



COMMISSION  
DE RÉGULATION  
DE L'ÉNERGIE

## **SURVEILLANCE**

### **RAPPORT 2018**

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



## CONTENU

SYNTHÈSE .....	5
SECTION 1 SURVEILLANCE DES MARCHÉS DE GROS PAR LA CRE .....	9
1. MISE EN ŒUVRE OPÉRATIONNELLE DE LA MISSION DE SURVEILLANCE DE LA CRE DANS LE CADRE DU RÈGLEMENT REMIT .....	10
2. BILAN DE L'ACTIVITÉ DE SURVEILLANCE DE LA CRE EN 2018 .....	10
2.1 SOURCES DE DÉTECTION DE COMPORTEMENTS POTENTIELLEMENT SUSPECTS .....	10
2.2 SURVEILLANCE DES PRATIQUES DE GESTION DE L'INFORMATION PRIVILÉGIÉE .....	12
2.3 ACCOMPAGNEMENT DES PPAT DANS LEUR MISSION DE SURVEILLANCE .....	12
2.4 RELOCALISATION DES ACTEURS DU MARCHÉ EN PRÉVISION DU BREXIT .....	13
2.5 DONNÉES D'ENREGISTREMENT DES ACTEURS .....	13
3. ENQUÊTE ET SANCTION EN CAS DE MANQUEMENT AU RÈGLEMENT REMIT .....	14
4. COOPÉRATION AU NIVEAU EUROPÉEN .....	15
4.1 ORIENTATIONS NON CONTRAIGNANTES DE L'ACER CONCERNANT DES PRATIQUES MANIPULATOIRES .....	15
4.2 ABSENCE DE PRATIQUES DE MARCHÉ ADMISES À TRAVERS DE L'EUROPE .....	16
4.3 AVANCEMENT DANS LA MISE EN PLACE DES ÉCHANGES DE DONNÉES .....	16
SECTION 2 CONTEXTE DES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE .....	18
1. HAUSSE GÉNÉRALE DES PRIX DES MATIÈRES PREMIÈRES EN 2018 .....	19
1.1 LE PRIX DU BRENT EN HAUSSE CONTINUE JUSQU'À SEPTEMBRE S'APPROCHE DES 100 \$/BBL PUIS DÉGRINGOLE DE 40 % .....	20
1.2 A L'INSTAR DU PÉTROLE, HAUSSE SOUTENUE DES PRIX DU CHARBON PUIS FORT REcul FIN 2018 .....	22
2. UNE ANNÉE CLIMATIQUE 2018 MARQUÉE PAR UNE TRÈS FORTE SAISONNALITÉ .....	24
3. TRIPLEMENT DU PRIX DU QUOTA DE CO <sub>2</sub> .....	25
4. HAUSSE DES PRIX DES MATIÈRES PREMIÈRES EN 2018 .....	26
SECTION 3 LES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ .....	27
1. ÉVOLUTION DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE EN FRANCE EN 2018 .....	28
1.1. UNE CONSOMMATION STABLE EN 2018 PAR RAPPORT À 2017 AVEC QUELQUES ÉCARTS SAISONNIERS ...	28
1.2. LA DISPONIBILITÉ DU PARC NUCLÉAIRE S'AMÉLIORE PAR RAPPORT À 2017 MAIS LE TAUX DE PRODUCTION DE LA FILIÈRE RESTE BAS .....	30
1.3. LES CAPACITÉS INSTALLÉES EN ÉNERGIES RENOUVELABLES (HORS HYDRAULIQUE) DÉPASSENT LES CAPACITÉS INSTALLÉES DES FILIÈRES THERMIQUES FOSSILES .....	31
1.4. PRODUCTION HYDRAULIQUE EN HAUSSE EN 2018 AVEC UN TAUX DE SOLlicitATION ÉLEVÉ .....	33
1.5. DES FILIÈRES GAZ ET CHARBON MOINS SOLlicitÉES PAR RAPPORT À 2017 .....	33
1.6. MARGINALITÉ DES DIFFÉRENTES FILIÈRES DE PRODUCTION EN 2017 ET 2018 .....	35
2. DES PRIX DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ EN FORTE HAUSSE DEPUIS MAI 2018 .....	37
2.1. DES PRIX SPOT EN FORTE CROISSANCE EN 2018 AVEC DES ÉPISODES DE PICS DE PRIX AU PREMIER TRIMESTRE (EFFET VAGUE DE FROID) ET QUATRIÈME TRIMESTRE 2018 .....	37
2.2. ECART ENTRE PRIX SPOT ET COÛTS MARGINAUX D'EDF EN 2018 .....	38
2.3. DES TAUX DE CONVERGENCE CONTRASTÉS SELON LES PÉRIODES DE VOLATILITÉ DES PRIX SPOT FRANÇAIS .....	39
2.4. MISE EN ŒUVRE DE XBID .....	42
2.5. HAUSSE GÉNÉRALISÉE DES PRIX À TERME EN FRANCE ET EN EUROPE TOUT AU LONG DE L'ANNÉE 2018.	42

<b>3. MARCHÉ DE GARANTIES DE CAPACITÉ ET SA SURVEILLANCE PAR LA CRE</b> .....	46
3.1. RAPPEL DES GRANDS PRINCIPES DU MÉCANISME DE CAPACITÉ FRANÇAIS.....	46
3.2. PRINCIPES DE FORMATION DES PRIX : CADRE THÉORIQUE DU « <i>MISSING MONEY</i> » .....	47
3.3. LES SIMULATIONS NUMÉRIQUES MONTRENT LA FORTE SENSIBILITÉ DE L'ÉQUILIBRE DE MARCHÉ .....	49
3.4. LA TEMPORALITÉ DU MÉCANISME, LA MULTIPLICITÉ DES ENCHÈRES ET LES CONTRAINTES D'OFFRE CONDUISENT LES ACTEURS À S'ÉLOIGNER DU CADRE THÉORIQUE .....	54
3.5. ANALYSE DE LA CRE : LE COMPORTEMENT DES ACTEURS OBSERVÉ SUR LE MARCHÉ DES GARANTIES DE CAPACITÉ SOULÈVE DES QUESTIONS SUR LE <i>MARKET DESIGN</i> DU MÉCANISME .....	54
<b>4. ÉVOLUTION DES VOLUMES ÉCHANGÉS SUR LE MARCHÉ DE GROS EN 2018 DANS UN CONTEXTE DE FORTE   AUGMENTATION DES PRIX</b> .....	56
<b>SECTION 4 LES MARCHÉS DE GROS DU GAZ NATUREL</b> .....	58
<b>1. ÉVOLUTION DE LA CONJONCTURE DES MARCHÉS DE GROS DU GAZ EN 2018</b> .....	59
1.1 ÉQUILIBRE DU SYSTÈME FRANÇAIS.....	59
1.2 CONSOMMATION EN BAISSÉ DE 6 % EN LIEN AVEC DES TEMPÉRATURES DOUCES ET UNE FAIBLE SOLLICITATION DES CENTRALES À GAZ .....	61
1.3 NIVEAU RECORD D'INJECTIONS DANS LES STOCKAGES.....	62
1.4 UNE HAUSSE DE 15 TWH DE L'APPROVISIONNEMENT EN GNL .....	63
1.5 BAISSÉ DES IMPORTATIONS PAR GAZODUCS .....	66
1.6 UNE ZONE DE MARCHÉ UNIQUE EN FRANCE GRÂCE À LA FUSION DES ZONES PEG NORD ET TRS .....	67
<b>2. FORTE TENDANCE HAUSSIÈRE DES PRIX DU GAZ NATUREL EN 2018</b> .....	69
2.1 HAUSSE GLOBALE DES PRIX <i>SPOTS</i> ET PIC HISTORIQUE À LA FIN DE L'HIVER .....	69
2.2 LES MOUVEMENTS DE PRIX EN ASIE ORIENTENT LE MARCHÉ DU GNL .....	71
2.3 FORTE HAUSSE DES PRIX À TERME DANS LE SILLAGE DES PRIX DES MATIÈRES PREMIÈRES .....	72
2.4 SUCCÈS DE LA SAISON D'INJECTION DANS LES STOCKAGES.....	73
<b>3. HAUSSE DES VOLUMES ÉCHANGÉS EN FRANCE EN 2018</b> .....	73
<b>4. BON FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DU GAZ NATUREL EN FRANCE</b> .....	75
<b>CHIFFRES CLÉS</b> .....	76
<b>1. MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ</b> .....	76
<b>2. MARCHÉ DU GAZ</b> .....	82

## SYNTHÈSE

### La CRE veille au bon fonctionnement des marchés de gros de l'énergie en examinant les opérations des acteurs du marché par croisement avec toutes les sources d'information à sa disposition et en étroite coopération avec l'ACER et les autres régulateurs européens

Le périmètre surveillé par la CRE, dans le cadre du règlement REMIT, a représenté 637 450 transactions sur les marchés de gros de l'énergie en 2018, soit l'équivalent de 1 720 TWh échangés ou plus de 66 Md€.

Le 9 avril 2018, la CRE a rendu publique sa délibération N°2018-073 du 22 mars 2018<sup>1</sup> portant communication sur l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie. Dans cette délibération, la CRE a rappelé aux acteurs du marché les principales obligations qui leur incombent au titre du règlement REMIT.

A la date de parution du présent rapport de surveillance, quatre enquêtes sont ouvertes, dont trois sur le marché de gros de l'électricité et une sur celui du gaz naturel. Par ailleurs, deux autres enquêtes (une sur le marché de gros de l'électricité et une sur celui du gaz naturel) ont fait l'objet d'un procès-verbal d'enquête qui a été transmis par le Président de la CRE au Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS).

En outre, une procédure ouverte, à la suite d'une saisine de CoRDIS par le Président de la CRE, a abouti en octobre 2018 à la sanction de 5 millions d'euros par le CoRDIS<sup>2</sup>, de la société Vitol SA. Cette dernière a contesté cette décision devant le Conseil d'État.

Par ailleurs, la CRE supervise le respect, par les personnes organisant des transactions à titre professionnel (PPAT)<sup>3</sup>, des obligations leur incombant en application de l'article 15 du règlement REMIT. A ce titre, la CRE a mené en 2018 un audit des activités de surveillance des bourses de l'électricité et du gaz naturel basées en France, à savoir EPEX SPOT et Powernext, dans le but d'assurer la mise en œuvre opérationnelle et efficace du règlement REMIT. La CRE a également accompagné RTE dans la mise en place de son activité de surveillance prévue par l'article 15 susmentionné.

Engagée de longue date en faveur d'un corpus harmonisé de règles et de pratiques communes de surveillance au sein de l'Union Européenne, la CRE participe activement aux groupes de travail et forums européens relatifs à REMIT et contribue à la coopération avec l'ACER, ainsi qu'avec les régulateurs de l'énergie des autres Etats membres de l'Union Européenne et avec les autorités financières, pour la mise en œuvre du règlement REMIT. Dans ce cadre, la CRE assure quatre présidences ou co-présidences de groupes de travail européen au sein de l'ACER et du CEER en 2018 et 2019. La CRE attache une importance majeure à l'avancement rigoureux et constructif des travaux et projets européens.

Les initiatives européennes coordonnées par l'ACER visant une approche commune en matière d'implémentation et de mise en œuvre du règlement REMIT, ont abouti à deux nouvelles publications de l'ACER fournissant des orientations non contraignantes relatives aux manipulations de marché de type blocage de capacité de transport ou « *capacity hoarding* » sur le marché infra-journalier d'électricité, et de type « *layering* » et « *spoofing* » sur les marchés de gros continus (cf. section 4.1).

Par ailleurs, la CRE a participé à une étude comparative, lancée à l'initiative du CEER, relative aux pratiques de marchés admises dans le secteur de l'énergie telles que mentionnées au considérant 14 du règlement REMIT. Contrairement au secteur financier, aucune pratique de ce genre n'est admise dans le secteur de l'énergie. En effet, les régulateurs du secteur énergétique des Etats membres de l'Union Européenne ainsi que de l'Espace économique européen n'ont pas établi de telles pratiques dans le cadre du règlement REMIT ou de la régulation nationale et n'envisagent pas de le faire. Un communiqué de presse<sup>4</sup> du CEER a été publié à ce sujet.

### Gestion des données

La qualité des données transactionnelles et fondamentales est essentielle pour la conduite de la surveillance des marchés de gros, et la CRE est en conséquence fortement impliquée dans les travaux de l'ACER sur ce sujet. Elle a notamment contribué à définir, conjointement avec les autres autorités européennes, des pistes d'améliorations s'agissant de la qualité de données, visant notamment à l'harmonisation des formats de déclarations de données qui restent encore à mettre en place. La CRE participe également aux tests de complétude et de qualité des données. Dans la continuité de ces travaux, la CRE souhaite maintenir le dispositif de collecte nationale des données auprès des places de marché organisées (bourses et courtiers) afin d'éviter toute discontinuité dans les données entrant dans le périmètre de surveillance de la CRE.

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

<sup>2</sup> Communiqué de presse de la CRE : <https://www.cre.fr/Actualites/Le-CoRDIS-sanctionne-pour-la-premiere-fois-des-manipulations-de-marche-sur-un-marche-de-gros-de-l-energie>

<sup>3</sup> En anglais *Persons Professionally Arranging Transactions* ou PPAT.

<sup>4</sup> <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/f09f1797-75e0-e105-b740-522dae9d83b1>

### Conséquences du Brexit

La perspective d'une sortie du Royaume-Uni du périmètre de l'Union Européenne sans accord a des impacts importants notamment pour les acteurs du marché (producteurs, bourses ou traders, fournisseurs et leurs clients) établis au Royaume-Uni ou intervenant sur ses marchés. Les relocalisations d'activité des différents acteurs du marché ont commencé ou sont prêtes à être activées, les contrats ont été transférés ou sont prêts à l'être.

Certaines sociétés de courtages ont été agréées par l'autorité financière compétente pour la relocalisation de leur système organisé de négociation ou « OTF » en France, dont la négociation des produits énergétiques de gros. Ces sociétés sont considérées comme des PPATs au sens de l'article 15 du règlement REMIT. Dans ce contexte, la CRE accompagnera ces sociétés, notamment dans la mise en œuvre des obligations de détection et de déclaration de suspicion d'opérations d'initiés ou de manipulations de marché.

Enfin, en cas de sortie sans accord du Royaume-Uni de l'Union Européenne, les acteurs enregistrés auprès du régulateur britannique (Ofgem) postant des ordres et réalisant des transactions sur les produits énergétiques de gros pour livraison dans l'Union Européenne, doivent s'enregistrer à nouveau auprès d'un régulateur européen. Afin de faciliter ce changement, l'ACER<sup>5</sup> et l'Ofgem<sup>6</sup> ont communiqué sur les modalités de ré-enregistrement. En complément de ces communications, la CRE a répondu à des questions opérationnelles de certaines sociétés sur les conséquences potentielles du Brexit s'agissant de l'obligation d'enregistrement en application de l'article 9 du règlement REMIT.

### Contexte haussier des matières premières et conditions climatiques particulières en 2018

L'année 2018, dans la continuité de l'année 2017, s'est caractérisée par une progression forte des cours des matières premières. Les cours du pétrole, du gaz et du CO<sub>2</sub> ont affiché une tendance haussière nette à partir du second semestre 2018. Ainsi, les cours du pétrole ont augmenté en moyenne de plus de +32 %. Malgré le cycle haussier entamé en 2016, le niveau absolu de ces prix se maintient dans la moyenne historique des douze dernières années. Le prix du quota de carbone, après avoir fini l'année 2017 à un prix de 8,2 €/tCO<sub>2</sub> a triplé et l'année 2018 s'est clôturée à un prix de 24,6 €/tCO<sub>2</sub>.

S'agissant des conditions climatiques, après une vague de froid du février-mars, l'année 2018 a connu des températures plus chaudes que les normales et que celles observées en 2017. En revanche, la pluviométrie a été normale et plus forte qu'en 2017 ce qui a permis d'améliorer la production hydraulique.

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

### Marchés de gros de l'électricité : tendance haussière des prix généralisée à travers l'Europe

Dans le sillage de hausse des prix des matières premières, l'année 2018 affiche une hausse importante des prix d'électricité à partir de mars 2018 en France et en Europe.

La production française d'électricité en 2018 est en hausse de 3,6 % par rapport à 2017, de 529 TWh à 549 TWh. La hausse de la production est en ligne avec une amélioration de la disponibilité de la filière nucléaire, le bon niveau des stocks hydrauliques et la croissance du parc des installations renouvelables. Hors hydraulique, la production issue des énergies renouvelables a augmenté de 13 %. Grâce notamment à une bonne disponibilité de la filière hydraulique, les filières du gaz et du charbon ont été moins sollicitées qu'en 2017.

Le prix *spot* base moyen de l'année 2018 a connu une forte hausse pour s'établir à 50,2 €/MWh, soit une augmentation de 12 % par rapport à 2017 (45 €/MWh). Les prix infra-journaliers se sont également établis autour de 50 €/MWh et ont suivi l'évolution des prix *spot* base. Le prix du produit *spot* pointe a également fortement augmenté (+10%) pour atteindre le niveau de 59,1 €/MWh.

Les prix des produits calendaires en France et en Europe à échéance à un, deux ou trois ans ont fortement augmenté au cours de l'année 2018. En moyenne sur 2018, le prix à terme calendaire (Y+1 France) s'est situé à environ 49 €/MWh mais il a augmenté tout au long de l'année pour s'approcher des 60 €/MWh en fin d'année.

Le volume d'ARENH demandé pour 2019 lors des guichets de 2018, dans ces conditions, a été de 20,4 TWh au titre de la fourniture des pertes aux gestionnaires de réseaux et de 133 TWh pour les consommateurs finals. L'ARENH est compétitif à cause de la hausse des prix calendaires, qui ont largement dépassé les 42 €/MWh.

Les volumes échangés sur les marchés de gros de l'électricité sont en baisse par rapport à 2017. Même si leur volume a diminué, les produits annuels sont toujours ceux qui s'échangent le plus dans le contexte de la hausse de la demande ARENH ces deux dernières années, qui se substitue à l'achat sur les marchés de gros. Les volumes

<sup>5</sup> <https://documents.acer-remit.eu/category/all-documents/>

<sup>6</sup> <https://www.ofgem.gov.uk/about-us/ofgem-and-europe/preparing-eu-exit>

des produits infra-journaliers sont en forte hausse, plus 40 % par rapport à 2017, mais restent marginaux (environ 9 TWh) par rapport aux autres produits.

### Marché de capacité : prix en hausse en 2018

Concernant le marché de capacité, six enchères se sont déroulées sur le marché d'EPEX SPOT courant 2018 pour l'année de livraison 2019, ainsi que une sur l'année de livraison 2017 et une autre sur l'année de livraison 2018. A ce jour, deux enchères se sont déroulées en 2019 pour l'année de livraison 2020.

Les enchères pour livraison en 2019 se sont traduites par une hausse sensible des prix des garanties de capacité pour un prix moyen d'environ 17 365 €/MW, au lieu de 9 350 €/MW en moyenne pour l'année 2018.

En application des dispositions de l'article L.131-2 du code de l'énergie, la CRE surveille le marché des garanties de capacité, sur lequel les interdictions et obligations prévues aux articles 3, 4 et 5 du règlement REMIT s'appliquent. A ce titre, le comportement particulier de certains acteurs a fait l'objet de demandes d'information de la part de la CRE.

La CRE a conduit des analyses sur l'équilibre général du marché de capacité, qui montrent que les prix obtenus sont compatibles avec les fondamentaux de ce marché. Pour autant, le fonctionnement actuel du mécanisme de capacité s'éloigne en pratique du cadre théorique en raison, notamment, de la possibilité pour la demande de se matérialiser librement sur les différentes enchères, ce qui conduit certains acteurs à proposer leurs garanties de capacité aux enchères à des prix plancher.

En conséquence, la CRE considère qu'après avoir réalisé le premier retour d'expérience du dispositif, une réflexion doit être lancée pour faire évoluer le *design* du mécanisme de capacité, en s'orientant par exemple vers un mécanisme comportant davantage de centralisation à l'image des mécanismes britanniques, irlandais ou polonais.

### Marchés de gros du gaz : hausse des prix, accroissement des arrivées de GNL, réforme du stockage et zone de marché unique

Le bilan gazier est stable avec des volumes d'approvisionnements et de débouchés proches de ceux de 2017. L'essor du GNL se confirme (+15 % par rapport à 2017), alors que des importations terrestres baissent légèrement (-0,4 % par rapport à 2017). En outre, l'année a été caractérisée par une forte sollicitation des stockages (+45 % par rapport à 2017), en particulier lors de la saison d'injection, stimulée par le niveau faible atteint à la sortie de l'hiver et par la mise en œuvre de la nouvelle réforme de stockage.

Le 1<sup>er</sup> novembre 2018 a été marqué par l'inauguration de la zone unique de marché du gaz, la *Trading Region France* (TRF), née de la fusion du PEG Nord et de la TRS. Les prix PEG Nord et TRS ont été remplacés par la nouvelle référence de prix PEG, qui permettra aux consommateurs du Sud de la France de bénéficier des conditions de prix et de liquidité de la zone unique.

Les prix *spot* des principaux *hubs* gaziers en Europe ont augmenté en 2018 par rapport à 2017. Les prix au TTF néerlandais et au PEG Nord se sont respectivement établis en moyenne à 22,8 €/MWh et 22,6 €/MWh contre 17,3 €/MWh et 17,5 €/MWh en 2017. Malgré un hiver relativement doux, les prix *spot* ont atteint un record historique au 1<sup>er</sup> mars 2018 avec 51 €/MWh au PEG Nord et 85 €/MWh au TTF, à la suite de la vague de froid en Europe dans un contexte d'approvisionnement tendu avec un niveau très bas des stockages européens. Les prix ont ensuite continué d'augmenter pendant le printemps et l'été en raison notamment de la forte demande d'injection, des faibles importations de GNL et de la consommation élevée des centrales à gaz.

Les prix à terme européens ont suivi une forte tendance haussière au cours de l'année 2018, dans le contexte de hausse généralisée du prix des matières premières. Au cours de l'année 2018, le produit calendaire 2019 s'établit en moyenne à 21 €/MWh contre 17 €/MWh l'année dernière.

Les échanges sur les marchés intermédiés ont nettement augmenté en 2018, avec des volumes globaux en hausse de 17 % (677 TWh) et un nombre de transactions en progression de 1 % par rapport à 2017. Les échanges sur les marchés *spot* ont augmenté en 2018 de 3,5 % et les volumes échangés sur les marchés à terme de 22 %. Cette hausse sur les produits à terme s'explique en partie par la hausse d'activité sur les produits Saisons liée au haut niveau de souscription lors des enchères des capacités de stockage.

#### AVERTISSEMENT

Le présent rapport porte sur les données de l'année calendaire 2018. Le cas échéant, les faits marquants de l'activité de surveillance pendant les premiers mois de 2019 sont également mentionnés.

## Activité de la CRE en 2018 dans le cadre de sa mission de surveillance



637 450 transactions

1 720 TWh échangés

Plus de 66 Md€

42 demandes

d'informations



183 alertes reçues de la part de l'ACER depuis octobre 2017

Une trentaine de cas en cours d'analyse au titre de la surveillance

1 324 acteurs enregistrés auprès de la CRE

2 PPATs audités



4 présidences ou coprésidences

de groupes de travail européens REMIT



6 enquêtes ont été ouvertes dont 2 ont été transmises au CoRDIS

1<sup>ère</sup> sanction par CoRDIS au titre de REMIT - 5 M€

## Marché de gros en France en 2018

### Prix de l'électricité



+ 26 % en moyenne des prix spot

+ 35 % des prix à terme

### Prix du gaz naturel



+ 25 % en moyenne des prix spot

+ 23 % en moyenne des prix à terme

**SECTION 1**  
**SURVEILLANCE DES MARCHÉS DE GROS PAR LA CRE**

## 1. MISE EN ŒUVRE OPÉRATIONNELLE DE LA MISSION DE SURVEILLANCE DE LA CRE DANS LE CADRE DU RÈGLEMENT REMIT

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) est responsable depuis 2006 de la surveillance des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel. Elle publie chaque année son rapport de surveillance sur le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel ainsi que, chaque trimestre, son Observatoire des marchés de gros.

Depuis le 28 décembre 2011, la mission de surveillance des marchés de gros de l'énergie assurée par la CRE s'inscrit dans le cadre du règlement européen 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).

En application des dispositions de l'article L. 131-2 du code de l'énergie, la CRE surveille les marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel et garantit notamment le respect des articles 3, 4, 5, 8, 9 et 15 du règlement REMIT.

A ce titre, la CRE porte une attention particulière aux dispositions visant 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 (articles 3 et 5) ;
- obligeant les acteurs du marché à publier les informations privilégiées qu'ils détiennent (article 4).

La CRE s'attache à garantir également le respect, par les personnes organisant des transactions à titre professionnel (PPAT)<sup>7</sup>, de leurs obligations de détection et de déclaration de suspicion d'opérations d'initiés ou de manipulations de marché au titre de l'article 15 du règlement REMIT.

Enfin, l'application de certains dispositifs du règlement REMIT a été étendue au marché de garanties de capacité français. En application de l'article L. 131-2 du code de l'énergie, la CRE garantit le respect des interdictions des opérations d'initiés (article 3), de l'obligation de publier les informations privilégiées (article 4) et de l'interdiction des manipulations de marché (article 5).

Comme présenté dans le précédent rapport de surveillance des marchés de gros, la mise en œuvre opérationnelle du règlement REMIT se décline au sein de la CRE à travers deux départements : le Département de Surveillance des marchés de gros (DSMG) et le Département Analyse et Contrôle des marchés de gros (DACG).

L'implémentation du règlement REMIT se poursuit au niveau européen dans le cadre des dispositions de l'article 16 du règlement REMIT qui prévoit en particulier la coopération entre l'ACER, l'Autorité européenne des marchés financiers (AEMF), les régulateurs de l'énergie des autres Etats membres de l'Union Européenne et les autorités financières.

## 2. BILAN DE L'ACTIVITÉ DE SURVEILLANCE DE LA CRE EN 2018

La CRE fonde sa mission de surveillance sur une veille transverse des marchés de gros visant à la fois à analyser l'impact des événements de l'actualité du secteur énergétique et à détecter les comportements anormaux des acteurs du marché pouvant constituer des suspicions de manquement au règlement REMIT.

La CRE surveille les opérations réalisées sur les marchés de gros de l'électricité, du gaz naturel et des garanties de capacité afin de détecter tout événement inhabituel ou tout comportement anormal qui pourrait être qualifié d'abus de marché au titre du règlement REMIT.

Sur l'année 2018, le périmètre surveillé par la CRE dans le cadre de REMIT représente 637 450 transactions sur les marchés de gros de l'énergie, soit l'équivalent de 1 720 TWh échangés ou plus de 66 Md€. La CRE a formulé 42 demandes d'informations auprès des acteurs de marché en 2018.

A la date de parution du rapport, la CRE a reçu de la part de l'ACER 183 alertes de comportement potentiellement suspect depuis octobre 2017 et jusqu'à la fin 2018. Elle mène actuellement une trentaine d'analyses de cas de comportements suspects détectés via d'autres sources que les alertes de l'ACER et six enquêtes ont été ouvertes à ce jour.

### 2.1 Sources de détection de comportements potentiellement suspects

Les activités de surveillance de la CRE s'appuient sur la détection *ex-post* des comportements potentiellement suspects soit par des outils de détection internes soit à la suite de déclarations transmises par des parties externes.

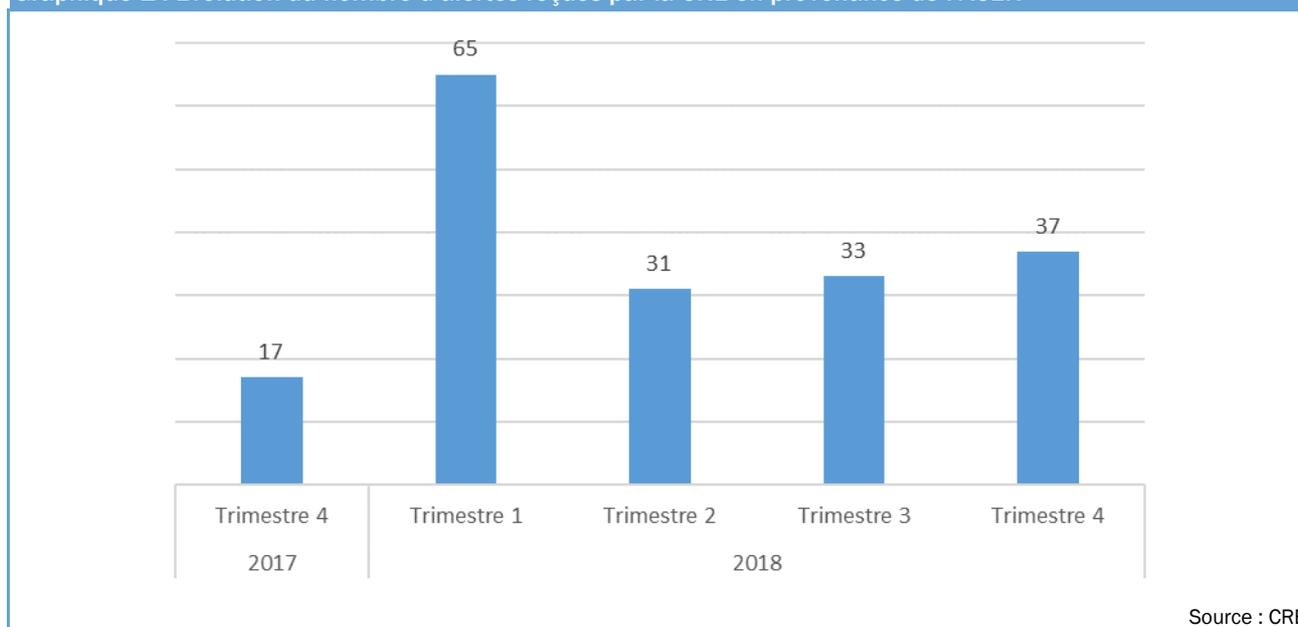
<sup>7</sup> En anglais *Persons Professionally Arranging Transactions* ou PPAT.

La détection interne s'appuie sur des outils de surveillance conçus pour assurer le suivi conjoncturel des marchés mais aussi sur des outils de détection visant à surveiller des segments de marché spécifiques et des comportements précis ainsi qu'à se focaliser sur le comportement déterminé de certains acteurs du marché.

La détection externe repose sur la déclaration des suspicions provenant de différentes sources. En premier lieu, les PPAT, qui dans le cadre de leurs missions et obligations au titre de l'article 15 du règlement REMIT, ont l'obligation d'avertir, sans délai, l'autorité de régulation nationale, si elles ont des raisons de suspecter qu'une transaction pourrait enfreindre les articles 3 ou 5 du règlement REMIT. La CRE souligne la valeur de cette mission car les PPATs sont une source importante d'information, en tant que des organisateurs des opérations de négoce sur leurs plateformes.

L'ACER transmet également des cas de suspicion qu'elle détecte, ainsi que les alertes issues de ses systèmes automatiques de détection interne. Sur ce dernier point, elle transmet aux régulateurs nationaux depuis la fin 2017, à un rythme mensuel, les alertes pointant des transactions qu'elle juge suspectes. Ces alertes permettent d'identifier des transactions inhabituelles dont l'analyse peut mener à l'ouverture d'une analyse approfondie de la CRE. La plateforme de surveillance en cours de développement par l'ACER a généré plus de 183 alertes de comportement potentiellement suspect transmises à la CRE depuis octobre 2017 et jusqu'à la fin 2018 (Graphique 1). Parmi ces alertes, certaines relèvent exclusivement du marché français sous la responsabilité de la CRE, d'autres concernent les produits transfrontaliers et donc également des autres régulateurs. Les premières analyses menées par la CRE sur 19 de ses alertes ont abouti à la conclusion qu'aucune suspicion de manquement ne pouvait être identifiée. Les conclusions de la CRE ont été partagées avec l'ACER et devraient permettre un ajustement des algorithmes de détection afin d'améliorer la pertinence de ces alertes mais aussi la qualité des données sur lesquelles elles sont fondées. La CRE poursuit l'analyse des alertes restantes.

Graphique 1 : Evolution du nombre d'alertes reçues par la CRE en provenance de l'ACER



De même, les autres autorités de régulation, que ce soit en France et ou à l'étranger, transmettent à la CRE les informations relatives à des comportements potentiellement suspects.

Enfin et en troisième lieu, la CRE reçoit également des informations relatives à des comportements suspects de la part des acteurs du marché. La CRE encourage cette vigilance et souhaite rappeler que toute personne ayant des suspicions de manquement au règlement REMIT peut les signaler, de façon anonyme ou non, à l'adresse [surveillance@cre.fr](mailto:surveillance@cre.fr) ou sur la plateforme de notification prévue à cet effet<sup>8</sup>.

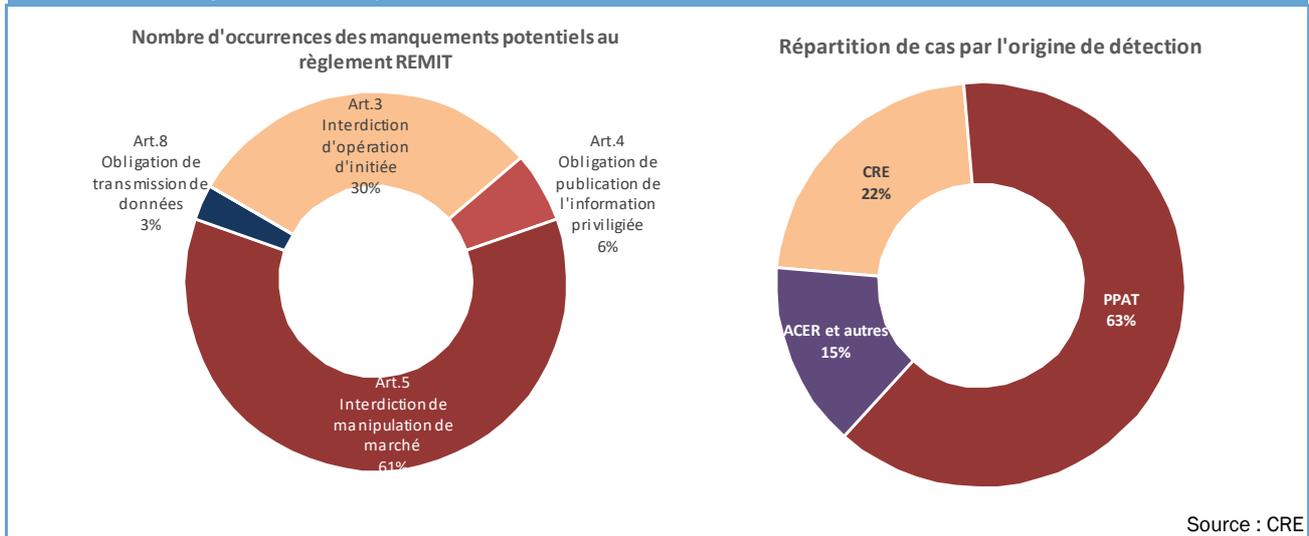
Les comportements suspects détectés en interne par la CRE ou en externe donnent lieu à des analyses visant à s'assurer du caractère raisonnable de la suspicion. Outre les analyses détaillées de ces cas suspects, la CRE analyse également les événements inhabituels des marchés ou les comportements spécifiques de certains acteurs du

<sup>8</sup> <https://www.acer-remit.eu/np/home>.

marché. A la date de parution du rapport, et en complément à l'analyse des alertes de l'ACER, une trentaine d'analyses sont actuellement ouvertes par la CRE. Quatre analyses ont été clôturées en 2018 sans donner lieu à l'ouverture d'une enquête.

Les soupçons de manquement au règlement REMIT, ayant fait l'objet d'analyses, concernent le plus souvent les suspicions de manquement aux articles 3 et 5 du règlement (interdictions des opérations d'initiés et des manipulations de marché), respectivement dans 30 % et 61 % des cas.

**Graphique 2 : Répartition des cas de surveillance sous analyse approfondie (hors les analyses des cas issus des alertes automatiques de l'ACER)**



## 2.2 Surveillance des pratiques de gestion de l'information privilégiée

La CRE, dans la délibération N° 2018-073 du 22 mars 2018<sup>9</sup>, a notamment rappelé l'obligation de publication des informations privilégiées pesant sur les acteurs du marché (article 4 du règlement REMIT) et l'interdiction des opérations d'initiés (article 3(1) du règlement REMIT) qui s'appliquent à toute personne détenant une information privilégiée en rapport avec un produit énergétique de gros. Afin de limiter les risques de transmission et d'utilisation des informations privilégiées, la CRE avait alors recommandé « *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 contrôles 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, ...)* ».

Chaque acteur du marché est donc incité à établir et conserver des dispositifs et des procédures internes efficaces visant à éviter les manquements aux dispositions contenues dans REMIT et ce en tenant compte des orientations fournies par l'ACER dans ses *guidances*<sup>10</sup> et dans ladite délibération.

Dans ce contexte, la CRE a l'intention d'effectuer un audit des dispositifs et procédures internes mis en place par les groupes disposant à la fois d'activités de production d'électricité et de négoce afin de s'assurer de leur conformité aux dispositions des articles 3 et 4 du règlement REMIT.

## 2.3 Accompagnement des PPAT dans leur mission de surveillance

Comme mentionné précédemment, les PPAT jouent un rôle primordial dans la surveillance des marchés de gros de l'énergie en raison des obligations de surveillance qui leur incombent. L'article 15 du règlement REMIT impose en effet que les PPAT avertissent sans délai les autorités de régulation concernées de leurs suspicions de manquement aux articles 3 et 5 du règlement REMIT mais aussi que les PPAT « *établissent et conservent des dispositions et des procédures efficaces pour déceler les infractions à l'article 3 ou 5* ».

Dans ce contexte, la CRE a mené, en 2018, un audit visant à évaluer la conformité des bourses de l'électricité et du gaz basées en France, à savoir EPEX SPOT et Powernext, à l'article 15 du règlement REMIT et aux orientations non contraignantes données par l'ACER dans le chapitre 9 de ses *guidances*<sup>10</sup>. Les observations tirées par la CRE

<sup>9</sup> <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Communication/remit10> <https://documents.acer-remit.eu/category/guidance-on-remit/>

<sup>10</sup> <https://documents.acer-remit.eu/category/guidance-on-remit/>

à travers cet audit ont été partagées avec les autres régulateurs européens dont les marchés sont concernés par les activités d'EPEX SPOT et Powernext.

Même si des améliorations possibles ont été identifiées, l'audit réalisé n'a pas relevé d'anomalies dans les activités de surveillance d'EPEX SPOT et de Powernext. La CRE rappelle à ce titre l'importance pour les PPAT de lui communiquer toute modification structurelle du marché et de leurs activités de surveillance ainsi que de maintenir une démarche d'amélioration continue des délais et des procédures dédiées au respect de l'article 15 du règlement REMIT.

En 2018, la CRE a également accompagné RTE dans la mise en place de son activité de surveillance en particulier sur certains segments du marché et notamment ceux liés à l'allocation explicite de capacités transfrontalières lors des marchés infra-journaliers. Comme pour les autres PPAT, la CRE encourage RTE à être proactive dans la détection des cas suspects tout en portant la plus grande attention à la qualité de ses analyses.

### 2.4 Relocalisation des acteurs du marché en prévision du BREXIT

L'intensification des travaux préparatoires au Brexit a été notable à compter de l'été 2018 du fait de l'incertitude persistante sur l'issue des négociations entre le Royaume-Uni et l'Union Européenne.

Dans ce contexte, au cours du second semestre 2018 et du premier trimestre 2019, plusieurs acteurs du marché, exerçant en France l'activité de fourniture du gaz naturel mais dont les activités de *trading* étaient localisées au Royaume-Uni, se sont réorganisés dans la perspective de la relocalisation en France ou dans les autres pays de l'Union Européenne.

Les incertitudes sur la date effective du Brexit ont également impacté certaines sociétés de courtage et notamment celles ayant un système organisé de négociation ou « OTF » (*organised trading facility*)<sup>11</sup>. Compte tenu des conséquences du Brexit sur l'application du règlement REMIT mais aussi sur la réglementation financière<sup>12</sup> et l'applicabilité de la notion d'OTF, des sociétés de courtage ont exprimé leur intention de relocaliser leurs services en France et ont été agréés pour continuer à mettre en œuvre leur activité d'OTF y compris pour ce qui concerne les marchés de gros de l'énergie.

### 2.5 Données d'enregistrement des acteurs

Les acteurs du marché sont tenus en application de l'article 9 du règlement 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* ». Au 31 décembre 2018, 1 324 acteurs s'étaient enregistrés auprès de la CRE, soit une augmentation de 75 acteurs par rapport à l'année 2017.

Il relève de la responsabilité de chaque acteur du marché d'assurer l'exactitude et 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. Les informations devenues erronées doivent être corrigées le cas échéant dans les plus brefs délais. Les contacts, coordonnées et entités de déclaration de données sont autant d'exemples des champs qui peuvent comporter des erreurs.

Enfin, dans le contexte des discussions en cours sur la sortie du Royaume-Uni de l'Union Européenne, la CRE souhaite partager les documents qui ont été publiés par l'ACER<sup>13</sup> et le régulateur britannique, l'Ofgem,<sup>14</sup> à ce propos. Il y est ainsi statué que, en cas de sortie sans accord du Royaume-Uni de l'Union Européenne, les acteurs enregistrés auprès de l'Ofgem déposant des ordres et réalisant des transactions sur les produits énergétiques de gros dans l'Union Européenne doivent s'enregistrer à nouveau auprès d'un régulateur européen. Ce changement est facilité par une fonctionnalité de la plateforme d'enregistrement CEREMP. Après que l'acteur aura effectué sa demande de changement d'autorité de régulation et qu'elle aura été validée par l'Ofgem, l'acteur devra renseigner et, le cas échéant, corriger, ses informations dans les champs qui seront déjà pré-remplis à partir des informations déjà disponibles.

<sup>11</sup> L'OTF, est un système multilatéral qui assure la rencontre en son sein et à la discrétion de son gestionnaire de multiples intérêts acheteurs et vendeurs de manière à conclure des transactions sur des obligations, des produits financiers structurés, des quotas d'émission ou des instruments dérivés. En France, l'exploitation d'un OTF est soumise à un agrément de l'Autorité de contrôle prudentiel et de résolution (ACPR) après avis de l'AMF lorsque son gestionnaire est un prestataire de services d'investissement ou à une autorisation de l'AMF lorsqu'il est géré par une entreprise de marché.

