparités selon les produits. En effet, on observe une forte progression en volume des produits annuels qui ont quasiment doublés (+95 %). Dans le même temps, on constate une diminution des échanges de produits saisonniers (-20 %) et mensuels (-14 %) par rapport à 2016. Cette baisse est principalement due à de faibles réservations de capacités de stockage pour l'année de stockage 2017/2018.

SECTION 1
L'INTEGRATION DE LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS
DANS LE DISPOSITIF EUROPEEN

1. TRANSITION OPERATIONNELLE VERS LA MISE EN ŒUVRE DE REMIT DANS LE CONTEXTE EUROPEEN

Depuis le 28 décembre 2011, la mission de surveillance des marchés de gros de l'énergie assurée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) s'inscrit dans le cadre du règlement européen n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT).

Le règlement REMIT établit des règles qui interdisent les pratiques abusives affectant les marchés de gros de l'énergie. Elles visent de façon spécifique à assurer l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie en :

- interdisant les manipulations de marché et les opérations d'initiés ;
- obligeant les acteurs de marché à publier les informations privilégiées qu'ils détiennent.

En application des dispositions de l'article L. 131-2 du code de l'énergie, la CRE surveille les marchés de gros de l'énergie et garantit notamment le respect des interdictions des opérations d'initiés, de l'obligation de publier les informations privilégiées et de l'interdiction des manipulations de marché. Elle garantit également le respect, par les personnes organisant des transactions à titre professionnel, de leurs obligations de détection et de déclaration de suspicion d'opérations d'initiés ou de manipulations de marché au titre du règlement REMIT.

La mise en œuvre opérationnelle du règlement se poursuit au niveau européen, avec comme clef de voûte la collecte centralisée de données par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et le partage de ces données avec les régulateurs européens. Les mécanismes de surveillance mis en place par l'ACER, les régulateurs nationaux et les personnes qui organisent des transactions à titre professionnel (« *persons professionally arranging transactions* » ou PPAT) permettent de détecter un nombre croissant de cas susceptibles de constituer un manquement au règlement REMIT. La réglementation financière, qui s'articule avec le règlement REMIT, a évolué avec l'entrée en vigueur, le 3 janvier 2018, de la directive 2014/65/UE du Parlement européen et du Conseil du 15 mai 2014 concernant les marchés d'instruments financiers dite « MIFID 2 ».

De ce point de vue, l'année 2018 marque une transition vers la mise en œuvre par la CRE du règlement REMIT au sein du dispositif européen visant à prévenir les abus de marché sur les marchés de gros de l'énergie et sur les marchés financiers.

1.1 Avancement dans la mise en place des échanges de données

La collecte centralisée de données par l'ACER a démarré en octobre 2015 pour les données standard (par ex. les ordres et les transactions sur les bourses et les brokers) et en avril 2016 pour les données non standard (par exemple les contrats bilatéraux). L'ACER relaye les données aux régulateurs concernés, sous réserve de la satisfaction de critères de sécurité mis en place par l'Agence.

La CRE a satisfait les critères de sécurité fin 2015 et a commencé à recevoir des jeux de données en 2016.

Pour l'ACER, comme pour la CRE, les travaux de mise en place des bases de données associées à ces flux se poursuivent. Dans son édition de février 2018 du « *REMIT Quarterly* »², l'ACER a fait part de ses contraintes en termes de ressources humaines et financières relatives aux systèmes d'information dédiés à REMIT.

Dans ces conditions, la CRE a demandé aux places de marché organisées (bourses, courtiers) de prolonger le dispositif de collecte nationale de données au-delà de 2017 afin de prévenir toute discontinuité dans les données rentrant dans le périmètre de surveillance de la CRE.

Les travaux que mène la CRE en lien avec les données transmises par l'ACER et les tests de complétude et de qualité des données sur l'année 2018 sont en cours. Le présent rapport porte par conséquent, en termes d'analyses conjoncturelles, sur les données de l'année calendaire 2017.

Les prochains rapports sont prévus pour suivre désormais ce rythme calendaire.

1.2 Coopération au niveau européen et articulation avec la réglementation financière

La CRE participe activement aux groupes européens relatifs à la mise en œuvre du règlement REMIT. Elle est ainsi membre du « *Coordination group* » de l'ACER et assure la co-présidence des groupes de l'ACER et Conseil européen des régulateurs de l'énergie (CEER) sur REMIT (groupes « *AMIT* » et *CMIT* »).

Ces groupes, et les « *task-force* » associées, contribuent notamment à la mise en œuvre du règlement REMIT sur le plan opérationnel. Ils participent également à l'élaboration des orientations non contraignantes (« *guidance* ») publiées par l'ACER.

Par ailleurs, la coopération concernant la mise en œuvre du règlement REMIT se concrétise à travers le suivi des cas de transactions susceptibles de constituer un manquement au règlement REMIT, dans le cadre des dispositions

² https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/REMITQuarterly_Q4_2017_1.0.pdf

de l'article 16 du règlement. Cet article prévoit également la coopération entre l'ACER, l'Autorité européenne des marchés financiers (AEMF), les régulateurs de l'énergie des autres Etats membres, les autorités financières et les autorités de concurrence.

A cet égard, la réglementation financière s'articule avec les dispositions d'interdiction d'abus de marché prévues par le règlement REMIT. En effet, les interdictions d'opérations d'initiés et de manipulations de marché s'appliquent aux produits énergétiques de gros, sauf si ces derniers constituent également des instruments financiers au titre de « MIFID II », auxquels cas le règlement (UE) n° 596/2014 du Parlement européen et du Conseil du 16 avril 2014 sur les abus de marché (« *Market Abuse Regulation* » ou MAR) s'applique.

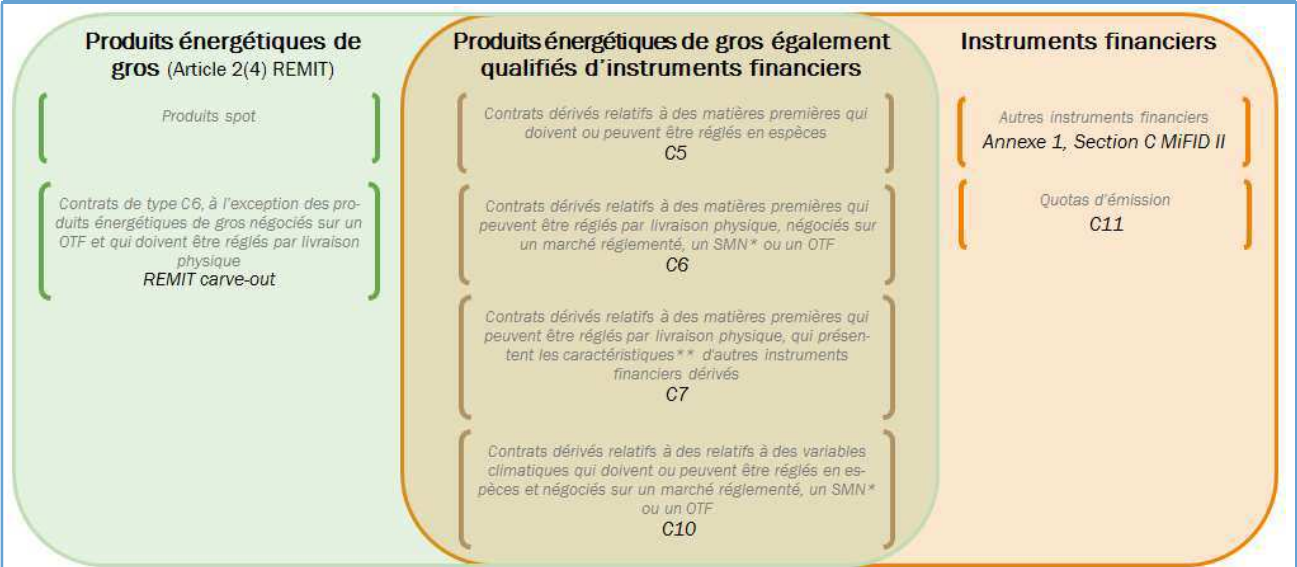
L'annexe I section C de MIFID II liste précisément les produits qualifiés d'instruments financiers, dont le quota de CO₂ fait désormais partie (cf. encadré 1).

Encadré 1 : Extrait de l'annexe 1 – Section C de MiFID II : Instruments financiers

1. Valeurs mobilières.
2. Instruments du marché monétaire.
3. Parts d'organismes de placement collectif.
4. Contrats d'option, contrats à terme, contrats d'échange, accords de taux futurs et tous autres contrats dérivés relatifs à des valeurs mobilières, des monnaies, des taux d'intérêt ou des rendements, des quotas d'émission ou autres instruments dérivés, indices financiers ou mesures financières qui peuvent être réglés par une livraison physique ou en espèces.
5. Contrats d'option, contrats à terme ferme (« *futures* »), contrats d'échange, contrats à terme ferme (« *forwards* ») et tous autres contrats dérivés relatifs à des matières premières qui doivent être réglés en espèces ou peuvent être réglés en espèces à la demande d'une des parties pour des raisons autres qu'une défaillance ou autre incident provoquant la résiliation.
6. Contrats d'option, contrats à terme, contrats d'échange et tout autre contrat dérivé relatif à des matières premières qui peuvent être réglés par livraison physique, à condition qu'ils soient négociés sur un marché réglementé, un MTF ou un OTF, à l'exception des produits énergétiques de gros qui sont négociés sur un OTF et qui doivent être réglés par livraison physique.
7. Contrats d'option, contrats à terme ferme (« *futures* »), contrats d'échange, contrats à terme ferme (« *forwards* ») et tous autres contrats dérivés relatifs à des matières premières qui peuvent être réglés par livraison physique, non mentionnés par ailleurs au point 6 de la présente section, et non destinés à des fins commerciales, qui présentent les caractéristiques d'autres instruments financiers dérivés.
8. Instruments dérivés servant au transfert du risque de crédit.
9. Contrats financiers pour différences.
10. Contrats d'options, contrats à terme, contrats d'échanges, accords de taux futurs et tous autres contrats dérivés relatifs à des variables climatiques, à des tarifs de fret ou à des taux d'inflation ou d'autres statistiques économiques officielles qui doivent être réglés en espèces ou peuvent être réglés en espèces à la demande d'une des parties pour des raisons autres qu'une défaillance ou autre incident provoquant la résiliation, de même que tous autres contrats dérivés concernant des actifs, des droits, des obligations, des indices et des mesures non mentionnés par ailleurs dans la présente section, qui présentent les caractéristiques d'autres instruments financiers dérivés, en tenant compte de ce que, notamment, ils sont négociés sur un marché réglementé, un OTF ou un MTF.
11. Quotas d'émission composés de toutes les unités reconnues conformes aux exigences de la directive 2003/87/CE (système d'échange de droits d'émission).

Comme rappelé dans le précédent rapport sur le fonctionnement des marchés de l'électricité, du gaz et du CO₂, les produits énergétiques de gros à terme qui font nécessairement l'objet de livraison physique négociés sur un système multilatéral de négociation (*organised trading facility* ou OTF) ne sont pas considérés comme des instruments financiers. Cette exception est connue sous le nom de « *REMIT carve-out* ». Les Graphique 1 et Graphique 2 résument, à partir des définitions de l'annexe précitée, la classification des produits et la réglementation applicable.

Graphique 1 : Classification simplifiée des produits énergétiques de gros et instruments financiers (MiFID II)



* SMN : Systèmes multilatéraux de négociation

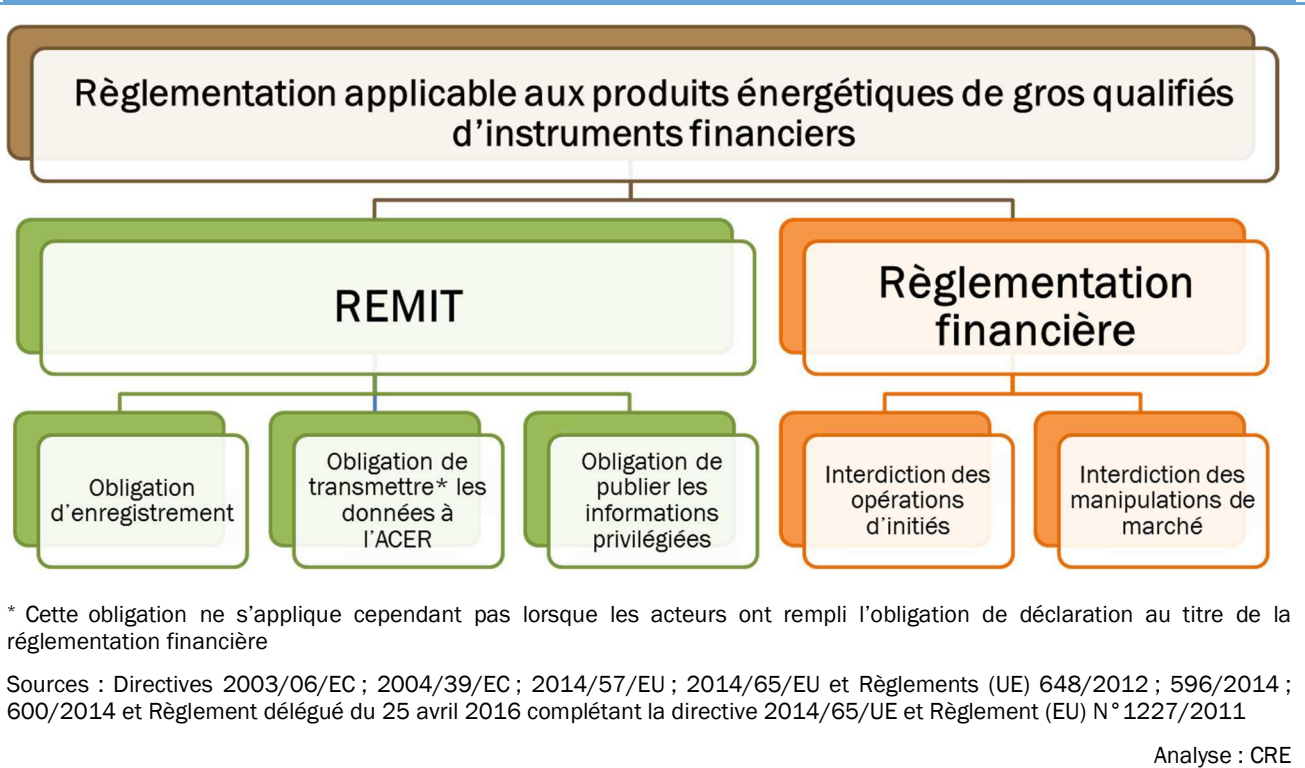
** Ces caractéristiques sont précisées à l'article 38 du Règlement (UE) N° 600/2014 concernant les marchés d'instruments financiers (MIFIR)

La classification C5-C11 est décrite dans la section C de l'annexe I de la directive 2014/65/UE.

Sources : Directives 2003/06/EC ; 2004/39/EC ; 2014/57/EU ; 2014/65/EU et Règlements (UE) 648/2012 ; 596/2014 ; 600/2014 et Règlement délégué du 25 avril 2016 complétant la directive 2014/65/UE et Règlement (EU) N° 1227/2011

Analyse : CRE

Graphique 2 : Articulation avec la réglementation financière des produits énergétiques de gros



* Cette obligation ne s'applique cependant pas lorsque les acteurs ont rempli l'obligation de déclaration au titre de la réglementation financière

Sources : Directives 2003/06/EC ; 2004/39/EC ; 2014/57/EU ; 2014/65/EU et Règlements (UE) 648/2012 ; 596/2014 ; 600/2014 et Règlement délégué du 25 avril 2016 complétant la directive 2014/65/UE et Règlement (EU) N° 1227/2011

Analyse : CRE

La CRE participe activement aux travaux européens sur ces questions et, au plan national, échange régulièrement avec l'Autorité des marchés financiers (AMF) sur l'interprétation des textes applicables et l'articulation entre réglementation financière et le règlement REMIT concernant tout particulièrement la qualification des produits.

2. BILAN DE L'ACTIVITÉ DE SURVEILLANCE ET DE CONTRÔLE DE LA CRE

Le périmètre surveillé par la CRE a représenté en 2017 l'équivalent de 1035 TWh (51 Mds €) en électricité et 570 TWh (10 Mds €) en gaz. Au titre de ses activités de surveillance, la CRE a adressé en 2017 26 demandes d'information auprès des acteurs de marché.

Les activités de surveillance de la CRE s'appuient sur :

- des détections internes issues du département de surveillance des marchés de gros ;
- de détections externes (ACER, autres régulateurs, personnes organisant des transactions à titre professionnel (PPAT) ou tout autre acteur de marché).

La CRE s'est engagée dans une interaction proactive avec les PPAT³ intervenant sur les marchés de gros français de l'énergie afin de s'assurer de leur conformité avec les dispositions de l'article 15 du règlement REMIT. En application de cet article, les PPAT sont tenues d'avertir la CRE « sans délai » si elles ont des raisons de suspecter que des transactions affectant le marché français pourraient constituer des abus de marché. Les procédures et moyens mis en œuvre par les PPAT pour détecter les éventuels abus de marché sont en cours d'examen attentif, en coopération étroite avec l'ACER et les régulateurs concernés. En effet, la CRE considère qu'il est important que cette surveillance de premier niveau soit aussi efficace que possible afin d'assurer la meilleure surveillance possible des marchés (cf. encadré 2).

Encadré 2 : Éléments demandés dans le cadre de de vérification des procédures et moyens mis en œuvre par les PPAT par la CRE

Dans le cadre du travail de vérification des procédures et moyens mis en œuvre par les PPAT, la CRE s'est rapprochée dans un premier temps des bourses de l'électricité et du gaz basées en France, EPEX SPOT et Powernext. Au cours du premier semestre de 2018 EPEX SPOT et Powernext ont transmis à la CRE des éléments précis détaillant :

- le modèle de gouvernance et les procédures pour prévenir les conflits d'intérêts en matière de surveillance, le niveau de l'organisation et des employés ;
- la stratégie de surveillance, les procédures mises en place pour y répondre et la fréquence de la révision de celle-ci ;
- la structure de l'équipe de surveillance, ses fonctions, les ressources qui y sont dédiées et les procédures de communication et de prise de décisions internes ;
- les procédures et système d'alertes en place et types de comportements potentiellement suspects au titre de REMIT visés par ces alertes (seuils, évaluation, etc.), ainsi que la fréquence de révisions de ce système ;
- la politique en matière de déclaration de suspicion de manquement au règlement REMIT aux autorités de régulation nationales ;
- les procédures de décisions internes pour traiter les cas (cycle de vie typique) ;
- la volumétrie annuelle des alertes, ventilées par article du règlement REMIT, ainsi que le pourcentage de cas qui sont clôturés ou qui font l'objet d'une déclaration de suspicion de manquement.

Le 9 avril 2018, la CRE a rendue publique sa délibération du 22 mars 2018¹ portant communication sur l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie. Dans cette délibération, la CRE a rappelé aux acteurs de marché les principales obligations qui leur incombent au titre du règlement REMIT.

En particulier, s'agissant des interdictions d'opérations d'initiés, la CRE a indiqué qu'elle « préconise aux acteurs concernés, en particulier les groupes disposant à la fois d'activités de production ou d'infrastructure d'électricité ou de gaz et des activités de négoce, de mettre en place des procédures de contrôle pertinentes portant sur la circulation et l'utilisation des informations privilégiées (établissement de listes d'initiés, mise en place de dispositifs appropriés, du type « muraille de Chine » par exemple, en matière de processus, voire d'installations, ...). De telles mesures peuvent contribuer à prévenir la réalisation d'opérations d'initiés ».

La CRE a également rappelé dans cette délibération qu'elle « s'assure a posteriori de la conformité des opérations de marché avec le règlement REMIT, en particulier, son article 3 ».

³ Les PPAT (en anglais, *persons professionally arranging transactions*) regroupent de manière générale, les bourses d'échange, les courtiers ou encore les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) qui sont considérés comme des PPAT dans la mesure où ils jouent un rôle d'intermédiaire dans la réalisation de transactions sur les marchés de gros de l'énergie.

Les acteurs peuvent contacter les services de la CRE en cas d'événements inhabituels de marché (cf. encadré 3).

En cas de soupçon de manquement aux dispositions du règlement REMIT et conformément aux dispositions du Code de l'énergie, l'ouverture d'une enquête peut être décidée par le Président de la CRE qui nomme alors un agent enquêteur. Une enquête peut aboutir, le cas échéant, à la saisine du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS).

L'accroissement de la volumétrie associée tant aux activités de surveillance qu'aux enquêtes a amené à organiser les activités de la CRE concernant REMIT autour du département de surveillance des marchés de gros et du département analyses et contrôles des marchés de gros, en charge de la conduite des enquêtes REMIT.

A la date de parution du présent rapport, huit enquêtes au total ont été ouvertes par la CRE, dont cinq en électricité et trois en gaz. Sur ces huit enquêtes, la première concernant l'électricité avait été clôturée sans saisine du CoRDiS car elle portait sur des faits antérieurs à l'adoption de la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 qui a conféré au CoRDiS le pouvoir de sanctionner d'éventuels manquements au règlement REMIT (cf. rapport sur le fonctionnement des marchés de l'électricité, du gaz et du CO₂ 2015-2016 paru le 18 octobre 2016).

Tout au long de l'année 2017, la CRE a contribué aux travaux européens portant sur l'élaboration de positions communes sur l'analyse et la qualification de différentes pratiques qui seraient susceptibles d'être constitutives de manipulation de marché au titre de l'article 5 du règlement REMIT. Ces travaux ont aboutis à la publication par l'ACER d'un deuxième document donnant des orientations non contraignantes relatives au blocage de capacité de transport ou « *capacity hoarding*⁴ » sur le marché infra-journalier d'électricité, défini comme l'acquisition de tout ou partie de la capacité de transport disponible sans l'utiliser ou sans l'utiliser efficacement. Les travaux sur ces orientations s'inscrivent notamment dans l'évolution des marchés de gros d'électricité en Europe vers un couplage des marchés couplés utilisant les capacités transfrontalières disponibles, notamment pour les échéances plus proches du temps réel (marché infra journalier, futures plateformes d'équilibrage). Lorsque les capacités sont utilisées efficacement, elles permettent de faire appel aux moyens les plus efficaces et donc de réduire les coûts d'approvisionnement, ce qui est profitable au consommateur final.

Encadré 3 : Bonnes pratiques

Afin d'assurer la meilleure surveillance possible des marchés, il est demandé à toute personne ayant des suspicions d'abus de marché d'alerter :

- les services de la CRE en charge de la surveillance de marché à l'adresse : surveillance@cre.fr ;
- ou les services de l'ACER en se rendant sur la plateforme de notification ad hoc de l'Agence : <https://www.acer-remit.eu/np/home>.

La CRE entend également rappeler aux acteurs de marché, qu'ils sont tenus, conformément à l'article 9 de REMIT, de s'enregistrer « *auprès de l'autorité de régulation nationale de l'État membre dans lequel ils sont établis ou résidents ou, s'ils ne sont ni établis dans, ni résidents de l'Union, de celle d'un État membre dans lequel ils exercent une activité* ». Ils doivent s'enregistrer auprès d'une autorité de régulation nationale avant d'effectuer des transactions sur les marchés de gros de l'énergie et de déclarer l'information relative à ces activités.

Il relève de la responsabilité de chaque acteur de marché d'assurer le suivi de l'exactitude et de la mise à jour des informations enregistrées. Tout changement survenu en ce qui concerne les informations fournies dans le formulaire d'enregistrement doit être communiqué rapidement à l'autorité de régulation concernée. Elles devraient être corrigées le cas échéant dans les plus brefs délais. Les contacts, coordonnées et entités de déclaration de données sont autant d'exemples de champs qui comportent fréquemment des erreurs. Pour toute question relative à l'enregistrement, les acteurs de marché peuvent contacter le département de la surveillance des marchés de gros de la CRE à l'adresse enregistrement.remit@cre.fr.

⁴ <https://acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-publishes-guidance-on-capacity-hoarding-in-intraday-electricity-markets-that-could-constitute-market-manipulation.aspx>

SECTION 2

CONTEXTE DES MARCHES DE L'ENERGIE

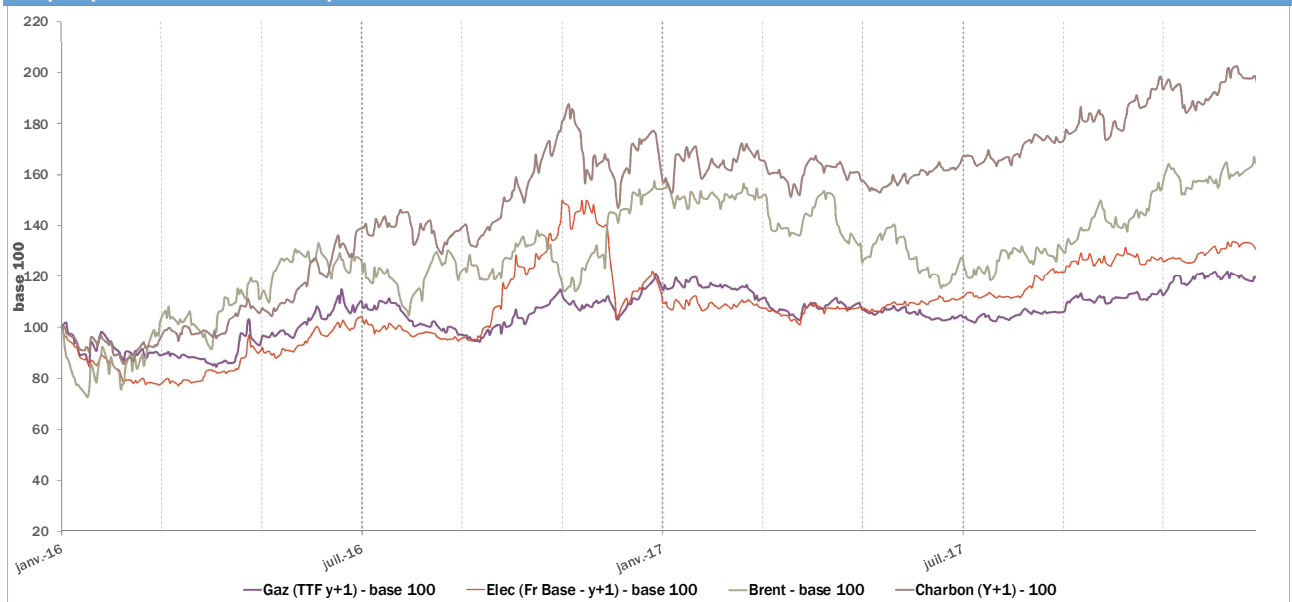
L'année 2017, dans la continuité de l'année 2016, s'est caractérisée par une progression forte et régulière des cours du charbon. Les cours du pétrole, du gaz et du CO₂ ont affiché une tendance haussière nette à partir du second semestre 2017. Des évolutions similaires ont été constatées pour les cours de l'électricité, les cours des prix à terme ayant affiché une progression marquée à partir du second semestre de l'année.

Le bilan climatique de 2017 fait état de températures plus chaudes en général par rapport aux normales et à celles observées en 2016. Les aléas climatiques, néanmoins marqués au fil des mois, 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 vague de froid hivernal du 1^{er} trimestre 2017. Par ailleurs, les niveaux de pluviométrie de 2017 ont été en dessous de la normale selon Météo France.

1. HAUSSE DES COURS DU CHARBON EN 2017 ET PROGRESSION MARQUÉE DU PÉTROLE DEPUIS LE SECOND SEMESTRE

La tendance haussière des prix des principales matières premières énergétiques (pétrole, charbon, gaz et électricité) s'est confirmée, notamment à compter du second semestre 2017 (Graphique 3). Ces prix ont atteint leurs plus hauts niveaux depuis la fin de l'année 2014.

Graphique 3 : Evolution des prix des commodités



Sources : EEX, ICIS Heren, Reuters, ICE

1.1 Une tendance haussière des prix du pétrole en 2017 en raison de la prolongation de 9 mois de l'accord de réduction de l'offre de pétrole de l'OPEP et de la Russie et de la baisse des stocks américains

L'année 2017 se caractérise par une forte progression des prix du pétrole (Graphique 4). Le baril de Brent s'est établi à 47,9 €/bbl en moyenne en 2017, soit une hausse de plus de 20 % par rapport à 2016. Par ailleurs, l'augmentation des prix est survenue principalement à partir du quatrième trimestre 2017. En effet, les prix du pétrole sont passés de 44,3 €/bbl au cours du troisième trimestre 2017 à 52,2 €/bbl au cours du dernier trimestre 2017, soit une hausse de 17,8 %. Les variations du prix du pétrole en dollars sont plus marquées au long de 2017, le baril passant de près de 50 \$ au début de l'année à 70 \$ à la fin. Les effets de change ont donc atténué la hausse des cours, qui s'est néanmoins accentuée sur les premiers mois de 2018.

Graphique 4 : Cours du pétrole



Cette tendance haussière a été causée par une stabilisation de la hausse de la production de pétrole mondiale. Elle s'est établie à 97,95 mbpd en 2017 contre 97,20 mbpd en 2016, soit une hausse de seulement + 0,77%.

L'année 2017 a vu la mise en œuvre et le respect de l'accord de la majorité des membres de l'OPEP⁵ et de la Russie (novembre 2016), visant à limiter la production de ces pays sur l'ensemble de l'année pour soutenir le prix du baril. Ainsi, la hausse de la production a été limitée pour l'OPEP (39,28 mbpd en 2017 contre 39,23 mbpd en 2016) et la Russie (14,32 mbpd en 2017 contre 14,22 mbpd en 2016). Cet accord a été prolongé en novembre 2017 et reste applicable pour les 9 premiers mois de 2018.