<sup>12</sup> [https://www.esma.europa.eu/sites/default/files/library/esma70-155-7253\\_public\\_statement\\_mifidii\\_bmr\\_provisions\\_under\\_a\\_no\\_deal\\_brexit.pdf](https://www.esma.europa.eu/sites/default/files/library/esma70-155-7253_public_statement_mifidii_bmr_provisions_under_a_no_deal_brexit.pdf)

<sup>13</sup> <https://documents.acer-remit.eu/category/all-documents/>

<sup>14</sup> <https://www.ofgem.gov.uk/about-us/ofgem-and-europe/preparing-eu-exit>

La CRE attire l'attention des acteurs sur le fait que les demandes de ré-enregistrement ne seront validées par l'Ofgem que lorsqu'une décision officielle attestant d'une sortie sans accord du Royaume-Uni de l'Union Européenne aura été prise. Néanmoins, par anticipation de la prise de ladite décision, les demandes peuvent dès à présent être effectuées.

Pour toute question relative à l'enregistrement, les acteurs du marché peuvent contacter le département de la surveillance des marchés de gros de la CRE à l'adresse [enregistrement.remit@cre.fr](mailto:enregistrement.remit@cre.fr).

### 3. ENQUÊTE ET SANCTION EN CAS DE MANQUEMENT AU RÈGLEMENT REMIT

La CRE peut, en cas de suspicion raisonnable d'un manquement au règlement REMIT qui peut se caractériser par un comportement ou fonctionnement inhabituel de marché, recourir à des enquêtes. En application des dispositions du code de l'énergie, le Président de la CRE peut décider d'ouvrir une enquête, et désigner à cet effet un agent enquêteur. Le cas échéant, l'enquête peut aboutir à la saisine, par le Président de la CRE, du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS).

A date de parution du présent rapport de surveillance, six enquêtes ont été ouvertes depuis 2016 dont deux ont été transmises au CoRDIS. Sur ces six enquêtes, quatre portent sur le marché de gros de l'électricité et deux sur celui du gaz naturel. Toutes ces enquêtes portent sur de possibles manquements aux articles 3, 4 et 5 du règlement REMIT, respectivement interdiction des opérations d'initiés, obligation de publier les informations privilégiées et interdiction des manipulations de marché.

En outre, une procédure ouverte à la suite de la saisine du CoRDIS a abouti, en date du 5 octobre 2018, à la décision de sanction à l'encontre de la société Vitol SA pour un montant de 5 millions d'euros, pour avoir procédé à des manipulations de marché au point d'échange de gaz (PEG) Sud entre le 1<sup>er</sup> juin 2013 et le 31 mars 2014. La décision du CoRDIS<sup>15</sup> a relevé que le mode opératoire de la société Vitol SA a été de nature à envoyer au marché des indications trompeuses quant à l'état de l'offre et de la demande au PEG Sud. Cette décision a été contestée devant le Conseil d'Etat.

Cette décision est la première sanction du CoRDIS portant sur la surveillance des marchés de gros de l'énergie. Dans son communiqué de presse en date du 9 octobre 2018, la CRE a salué cette décision, qui démontre l'existence d'une surveillance active et efficace du bon fonctionnement des marchés. La CRE, à cette occasion, a rappelé que les marchés de gros de l'électricité et du gaz ont pour fonction d'organiser de façon efficace et transparente la rencontre de l'offre et de la demande. Les prix qui en résultent doivent refléter la rareté ou au contraire l'abondance de l'énergie, à l'exclusion de toute manipulation de quelque nature que ce soit. Les entreprises participant à ces marchés sont donc soumises à des obligations strictes en matière de comportement et de transparence, en application du règlement européen REMIT.

Sur le plan européen, l'ACER a communiqué publiquement sur sept décisions de sanction, entre 2015 et 2019, relatives aux enquêtes en lien avec les manquements aux dispositions du règlement REMIT<sup>16</sup>. A ce titre, trois sanctions dont une sur les marchés de gros de l'électricité et deux sur ceux du gaz, portent sur des enquêtes menées par le régulateur espagnol, deux sur ceux de l'électricité par le régulateur danois, une sur ceux du gaz par le régulateur français et une sur ceux du gaz par le régulateur allemand. L'ensemble des décisions concernent un manquement aux dispositions de l'article 5 du règlement REMIT et le montant des sanctions est compris entre environ 20 000 € et 25 000 000 €.

<sup>15</sup> Communiqué de presse de la CRE : <https://www.cre.fr/Actualites/Le-CoRDIS-sanctionne-pour-la-premiere-fois-des-manipulations-de-marche-sur-un-marche-de-gros-de-l-energie>

<sup>16</sup> Edition N° 16 de la newsletter trimestrielle de l'ACER REMIT Quarterly Q1 2019 : [https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/REMITQuarterly\\_Q1\\_2019\\_1.0.pdf](https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/REMITQuarterly_Q1_2019_1.0.pdf)

Graphique 3 : Décisions de sanction au niveau européen en lien avec les manquements aux dispositions du règlement REMIT (extrait de l'édition N° 16 de la newsletter trimestrielle de l'ACER REMIT Quarterly Q1 2019)

Decision date	NRA, Member State	Market Participant	Type of REMIT breach	Fine	Status	Source
24 November 2015	CNMC (ES)	Iberdrola Generación S.A.U.	Article 5	EUR 25,000,000	Under appeal	<a href="#">Link</a>
5 October 2018	CRE (FR)	VITOL S.A.	Article 5	EUR 5,000,000	Under appeal	<a href="#">Link</a>
30 October 2018	Prosecutor/DUR (DK)	Energi Danmark A/S	Article 5	DKK 1,104,000 (approx. EUR 147,000)*	Final	<a href="#">Link</a>
28 November 2018	CNMC (ES)	Galp Gas Natural, S.A.	Article 5	EUR 80,000	Under appeal	<a href="#">Link</a>
28 November 2018	CNMC (ES)	Multiennergía Verde, S.L.U.	Article 5	EUR 120,000	Under appeal	<a href="#">Link</a>
21 December 2018	Prosecutor/DUR (DK)	Neas Energy A/S	Article 5	DKK 153,000 (approx. EUR 20,400)*	Final	<a href="#">Link</a>
20 February 2019	BNetzA (DE)	Uniper Global Commodities SE + Two traders	Article 5	EUR 150,000 and fines of EUR 1,500 and EUR 2,000 for each trader respectively	Final	<a href="#">Link</a>

Note: Article 18 of REMIT establishes that the rules on penalties for breaches of Article 3 and 5 of REMIT are established by the Member States. The implementation regime is therefore different across Member States and some breaches of REMIT may be sanctioned under national provisions. Please consult the sources for the status of the proceedings and more information on the Decisions.

\* This amount includes both the (i) fine and (ii) confiscated profit.

Source : ACER

## 4. COOPÉRATION AU NIVEAU EUROPÉEN

Engagée de longue date en faveur d'un *corpus* harmonisé de règles et de pratiques communes de surveillance au travers de l'Union Européenne, la CRE participe activement aux groupes de travail et forums européens relatifs à REMIT et contribue pleinement dans le cadre des dispositions de l'article 16 du règlement REMIT à la coopération avec l'ACER, avec les régulateurs de l'énergie des autres Etats membres, ainsi qu'avec les autorités financières pour la mise en œuvre du règlement.

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 », « CMIT », « REMIT Policy Task Force » et « REMIT IT management & Gouvernance »).

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. La CRE attache une importance majeure à la progression rigoureuse de ces travaux dans le cadre d'une collaboration constructive.

### 4.1 Orientations non contraignantes de l'ACER concernant des pratiques manipulatoires

La CRE a contribué aux travaux 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.

En complément des orientations non contraignantes relatives aux pratiques de type « *Wash Trade* » parues en juin 2017, ces travaux ont abouti à deux publications par l'ACER fournissant des orientations non contraignantes relatives à :

- une pratique manipulatoire de type blocage de capacité de transport ou « *capacity hoarding* » sur le marché infra-journalier d'électricité, définie comme l'acquisition de tout ou partie de la capacité de transport disponible sans l'utiliser ou sans l'utiliser efficacement, paru en mars 2018<sup>17</sup> ;
- une pratique manipulatoire de type « *layering* » et « *spoofing* » sur les marchés de gros continus, définie comme l'émission par un acteur du marché d'un ordre important ou de plusieurs ordres sur un côté du

<sup>17</sup> Pour plus d'information : <https://acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-publishes-guidance-on-capacity-hoarding-in-intraday-electricity-markets-that-could-constitute-market-manipulation.aspx>

carnet d'ordres, afin d'effectuer une ou plusieurs transactions de l'autre côté du carnet d'ordres, paru en mars 2019<sup>18</sup>.

### 4.2 Absence de pratiques de marché admises à travers de l'Europe

Courant 2018, la CRE a participé à une étude comparative, lancée à l'initiative du CEER, relative aux pratiques de marchés admises dans le secteur de l'énergie telles que mentionnées au considérant 14 du règlement REMIT. En effet, dans son considérant 14 le règlement REMIT fait mention de la notion de « pratiques de marché admises » qui permettent aux acteurs du marché de prétendre qu'un certain type de comportement sur les marchés énergétiques est légitime et que les transactions ou les ordres sous-jacents sont ainsi conformes à ces pratiques de marché admises.

A l'issue de cette étude comparative, contrairement au secteur financier, aucune pratique de marché n'est considérée comme admise le secteur de l'énergie. Les régulateurs du secteur énergétique des États membres de l'Union Européenne ainsi que de l'Espace économique européen n'ont pas établi de telles pratiques dans le cadre du règlement REMIT ou de la régulation nationale et n'envisagent pas de le faire. Un communiqué de presse<sup>19</sup> du CEER a été publié à ce sujet.

### 4.3 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 et en avril 2016 pour les données non standard. L'ACER communique les données aux régulateurs concernés, sous réserve que leurs systèmes informatiques répondent aux critères de sécurité mis en place par l'ACER.

La CRE a répondu à l'ensemble des critères de sécurité fin 2015 et a commencé à recevoir les dites 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 d'avril 2019 du « *REMIT Quarterly* »<sup>16</sup>, l'ACER a fait part de l'avancement de ces travaux et de la collaboration étroite avec les régulateurs afin de résoudre les problèmes de déclaration de données identifiées. Les analyses se focalisent actuellement sur les données standard avec pour objectif principal d'améliorer la cohérence entre les informations relatives au cycle de vie de données transactionnelles et la précision de certains champs.

La qualité des données transactionnelles et fondamentales étant essentielle pour la conduite de ses missions, la CRE s'est impliquée dans les travaux de l'ACER sur ce sujet. Elle a ainsi contribué à définir, avec les autres autorités européennes, les principaux éléments à améliorer en ce qui concerne l'harmonisation des déclarations de données ainsi que les tests de complétude et de qualité.

Dans ces conditions, la CRE souhaite maintenir le dispositif de collecte nationale des données auprès des places de marché organisées (bourses et courtiers) afin d'éviter toute discontinuité ou interruption dans les données entrant dans le périmètre de surveillance de la CRE.

<sup>18</sup> Pour plus d'information : <https://www.acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-publishes-guidance-on-layering-and-spoofing-in-continuous-wholesale-energy-markets.aspx>

<sup>19</sup> <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/f09f1797-75e0-e105-b740-522dae9d83b1>

### Références utiles

#### S'agissant des suspicions d'un abus de marché

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](mailto: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>.

#### S'agissant de l'enregistrement des acteurs du marché

Pour toute question relative à l'enregistrement, les acteurs du marché peuvent contacter le département de la surveillance des marchés de gros de la CRE à l'adresse [enregistrement.remit@cre.fr](mailto:enregistrement.remit@cre.fr).

#### S'agissant de REMIT

Toute la documentation publique relative à l'implémentation du règlement REMIT peut être trouvée sur le portail REMIT mis à disposition par l'ACER : <https://documents.acer-remit.eu/>.

## **SECTION 2**

# **CONTEXTE DES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE**

Après un recul pendant le premier trimestre, l'année 2018 s'est caractérisée, dans la continuité de l'année 2017, par une progression forte et régulière des cours des matières premières. Un renversement de tendance a été observé à partir du quatrième trimestre. Des évolutions similaires ont été constatées pour les cours de l'électricité qui suivent globalement les matières premières à l'exception de la fin d'année où l'électricité a continué à afficher une progression marquée. Ce cycle haussier entamé en 2016 maintient pourtant le niveau absolu de ces prix dans la moyenne historique des douze dernières années.

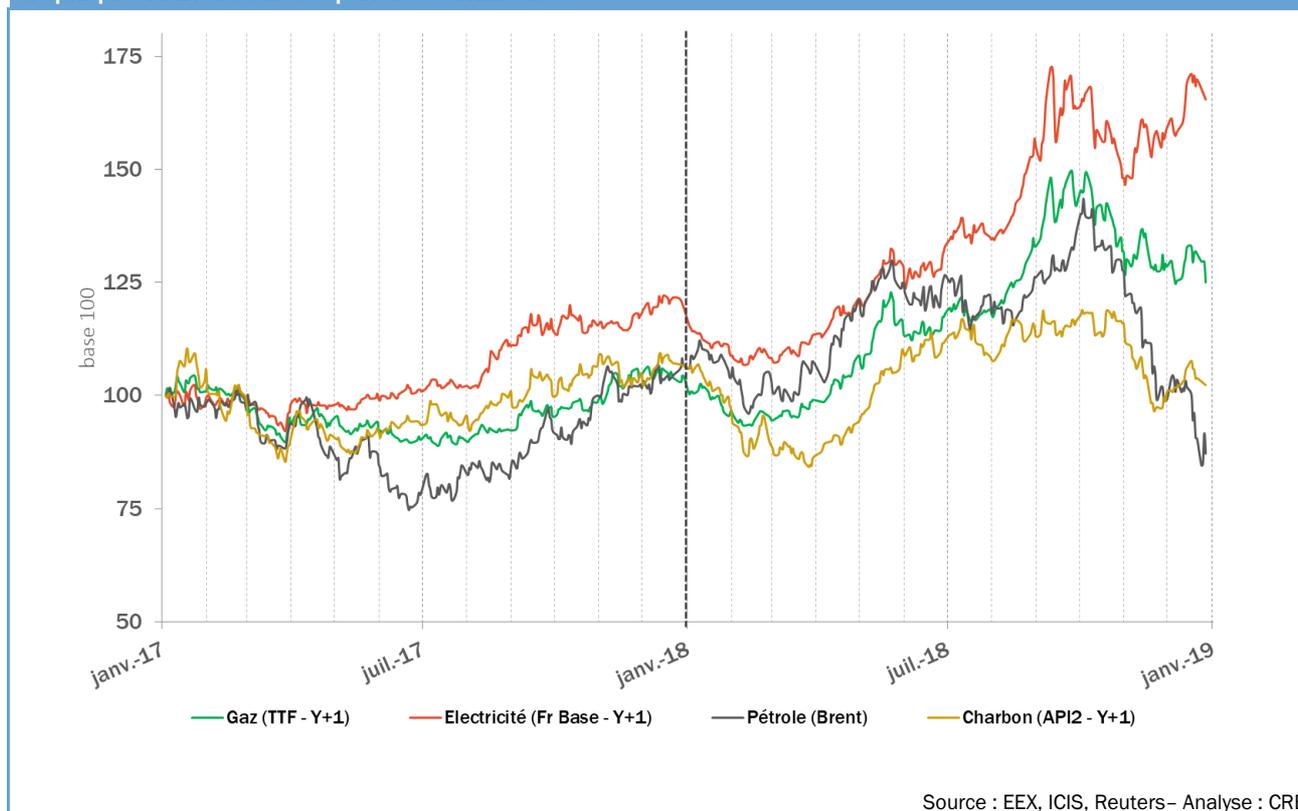
L'année 2018 a été particulièrement marquée pour l'évolution du prix du quota de CO<sub>2</sub> qui a triplé au cours de l'année.

Le bilan climatique de 2018 fait état de températures plus chaudes par rapport aux normales et à celles observées en 2017. 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 hivernale de février-mars 2018. Par ailleurs, les niveaux de pluviométrie de 2018 ont été légèrement en dessus de la normale et bien plus haut par rapport à 2017, ce qui a permis d'augmenter le niveau des stocks hydrauliques et la production d'hydro-électricité.

## 1. HAUSSE GÉNÉRALE DES PRIX DES MATIÈRES PREMIÈRES EN 2018

La tendance haussière des prix des principales matières premières énergétiques qui avait été entamée au second semestre 2017 s'est nettement accentuée en 2018, marquant des périodes de forte volatilité. Les prix se sont ainsi envolés à la fin de l'été atteignant des niveaux records depuis 2014 (2011 pour l'électricité). Les marchés se sont ensuite détendus sur le dernier trimestre, à l'exception de celui d'électricité qui a continué à afficher une tendance haussière.

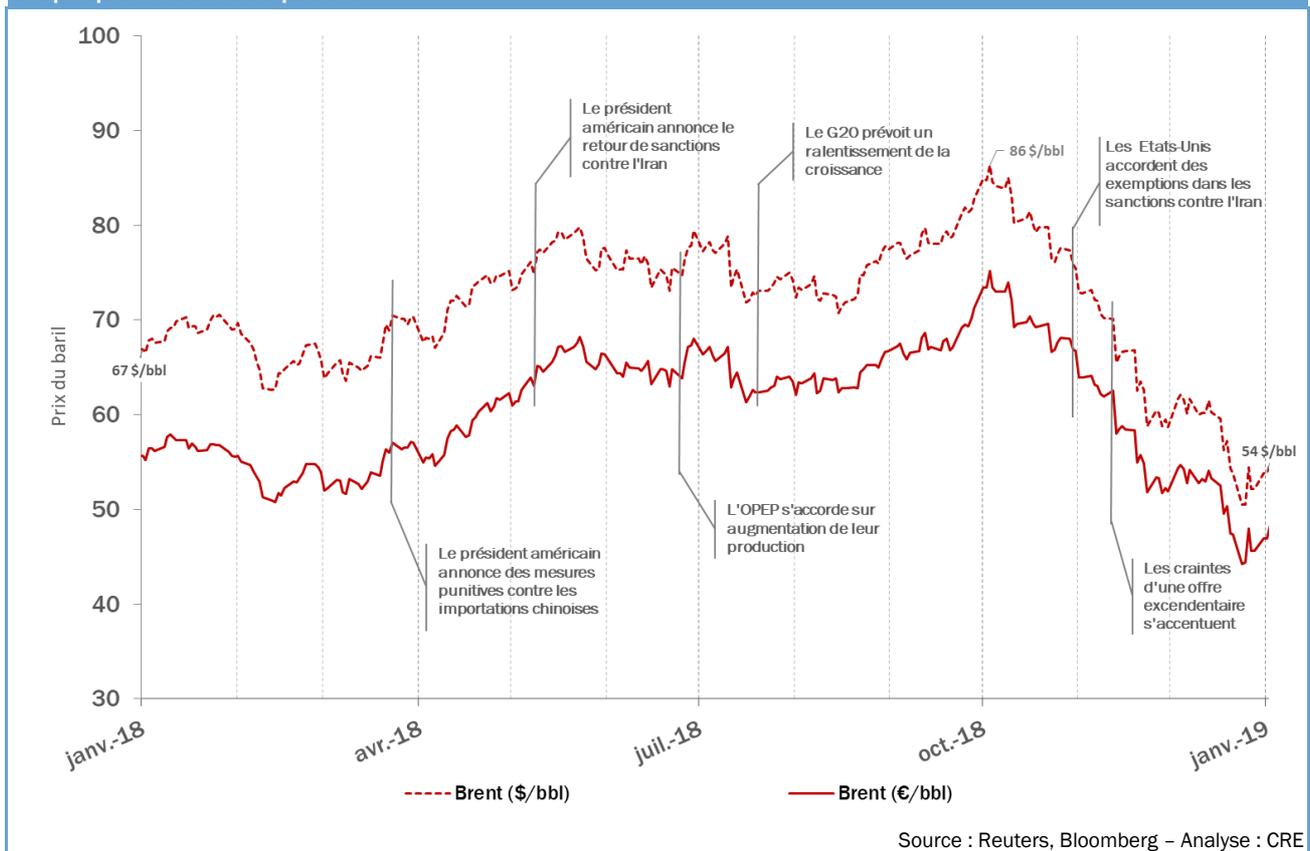
Graphique 4 : Evolution des prix des commodités



## 1.1 Le prix du Brent en hausse continue jusqu'à septembre s'approche des 100 \$/bbl puis dégringole de 40 %

Les marchés du pétrole ont été très agités en 2018 et particulièrement animés par les annonces en lien avec les Etats-Unis. Le baril de Brent débute l'année à 67 \$/bbl et poursuit la hausse qui avait été entamée en 2017 en raison des perspectives de demande robustes et de l'offre modérée. Le prix a ainsi marqué une tendance nettement haussière sur les trois premiers trimestres, notamment soutenue par l'annonce du président des Etats-Unis de la sortie de son pays du traité sur le nucléaire iranien, empêchant l'Iran d'exporter son pétrole, ou encore par la production en chute au Venezuela. Les autres annonces ont souvent eu des effets baissiers sur les marchés, à l'instar des prémices de la guerre commerciale entre la Chine et les Etats-Unis, de l'augmentation de la hausse de la production de l'OPEP<sup>20</sup> ou des révisions pessimistes des prévisions économiques, mais n'ont toutefois pas entravé l'ascension du Brent, qui a ainsi atteint début octobre un plus haut niveau depuis cinq ans avec 86 \$/bbl (Graphique 5).

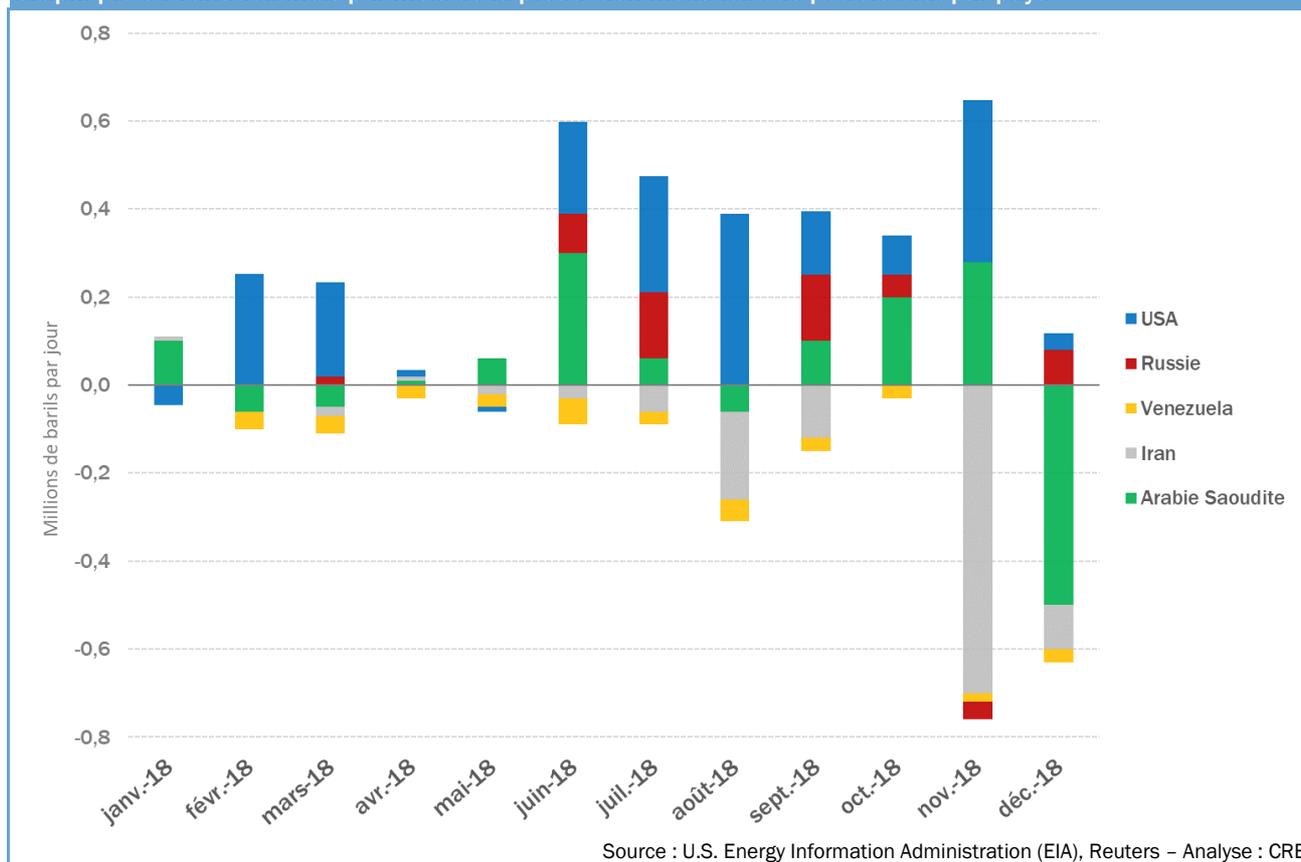
Graphique 5 : Cours du pétrole



Alors que certains analystes prévoient le franchissement de la barre symbolique des 100 \$/bbl, à partir d'octobre le prix a lourdement chuté sur les mois suivants avec une perte de 23 % enregistrée en novembre, soit la plus forte baisse mensuelle depuis la crise financière de 2008-2009. Ce retournement a été déclenché par la cristallisation des craintes d'affaiblissement de la demande, notamment dans le contexte de la guerre commerciale sino-américaine. Côté production, des facteurs concomitants ont soutenu la chute : l'Arabie Saoudite, la Russie et surtout les Etats-Unis ont affiché des chiffres élevés de production, près de leurs niveaux records (Graphique 7). De plus, les Etats-Unis ont octroyé des exemptions permettant à huit pays de continuer à importer du pétrole iranien. L'offre excédentaire a ainsi conduit l'OPEP à réduire sa production en décembre 2018 à hauteur de 1,2 millions de barils par jour (Graphique 6).

<sup>20</sup> Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP)

Graphique 6 : Variation mois par mois de la production mensuelle de pétrole brut par pays

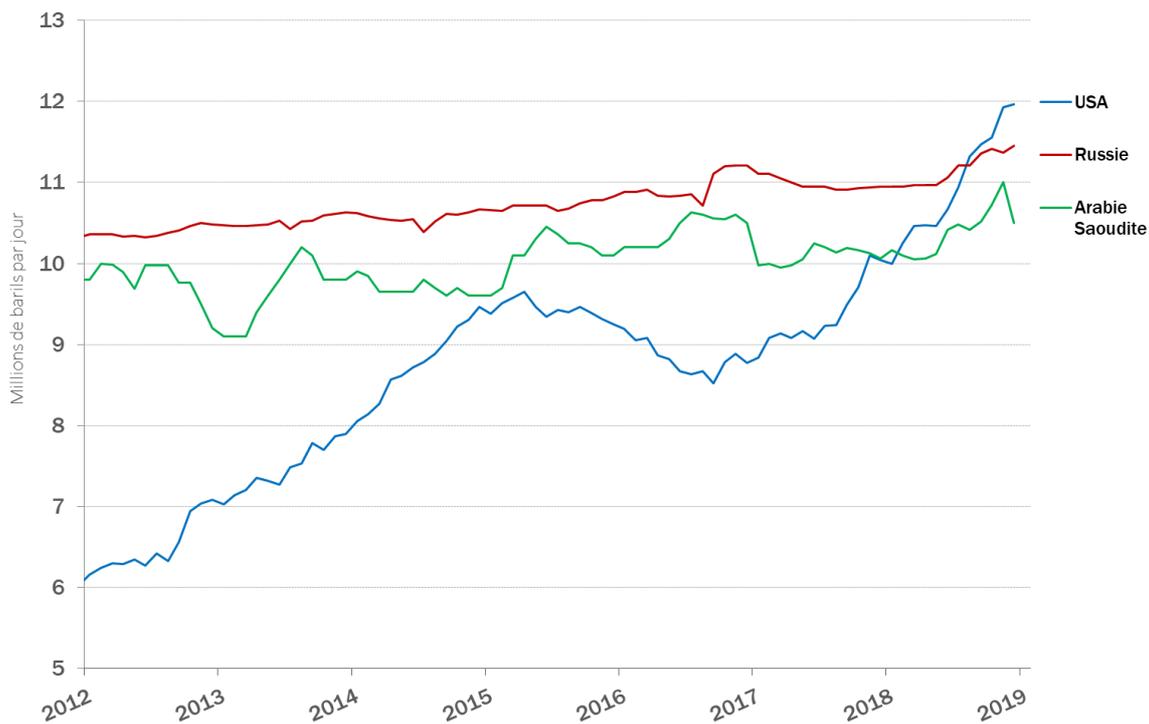


L'année se solde ainsi avec un prix sous la barre des 50 €/bbl à un niveau près de 20 % inférieur à celui de début janvier. Le prix moyen sur l'année s'est établi à 60,7 €/bbl soit une hausse de 25 % par rapport à la moyenne de 2017.

L'année 2018 a également été caractérisée par le passage de la demande mondiale de pétrole au-dessus de la barre des 100 millions de barils par jour (mbj), en hausse de 1,6 mbj par rapport au niveau de 99,6 mbj en 2017. Ce sont les Etats-Unis qui ont contribué le plus à cette croissance avec une augmentation de 0,6 mbj de leur demande de pétrole (0,3 mbj en 2017) suivi par la Chine avec 0,5 mbj.

Autre fait marquant de l'année 2018, les Etats-Unis sont devenus le premier producteur mondial de pétrole brut devant la Russie et l'Arabie Saoudite, notamment grâce à l'essor important du pétrole de schiste accéléré depuis le début de la décennie (Graphique 7). Leurs exportations ont doublé en 2018 par rapport à 2017 en atteignant en moyenne 1,9 mbj.

Graphique 7 : Evolution de la production mensuelle de pétrole brut des trois plus grands pays producteurs

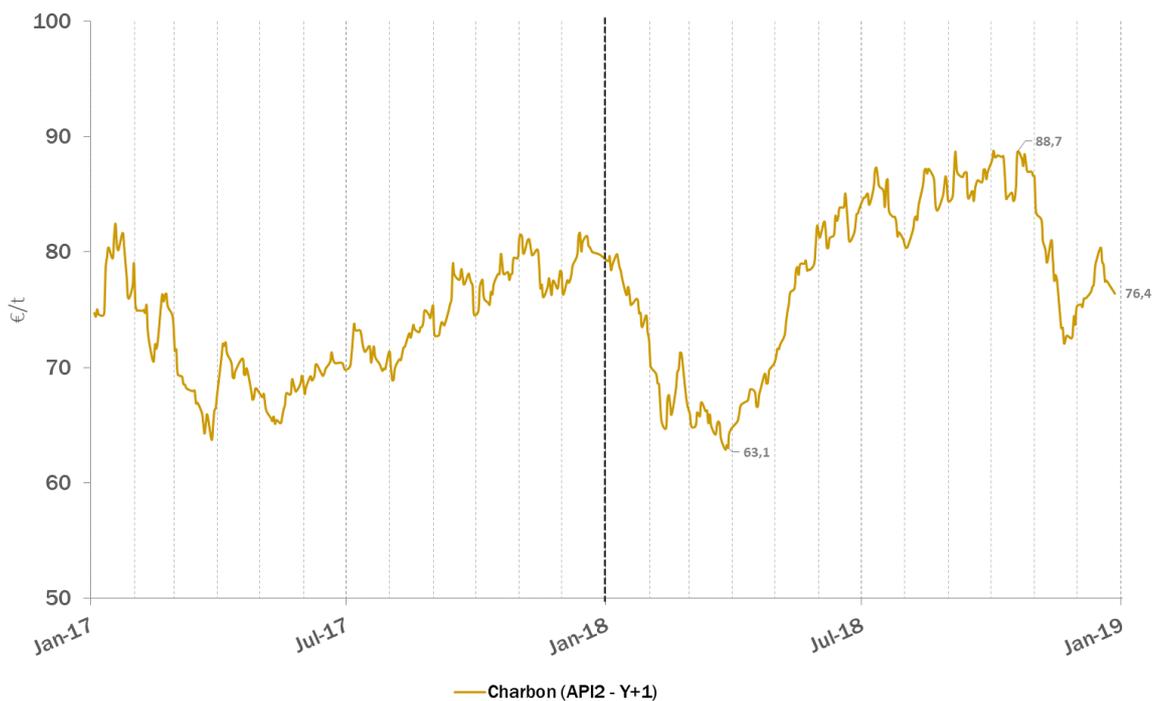


Source : U.S. Energy Information Administration (EIA), Reuters – Analyse : CRE

## 1.2 A l'instar du pétrole, hausse soutenue des prix du charbon puis fort recul fin 2018

Les prix à terme du charbon API2 du produit calendaire Y+1 se sont établis en moyenne à 78 €/t en moyenne en 2018 contre 73 €/t en moyenne en 2017, soit une hausse d'environ 6 % (Graphique 8). Cette quasi stabilité est néanmoins le résultat d'une hausse importante sur les trois premiers trimestres avec un pic de prix à 89 €/t fin octobre suivi par une forte chute sur les deux derniers mois.

Graphique 8 : Prix du contrat à terme charbon API2 Y+1



Source : Reuters – Analyse : CRE

Outre les tendances haussières observées sur les marchés des autres matières premières et particulièrement les perturbations susmentionnées sur les marchés du pétrole, l'évolution des marchés du charbon a été guidée par l'activité en Asie et notamment en Chine, premier consommateur mondial. Cette dernière a en effet affiché une forte demande de charbon en été 2018 dans le secteur électrique suite à des épisodes de chaleur.

Le prix a ensuite chuté sur le mois de novembre, toujours en lien avec la Chine, qui, ayant cumulé des stocks importants de charbon à l'approche de l'hiver et enregistrant une bonne production d'électricité renouvelable, a mis en place des restrictions portuaires afin de contenir ses importations de charbon sur la fin de l'année 2018. Selon les données des douanes chinoises, le pays a ainsi importé 10,23 millions de tonnes en décembre soit 55 % de baisse par rapport au même mois en 2017. La croissance des importations chinoises était de 3,9 % avec un total de 281 millions de tonnes en 2018 contre 6,1 % l'année précédente. Les pays du bassin atlantique (Amérique, Europe et Méditerranée) ont importé 229 millions de tonnes de charbon thermique en 2018 contre 233 millions de tonnes en 2017.

## 2. UNE ANNÉE CLIMATIQUE 2018 MARQUÉE PAR UNE TRÈS FORTE SAISONNALITÉ

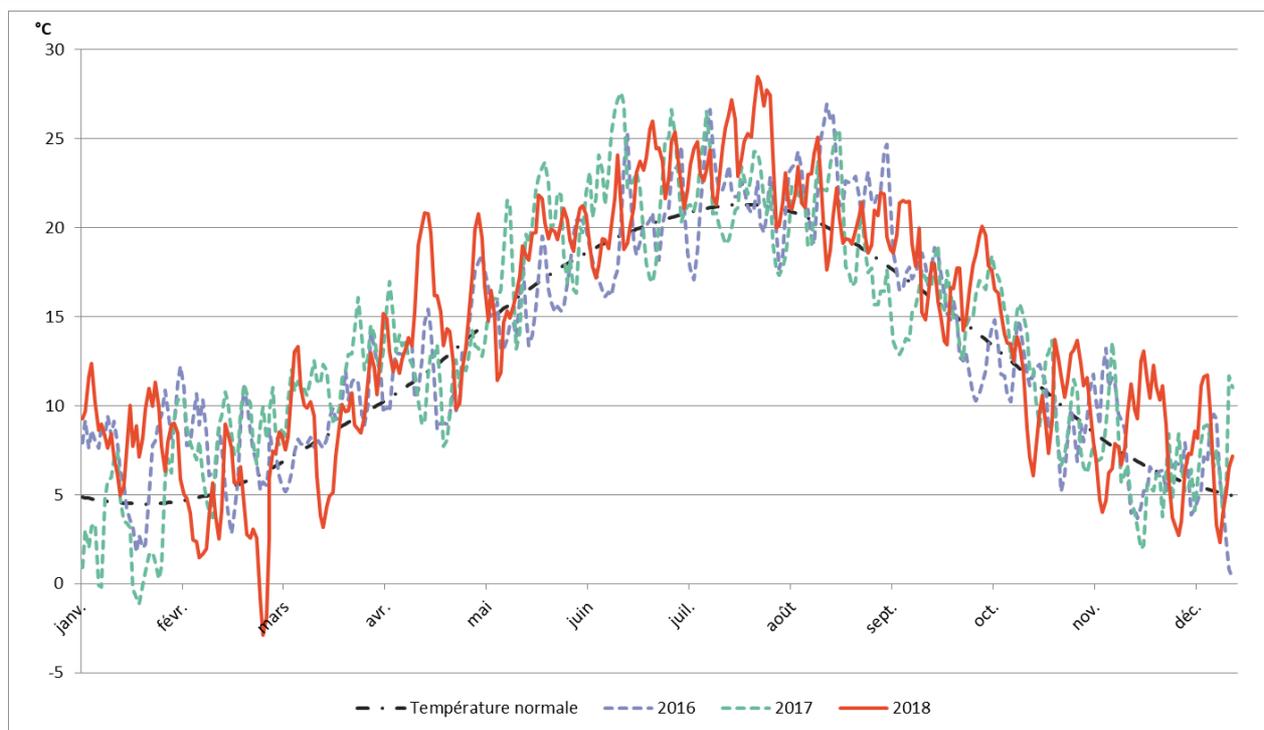
Les températures en France au cours de l'année 2018 (Graphique 9) ont été supérieures à celles de l'année 2017 avec une augmentation de  $+0,6^{\circ}\text{C}$  en moyenne, soit  $+4,4\%$ , ainsi qu'aux normales climatiques de  $+0,82^{\circ}\text{C}$  en moyenne, soit  $+6,1\%$ .

Au cours du premier semestre 2018, les températures observées sont plus froides qu'au premier semestre 2017, avec notamment un écart moyen négatif de  $-0,16^{\circ}\text{C}$  dû notamment à la vague de froid en février-mars qui a fait tomber les températures dans le négatif de  $-2,9^{\circ}\text{C}$  ; néanmoins la température est restée encore supérieure aux températures normales saisonnières avec un écart moyen positif de  $+0,52^{\circ}\text{C}$ . Au cours du deuxième semestre 2018, les températures observées sont considérablement plus chaudes qu'au deuxième semestre 2017 ( $+1,1^{\circ}\text{C}$ ), au-dessus des températures de la période.

Ces écarts moyens élevés masquent une grande disparité observée au fil des mois par rapport aux normales de saison. En effet, à l'exception des mois février et mars avec un écart négatif jusqu'à  $-2,94^{\circ}\text{C}$  par rapport aux températures de normales de saison, le reste de l'année a été plus chaude avec des écarts qui varient entre  $+0,03^{\circ}\text{C}$  et  $+3,09^{\circ}\text{C}$ . Ces variations ont alimenté une partie de la volatilité des prix spot de l'électricité, surtout au début de l'année (effet très marqué de la vague de froid).

Le cumul moyen de précipitations a été légèrement plus haut que la normale sur toute la France en 2018 ( $+1,45\%$ ). Après une année 2017 de pluviométrie très faible sur l'ensemble du territoire, la pluviométrie remonte en 2018 de  $+22\%$  par rapport à l'année précédente.

Graphique 9 : Courbe des températures en France



Source : Thomson Reuters

### 3. TRIPLEMENT DU PRIX DU QUOTA DE CO<sub>2</sub>

L'année 2018 continue la tendance haussière du quota de CO<sub>2</sub> débutée au troisième trimestre 2017. Alors que l'année 2017 se clôturait à un prix de 8,2 €/tCO<sub>2</sub> en 2017, ce qui représentait alors une hausse de 20% par rapport à l'année précédente, l'année 2018 se clôture avec un prix de 24,6 €/tCO<sub>2</sub>, soit un triplement du prix au cours de l'année.

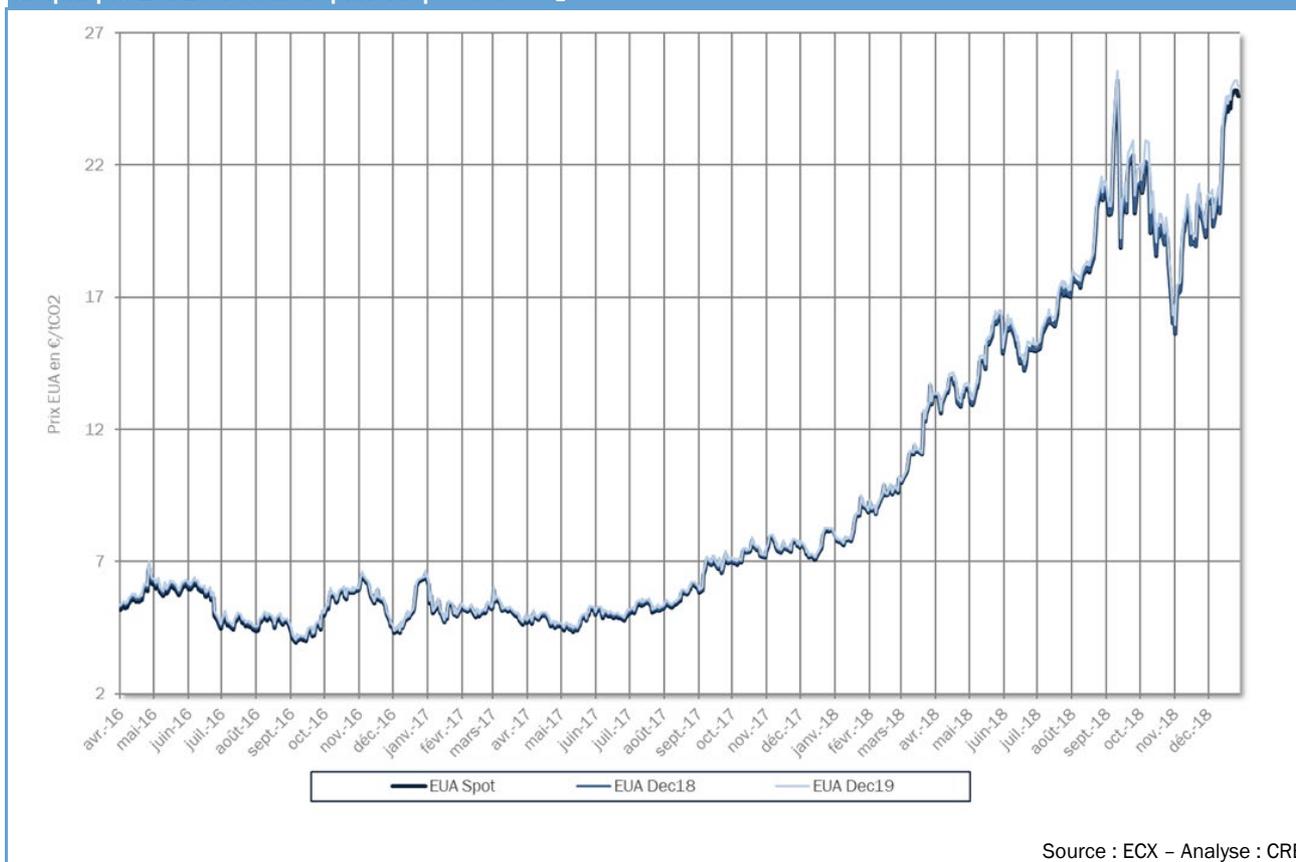
Le maximum atteint dans l'année, en septembre 2018, s'élève à 25,2 €/tCO<sub>2</sub>. Ce prix est aussi le maximum jamais atteint depuis 10 ans et surtout depuis le début de la phase III de l'EU ETS, en 2013, qui avait, entre autres, introduit la mise aux enchères comme méthode par défaut pour l'allocation des quotas.

La tendance haussière affichée par le prix des quotas de CO<sub>2</sub> a été notamment impulsée par le cadre réglementaire du marché EU ETS. En janvier 2019, l'entrée en service de la réserve de stabilité du marché (MSR) annonce une restriction du volume de permis en circulation. Au surplus, la révision des règles de la phase IV de l'EU ETS, qui débutera en 2021, affiche des ambitions de réduction des émissions plus élevées. Ce contexte, qui laisse supposer des réductions de l'offre disponible sur le marché, a impulsé un mouvement à l'achat : certains acteurs du marché ont modifié leur stratégie de *hedging* pour se couvrir de façon plus anticipée et les acteurs industriels ont cherché à mieux optimiser leurs achats et leurs ventes de quotas.

A plus court terme, l'augmentation du prix des quotas de CO<sub>2</sub> est aussi à lier à celle des autres matières premières, notamment du gaz et du charbon. Cet intérêt à l'achat se traduit directement dans les volumes échangés au cours de l'année. Un volume de 13,4 GtCO<sub>2</sub> s'est échangé en 2018 sur les bourses et via courtiers, soit une hausse de plus de 60 % par rapport à l'année 2017.

En fin d'année 2018, le prix du quota a subi des mouvements de prix à la baisse en raison, entre autres, des discussions en cours sur la sortie du Royaume-Uni de l'Union Européenne, qui traduisaient des incertitudes sur l'avenir du marché.

Graphique 10: Evolution du prix du quota de CO<sub>2</sub>

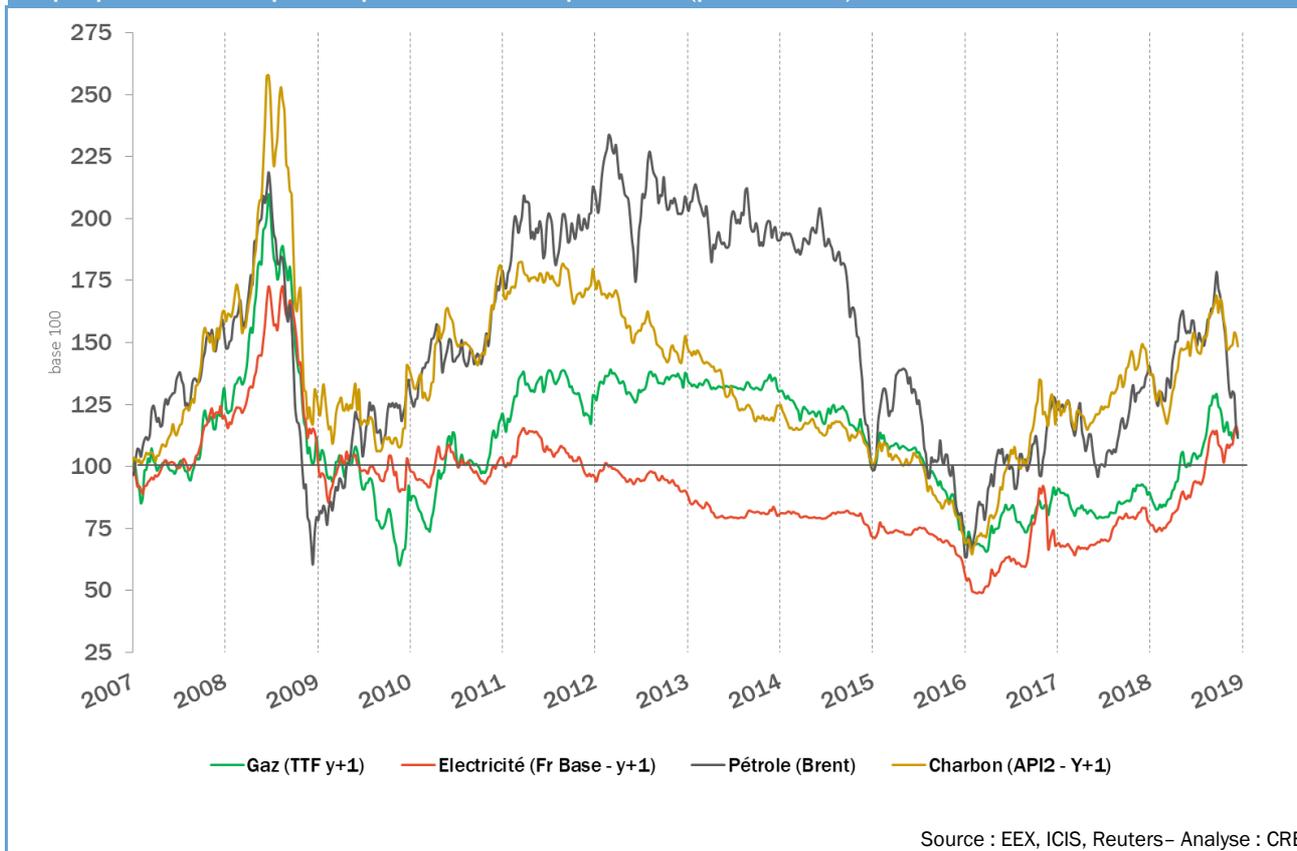


#### 4. HAUSSE DES PRIX DES MATIÈRES PREMIÈRES EN 2018

L'année 2018 s'est donc caractérisée dans sa majeure partie par une hausse générale du prix de gros des matières premières. Entre janvier et décembre 2018, le prix du gaz a augmenté de 17 à 22 €/MWh et celui de l'électricité de 42 à 60 €/MWh.

Pour autant, le niveau absolu de ces prix reste dans la moyenne historique des douze dernières années (Graphique 11). Depuis 2007, le prix moyen de l'électricité s'est établi à 47 €/MWh soit très proche du prix moyen de l'année 2018, qui était de 49 €/MWh. Ce constat est également vrai pour le marché du gaz, avec un prix moyen de 22 €/MWh depuis 2007 contre 21 €/MWh en 2018. L'historique des prix permet d'ailleurs de constater qu'un cycle haussier se dessine depuis 2016 et que des sommets bien plus importants ont été atteints antérieurement, notamment avant la crise financière de 2009 qui enregistre un pic de prix à 93 €/MWh pour l'électricité, 42 €/MWh pour le gaz, 138 €/t pour le charbon et 90 €/bbl pour le pétrole. La corrélation entre les prix des matières premières et celui du pétrole en particulier reste significative dans la dynamique des marchés.

Graphique 11 : Historique des prix des matières premières (prix courants)



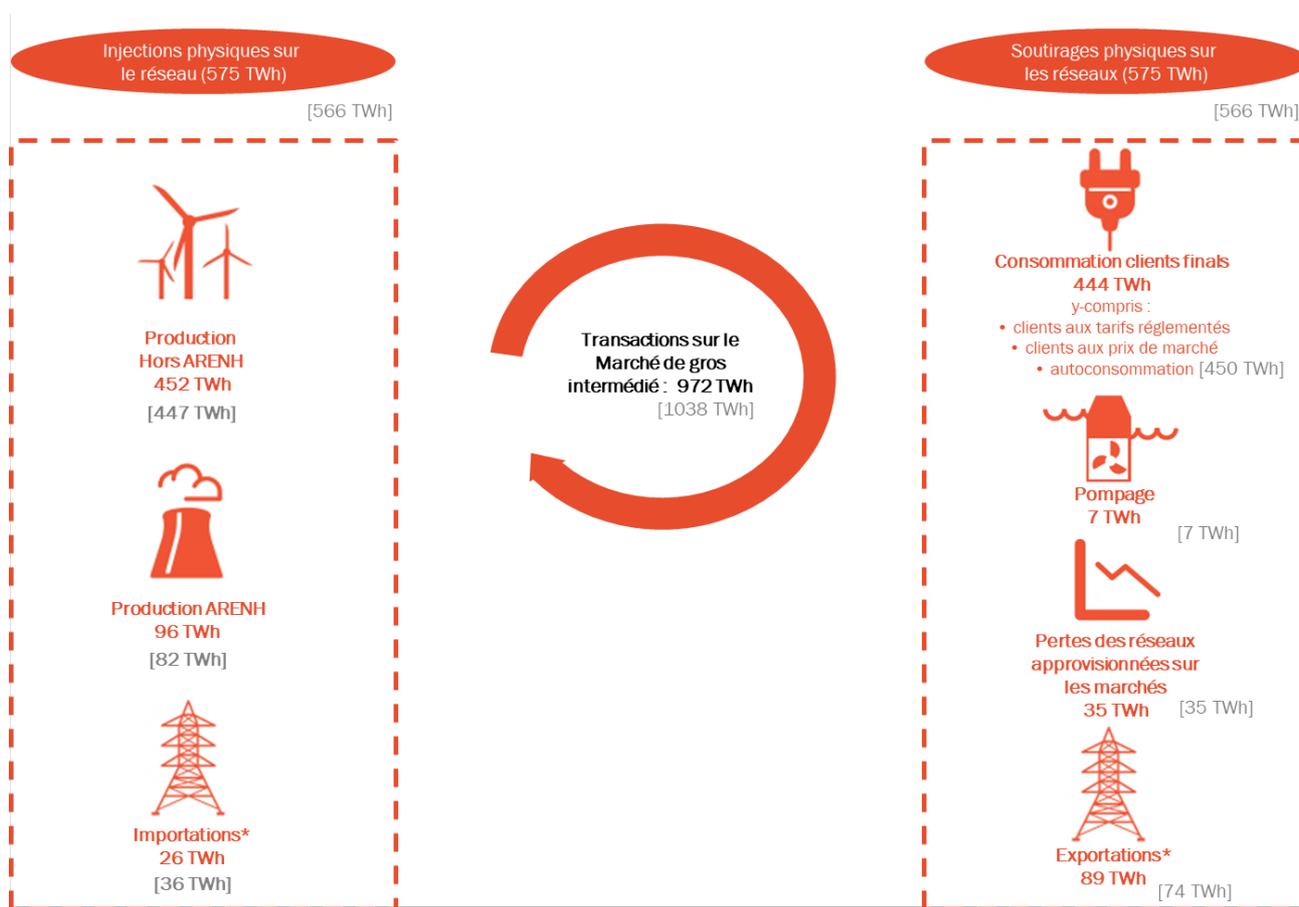
**SECTION 3**  
**LES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ**

## 1. EVOLUTION DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE EN FRANCE EN 2018

Dans le contexte d'une forte hausse des prix de matières premières, en particulier du gaz et du charbon, et une très forte hausse du prix du CO<sub>2</sub> (de 5 €/tCO<sub>2</sub> à 20 €/tCO<sub>2</sub> en 18 mois), l'année 2018 a été marquée par une tension de l'offre durant les périodes hivernales, en particulier au premier trimestre en raison de faible disponibilité du parc nucléaire. Néanmoins, ces tensions ont été soulagées grâce à l'amélioration des niveaux de disponibilité du nucléaire, la production élevée de la filière hydraulique ainsi que la croissance de la filière éolienne.

Le Graphique 12 présente une vision simplifiée des principaux flux pour l'année 2018 sur le système électrique français et les compare aux chiffres de 2017 (entre crochets).

Graphique 12 : Bilan des injections et soutirages sur l'année 2018 [2017]



Source : RTE – Analyse : CRE

### 1.1. Une consommation stable en 2018 par rapport à 2017 avec quelques écarts saisonniers

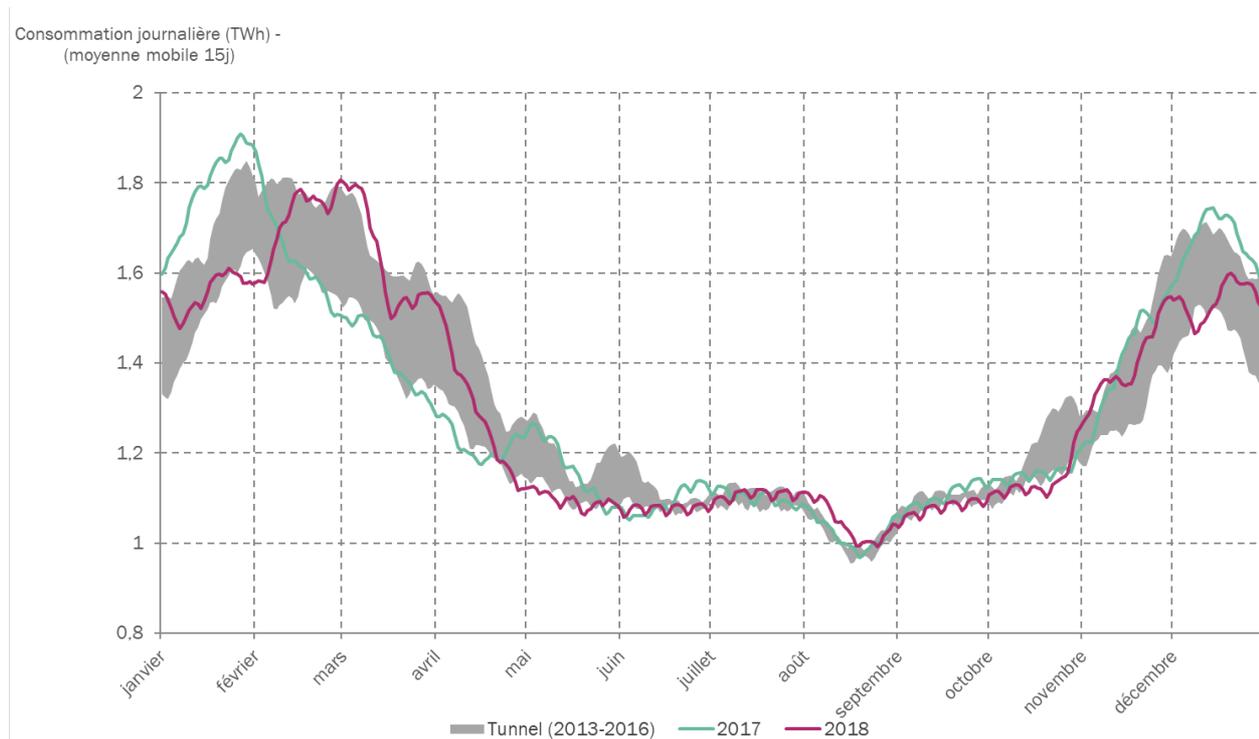
La consommation totale en France en 2018 a été relativement stable sur l'année par rapport aux niveaux de 2017 passant de 450 TWh à 444 TWh, soit une variation de -1 % (Graphique 13). La forte hausse de la consommation durant les semaines de la vague de froid fin février-début mars, a été compensée par une baisse de la consommation en automne, du fait des températures supérieures aux normales de saison. Une baisse importante de la consommation est aussi observée pendant le mois de décembre, du fait des températures douces.

Les injections physiques sur le réseau, ont légèrement augmenté, entre les années 2017 et 2018 avec une hausse de 1,6 %, de 566 TWh à 575 TWh. Les souscriptions ARENH<sup>21</sup> en 2017 pour livraison en 2018 passent de 82 à 96 TWh du fait de la meilleure compétitivité du produit ARENH. L'ARENH reste compétitif pour la deuxième année consécutive à cause de la hausse des prix calendaires, qui ont dépassé plusieurs fois dans l'année (comme en 2017) les 42 €/MWh, dans le contexte d'incertitudes sur la disponibilité du parc nucléaire et d'augmentation des prix des matières premières. Le volume d'ARENH demandé fin 2018 pour 2019 lors des guichets de 2018 est de

<sup>21</sup> 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.

20,4 TWh au titre de la fourniture des pertes aux gestionnaires de réseaux et de 133 TWh pour les consommateurs finaux.

Graphique 13 : Consommation en France

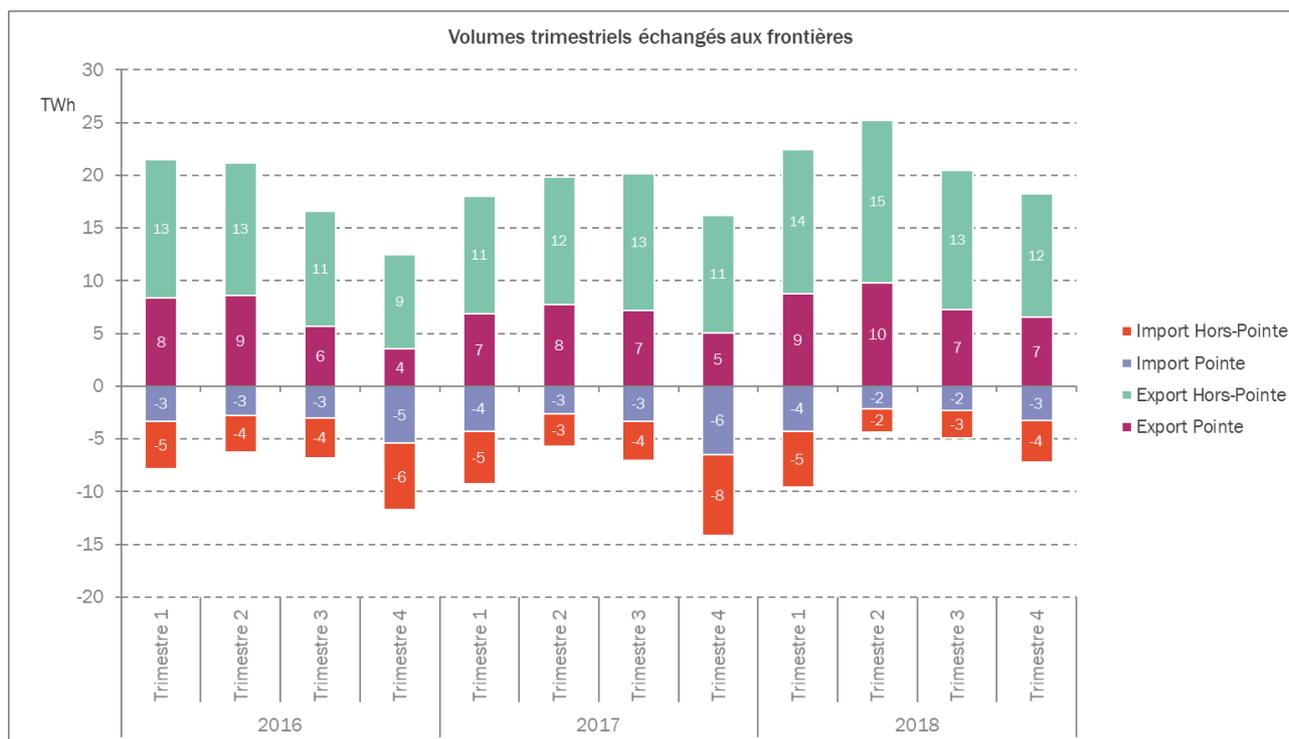


Source : RTE – Analyse : CRE

La capacité installée totale du parc de production français a augmenté en 2018 de 1,6 %, passant de 130,8 GW à 132,9 GW et sa composition a évolué à la hausse pour les énergies renouvelables et à la baisse pour la filière thermique. En effet, la capacité de production des centrales à fioul chute de 16 % soit de 4,1 GW en 2017 à 3,4 GW en 2018, cette forte baisse est intégralement compensée par l'installation de nouveaux moyens de production renouvelables (+10,8 % de 23,2 GW en 2017 à 25,7 GW en 2018).

La production totale d'électricité en 2018 est en hausse après deux années consécutives de baisse, de +3,6 % par rapport à 2017. La production française passe ainsi de 529,4 TWh à 548,6 TWh pour l'année. Les filières nucléaire et hydraulique ont plus contribué à la production par rapport à 2017, alors que les moyens de production thermique fossiles ont été moins sollicités (-27,6%). La production issue des énergies renouvelables a également augmenté de 5,4 % (dont 3,8 % grâce à la filière éolienne), en ligne avec l'augmentation de la capacité renouvelable.

Enfin, le bilan commercial des importations-exportations en 2018 affiche l'augmentation du solde exportateur français par rapport à 2017 (+ 60 %), en particulier durant le deuxième et dernier trimestre 2018 (Graphique 14). Sur le dernier trimestre de 2018, les exportations augmentent notablement en comparaison avec l'année 2017, dont l'équilibre import/export était presque à parité. Ce bilan reflète la bonne disponibilité des moyens de production du parc français dont les coûts de production compétitifs ont induit l'utilisation des interconnexions plutôt à l'export. La France conserve un solde commercial d'exportation net en 2018 de 60,2 TWh. Notons par ailleurs que la France a été exportatrice nette même durant le premier trimestre 2018, impacté par la vague de froid avec un solde exportateur de 14 TWh.

Graphique 14 : Volumes trimestriels commercialement échangés aux frontières<sup>22</sup>

Source : RTE – Analyse : CRE

## 1.2. La disponibilité du parc nucléaire s'améliore par rapport à 2017 mais le taux de production de la filière reste bas

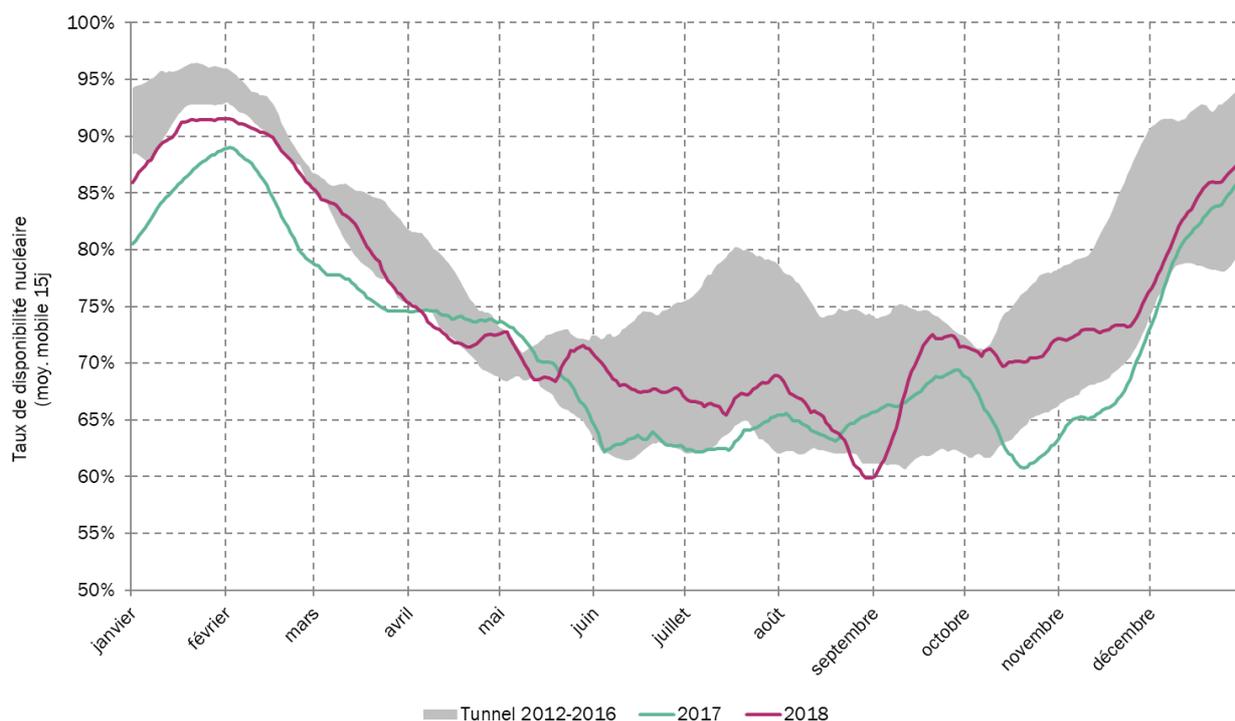
L'année 2018, a été marquée par une augmentation du taux de disponibilité nucléaire passant de 71,7 % à 74,8 %. Le taux de disponibilité est dans la continuité de ceux des années 2016 et 2017 et, à l'exception de quelques épisodes en période estivale et en septembre-octobre où il se place au milieu ou même dans le haut du tunnel historique 2012-2016, le taux de disponibilité reste globalement dans la partie basse de ce tunnel.

L'amélioration de la disponibilité nucléaire a entraîné une hausse de la production de cette filière de 3,7 % par rapport à 2017 et a mis fin à la baisse de la production de cette filière ces deux dernières années avec -1,3 % entre 2016 et 2017 et -9 % entre 2015 et 2016.

Quelques épisodes d'arrêts de centrales nucléaires ont marqué l'année 2018. Sept réacteurs d'une capacité moyenne de 9 GW étaient en arrêt au moment de la vague de froid du premier trimestre 2018. Quant à la période estivale, elle a été fortement marquée par la vague de chaleur démarrée fin mai avec une rapide progression vers des températures élevées atteintes en juillet et en août. Cette vague de chaleur a conduit à mettre en arrêt trois réacteurs ou à moduler la puissance de certaines centrales nucléaires.

<sup>22</sup> Les volumes affichés correspondent aux échanges commerciaux effectués sur les lignes d'interconnexions (référéncées par ENTSO-E) mais ne tiennent pas compte d'environ 2,7 TWh correspondant notamment à quelques lignes transfrontalières sur les réseaux de distribution, des lignes Corse-Italie et des compensations au titre des droits d'eau contrairement aux échanges physiques France.

Graphique 15 : Taux de disponibilité du parc nucléaire français



Source : RTE – Analyse : CRE

### 1.3. Les capacités installées en énergies renouvelables (hors hydraulique) dépassent les capacités installées des filières thermiques fossiles

Les capacités installées des filières renouvelables (hors hydraulique) poursuivent leur croissance pour s'établir à 25,7 GW et dépassent, pour la 2<sup>ème</sup> année consécutive les capacités installées des filières thermiques fossiles hors nucléaire (Graphique 16). Cela résulte, dans un premier temps, de la fermeture de huit centrales thermiques depuis janvier 2017, dont une au fioul a été arrêtée en mars 2018.. Dans le même temps, les filières éoliennes et solaires, en particulier, affichent depuis plusieurs années un rythme de croissance soutenu avec un taux de croissance annuel moyen pour la période 2013-2018 de 12 % pour l'éolien et de 17 % pour le solaire (Tableau 1).

En termes de production, dans le contexte de moindre sollicitation des filières fossiles liées à un bon niveau des stocks hydrauliques et de l'amélioration de la disponibilité des centrales nucléaires, la production des filières renouvelables (hors hydraulique) est égale à 47,7 TWh en 2018 et supérieure à la production des filières thermiques fossiles (hors nucléaire) durant 2018 (Graphique 17) de 8,3 TWh.

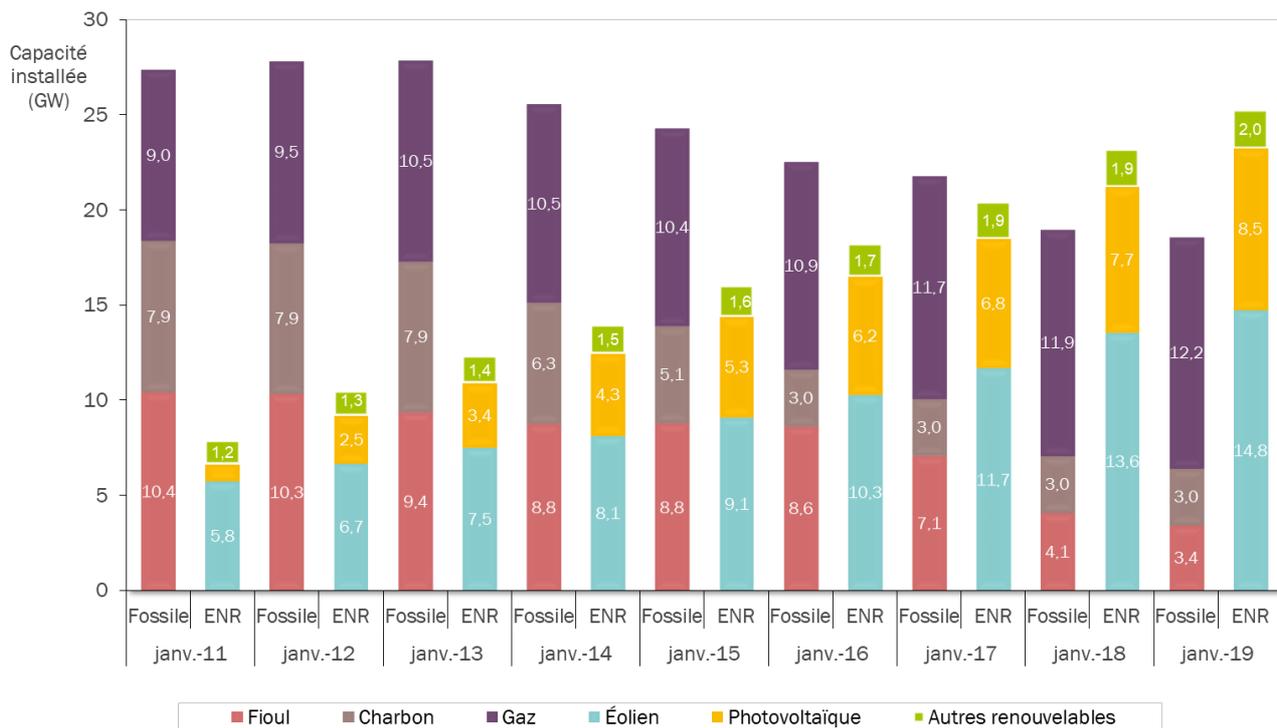
Tableau 1 : Evolution de la capacité installée des filières renouvelables

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	TCAM <sup>23</sup> 2013/2018
Eolien (GW)	8,1	9,1	10,3	11,7	13,6	15,1	+12 %
Solaire (GW)	7,3	5,3	6,2	6,8	7,7	8,5	+17 %

Source : RTE – Analyse : CRE

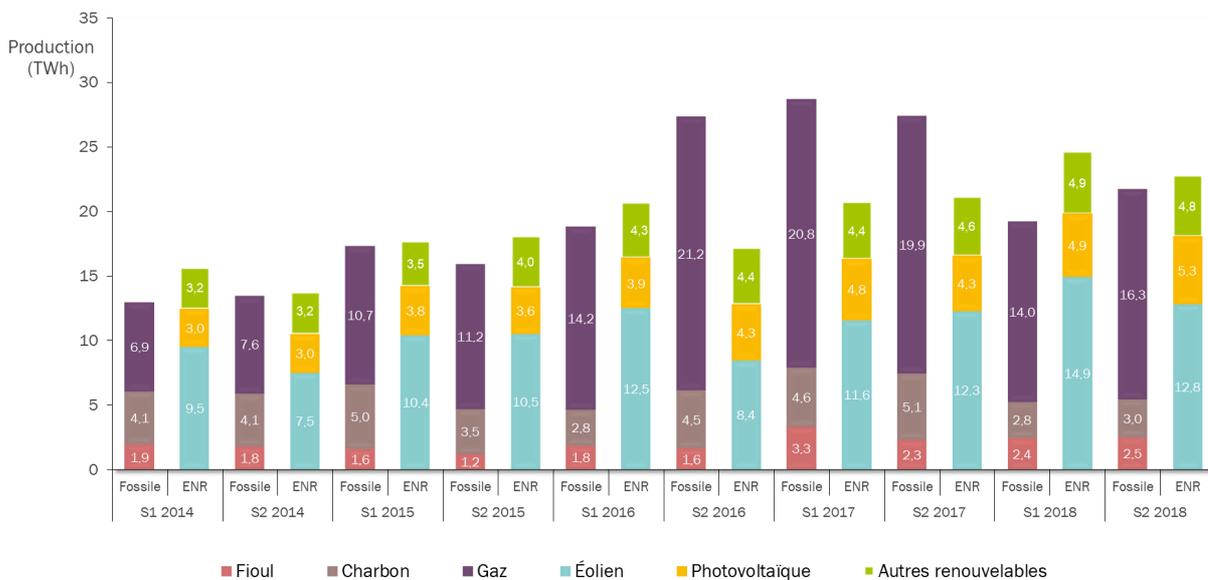
<sup>23</sup> Taux de croissance annuels moyen

Graphique 16 : Comparaison des capacités installées des filières thermiques fossiles (hors nucléaire) et des filières renouvelables (hors hydraulique)



Source : RTE – Analyse : CRE

Graphique 17 : Comparaison des productions semestrielles des filières thermiques fossiles (hors nucléaire) et des filières renouvelables (hors hydraulique)



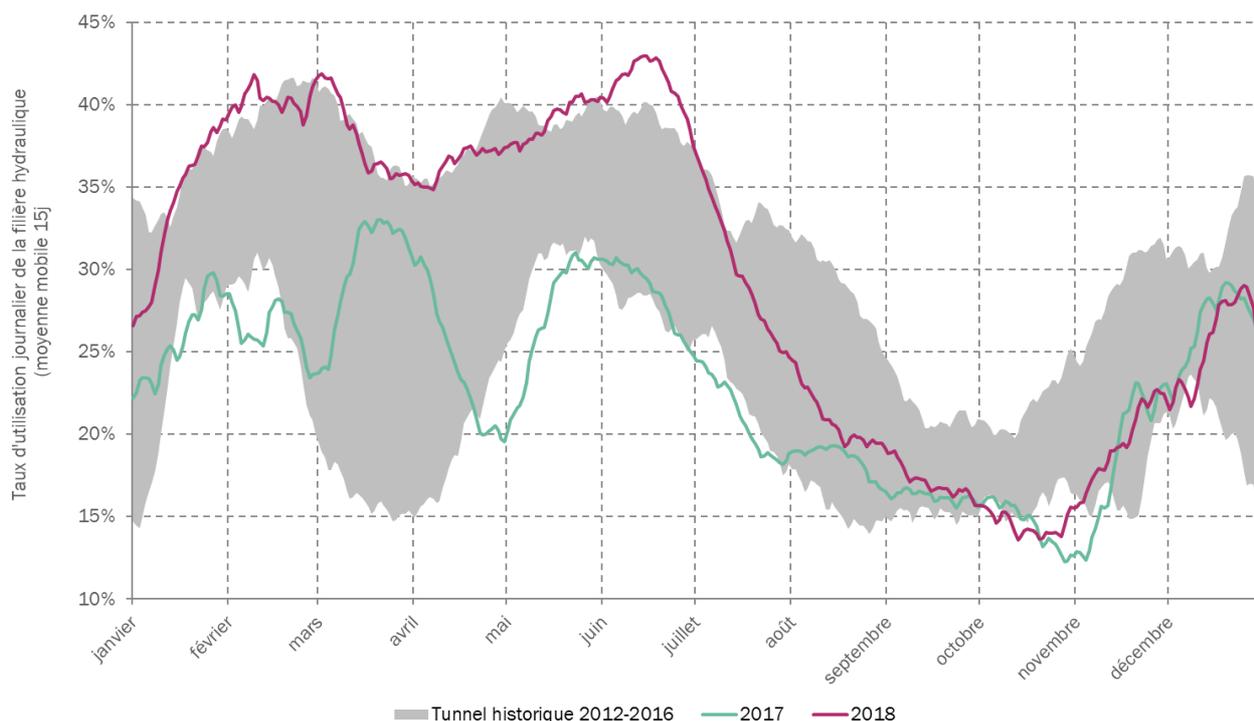
Source : RTE – Analyse : CRE

### 1.4. Production hydraulique en hausse en 2018 avec un taux de sollicitation élevé

Le taux de production moyen de la filière hydraulique montre une augmentation considérable en 2018 (+6,5 %) par rapport à 2017. Les taux de production se sont situés en haut du tunnel historique entre mi-janvier et mi-juillet avec un pic d'utilisation vers mi-juin de 43 %. Au total, la production hydraulique en 2018 s'élève à 68,3 TWh, un niveau plus haut que les deux dernières années (63,9 TWh en 2016 et 53,6 TWh en 2017).

La pluviométrie a augmenté de 22 % en 2018 par rapport à 2017. La production hydraulique élevée a significativement contribué à soulager le système notamment pendant la vague de froid et au moment de faibles disponibilités du nucléaire.

Graphique 18 : Taux de production de la filière hydraulique



Source : RTE – Analyse : CRE

### 1.5. Des filières gaz et charbon moins sollicitées par rapport à 2017

L'année 2018 est marquée par une baisse pour la deuxième année consécutive de la capacité installée des filières thermiques fossiles, notamment celle du fioul (-16,1 %). La production thermique étant également en baisse passe de 54,4 TWh en 2017 à 39,4 TWh en 2018 (-27,6 %), répartie entre les trois moyens de production, charbon (-40,2 %), gaz (-23,2 %) et fioul (-42,2 %).

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 29 % en moyenne au cours de l'année 2018 a baissé de 11 points par rapport à 2017. Le profil de production de la filière gaz au cours de l'année (Graphique 20) fait apparaître une sollicitation élevée pendant la vague de froid de février-mars. Le reste de l'année, un comportement de modulation est observé et le taux reste majoritairement dans la moyenne des niveaux historiques.

D'une manière générale, le *clean spark spread* et le *clean dark spread*<sup>24</sup> (Graphique 19) montrent des valeurs moyennes inférieures à celles de l'année précédente, ce qui rend ces types de centrales moins profitables, tout en

<sup>24</sup> 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.

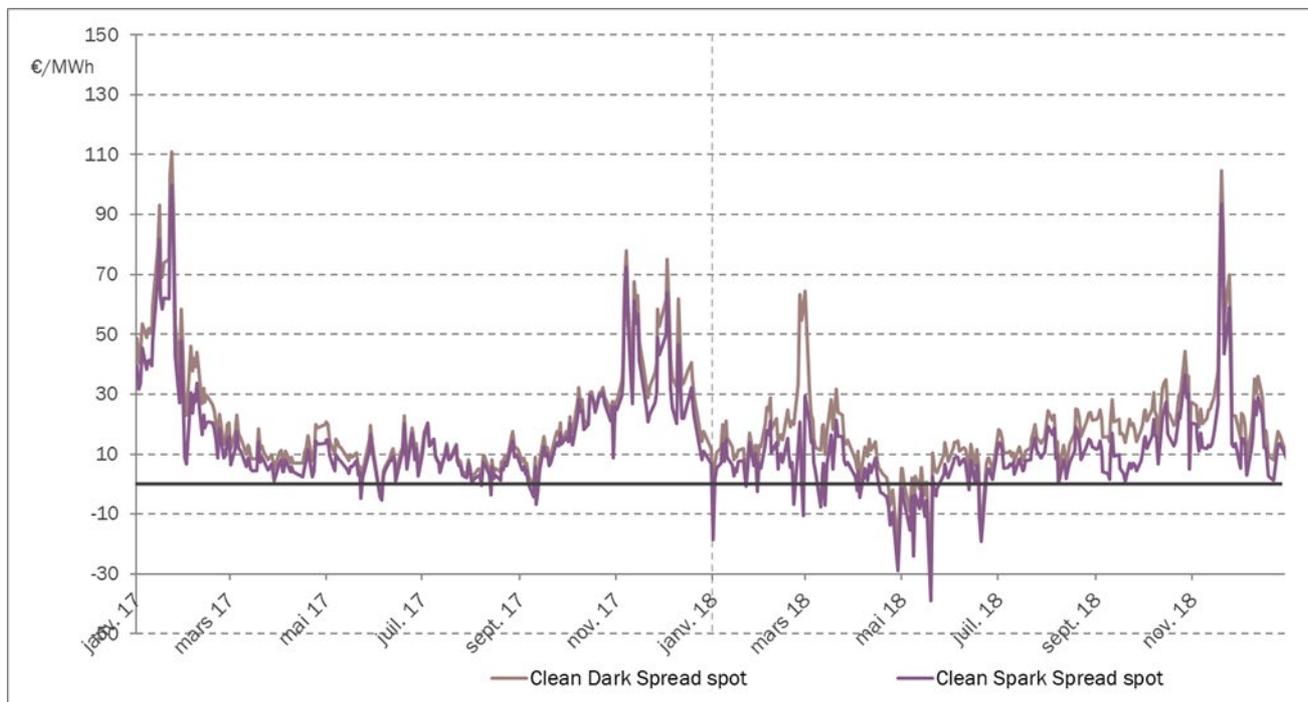
CDS (€/MWh) =  $p_E - (\alpha p_C + \beta p_{CO_2})$ , avec  $p_E$  le prix *day-ahead* pointe de l'électricité en France,  $p_C$  le prix du charbon,  $p_{CO_2}$  le prix spot du  $CO_2$ ,  $\alpha$  le rendement moyen d'une centrale à charbon (35 %) et  $\beta$  le facteur d'émission des centrales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

maintenant une moyenne positive pendant l'année 2018. Ces deux indicateurs affichent ponctuellement des valeurs négatives, notamment aux périodes de forte production à partir des sources autre que le gaz et le charbon.