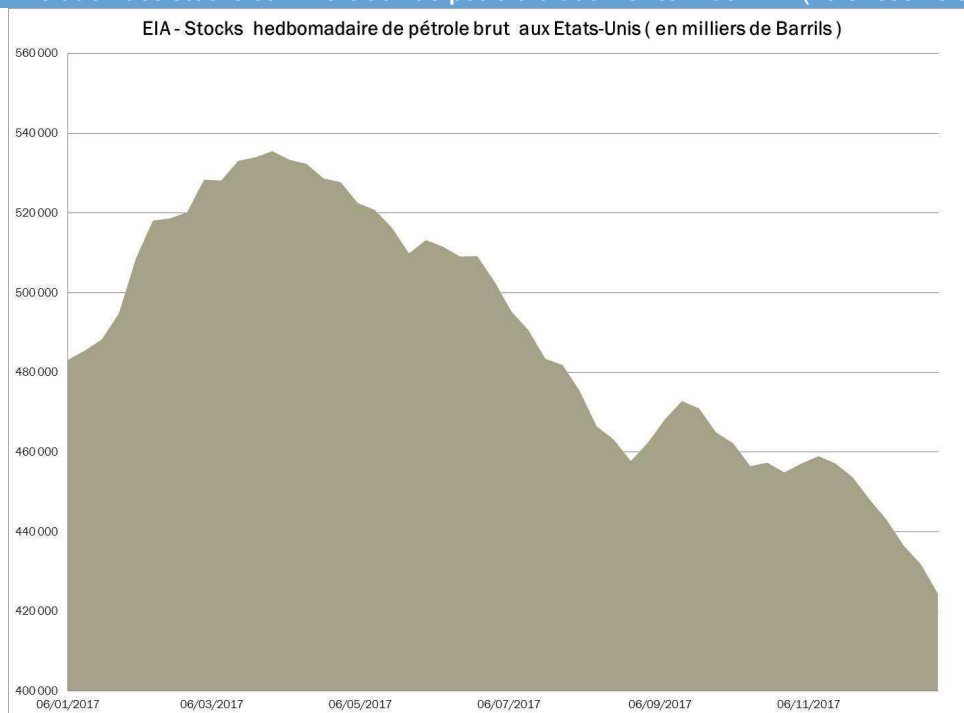
La limitation de production des pays de l'OPEP et de la Russie a permis une hausse de la production du Canada (+0,35 mbpd soit +7,6%) et des USA (+0,70 mbpd soit +4,8%).

Dans ce contexte, les stocks de pétrole brut aux Etats-Unis ont été fortement sollicités en 2017. En effet, après avoir atteint des niveaux historiques au mois de mars 2017, les stocks commerciaux ont commencé à se réduire drastiquement à compter du second trimestre 2017 (Graphique 5). Cette baisse des stocks a envoyé un signal haussier au marché.

Par ailleurs, la demande de pétrole mondiale a progressé de +1,7% en passant de 96,87 mbpd à 98,52 mbpd. Cette hausse provient principalement de la forte demande en Chine (+0,5 mbpd soit +3,55 %) et des autres pays d'Asie (hors Japon) +0,3 mbpd soit + 2,79%.

⁵ Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP)

Graphique 5 : Evolution des stocks commerciaux de pétrole brut américain de l'EIA (hors réserve stratégique)



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

1.2 Hausse de plus de 30% des prix du charbon en 2017 dans un contexte de diminution de l'offre en Chine et d'une demande soutenue en Europe

Les prix à terme du charbon API2 du produit calendaire Y+1 se sont élevés à 65,1 €/t en moyenne en 2017 contre 48,5 €/t en moyenne en 2016, soit une hausse de plus de 30% (Graphique 6). Cette tendance haussière prolonge la hausse observée en 2016 après les points bas du 1^{er} trimestre 2016. Le prix moyen passe de 61,8 €/t au cours du premier trimestre de 2017, à plus de 70 €/t en fin d'année.

Graphique 6 : Contrats à terme du Charbon API2 Y+1



Source : Argus API2

Au cours du premier semestre 2017, les prix du charbon ont légèrement progressé et se sont établies en moyenne à 61,3 €/t, contre 57,7 €/t au cours du second semestre 2016. Puis, au cours du second semestre 2017, la hausse des prix du charbon s'est accélérée, ceux-ci s'établissant en moyenne à 68,9 €/t, soit une progression de 12 % comparé au premier semestre 2017.

La progression des prix du charbon résulte principalement de la baisse de la production chinoise, dans un contexte où la Chine conformément à ses objectifs, a mis en place des mesures de réductions de la capacité de production des mines dans le cadre de sa politique de lutte contre la pollution. Par ailleurs, la perspective d'une demande soutenue dans le secteur électrique en Europe, en raison du faible niveau des réserves hydrauliques notamment dans le sud de l'Europe a également contribué à orienter les cours du charbon à la hausse.

2. DES TEMPÉRATURES EN 2017 LÉGEREMENT AU-DESSUS DES NORMALES AVEC NEANMOINS DES VARIATIONS IMPORTANTES. UNE ANNÉE ÉGALEMENT MARQUÉE PAR DE FAIBLES PRÉCIPITATIONS

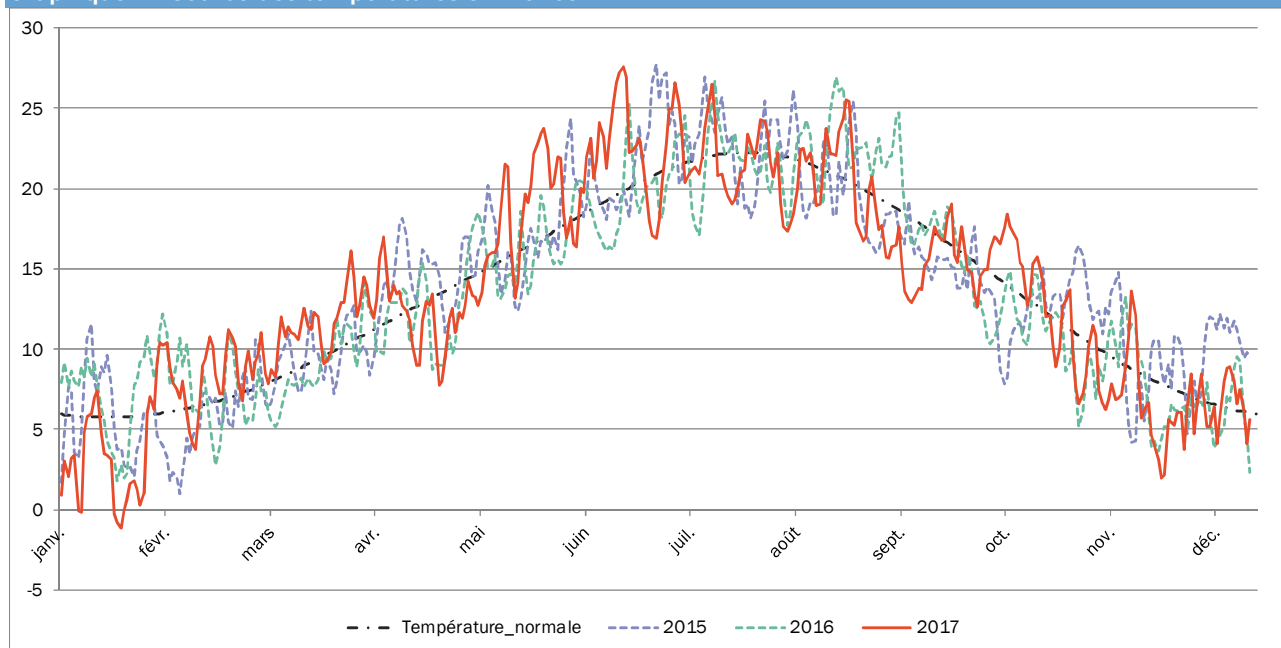
Les températures au cours de l'année 2017 (Graphique 7) ont été supérieures à celles de l'année 2016 (+0,29 °C), ainsi qu'aux normales de saisons (+0,22 °C).

Au cours du premier semestre 2017, les températures observées sont plus chaudes qu'au premier semestre 2016, avec notamment un écart moyen positif de 0,4 °C. Au cours du deuxième semestre 2017, les températures observées sont également légèrement plus chaudes qu'au deuxième semestre 2016 (+0,2 °C) au-dessus des températures de la période.

Ces écarts moyens bas masquent une grande disparité observée au fil des mois par rapport aux normales de saison. En effet, janvier, septembre, novembre et décembre ont été plus froids avec des écarts moyens par rapport aux normales de saisons compris entre -0,5 °C et -2,58 °C. À l'inverse, le reste de l'année a connu des températures plus douces, avec un écart positif jusqu'à +2 °C par rapport aux températures de normales de saisons. Ces variations ont alimenté une partie de la volatilité des prix spot de l'électricité.

Le cumul moyen de précipitations a été très en dessous de la normale sur toute la France en 2017 (-17%). En effet, la pluviométrie a été très faible sur l'ensemble du territoire durant l'année 2017.

Graphique 7 : Courbe des températures en France

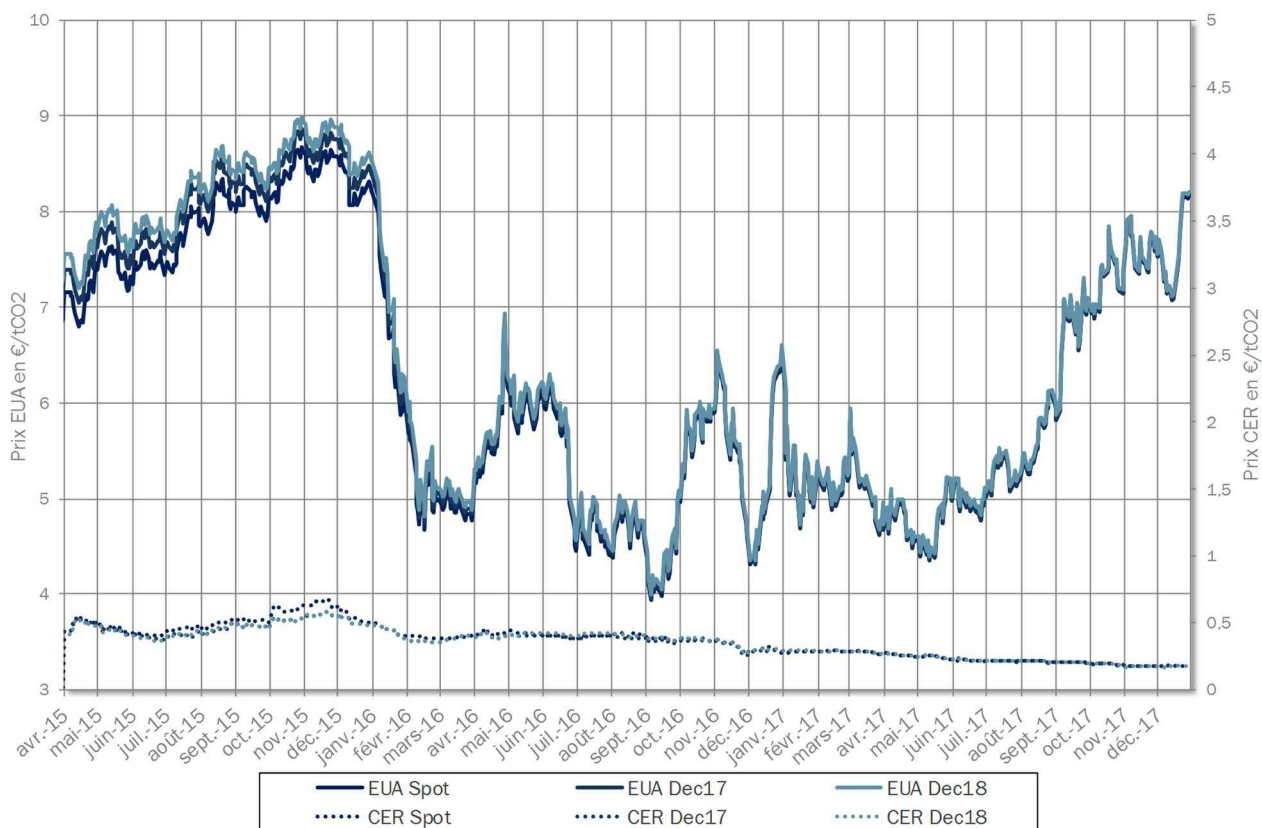


Source : Thomson Reuters

3. UN PRIX DU QUOTA DE CO₂ EN TRES FORTE HAUSSE A PARTIR DU DEBUT DU 3EME TRIMESTRE 2017

Le prix du quota de CO₂ a évolué en 2017 dans le sillage des matières premières. Le premier semestre a été marqué par des évolutions volatiles à un niveau bas (6,15 €/tCO₂ début janvier 2017 et 4,40 €/tCO₂ en juin). A partir de juin 2017 et durant toute la seconde moitié de l'année 2017, le prix des quotas de CO₂ augmente sensiblement et dépassent fin décembre la barre des 8 €/tCO₂ pour la première fois depuis janvier 2016. Cette tendance s'est poursuivie en 2018 et à la date de parution du présent rapport, le quota s'échange à plus de 15 €/tonne. Cette hausse du prix des quotas est notamment liée aux annonces relatives à la réforme du marché européen du quota, à la révision de la phase 4 et à la diminution des surplus de quotas qui atteint son plus bas niveau depuis 2013.

Graphique 8 : Evolution du prix du quota de CO₂



Source : ECX – Analyse : CRE

SECTION 3
LES MARCHES DE GROS DE L'ELECTRICITE

1. UNE ANNEE 2017 DANS LA CONTINUTE DE LA FIN 2016 MARQUEE PAR UNE INDISPONIBILITE TRES ELEVEE DU PARC NUCLEAIRE AU DEBUT PUIS EGALEMENT A LA FIN DE 2017

Dans le contexte de hausse des prix des matières premières, l'année 2017 a été par ailleurs considérablement marquée par une tension de l'offre durant les périodes hivernales au premier et quatrième trimestre en raison notamment du niveau historiquement bas de la disponibilité du parc nucléaire.

Le Graphique 9 présente une vision simplifiée des principaux flux pour l'année 2017 sur le système électrique français et les compare aux chiffres de 2016 (entre crochets).

Graphique 9 : Bilan des injections et soutirages sur l'année 2017



1.1 Une consommation stable en 2017 par rapport à 2016

La consommation totale en France en 2017 a été relativement stable sur l'année par rapport aux niveaux de 2016 passant de 447 TWh à 446 TWh, soit une variation de - 0,2 % (Graphique 10). La forte hausse de la consommation durant les premières semaines de l'année 2017, jusqu'à mi-février, liée à une période de grand froid, a été compensée par une baisse de la consommation jusqu'au printemps à cause de températures supérieures aux normales de saison. Un rebond de la consommation est enfin observé, durant les trois derniers mois de l'année.

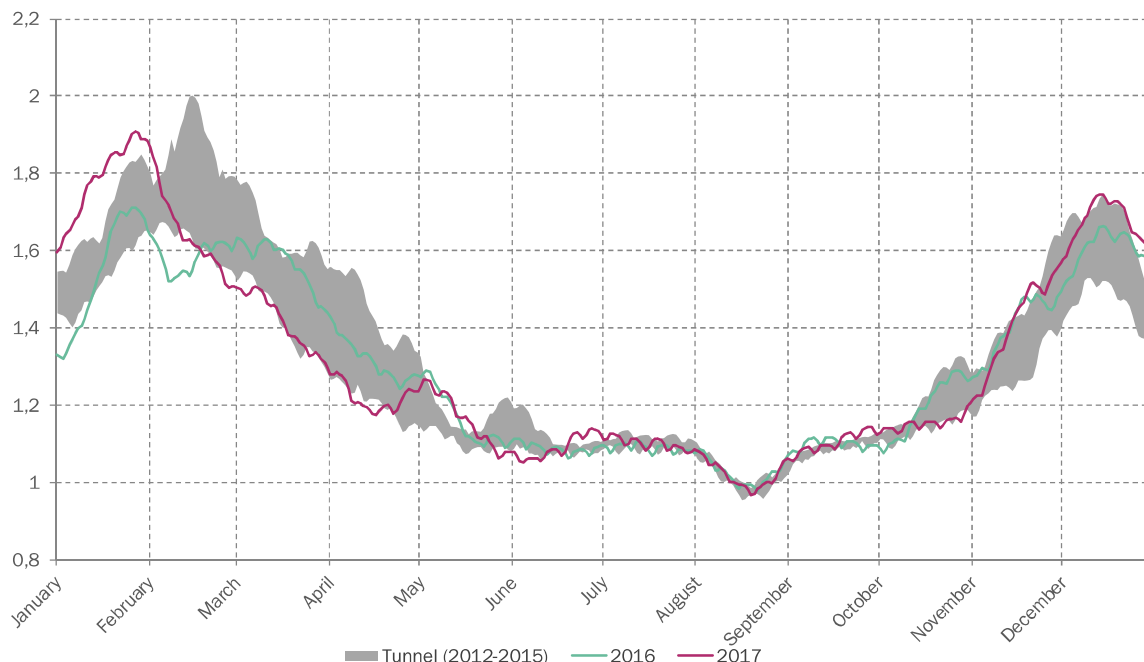
S'agissant des injections physiques sur le réseau, les livraisons d'électricité sont également stables, entre les années 2016 et 2017 avec une hausse limitée de 0,18 %, de 564 TWh à 565 TWh. Les souscriptions ARENH⁶ en 2016 pour livraison en 2017 passent de 0 à 82 TWh du fait des arbitrages des fournisseurs alternatifs entre les produits de marché et le produit ARENH. L'ARENH est en effet redevenu compétitif avec la hausse des prix calendaires, qui ont dépassé plusieurs fois dans l'année les 42 €/MWh dans le contexte, vu de fin 2016, d'incertitudes

⁶ 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 fixé à 42 €/MWh.

sur la disponibilité du parc nucléaire. Le volume d'ARENH demandé pour 2018 lors des guichets de 2017 est de 9,2 TWh au titre de la fourniture des pertes aux gestionnaires de réseaux et de 85,4 TWh pour les consommateurs finals.

Graphique 10 : Consommation en France

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

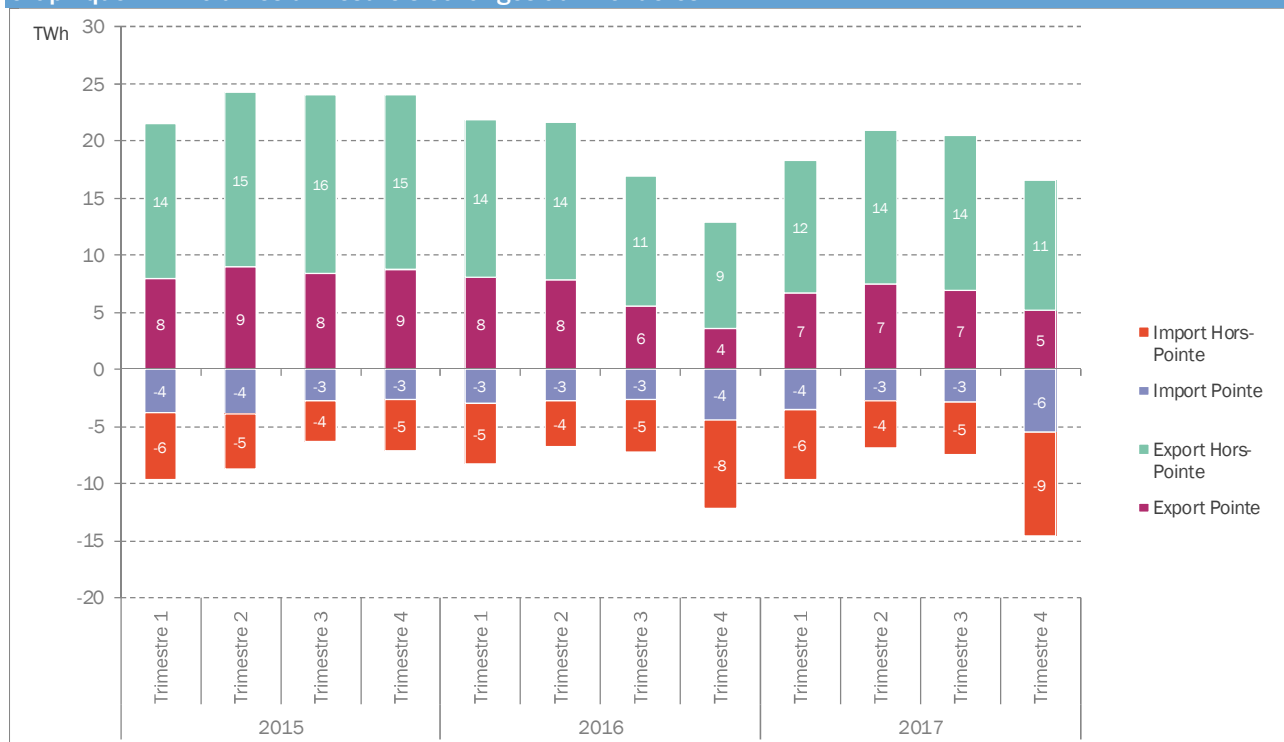


Si la capacité installée totale du parc de production français est stable en 2017, sa composition a néanmoins évolué. En effet, la capacité de production du fioul chute de 42 %. Cette forte baisse est intégralement compensée par l'installation de nouveaux moyens de production renouvelables (+13,6 %).

Malgré la stabilité globale de la capacité installée en France, la production totale d'électricité en 2017 est en baisse pour la deuxième année consécutive, de -0,4 % par rapport à 2016. La production française passe ainsi de 531,3 TWh à 529,4 TWh. La baisse de la production est liée aux filières nucléaire et hydraulique. Elle n'est que partiellement compensée par une plus grande sollicitation des moyens de production thermique fossiles et des renouvelables. La production issue des énergies renouvelables a en effet augmenté de 12,8 %, en ligne avec l'augmentation de la capacité renouvelable.

En conséquence, le bilan injection-soutirage s'équilibre notamment par une baisse du solde exportateur français par rapport à 2016 (-3,1 %) en particulier durant les premier et dernier trimestre 2017 (Graphique 11). Sur ces deux trimestres de 2017, les importations augmentent notablement en comparaison de l'année 2015, année durant laquelle le taux de disponibilité du parc nucléaire était élevée, contrairement à 2016. L'utilisation des interconnexions vient pallier aux 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 2017. Notons par ailleurs que la France a été importatrice nette durant les mois de janvier et novembre 2017 avec un solde importateur de respectivement 951 et 826 GWh qui sont deux niveaux records.

Graphique 11 : Volumes trimestriels échangés aux frontières



Source : RTE – Analyse : CRE

1.2 Dans le prolongement des derniers mois de 2016, un taux de production nucléaire très bas en 2017

L'année 2017, dans la continuité de la fin d'année 2016, a été marquée par la chute du taux de disponibilité nucléaire passant de 72,9 % à 71,7 % en 2017, à un niveau historiquement bas. La disponibilité nucléaire remonte pour rejoindre la partie basse du tunnel historique à partir d'avril 2017 mais en restant toujours aux niveaux les plus faibles. À partir d'octobre une nouvelle chute de la disponibilité amène les taux aux niveaux bas de la même période de 2016 (Graphique 12). Ces épisodes ont eu des impacts significatifs sur les tensions physiques du système avec notamment une baisse de la production de cette filière de - 1,3 % par rapport à 2016 et de - 9 % par rapport à 2015 ce qui a entraîné les prix de gros de l'électricité à la hausse.

Les craintes sur la disponibilité du parc nucléaire de l'automne 2016 ont commencé à se dissiper avec la conférence de presse de l'ASN du 5 décembre 2016 qui indiquait que le redémarrage de la plupart des réacteurs concernés par la problématique de ségrégation carbone pouvait être envisagé. Les annonces concernant la possibilité de redémarrer des réacteurs concernés ont eu lieu par la suite, avec en particulier les communications de l'ASN du 12 janvier 2017⁷ et 13 mars 2017⁸.

Le parc nucléaire et sa disponibilité constatée et prévisionnelle ont fait l'objet au cours des derniers mois de 2017 d'autres annonces de l'ASN :

- 16 août 2017⁹ : Début de la consultation du public de l'ASN sur un projet de décision encadrant la revue des dossiers de fabrication de l'usine Creusot Forge. La fin de la consultation du public est fixée au 10 septembre 2017.
- 13 septembre 2017¹⁰ : Mise sous surveillance renforcée de la centrale nucléaire de Belleville-sur-Loire par l'ASN « en raison de la dégradation du niveau de sûreté qu'elle constate depuis 2016 sur ce site, et de l'absence d'améliorations notables de la part d'EDF »

⁷ <https://www.asn.fr/Informer/Actualites/Apres-controle-l-ASN-a-autorise-neuf-reacteurs-a-redemarrer>

⁸ <https://www.asn.fr/Informer/Actualites/Anomalie-de-la-concentration-en-carbone-de-l-acier-redemarrage-des-reacteurs>

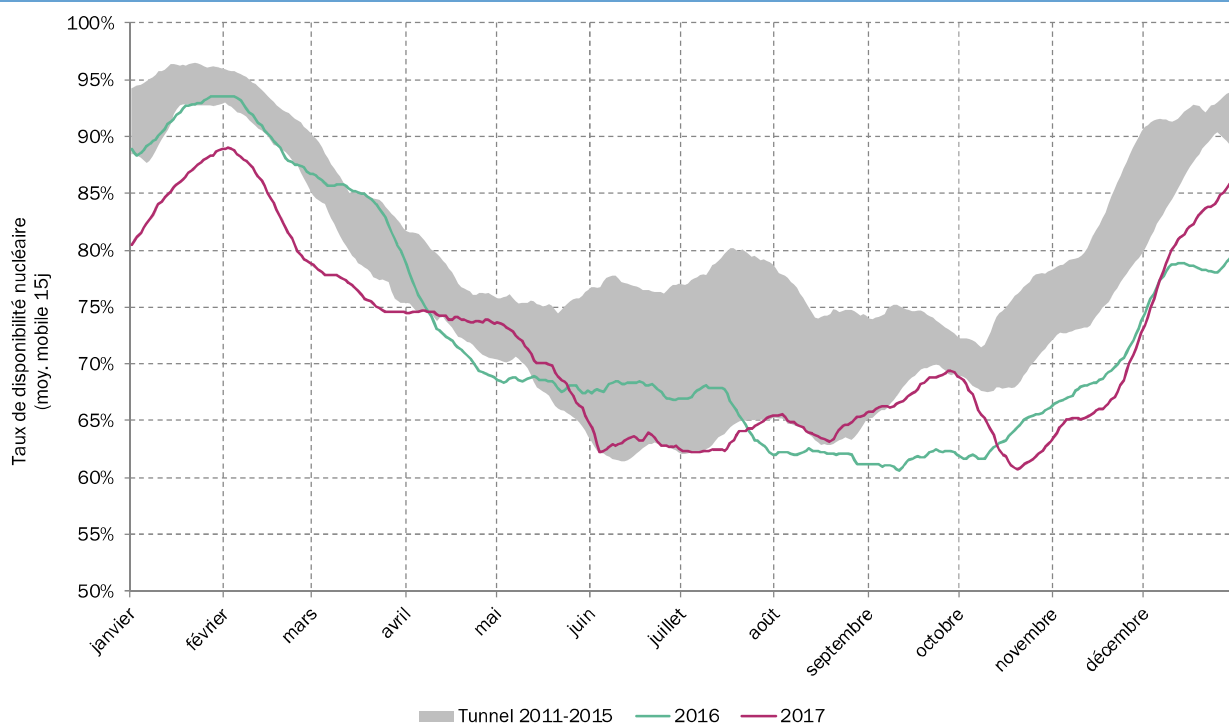
⁹ <https://www.asn.fr/Informer/Actualites/Dossiers-de-fabrication-de-l-usine-Creusot-Forge>

¹⁰ <https://www.asn.fr/Informer/Actualites/Centrale-nucleaire-de-Belleville-sous-surveillance-renforcee>

- 19 septembre 2017¹¹ : À la suite de sa consultation du public, l'ASN conditionne le redémarrage des réacteurs d'EDF arrêtés pour rechargement de combustible et concernés par les irrégularités de l'usine Creusot forge à la revue de ces irrégularités.
- 28 septembre 2017¹² : L'ASN demande la mise à l'arrêt des quatre réacteurs de la centrale de Tricastin en raison d'un risque de rupture de la digue en cas de séisme important.
- 16 octobre 2017¹³ : l'ASN déclare que les tuyauteries de source froide de 29 réacteurs nucléaires, permettant le refroidissement des réacteurs en cas d'incident, présentent une résistance au séisme inférieure à l'épaisseur minimale requise.

Ce contexte a alimenté la volatilité des prix de l'électricité (cf. infra).

Graphique 12 : Taux de disponibilité du parc nucléaire français



Source : RTE – Analyse : CRE

1.3 Des capacités installées des énergies renouvelables (hors hydraulique) qui dépassent pour la première fois les capacités installées des filières thermiques fossiles et une production hydraulique en baisse en 2017

Les capacités installées des filières renouvelables (hors hydraulique) poursuivent leur croissance pour s'établir à 23,2 GW et dépassent pour la première fois en 2017 les capacités installées des filières thermiques fossiles hors nucléaires (Graphique 13). En particulier, les filières éoliennes et solaires ont depuis plusieurs années un rythme de croissance soutenu (Tableau 1).

La tendance longue d'essor des capacités renouvelables et de déclin des capacités thermiques (hors nucléaire) s'est donc concrétisée en 2017 par ce positionnement désormais plus important des capacités renouvelables par rapport aux énergies fossiles. En termes de production néanmoins, la production des filières renouvelables (hors hydraulique) est inférieure à la production des filières thermiques fossiles (hors nucléaire) durant 2017 (Graphique 14), dans le contexte de fortes sollicitations des filières fossiles liées aux indisponibilités des centrales nucléaires.

¹¹ <https://www.asn.fr/Informer/Actualites/Creusot-Forge-le-redemarrage-des-reacteurs-d-EDF-conditionne-a-la-remise-d-un-bilan-specifique>

¹² <https://www.asn.fr/Informer/Actualites/Mise-a-l-arret-provisoire-de-la-centrale-nucleaire-du-Tricastin>

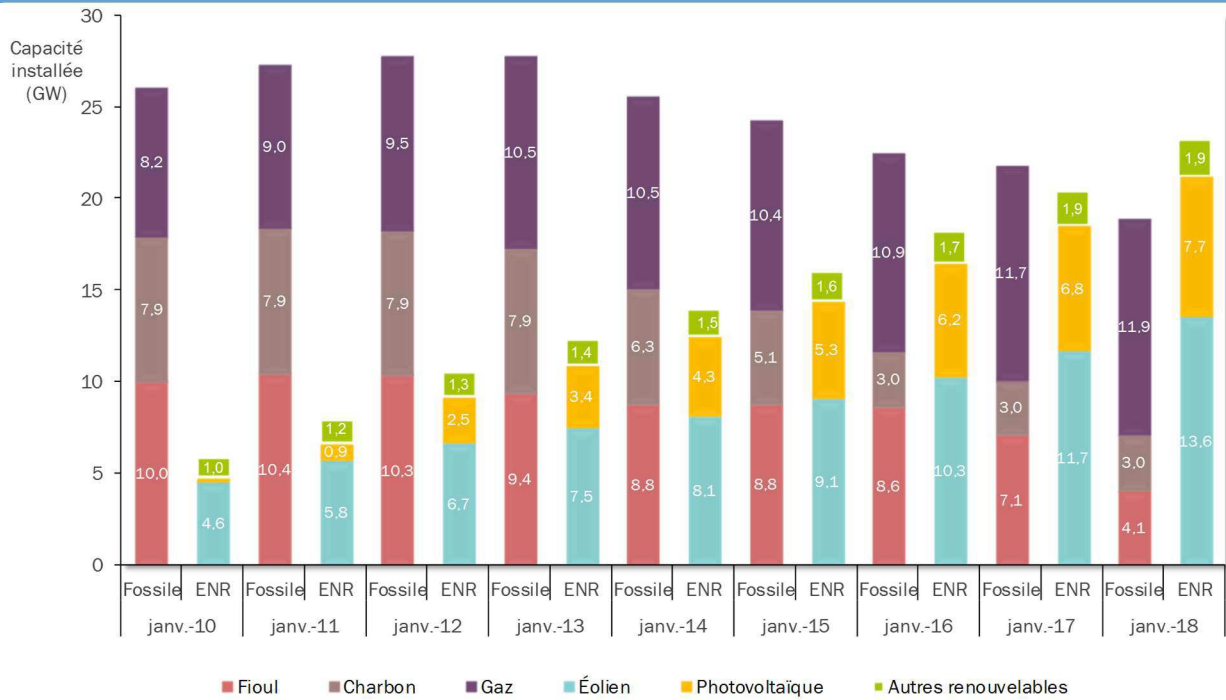
¹³ <https://www.asn.fr/Informer/Actualites/Incident-de-niveau-2-pour-20-reacteurs-d-EDF>

Tableau 1 : Evolution de la capacité installée des filières renouvelables

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TCAM ¹⁴ 2012/2017
Eolien	+12 %	+8 %	+12 %	+13 %	+14%	+16%	+13 %
Solaire	+36 %	+27 %	+22 %	+17 %	+9%	+13%	+21 %

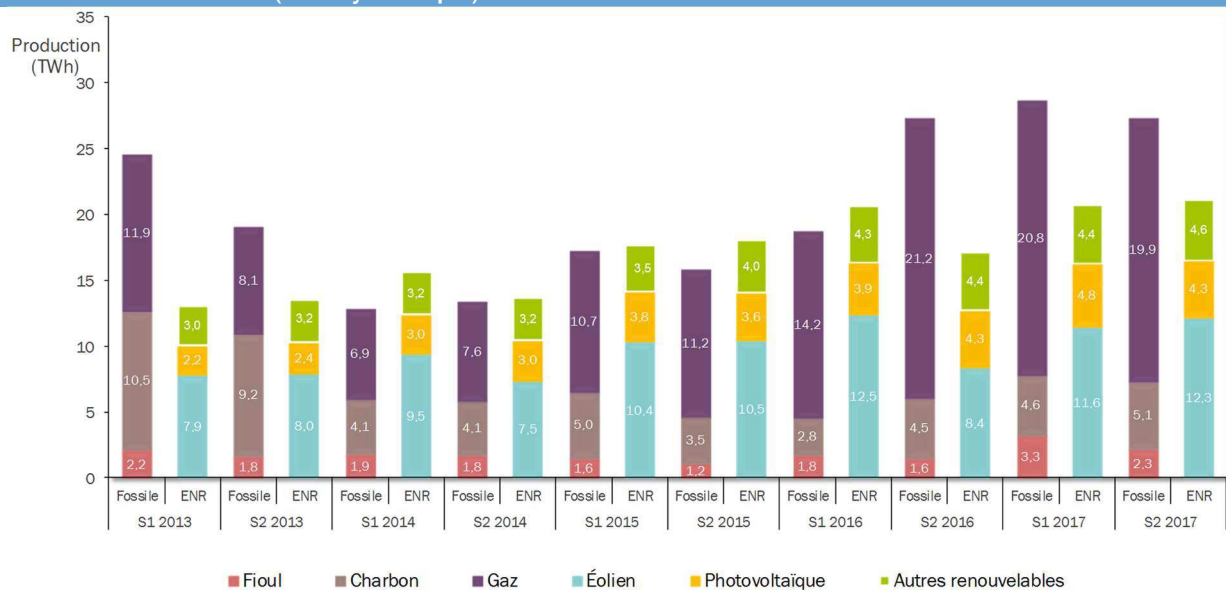
Source : RTE – Analyse : CRE

Graphique 13 : Comparaison des capacités installées des filières thermiques fossiles (hors nucléaire) et des filières renouvelables (hors hydraulique)



Source : RTE – Analyse : CRE

Graphique 14 : Comparaison des productions semestrielles des filières thermiques fossiles (hors nucléaire) et des filières renouvelables (hors hydraulique)



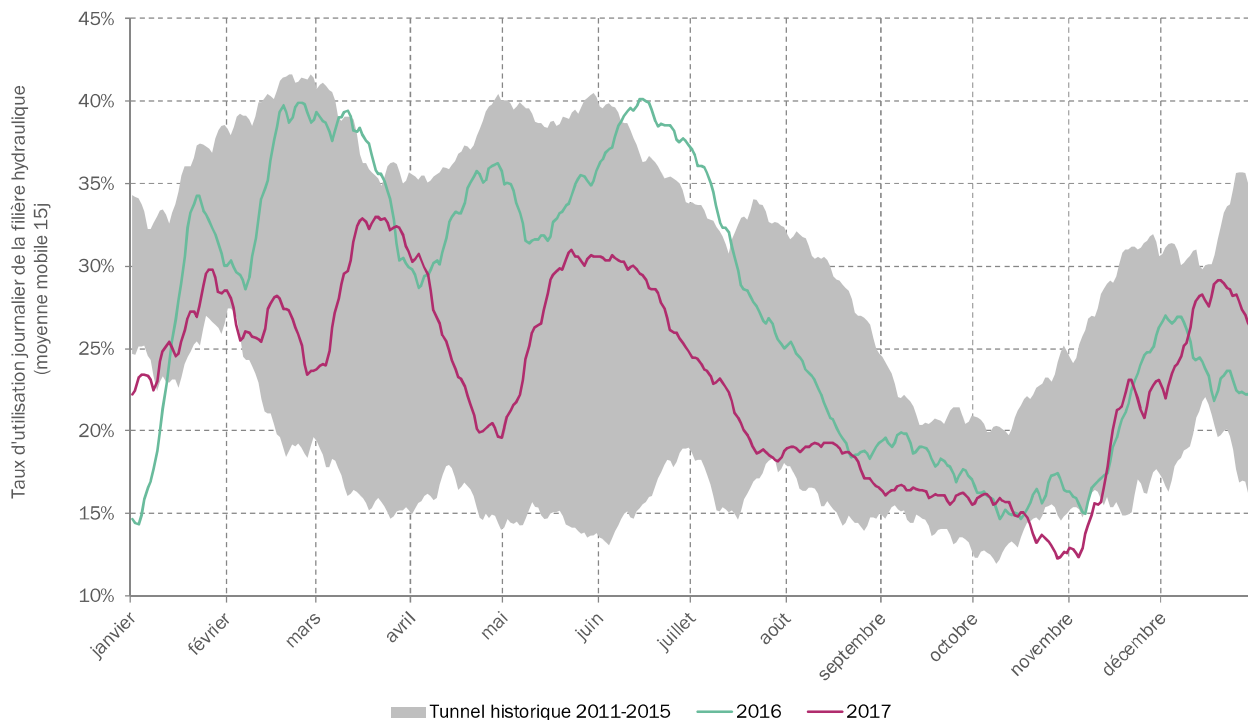
Source : RTE – Analyse : CRE

¹⁴ Taux de croissance annuels moyen



Le taux de production moyen de la filière hydraulique est en baisse en 2017 (- 16 %) par rapport à 2016 en lien avec le déficit de pluviométrie rappelé supra et des épisodes de sécheresses (Graphique 15). Par conséquent, les stocks hydrauliques sont restés tout au long de l'année à des valeurs en dessous des valeurs de 2016, même si elles se sont situées dans le tunnel historique 2011-2015 durant la quasi-totalité de l'année à l'exception d'une courte période en janvier et durant l'automne 2017. Au total, la production hydraulique en 2017 s'élève à 53,6 TWh, le niveau le plus faible enregistré ces cinq dernières années.

Graphique 15 : Taux de production de la filière hydraulique



Source : RTE – Analyse : CRE

1.4 Une année 2017 avec une production record des filières gaz et charbon, encore plus sollicitées qu'en 2016

En 2017, malgré la baisse de la capacité installée de la filière thermique fossile, notamment celle du fioul, la production de cette filière a de nouveau augmenté. La production thermique passe de 45,9 TWh en 2016 à 54,4 TWh en 2017 (+ 18,5 %), répartie sur les trois moyens de production, charbon (+ 32,9 %), gaz (+ 15,9 %) et fioul (+ 15,2 %).

En termes de contribution aux injections sur le réseau, la filière gaz est la plus utilisée. Le taux de production de cette filière s'élève à 40 % en moyenne au cours de l'année 2017 avec un taux d'utilisation largement au-dessus des niveaux historiques et une augmentation de 5 points par rapport à 2016. Le profil de production de la filière gaz au cours de l'année (Graphique 17) indique une forte sollicitation durant le premier et quatrième trimestres soit durant les périodes de faible disponibilité nucléaire.

Ce record de la production gaz est à relier à la forte montée des prix de l'électricité permettant de dégager une rentabilité des producteurs positive en dépit des prix du gaz relativement élevés (mesurée par le *clean spark spread*¹⁵). Les centrales au gaz affichent une excellente rentabilité théorique et dès lors vendent leur production. Ce phénomène est accentué par la faiblesse de la production hydraulique qui entraîne une utilisation plus accrue des moyens thermiques.

¹⁵ Les *clean spark* (CSS) et *dark spread* (CDS) 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.

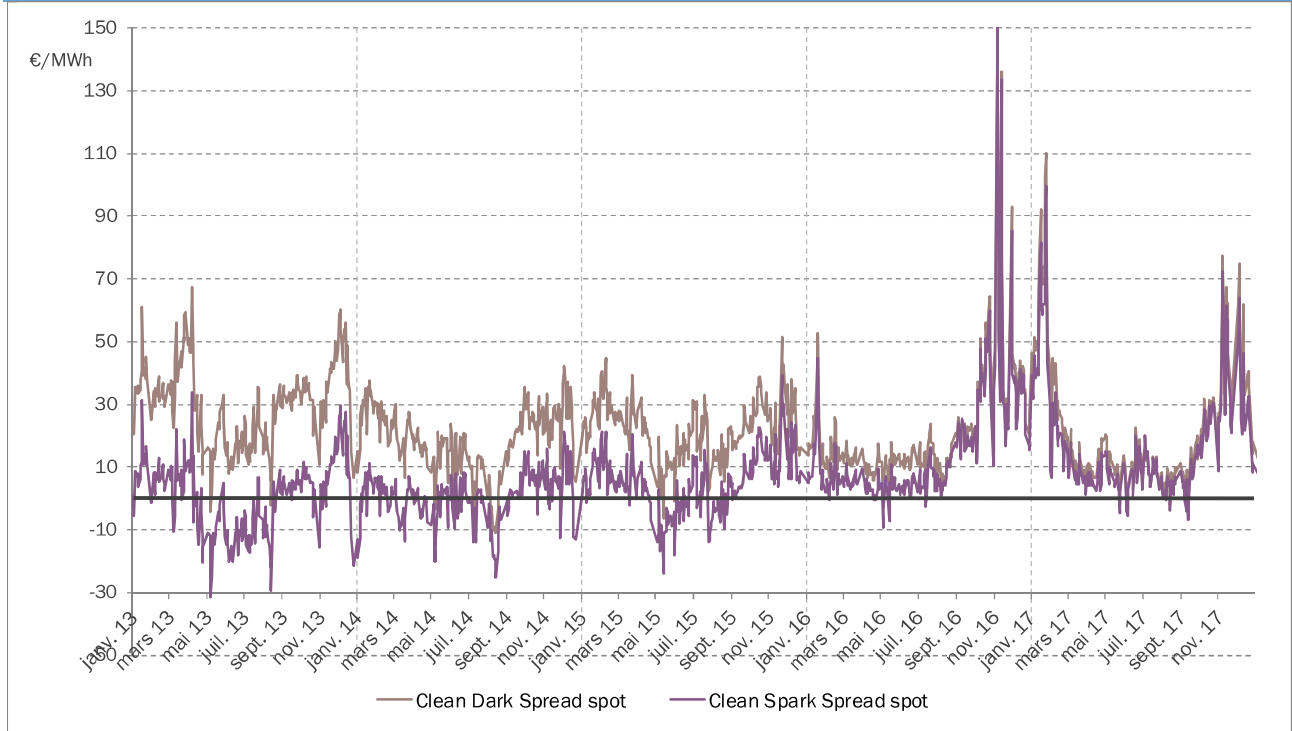
CDS (€/MWh) = $p_E - (\alpha p_C + \beta p_{CO_2})$, avec p_E le prix *day-ahead* pointe de l'électricité en France, p_C le prix du charbon, p_{CO_2} le prix spot du CO_2 , α le rendement moyen d'une centrale à charbon (35 %) et β le facteur d'émission des centrales à charbon (0,96 t CO_2 /MWh). Les 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 CO_2 , γ le rendement moyen d'une centrale à gaz (52 %) et δ le facteur d'émission des centrales à gaz (0,43 t CO_2 /MWh)

De la même façon, le *clean dark spread* affiche des valeurs largement positives sur toute l'année (Graphique 16) et les centrales au charbon ont une bonne rentabilité théorique sur 2017. Le taux de production de la filière charbon s'élève en moyenne à 37 % contre 26 % en 2016 (Graphique 17). La production reste néanmoins plus faible en volume que celle du gaz s'établissant à 9,7 TWh en 2017.

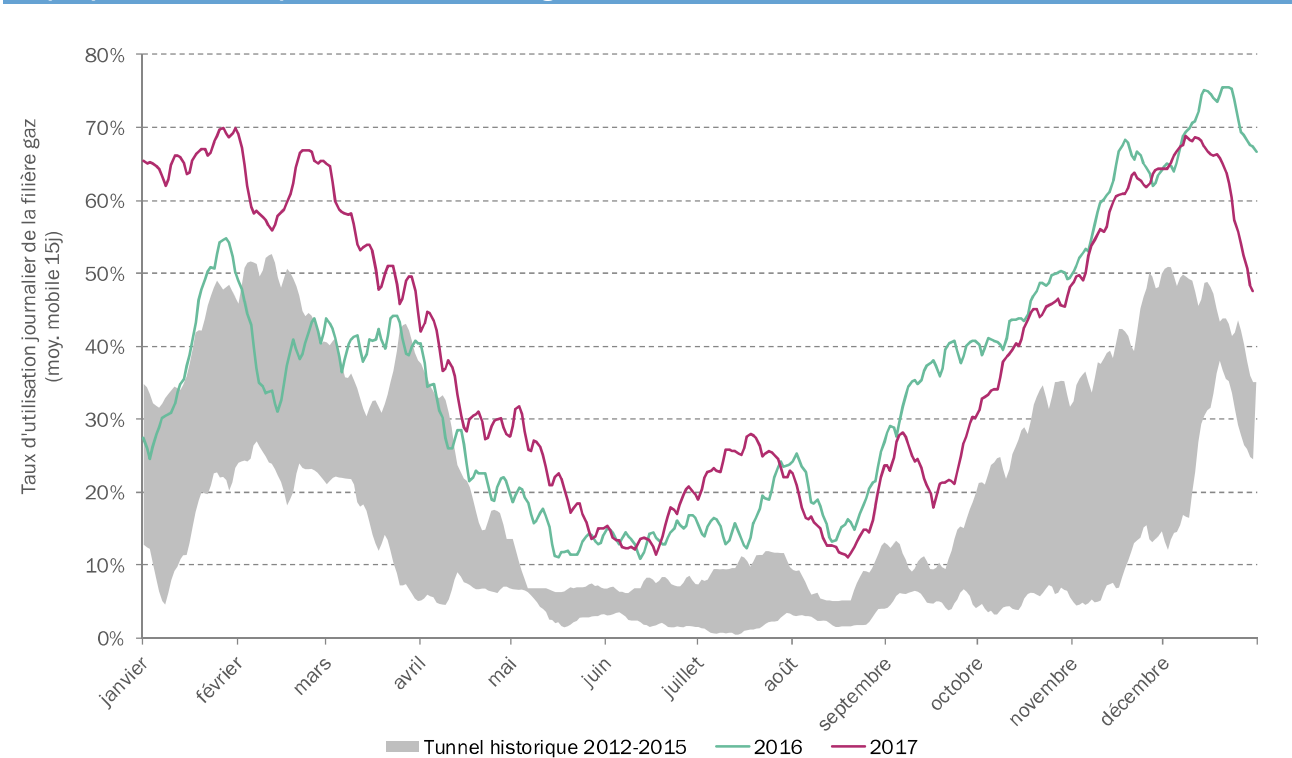
Les taux de production du gaz et du charbon marquent enfin un rebond très net au cours de l'automne 2017 dans le contexte de chute de la production de la filière hydraulique.

Graphique 16 : Clean dark et spark spreads spot pointe



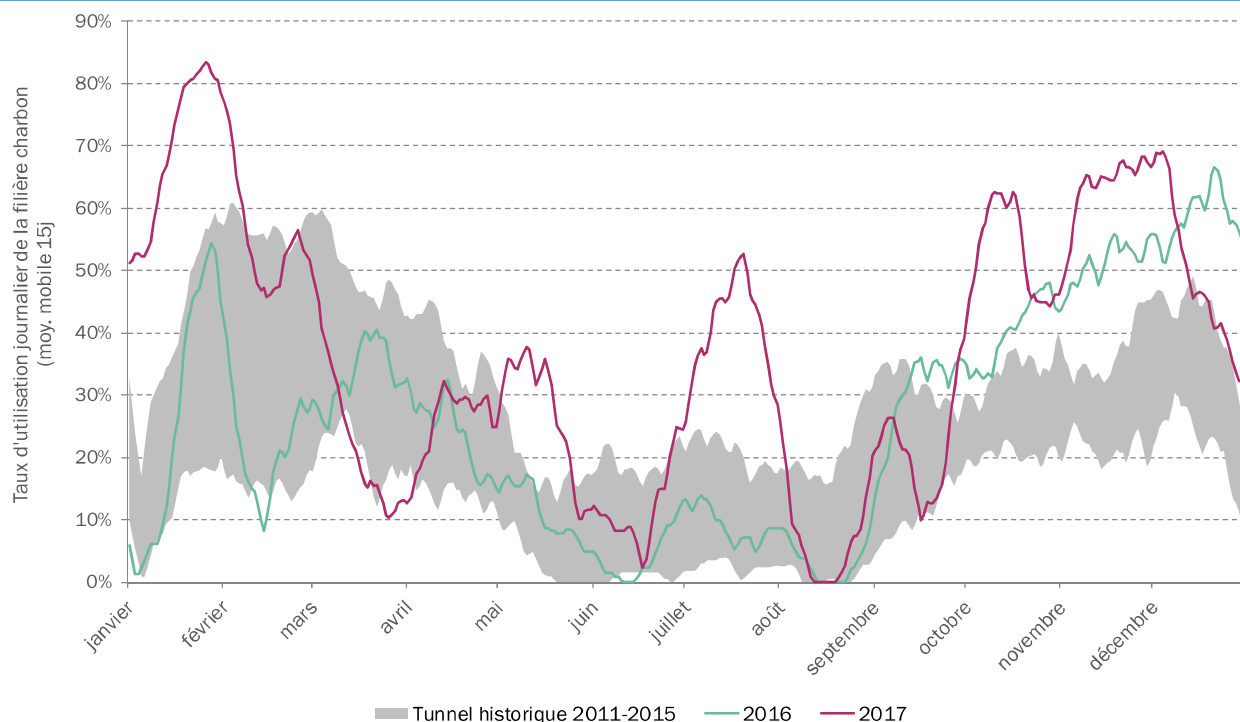
Source : ECX, Heren, Powernext, EPEX Spot – Analyse CRE

Graphique 17 : Taux de production de la filière gaz



Source : RTE – Analyse : CRE

Graphique 18 : Taux de production de la filière charbon



Source : RTE – Analyse : CRE

1.5 Une filière nucléaire marginale 11% du temps seulement en 2017

Une filière de production est dite marginale lorsque la dernière unité de production appelée pour satisfaire la demande appartient à cette filière. Son coût marginal de production détermine alors en théorie le prix du marché sur l'enchère *day-ahead* d'EPEX SPOT.

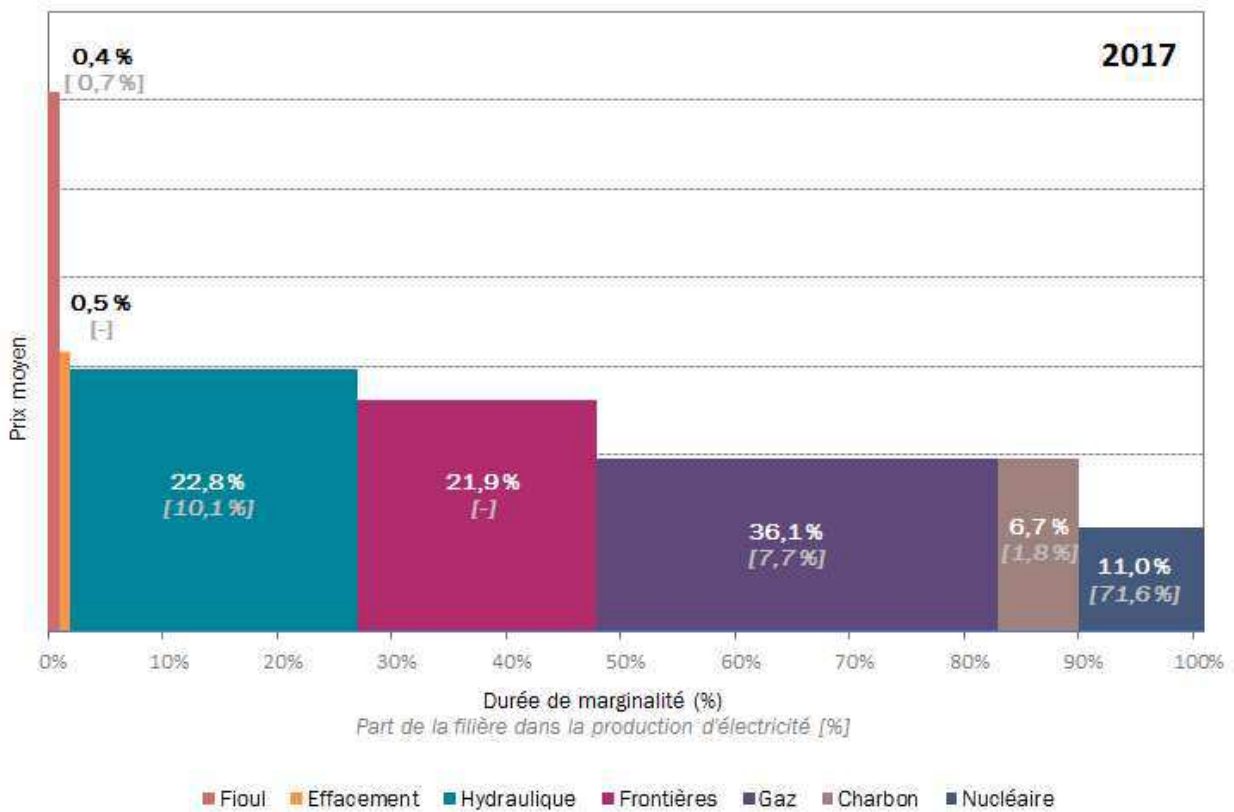
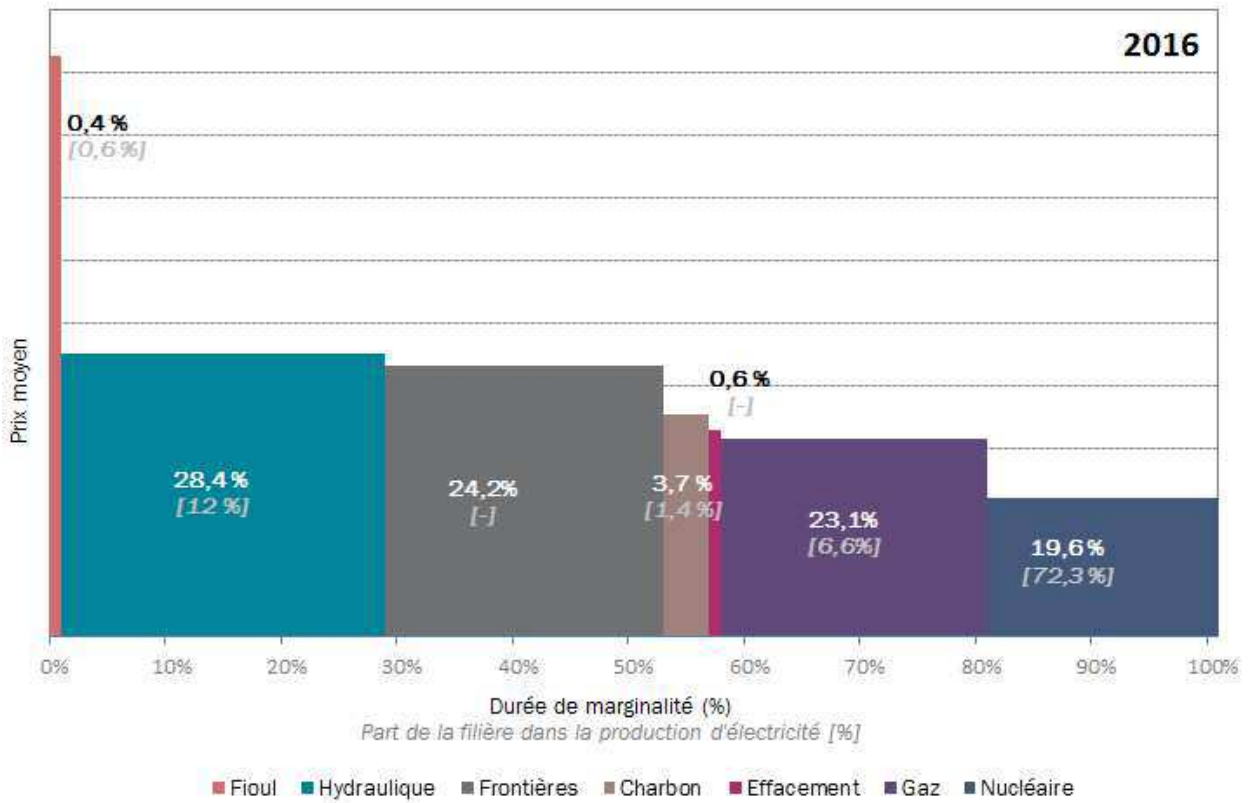
Dans le contexte de faible disponibilité, les centrales nucléaires n'ont été marginales que 11% du temps au cours de l'année 2017 (Graphique 15), soit une fréquence quasiment deux fois plus faible que celle de l'année précédente (20%).

De même, le contexte de faible hydraulité a entraîné un recul de la marginalité de la filière hydraulique (moins d'un quart du temps en 2017, un recul de cinq points par rapport à 2016).

Cette baisse a été compensée par la sollicitation plus importante des centrales à gaz, marginales plus souvent : 36 % du temps en 2017 contre 23% en 2016. Pour mémoire, la filière gaz n'était marginale que 16% du temps en 2015. De même, les centrales à charbon sont plus souvent présentes pour déterminer le prix, 7% du temps en 2017 (4 % en 2016). La marginalité de la filière charbon reste néanmoins faible, en cohérence avec la capacité installée.

Enfin, les échanges aux frontières ont été estimés comme étant déterminants pour la formation du prix 22 % du temps, soit un léger recul par rapport à 2016 (24 %).

Graphique 19 - Marginalité des différentes filières de production en 2016 et 2017



Sources : EPEX SPOT, RTE, Producteurs

2. DES PRIX DE GROS DE L'ELECTRICITE EN FORTE HAUSSE EN DEBUT ET FIN D'ANNEE

2.1 Des prix spot à des niveaux élevés au premier et quatrième trimestre 2017 avec des épisodes de pics de prix en raison des indisponibilités nucléaires

Le prix spot base moyen de l'année 2017 a connu une forte hausse pour s'établir à 44,99 €/MWh, soit une augmentation de 23 % par rapport à 2016. Les prix infra-journaliers se sont établis à 45,05 €/MWh en moyenne en 2017 et ont suivi l'évolution des prix spot base. Le prix du produit spot pointe a également fortement augmenté (+ 17 %) pour atteindre le niveau de 53,66 €/MWh.

L'année 2017 a débuté par un épisode de pic de prix dans la continuité de celui de la fin de l'année précédente avec des prix spot dépassant régulièrement les 100 €/MWh (Graphique 20). 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.