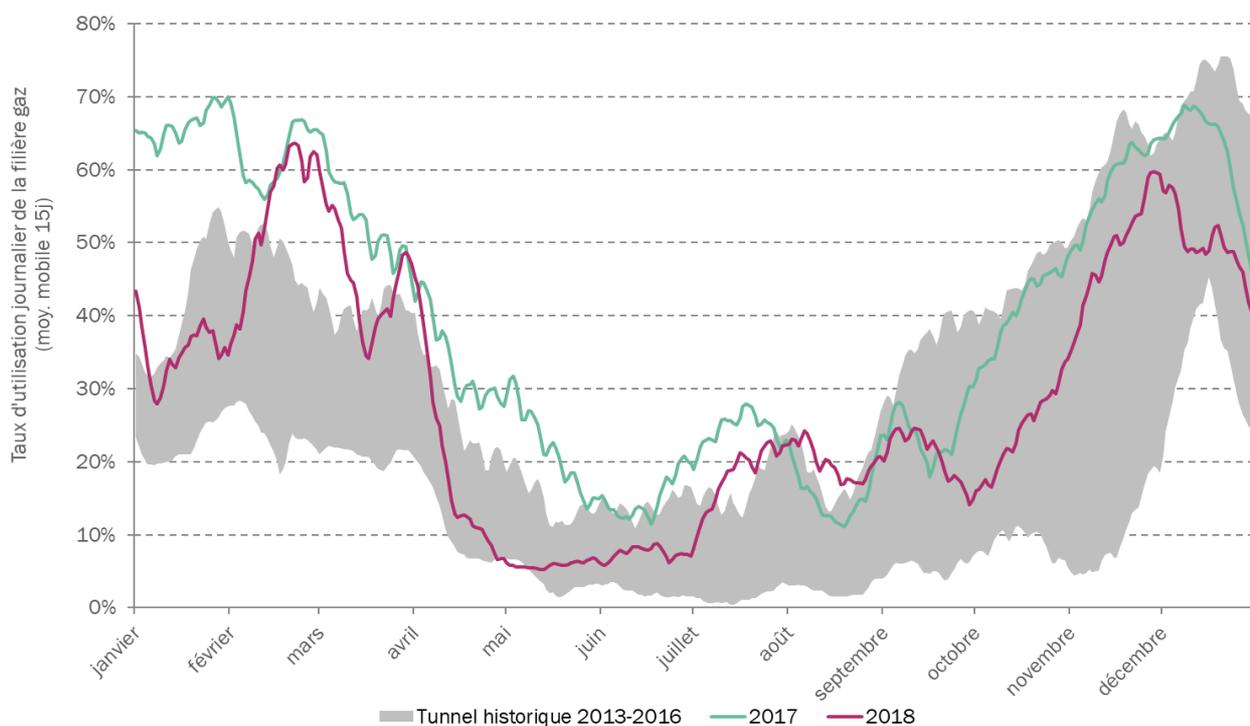
Le taux de production de la filière charbon s'élève en moyenne à 21 % contre 37 % en 2017 (Graphique 21). La production reste néanmoins plus faible en volume que celle du gaz s'établissant à 5,8 TWh en 2018.

Graphique 19 : Clean dark et spark spreads spot pointe



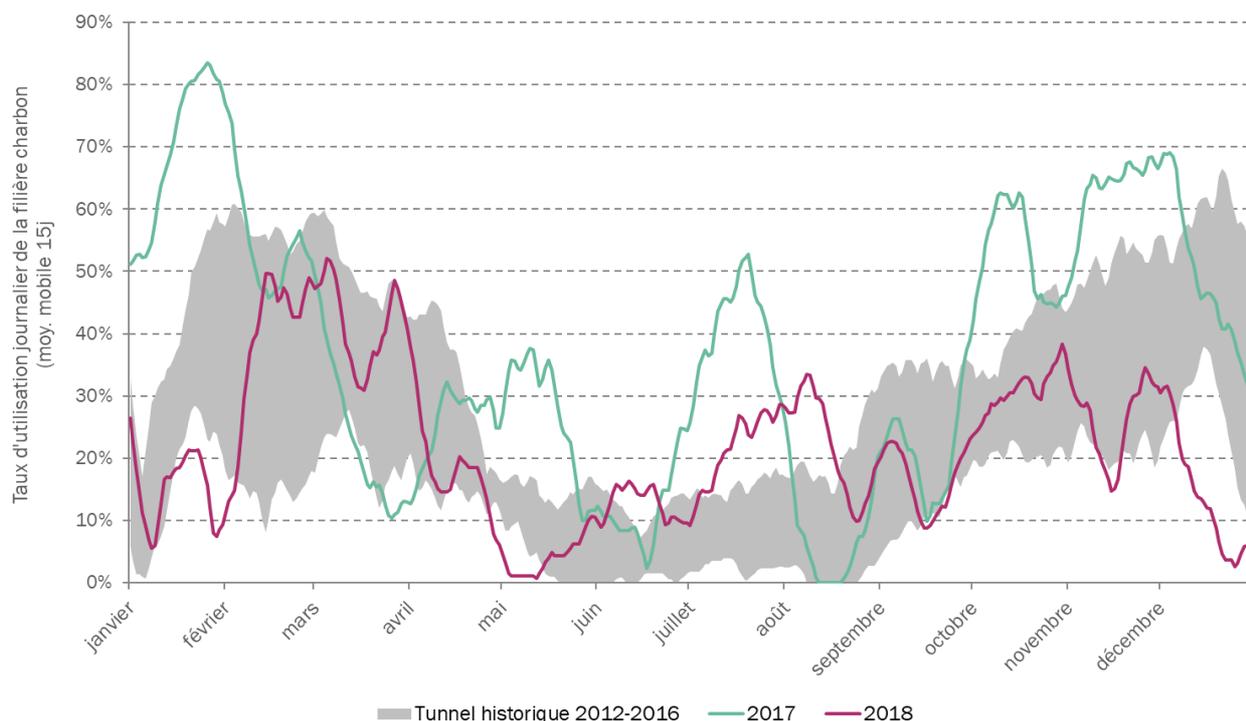
Source : ECX, Heren, Powernext, EPEX Spot – Analyse CRE

Graphique 20 : Taux de production de la filière gaz



Source : RTE – Analyse : CRE

Graphique 21 : Taux de production de la filière charbon



Source : RTE – Analyse : CRE

### 1.6. Marginalité des différentes filières de production en 2017 et 2018

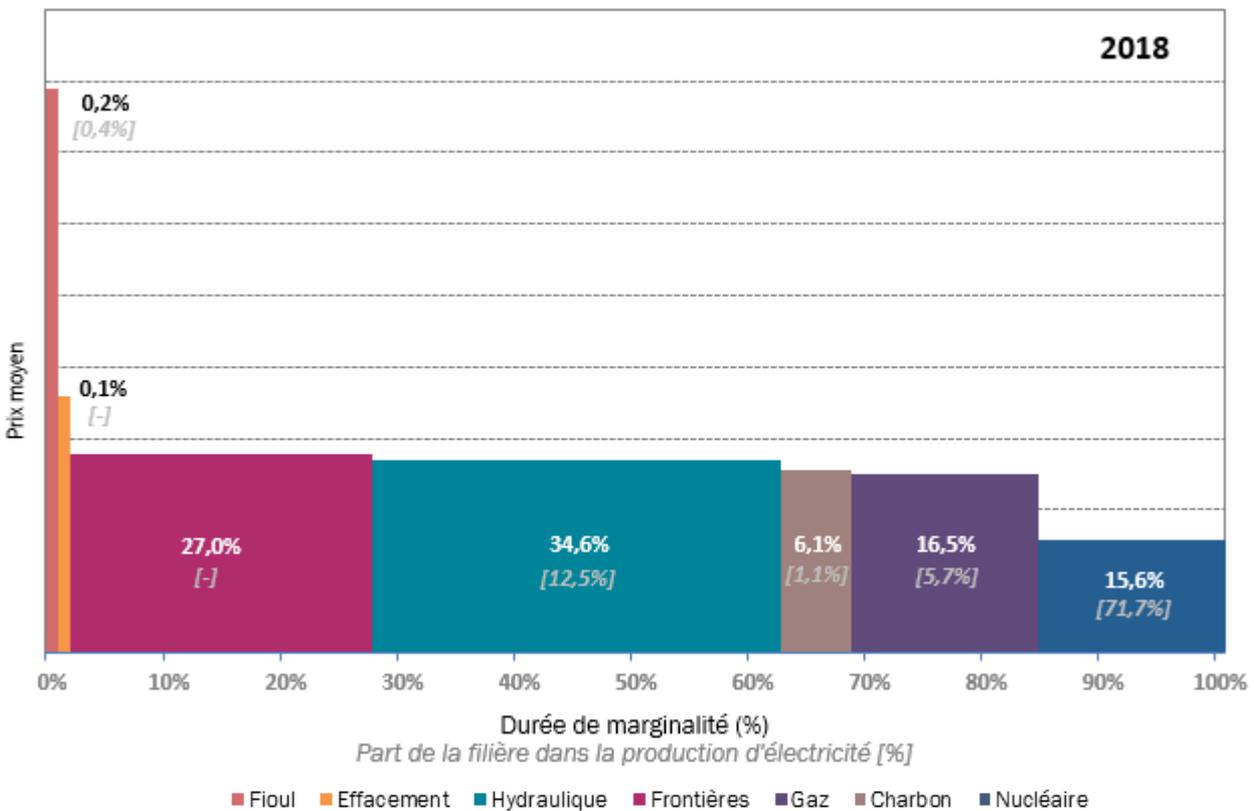
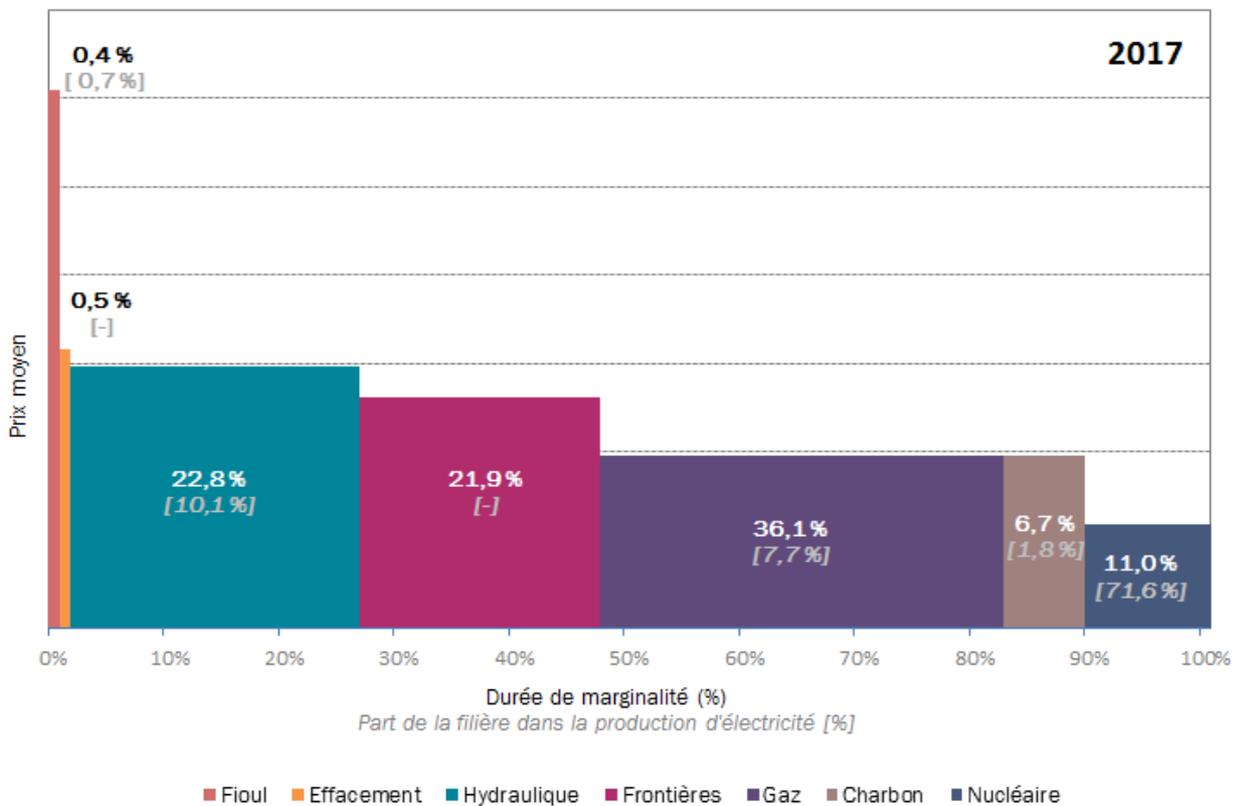
Une filière de production est dite marginale lorsque la dernière unité de production appelée pour satisfaire la demande appartient à cette filière. Son coût marginal de production détermine alors en théorie le prix du marché sur l'enchère *day-ahead* d'EPEX SPOT. De fait, la marginalité d'une filière peut être très différente de sa part dans la production annuelle. La CRE estime la marginalité des filières de production en tenant compte du coût marginal des centrales de production et des offres exécutées lors des enchères *day-ahead* d'EPEX SPOT.

L'étude de la marginalité des filières en 2018 corrobore les analyses fondamentales. Compte-tenu d'une meilleure disponibilité du nucléaire en 2018, la marginalité de la filière a augmenté de 4,6 % en 2018. La production hydraulique était également en forte hausse en 2018, atteignant même des valeurs historiquement hautes en début d'année. De fait, la filière voit sa marginalité en forte croissance par rapport à l'année dernière (+11,8 %), atteignant un niveau de 34,6 %.

Ces deux hausses entraînent une baisse de la marginalité de la filière gaz en 2018 qui chute à 16,5 %.

La marginalité du charbon est relativement stable et relativement peu déterminante du prix sur le marché français. Au contraire, les échanges aux frontières avec les pays voisins de la France sont un facteur essentiel de la formation du prix car ils le déterminent 27 % du temps en 2018. Ce chiffre est en hausse de près de 5 % par rapport à l'année dernière.

Graphique 22: Marginalité des différentes filières de production en 2017 et 2018



Sources : EPEX SPOT, RTE, Producteurs

## 2. DES PRIX DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ EN FORTE HAUSSE DEPUIS MAI 2018

### 2.1. Des prix spot en forte croissance en 2018 avec des épisodes de pics de prix au premier trimestre (effet vague de froid) et quatrième trimestre 2018

Le prix spot base moyen de l'année 2018 a connu une forte hausse pour s'établir à 50,2 €/MWh, soit une augmentation de 12 % par rapport à 2017. Les prix infra-journaliers ont suivi la même évolution que les prix spot base et se sont établis à 51,2 €/MWh en moyenne pour les produits horaires sur 2018, ce qui correspond à une augmentation de 14 % par rapport à 2017 (Tableau 2).

L'année 2018 a commencé avec des prix assez bas, puis la vague de froid a amené un pic de prix qui s'est résorbé assez rapidement. Les prix ont ensuite progressivement augmenté à partir de début mai jusqu'à la fin de l'année.

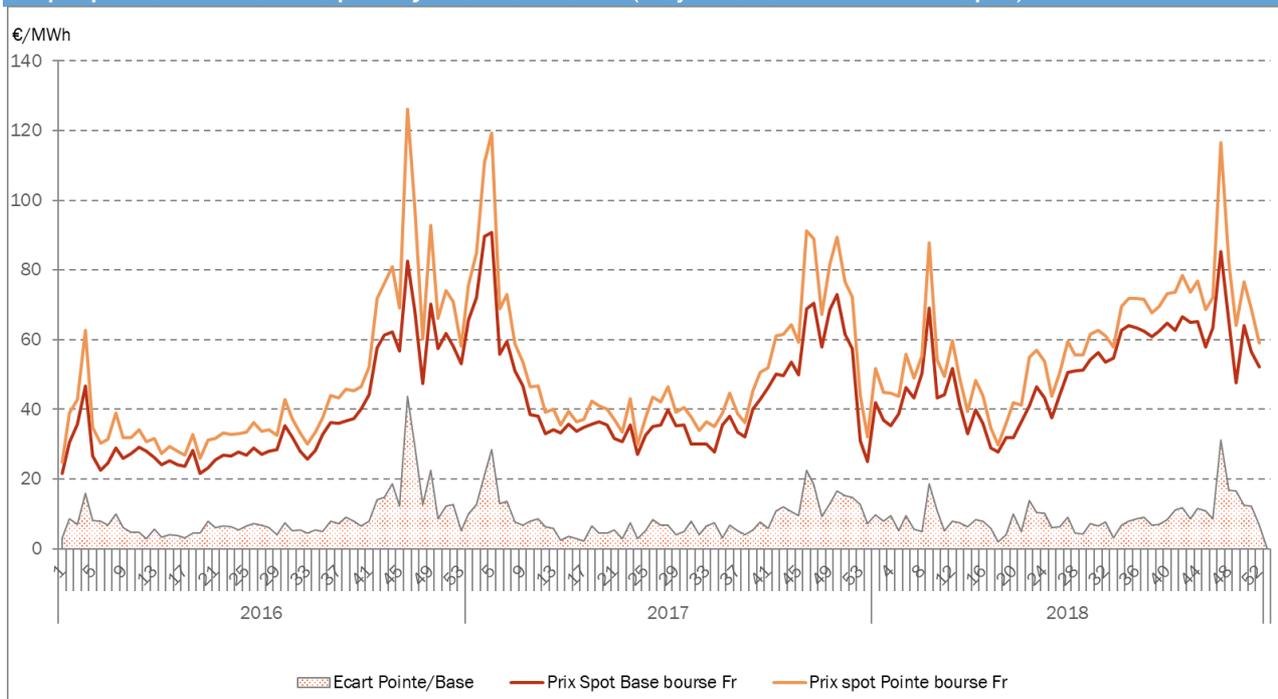
Des tensions ont été observées sur le marché fin novembre avec un pic de prix important pendant la semaine 47. Des pics de prix ont notamment été observés les mardi 20, mercredi 21, jeudi 22 et lundi 26 novembre avec des prix *day-ahead* base supérieurs à 200 €/MWh pour la pointe de 18h. Les prix français ont été notamment influencés par la situation très tendue en Belgique du fait de la disponibilité nucléaire belge faible pour la période (2 GW disponibles pour 6 GW installés) conjuguée à une vague de froid (jusqu'à 5 °C en-dessous des normales de saison) et à un taux d'utilisation du parc nucléaire français également réduit à cause de report des retours de plusieurs tranches et de plusieurs mouvements sociaux. Les prix belges *day-ahead* base pour ces mêmes journées ont dépassé à chaque fois 300 €/MWh pour la pointe de 18h. Les prix baissent ensuite en décembre du fait de températures plus douces et d'une meilleure disponibilité du parc nucléaire belge (Graphique 23).

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

Période	Prix Day-Ahead moyen	Prix Intraday moyen
2016	36,68 €/MWh	36,86 €/MWh
2017	44,98 €/MWh	45,05 €/MWh
2018	50,20 €/MWh	51,19 €/MWh

Source : EPEX SPOT

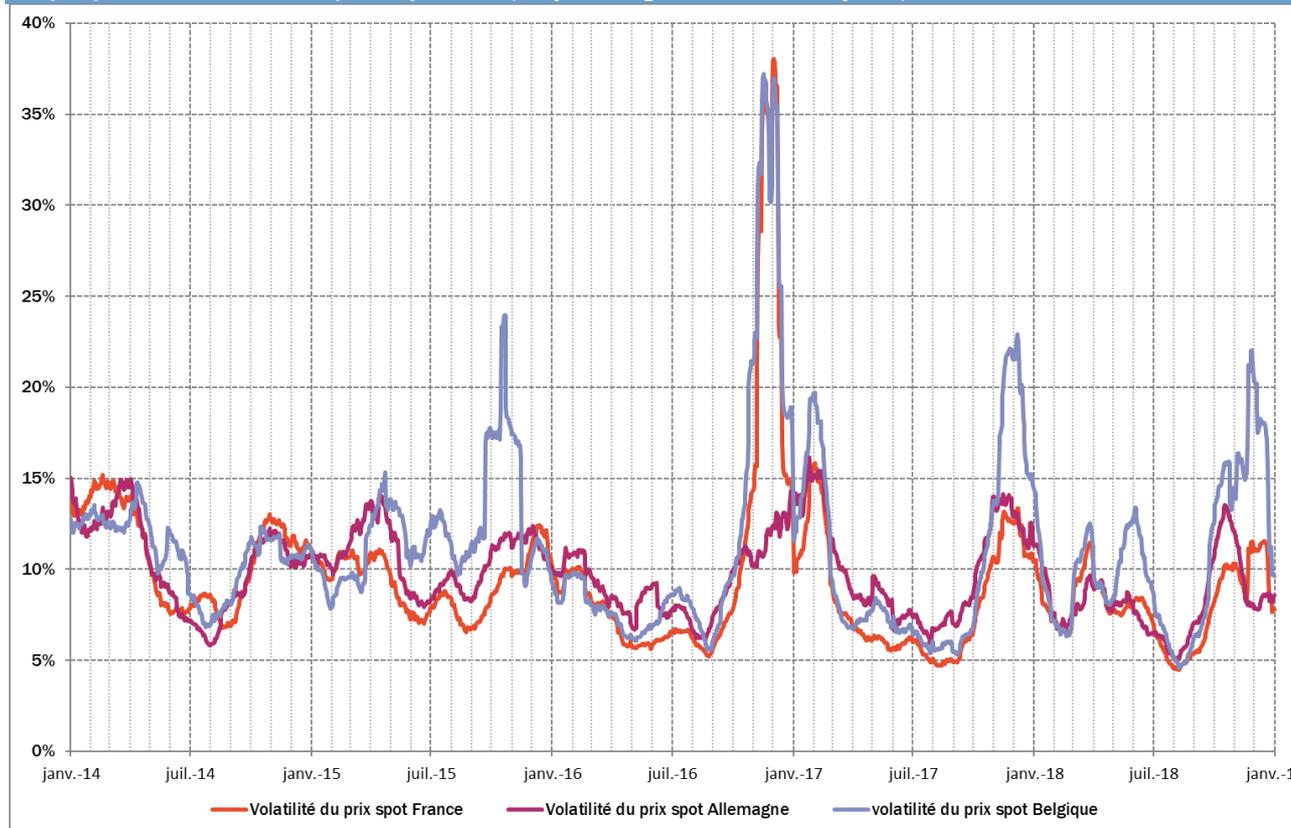
Graphique 23: Evolution des prix *day-ahead* en France (moyenne hebdomadaire des prix)



Source : EPEX SPOT

Ces épisodes de tension sur les prix se retrouvent dans l'évolution de la volatilité du marché français au cours de l'année avec un léger pic en mars lors des tensions liées à la vague de froid suivi par une baisse importante de la volatilité en milieu d'année puis une augmentation au quatrième trimestre (Graphique 24).

Graphique 24: Volatilité des prix *day-ahead* (moyennes glissantes sur 30 jours)



Sources : EPEX SPOT, Belpex – Analyse : CRE

## 2.2. Ecart entre prix *spot* et coûts marginaux d'EDF en 2018

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 des modèles d'optimisation journaliers du groupe EDF. En moyenne, l'écart prix – coûts en 2018 a été de 3,5 %, c'est-à-dire un niveau légèrement supérieur à celui observé les deux années précédentes, mais qui reste dans la fourchette basse des valeurs observées sur les dix dernières années. 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 marginaux d'EDF

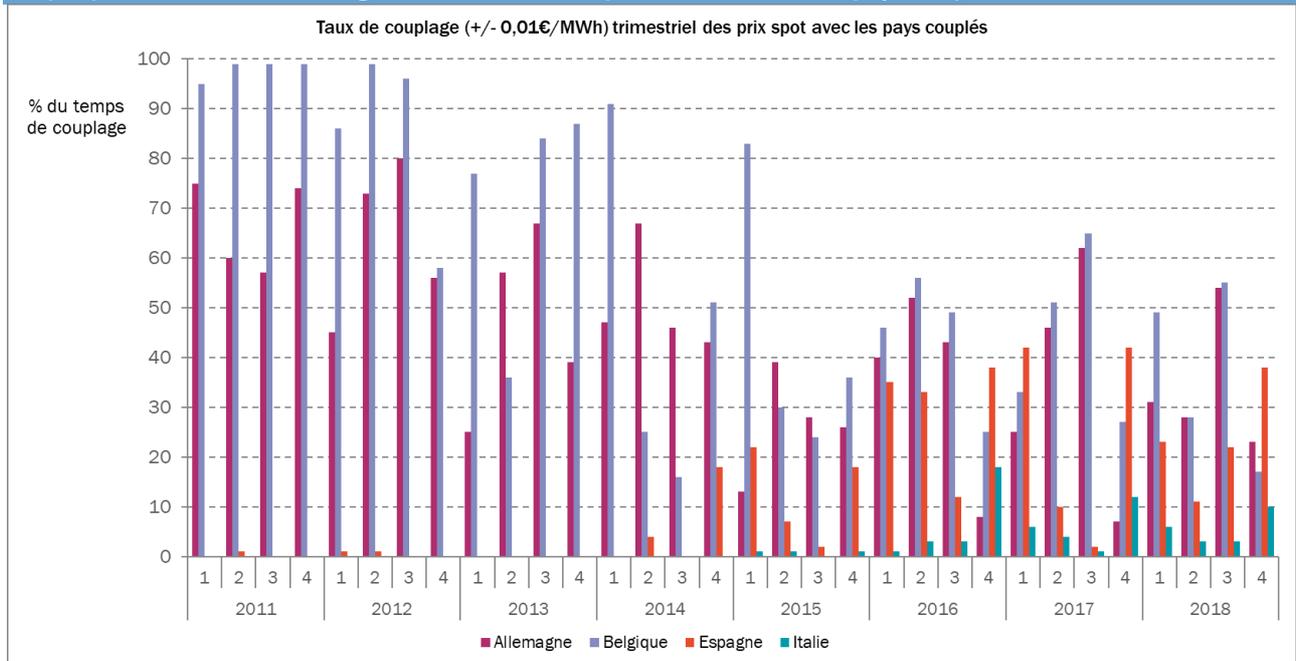
Année	Ecart prix-coûts
2008	6,0%
2009	6,5%
2010	3,2%
2011	5,0%
2012	2,2%
2013	4,5%
2014	5,5%
2015	5,3%
2016	2,9%
2017	1,5%
2018	3,5%

Sans préjuger de contrôles complémentaires, la CRE considère que l'écart moyen mesuré en 2018 ne traduit pas l'exercice d'un pouvoir de marché.

### 2.3. Des taux de convergence contrastés selon les périodes de volatilité des prix spot français

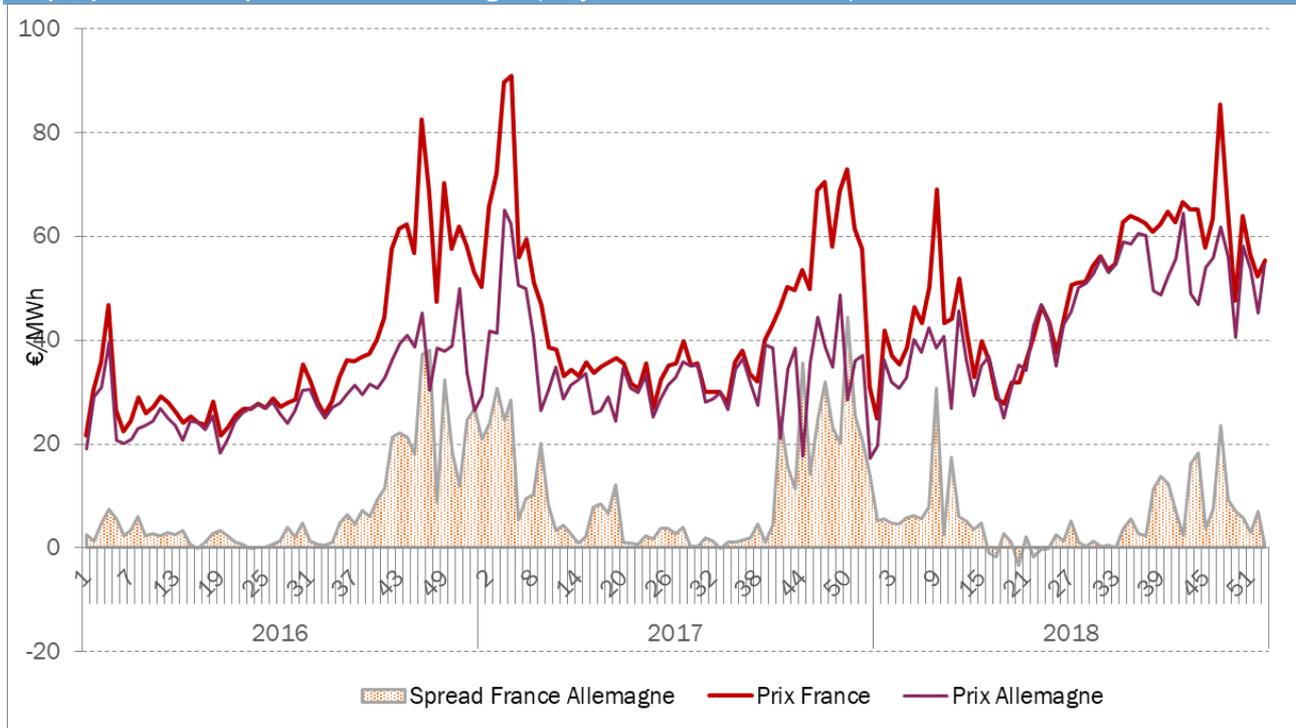
Les différentiels de prix *spot* augmentent par rapport à 2017 sur toutes les frontières à l'exception de la frontière franco-allemande (Graphique 25 et Graphique 26) dont la moyenne annuelle du différentiel en valeur absolue passe de 10,9 €/MWh en 2017 à 5,8 €/MWh en 2018. Outre les fondamentaux de marché dans les deux pays, des évolutions relatives au calcul de capacité « *flow based* » dans la région CWE, mises en œuvre en avril 2018 ainsi que l'introduction de la frontière électrique entre l'Allemagne et l'Autriche en octobre 2018 peuvent expliquer l'augmentation des échanges et la diminution du différentiel de prix. Les écarts à la frontière allemande sont structurellement élevés au cours des premier et dernier trimestres 2018 et faibles pour les deux trimestres centraux

Graphique 25 : Taux de convergence trimestriel des prix horaires avec les pays couplés



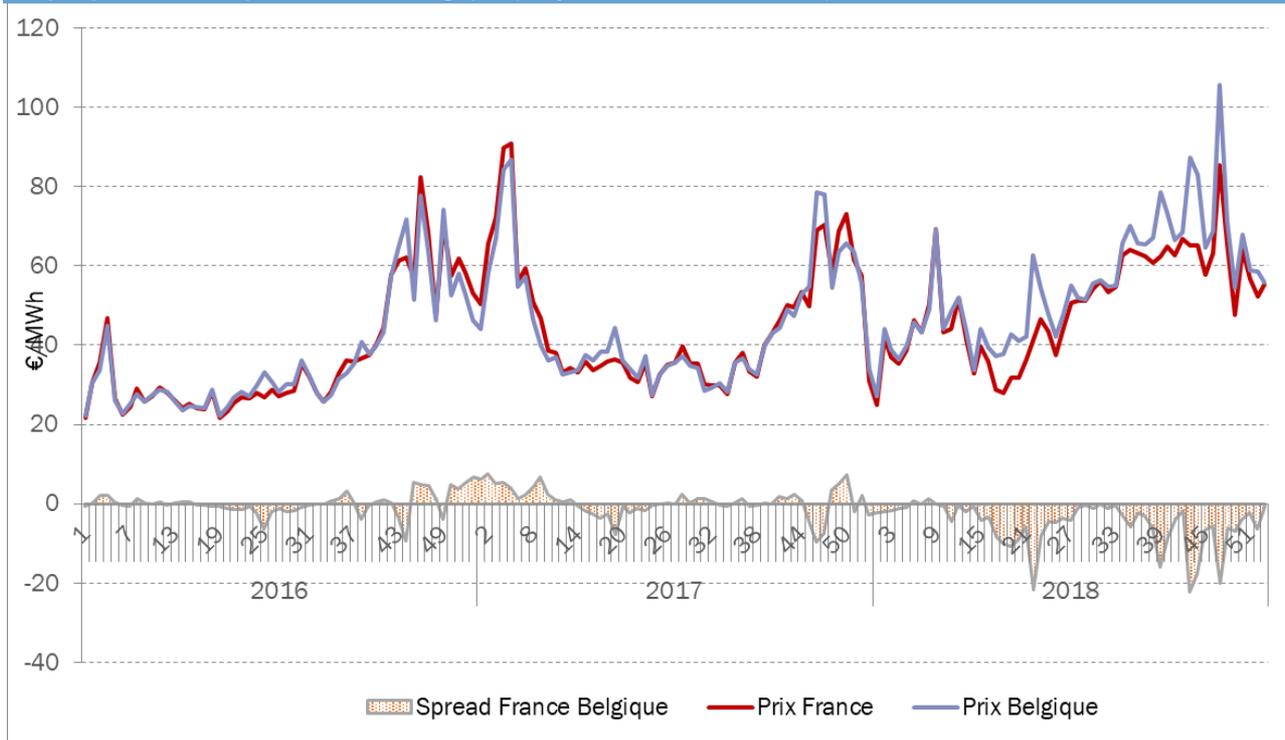
Sources : EPEX SPOT, Belpex, OMEL, IPEX

Graphique 26 : Prix spot France et Allemagne (moyennes hebdomadaires)



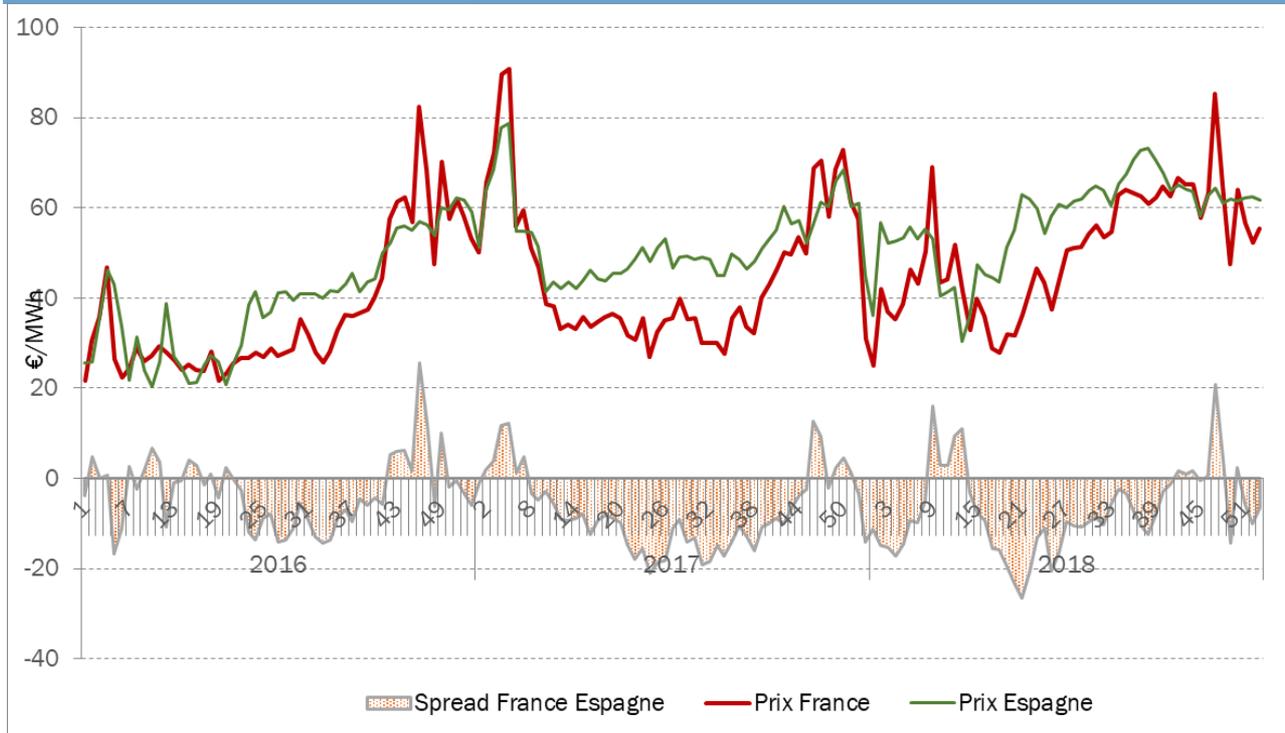
Source : EPEX SPOT

Graphique 27 : Prix spot France et Belgique (moyennes hebdomadaires)



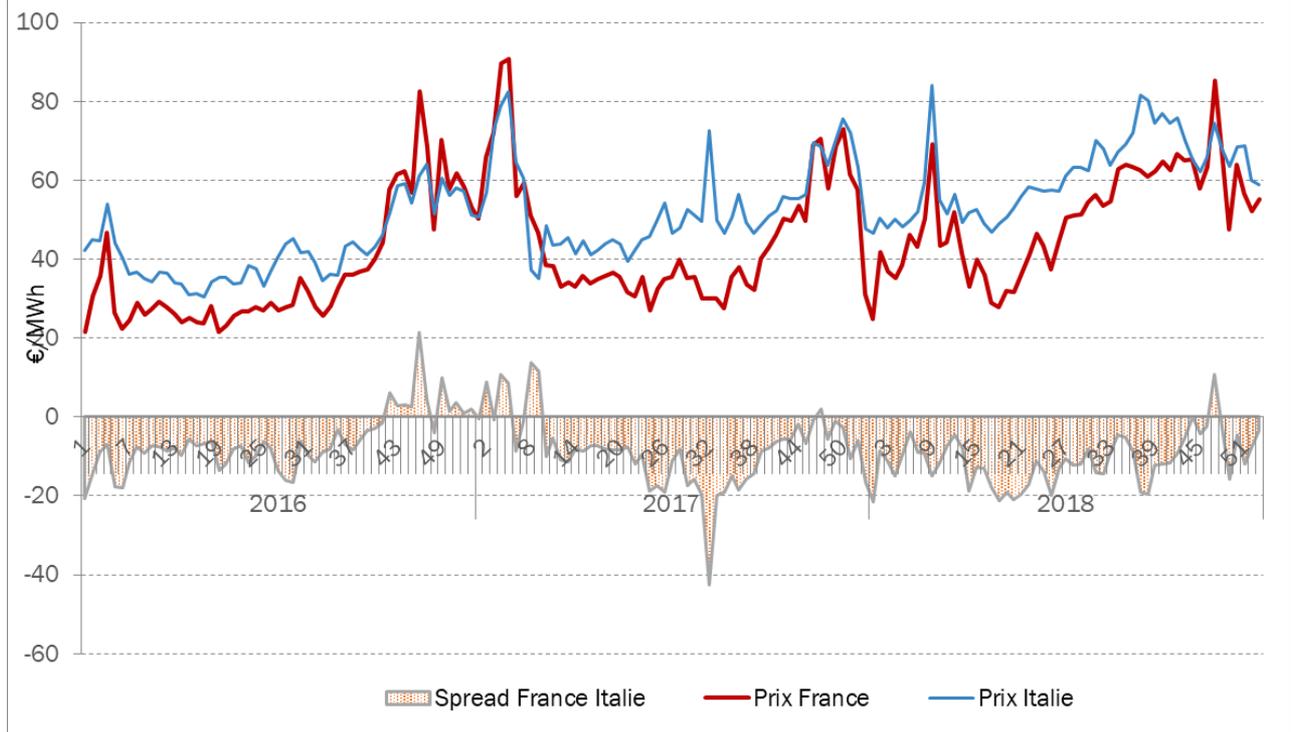
Sources : EPEX SPOT, Belpex

Graphique 28 : Prix spot France et Espagne (moyennes hebdomadaires)



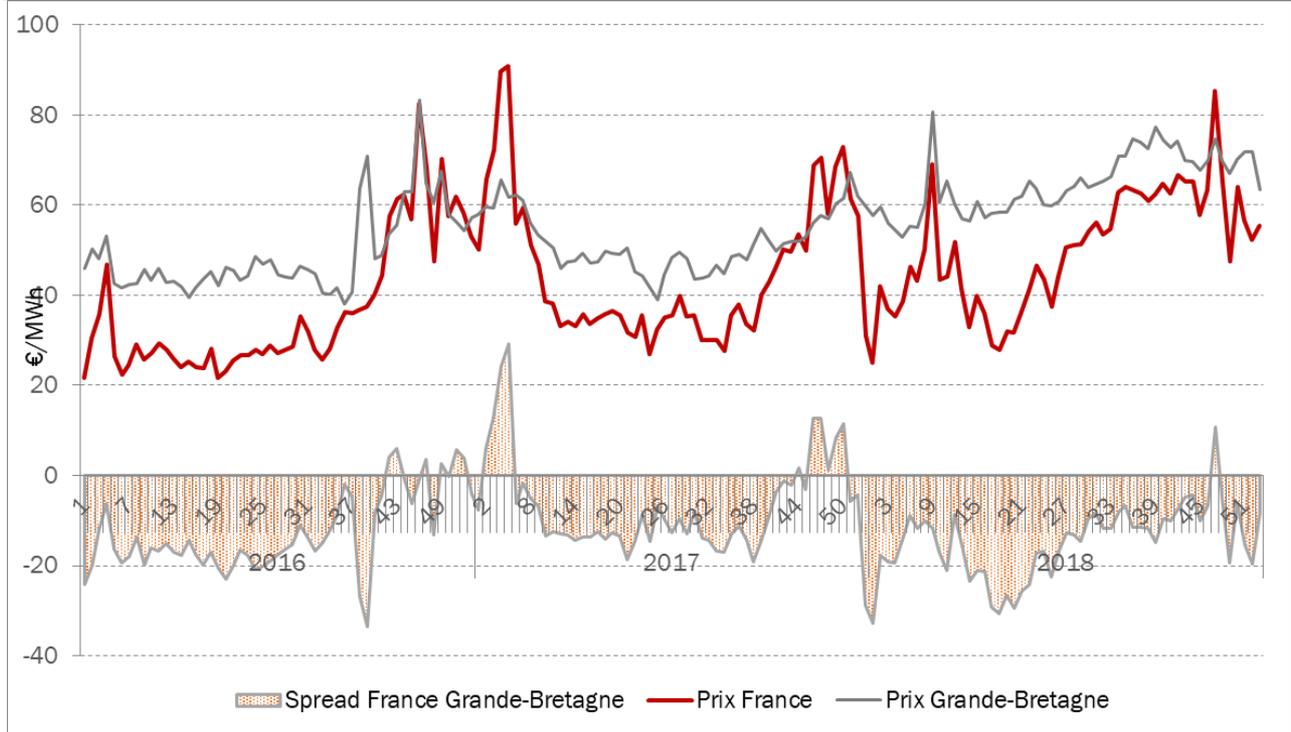
Sources : EPEX SPOT, OMEL

Graphique 29 : Prix spot France et Italie (moyennes hebdomadaires)