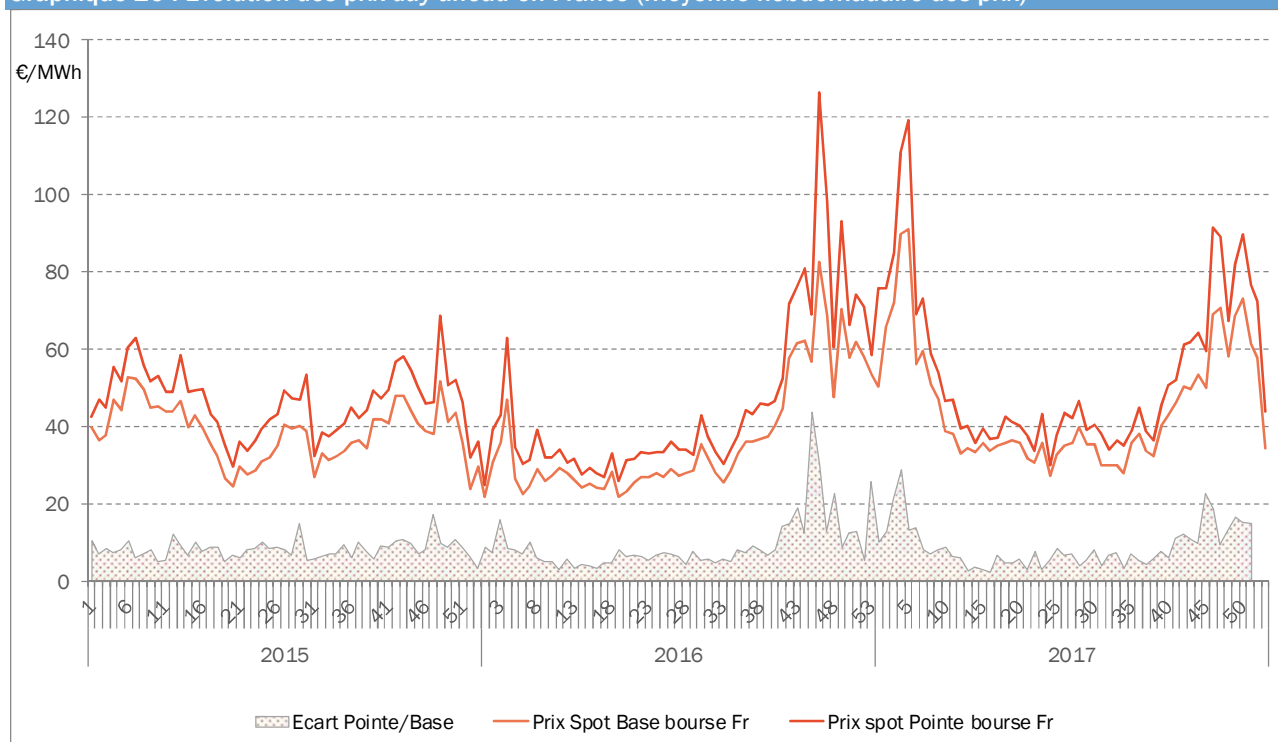
Durant les périodes où le système est moins tendu, c'est-à-dire durant le printemps et l'été, les prix ont décliné avec une moyenne *day-ahead* s'établissant à 36,2 €/MWh. Néanmoins en comparaison avec l'année 2016 sur la même période, ce prix moyen augmente d'environ 5 €/MWh. Cette forte augmentation est à relier à la faible production hydraulique et à la plus forte sollicitation des moyens thermiques, plus coûteux. Le début du mois d'octobre a connu une nouvelle chute de la disponibilité nucléaire et une montée concomitante des prix. Le prix moyen sur la fin d'année 2017 est de 59,3 €/MWh avec des épisodes de forte volatilité.

Tableau 2 : Prix moyen *day-ahead* et *intraday*

Période	Prix Day-Ahead moyen	Prix Intraday moyen
2015	38,56 €/MWh	38,76 €/MWh
2016	36,68 €/MWh	36,86 €/MWh
2017	44,98 €/MWh	45,05 €/MWh

Source : EPEX SPOT

Graphique 20 : Évolution des prix *day-ahead* en France (moyenne hebdomadaire des prix)



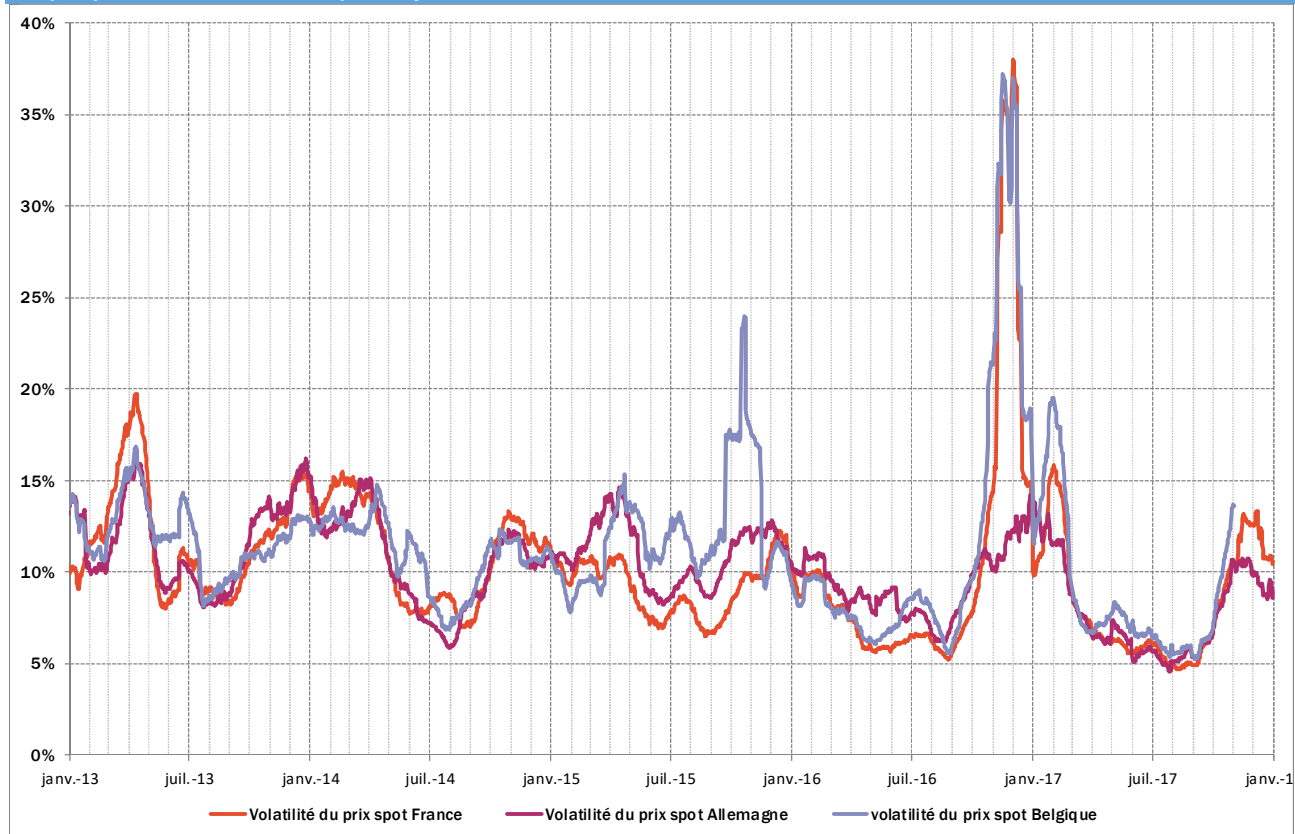
Source : EPEX SPOT

L'enchère d'EPEX SPOT a connu, au cours du mois de janvier, une situation de tension particulière qui est comparable à celle du mois de novembre 2016. La faible disponibilité du parc nucléaire et les températures basses ont entraîné plus d'une semaine de prix spot élevés entre le 17 et 26 janvier 2017. En particulier, entre le 24 et le 26 janvier 2017, les prix du produit *day-ahead* base dépassent 100 €/MWh et plus de 120 €/MWh pour la pointe. Des moments de fortes tensions dans le prix ont également été observés durant la fin de l'année et au début de l'hiver 2017/2018, à savoir le 8 et 9 novembre et le 5 décembre 2017 avec des prix dépassant 100 €/MWh pour la

pointe et qui oscillent autour de 90 €/MWh pour la base. Ce type d'évènement de marché fait l'objet d'analyses spécifiques par la CRE.

Enfin, ces épisodes de tension sur les prix se retrouvent dans une volatilité élevée du marché français au cours du premier et dernier trimestre 2017. Les tensions sur le marché français ont mécaniquement entraîné les marchés frontaliers dans leur mouvement et plus particulièrement le marché belge (Graphique 21).

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 à la baisse en 2017

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 – coûts pendant ces périodes en 2017 a été de 1,5 %, c'est-à-dire un niveau inférieur à celui observé en 2016 qui était de 2,9 % (5,3 % en 2015) (cf. rapports de surveillance 2017-2016 et 2016-2015). Depuis que la CRE mesure cet indicateur, c'est-à-dire 2008, il n'a jamais dépassé les 6,5 %. Les différents écarts rendus publics dans les rapports de surveillance successifs sont repris dans le tableau suivant.

Tableau 3 : Evolution des écarts prix – coûts d'EDF

Année	Ecart prix-coûts
2008	6,0%
2009	6,5%
2010	3,2%
2011	5,0%
2012	2,2%
2013	4,5%
2014	5,5%
2015	5,3%
2016	2,9%
2017	1,5%

Sans préjuger de contrôles complémentaires, la CRE considère que l'écart moyen mesuré en 2017 ne traduit pas l'exercice d'un pouvoir de marché.

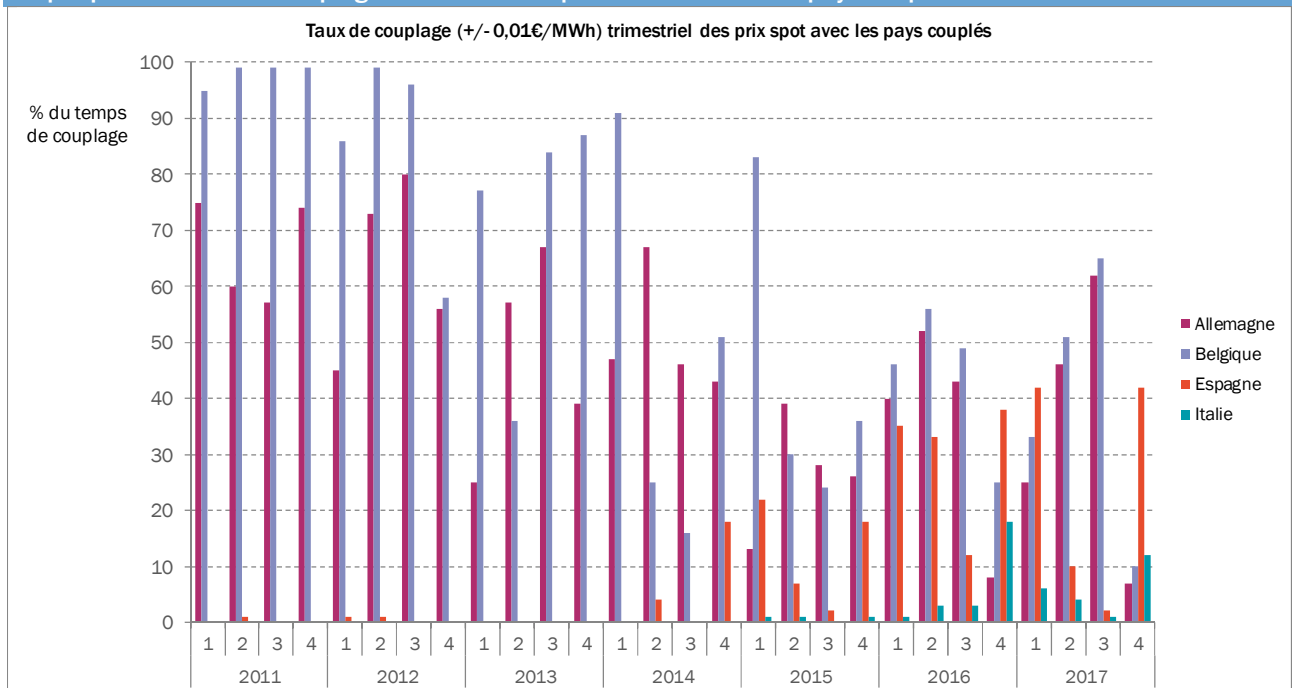
2.3 Des taux de couplage contrastés selon les périodes de volatilité des prix spot français

Les différentiels de prix spot augmentent en 2017 par rapport à l'année précédente sur toutes les frontières, à l'exception de la frontière franco-anglaise (Graphique 27) et franco-suisse (Graphique 28), dont le différentiel en valeur absolue des prix diminue de respectivement 2,1 et 20,2 €/MWh. Les plus fortes augmentations des écarts absolus des prix en moyenne ont été enregistrées sur les frontières avec l'Allemagne (Graphique 23) et l'Espagne (Graphique 25) avec une augmentation de plus de 3 €/MWh puis avec l'Italie (Graphique 26) et la Belgique (Graphique 24), avec une hausse des écarts absolus de 1,9 €/MWh et 1,6 €/MWh.

Les mouvements des écarts de prix moyens ont été particulièrement marqués au cours des premier et dernier trimestre 2017 notamment aux frontières allemande, belge, espagnole et britannique. Pour les frontières avec l'Italie, l'Angleterre et l'Espagne, des écarts importants et constants sont à noter durant le deuxième et troisième trimestre 2017. Cette situation est due à la forte augmentation des prix moyens en France en 2017 (cf. 2.1).

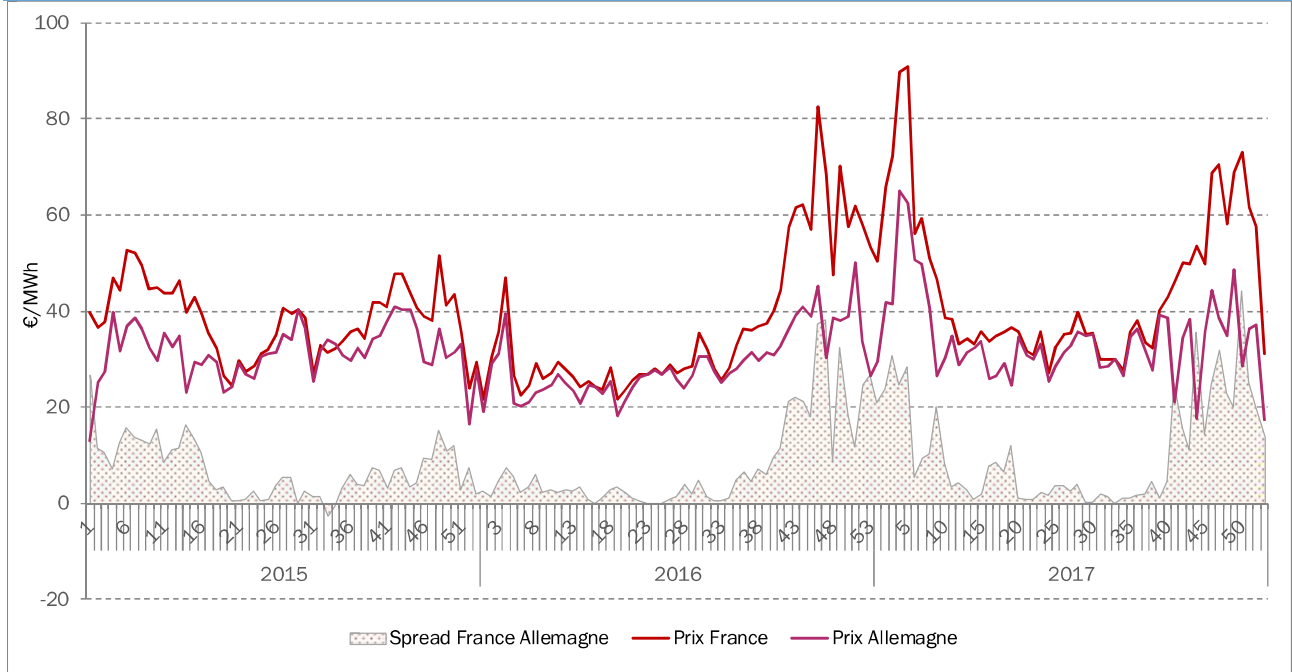
Les taux de couplage sont à l'image des *spreads* avec les pays frontaliers qui présentent la même dichotomie entre les périodes de début et fin d'année 2017 et les deux trimestres centraux. En effet, de bons taux de couplage ont été observés par rapport à 2016 pour l'Allemagne et la Belgique durant le T2 et T3 2017 (avec respectivement 46 et 62 % pour l'Allemagne et 51 et 62 % pour la Belgique). Ces taux sont à relier aux faibles *spreads* avec ces pays durant cette période. A contrario, la France a un taux de couplage très faible avec l'Espagne ou l'Italie autour de 5 %. Ces taux sont en lien direct avec les écarts de prix constants avec ces pays. En ce qui concerne les trimestres de début et de fin d'année, le couplage à la frontière espagnole augmente considérablement, pour atteindre des valeurs de 42 %. Pour la Belgique, le couplage chute au T1 et T4, notamment durant le T4 avec un couplage qui perd 55 points. Les taux de couplage France-Allemagne sont bas au premier trimestre et, surtout, au dernier trimestre 2017, dans le contexte de forte volatilité des prix français rappelé supra.

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



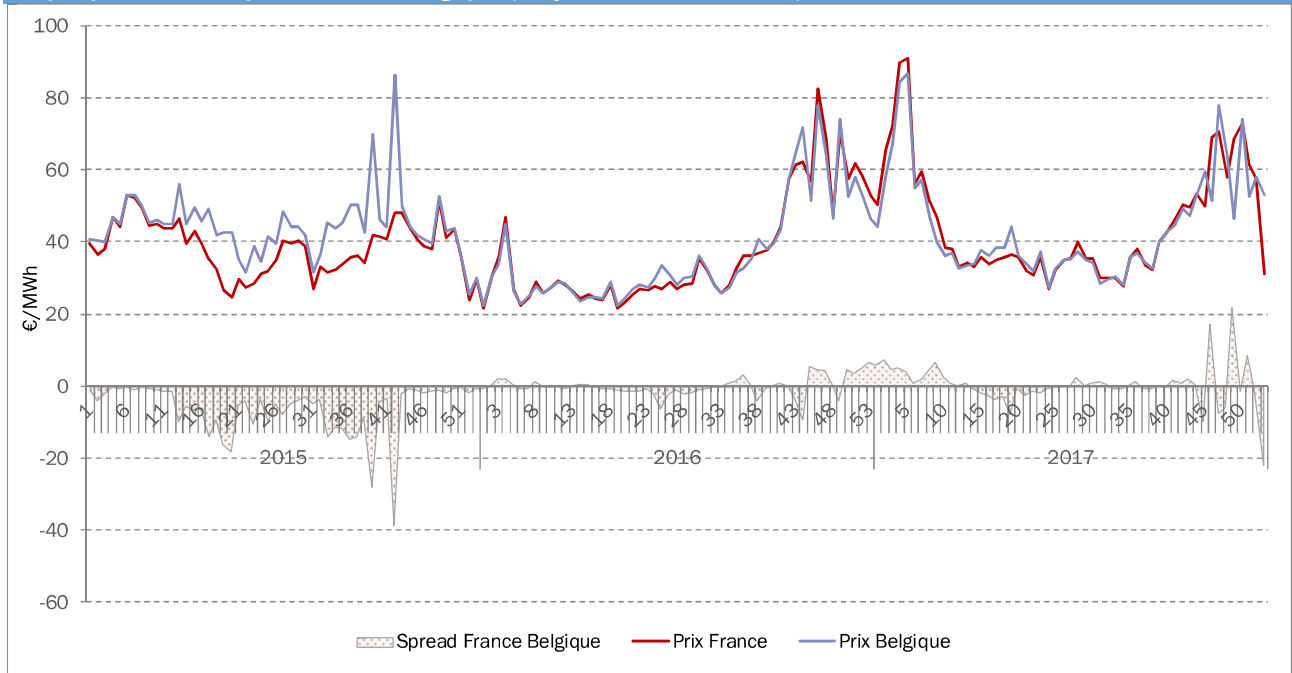
Source : EPEX SPOT, Belpex, OMEL, IPEX

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



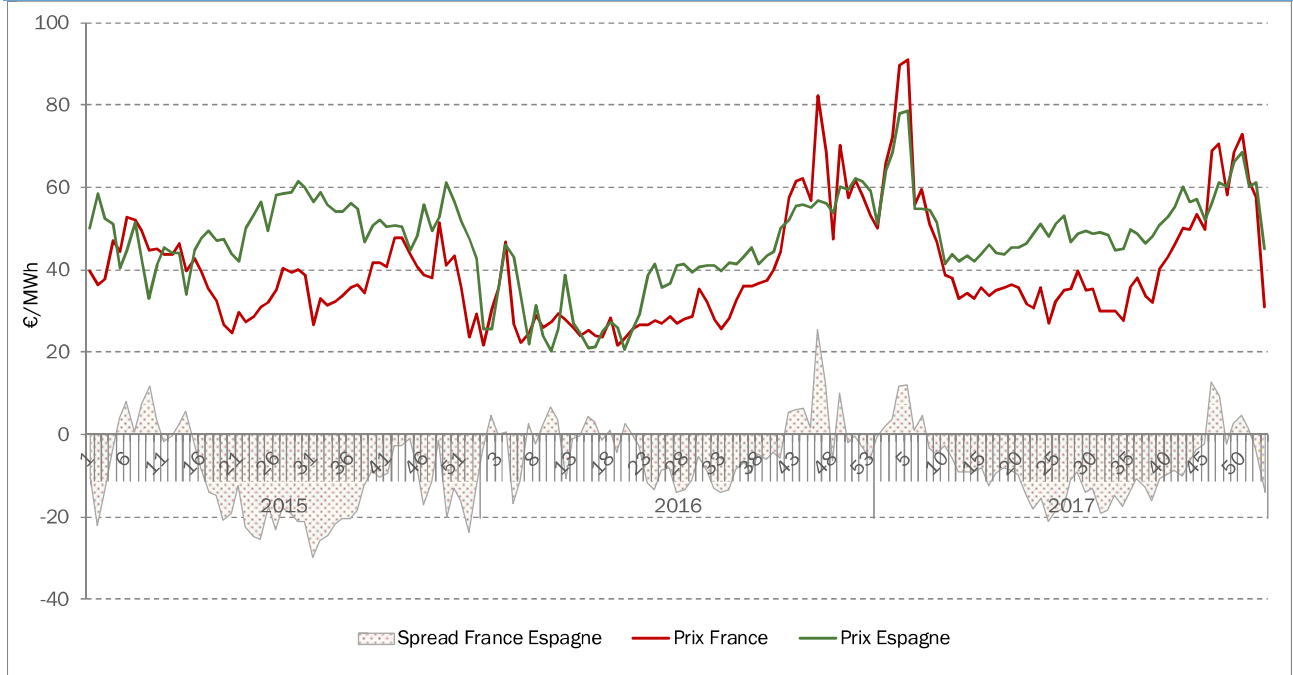
Source : EPEX SPOT

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



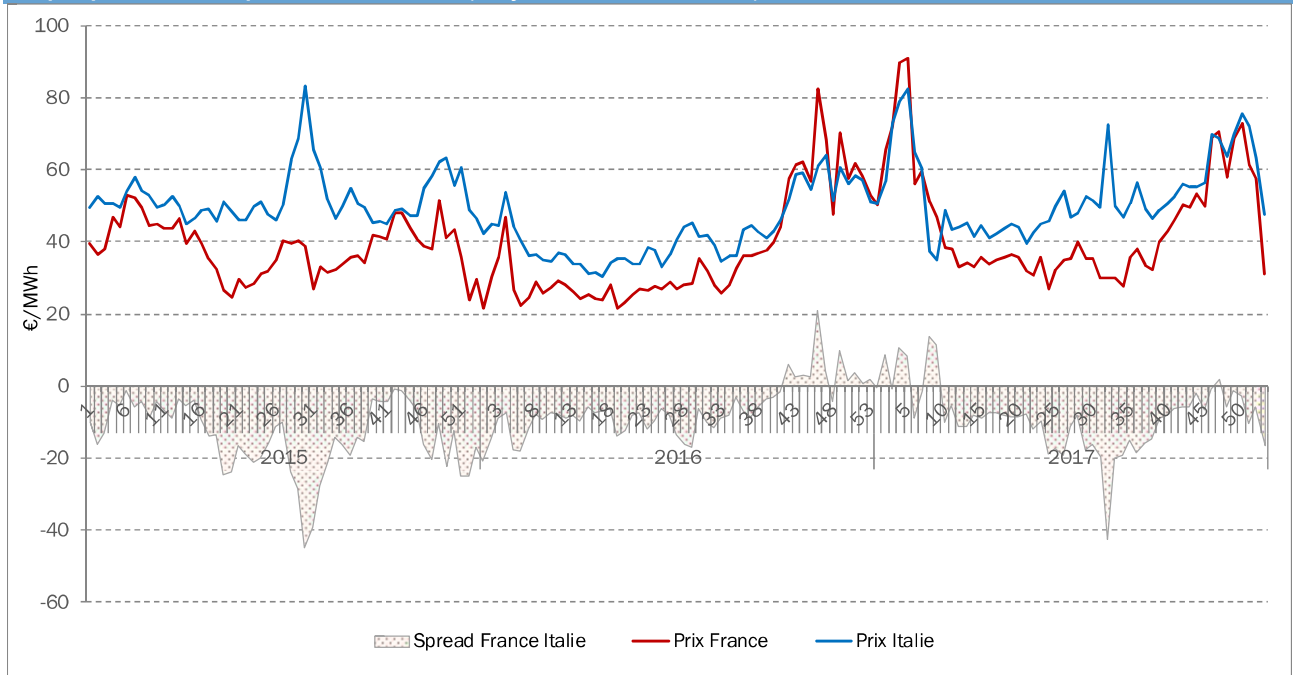
Source : EPEX SPOT, Belpex

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



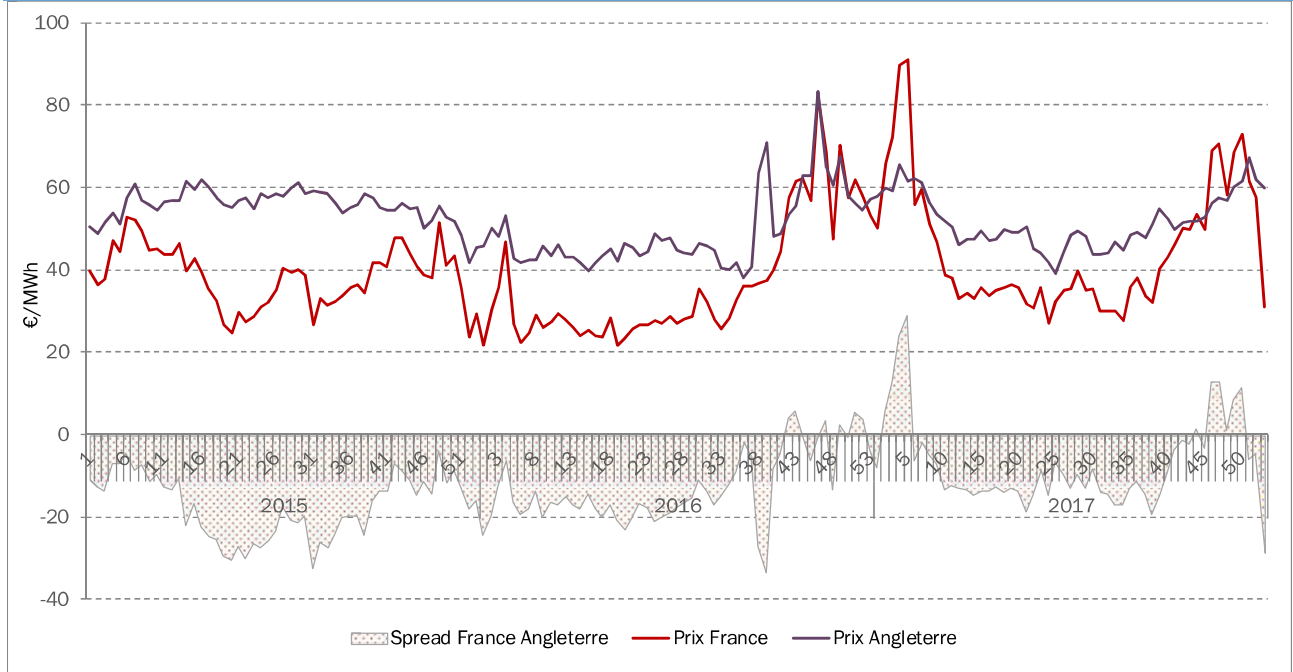
Source : EPEX SPOT, OMEL

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



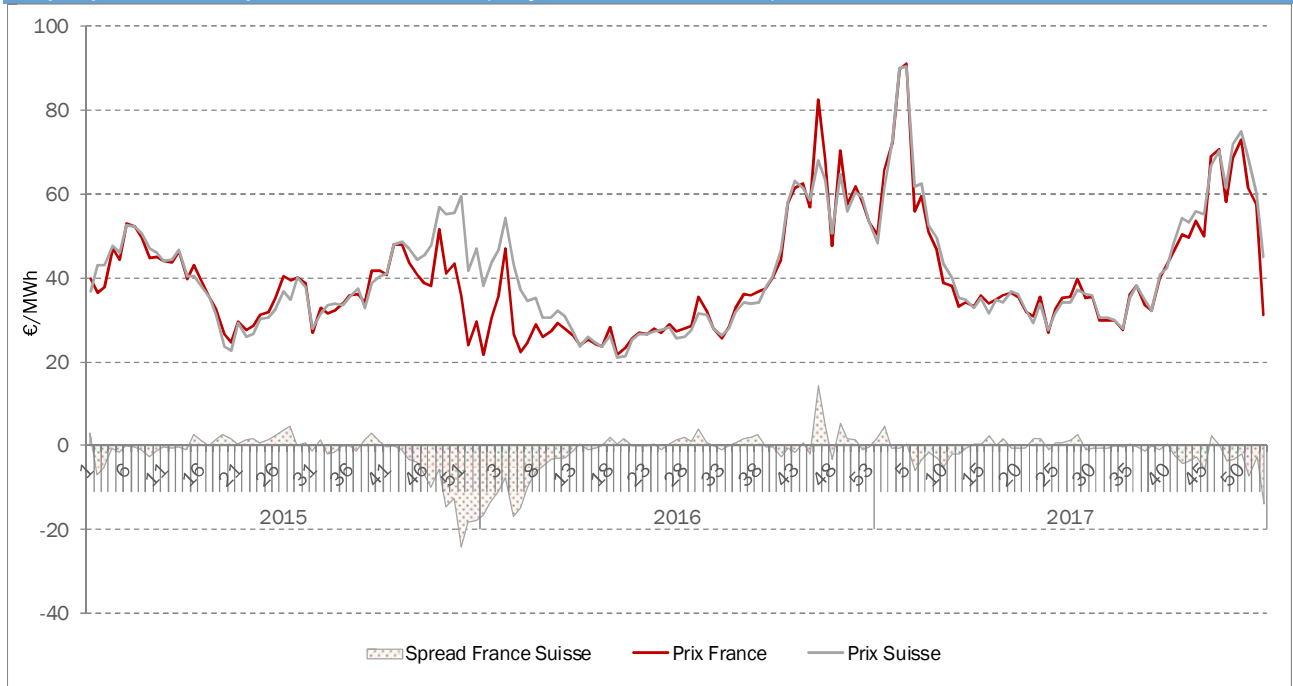
Source : EPEX SPOT, IPEX

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



Source : EPEX SPOT, APX

Graphique 28 : Prix spot France et Suisse (moyenne hebdomadaire)

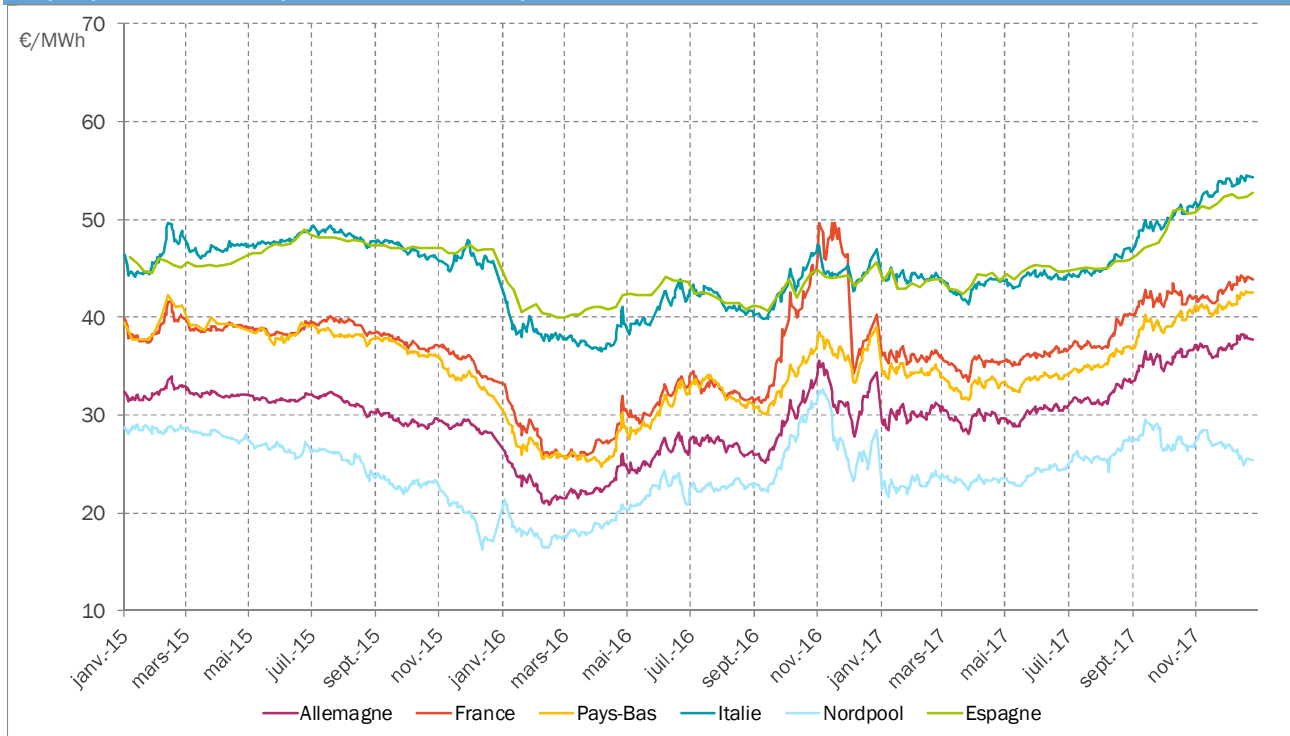


Source : EPEX SPOT

2.4 Des prix de gros à terme en France et en Europe en hausse constante tout au long de l'année 2017

Les prix des produits à terme pour livraison en Y+1 en Europe ont connu au cours du premier trimestre 2017 une légère baisse avec un minimum vers mi-mars en raison de la faiblesse des cours du gaz et du charbon. Cette tendance s'inverse à partir de cette date (Graphique 29). C'est ainsi que tous les cours des produits Y+1 en Europe sont dans une nette tendance à la hausse. Cette hausse est constante durant les trois autres trimestres de 2017 en raison de la remontée des cours des prix des combustibles à partir du printemps. À partir d'août 2017, les différentes annonces concernant des indisponibilités des moyens de production nucléaires en France (cf.1.2) entraînent des variations volatiles du marché à terme français.

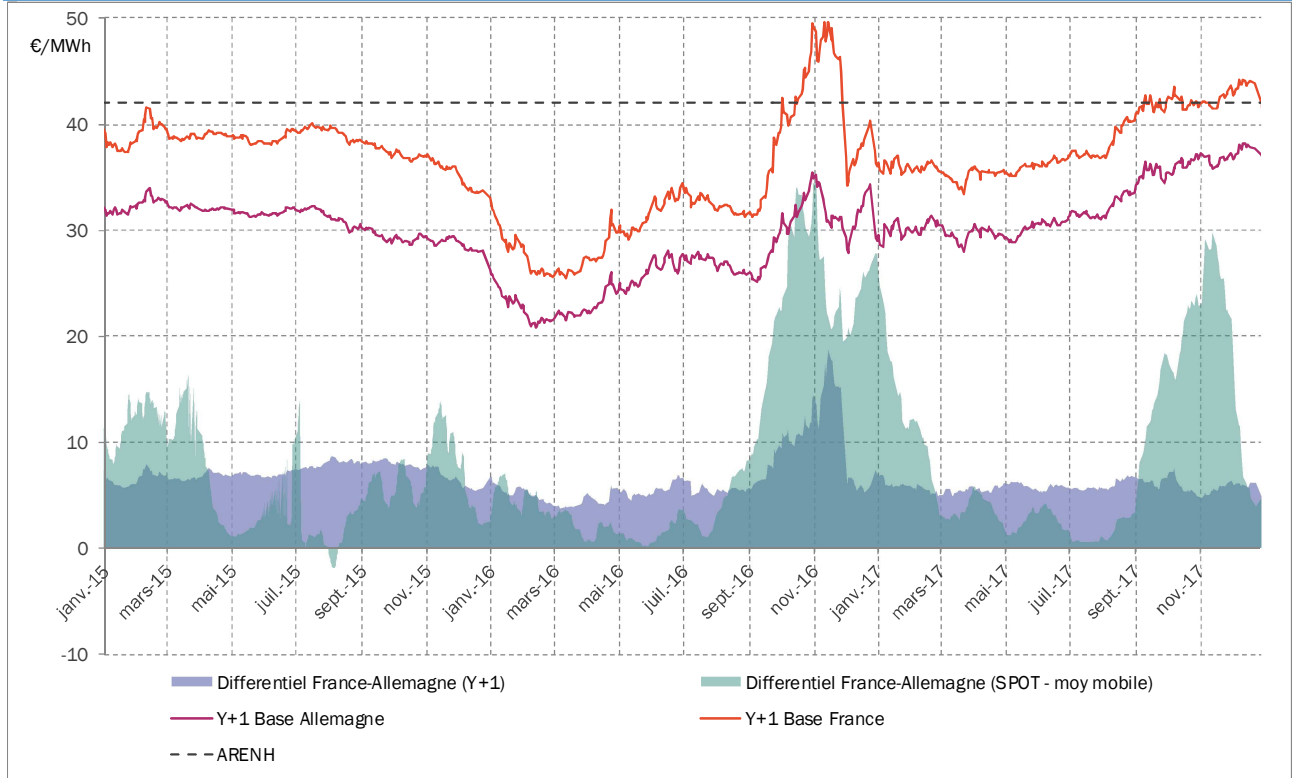
Graphique 29 : Prix des produits Y+1 en Europe



Source : EPD, ICE Endex, Heren

Le différentiel des prix des produits à terme entre l'Allemagne et la France est en baisse avec une diminution de 5 % en 2017 par rapport à 2016. Les incertitudes en lien avec les indisponibilités du parc nucléaire français durant l'automne 2016 se sont dissipées fin 2016. L'écart de prix France-Allemagne s'est ainsi résorbé à la fin de 2017 pour revenir à des fluctuations stables autour d'un niveau moyen de 5,9 €/MWh en 2017 (contre 6,8 €/MWh en moyenne en 2016).

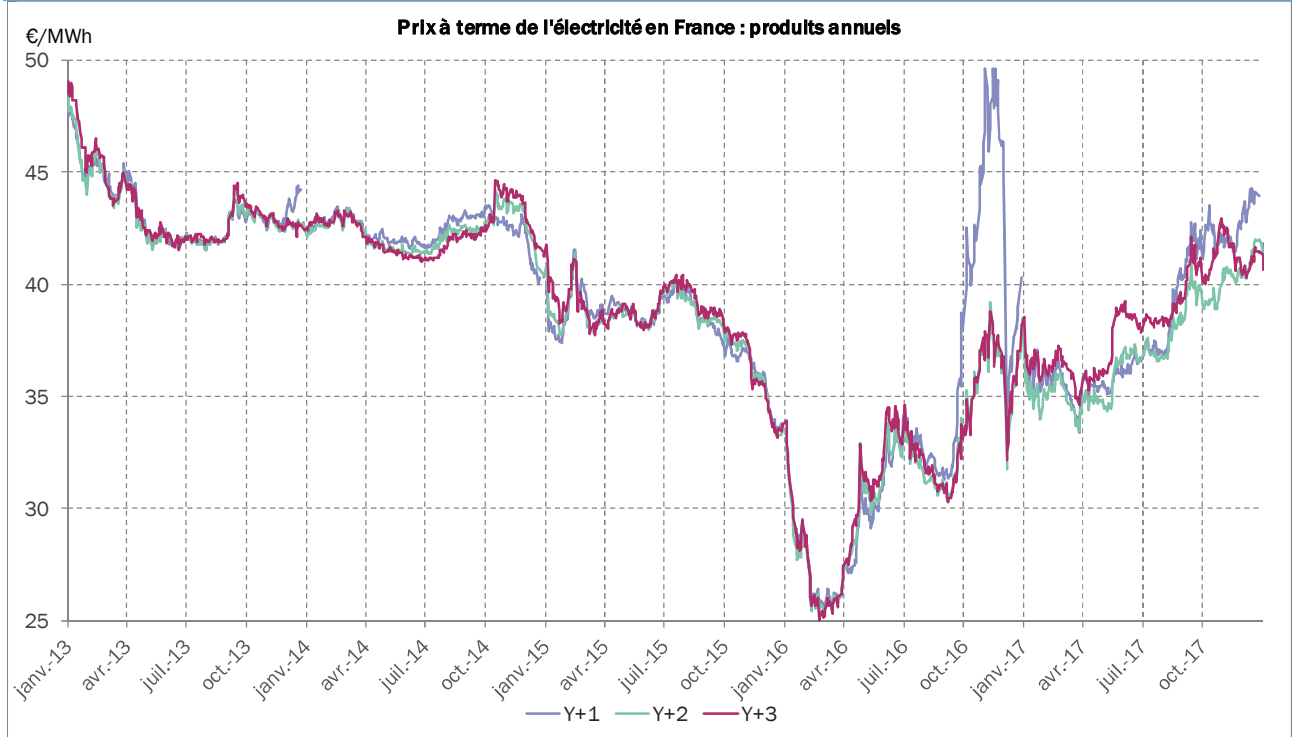
Graphique 30 : Prix et écart entre les produits calendaires français et allemand



Source : EPEX SPOT, EEX

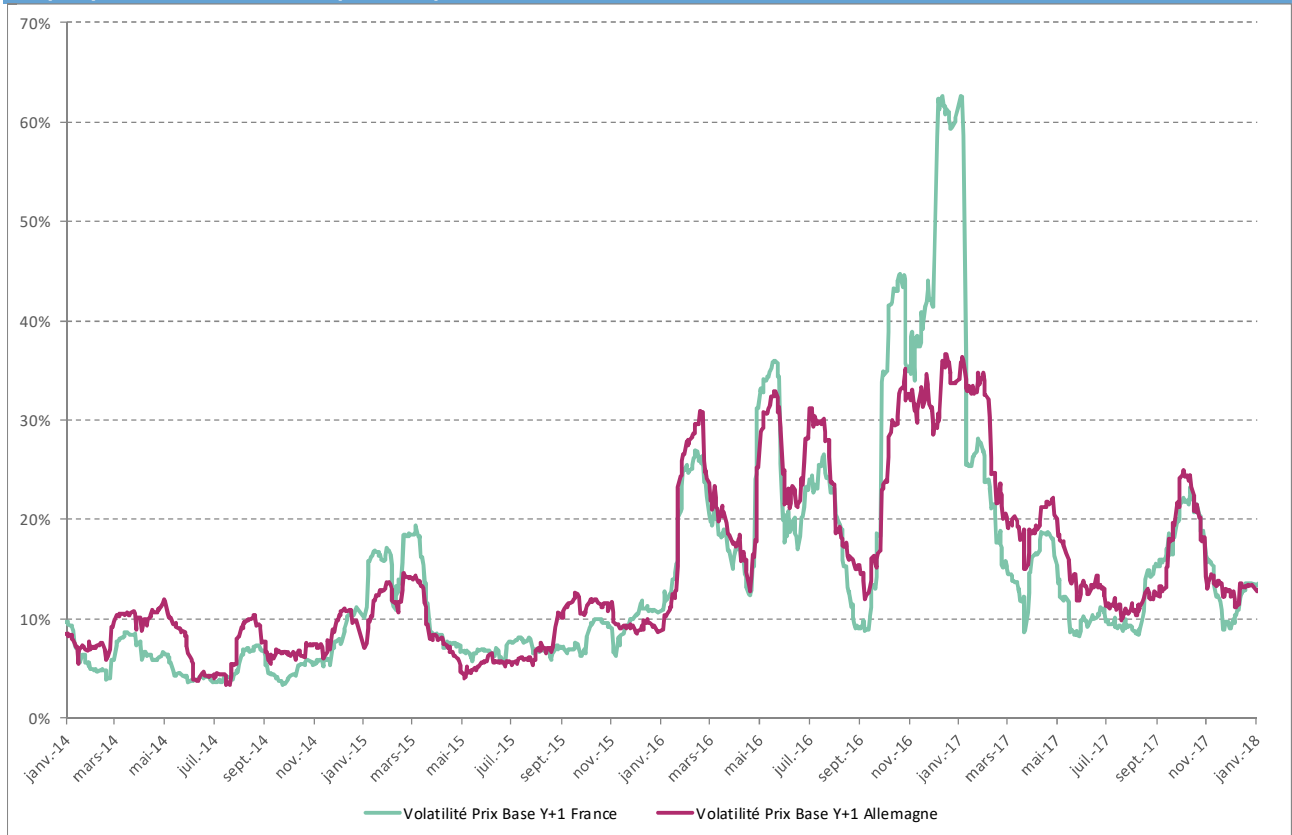
Les prix des produits calendaires en France à échéance à un, deux ou trois ans ont connu une hausse en particulier sur le second semestre dans le sillage des matières premières (gaz, charbon) et du CO₂. On peut néanmoins souligner que l'écart important constaté entre l'échéance 1 an et les échéances deux et trois ans, vu de fin 2016 pour l'année 2017, s'est résorbé en 2017 (pour les livraisons en 2018 et au-delà), dans le contexte de réduction des tensions liées aux incertitudes sur la disponibilité du parc nucléaire. Cette évolution est à mettre en regard des annonces de décembre 2016 et du premier trimestre 2017 concernant le redémarrage de réacteurs concernés par la problématique de ségrégation carbone (cf. supra). On peut néanmoins constater un regain de volatilité et un renchérissement des prix calendaires Y+1, en comparaison avec les échéances Y+2 et Y+3 à la fin de 2017, de nouveau en lien avec les annonces relatives au parc nucléaire (cf. 1.2).

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



Source : EEX

Graphique 32 : Volatilité des prix des produits calendaires



Source : EPEX Spot

Concernant spécifiquement la mesure de volatilité du produit calendaire, contrairement à l'année 2016, les volatilités des prix calendaires Y+1 français et allemand ont de nouveau été très proches en 2017, autour de 10 %, excepté le regain de tension évoqué précédemment avec un pic de volatilité en septembre 2017 autour de 25 % pour la France et l'Allemagne.

2.5 2017 : trois enchères de capacité desquelles se dégage une tendance à la hausse des prix des garanties

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'Union Européen en matière d'aides d'Etat, le mécanisme de capacité français.

Les principes de fonctionnement de ce marché ont été rappelés dans le précédent rapport sur le fonctionnement des marchés de gros (Section 3 page 45 : 2.5 Premiers échanges de garanties de capacité en 2016).

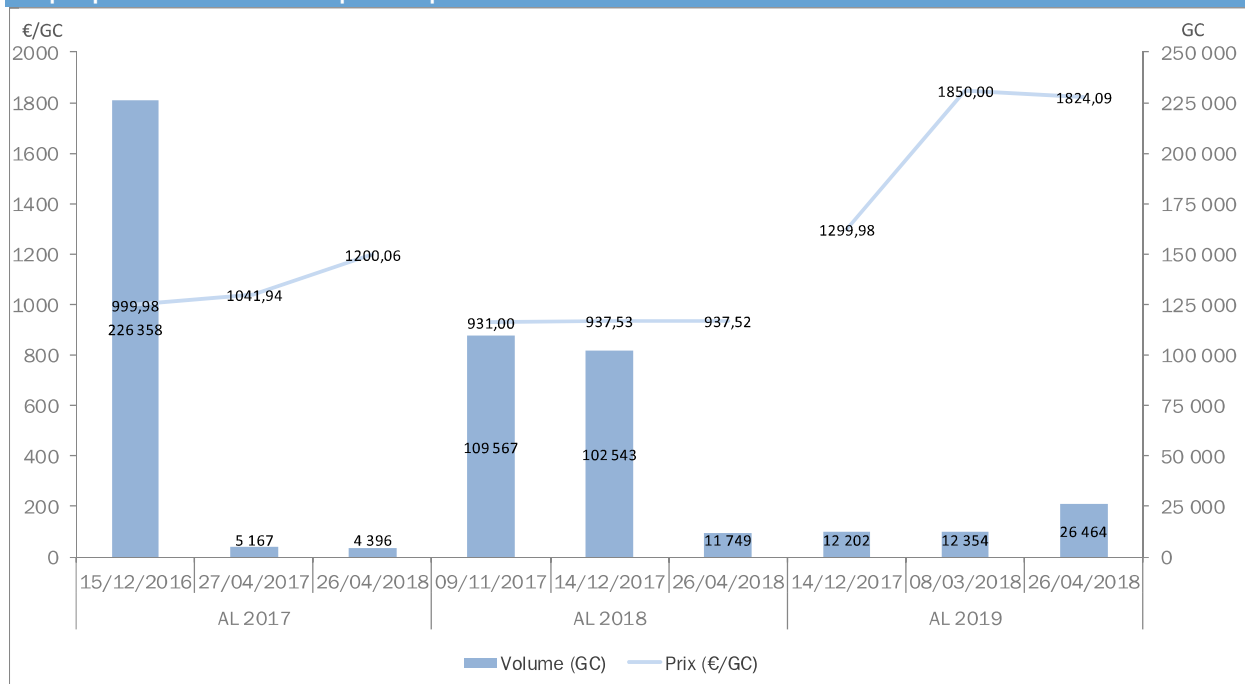
La première enchère de garantie de capacité a eu lieu en décembre 2016 pour uniquement l'année de livraison (AL) 2017. Trois autres enchères se sont déroulées sur le marché d'EPEX SPOT courant 2017 et à ce jour, se sont déroulées deux enchères en 2018 (8 mars et 26 avril).

Tableau 4 : Marché de capacité : calendrier des enchères d'EPEX SPOT

	Date enchère EPEX	AL 17	AL 18	AL 19	AL 20	AL 21	AL 22
2016	15/12/2016	X					
	27/04/2017	X					
2017	09/11/2017		X				
	14/12/2017		X	X			
2018	08/03/2018			X			
	26/04/2018	X	X	X			
	21/06/2018			X			
	13/09/2018			X			
	18/10/2018			X			
	13/12/2018			X	X	X	X

Si la première enchère a donné un niveau de prix de la garantie de capacité (GC) de près de 1 000 € et celles qui se sont déroulées en 2017 (pour livraison en 2018) de l'ordre de 930 €/GC, les enchères qui se sont déroulées fin 2017 et en mars et avril 2018 (pour livraison en 2019) se sont traduites par une hausse sensible des prix des garanties de capacité (1 850 €/GC pour l'enchère qui s'est déroulée en mars 2018). Ces résultats ont été obtenus dans un contexte de volumes échangés en net retrait par rapport à la première enchère de fin 2016 et à celles de novembre et décembre 2017 (Graphique 33). Les enchères analysées correspondent encore aux phases de démarrage du marché, puisque, en régime permanent, un produit aura au minimum 15¹⁶ enchères réparties sur 4 ans.

Graphique 33 : Marché de capacité : prix et volumes des enchères



* La séance du 26/04/2018 pour le produit AL 2017 est la première enchère à postériori de l'année de livraison avec tous les jours PP1 et PP2 (Période de Pointe : Jours de la période de livraison, utilisée pour le calcul de l'Obligation des Acteurs Obligés pour une Année de Livraison donnée) sont passés.

Source : EPEX SPOT

¹⁶ https://www.rte-france.com/sites/default/files/2016_11_29_regles_mecanisme_de_capacite_1.pdf



En tout état de cause, l'évolution du prix de la capacité constaté fait l'objet d'un examen attentif. Au titre des dispositions de l'article L.131-2 du code de l'énergie, la CRE surveille en effet le marché des garanties de capacité, pour lequel les interdictions et obligations prévues aux articles 3, 4 et 5 du règlement REMIT s'appliquent.

La CRE a engagé au premier trimestre 2018 des échanges avec les principaux acteurs présents sur les enchères de capacité qui se sont déroulées. 17 demandes d'information quantitatives et qualitatives sur les stratégies des acteurs ont ainsi été adressées.

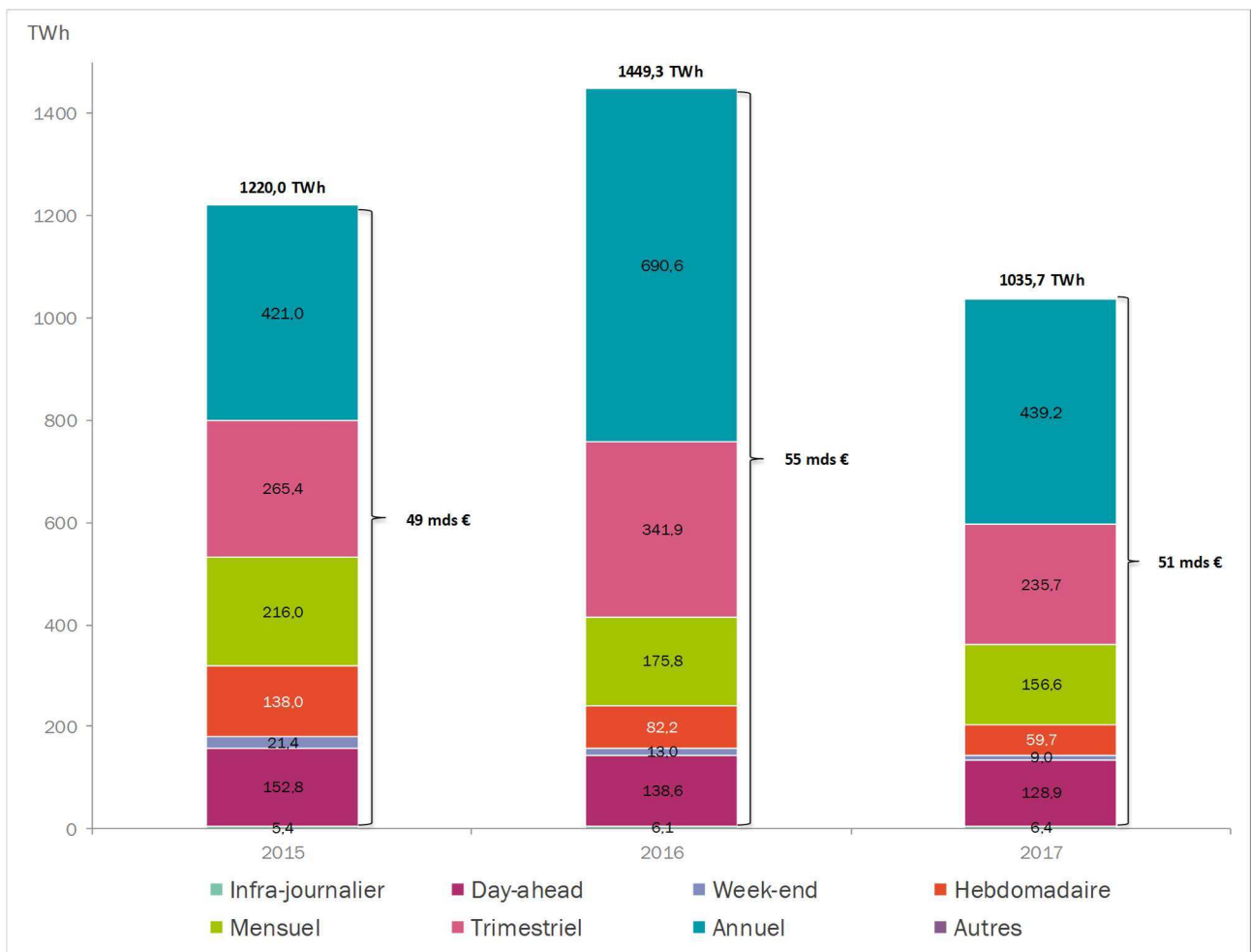
Les réponses précises donnent des détails sur les stratégies individuelles d'offre et des prix proposés. La plupart des acteurs n'ont pas formulé de remarques particulières sur les résultats des enchères, certains ayant néanmoins fait part de leurs interrogations sur la hausse constatée du prix.

La CRE poursuit des analyses détaillées sur les prix observés des enchères, et, en particulier, du résultat de la confrontation des différentes courbes d'offre et de demande des différents acteurs du marché.

3. BAISSÉ DES VOLUMES DE 38 % EN 2017 DANS UN CONTEXTE DE FORTES VARIATIONS DES PRIX

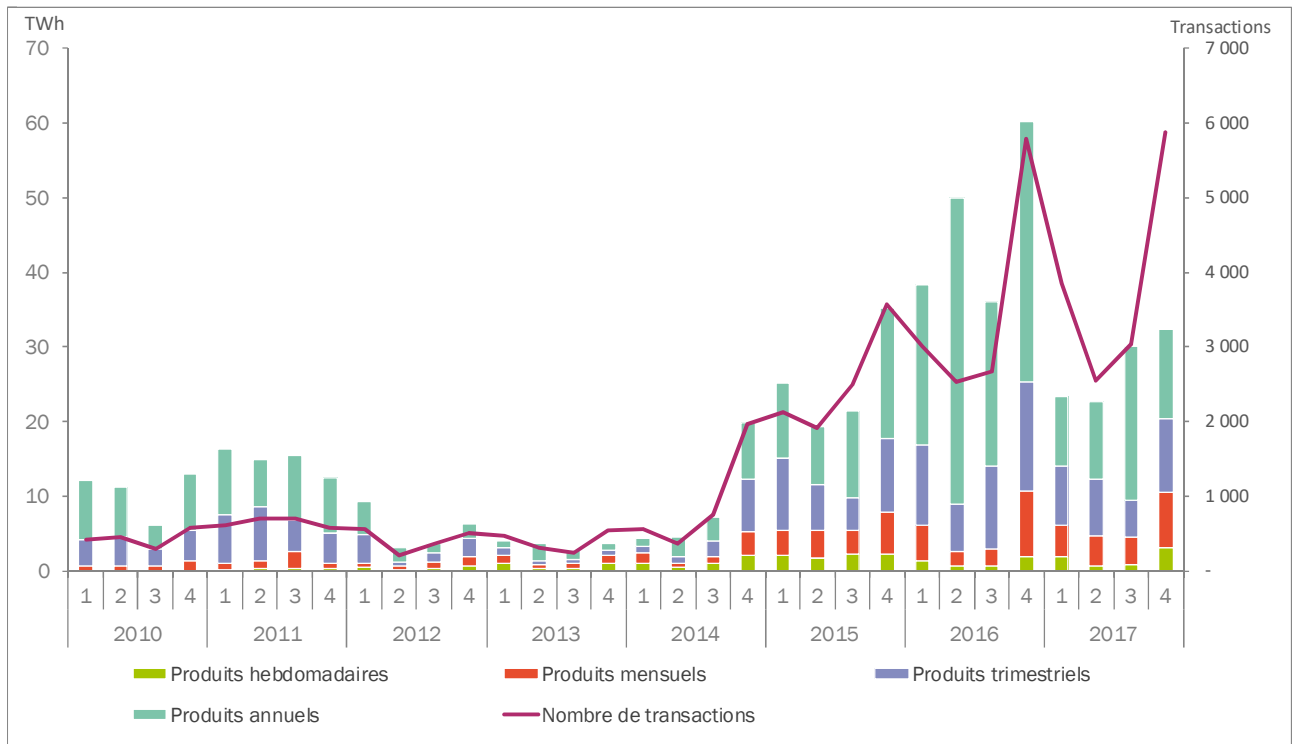
Après quatre années consécutives d'augmentation les volumes échangés sur les marchés de gros de l'électricité ont vu pour la première fois une baisse en 2017. Cette baisse est constatée sur tous les produits échangeables avec des impacts en volumes plus importants pour les produits annuels et trimestriels. Seuls les volumes des produits infra-journaliers sont en très légère hausse, mais ces volumes sont marginaux par rapport aux volumes échangés sur les marchés de gros de l'électricité (Graphique 34).