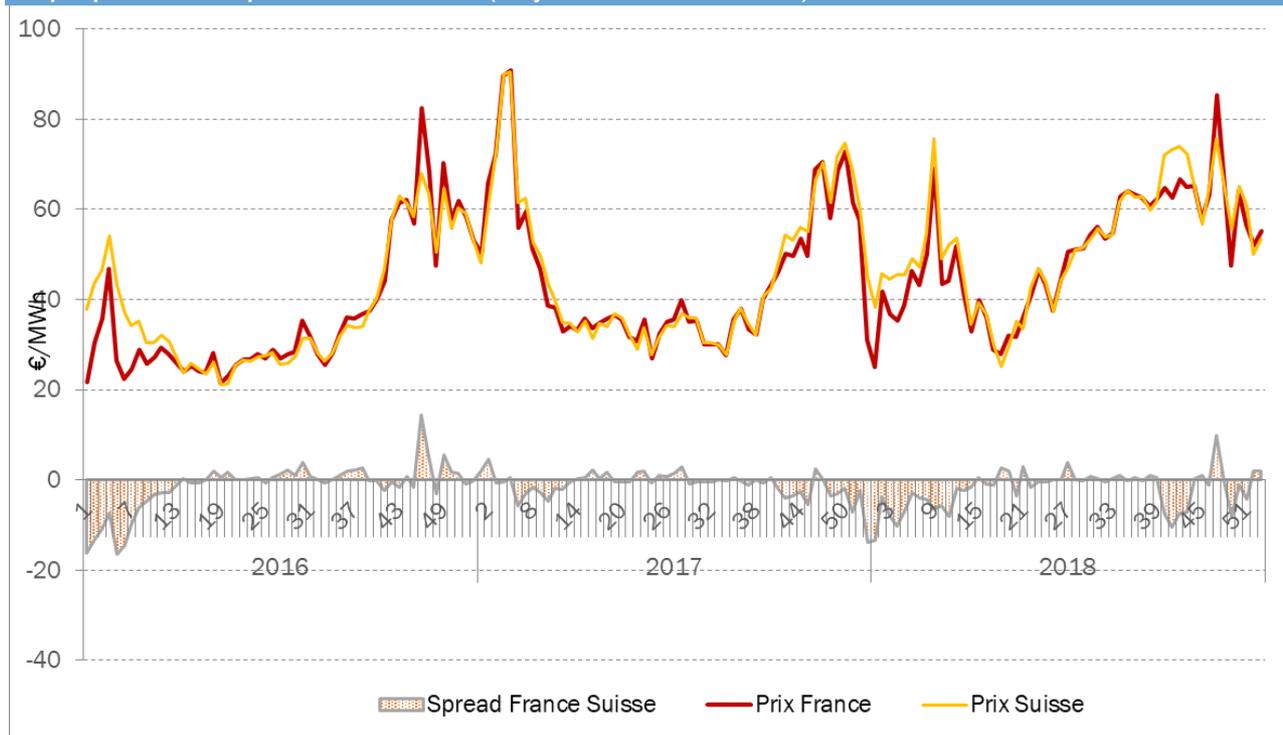
Sources : EPEX SPOT, IPEX

Graphique 30 : Prix spot France et Grande-Bretagne (moyennes hebdomadaires)



Sources : EPEX SPOT, APX

Graphique 31 : Prix spot France et Suisse (moyennes hebdomadaires)



Source : EPEX SPOT

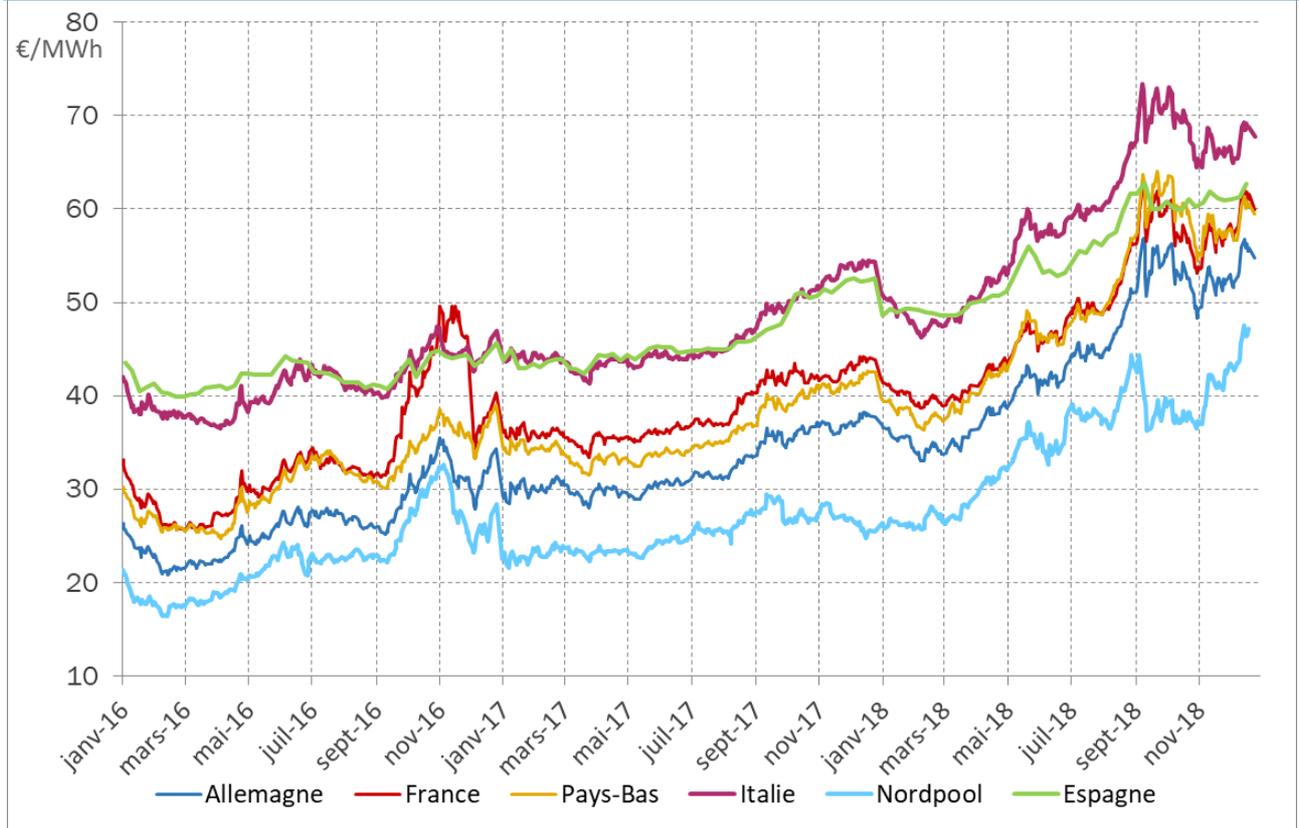
#### 2.4. Mise en œuvre de XBID

La plateforme de *trading* transfrontalier infra-journalier XBID a été mise en place en juin 2018. Il s'agit d'une plateforme de *trading* infra-journalier continu qui permet d'apparier de manière implicite les ordres entrés dans l'ensemble des pays de la région couplée (14 pays : Autriche, Belgique, Danemark, Estonie, Finlande, France, Allemagne, Lituanie, Lettonie, Norvège, Pays-Bas, Portugal, Espagne et Suède) et d'uniformiser l'allocation de capacité entre les pays. Les ordres donnent lieu à une transaction internationale s'il y a suffisamment de capacité disponible à la frontière. Des extensions du périmètre sont à prévoir courant 2019 et 2020, notamment pour la frontière France-Italie, l'objectif final étant d'étendre le marché infra-journalier continu transfrontalier à l'ensemble de l'Europe.

#### 2.5. Hausse généralisée des prix à terme en France et en Europe tout au long de l'année 2018

Les prix des produits à terme pour livraison en Y+1 en Europe ont fortement augmenté au cours de l'année 2018, avec notamment une forte accélération à partir de mars 2018 (Graphique 32). L'Espagne fait figure d'exception avec un niveau d'augmentation des prix légèrement plus faible que le reste de l'Europe. Cette hausse généralisée est à relier notamment avec l'augmentation générale des prix des combustibles (gaz, charbon) et du CO<sub>2</sub> sur la même période.

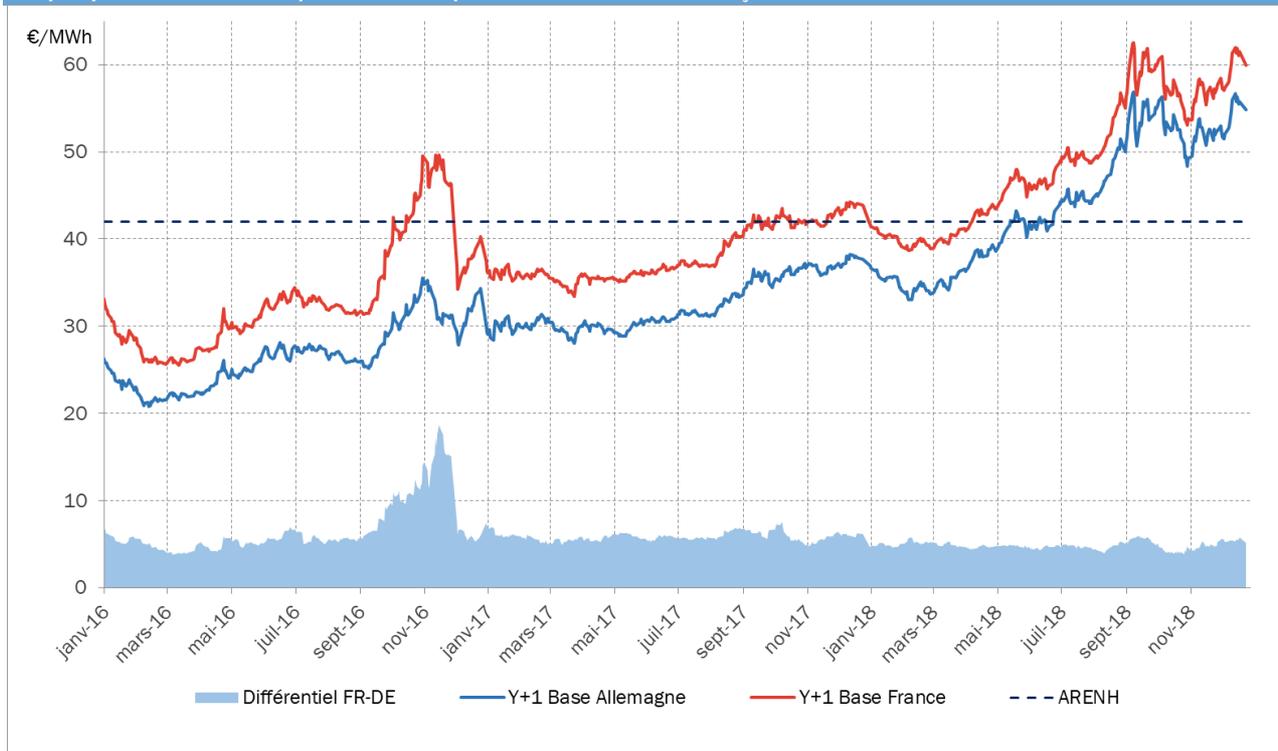
Graphique 32 : Prix des produits Y+1 en Europe



Sources : EEX, EPD, ICE Index, Heren

Le différentiel des prix des produits à terme entre l'Allemagne et la France est en baisse avec des fluctuations stables autour de 4,8 €/MWh en moyenne en 2018, contre 5,9 €/MWh en moyenne en 2017 (Graphique 33). Le produit calendaire français en Y+1 s'est négocié constamment au-dessus du prix de l'ARENH à partir d'avril 2018 avec une moyenne à quasiment 49 €/MWh sur l'année.

Graphique 33 : Ecart des prix entre les produits calendaires français et allemand



Source : EPEX SPOT, EEX

Les prix des produits calendaires en France pour des échéances d'un à trois ans ont connu une hausse sur toute l'année 2018, et notamment à partir de mars 2018 (Graphique 34). Dans un contexte de forte augmentation des prix, on constate un regain de volatilité des produits calendaires et une augmentation importante des écarts entre les échéances d'un, deux et trois ans des prix plus élevés pour les échéances longues.

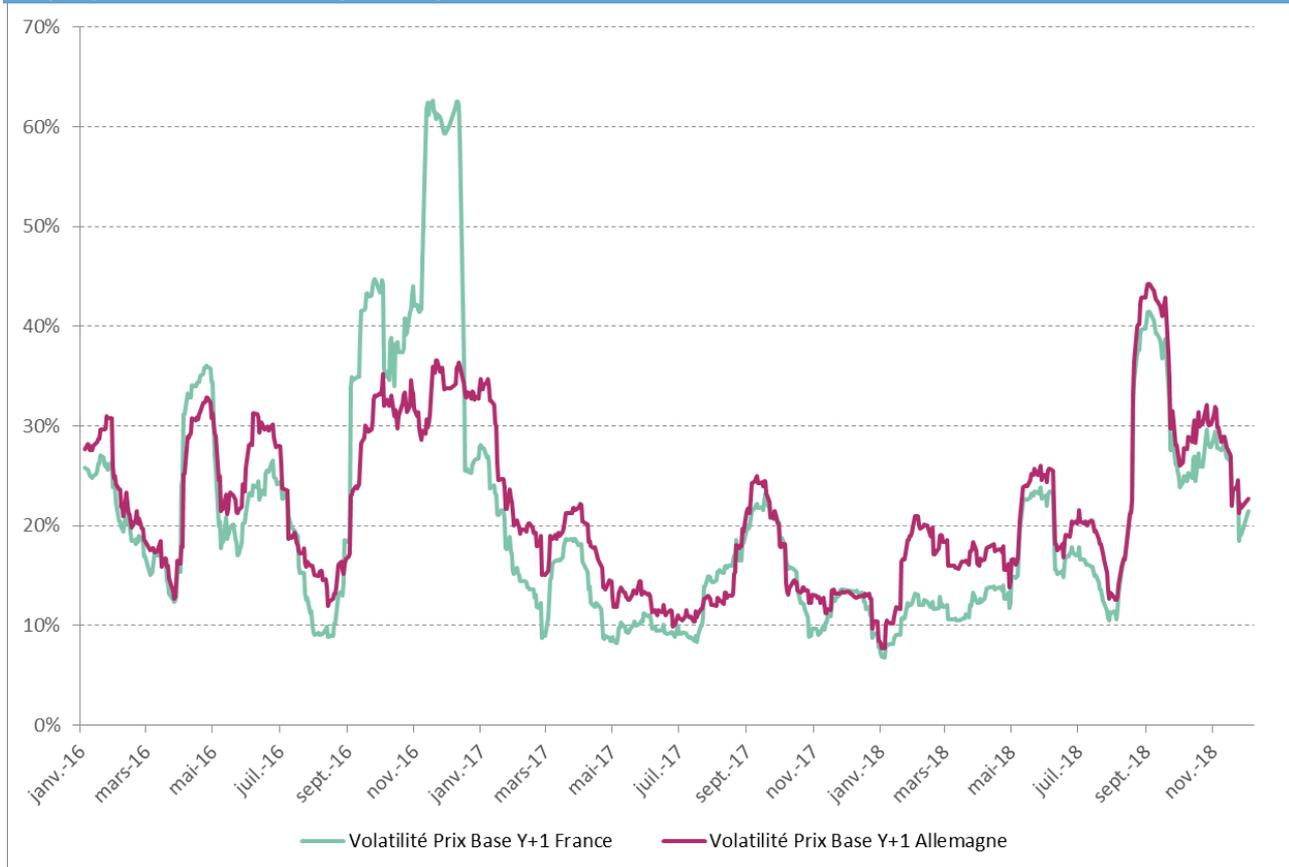
Le prix à terme étant le reflet d'une moyenne des prix spots anticipés pour une année de livraison donnée, l'inflexion des prix entre les produits Y+1, Y+2 et Y+3 en 2018 semble traduire une perception plus forte d'incertitudes des acteurs du marché pour l'année à venir au regard de la conjoncture générale des marchés (incertitudes sur les niveaux des stocks hydrauliques, disponibilités des centrales nucléaires, contraintes en Belgique et cycle haussier matières premières, etc.).

Graphique 34 : Evolution des prix des produits calendaires en France pour les 3 années à venir



Source : EEX

Graphique 35 : Volatilité des prix des produits calendaires



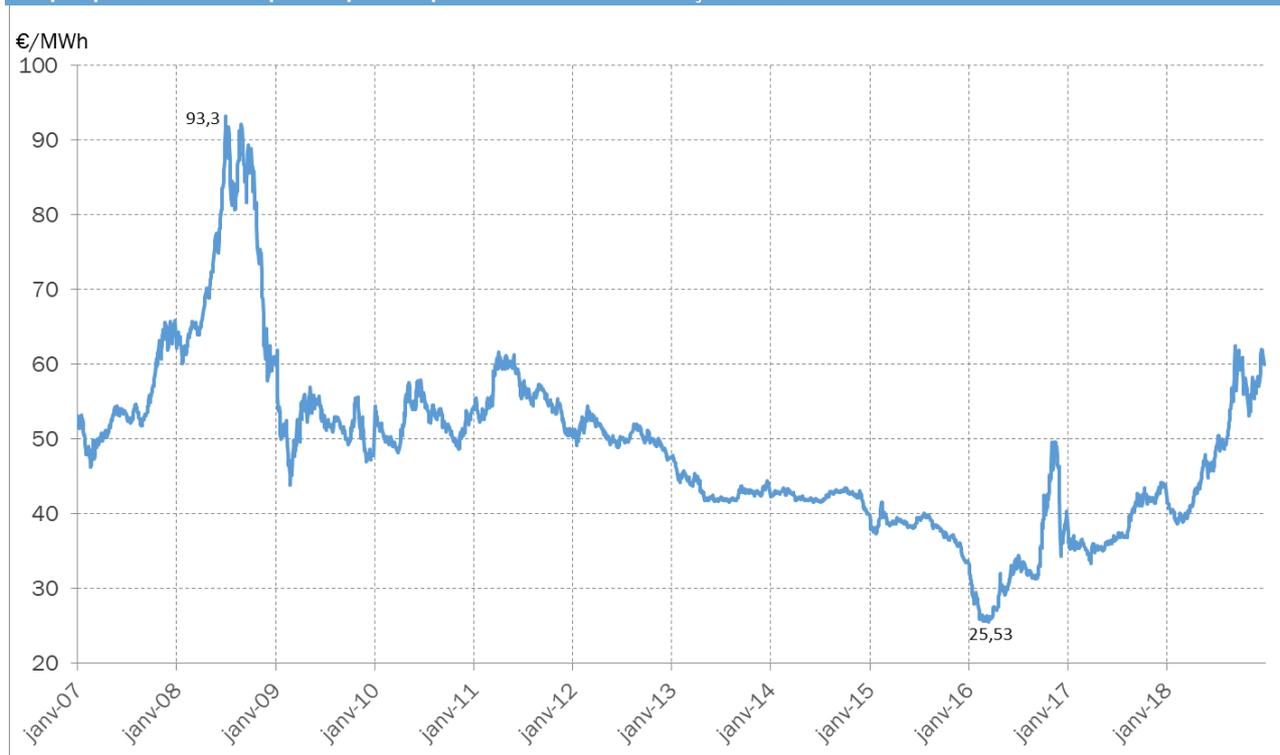
Source : EEX, analyse CRE

Concernant la volatilité des produits calendaires Y+1 en France et en Allemagne, elles ont été assez proches pour la deuxième moitié de l'année mais on observe pour la première moitié de l'année, et en particulier de janvier à avril, des écarts assez importants avec une volatilité plus importante pour le produit calendaire allemand (autour de 15,5 % en moyenne sur la période pour le produit allemand contre 11 % pour le produit français).

De plus, les produits calendaires Y+1 français et allemand ont présenté une volatilité plus importante en 2018 qu'en 2017 (plus 3 % pour le produit calendaire français et plus 4 % pour le produit allemand en moyenne sur l'année pour 2018 par rapport à 2017) avec un pic supérieur à 40 % en septembre puis une volatilité qui reste assez élevée à la fin de l'année avec une moyenne de 26 % et 28 % respectivement pour les produits français et allemand pour les mois de novembre et décembre 2018.

Afin de mettre les prix de l'année 2018 en perspective, un historique de prix de cotation du produit calendaire français base en maturité Y+1 depuis 2007 est présenté sur le Graphique 36. Le prix moyen de l'électricité sur la période 2007-2018 est d'environ 48,65 €/MWh avec un maximum de 74,12 €/MWh en moyenne sur l'année pour 2008 et un minimum de 33,33 €/MWh en moyenne sur 2016. La moyenne sur l'année en 2018 est d'environ 48,96 €/MWh, ce qui est similaire à la moyenne sur l'ensemble de la période et dans la fourchette des prix historiques depuis 2007. La hausse des prix fait suite à un épisode de prix bas sur l'année 2016.

Graphique 36 : Historique du prix du produit calendaire français base en Y+1



Source : EEX

### 3. MARCHÉ DE GARANTIES DE CAPACITÉ ET SA SURVEILLANCE PAR LA CRE

Par sa décision du 8 novembre 2016, faisant suite à un an d'enquête, la Commission européenne a autorisé, en vertu des règles de l'Union Européenne en matière d'aides d'Etat, le mécanisme de capacité français. Ce mécanisme a démarré en décembre 2016 pour l'année de livraison 2017.

#### 3.1. Rappel des grands principes du mécanisme de capacité français

Le mécanisme de capacité mis en place en France repose sur quelques grands principes :

- c'est un mécanisme dit « *market-wide* », c'est-à-dire que l'ensemble des capacités contribuant à la sécurité d'approvisionnement doivent y participer, par opposition à certains mécanismes de capacité ciblés tels que les réserves stratégiques ;
- c'est un mécanisme décentralisé, c'est-à-dire que chaque acteur est responsable de la sécurisation de l'approvisionnement de ses clients en garanties de capacité<sup>25</sup>. La décentralisation présente l'avantage de responsabiliser les acteurs et permet s'appuyer sur leur connaissance fine de leurs portefeuilles respectifs ;
- c'est un mécanisme de marché, le prix de la capacité étant la résultante de l'équilibre offre-demande ainsi créé.

Pour une année de livraison donnée, le mécanisme se décompose en deux volets :

- d'une part celui des **exploitants de capacité** (producteurs, opérateurs d'effacement ou gestionnaires d'interconnexion) ayant pour obligation de s'engager sur le niveau de disponibilité de leurs moyens pendant les heures de pointe du système en se faisant certifier auprès de RTE ; ils obtiennent alors des garanties de capacité ;
- d'autre part celui des **acteurs obligés** (fournisseurs, gestionnaires de réseaux pour leurs pertes ou encore grands consommateurs souhaitant gérer eux-mêmes leur approvisionnement) ayant l'obligation de détenir

<sup>25</sup> Par opposition aux mécanismes centralisés tels que celui mis en place au Royaume-Uni qui prévoit une centralisation, par National Grid (gestionnaire du réseau de transport anglais), des contractualisations avec les exploitants de capacité.

des garanties de capacité à hauteur de l'estimation de la consommation de leur portefeuille dans une situation de vague de froid extrême pendant les périodes de pointe du système.

Les acteurs obligés et les exploitants peuvent échanger les garanties de capacité en bilatéral, sur le marché de gré à gré (dit « OTC ») ou encore au travers du marché organisé par EPEX SPOT. Ces enchères organisées sont, en régime de fonctionnement continu, au nombre de 15<sup>26</sup> pour une année de livraison donnée, avant son démarrage.

Une fois l'année de livraison écoulée, un contrôle effectif de la composition des portefeuilles des acteurs obligés ainsi que de la disponibilité réelle des capacités est effectué et peut conduire à pénaliser les écarts constatés de disponibilité, pour les exploitants de capacité, et de couverture de l'obligation, pour les acteurs obligés. Ce « règlement des écarts » s'effectue sur la base d'un prix de référence de la capacité défini par la CRE.

Les trois caractéristiques suivantes de ce mécanisme ont une influence majeure sur la formation des prix et les échanges de garanties.

#### i. Les garanties de capacité peuvent être échangées tout au long du processus

Le mécanisme de capacité français a vocation à envoyer des signaux en amont de l'année de livraison afin d'inciter à l'investissement ou au maintien en fonctionnement des capacités nécessaires au respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Pour cette raison, en régime pérenne, les échanges de garanties de capacité sont possibles à partir de 4 ans avant l'année de livraison.

Par ailleurs, l'estimation que peuvent faire les acteurs de leur obligation de capacité s'affine à mesure que l'année de livraison s'approche et que leur portefeuille de clients est connu précisément. Pour cette raison, les échanges de garanties de capacité sont possibles pendant toute la période précédant l'année de livraison, et même pendant et après, pour les derniers équilibrages plus fins.

Le règlement financier des écarts est effectué 3 ans après la fin de l'année de livraison, pour des raisons techniques de reconstitution des consommations effectives. Les garanties de capacité d'une année donnée peuvent donc s'échanger sur une période de 8 ans démarrant 4 ans avant l'année de livraison et se terminant 3 ans après.

#### ii. Comme pour le marché de l'énergie, les garanties de capacité peuvent être échangées en interne, en bilatéral, en gré à gré ou lors d'enchères organisées

Les échanges de garanties de capacité peuvent s'effectuer lors des sessions d'enchères organisées, mais aussi de gré à gré, en bilatéral ou encore par l'intermédiaire de cessions internes pour les acteurs intégrés.

L'intégralité des garanties de capacité ne s'échangent donc pas en un lieu unique.

#### iii. Le règlement des écarts est fondé sur un prix résultant des enchères

Le calcul du règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des acteurs obligés et celui du règlement financier des responsables de périmètre de certification fait intervenir une référence de prix définie par la CRE. Pour les années de livraison, 2017, 2018 et 2019, cette référence, nommée « PRM » (Prix de Référence Marché), était définie comme la moyenne arithmétique simple des prix révélés par les enchères précédant l'année de livraison.

A compter de l'année de livraison 2020, la CRE a remplacé la référence au PRM par le « PREC » (Prix de Référence des Ecart en Capacité), défini comme le prix résultant de la dernière enchère organisée avant le démarrage de l'année de livraison, lui octroyant ainsi un rôle important.

### 3.2. Principes de formation des prix : cadre théorique du « missing money »

La formation du prix des garanties de capacité résulte de la rencontre, sur le marché, de l'offre des exploitants, s'engageant sur la disponibilité de leurs moyens, et de la demande des acteurs obligés, correspondant à la contribution de leurs consommateurs au risque de défaillance du système.

En considérant que les conditions d'une concurrence pure et parfaite<sup>27</sup> sont réunies, il est possible d'estimer le prix d'équilibre résultant de la rencontre théorique de l'ensemble de l'offre et de la demande.

<sup>26</sup> [https://www.rte-france.com/sites/default/files/2016\\_11\\_29\\_regles\\_mecanisme\\_de\\_capacite\\_1.pdf](https://www.rte-france.com/sites/default/files/2016_11_29_regles_mecanisme_de_capacite_1.pdf)

<sup>27</sup> Dans la théorie économique classique, la concurrence pure et parfaite repose sur cinq critères :

- Atomicité : un grand nombre d'offres et de demandeurs de petite taille par rapport au marché.
- Homogénéité : les produits sont identiques et substituables ; on ne peut donc faire de la concurrence par les produits ou par les marques.
- Fluidité du marché : liberté d'entrée et de sortie sur le marché ; il n'y a donc pas de contraintes institutionnelles.
- Transparence du marché : l'information ne peut pas être source de pouvoir sur le marché.
- Mobilité des facteurs de production : les agents économiques disposent du travail et du capital en fonction de leurs besoins.

### 3.2.1. Formation de la demande : la demande devrait s'approcher, en théorie, d'une demande à tout prix<sup>28</sup>

Le besoin en garantie de capacité est créé par l'obligation légale imposée aux acteurs de couvrir la consommation de leurs sites de soutirage. A supposer que les pénalités en cas d'écart soient bien dimensionnées, cette obligation devrait naturellement conduire les acteurs obligés à demander des garanties de capacité « à tout prix » à hauteur de leur meilleure estimation de leur besoin inflexible.

Pour les acteurs disposant d'une demande élastique au prix et ne certifiant pas leur capacité d'effacement au titre du mécanisme de capacité, l'arbitrage entre consommer en heure de pointe ou s'effacer (et réduire ainsi son obligation de capacité) résulte en une demande qui s'élèverait au niveau du complément de revenu nécessaire à l'effacement.

### 3.2.2. Formation de l'offre : l'offre devrait, en théorie, se former en tenant compte des revenus nécessaires au maintien en service de l'installation, déduction faite des revenus dont elle dispose déjà sur les autres marchés

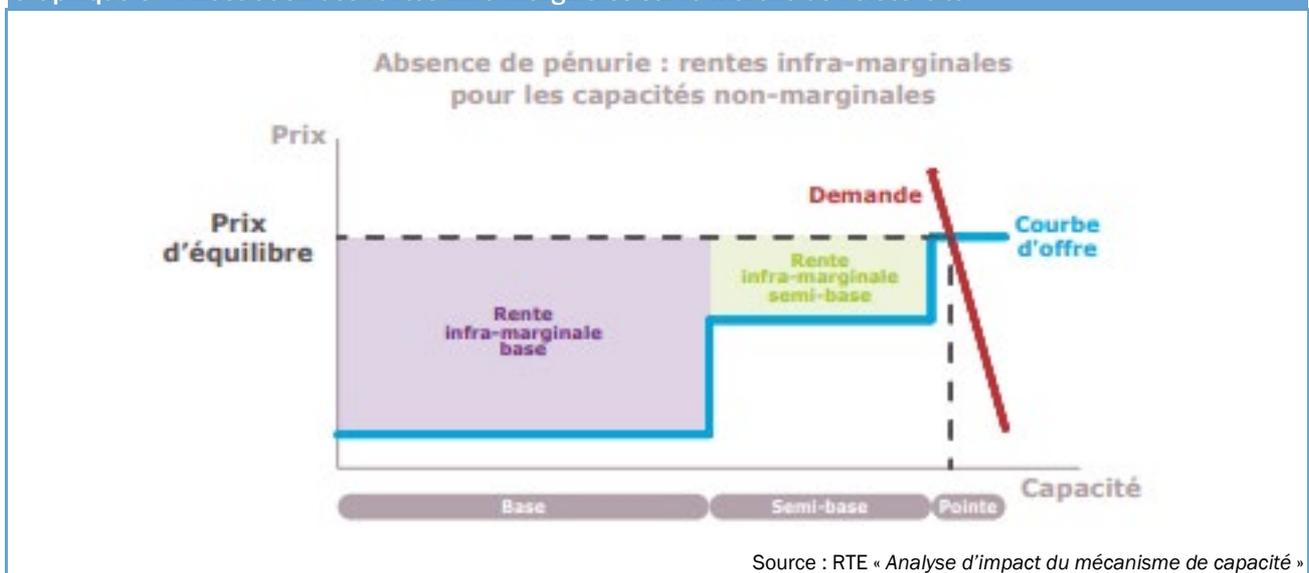
Les exploitants de capacité disposent de plusieurs options pour valoriser leur actif, celles-ci pouvant être cumulatives si les services apportés au système électrique sont de natures différentes : vente sur le marché de l'énergie, participation aux services systèmes et mécanisme de capacité.

Dans un marché « *energy-only* », la théorie économique permet de conclure que l'offre d'un exploitant se fait à son coût marginal de production, c'est-à-dire le coût variable de fonctionnement de son installation. En effet, dès que le prix de marché s'élève au-dessus de ce coût, l'exploitant est incité à produire, recouvrant ainsi ses coûts variables. Ainsi, à tout instant, le prix de marché est fixé par le coût variable de fonctionnement du dernier moyen appelé<sup>29</sup>.

Les revenus d'un exploitant lui permettent :

- de couvrir ses coûts variables lorsqu'il est activé ;
- de bénéficier d'une rente dite « *infra-marginale* » lorsqu'il est activé mais qu'un autre moyen fait le prix de marché, lui permettant de recouvrer le reste de ses coûts de fonctionnement.

Graphique 37 : Illustration des rentes infra-marginales sur le marché de l'électricité



Dans le marché « *energy-only* », chaque exploitant estime ainsi, chaque année, l'espérance de ses revenus futurs sur le marché de l'énergie et sa propension à couvrir l'ensemble de ses coûts de fonctionnement.

<sup>28</sup> En pratique, cette demande considérée à tout prix est limitée par le niveau de pénalité en cas d'écart en capacité.

<sup>29</sup> Les capacités dont les coûts variables sont quasi-nuls (par exemple les capacités hydrauliques), mais doivent par contre gérer des contraintes de gestion de leur stock, donnent une valeur à l'énergie stockée. Cette « valeur d'usage », déterminée par un arbitrage entre l'utilisation immédiate d'une partie du stock, avec un gain valorisé au prix de marché, et la conservation de ce même stock pour une utilisation future, à un prix potentiellement plus élevé, conditionne la participation ou non de la capacité sur le marché.

L'instauration de mécanismes de capacité en Europe et dans le monde résulte du constat que ce cadre économique ne permet pas à l'ensemble des capacités nécessaires au respect du critère de sécurité d'approvisionnement de couvrir leurs coûts.

Le mécanisme de capacité devrait donc permettre aux exploitants pour qui les revenus sur le marché de l'énergie sont insuffisants à la couverture des coûts fixes annuels de trouver un complément de revenus, si leur présence est nécessaire au respect du critère de sécurité d'approvisionnement.

Il découle de ce principe qu'un exploitant est incité à offrir, sur le marché de capacité, à un niveau lui permettant de compléter les revenus qu'il obtient, par ailleurs, sur le marché de l'énergie, pour couvrir les coûts auxquels il est confronté pour rester en service l'année considérée. En conséquence, son offre devrait s'établir à un niveau permettant de couvrir les coûts fixes d'exploitation et d'investissements annuels nécessaires à son fonctionnement, déduction faite des revenus apportés par le marché de l'énergie dans les situations de rente infra-marginale<sup>30</sup>.

Le marché de la capacité remplit alors théoriquement son objectif : si une capacité n'obtient pas suffisamment de revenus sur le marché de l'énergie mais qu'elle est nécessaire au respect du critère de sécurité d'approvisionnement, elle peut compter sur le complément de revenu sur le marché de la capacité lui permettant de rester en fonctionnement. Si cette même capacité n'est pas utile pour des raisons de sécurité d'approvisionnement, alors elle fermera<sup>31</sup>.

Ces principes de formation des prix devraient, notamment, conduire à ce que les capacités dont les revenus sont assurés par le seul marché de l'énergie offrent leurs garanties de capacité à des prix quasi-nuls<sup>32</sup>.

### 3.2.3. Formation du prix permettant le respect du critère de sécurité d'approvisionnement

Si l'offre et la demande respectent les principes évoqués ci-dessus et sous réserve que les conditions de concurrence pure et parfaite soient réunies, alors le prix d'équilibre se formera, chaque année, de manière à permettre aux moyens nécessaires au respect du critère de sécurité d'approvisionnement de couvrir leurs coûts fixes annuels et, ainsi, d'être disponibles pendant les périodes de pointe.

A ce titre, si la sécurité d'approvisionnement est assurée par le marché de l'énergie seul, le prix de la capacité prendra, théoriquement, une valeur nulle, les capacités nécessaires au respect du critère trouvant déjà une rémunération suffisante sur le marché de l'énergie. En pratique, le mécanisme induit des frais qui seront intégrés dans les offres des exploitants, ce qui aurait pour conséquence un prix légèrement positif.

### 3.3. Les simulations numériques montrent la forte sensibilité de l'équilibre de marché

La CRE a construit des modèles permettant d'effectuer des simulations de marché afin de mesurer la sensibilité de l'équilibre aux différents paramètres. La détermination d'un « prix théorique » de la capacité s'appuie sur l'évaluation d'un équilibre théorique basé sur la rencontre de la totalité de l'offre et de la demande lors d'une unique enchère décrite plus haut.

#### Construction de la courbe de demande globale

Comme évoqué, en théorie, la demande devrait se faire à tout prix afin d'assurer la couverture complète de l'obligation des acteurs obligés. Il est ainsi supposé, dans le modèle, que toute la demande est réalisée au prix administré (20 000 €/MW en 2017 et 40 000 €/MW en 2018), prix matérialisant, par définition, le plafond de prix du marché de la capacité.

Les différents scénarios de demande de RTE évalués à l'occasion des bilans prévisionnels sont utilisés pour fixer le volume de cette demande.

<sup>30</sup> Et déduction faite aussi en théorie des coûts de mise sous cocon qui seraient engagés dans l'hypothèse où l'acteur n'obtiendrait pas sur l'ensemble des marchés les revenus nécessaires à la poursuite de l'exploitation de l'actif.

<sup>31</sup> Dans l'hypothèse où la fermeture d'une installation se fait sans frais. En pratique, la fermeture ou la mise sous cocon d'installations n'est pas faisable sans délai et a des conséquences financières qu'il convient d'intégrer.

<sup>32</sup> La question des frais associés au mécanisme de capacité est mise ici de côté.<sup>33</sup> Ces prévisions d'obligation correspondent à des variantes de consommation modélisées dans le Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, RTE, Edition 2016 et 2017

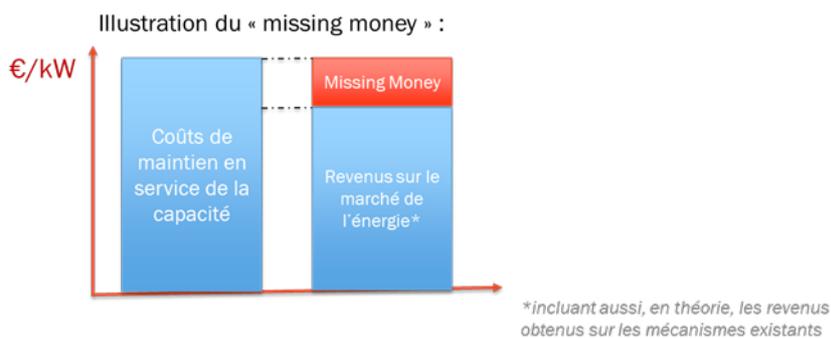
**Construction de la courbe d'offre globale**

Le modèle suppose que les acteurs cherchent à capter sur le marché de capacité le « *missing money* », c'est-à-dire, pour une capacité donnée, le revenu nécessaire à son maintien en activité (si elle est existante) ou à sa construction (pour une nouvelle capacité) mais qui n'est pas apporté par le marché de l'énergie.

Ceci a plusieurs conséquences :

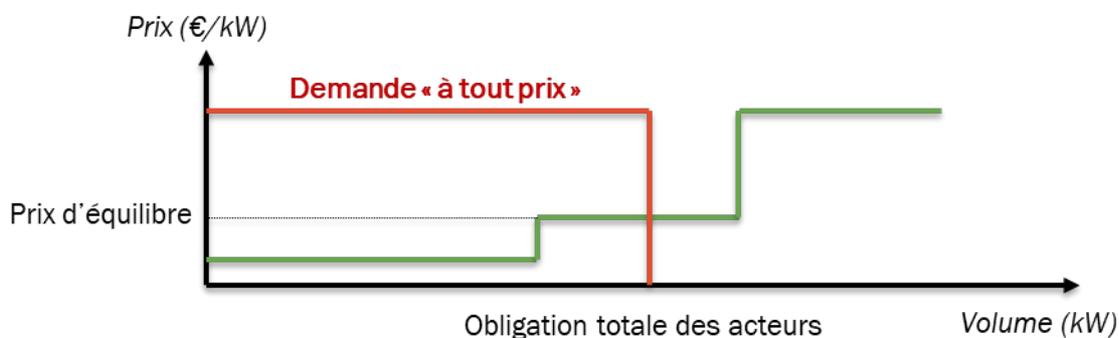
- le prix de l'offre dépend de la capacité associée ;
- ce prix est lié aux revenus sur le marché de l'énergie ;
- corollairement, les moyens pour lesquels le financement est assuré par ailleurs devraient, théoriquement, offrir leur capacité à prix nul (notamment les filières hydraulique, solaire, éolien, voire nucléaire).

L'offre globale est décrite par un ensemble de couples volume-prix associés à chaque capacité, ou agrégation de capacités, existante ou en construction en France.



**Détermination de l'équilibre**

Le prix d'équilibre s'obtient par intersection des courbes d'offre et de demande et correspond au « missing money » de la capacité marginale.



**RAPPEL** : la connaissance précise et définitive de l'état du système n'est possible qu'à l'issue d'une année de livraison, après mesure exacte de la consommation, de la contribution des effacements et de la disponibilité réelle des moyens pendant les heures de tension du système.

**3.3.1. Hypothèses retenues**

**Détermination de la demande globale**

Les différents scénarios de demande globale retenus pour l'étude de l'équilibre « théorique » reposent sur les prévisions d'obligation réalisées par RTE. Ces prévisions ont été publiées à l'occasion des bilans prévisionnels et étaient disponibles sur le site internet de RTE.

Les scénarios pour les années de livraison 2017 et 2018<sup>33</sup> sont les suivants :

AL 2017

Variante de consommation	Obligation (intégrant le coefficient de sécurité)
Haute	90,7 GW
Référence	89,7 GW
Basse	88,4 GW

AL 2018

Variante de consommation	Obligation (intégrant le coefficient de sécurité)
Haute	88,6 GW
Intermédiaire 3	88,3 GW
Intermédiaire 2	87,9 GW
Basse	87,7 GW

AL 2019

Variante de consommation	Obligation (intégrant le coefficient de sécurité)
Haute	88,5 GW
Intermédiaire 3	88 GW
Intermédiaire 2	87,4 GW
Basse	87,1 GW

**Détermination de l'offre**

La CRE a élaboré un outil permettant d'évaluer le « missing money » des capacités du système électrique français, ce qui nécessite de disposer, pour chaque capacité :

- des coûts fixes ;
- des coûts marginaux, qui dépendent du prix des commodités (CO<sub>2</sub>, gaz, fioul et charbon), du rendement et du facteur d'émission ;
- d'une méthode d'évaluation des revenus obtenus sur les marchés de l'énergie.

Les coûts fixes et hypothèses de coûts de production utilisés sont issus de données publiques, notamment celles utilisées dans le cadre du bilan prévisionnel 2017 de RTE<sup>34</sup>. Les coûts marginaux sont construits sur la base des cotations publiques des commodités. Plusieurs scénarios d'offre sont étudiés en fonction des différentes hypothèses de coûts des commodités.