Graphique 34 : Volumes échangés sur les marchés de gros



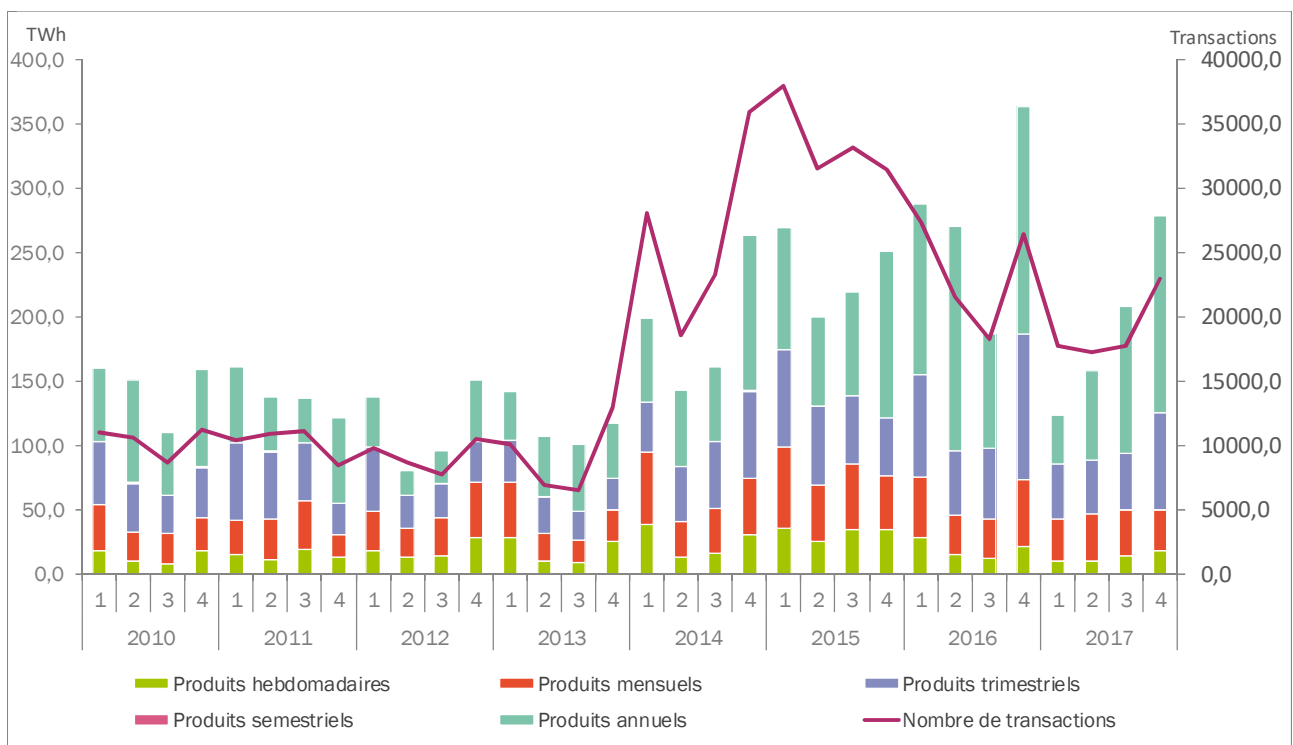
Source : EPEX SPOT, EEX, Courtiers

Graphique 35 : Volumes échangés sur la bourse du marché à terme



Source : EEX

Graphique 36 : Volumes échangés sur le marché à terme intermédié



Source : EEX, Courtiers

SECTION 4 LES MARCHES DE GROS DU GAZ NATUREL

1. FAIBLES RÉSERVATIONS DE STOCKAGE EN 2017

1.1 Dans un contexte de consommation stable et de faibles réservations de stockage, un bilan gazier marqué par un accroissement des approvisionnements en GNL et des exportations

En 2017, le bilan gazier s'inscrit en hausse avec des volumes d'approvisionnements et de débouchés qui progressent de 3,22 % par rapport à 2016 (Graphique 37).

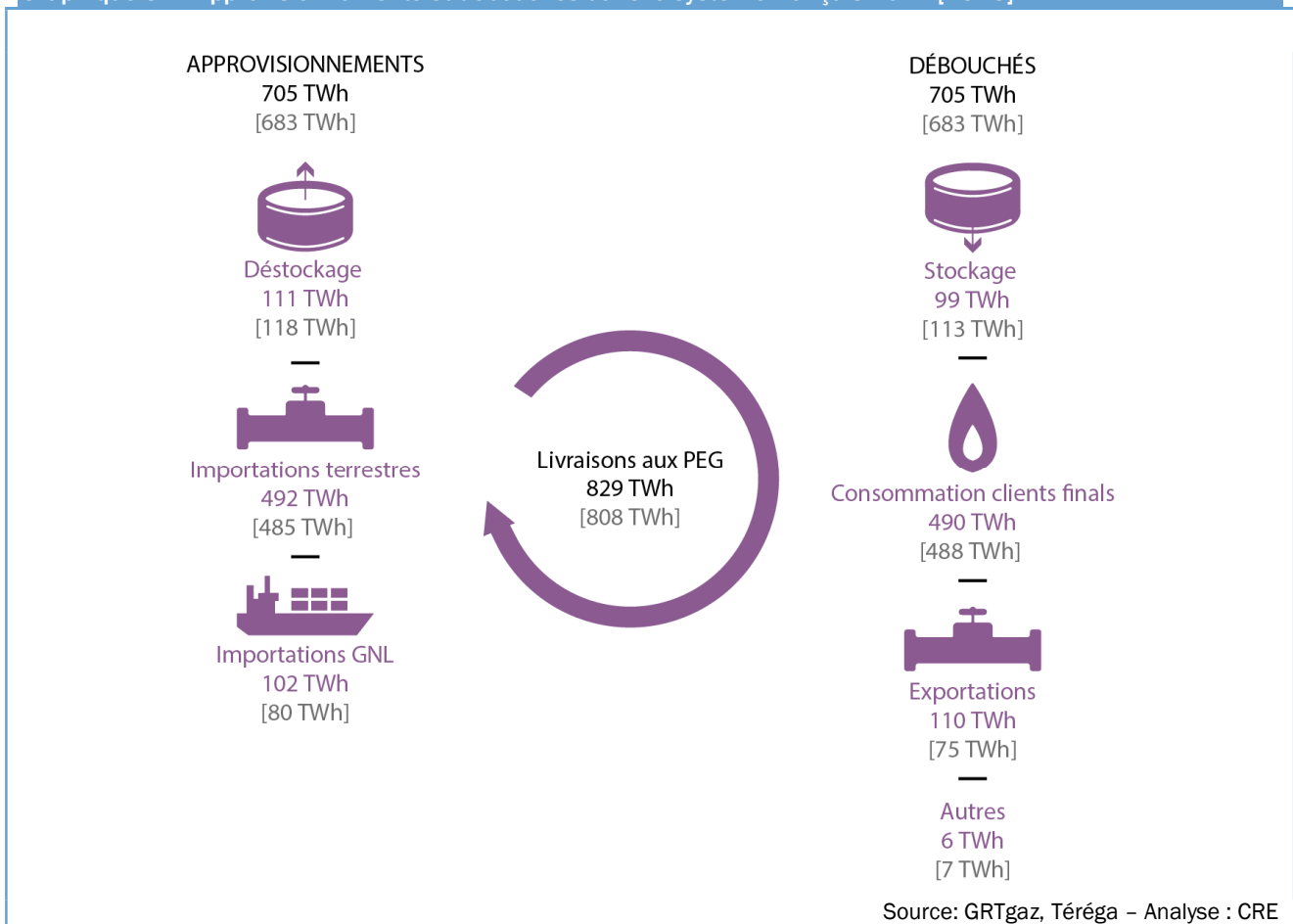
Dans un contexte de consommation des clients finals stable (+0,4%), l'augmentation globale des débouchés est liée à une forte hausse des exportations (+35 TWh soit +46 %),

L'approvisionnement est marqué par une augmentation importante des importations GNL (+27% par rapport à 2016), des importations terrestres stables (+0,4% par rapport à 2016) et une sollicitation moindre des stockages (-5,9% par rapport à 2016).

La zone Sud a connu un épisode de forte tension au début de l'année 2017, liée à un pic de froid en janvier combiné à un faible apport en GNL à Fos. Cela a entraîné un pic de prix sur la TRS ainsi que de nombreux phénomènes de congestions sur le réseau GRTgaz au sud-est.

L'été 2017 a été marqué par un approvisionnement en GNL conséquent, de faibles injections dans les stockages et d'importantes exportations (+ 125%) en particulier vers l'Espagne.

Graphique 37 : Approvisionnements et débouchés dans le système français 2017 [2016]



La consommation des sites fortement modulés a atteint 54 TWh en 2017, soit une hausse de 19 % par rapport à 2016 (Graphique 38). Sur le premier semestre de 2017 en particulier, la faible disponibilité nucléaire combinée à une consommation électrique relativement élevée a conduit à une sollicitation accrue des centrales électriques fonctionnant au gaz (26 TWh, soit + 78% par rapport au premier semestre de 2016).

Graphique 38 : Consommation des sites fortement modulés



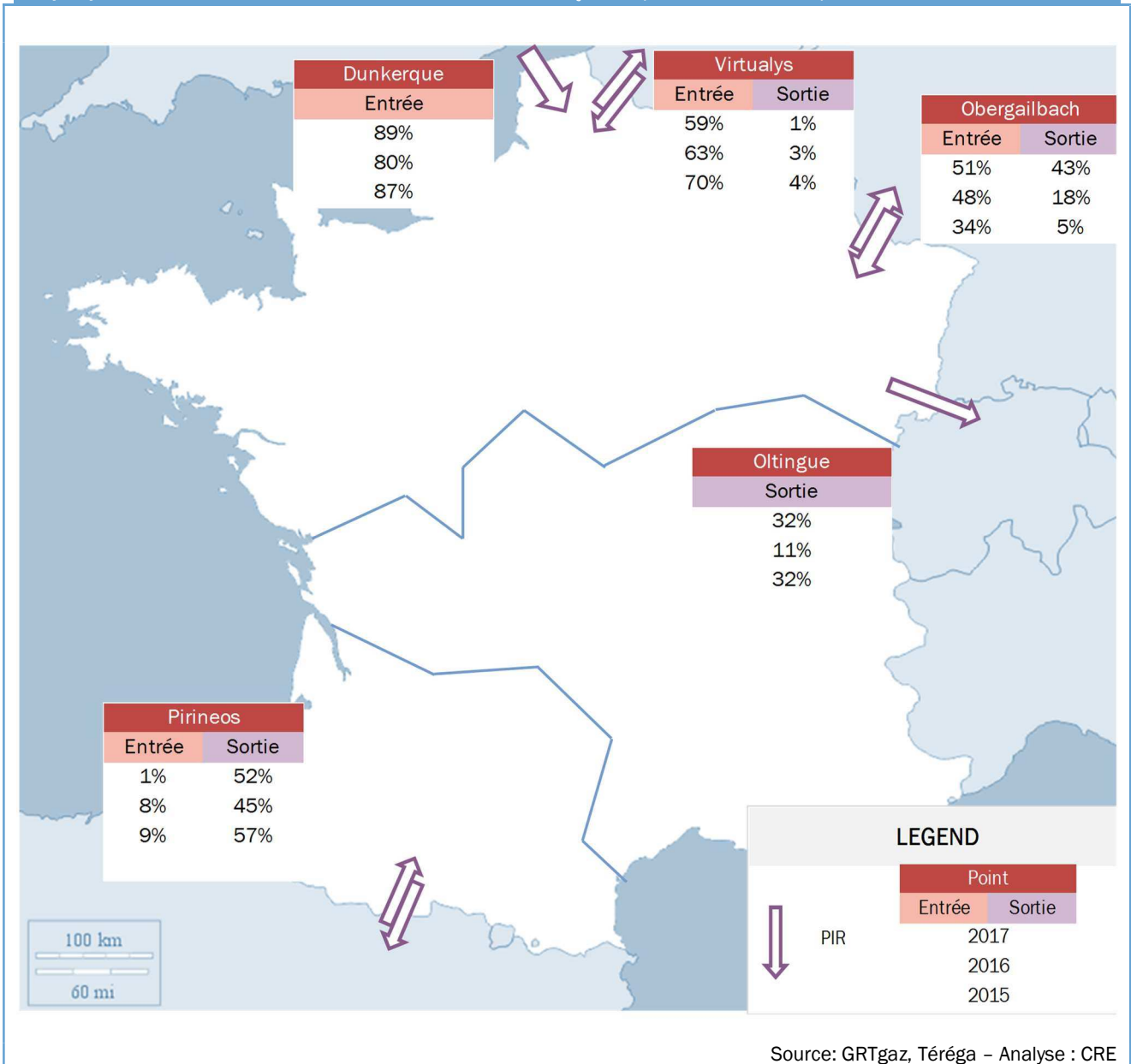
1.2 Une hausse de 20 TWh de l'approvisionnement en GNL

Au cours de l'année 2017, la hausse globale des importations (Graphique 3) (+29 TWh, soit +5 %) est due pour 75 % à l'augmentation de l'approvisionnement GNL (+22 TWh) et pour les 25 % restants à l'augmentation des importations terrestres (+7 TWh). L'augmentation des importations terrestres s'observe au niveau de Dunkerque (+16 TWh soit + 9 %), en provenance de Norvège. Les importations en provenance d'Obergailbach (gaz venant principalement de Russie et transitant via l'Allemagne) ont quant à elles diminués en net. Dans le même temps, les exportations à destination de la Suisse via Oltingue, l'Espagne via Pirineos et l'Allemagne via Obergailbach (flux rebours) ont fortement augmenté. Les importations en provenance de Belgique¹⁷ ont quant à elles légèrement diminué.

La hausse de l'approvisionnement GNL est plus marquée au PEG Nord, où les imports GNL ont augmenté de 17 TWh soit + 90%, tandis que la hausse d'apport en GNL au TRS s'élève à 5 TWh soit +8,6 %.

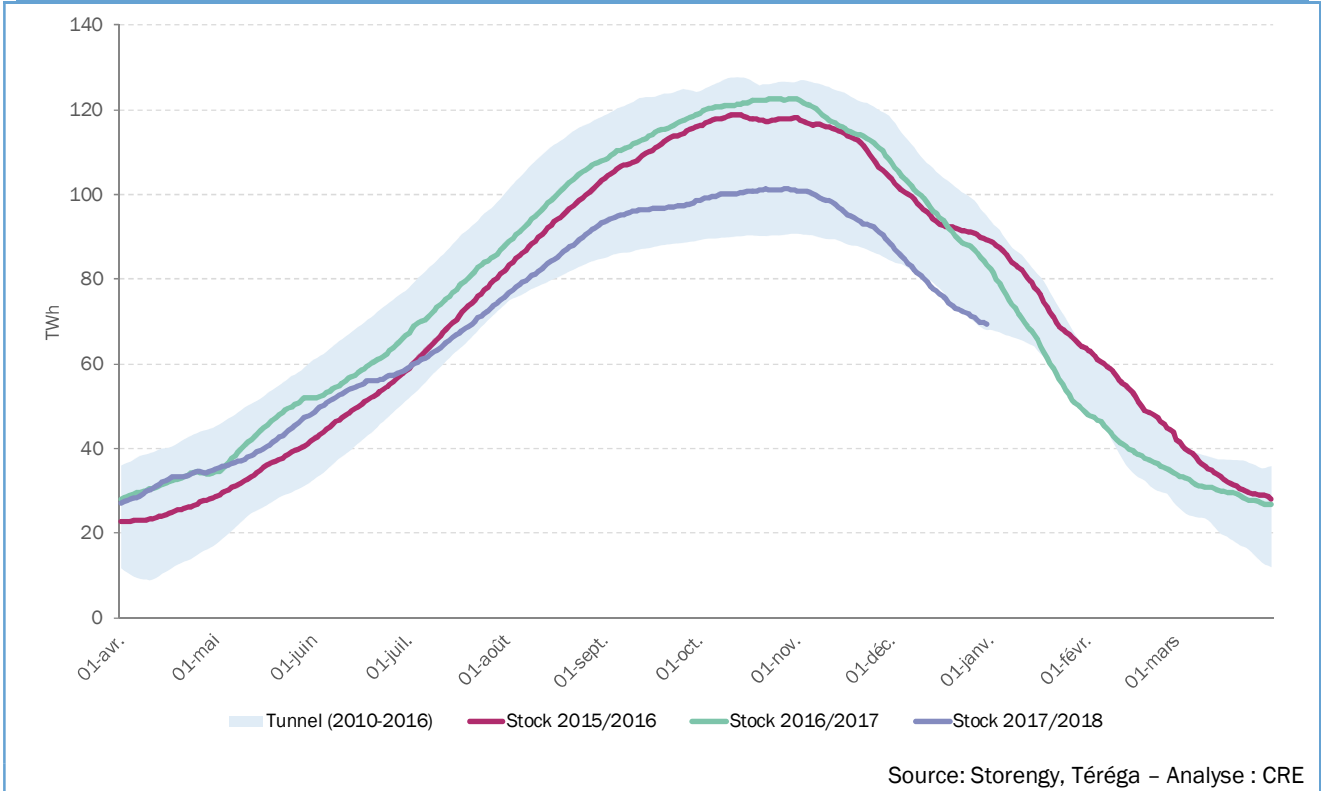
¹⁷ Les Points d'Interconnexion Réseau (PIR) Taisnières H + Alveringhem deviennent le Point d'Interconnexion Virtuel (PIV) Virtualys : un point unique pour le transport de gaz depuis/vers la Belgique au 1er décembre 2017.

Graphique 39: Taux d'utilisation des interconnexions françaises (flux commerciaux)

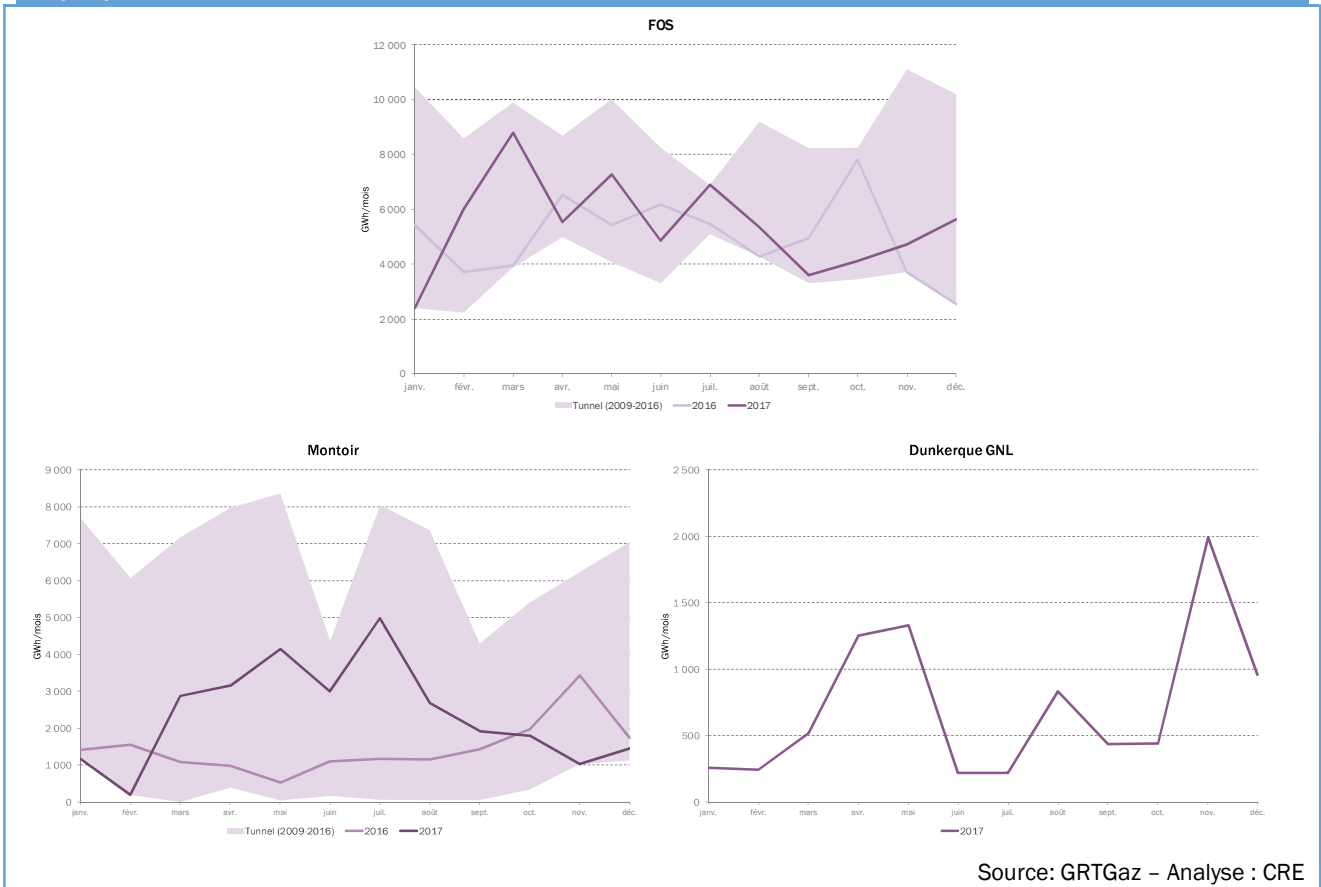


Dans un contexte d'un hiver 2016/2017 froid, les stockages ont été fortement sollicités durant le premier trimestre 2017 et notamment au mois de janvier 2017 (Graphique 40). Les faibles réservations de capacités de stockage ont conduits à des injections peu élevées lors de l'été 2017 et le niveau de remplissage en juillet et aout 2017 était proche du plus bas du tunnel 2010-2016. Ainsi, le niveau de remplissage au 1^{er} novembre 2017 était proche de 100 TWh, soit une baisse de 17,5% comparé au 1^{er} novembre 2016. Enfin, les soutirages ont été conséquents à partir de décembre 2017, ce qui a approché le niveau de remplissage du plus bas du tunnel 2010-2016.

Graphique 40: Niveaux des stocks en France



Graphique 41: Emissions des terminaux méthaniers



La zone TRS a été perturbée par l'épisode de forte tension entre janvier et février 2017, dû à l'importante baisse des émissions de GNL à Fos (Graphique 41). En janvier 2017, ces émissions s'établissent en moyenne à 77 GWh/j,

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 réduction des émissions est liée à 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 basses et de forte sollicitation des centrales au gaz (cf.1.4). 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.

Concernant la zone Nord, les émissions au terminal de Montoir ont été en forte hausse entre les mois de mars et septembre 2017, en triplant comparés à la même période de 2016. Par ailleurs, 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 de démarrage. Les émissions au terminal de Dunkerque se sont ensuite accélérées à compter du dernier trimestre 2017.

La délibération de la CRE du 26 octobre 2017 relative à la création d'une zone de marche unique du gaz en France au 1er novembre 2018, a défini des mécanismes contractuels pour lever ces congestions afin d'assurer la disponibilité des capacités fermes. Cette délibération a également permis la mise en place anticipée du mécanisme de *spread* localisé¹⁸ dès l'hiver 2017-2018 (Graphique 42).

Ainsi, afin de faire face aux situations de congestions de la zone sud-est, GRTgaz a eu recours au produit *spread* localisé à plusieurs reprises en novembre et décembre 2017. Ces épisodes font l'objet d'analyses spécifiques au titre de la surveillance des marchés de gros.

Graphique 42: Liste des points potentiellement appelés pour les interventions de *spread* localisé¹⁹



Congestion	Variante	Aval (= achat pour GRTgaz)	Amont (= vente pour GRTgaz et TIGF)
Congestion Nord	Nord 1	2DK + Montoir (+ Nord-Est*) + Nord-Ouest + Nord-Atlantique (+ Nord-Sud)	PIV + Obergailbach + Oltingue
	Nord 2	Montoir + Nord-Est + Nord-Ouest + Nord-Atlantique (+ Nord-Sud)	2DK + PIV + Obergailbach + Oltingue
Congestion Sud-Est	Sud-Est 1	Fos (+ Sud-Est)*	Jura + Sud-Atlantique + Lussagnet + Pirineos (+ Nord-Sud)
	Sud-Est 2	Fos + Sud-Est + Jura	Sud-Atlantique + Lussagnet + Pirineos (+ Nord-Sud)

* : le PITS Sud Est et le PITS Nord-Est sont respectivement à cheval des congestions Sud-Est 1 et Nord 1. Ces PITS pourront être positionnés à l'amont ou à l'aval de la congestion en fonction des souplesses opérationnelles sur chacun des stockages disponibles le jour J et convenues avec Storengy.

¹⁸ Produits localisés consistent en un achat de gaz à l'aval de la congestion et une vente de gaz à l'amont.

¹⁹ Winter Outlook 2017-2018, Publication du 24 octobre 2017 de GRTgaz et Téréga <http://www.grtgaz.com/fileadmin/clients/documents/fr/Winter-Outlook-2017-2018-FR.pdf>

2. UNE TENDANCE HAUSSIERE DES PRIX DU GAZ NATUREL EN 2017

2.1 Un mouvement saisonnier marqué des prix spot en Europe

En 2017, les prix spot des principaux hubs gaziers en Europe ont augmenté en moyenne par rapport à 2016 (Graphique 43). Les prix au TTF et au PEG Nord se sont respectivement établis en moyenne à 17,3 €/MWh et 17,5 €/MWh contre 13,9 €/MWh et 14,2 €/MWh en 2016. La tendance haussière en 2017 s'inscrit dans la continuité du second semestre 2016.

La hausse des prix a été fortement prononcée au cours du premier trimestre 2017 avec une progression de plus de 30% pour le PEG Nord et TTF par rapport au trimestre précédent. 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) avec le TTF et le PEG Nord qui s'établissent en moyenne respectivement à 19,9 €/MWh et 21,2 €/MWh. Les prix spot redescendent progressivement durant l'été 2017, à des niveaux similaires à ceux observés à la fin de l'année 2015 soit près de 15 €/MWh, en lien avec de faibles tensions sur les infrastructures de transport, d'importantes importations de GNL et de détente des prix mondiaux du gaz (Graphique 44). Le prix du PEG Nord est parmi les plus bas observés en Europe continentale durant l'été 2017, en dessous du niveau de prix du TTF et du NCG.

L'évolution des prix spot a été marquée par la saisonnalité des mouvements de prix à l'approche de l'hiver. La hausse des prix s'est accélérée au cours du quatrième trimestre 2017 avec une progression de plus de 20% pour le PEG Nord et de 19% pour le TTF par rapport au trimestre précédent. Ce mouvement a été marqué par des épisodes de volatilité, en raison d'une hausse de la demande hivernale en Europe dans un contexte d'épisodes de froid ponctuels, d'une forte demande de GNL en Asie ainsi que des stockages à des niveaux de remplissages plutôt bas.

Les principaux hubs gaziers européens ont affiché une convergence témoignant de l'absence de congestion physique entre les hubs concernés.

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 juin et en décembre 2017, en raison notamment de la fermeture du site de stockage de Rough durant l'été 2017.

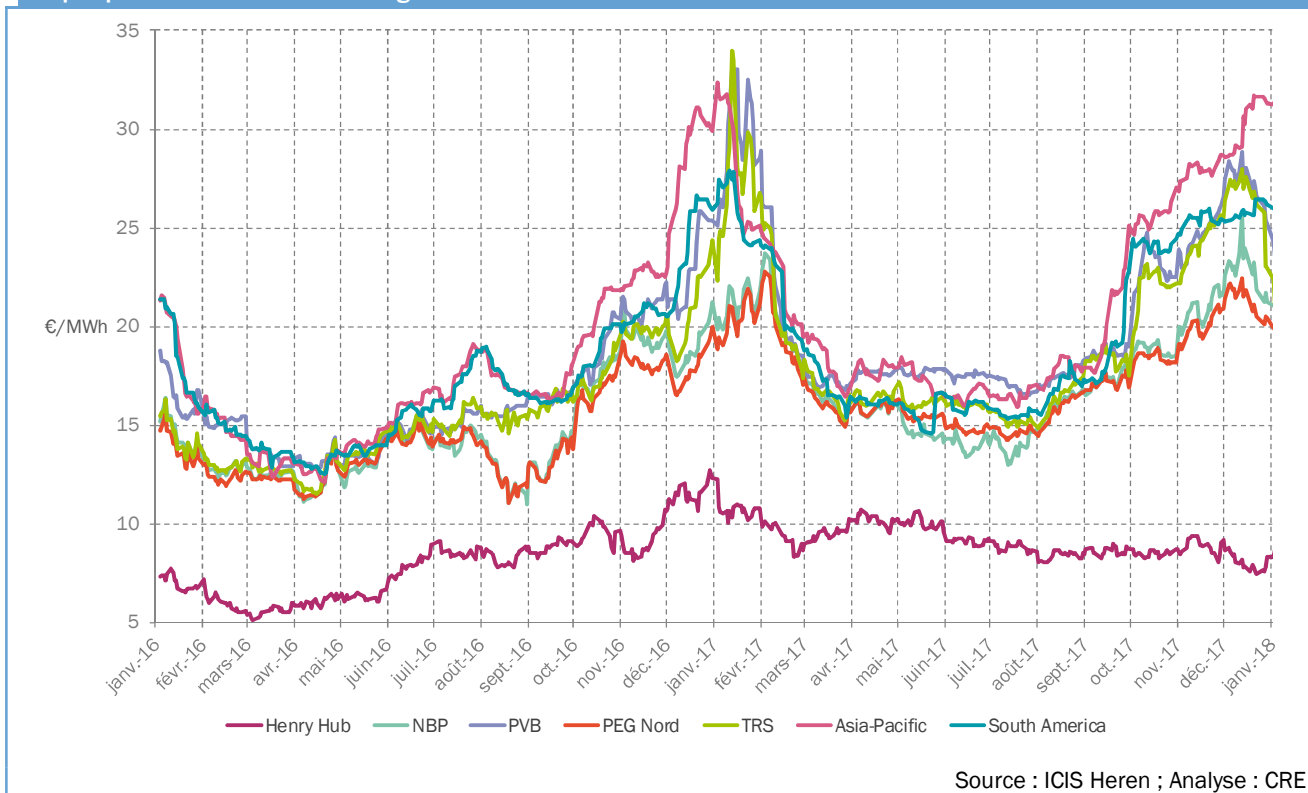
Graphique 43: Prix spot du gaz en Europe



2.2 Les mouvements de prix en Asie ont eu un impact important sur la zone TRS

Les prix mondiaux ont été marqués par une forte saisonnalité, avec des prix très élevés durant le premier et le quatrième trimestre 2017 et des prix fortement baissiers durant l'été (Graphique 44). Après un point bas atteint au cours du printemps 2016, un mouvement haussier a été amorcé, dans le sillage de celui des matières premières. Cette tendance haussière des prix internationaux du gaz reflète la hausse de la demande internationale, en provenance de l'Asie et de 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 matière première.