La méthode d'évaluation des revenus sur les marchés de l'énergie repose sur une approche dite « *mark-to-market* ». Elle traduit une sécurisation progressive des revenus par un lissage des volumes de vente sur une période de 24 mois. La valeur « *mark-to-market* » d'une capacité correspond, pour une journée donnée antérieure à l'année de livraison, à une anticipation des revenus futurs sur le marché de l'électricité calculée sur la base des cotations disponibles à cette date sur le marché à terme.

<sup>33</sup> Ces prévisions d'obligation correspondent à des variantes de consommation modélisées dans le Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, RTE, Edition 2016 et 2017

<sup>34</sup> D'autres sources de données sont utilisées : les rapports « Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition » et « World Energy Outlook 2016 » de l'Agence internationale de l'énergie.

Cette méthodologie de détermination des revenus énergie ne reflète pas nécessairement la référence de coût qui serait utilisée par un producteur pour prendre une décision quant au maintien en service de sa capacité à un instant t. En particulier, en l'absence de contraintes techniques liées à la mise sous cocon de la capacité et sous réserve que le marché soit suffisamment liquide, le producteur pourrait, en théorie, fonder sa décision de rester en service uniquement sur la base des cotations au jour de l'enchère de capacité. En effet, l'arbitrage entre rester en service ou mettre en cocon l'unité de production, en rachetant au marché les volumes déjà vendus, est indépendant de la stratégie de couverture<sup>35</sup>. Cependant, la conséquence d'une telle méthodologie serait un « *missing money* » volatil qui évoluerait sensiblement au gré des cotations.

L'offre en capacités disponibles est issue du registre public des capacités certifiées<sup>36</sup> :

#### AL 2017

Nucléaire	Lac / STEP	ENR + Autre (hors EDF OA)	Effacement	Gaz	Charbon	Pétrole / Fioul	Total
55,4 GW	9 GW	14 GW	2,4 GW	7,1 GW	2,2 GW	3,7 GW	93,8 GW

#### AL 2018

Nucléaire	Lac / STEP	ENR + Autre (hors EDF OA)	Effacement	Gaz	Charbon	Pétrole / Fioul	Total
56,6 GW	9,2 GW	14,4GW	2 GW	7 GW	2,5 GW	2 GW	93,8 GW

#### AL 2019

Nucléaire	Lac / STEP	ENR + Autre (hors EDF OA)	Effacement	Gaz	Charbon	Pétrole / Fioul	Total
55,2 GW	9 GW	15 GW	1,7 GW	7 GW	2,4 GW	1,6 GW	92 GW

### 3.3.2. Résultat de simulation

Les simulations d'une rencontre théorique de l'ensemble de l'offre et de la demande ont permis de constater que, pour une année de livraison donnée, il existe une forte sensibilité du prix d'équilibre aux différentes hypothèses, notamment de coûts fixes des capacités de production et de niveau de la demande.

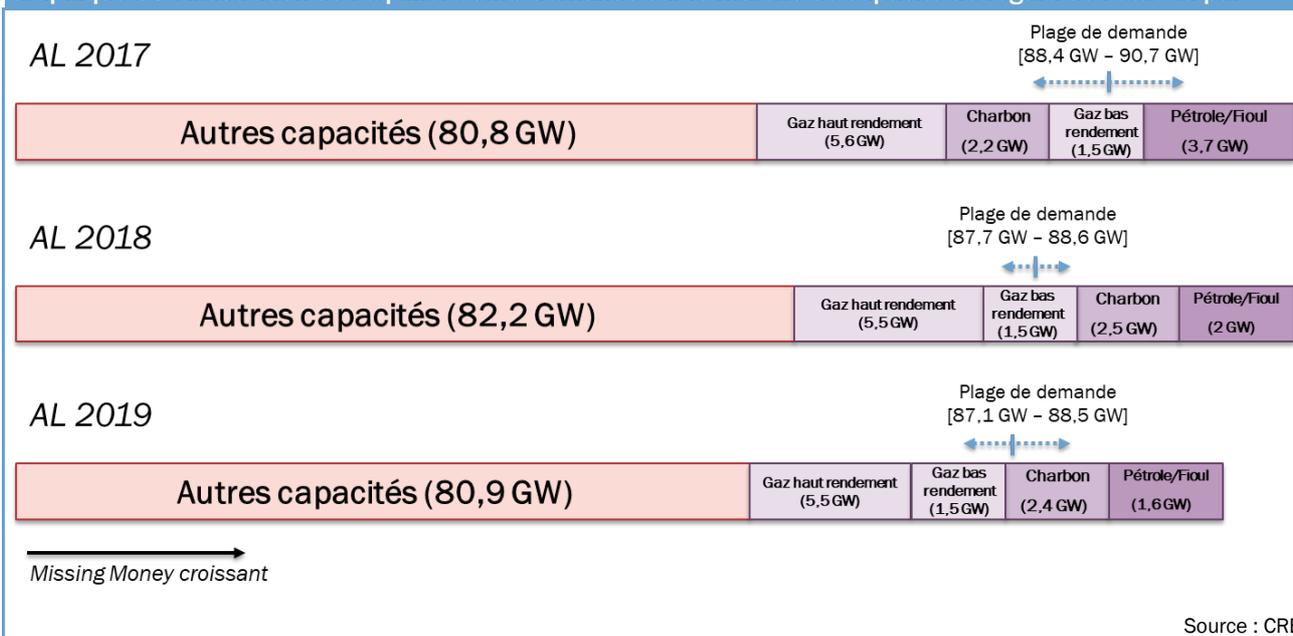
En construisant la courbe d'offre totale, et en supposant que les capacités thermiques à flamme sont celles ayant le « *missing money* » le plus élevé du parc<sup>37</sup>, il apparaît que l'incertitude existante sur la demande globale ne permet pas de statuer clairement quant à la capacité marginale.

<sup>35</sup> Pour illustrer, supposons que le producteur a couvert l'intégralité de sa production pour un montant  $R_0$  et qu'il supporte des coûts fixes CF et des coûts variables de production  $C_{v0}$  (principalement le coût des commodités). Si, à l'instant t, le marché lui permet de vendre sa production à un montant M en supportant des coûts variables de production  $C_{vt}$ , l'arbitrage est le suivant, avec MM le revenu attendu sur l'enchère de capacité :  $R_0 + MM - C_{v0} - CF > R_0 - M + C_{vt} - C_{v0}$ . En effet, le producteur arbitre entre rester en fonctionnement et recevoir un revenu capacitaire, ou mettre sous cocon et acheter sur le marché la production vendue et revendre les commodités. Le résultat de l'inéquation est simplement le suivant :  $MM > CF - (M - C_{vt})$ .

<sup>36</sup> Au 01/07/2017 pour l'AL 2017 et au 23/04/2018 pour l'AL 2018 et AL 2019.

<sup>37</sup> Hypothèse pouvant être contestée en raison, en particulier, de l'effacement.

Graphique 38 : Illustration de l'équilibre offre-demande sur le marché de capacité au regard de l'état du parc



S'agissant du « missing money », pour les années 2017 à 2019, une différence de plus de 20 000 €/MW peut être observée entre les différents scénarios de coûts pour les capacités thermiques à flamme.

Voici par exemple, en fonction des hypothèses minimales et maximales de coûts fixes retenues, certains résultats pour les capacités thermiques à flammes :

AL 2017

	CCGT rendement 58 %	Charbon rendement 35 %	CCGT rendement 55 %	TAC fioul rendement 40 %
Missing money	[0 -16] €/kW	[0 - 3] €/kW	[0 - 24] €/kW	~26 €/kW

AL 2018

	CCGT rendement 58 %	CCGT rendement 55 %	Charbon rendement 35 %	TAC fioul rendement 40 %
Missing money	[0 -8] €/kW	[0 - 16] €/kW	[0-21] €/kW	~26 €/kW

AL 2019

	CCGT rendement 58 %	CCGT rendement 55 %	Charbon rendement 35 %	TAC fioul rendement 40 %
Missing money	0 €/kW	0€/kW	[0-20] €/kW	~26 €/kW

Ainsi, les paliers de « missing money » calculés des différentes capacités peuvent être éloignés et générer une forte élasticité du prix d'équilibre à la demande en garantie de capacité.

L'équilibre global du système se trouve, pour les années considérées, au niveau des « missing money » des centrales thermiques à flamme. Ces « missing money » ont varié depuis le début du mécanisme en raison, principalement, du prix des commodités (charbon, gaz et CO<sub>2</sub>) et des variations des prix à terme de l'électricité. Les variations du prix d'équilibre des années 2017, 2018 et 2019 peuvent s'expliquer par le fait que la capacité « marginale » sur le marché de la capacité, qui était une centrale au gaz sur les premières années, est devenue une centrale charbon pour 2019.

### 3.4. La temporalité du mécanisme, la multiplicité des enchères et les contraintes d'offre conduisent les acteurs à s'éloigner du cadre théorique

En pratique, le marché de capacité s'éloigne du cadre théorique conduisant ainsi les enchères *spot* du mécanisme français à fixer un prix différent du prix théorique. En particulier, des contraintes opérationnelles pesant sur les acteurs limitent la matérialisation de l'ensemble de la demande et de l'offre à chacune des enchères.

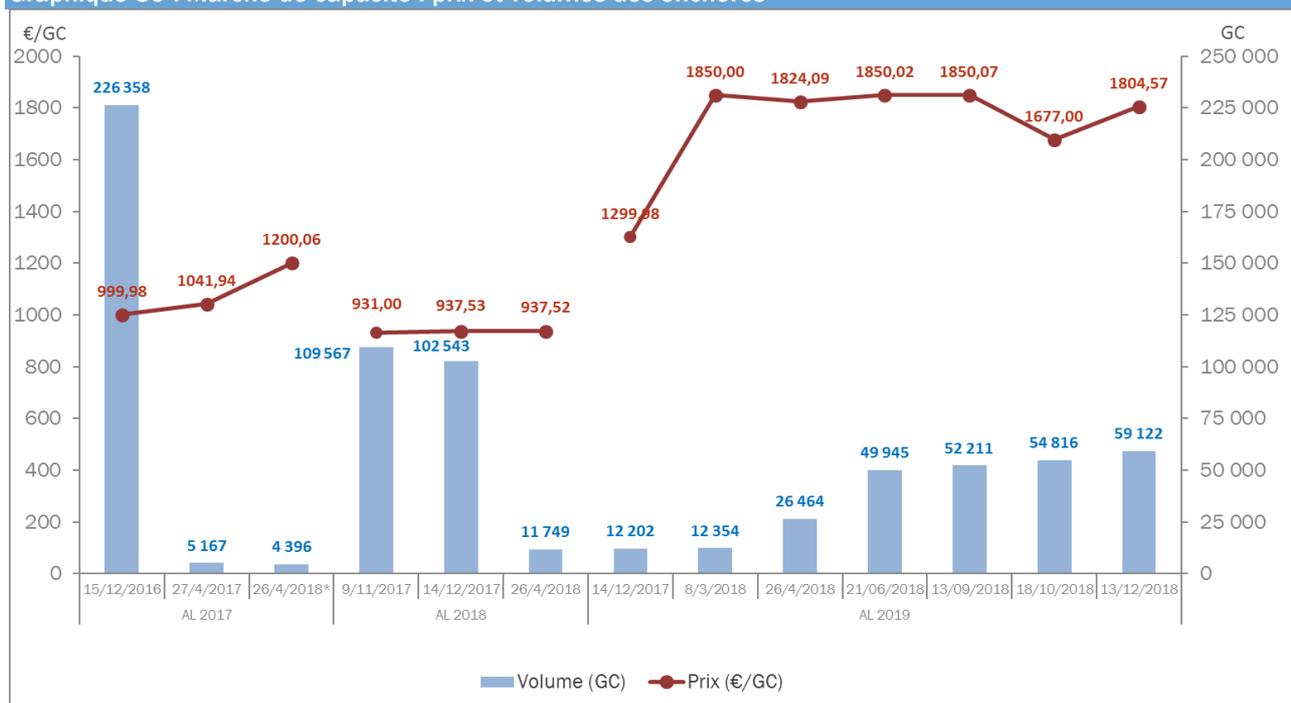
S'agissant de la demande, des problématiques de trésorerie peuvent conduire les fournisseurs à décaler leurs dépenses sur le mécanisme pour les rapprocher des périodes où les consommateurs seront facturés. S'agissant de l'offre, les volumes offerts sur les enchères sont contraints, pour les principaux exploitants, par les règles du mécanisme de capacité<sup>38</sup>.

Enfin, à cette problématique de rencontre de l'offre et de la demande, s'ajoute le fait que le calcul du « *missing money* » de chaque capacité, et donc celui du « prix théorique », évolue dans le temps à mesure que les coûts prévisionnels de fonctionnement ou que les prix prévisionnels du marché de l'énergie varient.

En pratique, 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 six en 2018 (Graphique 39).

Si la première enchère a donné un niveau de prix de la garantie de capacité (GC) de près de 10 000 €/MW et celles qui se sont déroulées en 2017 (pour livraison en 2018) de l'ordre de 9 300 €/MW, les enchères qui se sont déroulées fin 2017 et puis courant 2018 (pour livraison en 2019) se sont traduites par une hausse sensible des prix des garanties de capacité pour un prix moyen d'environ 17 365 €/MW (Graphique 39).

Graphique 39 : Marché de capacité : prix et volumes des enchères



\* La séance du 26/04/2018 pour le produit AL 2017 est la première enchère à posteriori 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 Analyse : CRE

### 3.5. Analyse de la CRE : le comportement des acteurs observé sur le marché des garanties de capacité soulève des questions sur le *market design* du mécanisme

La CRE a engagé dès le premier trimestre 2018 des échanges avec les principaux acteurs présents sur les enchères de capacité. Des demandes d'information quantitatives et qualitatives sur les stratégies des acteurs ont ainsi été adressées aux acteurs concernés. Les réponses reçues donnent des détails sur les stratégies individuelles d'offre et les prix proposés.

<sup>38</sup> En raison de craintes exprimées par la Commission Européenne relatives à la liquidité du marché, les exploitants de plus de 3 GW de capacités certifiées doivent offrir un niveau minimum de garanties de capacité sur chacune des enchères.

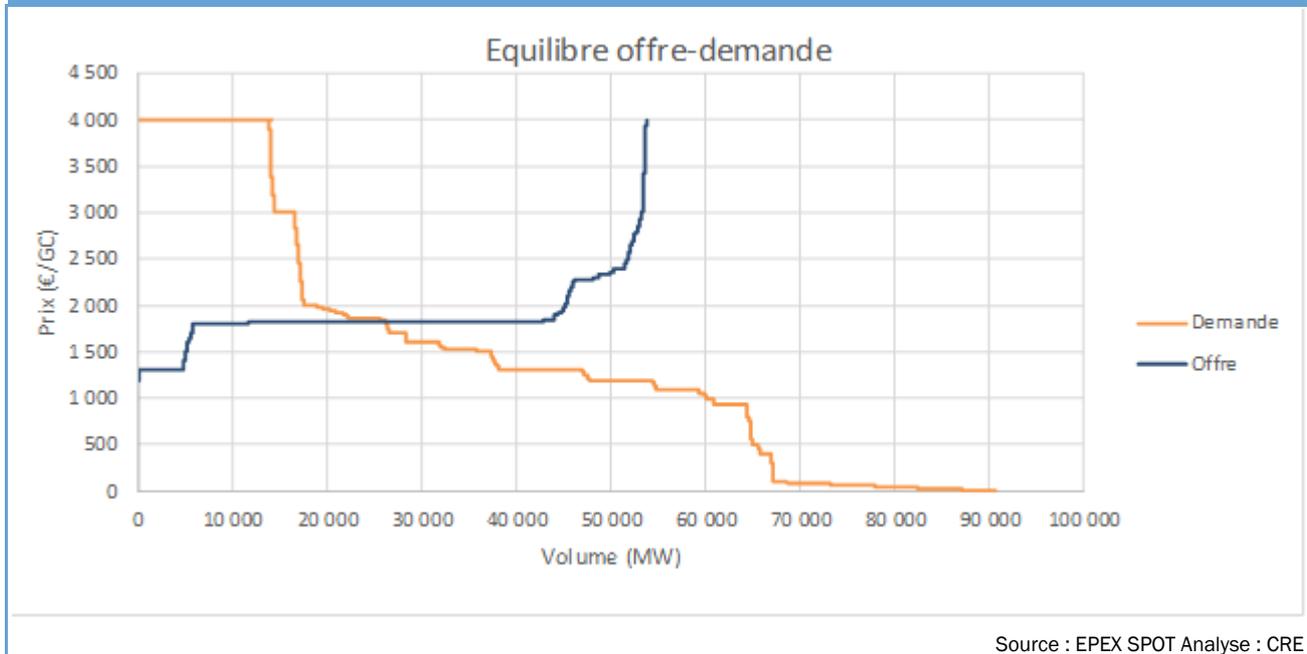
Dans le contexte du prix restant élevé pour livraison en 2019, autour de 18 000 €/MW, et de sa montée récente au niveau de 20 000 €/MW pour l'année de livraison en 2020, la CRE poursuit des analyses détaillées sur les prix observés des enchères, et, en particulier, du résultat de la confrontation des différentes courbes d'offre et de demande des différents acteurs du marché.

Comme mentionné *supra*, le cadre théorique s'éloigne nettement du fonctionnement actuel du mécanisme en raison, notamment, de la possibilité pour la demande de se matérialiser librement sur les différentes enchères ou sur le marché de gré à gré. A cette liberté, s'ajoute la temporalité du mécanisme, qui autorise les acteurs à se couvrir en garanties de capacité sur une durée de 8 ans<sup>39</sup>.

Cette incertitude, quant à la rencontre efficace de l'offre et de la demande sur chacune des enchères, a fait redouter à certains acteurs que les enchères de capacité fixent un prix sensiblement différent de celui qui aurait été déterminé dans le cadre d'une enchère unique. Cela les a conduits à proposer leur garantie de capacité aux enchères à des prix plancher (ou prix de réserve) au niveau de leur estimation du « prix théorique ».

A titre d'illustration, on trouve ci-après (Graphique 40) l'équilibre offre-demande pour l'enchère du 26 avril 2018 portant sur l'année de livraison 2019. Aucune capacité n'est offerte à un prix nul, et on observe un palier très long qui, en pratique, fixe le prix d'équilibre. Le même phénomène est observé pour certaines autres enchères conduites en 2018 (pour l'AL 2019) et en 2019 (pour l'AL 2020).

Graphique 40 : Courbe d'offre et de demande à l'enchère de garantie de capacité du 26/04/2018 relative à l'année de livraison 2019



Ces paliers de prix étant d'un volume significatif en comparaison de la liquidité du marché de capacité, leur impact sur le prix de fixation des enchères, et plus globalement sur le marché<sup>40</sup> de capacité, est indéniable.

Les simulations présentées précédemment montrent que les prix issus des différentes enchères ayant eu pour les années de livraison 2017 et 2018 semblent compatibles avec les fondamentaux du mécanisme de capacité.

La CRE constate que l'architecture du mécanisme ne permet pas la rencontre efficace de l'offre et de la demande et conduit certains acteurs à ne pas offrir leurs garanties de capacité au niveau du « *missing money* » de leurs capacités.

La CRE considère en conséquence qu'une réflexion doit être lancée pour faire évoluer le *design* du mécanisme de capacité, en s'orientant par exemple vers un mécanisme comportant davantage de centralisation à l'image des mécanismes britanniques, irlandais ou polonais. Ces réflexions ont notamment leur place dans le contexte actuel de prise en compte des contributions des capacités étrangères et d'harmonisation des règles au niveau supranational à l'occasion de l'entrée en application du règlement européen sur le fonctionnement du marché intérieur de l'électricité du « Paquet Énergie propre pour tous les Européens ».

<sup>39</sup> En régime pérenne, selon les règles actuelles, les acteurs peuvent s'échanger les garanties de capacité 4 ans avant le début de l'année de livraison et jusqu'à 3 ans après.

<sup>40</sup> Les enchères de capacité ont un fort impact sur le marché, tant en raison des volumes échangés (en 2017, les enchères organisées ont vu transiter 24 % des garanties de capacité et 23 % en 2018) que du calcul du prix de référence des écarts en capacité.

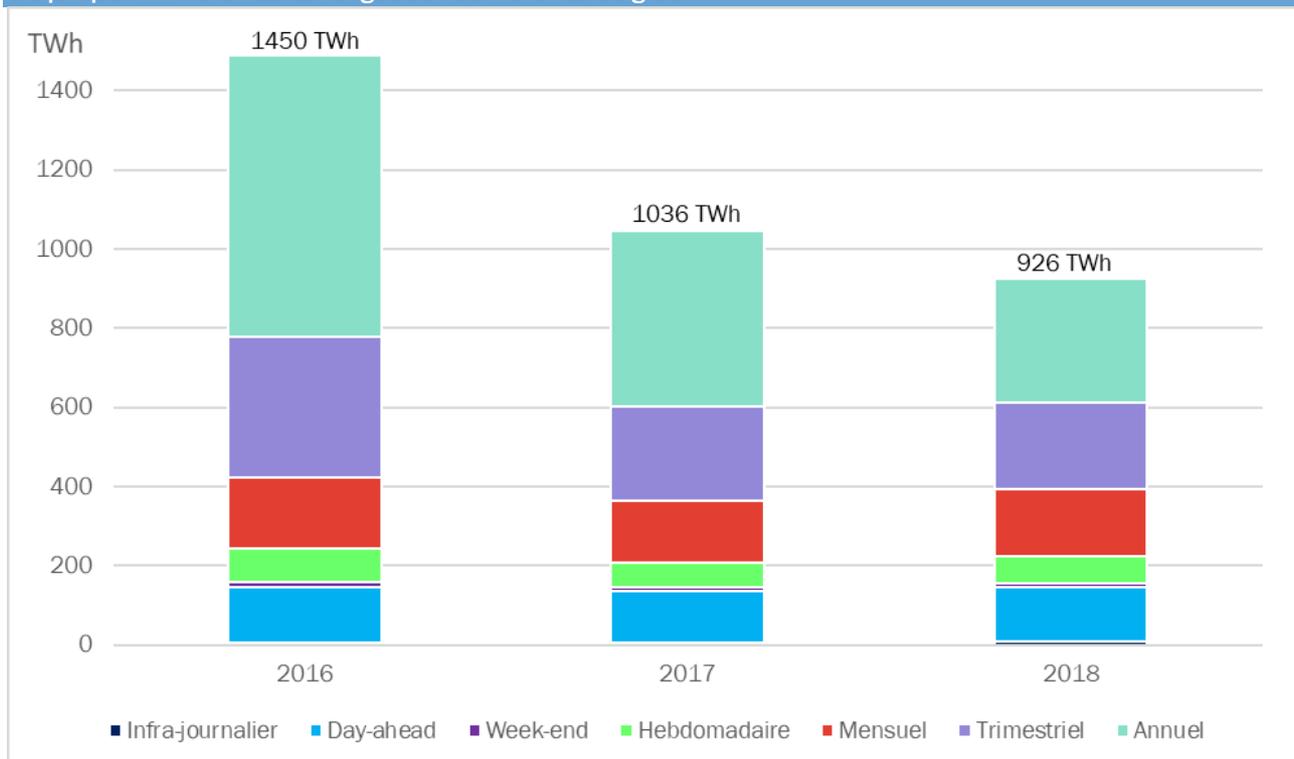
#### 4. EVOLUTION DES VOLUMES ÉCHANGÉS SUR LE MARCHÉ DE GROS EN 2018 DANS UN CONTEXTE DE FORTE AUGMENTATION DES PRIX

Les volumes échangés sur les marchés de gros sont en baisse par rapport à 2017 (Graphique 41). Les produits annuels sont toujours ceux qui s'échangent le plus, même si leur part est en légère baisse par rapport à 2017, à savoir 34 % au lieu de 42 % du volume échangé total sur l'année. Ce constat est à relier à la hausse de la demande ARENH ces deux dernières années, qui se substitue à l'achat sur les marchés de gros.

Les volumes des produits infra-journaliers sont en forte hausse, plus 40 % par rapport à 2017, mais restent marginaux (environ 9 TWh) par rapport aux autres produits. Cette hausse, comme vu précédemment, est en partie due à la mise en place de XBID qui a contribué à augmenter la liquidité sur le marché infra-journalier français. Les volumes échangés lors des enchères *day-ahead* restent relativement stables sur les trois dernières années.

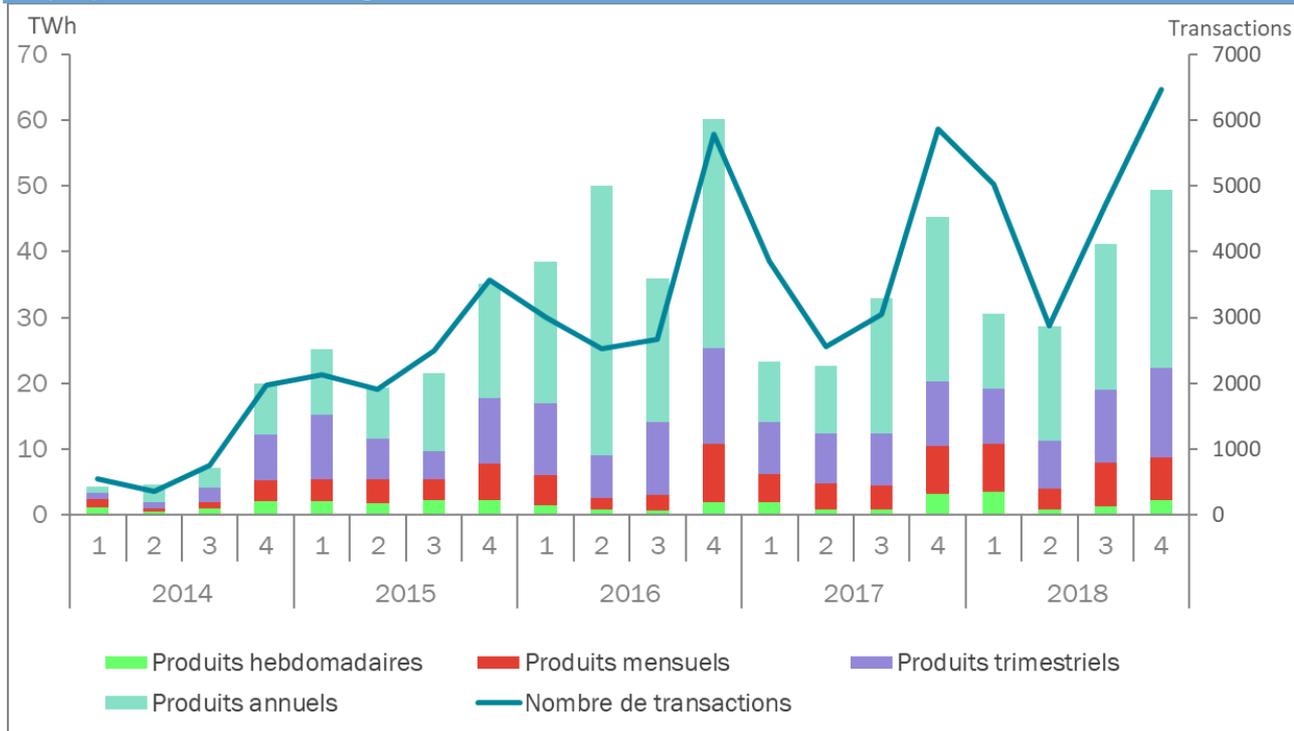
Les volumes échangés sur la bourse du marché à terme sont en légère hausse par rapport à 2017 avec une saisonnalité toujours aussi marquée (Graphique 42) tandis que les volumes échangés sur le marché à terme intermédiaire sont en baisse par rapport à 2017 (Graphique 43). Force est de constater que les volumes de produits annuels échangés sur les bourses sont en hausse de 19,8 % alors qu'ils sont en baisse de 37,6 % sur les marchés intermédiaires. Les marchés intermédiaires restent toutefois l'endroit privilégié pour les échanges de produits annuels puisqu'ils en représentent 75 % des volumes. Cette tendance est également observée sur les produits trimestriels où l'augmentation des volumes échangés sur les bourses est de 22,4 % et la baisse de 13,8 % sur les marchés intermédiaires, qui représentent 81 % des volumes. On observe par ailleurs une hausse des échanges de produits mensuels et hebdomadaires sur les bourses (18,9 % et 21,6 % respectivement) et les marchés intermédiaires (4,6 % et 13,3 % respectivement). Ainsi, il semble que par différence à 2017 en 2018 les acteurs ont été plus intéressés par des produits offrant une plus grande flexibilité.

Graphique 41 : Volumes échangés sur les marchés de gros



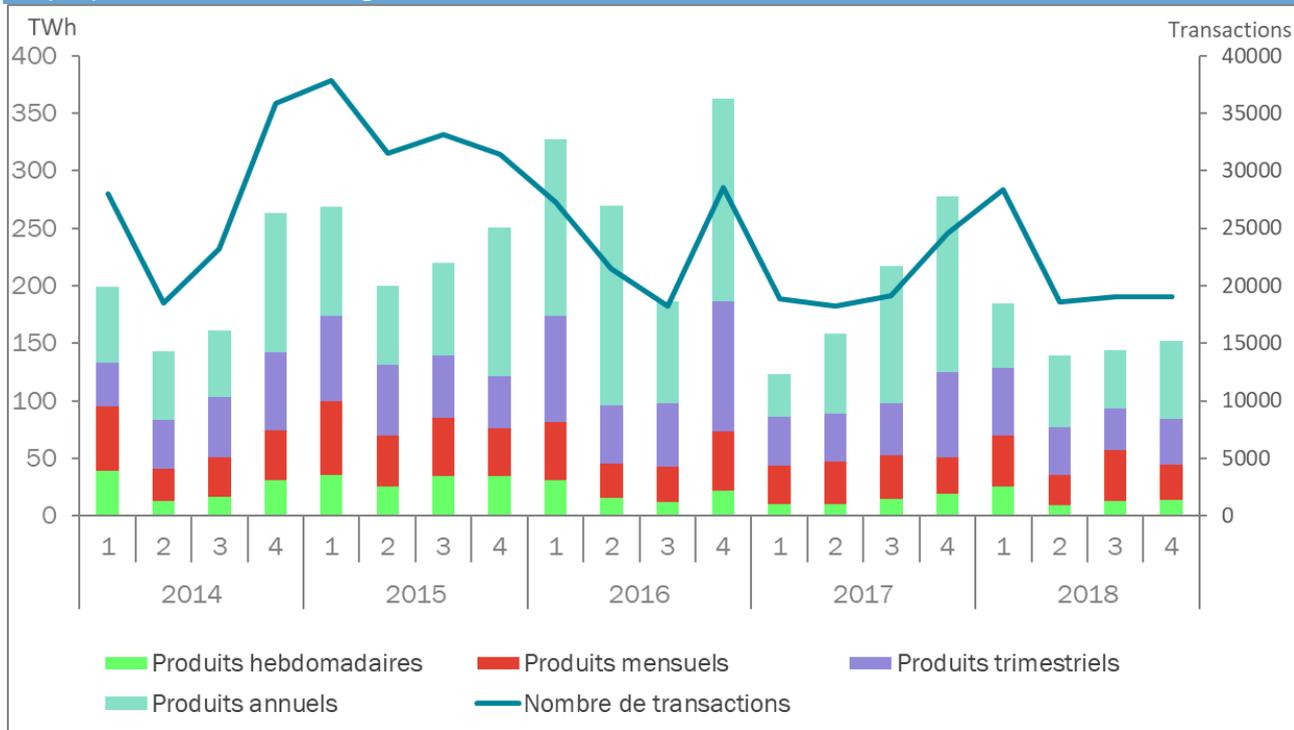
Sources : EPEX SPOT, EEX, Courtiers

Graphique 42 : Volumes échangés sur la bourse du marché à terme



Source : EEX

Graphique 43 : Volumes échangés sur le marché à terme intermédiaire



Sources : Courtiers

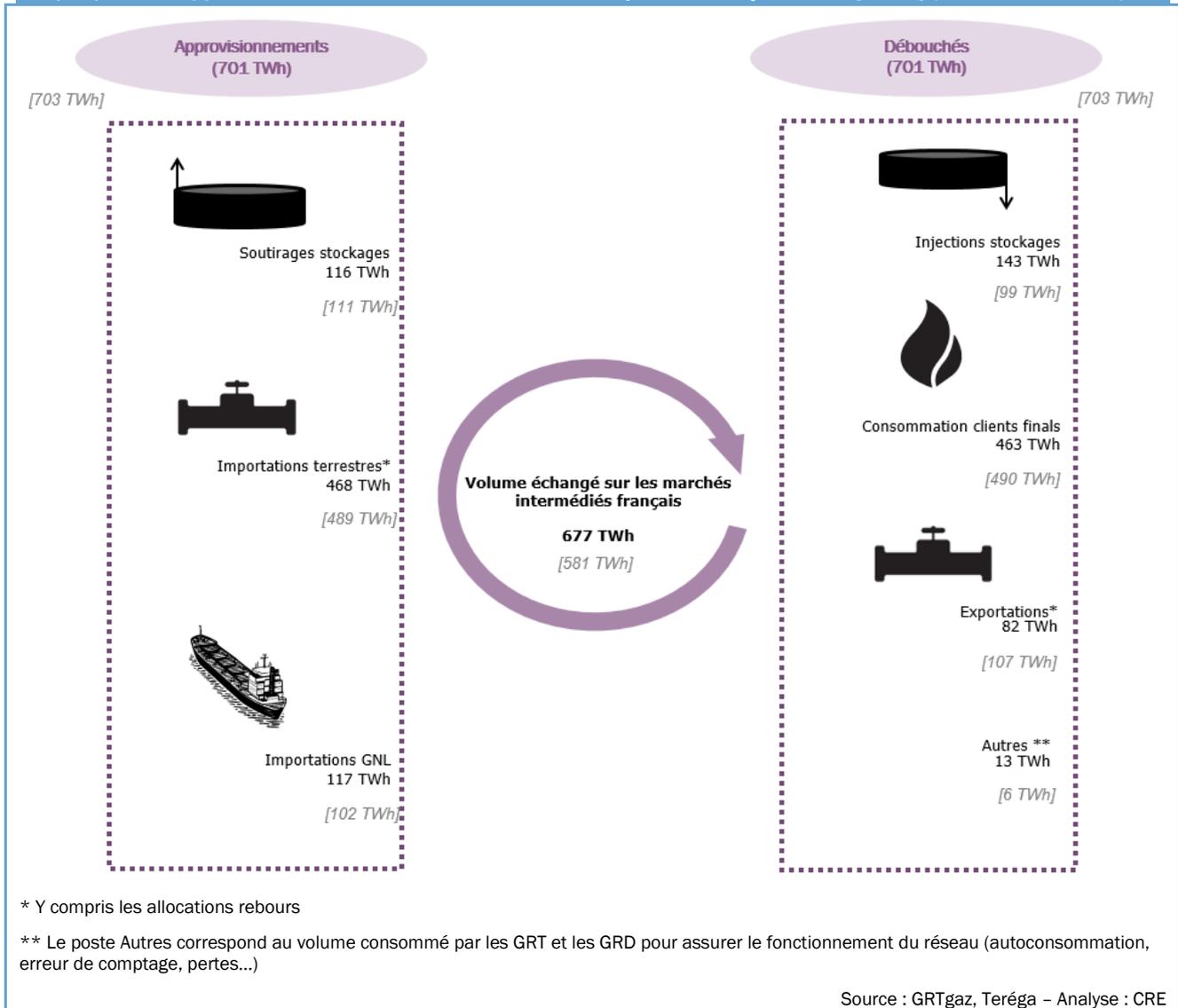
**SECTION 4**  
**LES MARCHÉS DE GROS DU GAZ NATUREL**

## 1. EVOLUTION DE LA CONJONCTURE DES MARCHÉS DE GROS DU GAZ EN 2018

### 1.1 Equilibre du système français

En 2018, le bilan gazier est stable avec des volumes d'approvisionnements et de débouchés proches de ceux de 2017 (Graphique 44). Les fondamentaux de l'équilibre du marché du gaz diffèrent néanmoins par rapport à l'année précédente.

Graphique 44 : Approvisionnements et débouchés dans le système français 2018 [2017] (flux commerciaux)



La consommation finale, du fait des températures globalement douces et de la baisse de la consommation des centrales électriques fonctionnant au gaz s'est établie ainsi en baisse de 6 % par rapport à 2017 en atteignant 463 TWh. Une vague de froid s'est en revanche abattue en fin d'hiver sur l'Europe et la France provoquant une forte tension d'approvisionnement sur les marchés avec un pic de prix à plus de 50 €/MWh en France.

L'année 2018 s'est également caractérisée par une forte sollicitation des stockages, en particulier lors de la saison d'injection avec des volumes injectés qui ont atteint 143 TWh au total, soit une hausse de 45 % par rapport à l'année précédente (Graphique 45). La demande d'injection a été particulièrement importante du fait du niveau de remplissage des stockages qui avait atteint un seuil critique à la sortie de l'hiver et de la mise en œuvre de la réforme de stockage (cf. 1.3). Le niveau de stockage bascule ainsi de moins de 4 TWh à la sortie de l'hiver à 125 TWh à l'automne.

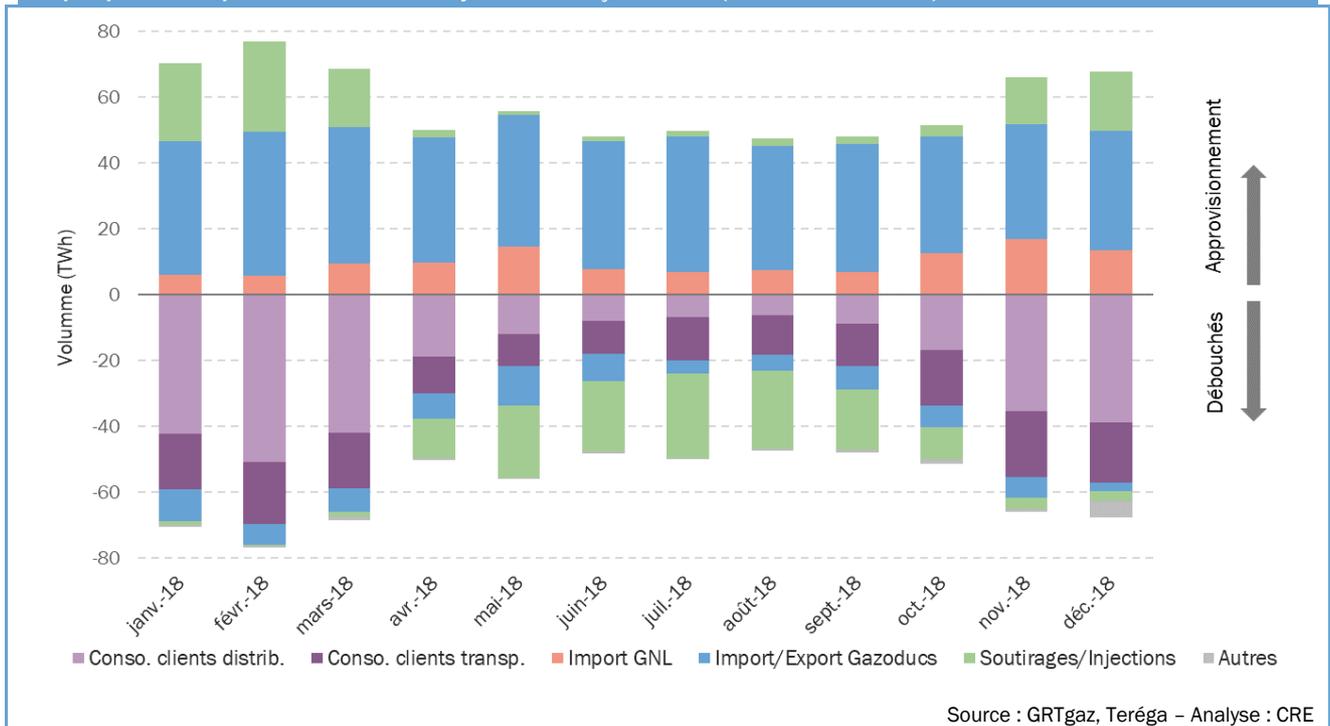
L'essor du GNL se confirme en 2018 avec un volume importé de 117 TWh contre 102 TWh en 2017 et 80 TWh en 2016. Ce niveau en hausse reflète néanmoins une disparité saisonnière avec de faibles arrivées lors de l'été en raison d'une demande asiatique élevée mais un rebond d'activité à l'automne (Graphique 45).

La hausse des importations de GNL est compensée par une baisse des importations terrestres via gazoduc pour lesquelles les flux commerciaux passent de 489 TWh en 2017 à 468 TWh en 2018. Quant aux flux commerciaux liés aux exportations, ils ont diminué de 25 TWh soit une baisse de 23 %, s'expliquant notamment par la baisse des allocations rebours vers l'Allemagne.

Enfin, la liquidité sur les marchés de gros via bourses ou courtiers a continué d'augmenter en 2018 avec environ 680 TWh de volumes échangés, soit une hausse de près de 20 % par rapport à 2017.

Le dernier trimestre de l'année 2018 a été marqué le 1<sup>er</sup> novembre par l'inauguration de la zone unique de marché du gaz la *Trading Region France* (TRF), née de la fusion du PEG Nord et de la TRS (cf. Section 4 chapitre 1.6).