Graphique 44: Prix mondiaux du gaz



L'écart entre les prix asiatiques et les prix européens, reflète l'arbitrage du GNL entre la demande émanant de ces deux régions. Le *spread* a été fortement élevé notamment à partir du 4^{ème} trimestre 2017. Le différentiel Asie Pacifique/NBP a atteint en moyenne 7 €/MWh au cours du 4^{ème} trimestre 2017.

Le TRS et le PVB (point d'échange de gaz en Espagne), hubs dont une part significative de l'approvisionnement dépend du GNL, ont été particulièrement sensibles à la hausse des prix mondiaux au premier et au quatrième trimestre 2017, en raison d'un hiver très froid et d'une baisse importante des flux de GNL à destination du Sud de l'Europe. Le différentiel Asie Pacifique/TRS a atteint en moyenne 8 €/MWh au cours du dernier trimestre 2017.

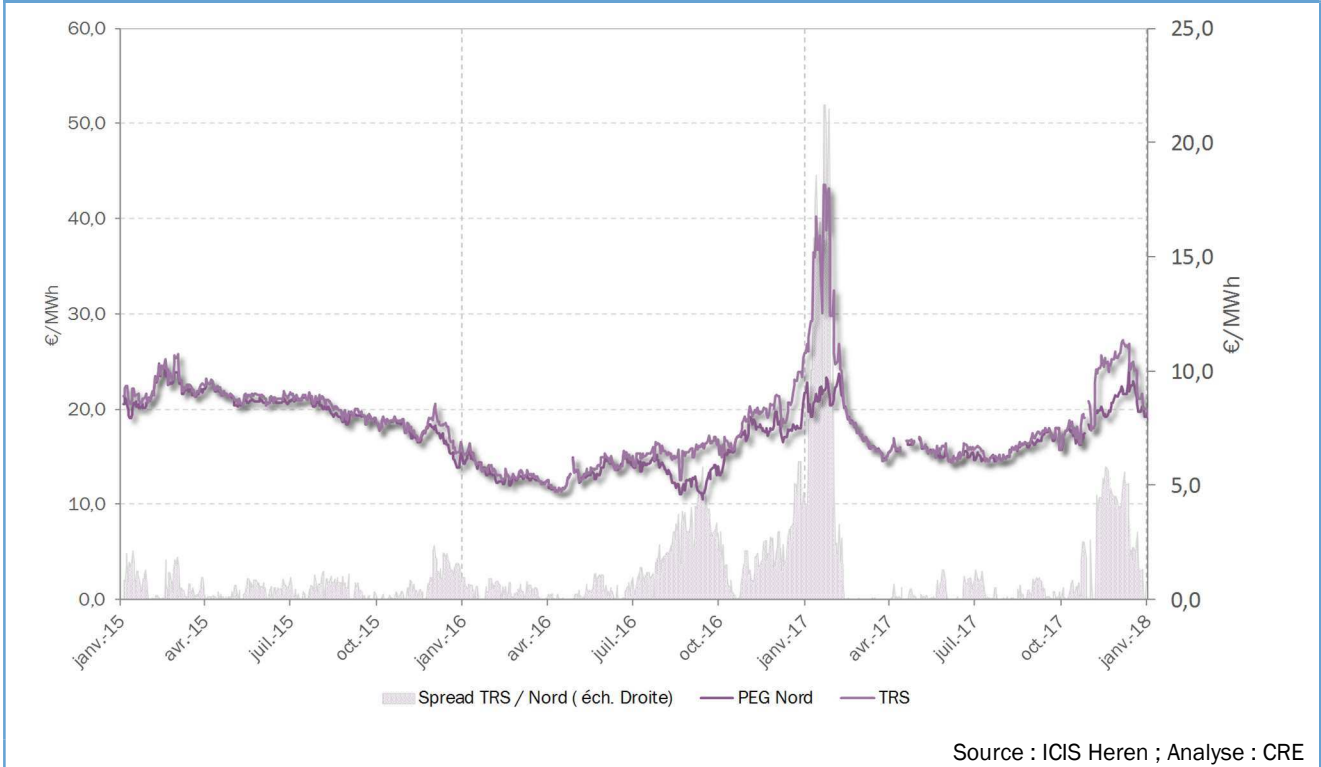
Enfin, le prix du Henry Hub (point d'échange de gaz aux Etats-Unis) s'est élevé à 9,16 €/MWh en moyenne sur l'année 2017, soit une hausse de 16% par rapport à l'année 2016.

2.3 Une tension forte sur la TRS en périodes hivernales surtout début 2017 en lien avec des imports faibles en GNL

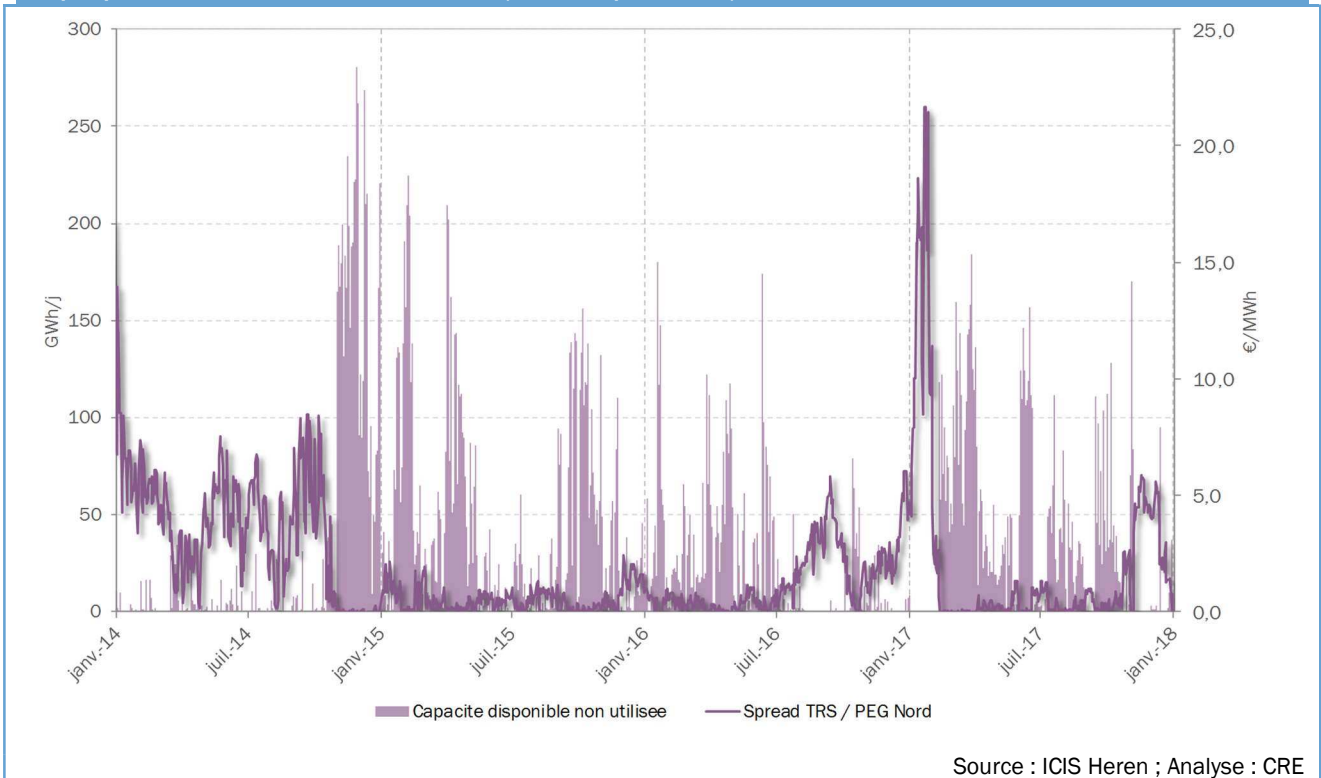
Au 1^{er} trimestre 2017, l'écart de prix sur les marchés spot en France (TRS et PEG Nord) est resté élevé, en continuité avec le dernier semestre 2016 pour s'établir à 4,72 €/MWh en moyenne (Graphique 45) et a atteint un pic de plus de 21 €/MWh le 21 janvier 2017. En début d'année 2017, des températures 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. 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. 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 2017, le *spread* TRS/PEG Nord est descendu à des niveaux proches de zéro, en raison d'une hausse des émissions au terminal de Fos et d'une forte disponibilité de la liaison Nord/Sud. Ainsi, le *spread* TRS/PEG Nord s'établit en moyenne à 0,3 €/MWh durant l'été 2017. Toutefois, le *spread* entre le TRS et le PEG Nord a augmenté à partir du quatrième trimestre 2017, pour s'établir à 2,49 €/MWh en moyenne. La hausse des prix en zone sud est principalement liée à de faibles apports en GNL au terminal de Fos et à des soutirages limités, malgré une utilisation à plus de 90 % de la liaison Nord/Sud sur la période (Graphique 46).

Graphique 45: Evolution du Spread TRS/PEG Nord sur le marché spot



Graphique 46: Utilisation de la liaison Nord/Sud vs spread TRS/PEG Nord



2.4 Des prix à terme qui suivent une tendance haussière dans le sillage des prix des matières premières en 2017

Les prix à termes européens ont suivis une tendance haussière au cours de l'année 2017, dans le contexte d'une hausse généralisée du prix des matières premières (Graphique 47).

Au cours de l'année 2017, le produit calendaire 2018 s'établit en moyenne à 17 €/MWh, soit à un niveau plus élevé que les produits 2019 et 2020, ayant respectivement un prix moyen de 16,7 €/MWh et 16,5 €/MWh. Les prix à terme affichent une progression (+ 4 % d'augmentation pour le produit calendaire +1) tout au long de l'année dans le sillage des matières premières.

Graphique 47: Prix à terme en Europe



2.5 Un intérêt économique des acteurs de marché pour réserver des capacités de stockage qui reste faible

Les écarts de prix hiver/été restent faibles comparés à ceux observés en 2016/2017, à savoir inférieurs à 1,50 €/MWh en moyenne. Un pic de ce *spread* a été observé à la mi-juillet 2017, à près de 2,10 €/MWh, sur une durée courte, avant de refluer à des niveaux bas (Graphique 48).

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.

Par ailleurs, dans la délibération du 10 mars 2016²⁰, la CRE a donné un avis favorable quant à la réforme du système d'accès aux stockages, fondée sur la régulation du revenu des opérateurs de stockages et la commercialisation des capacités aux enchères.

Pour mettre en place la commercialisation du stockage, la CRE a fixé, dans sa délibération du 22 février 2018 (N° 2018-039)²¹, les modalités des enchères des capacités afin d'assurer une parfaite transparence sur leur organisation. L'objectif principal de la commercialisation était de vendre toutes les capacités proposées. Les enchères, organisées par Téréga et Storengy ont permis de proposer l'ensemble des capacités de stockage disponibles aux

²⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 mars 2016 portant avis sur le projet d'ordonnance modifiant les modalités d'accès des tiers aux stockages souterrains de gaz

²¹ Délibération de la CRE du 22 février 2018 (N° 2018-039) portant décision relative aux modalités de commercialisation des capacités de stockage dans le cadre de mise en œuvre de l'accès régulé des tiers aux stockages souterrains de gaz naturel en France.

acteurs de marché. La quasi-totalité de ces capacités a été allouée, la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel pour l'hiver 2018-2019 est assurée.

Graphique 48: Spread hiver/été France



3. UNE BAISSÉ DES VOLUMES ÉCHANGES AU PEG NORD EN 2017

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

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 2015²², 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. La création d'une zone de marché unique du gaz en France (*Trading Regional France* – TRF), en fusionnant les zones PEG Nord et TRS est prévue pour le 1^{er} novembre 2018.

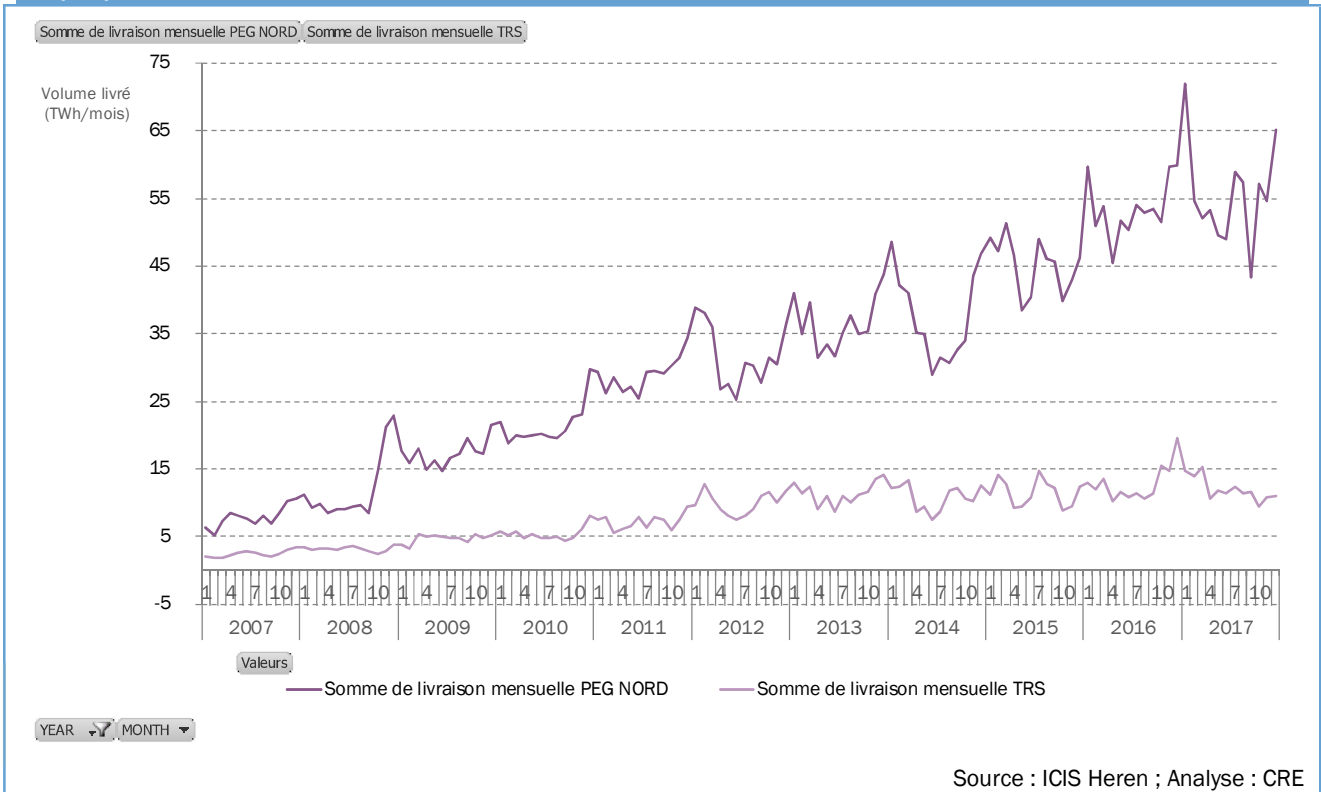
Le présent rapport fait une distinction entre volumes négociés sur les marchés intermédiés et les livraisons physiques aux PEG :

- 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 2017, les livraisons au PEG Nord et au TRS ont évolué de manière distincte. En effet, dans la continuité de la croissance observée depuis 2005, les livraisons au PEG Nord sont en hausse de 3,7% par rapport à 2016. Cependant, les livraisons au TRS ont diminués de plus de 6% par rapport à 2016 (Graphique 49). Cette diminution au TRS est due en partie à la hausse des exportations de volumes vers l'Espagne.

²² Conformément aux délibérations de la CRE du 19 juillet 2012 et du 13 décembre 2012

Graphique 49: Livraisons au PEG Nord et à la TRS

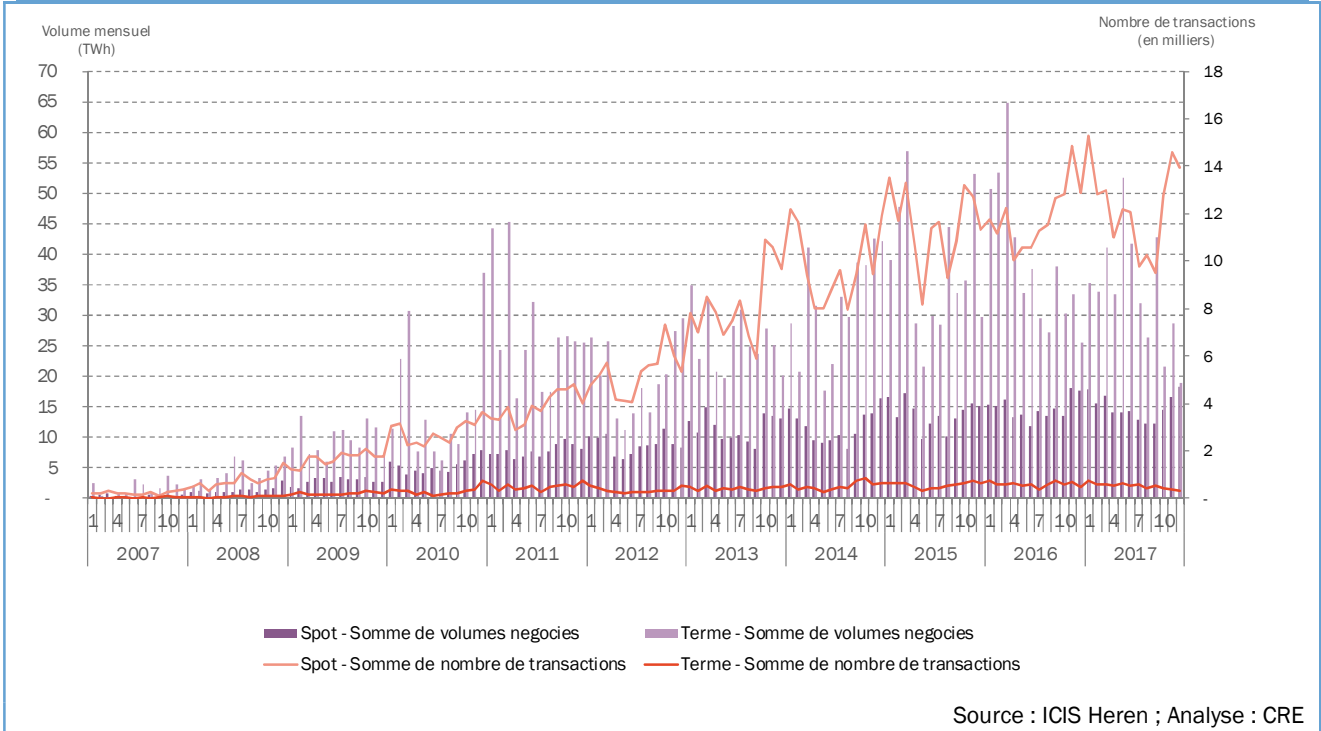


3.1 Faible croissance des échanges spot et diminution des échanges de produits à terme en 2017

Les échanges sur les marchés spot sont en faible croissance en 2017, avec des volumes globaux en hausse de 1,3 % et un nombre de transactions en progression de 3 % par rapport à 2016 (Graphique 50).

Sur les marchés à terme, les volumes échangés ainsi que le nombre de transactions ont diminué de 12%, avec de fortes disparités selon les produits. En effet, on observe une forte progression en volume des produits annuels qui ont quasiment doublés (+95 %). Dans le même temps, on constate une diminution des échanges de produits saisonniers (-20 %) et mensuels (-14%) par rapport à 2016 (Graphique 52). Cette baisse est principalement due à de faibles réservations de capacités de stockage pour l'année de stockage 2017/2018.

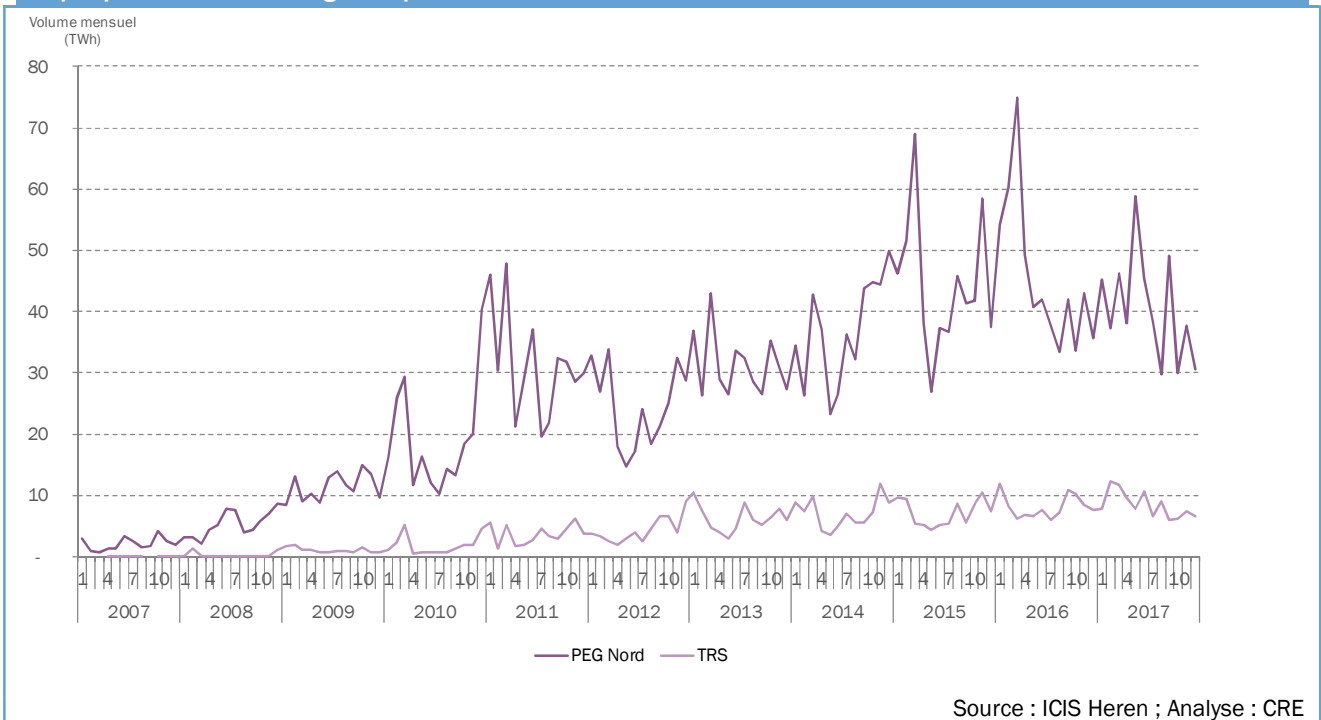
Graphique 50: Evolution des volumes négociés et du nombre de transactions sur le marché intermédiaire français



Les volumes négociés sur le marché intermédiaire en 2017 ont fortement diminué par rapport à l'année 2016, avec une baisse de 55 TWh, soit - 8% (Graphique 51). Ainsi, les volumes négociés au PEG Nord ont chuté de 11 % (soit -60 TWh) rapport à l'année précédente.

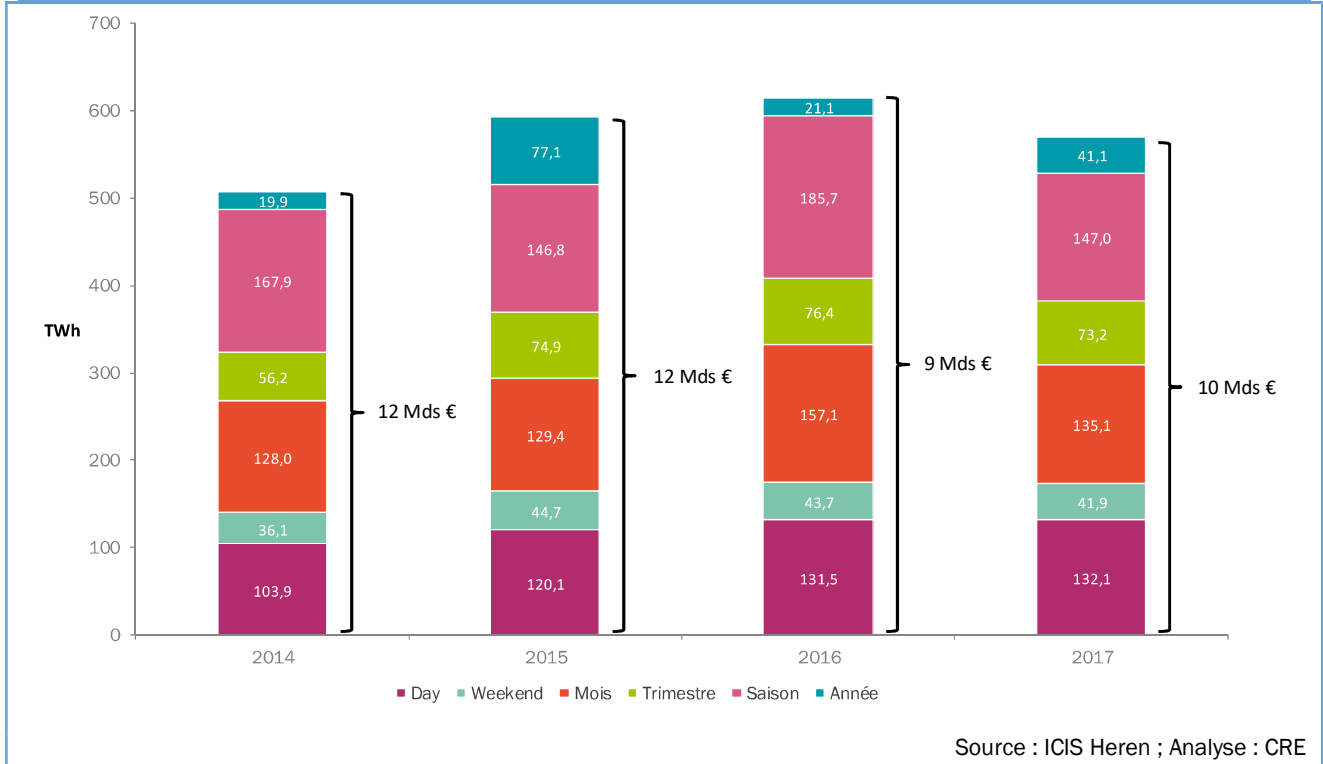
Par ailleurs, les volumes négociés au TRS en 2017 ont quant à eux augmentés de 4 % (soit +4 TWh) par rapport à 2016, dans un contexte d'une amélioration de la liquidité au TRS à la suite de la fusion des hubs des zones Sud (TIGF et PEG Sud) en avril 2015.

Graphique 51: Volumes négociés par PEG sur le marché intermédiaire

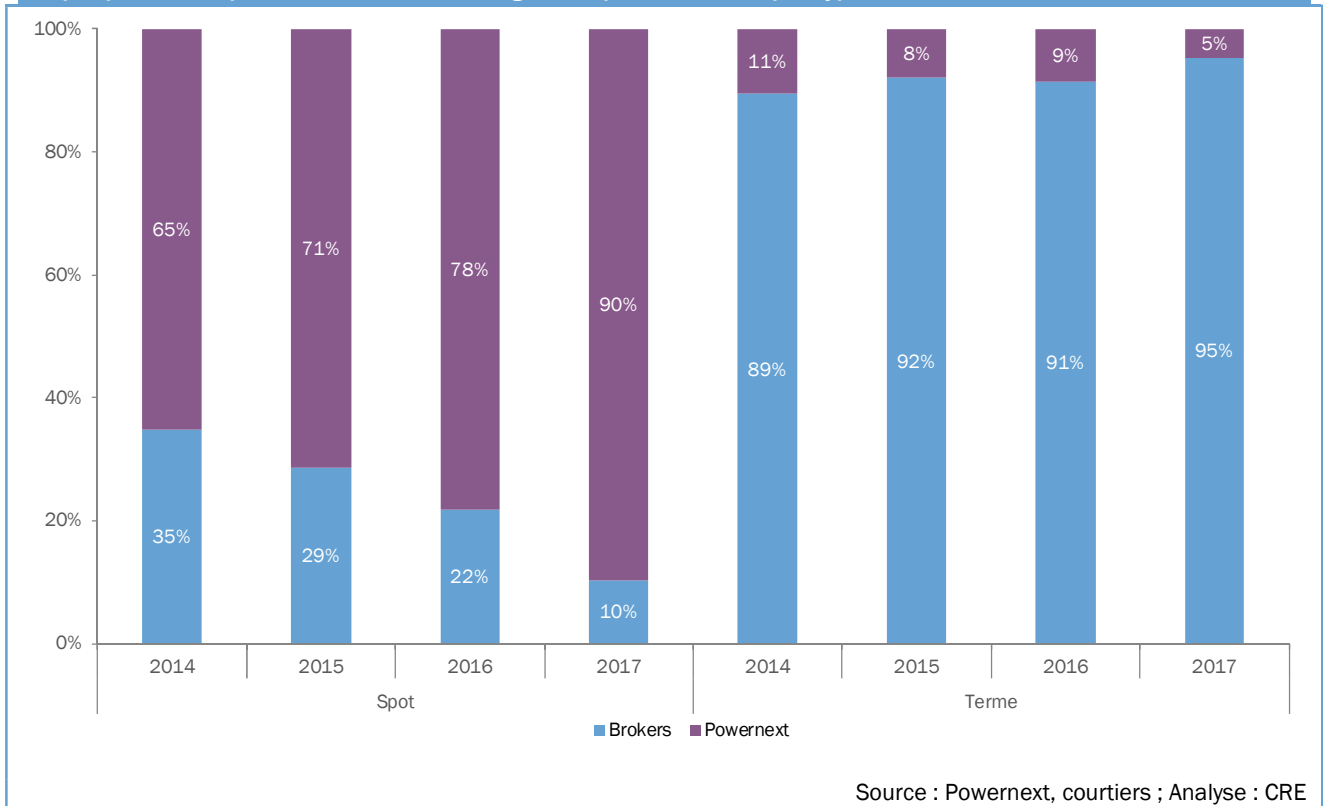


En raison de la tendance haussière des prix du gaz sur les marchés de gros en 2017, la valeur des échanges augmente de près de 10% par rapport à 2016 et ce malgré une baisse des volumes échangés (Graphique 52). Cette augmentation en valeur est particulièrement marquée en janvier 2017, avec une hausse des volumes de 38 % en valeur par rapport à janvier 2016, ce qui représente 22 % des échanges du premier semestre 2017.