Graphique 45 : Equilibre mensuel du système français 2018 (flux commerciaux)

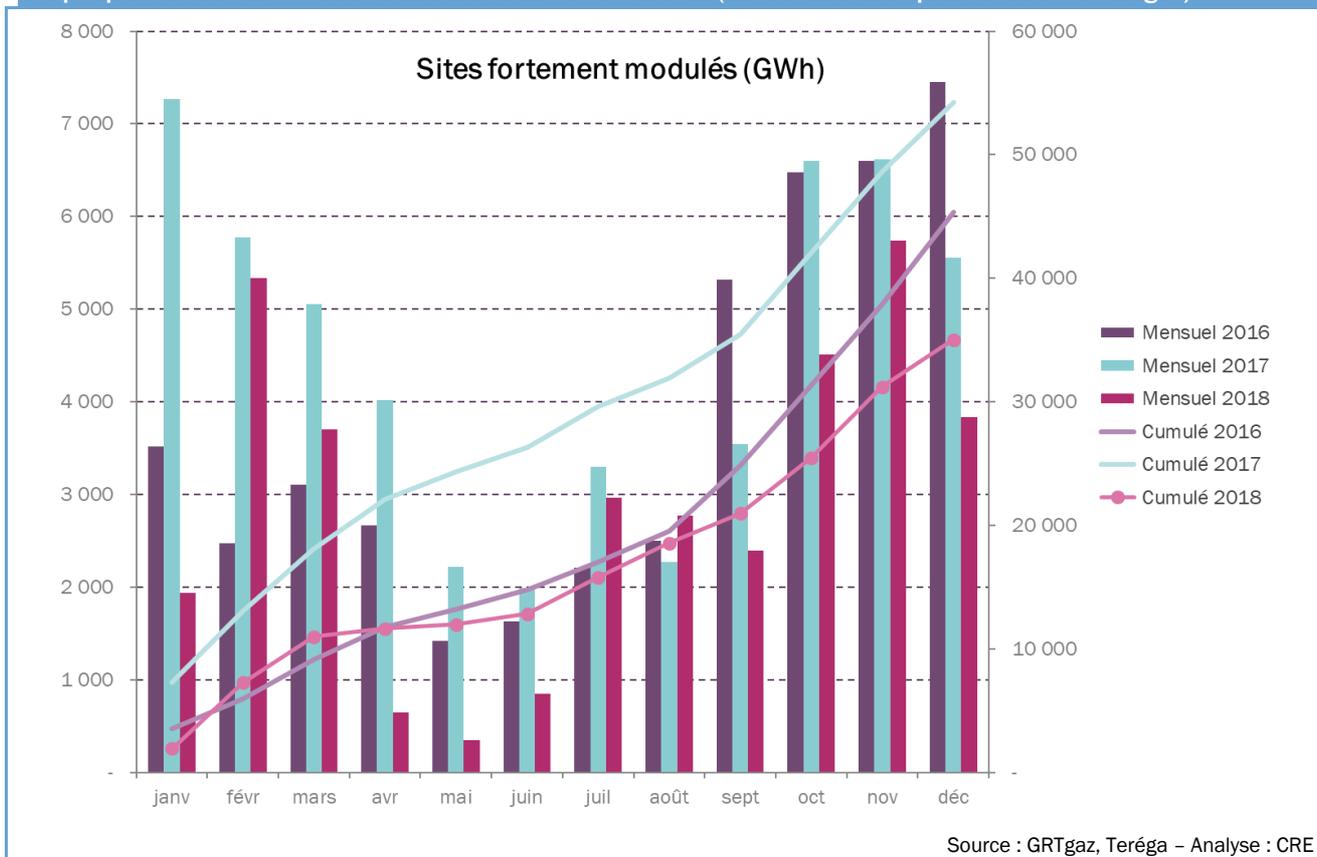


## 1.2 Consommation en baisse de 6 % en lien avec des températures douces et une faible sollicitation des centrales à gaz

La baisse de la consommation totale de gaz constatée en 2018 s'explique en partie par la baisse des consommations des centrales électriques fonctionnant au gaz. En effet, la consommation de ces sites s'est établie à 35 TWh en 2018, en baisse de 19 TWh soit 35 % (Graphique 46). Leur activité a été particulièrement faible d'avril à juin à cause des productions importantes de l'hydraulique, de l'éolien et en hausse pour la production nucléaire. Les indisponibilités nucléaires de l'été ont entraîné un rebond de leur consommation.

En parallèle, la consommation des clients réseau hors centrales électriques est restée dans la tendance des années précédentes. Elle s'est établie à 133 TWh en 2018, soit une baisse de 1,5 % par rapport à 2017 et de 0,7 % par rapport à 2016.

Graphique 46 : Consommation des sites fortement modulés (centrales électriques fonctionnant à gaz)

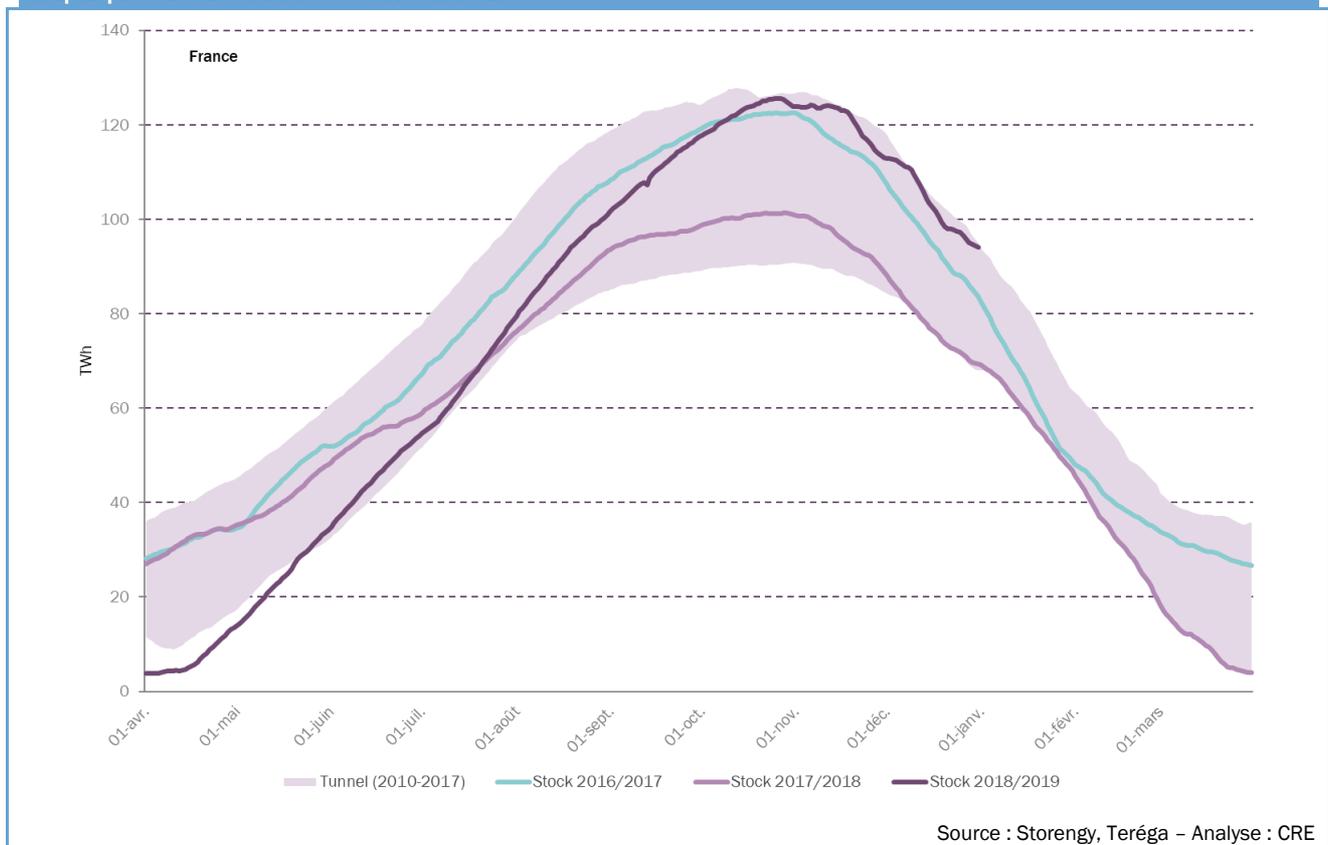


### 1.3 Niveau record d'injections dans les stockages

Alors que le niveau de remplissage des stockages en France atteignait déjà au 1<sup>er</sup> janvier le bas de la fourchette historique depuis 2010, le rythme des soutirages est resté élevé lors de l'hiver conduisant leur niveau à un seuil critique avec moins de 4 TWh début avril. Les injections ont alors été très fortes dès la sortie de l'hiver et 2018 enregistre ainsi un record d'injection annuel, avec le remplissage des stocks jusqu'à 125 TWh soit le niveau haut de la fourchette historique (Graphique 47). Le rythme moyen d'injection nette s'établit à presque 600 GWh/j contre 354 GWh/j en 2017 ou 445 GWh/j en 2016. Entre juin et août 2018, les injections représentent 50 % des débouchés du gaz.

Ce remplissage record a été notamment stimulé par la mise en œuvre de la réforme du stockage du gaz : la CRE a fixé les modalités de commercialisation des capacités de stockage via des enchères, en retenant en particulier un prix de réserve nul pour maximiser les souscriptions de capacités et assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz l'hiver<sup>41</sup>. La quasi-totalité des capacités disponibles ont été souscrites lors des enchères de mars 2018.

Graphique 47: Niveaux des stocks en France



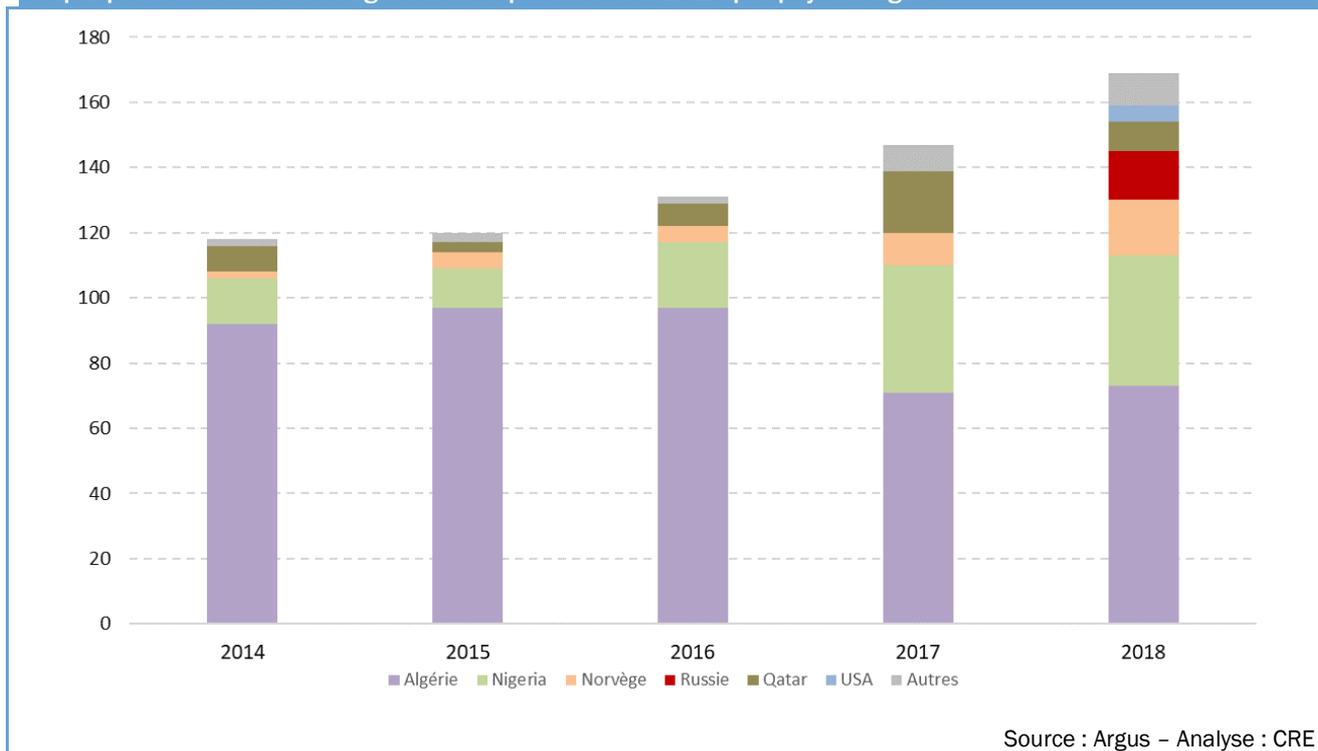
<sup>41</sup> <https://www.cre.fr/Documents/Presse/Communiqués-de-presse/la-cre-met-en-oeuvre-la-reforme-du-stockage-du-gaz-naturel>

## 1.4 Une hausse de 15 TWh de l'approvisionnement en GNL

Pour la quatrième année consécutive, les importations de GNL sont en hausse en France en atteignant 117 TWh en 2018, soit le plus haut niveau depuis 2011.

La croissance de la demande de gaz en Asie est restée robuste, en particulier en Chine en ligne avec des politiques de remplacement des utilisations du charbon par du gaz. Les cargaisons de GNL vont ainsi davantage vers l'Asie au détriment de l'Europe puisque le prix y est plus intéressant. Cet effet a été accentué lors de l'été 2018 avec la hausse des cours du pétrole sur lesquels de nombreux contrats asiatiques sont encore indexés et une hausse de la demande en lien avec des vagues de chaleur, les arrivées du GNL en France ont alors atteint un niveau relativement faible pour la saison.

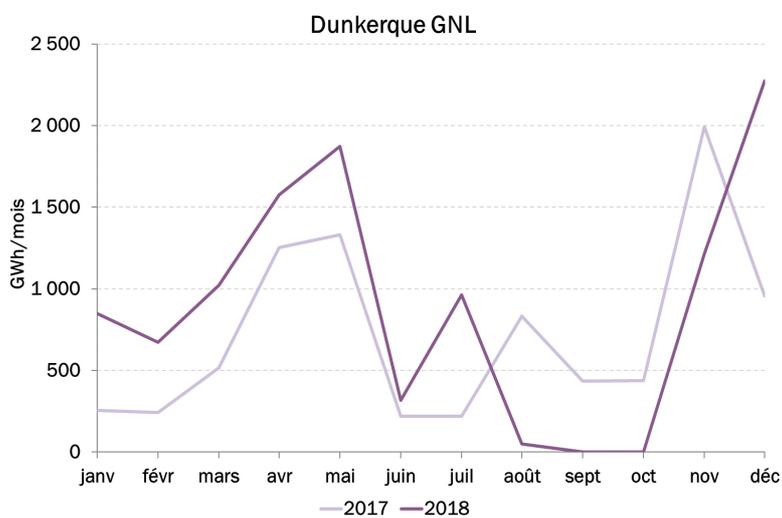
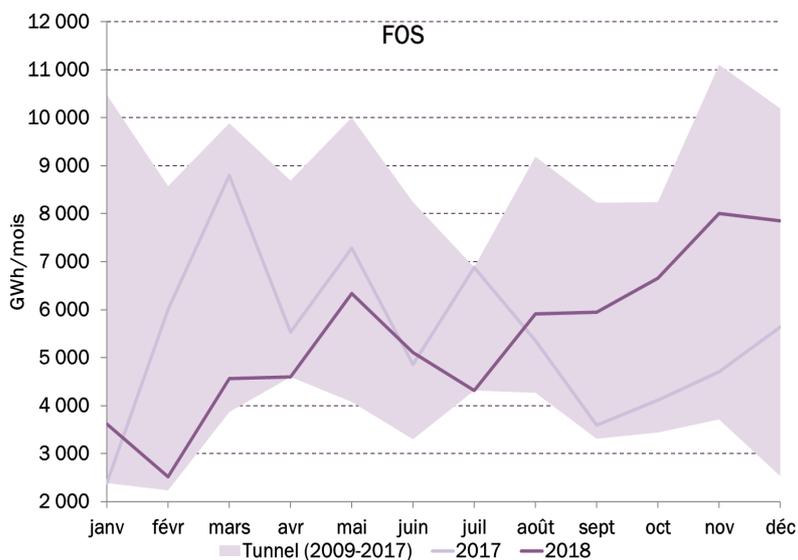
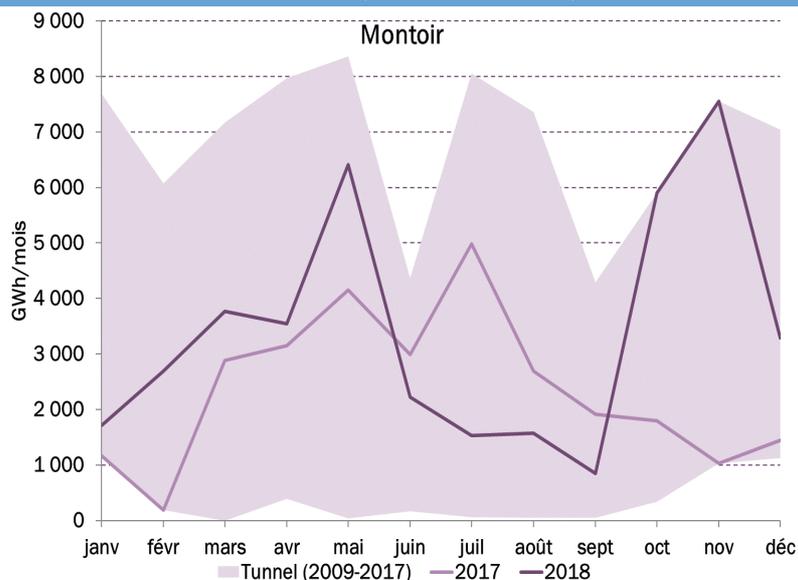
Graphique 48: Nombre de cargaisons réceptionnées en 2018 par pays d'origine



Le dernier trimestre a ensuite été marqué par un fort rebond d'activité des terminaux méthaniers français avec deux fois plus de volumes regasifiés par rapport au trimestre précédent grâce cette fois à une baisse de la demande asiatique et l'accroissement de l'offre mondiale de GNL.

Les volumes de GNL disponibles dans le monde ont en effet augmenté de près de 10 % en 2018 (comme en 2017) avec la mise en production de plusieurs trains majeurs de liquéfaction, par exemple Ichthys LNG en Australie, Yamal en Russie ou certains trains aux Etats-Unis. La France a par conséquent réceptionné en 2018 ses premières livraisons en provenance de Russie avec 15 déchargements selon les données Argus, et 5 premières livraisons en provenance des Etats-Unis (Graphique 48).

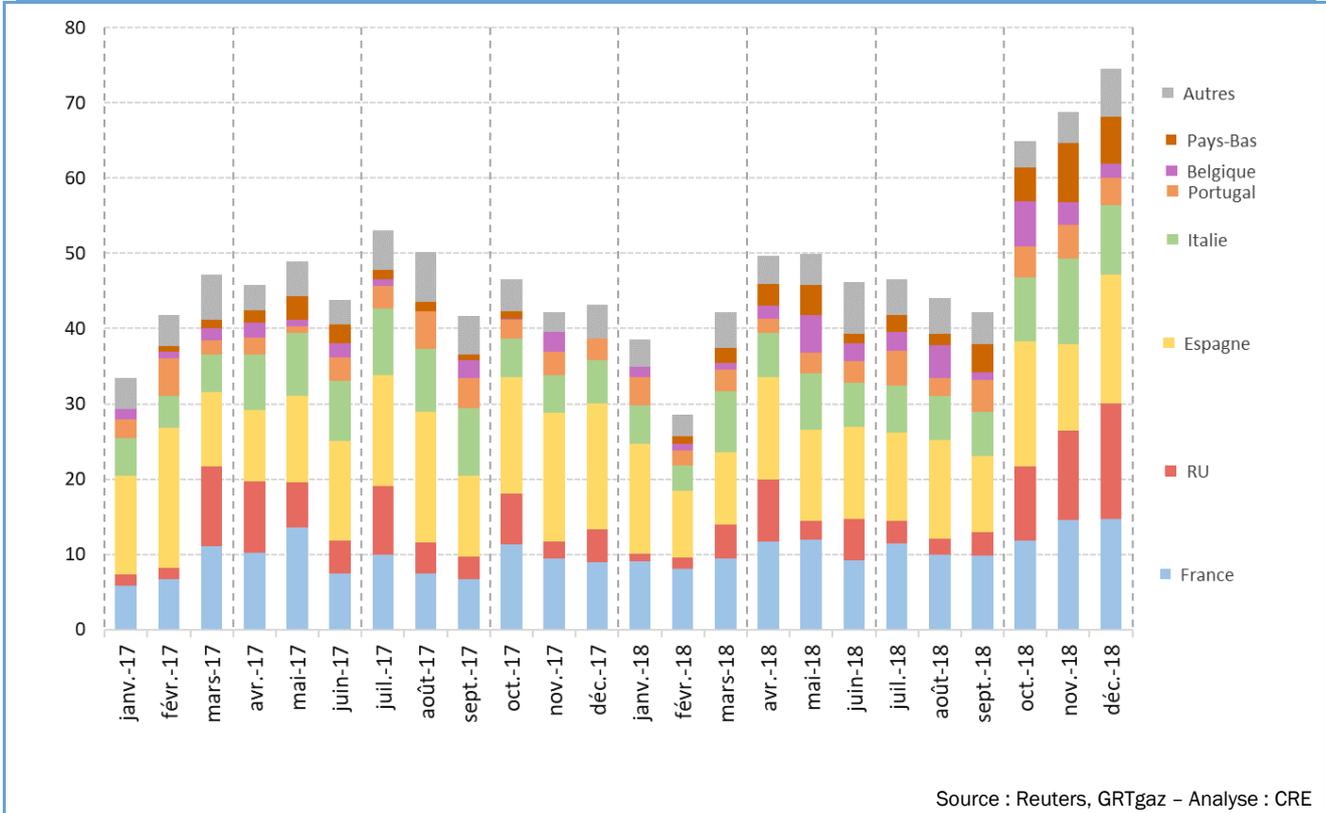
Graphique 49: Emissions des terminaux méthaniers (flux commerciaux)



Source : GRTgaz – Analyse : CRE

Le terminal de Montoir a ainsi enregistré des émissions records sur le réseau aux mois d'octobre et de novembre avec un total de 18 déchargements (16,7 TWh) sur le dernier trimestre (Graphique 49). La France se positionne en 2018 comme deuxième importateur de GNL en Europe derrière l'Espagne et devant le Royaume-Uni et l'Italie (Graphique 50).

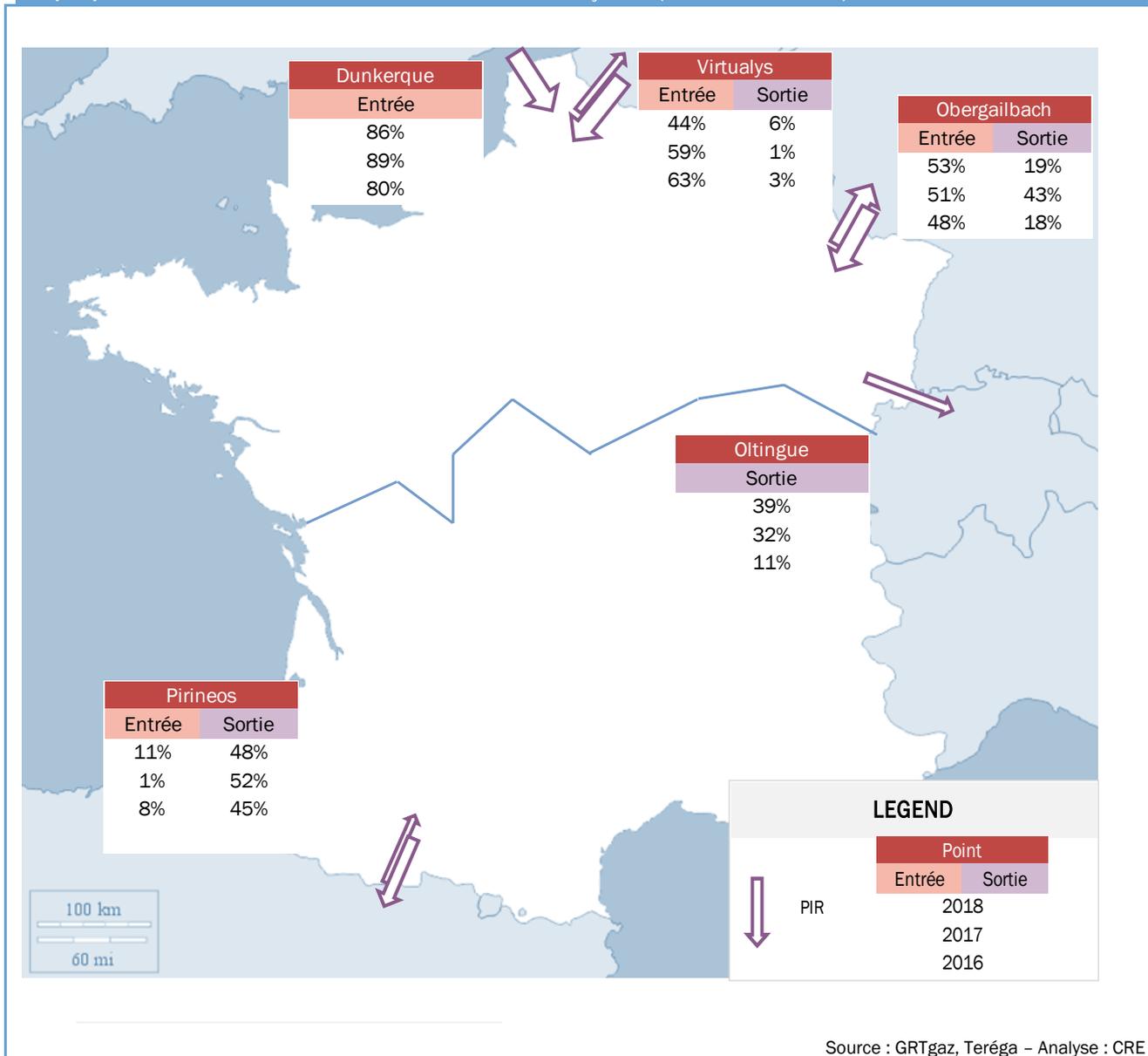
Graphique 50 : Importations de GNL par pays de l'Union Européenne



### 1.5 Baisse des importations par gazoducs

La baisse constatée en 2018 des importations (-21 TWh) via gazoducs s'explique en majeure partie par de plus faibles volumes alloués via Virtualys, point d'interconnexion virtuel entre la Belgique et la France. L'augmentation des importations de GNL et la baisse de la consommation ont globalement permis un approvisionnement plus faible en provenance de l'Europe du Nord. La situation du marché français s'est avérée occasionnellement plus détendue que sur le marché des Pays-Bas (TTF) avec un prix français *spot* inférieur à la référence néerlandaise. Les flux vers la Belgique ont ainsi augmenté de manière significative avec une utilisation de la capacité sortante de 6 % soit 3,2 TWh, quasiment 10 fois plus qu'en 2017 (Graphique 52).

Graphique 51: Taux d'utilisation des interconnexions françaises (flux commerciaux)

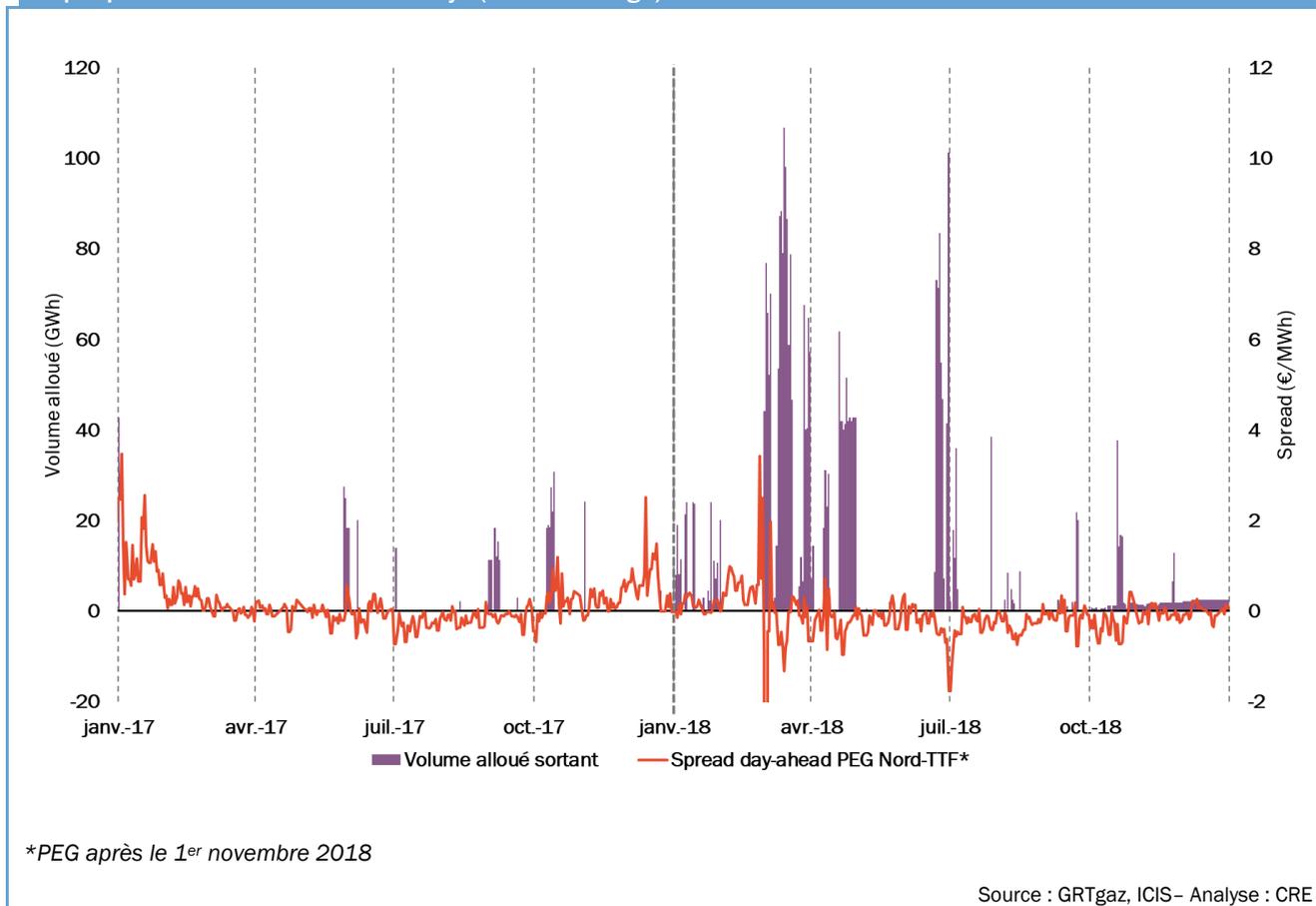


Par rapport à 2017, le niveau des exportations au sud est globalement en hausse de 3 TWh en 2018 dont le dernier trimestre a été marqué par une plus forte activité en lien avec des différentiels de prix attractifs, accentués par l'instauration du prix unique PEG après le 1<sup>er</sup> novembre, et par un arbitrage d'approvisionnement.

Les volumes sortants de liaison entre la France et la Suisse par laquelle le gaz transite vers l'Italie ont fortement augmenté avec une hausse de 8 % de l'utilisation d'Oltingue pour un volume commercial total sortant de 33 TWh contre 27 TWh en 2017 et enregistrant le plus haut niveau depuis 6 ans. En revanche, les flux vers l'Espagne sont en baisse de 3 TWh soit près de 10 % par rapport à 2017 mais Pirineos a été fortement sollicité sur le dernier trimestre avec un taux d'utilisation de 70 %.

Les importations nettes à Obergailbach ont augmenté de 20 TWh, en conséquence de plus faibles allocations de la capacité rebours vers l'Allemagne qui passe de 43 % en 2017 à 18 % en 2018, soit un niveau similaire à 2016. Cette baisse des allocations affecte ainsi à la baisse le bilan commercial des exportations françaises pour l'année 2018.

Graphique 52: Flux sortant via Virtualys (frontière belge)



## 1.6 Une zone de marché unique en France grâce à la fusion des zones PEG Nord et TRS

Le 1<sup>er</sup> novembre 2018 a été marqué par l'inauguration de la zone unique de marché du gaz la *Trading Region France* (TRF), née de la fusion du PEG Nord et de la TRS. Ce lancement représente l'achèvement de 15 ans de travaux impulsés par la CRE en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de transport, qui visaient à instaurer un prix de marché unique en France et à renforcer l'attractivité, la liquidité et le bon fonctionnement du marché français du gaz ainsi que la sécurité d'approvisionnement de notre pays.

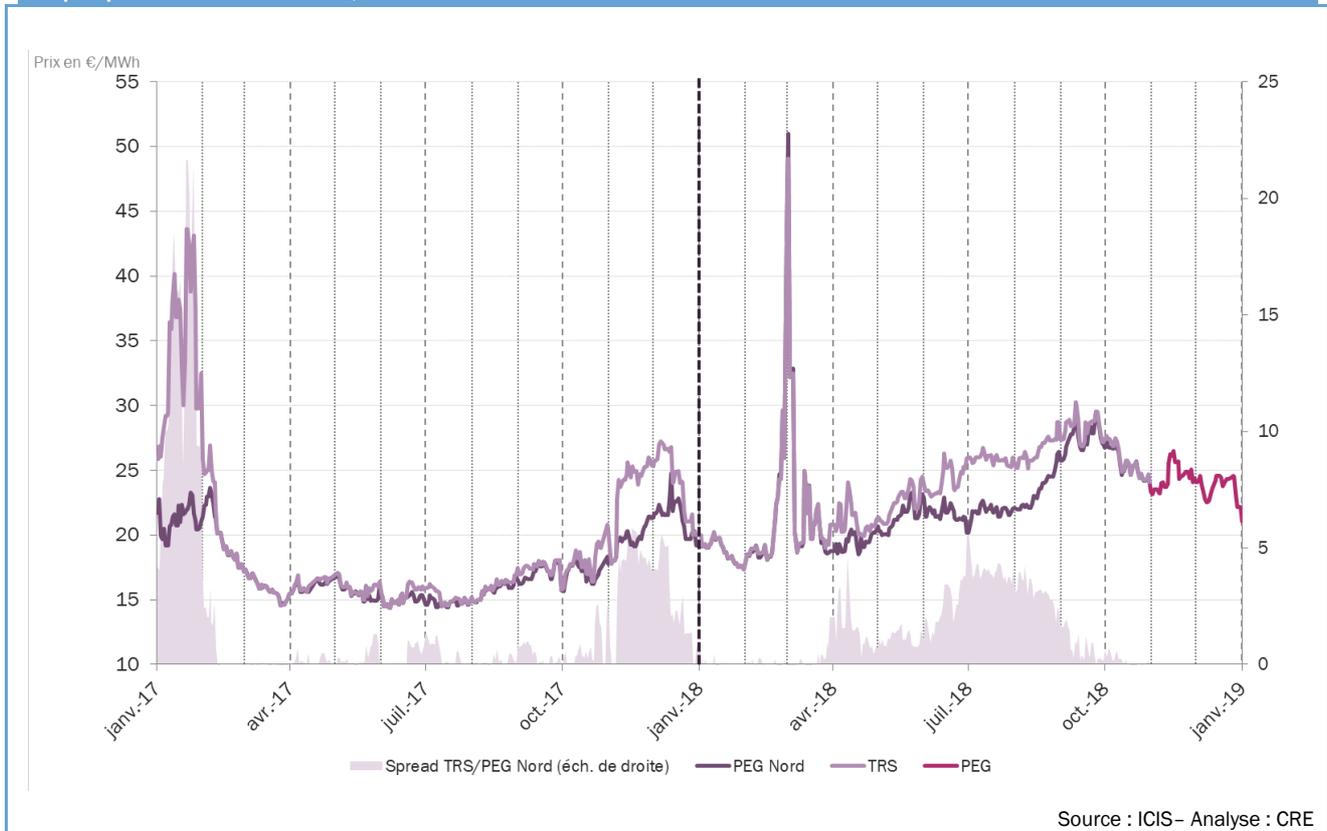
Les grands projets d'investissements Val de Saône et Gascogne-Midi ont permis d'augmenter les capacités de transport entre le Nord et le Sud de la France, afin de lever la majeure partie des risques de congestion sur le réseau de transport, qui existaient jusqu'alors à la liaison Nord-Sud et conduisaient à des différentiels de prix entre les zones, au détriment des consommateurs du Sud de la France. Plus attractif et mieux arrimé aux réseaux européens, la nouvelle place de marché unique PEG permettra à tous les consommateurs français d'accéder au même prix de gros du gaz.

En complément des investissements physiques dans le réseau de transport, la CRE a fixé dans ses délibérations sur le fonctionnement de la zone unique de marché des mécanismes de levée des congestions résiduelles (qui pourront subsister à l'issue de la création de la TRF), parmi lesquels le *spread localisé*, qui permet aux GRT de lancer un appel d'offres pour acheter du gaz d'un côté de la congestion et le vendre de l'autre.

Le mécanisme de *spread localisé* a été mis en place de manière anticipée pour l'hiver 2017/2018 et a été utilisé sur 13 journées sur cette période (dont 4 en 2018) pour des congestions au Sud-Est. La totalité des volumes qui ont été appelés (476 GWh) a été fournie par les acteurs du marché. Comme pour tout épisode de tension sur les

marchés, le mécanisme du *spread localisé* fait l'objet d'un examen attentif au titre des activités de surveillance des marchés de gros de la CRE.

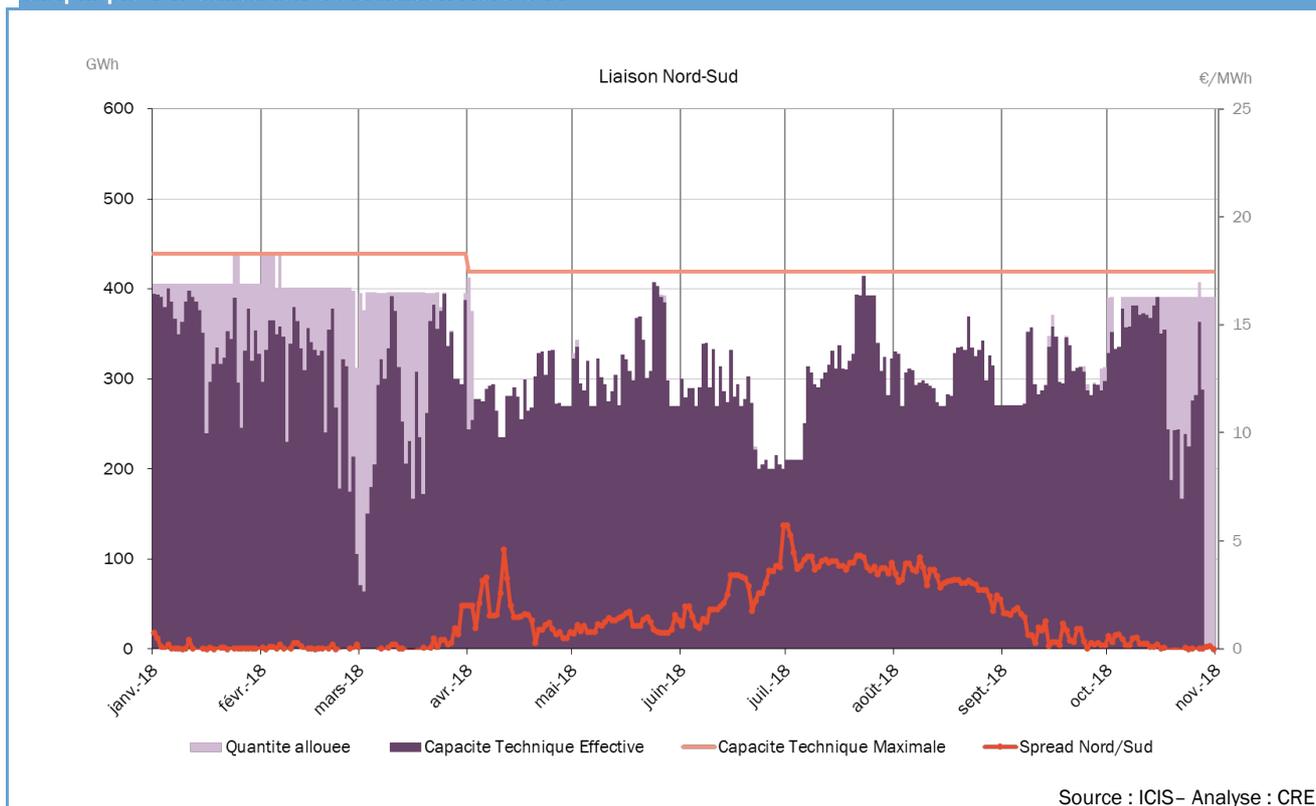
Graphique 53: Prix PEG Nord, TRS et PEG



En 2018, le prix PEG Nord et TRS ont progressivement convergé vers la nouvelle référence de prix PEG (Graphique 53). Le dernier épisode de différentiel important des prix *spot* des deux zones a été enregistré lors de l'été en raison du prix élevé du GNL, de la forte demande d'injection dans les stockages et d'une disponibilité faible de la liaison Nord-Sud. Le spread a alors atteint son maximum annuel avec 5,7 €/MWh. Cette différence de prix s'établit en moyenne sur 2018 à 1,4 €/MWh, historiquement la moyenne est de 1,34 €/MWh depuis la création de la TRS le 1<sup>er</sup> avril 2015.

Le taux d'utilisation des capacités disponibles à la liaison Nord-Sud s'élève à 89 % en 2018 (92 % en 2017) avec une utilisation totale d'avril à septembre, son taux de disponibilité en 2018 est de 79 % contre 84 % en 2017 (Graphique 54). En parallèle, les dernières capacités JTS ont été allouées en juillet et comptabilisent 655 GWh sur l'année.