Graphique 52: Volumes négociés par produit sur le marché intermédiaire



Graphique 53 : Répartition des volumes négociés spot et à terme par type d'intermédiation en France



La part de marché des volumes échangés via la bourse Powernext sur le marché spot en 2017 a connu une légère augmentation de 2 points par rapport à 2016, pour s'élever à 90% (Graphique 53).

A l'inverse sur le marché à terme, la part de marché des volumes échangés via la bourse Powernext en 2017 a quant à elle diminué légèrement. En effet, la bourse Powernext ne représente désormais plus que 5 % des volumes

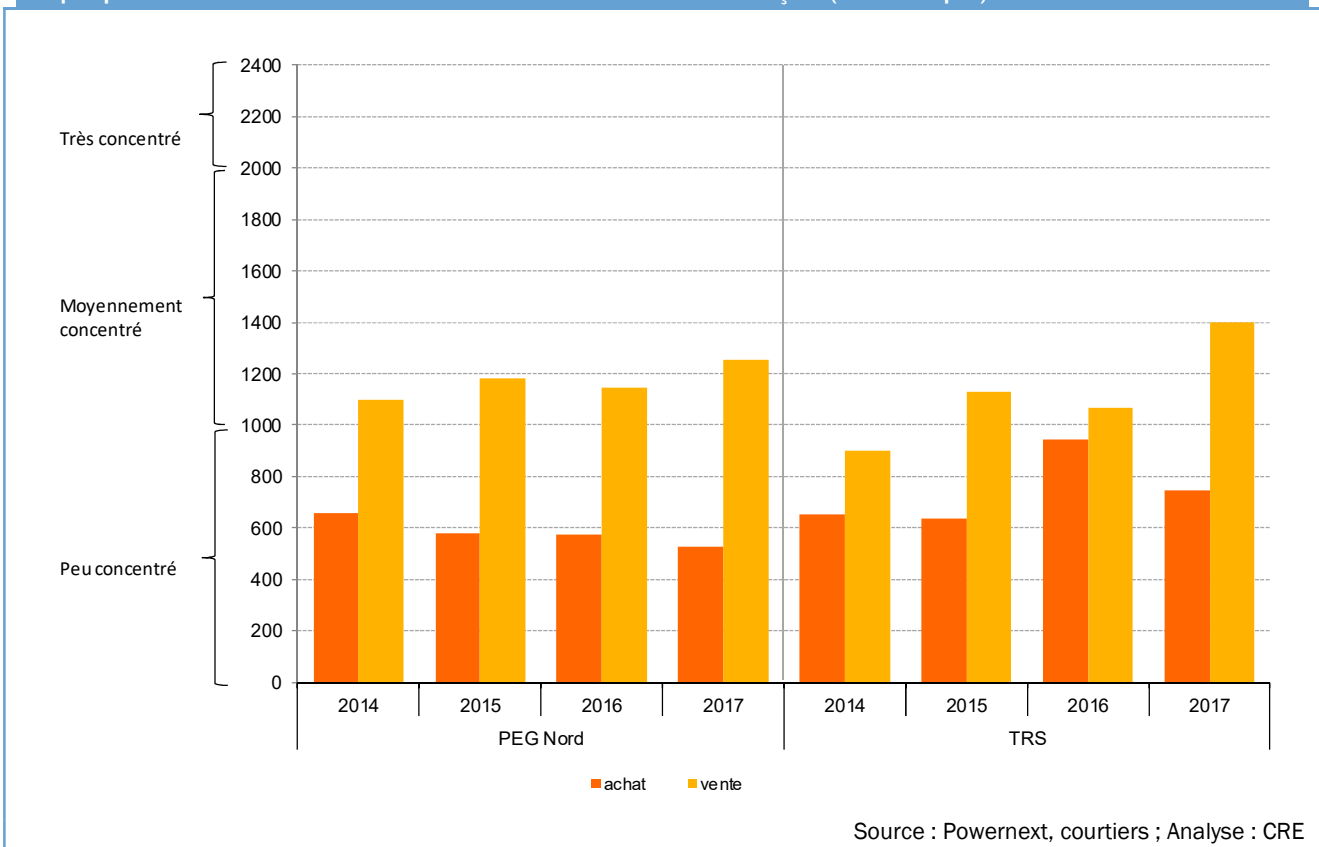
négociés, soit une baisse de 4 points par rapport à 2016. La diminution de la part de marché de Powernext s'explique en partie par une baisse des échanges du produit saisonnier sur la bourse en raison des faibles réservations de stockages.

3.2 Légère baisse des indices de concurrence en 2017

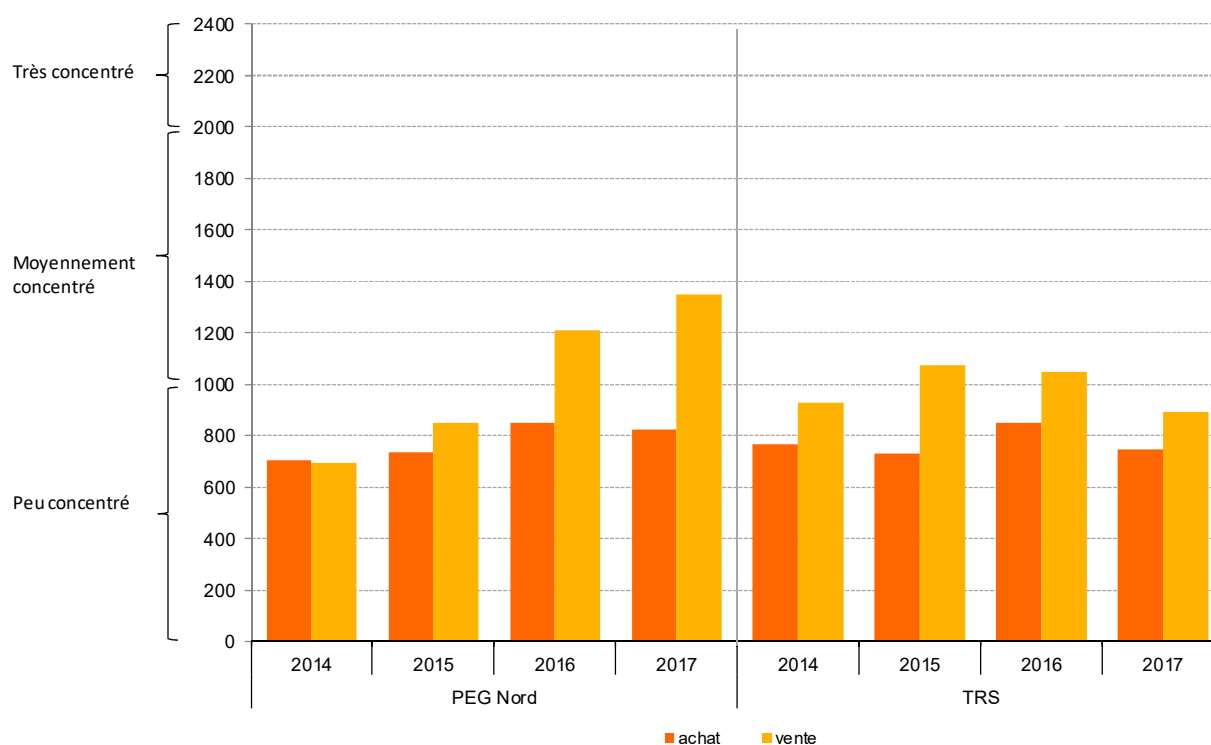
L'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) permet de mesurer le niveau de concentration d'un marché et constitue un indicateur de sa liquidité et de son développement.

Les indices HHI des marchés de gros du gaz en France (Graphique 54 et Graphique 55) 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 à 2017.

Graphique 54 : Indice de concentration du marché intermédiaire français (marché spot)



Graphique 55 : Indice de concentration du marché intermédiaire français (marché futur)



Source : Powernext, courtiers ; Analyse : CRE

Le nombre d'acteurs présents sur le marché français (PEG) et aux Points d'Interconnexion Réseau (PIR) a légèrement augmenté en 2017 (Tableau 5). Le nombre d'expéditeurs présents sur les Points d'interface transport stockage (PITS) et les Points d'Interface Transport Distribution (PITD) reste stable entre 2016 et 2017.

Tableau 5 : Nombre d'acteurs actifs sur le marché français

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
PEG	68	75	87	92	88	93
PIR	46	46	52	56	51	54
PITD	28	26	33	33	35	35
PITS	38	27	39	38	41	42

En ce qui concerne les terminaux méthaniers, le nombre d'acteurs est stable pour Montoir et Fos Tonkin, tandis que le nombre d'expéditeurs actifs à Fos Cavaou a doublé en 2017. Le terminal de Dunkerque quant à lui, est entré en utilisation commerciale au premier semestre 2017 et deux expéditeurs ont émis des volumes depuis ce terminal au cours de l'année 2017 (Tableau 6).

Tableau 6 : Nombre d'acteurs actifs ayant importés des volumes via les terminaux méthaniers

	2012	2013	2014	2015	2016	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

CHIFFRES CLES

1. MARCHÉ DE L'ELECTRICITE

Tableau 7 : Capacités de production installées en France

	Variation Annuelle 2016/2017				
	fin 2015	fin 2016	fin 2017	En pourcentage	En valeur
Parc installé (GW)	129,3	130,8	130,8	0,0%	0,0
Nucléaire	63,1	63,1	63,1	0,0%	0,0
Hydraulique	25,4	25,5	25,5	0,0%	0,0
Thermique à combustible fossile	22,6	21,8	18,9	-13,1%	-2,9
Charbon	3,0	3,0	3,0	0,0%	0,0
Fioul	8,6	7,1	4,1	-42,3%	-3,0
Gaz	10,9	11,7	11,9	1,3%	0,2
Renouvelables (hors hydraulique)	18,2	20,4	23,2	13,6%	2,8
Eolien	10,3	11,7	13,6	15,9%	1,9
Photovoltaïque	6,2	6,8	7,7	12,6%	0,9
ENR thermique	1,7	1,9	1,9	2,6%	0,0

Source : RTE

Tableau 8 : Production des différentes filières technologiques en France

	Variation Annuelle 2016/2017				
	2015	2016	2017	En pourcentage	En valeur
Production (TWh)	545,1	531,3	529,4	-0,4%	-1,9
Nucléaire	416,8	384,0	379,1	-1,3%	-4,9
Hydraulique	58,7	63,9	53,6	-16,1%	-10,3
Thermique à combustible fossile	33,2	45,9	54,4	18,5%	8,5
Charbon	8,5	7,3	9,7	32,9%	2,4
Gaz	21,9	35,3	40,9	15,9%	5,6
Fioul	2,8	3,3	3,8	15,2%	0,5
Renouvelables (hors hydraulique)	36,4	37,5	42,3	12,8%	4,8
Eolien	21,1	20,7	24,0	15,9%	3,3
Photovoltaïque	7,4	8,3	9,2	10,8%	0,9
ENR thermique	7,9	8,5	9,1	7,1%	0,6
Consommation (TWh)	443,0	483,0	482,0	-0,2%	-1,0

Source : RTE

Tableau 9 : Importations et exportations en France

	Variation Annuelle 2016/2017				
	2015	2016	2017	En pourcentage	En valeur
Importations	31,8	34,4	38,5	11,9%	4,1
Importations pointe (TWh)	12,9	12,7	14,6	15,0%	1,9
Importations hors-pointe (TWh)	18,9	21,7	23,9	10,1%	2,2
Exportations	93,8	73,5	76,4	3,9%	2,9
Exportations pointe (TWh)	34,1	25,1	26,3	4,8%	1,2
Exportations hors-pointe (TWh)	59,7	48,4	50,1	3,5%	1,7
Solde exportateur	62,0	39,1	37,9	-3,1%	-1,2

Source : RTE

Tableau 10 : Solde aux frontières

	Variation annuelle 2016/2017				
	2015	2016	2017	En pourcentage	En valeur
Solde aux frontières, en TWh					
Zone CWE	6,7	-5,4	-10,9	104,0%	-5,6
Espagne	7,4	7,8	12,5	59,7%	4,7
Royaume-Uni	14,1	10,0	8,0	-20,7%	-2,1
Italie	19,7	16,5	18,2	9,8%	1,6
Suisse	14	10,1	10,3	1,7%	0,2
Total	61,9	39,1	38,0	-3,0%	-1,1

Source : RTE

Tableau 11 : Clean dark et spark spread et charbon

	Variation annuelle 2016/2017				
	2015	2016	2017	En pourcentage	En valeur
Maturité Y+1					
Charbon (€/t)	49,5	48,3	65,1	34,8%	16,8
Clean dark spread pointe (€/MWh)	21,2	21,4	24,0	11,9%	2,6
Clean spark spread pointe (€/MWh)	4,7	15,8	19,5	23,5%	3,7

Source : ICE, EPEX SPOT, EEX

Tableau 12 : Bilans Injections – Soutirages du système électrique français

	Variation annuelle 2016/2017				
	2015	2016	2017	En pourcentage	En valeur
Injections, en TWh					
Production Hors ARENH, en TWh	529	531	447	-15,8%	-83,7
ARENH, en TWh	16	0	82	-	82,1
Imports, en TWh	32	33	36	9,7%	3,2
Soutirages, en TWh					
Consommation clients finals, en TWh	442	447	446	-0,2%	-0,7
Pompage, en TWh	6,8	7	7	1,9%	0,1
Exports, en TWh	96	74	74,2	0,3%	0,2
Pertes, en TWh	33	36	36	-0,8%	-0,3

Source : RTE

Tableau 13 : Acteurs du marché français de l'électricité

	Variation Annuelle 2016/2017				
	2015	2016	2017	En pourcentage	En valeur
Responsables d'équilibre	193	197	233	18%	36
Producteurs d'électricité actifs	23	26	28	7,7%	2
Détenteurs de capacités issues des enchères VPP	10	0	0	-	-
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	20	0	18	-	18
Fournisseurs de clients finals	26	32	35	9,4%	3
Actifs à l'import/export	103	77	55	-28,6%	-22
Actifs à l'échange de blocs	113	103	108	4,9%	5
Actifs sur la bourse	105	96	100	4,2%	4

Source : RTE, EPEX Spot, Courtiers

Tableau 14 : Prix spot et à terme du marché français de l'électricité

	Variation annuelle 2016/2017				
	2015	2016	2017	En pourcentage	En valeur
Prix de marché Spot					
Prix Intraday France, en €/MWh	38,77	36,87	45,05	22,0%	8,2
Prix Day-Ahead France en Base, en €/MWh	38,5	36,67	44,99	23,0%	8,3
Prix Day-Ahead France en Pointe, en €/MWh	46,63	45,69	53,66	17,0%	8,0
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	6,88	7,59	10,68	41,0%	3,1
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	9,27	10,32	10,94	6,0%	0,6
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne	27,0%	36,0%	35,0%	-2,0%	-0,01
Prix de marché à terme					
Prix M+1 France, en €/MWh	36,92	41,23	45,21	10,0%	4,0
Spread M+1 France-Allemagne, en €/MWh	5,95	11,88	9,42	-21,0%	-2,5
Prix Q+1 France, en €/MWh	37,11	39,55	42,5	7,0%	3,0
Spread Q+1 France-Allemagne, en €/MWh	6,15	10,51	7,04	-33,0%	-3,5
Prix Y+1 France, en €/MWh	38,14	33,38	38,29	15,0%	4,9
Spread Y+1 France-Allemagne, en €/MWh	7,18	6,79	5,87	-14,0%	-0,9
Ratios Y+1 Pointe/Base					
France	1,23	1,33	1,31	-1,5%	-0,02
Allemagne	1,26	1,26	1,25	-0,8%	-0,01

Source : EPEX SPOT, EEX

Tableau 15 : Volumes spot et à terme sur le marché français de l'électricité

	Variation annuelle				
	2016/2017				
	2015	2016	2017	En pourcentage	En valeur
NEB					
Volumes NEB, en TWh	503,1	549,6	414,5	-24,6%	-135,1
Ratio NEB/Consommation française	1,1	1,3	0,9	-	-0,3
Marché Spot, en TWh	158,2	144,8	135,8	0,7	-9,0
Volumes sur le marché Intraday EPEX SPOT, en TWh	5,4	6,1	6,5	6,6%	0,4
Part des Volumes Intraday cross-border Fr-All	62%	65%	69%	-	0,0
Volumes sur le marché Day-Ahead EPEX SPOT, en TWh	106,4	110,7	105,7	-4,5%	-5,0
Volumes sur le marché Day-Ahead Brokers, en TWh	46,4	28,0	23,7	-15,5%	-4,3
Marché à terme					
Volumes, en TWh	1068,7	1309,3	902,8	-31,0%	-406,5
Part de marché Brokers	91%	86%	86%	-	0,0
Part de marché EEX	9%	14%	14%	-	0,0
Nombre de Transactions	112835	102516	83379	-18,7%	-19137,0
Part de marché Brokers	92%	87%	83%	-	0,0
Part de marché EEX	8%	13%	17%	-	0,0
Produit Y+1					
Volumes, en TWh	282,8	496,1	338,7	-31,7%	-157,4
Nombre de Transactions	6219	11686	8528	-27,0%	-3158,0
Produit Q+1					
Volumes, en TWh	120,1	125,9	121,8	-3,3%	-4,1
Nombre de Transactions	8113	9655	10155	5,2%	500,0
Produit M+1					
Volumes, en TWh	158,7	119,5	108,9	-8,8%	-10,6
Nombre de Transactions	23951	20260	21176	4,5%	916,0

Source : EPEX SPOT, EEX, Courtiers

Tableau 16 : Indice de concentration (HHI) des différents segments de marché de gros de l'électricité de France

	HHI - Concentration du marché			
	2016		2017	
		EDF inclus		EDF inclus
Livraisons				
OTC - achats de blocs	496	1107	379	810
OTC - ventes de blocs	657	1079	575	632
EPEX - achats	592	599	513	870
EPEX - ventes	320	3346	395	2401
Injections				
Production	3587	7085	3466	7068
ARENH	0		2014	-
Importations	731	740	1415	1146
Soutirages				
Consommation clients finals	1795	5334	1835	5012
Pertes	1643	1535	1583	1545
Exportations	566	1603	1453	2207

Sources : RTE, EPEX SPOT, Courtiers

2. MARCHÉ DU GAZ

Tableau 17 : Fondamentaux du marché du gaz en France

Fondamentaux	Variation annuelle 2017 / 2016				
	2015	2016	2017	En pourcentage	En Valeur
Approvisionnement et débouchés					
Approvisionnement (TWh)	648	683	705	3%	23
Déstockage	120	118	111	-6%	-7
Importations	528	565	595	5%	30
<i>Importations terrestres</i>	463	485	492	1%	7
<i>Importations GNL</i>	65	80	102	29%	23
Production	0	0	0	-18%	0
Débouchés (TWh)	648	683	705	3%	23
Stockage	115	113	99	-13%	-14
Consommation clients finals	448	488	490	0%	2
<i>Clients distribution</i>	289	304	297	-2%	-7
<i>Clients directement reliés au réseau de transport</i>	160	184	193	5%	9
Exportations	80	75	110	47%	35
Autres	5	7	6	-2%	0
Livraisons aux PEG (TWh)	681	797	813	2%	16
PEG Nord	543	643	669	4%	26
TRS	138	154	144	-6%	-10
Suivi des infrastructures					
Utilisation de la liaison Nord-Sud (N->S)	90%	95%	91%		-4%
Disponibilité liaison Nord-Sud (N->S)	83%	81%	84%		3%
Utilisation de Dunkerque (UK -> France)	88%	80%	89%		9%
Utilisation de Virtualys (Belgique->France)*	69%	63%	59%		-4%
Utilisation de Pirineos (France->Espagne)	57%	45%	52%		8%
Niveau de stock (TWh au 1er janvier)	74	96	83	-13%	-13
Variation nette des stockages en France (GWh/j)	22	-11	-8	-28%	3
Emission terminaux méthaniens (GWh/j)	179	214	280	31%	66
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	100,8	102,4	120,4	18%	18

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

Source : GRTgaz, Téréga – Analyse : CRE

Tableau 18 : Prix du gaz en France

Prix	Variation annuelle 2017 / 2016				
	2015	2016	2017	En pourcentage	En Valeur
Prix Spot (€/MWh)					
PEG Nord day-ahead (moyenne)	20,1	14,3	17,5	23%	3,2
TRS day-ahead (moyenne)	21,6	15,6	19,5	25%	3,9
Spread Nord/Sud	0,5	1,3	2,0	51%	0,7
Spread PEG Nord/TTF	0,3	0,3	0,2	-32%	-0,1
Prix à terme (€/MWh)					
PEG Nord M+1 (moyenne)	19,9	14,2	17,4	23%	3,2
TRS M+1 (moyenne)	20,5	15,4	19,6	27%	4,2
PEG Nord Y+1 (moyenne)	20,4	15,6	17,3	11%	1,7
Spread Nord/Sud (M+1)	0,6	1,2	2,2	78%	1,0
Spread PEG Nord/TTF (Y+1)	0,3	0,2	0,3	20%	0,0
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead	1,5	1,9	1,4	-26%	-0,5

Source : Powernext, Heren – Analyse : CRE

Tableau 19 : Négoce du gaz en France

Négoce				Variation annuelle 2017 / 2016	
	2015	2016	2017	En pourcentage	En Valeur
Activité sur le marché de gros français					
Echanges aux PEG* (TWh)	565	634	609	-4%	-25
En % de la consommation nationale	126%	130%	124%		-6%
Volumes échangés sur le marché intermédié français					
Marché spot (TWh)	177	188	185	-1%	-3
Intraday	18	27	28	5%	1,5
Day Ahead	102	105	106	1%	0,8
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	119	139	161	16%	22,3
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	59	49	24	-51%	-24,9
Marché à terme (TWh)	438	455	402	-12%	-53
M+1	107	128	115	-10%	-13,0
Q+1	51	44	47	9%	3,8
S+1	78	75	78	5%	3,9
Y+1	46	7	26	283%	19,4
Bourse (toutes échéances)	45	54	25	-54%	-29,0
Brokers (toutes échéances)	393	401	377	-6%	-24,3
Nombre de transactions sur le marché intermédié français					
Marché spot	138 322	142 806	147 439	3%	4 633
Intraday	24 540	29 483	30 003	2%	520
Day Ahead	92 219	92 596	95 583	3%	2 987
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	112 872	122 942	139 013	13%	16 071
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	25 450	19 864	8 426	-58%	-11 438
Marché à terme	6 046	6 623	5 956	-10%	-667
M+1	3 303	3 800	3 584	-6%	-216
Q+1	571	531	573	8%	42
S+1	531	475	419	-12%	-56
Y+1	242	57	126	121%	69
Bourse (toutes échéances)	1 550	1 700	1 097	-35%	-603
Brokers (toutes échéances)	4 496	4 923	4 859	-1%	-64
Concentration du marché français du gaz					
Nombre d'expéditeurs actifs sur le marché	110	103	110	7%	7
<i>dont actifs chez Powernext Gas Spot</i>	54	59	62	5%	3
<i>dont actifs chez Powernext Gas Futures</i>	40	47	46	-2%	-1

* Livraisons issues des échanges sur les marchés intermédiés en France

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

INDEX DES TABLEAUX

Tableau 1 : Evolution de la capacité installée des filières renouvelables.....	26
Tableau 2 : Prix moyen <i>day-ahead</i> et <i>intraday</i>	31
Tableau 3 : Evolution des écarts prix – coûts d'EDF.....	32
Tableau 4 : Marché de capacité : calendrier des enchères d'EPEX SPOT.....	40
Tableau 5 : Nombre d'acteurs actifs sur le marché français.....	58
Tableau 6 : Nombre d'acteurs actifs ayant importés des volumes via les terminaux méthaniers.....	58
Tableau 7 : Capacités de production installées en France.....	59
Tableau 8 : Production des différentes filières technologiques en France.....	59
Tableau 9 : Importations et exportations en France.....	60
Tableau 10 : Solde aux frontières.....	60
Tableau 11 : Clean dark et spark spread et charbon.....	60
Tableau 12 : Bilans Injections – Soutirages du système électrique français.....	61
Tableau 13 : Acteurs du marché français de l'électricité.....	61
Tableau 14 : Prix spot et à terme du marché français de l'électricité.....	62
Tableau 15 : Volumes spot et à terme sur le marché français de l'électricité.....	63
Tableau 16 : Indice de concentration (HHI) des différents segments de marché de gros de l'électricité de France.....	64
Tableau 17 : Fondamentaux du marché du gaz en France.....	65
Tableau 18 : Prix du gaz en France.....	65
Tableau 19 : Négoce du gaz en France.....	66

INDEX DES GRAPHIQUES

Graphique 1 : Classification simplifiée des produits énergétiques de gros et instruments financiers (MiFID II).....	12
Graphique 2 : Articulation avec la réglementation financière des produits énergétiques de gros.....	12
Graphique 3 : Evolution des prix des commodités.....	16
Graphique 4 : Cours du pétrole.....	17
Graphique 5 : Evolution des stocks commerciaux de pétrole brut américain de l'EIA (hors réserve stratégique).....	18
Graphique 6 : Contrats à terme du Charbon API2 Y+1.....	18
Graphique 7 : Courbe des températures en France.....	19
Graphique 8 : Evolution du prix du quota de CO ₂	20
Graphique 9 : Bilan des injections et soutirages sur l'année 2017.....	22
Graphique 10 : Consommation en France.....	23
Graphique 11 : Volumes trimestriels échangés aux frontières.....	24
Graphique 12 : Taux de disponibilité du parc nucléaire français.....	25
Graphique 13 : Comparaison des capacités installées des filières thermiques fossiles (hors nucléaire) et des filières renouvelables (hors hydraulique).....	26
Graphique 14 : Comparaison des productions semestrielles des filières thermiques fossiles (hors nucléaire) et des filières renouvelables (hors hydraulique).....	26
Graphique 15 : Taux de production de la filière hydraulique.....	27
Graphique 16 : <i>Clean dark</i> et <i>spark spreads</i> spot pointe.....	28
Graphique 17 : Taux de production de la filière gaz.....	28
Graphique 18 : Taux de production de la filière charbon.....	29
Graphique 19 - Marginalité des différentes filières de production en 2016 et 2017.....	30
Graphique 20 : Évolution des prix <i>day-ahead</i> en France (moyenne hebdomadaire des prix).....	31
Graphique 21 : Volatilité des prix <i>day-ahead</i>	32
Graphique 22 : Taux de couplage trimestriel des prix horaires avec les pays couplés.....	33
Graphique 23 : Prix spot France et Allemagne (Moyenne hebdomadaire).....	34
Graphique 24 : Prix spot France et Belgique (moyenne hebdomadaire).....	34

Graphique 25 : Prix spot France et Espagne (moyenne hebdomadaire)	35
Graphique 26 : Prix spot France et Italie (moyenne hebdomadaire).....	35
Graphique 27 : Prix spot France et Angleterre (moyenne hebdomadaire).....	36
Graphique 28 : Prix spot France et Suisse (moyenne hebdomadaire).....	36
Graphique 29 : Prix des produits Y+1 en Europe	37
Graphique 30 : Prix et écart entre les produits calendaires français et allemand.....	38
Graphique 31 : Évolution des prix des produits calendaires pour les trois années à venir en France	39
Graphique 32 : Volatilité des prix des produits calendaires	39
Graphique 33 : Marché de capacité : prix et volumes des enchères	40
Graphique 34 : Volumes échangés sur les marchés de gros	41
Graphique 35 : Volumes échangés sur la bourse du marché à terme.....	42
Graphique 36 : Volumes échangés sur le marché à terme intermédiaire	42
Graphique 37 : Approvisionnements et débouchés dans le système français 2017 [2016].....	44
Graphique 38 : Consommation des sites fortement modulés.....	45
Graphique 39: Taux d'utilisation des interconnexions françaises (flux commerciaux)	46
Graphique 40: Niveaux des stocks en France	47
Graphique 41: Emissions des terminaux méthaniers	47
Graphique 42: Liste des points potentiellement appelés pour les interventions de <i>spread</i> localisé	48
Graphique 43: Prix spot du gaz en Europe	49
Graphique 44: Prix mondiaux du gaz	50
Graphique 45: Evolution du <i>Spread</i> TRS/PEG Nord sur le marché spot.....	51
Graphique 46: Utilisation de la liaison Nord/Sud vs <i>spread</i> TRS/PEG Nord	51
Graphique 47: Prix à terme en Europe.....	52
Graphique 48: <i>Spread</i> hiver/été France	53
Graphique 49: Livraisons au PEG Nord et à la TRS.....	54
Graphique 50: Evolution des volumes négociés et du nombre de transactions sur le marché intermédiaire français.....	55
Graphique 51: Volumes négociés par PEG sur le marché intermédiaire	55
Graphique 52: Volumes négociés par produit sur le marché intermédiaire	56
Graphique 53 : Répartition des volumes négociés spot et à terme par type d'intermédiation en France	56
Graphique 54 : Indice de concentration du marché intermédiaire français (marché spot)	57
Graphique 55 : Indice de concentration du marché intermédiaire français (marché futur)	58



15, rue Pasquier - 75379 Paris Cedex 08 - France
Tél. : +33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : +33 (0)1 44 50 41 11
www.cre.fr