Graphique 54: Utilisation de la liaison Nord-Sud



## 2. FORTE TENDANCE HAUSSIERE DES PRIX DU GAZ NATUREL EN 2018

### 2.1 Hausse globale des prix spots et pic historique à la fin de l'hiver

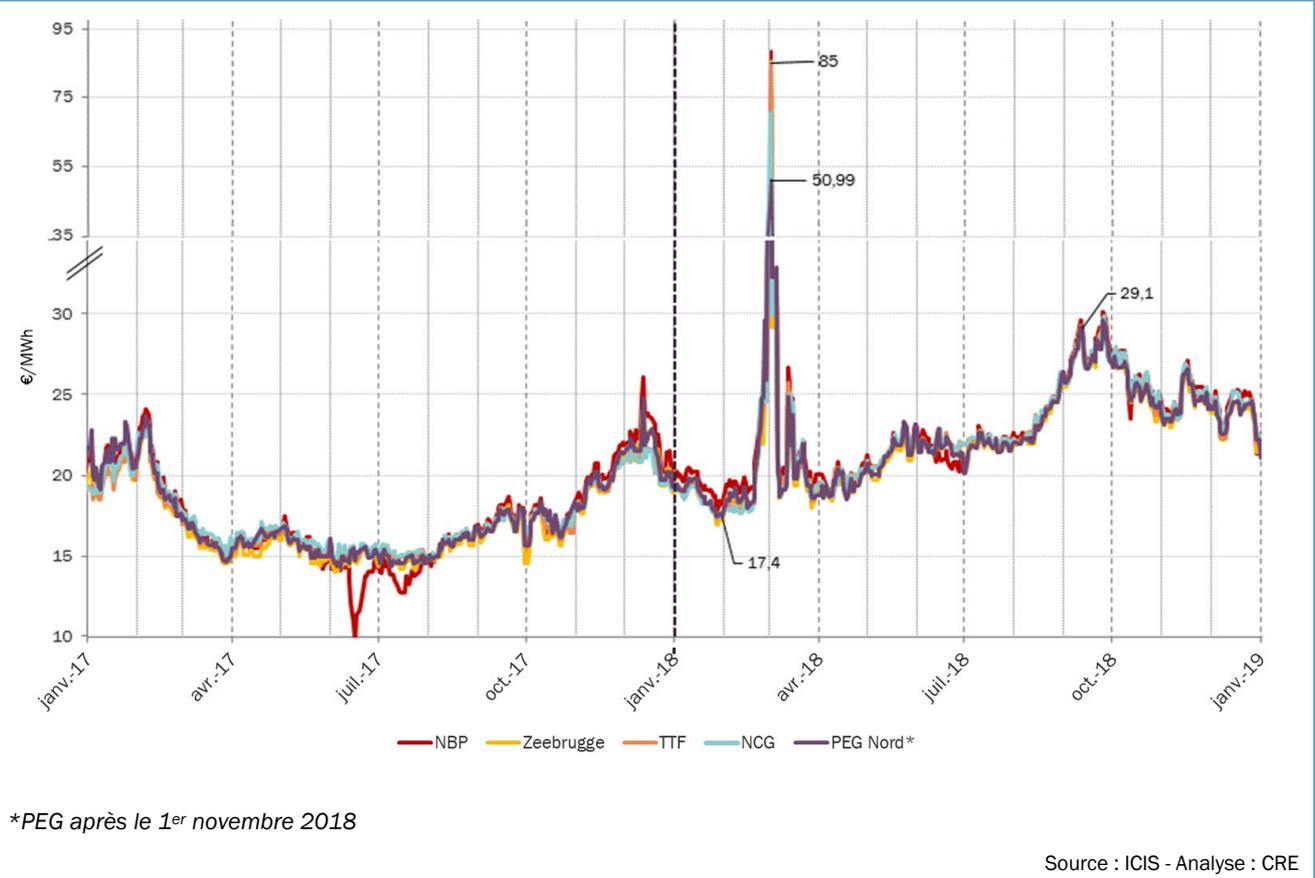
En 2018, les prix *spot* des principales places de marché en Europe ont en moyenne largement augmenté par rapport à 2017 (Graphique 55). Les prix au TTF et au PEG Nord (PEG à partir du 1<sup>er</sup> novembre) se sont respectivement établis en moyenne à 22,8 €/MWh et 22,6 €/MWh contre 17,3 €/MWh et 17,5 €/MWh en 2017, soit une hausse d'environ 30 %.

Malgré un hiver relativement doux, les prix *spot* ont atteint un record historique au 1<sup>er</sup> mars suite à la vague de froid en Europe dans un contexte d'approvisionnement tendu avec un niveau critique de stockages européens. L'index de prix *day-ahead* sur le PEG Nord a ainsi culminé à 51 €/MWh, soit un niveau relativement faible par rapport aux autres marchés avec par exemple le TTF à 85 €/MWh.

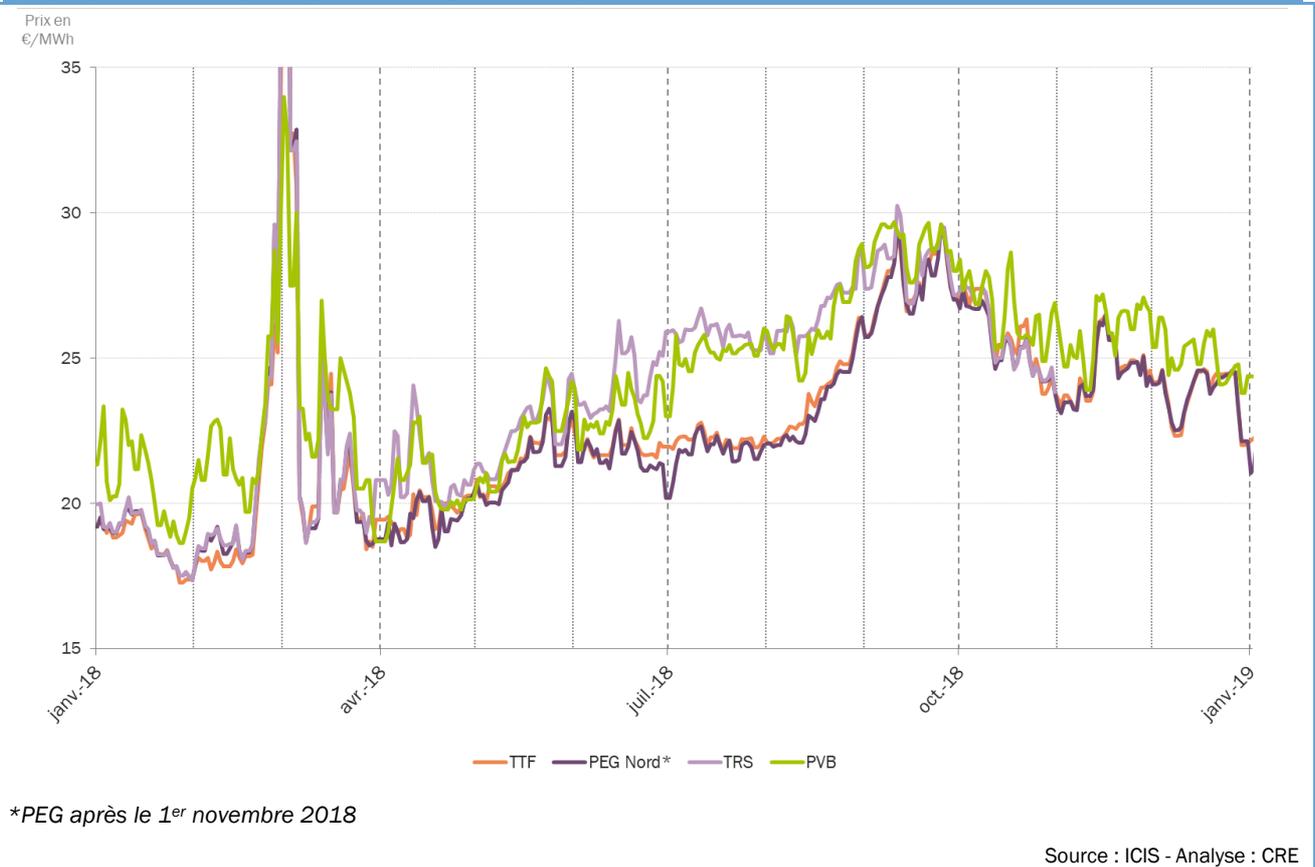
Les prix ont ensuite continué d'augmenter pendant le printemps et l'été puisque le marché est resté tendu en raison notamment de la forte demande d'injection, le prix élevé du GNL et de la plus forte consommation des centrales à gaz. Le prix *day-ahead* a ainsi atteint près de 30 €/MWh fin septembre puis le retour des stockages à de très bons niveaux et la baisse des prix du GNL mondial ont contribué à la détente des marchés sur la fin de l'année. Le nouveau prix PEG clôture ainsi 2018 à 22 €/MWh contre 19 €/MWh en début d'année.

Les principaux hubs gaziers de l'Europe du nord-ouest ont affiché une excellente convergence. Le PEG Nord affiche même sur l'année un prix inférieur à celui du TTF, 68 % du temps l'indice PEG Nord était inférieur au TTF.

Graphique 55: Prix spot day-ahead du gaz en Europe



Graphique 56: Prix spot day-ahead du gaz en Europe en 2018



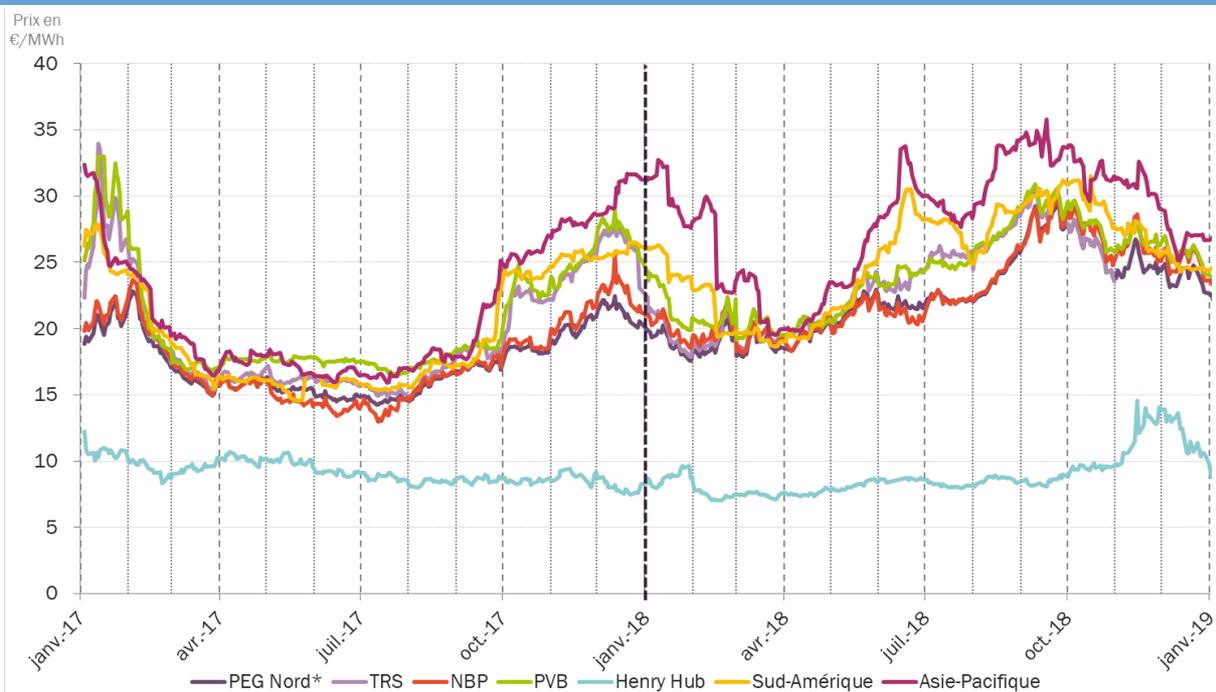
## 2.2 Les mouvements de prix en Asie orientent le marché du GNL

A l'instar des prix européens, les prix mondiaux ont enregistré une hausse globale sur l'année 2018. Le prix aux Etats-Unis du *Henry Hub* (M+1) se positionne toujours comme le moins cher avec une moyenne annuelle de 8,9 €/MWh, avec tout de même un pic de prix en fin d'année à 14 €/MWh.

En parallèle, l'Asie a enregistré une moyenne de prix de 22,4 €/MWh sur l'année. L'index de prix Asie-Pacifique a dessiné de fortes fluctuations sur l'année avec un prix d'abord haut sur le début de l'année stimulé par la demande hivernale. Après la baisse au printemps, les prix étaient à leurs plus hauts niveaux lors de l'été avec un sommet à 36 €/MWh pour finir l'année à un niveau proche à celui en Europe (Graphique 57). Outre les chaleurs d'été et les fortuits d'approvisionnement, le prix est resté fortement en lien avec l'évolution du prix du pétrole du fait de l'indexation toujours importante en Asie des contrats d'approvisionnements en GNL.

Les prix européens, en particulier ceux sur la TRS et le PVB qui sont particulièrement sensibles à l'arbitrage du GNL avec l'Asie, ont ainsi suivi la tendance. Le différentiel Asie-Pacifique/NBP s'est établi en moyenne à 5,5 €/MWh (3,8 €/MWh en 2017) avec un maximum de 12 €/MWh lors de l'été qui explique la baisse des livraisons de GNL en Europe à cette période.

Graphique 57: Prix mondiaux du gaz



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

Source : ICIS - Analyse : CRE

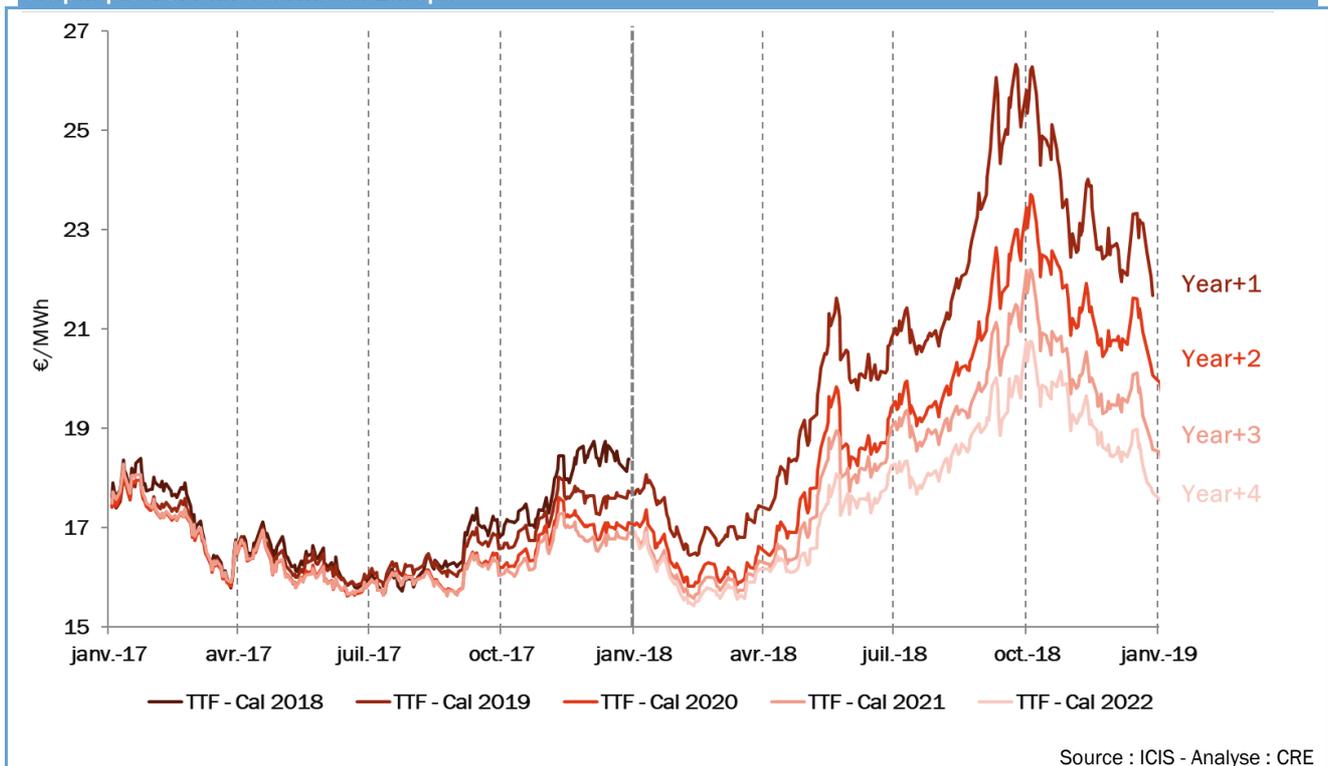
### 2.3 Forte hausse des prix à terme dans le sillage des prix des matières premières

Les prix à terme européens ont suivi une forte tendance haussière au cours de l'année 2018, dans le contexte d'une hausse généralisée du prix des matières premières (Graphique 58).

Au cours de l'année 2018, le produit calendaire 2019 s'établit en moyenne à 21 €/MWh alors que le prix moyen observé en 2017 pour ce même produit était en moyenne de 17 €/MWh, soit une hausse de 23 %. Dans le sillage du cours du pétrole, le calendrier 2019 a atteint un sommet à 26,2 €/MWh début octobre, soit le plus haut niveau depuis 2014.

Alors que les prix des différentes échéances étaient à des niveaux proches en 2017, le déport (*backwardation*) des prix s'est fortement accentué en 2018 avec un différentiel de prix moyen de 1,6 €/MWh entre les produits 2019 et 2020, de 3,0 €/MWh entre les produits 2019 et 2022. Ces différentiels de prix révèlent que le marché prévoyait en 2018 une situation tendue pour 2019 qui tendrait à se relaxer sur les années suivantes.

Graphique 58: Prix à terme en Europe



## 2.4 Succès de la saison d'injection dans les stockages

Les écarts de prix hiver/été restent relativement faibles en 2018, inférieurs à la barre 2 €/MWh. L'écart moyen s'établit à 1,1 €/MWh avec un point bas observé à la mi-mars, à près de 0,3 €/MWh, sur une durée courte, avant de refluer vers de plus hauts niveaux (Graphique 59).

Graphique 59: Différentiel prix hiver/été France



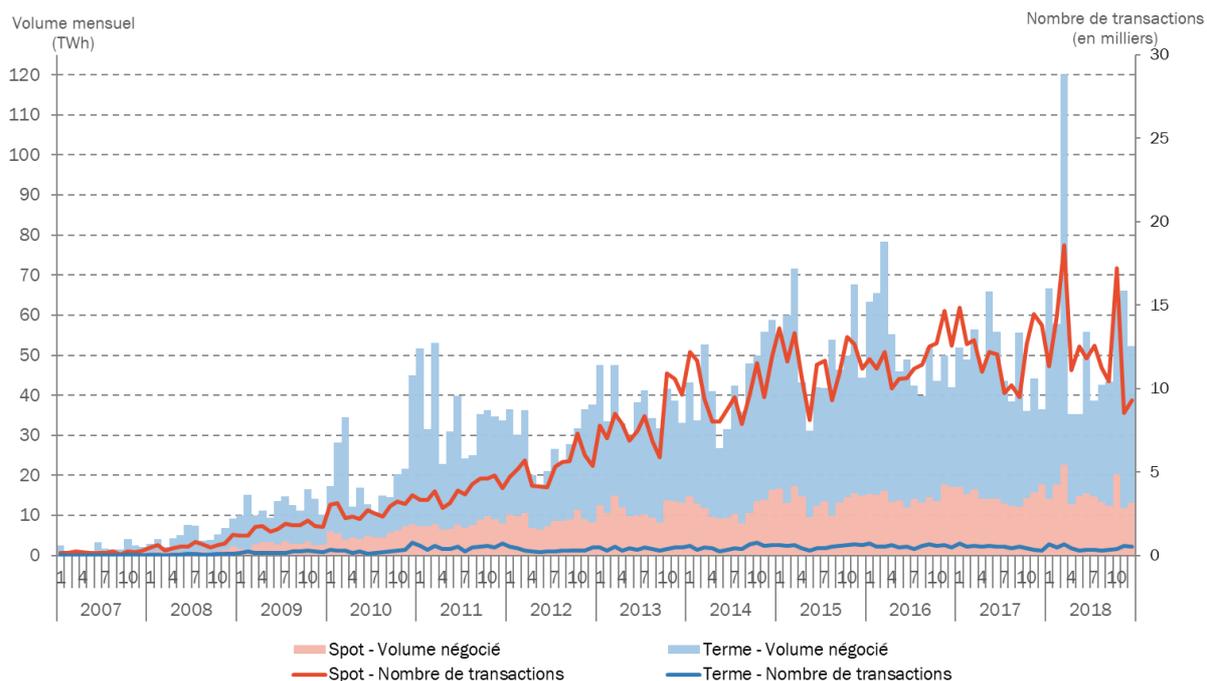
Avec le nouveau mode de commercialisation des capacités de stockage, deux enchères de capacité se sont déroulées en 2018. La première enchère du 5 au 26 mars a permis d'allouer la quasi-totalité des capacités (128 TWh) pour l'hiver 2018-2019 à des prix variant entre 0 et 2 €/MWh, soit un niveau d'adjudication cohérent l'écart de prix hiver/été. La deuxième enchère qui était composée de plusieurs sessions entre novembre 2018 et février 2019 a également permis d'allouer la totalité des capacités de stockage pour l'hiver 2019-2020. Soutenus par la hausse de l'écart de prix hiver/été, les prix d'adjudication pour les sessions de novembre et décembre 2018 étaient supérieurs avec des prix variant entre 0,8 €/MWh et 4,3 €/MWh.

## 3. HAUSSE DES VOLUMES ÉCHANGÉS EN FRANCE EN 2018

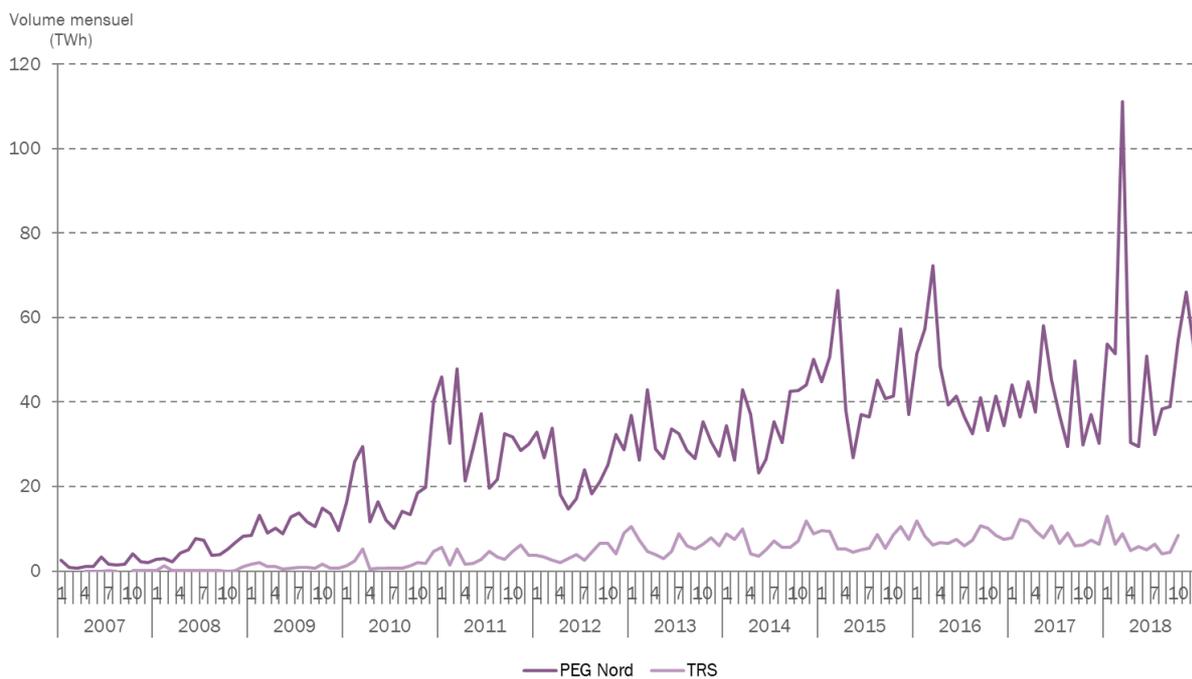
La croissance des échanges sur les marchés *spot* intermédiés (via Powernext ou via courtiers) s'est accentuée en 2018 avec une augmentation de 3,5 % contre 0,5 % en 2017. Les volumes échangés sur les marchés *spot* atteignent ainsi 183 TWh en 2018 avec près de 150 000 transactions (Graphique 60).

Sur les marchés à terme (*futures*), les volumes échangés ont fortement augmenté de 22 %, à l'inverse de la tendance de 2017 où les échanges sur les produits à terme avaient diminué de plus de 10 %. Les volumes échangés sur les marchés à terme atteignent ainsi 494 TWh en 2018, avec environ 5500 transactions (Graphique 60). Le mois de mars a enregistré un fort niveau d'activité sur les marchés à terme avec un volume échangé de près de 100 TWh, soit presque le triple de l'activité mensuelle du reste de l'année. Ce pic est en partie lié aux enchères de capacités de stockages pour l'hiver 2018-2019 au cours desquelles les marchés se sont repositionnés en fonction des capacités allouées. En particulier, de nombreux échanges des produits Saisons sont constatés au mois de mars avec 4 fois plus de volumes échangés comparé au reste de l'année.

Graphique 60: Evolution des volumes négociés et du nombre de transactions sur le marché intermédiaire français

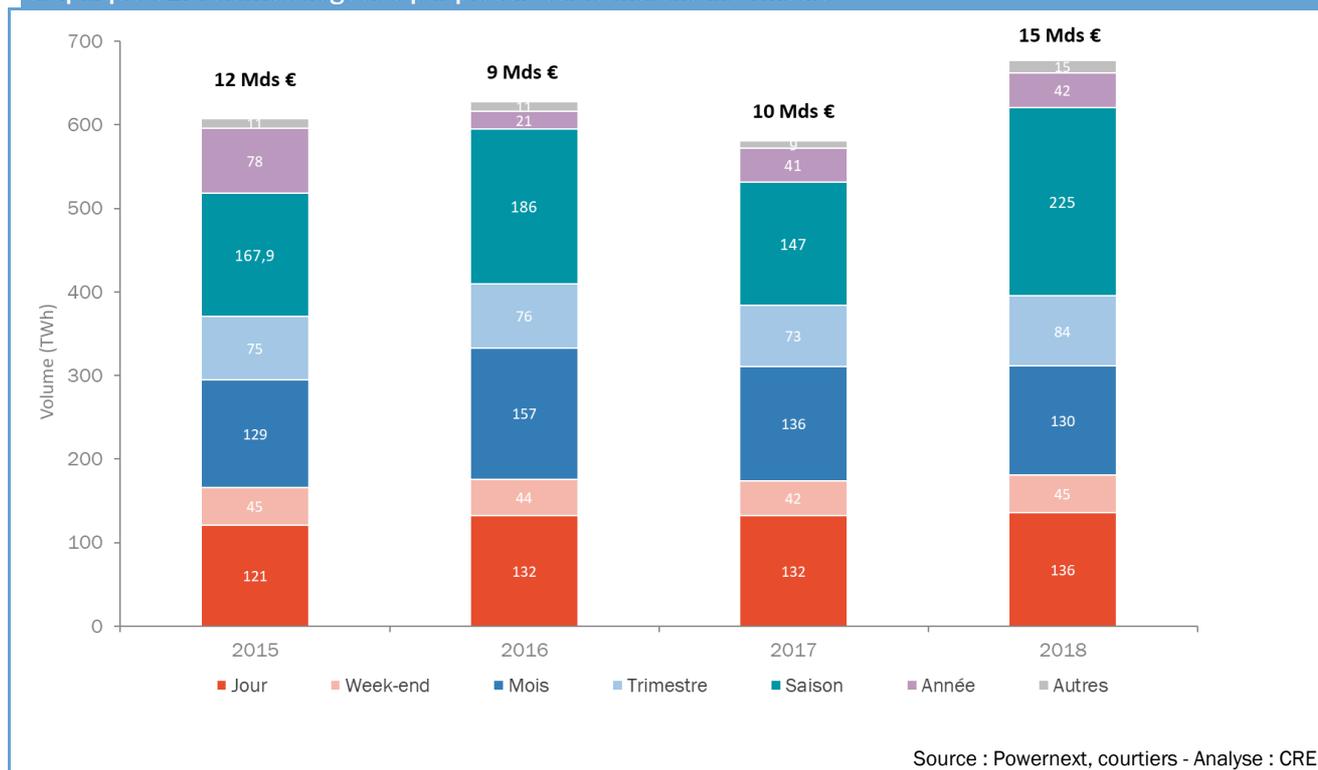


Graphique 61: Volumes négociés par PEG sur le marché intermédiaire



En raison de la forte tendance haussière des prix du gaz sur les marchés de gros en 2017, la valeur des échanges augmente de près de 50 % par rapport à 2017 (Graphique 62). Hormis la forte augmentation des produits Saisons, les autres produits ont été échangés à des niveaux similaires par rapport à 2017.

Graphique 62: Volumes négociés par produit sur le marché intermédiaire



#### 4. BON FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DU GAZ NATUREL EN FRANCE

Il apparaît qu'en 2018 le prix PEG Nord (puis PEG) affiche une bonne convergence avec les marchés d'Europe du nord-ouest traduisant une bonne intégration du marché français dans le marché européen. Plus largement l'ensemble des marchés nord-ouest européens dont notamment celui de l'Allemagne, Royaume-Uni, Benelux, France, affiche une bonne corrélation des prix spot et futures.

Il en résulte un marché interconnecté européen qui représente une référence de prix significative au niveau mondial, ce qui contribue à renforcer la robustesse des marchés sous-jacents dont celui de la France. On observe ainsi une bonne réaction des prix à la hausse comme à la baisse en fonction des conditions de marchés, des changements de l'équilibre offre-demande et des autres signaux de marchés exogènes.

La CRE reste attentive aux comportements individuels des acteurs du marché qui pourraient compromettre l'intégrité du marché de gros du gaz en France.

## CHIFFRES CLÉS

## 1. MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Tableau 4 : Capacités de production installées en France

	Variation Annuelle 2017/2018				
	fin 2016	fin 2017	fin 2018	En pourcentage	En valeur
<b>Parc installé (GW)</b>	<b>130,8</b>	<b>130,8</b>	<b>132,9</b>	<b>1,6%</b>	<b>2,1</b>
<b>Nucléaire</b>	<b>63,1</b>	<b>63,1</b>	<b>63,1</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0</b>
<b>Hydraulique</b>	<b>25,5</b>	<b>25,5</b>	<b>25,5</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0</b>
<b>Thermique à combustible fossile</b>	<b>21,8</b>	<b>18,9</b>	<b>18,6</b>	<b>-1,9%</b>	<b>-0,4</b>
Charbon	3,0	3,0	3,0	-0,1%	0,0
Fioul	7,1	4,1	3,4	-16,1%	-0,7
Gaz	11,7	11,9	12,2	2,5%	0,3
<b>Renouvelables (hors hydraulique)</b>	<b>20,4</b>	<b>23,2</b>	<b>25,7</b>	<b>10,8%</b>	<b>2,5</b>
Eolien	11,7	13,6	15,1	11,4%	1,5
Photovoltaïque	6,8	7,7	8,5	11,3%	0,9
ENR thermique	1,9	1,9	2,0	4,0%	0,1

Source : RTE

Tableau 5 : Production des différentes filières technologiques en France

	Variation Annuelle 2017/2018				
	2016	2017	2018	En pourcentage	En valeur
<b>Production (TWh)</b>	<b>531,3</b>	<b>529,4</b>	<b>548,6</b>	<b>3,6%</b>	<b>19,2</b>
<b>Nucléaire</b>	<b>384,0</b>	<b>379,1</b>	<b>393,2</b>	<b>3,7%</b>	<b>14,1</b>
<b>Hydraulique</b>	<b>63,9</b>	<b>53,6</b>	<b>68,3</b>	<b>27,4%</b>	<b>14,7</b>
<b>Thermique à combustible fossile</b>	<b>45,9</b>	<b>54,4</b>	<b>39,4</b>	<b>-27,6%</b>	<b>-15,0</b>
Charbon	7,3	9,7	5,8	-40,2%	-3,9
Gaz	35,3	40,9	31,4	-23,2%	-9,5
Fioul	3,3	3,8	2,2	-42,1%	-1,6
<b>Renouvelables (hors hydraulique)</b>	<b>37,5</b>	<b>42,3</b>	<b>47,7</b>	<b>12,8%</b>	<b>5,4</b>
Eolien	20,7	24,0	27,8	15,8%	3,8
Photovoltaïque	8,3	9,2	10,2	10,9%	1,0
ENR thermique	8,5	9,1	9,7	6,6%	0,6
<b>Consommation (TWh)</b>	<b>483,0</b>	<b>482,0</b>	<b>478,2</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-3,8</b>

Source : RTE

Tableau 6 : Importations et exportations en France

	Variation Annuelle 2017/2018				
	2016	2017	2018	En pourcentage	En valeur
<b>Importations</b>	<b>34,4</b>	<b>38,5</b>	<b>30,8</b>	<b>-20,0%</b>	<b>-7,7</b>
Importations pointe (TWh)	12,7	14,6	11,9	-18,6%	-2,7
Importations hors-pointe (TWh)	21,7	23,9	18,9	-20,9%	-5,0
<b>Exportations</b>	<b>73,5</b>	<b>76,4</b>	<b>91,0</b>	<b>19,1%</b>	<b>14,6</b>
Exportations pointe (TWh)	25,1	26,3	31,7	20,5%	5,4
Exportations hors-pointe (TWh)	48,4	50,1	59,3	18,4%	9,2
<b>Solde exportateur</b>	<b>39,1</b>	<b>37,9</b>	<b>60,2</b>	<b>58,9%</b>	<b>22,3</b>

Source : RTE

Tableau 7 : Solde aux frontières

	Variation annuelle 2017/2018				
	2016	2017	2018	En pourcentage	En valeur
<b>Solde aux frontières, en TWh</b>					
Zone CWE	-5,4	-10,9	6,1	-155,8%	17,0
Espagne	7,8	12,5	12,0	-3,7%	-0,5
Royaume-Uni	10,0	8,0	12,9	62,3%	4,9
Italie	16,5	18,2	18,6	2,5%	0,4
Suisse	10,1	10,3	10,6	2,8%	0,3
<b>Total</b>	<b>39,1</b>	<b>38,0</b>	<b>60,2</b>	<b>37,0%</b>	<b>22,2</b>

Source : RTE

Tableau 8 : Clean dark et spark spread et charbon

Maturité Y+1	Variation annuelle 2017/2018				
	2016	2017	2018	En pourcentage	En valeur
Charbon (€/t)	48,58581882	65,1	73,9	13,4%	8,7
Clean dark spread pointe (€/MWh)	22,5	21,6	18,8	-12,6%	-2,7
Clean spark spread pointe (€/MWh)	10,2	12,0	11,0	-8,9%	-1,1

Source : ICE, EPEX SPOT, EEX

Tableau 9 : Bilans Injections – Soutirages du système électrique français

	Variation annuelle 2017/2018				
	2016	2017	2018	En pourcentage	En valeur
<b>Injections, en TWh</b>					
Production Hors ARENH, en TWh	531	447	452	1,0%	4,7
ARENH, en TWh	0	82	96	17,0%	13,9
Imports, en TWh	33	36	30	-17,1%	-6,2
<b>Soutirages, en TWh</b>					
Consommation clients finals, en TWh	447	446	444	-0,5%	-2,3
Pompage, en TWh	7	7	7	2,9%	0,2
Exports, en TWh	74	74,2	93	25,3%	18,8
Pertes, en TWh	36	36	35	-2,0%	-0,7

Source : RTE

Tableau 10 : Acteurs du marché français de l'électricité

	Variation Annuelle 2017/2018				
	2016	2017	2018	En pourcentage	En valeur
<b>Responsables d'équilibre</b>	<b>197</b>	<b>233</b>	<b>220</b>	<b>-6%</b>	<b>-13</b>
Producteurs d'électricité actifs	26	28	24	-14,3%	-4
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	0	18	19	5,6%	1
Fournisseurs de clients finals	32	35	29	-17,1%	-6
Actifs à l'import/export	77	55	49	-10,9%	-6
Actifs à l'échange de blocs	103	108	89	-17,6%	-19
Actifs sur la bourse	96	100	84	-16,0%	-16

Source : RTE, EPEX Spot, Courtiers

Tableau 11 : Prix spot et à terme du marché français de l'électricité

	Variation annuelle 2017/2018				
	2016	2017	2018	En pourcentage	En valeur
<b>Prix de marché Spot</b>					
Prix Intraday France, en €/MWh	36,87	45,05	51,19	13,6%	6,1
Prix Day-Ahead France en Base, en €/MWh	36,67	44,99	50,2	11,6%	5,2
Prix Day-Ahead France en Pointe, en €/MWh	45,69	53,66	59,14	10,2%	5,5
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	7,59	10,68	6,01	-43,7%	-4,7
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	10,32	10,94	7,41	-32,3%	-3,5
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne	36,0%	35,0%	34,0%	-2,9%	0,0
<b>Prix de marché à terme</b>					
Prix M+1 France, en €/MWh	41,23	45,21	53,37	18,0%	8,2
Spread M+1 France-Allemagne, en €/MWh	11,88	9,42	6,36	-32,5%	-3,1
Prix Q+1 France, en €/MWh	39,55	42,5	53,32	25,5%	10,8
Spread Q+1 France-Allemagne, en €/MWh	10,51	7,04	6,55	-7,0%	-0,5
Prix Y+1 France, en €/MWh	33,38	38,29	48,99	27,9%	10,7
Spread Y+1 France-Allemagne, en €/MWh	6,79	5,87	4,84	-17,5%	-1,0
<b>Ratios Y+1 Pointe/Base</b>					
France	1,33	1,31	1,27	-3,1%	0,0
Allemagne	1,26	1,25	1,23	-1,6%	0,0

Source : EPEX SPOT, EEX

Tableau 12 : Volumes spot et à terme sur le marché français de l'électricité

	Variation annuelle				
	2017/2018				
	2016	2017	2018	En pourcentage	En valeur
<b>NEB</b>					
Volumes NEB, en TWh	549,6	414,5	431,8	4,2%	17,2
Ratio NEB/Consommation française	1,3	0,9	1,0	-	0,0
<b>Marché Spot, en TWh</b>	<b>144,8</b>	<b>135,8</b>	<b>144,9</b>	<b>0,7</b>	<b>9,1</b>
Volumes sur le marché Intraday EPEX SPOT, en TWh	6,1	6,5	9,0	39,8%	2,6
Part des Volumes Intraday cross-border Fr-All	65%	69%	70%	-	0,0
Volumes sur le marché Day-Ahead EPEX SPOT, en TWh	110,7	105,7	113,8	7,6%	8,1
Volumes sur le marché Day-Ahead Brokers, en TWh	28,0	23,7	22,1	-6,4%	-1,5
<b>Marché à terme</b>					
Volumes, en TWh	1309,3	902,8	783,2	-13,3%	-119,6
Part de marché Brokers	86%	86%	81%	-	-0,1
Part de marché EEX	14%	14%	19%	-	0,1
Nombre de Transactions	102516	83379	93200	11,8%	9821,0
Part de marché Brokers	87%	83%	80%	-	0,0
Part de marché EEX	13%	17%	20%	-	0,0
<b>Produit Y+1</b>					
Volumes, en TWh	496,1	338,7	240,7	-28,9%	-98,0
Nombre de Transactions	11686	8528	7437	-12,8%	-1091,0
<b>Produit Q+1</b>					
Volumes, en TWh	125,9	121,8	106,4	-12,6%	-15,4
Nombre de Transactions	9655	10155	9296	-8,5%	-859,0
<b>Produit M+1</b>					
Volumes, en TWh	119,5	108,9	125,2	15,0%	16,3
Nombre de Transactions	20260	21176	27457	29,7%	6281,0

Source : EPEX SPOT, EEX, Courtiers

Tableau 13 : Indice de concentration (HHI) des différents segments de marché de gros de l'électricité de France

	HHI - Concentration du marché			
	2017		2018	
		EDF inclus		EDF inclus
<b>Livraisons</b>				
OTC - achats de blocs	379	810	475	911
OTC - ventes de blocs	575	632	683	729
EPEX - achats	513	870	360	774
EPEX - ventes	395	2401	401	1978
<b>Injections</b>				
Production	3466	7068	2816	5517
ARENH	2014	-	1754	-
Importations	1415	1146	796	731
<b>Soustractions</b>				
Consommation clients finals	1835	5012	1450	4326
Pertes	1583	1545	2066	1789
Exportations	1453	2207	721	2098

Sources : RTE, EPEX SPOT, Courtiers

## 2. MARCHÉ DU GAZ

Tableau 14 : Fondamentaux du marché du gaz en France

Fondamentaux	Variation annuelle 2018 / 2017				
	2016	2017	2018	En pourcentage	En Valeur
<b>Approvisionnements et débouchés</b>					
Approvisionnement (TWh)	678	703	701	0%	-2
Déstockage	118	111	116	4%	5
Importations	561	592	585	-1%	-7
<i>Importations terrestres</i>	481	489	468	-4%	-22
<i>Importations GNL</i>	80	102	117	15%	15
Production	0,3	0,2	0,1	-37%	0
Débouchés (TWh)	678	703	701	0%	-2
Stockage	113	99	143	44%	43
Consommation clients finals	488	490	463	-6%	-27
<i>Clients distribution</i>	304	297	286	-4%	-11
<i>Clients directement reliés au réseau de transport</i>	184	193	176	-9%	-16
Exportations	71	107	82	-23%	-25
Autres	7	6	13	104%	7
Livraisons aux PEG (TWh)	808	829	860	4%	30
PEG Nord*	649	677	732	8%	55
TRS	159	152	128	-16%	-24
<b>Suivi des infrastructures</b>					
Utilisation de la liaison Nord-Sud**	95%	91%	89%		-2%
Disponibilité liaison Nord-Sud**	81%	84%	80%		-4%
Utilisation de Dunkerque	80%	89%	86%		-3%
Utilisation de Virtualys	63%	59%	43%		-16%
Utilisation de Pirineos	45%	52%	48%		-4%
Niveau de stock (TWh au 1er janvier)	96	83	69	-17%	-14
Variation nette des stockages en France (GWh/j)	-4	-11	27	-334%	38
Emission terminaux méthaniers (GWh/j)	214	280	320	14%	40
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	102	120	108	-10%	-12

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

Source : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

Tableau 15 : Prix du gaz en France

Prix	Variation annuelle 2018 / 2017				
	2016	2017	2018	En pourcentage	En Valeur
<b>Prix Spot (€/MWh)</b>					
PEG Nord day-ahead (moyenne)*	14,3	17,5	22,8	30%	5,3
TRS day-ahead (moyenne)	7,8	19,5	23,9	23%	4,4
Spread Nord/Sud**	1,3	2,0	1,4	-31%	-0,6
Spread PEG Nord/TTF*	0,3	0,2	-0,2	-196%	-0,4
<b>Prix à terme (€/MWh)</b>					
PEG Nord M+1 (moyenne)*	14,2	17,4	22,4	29%	5,0
TRS M+1 (moyenne)	15,4	19,6	22,9	17%	3,3
PEG Nord Y+1 (moyenne)*	15,6	17,3	20,9	21%	3,7
Spread Nord/Sud (M+1)**	1,2	2,2	1,4	-36%	-0,8
Spread PEG Nord/TTF (Y+1)*	0,2	0,3	0,3	-7%	0,0
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead	1,9	1,4	1,1	-20%	-0,3

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

\*\*Calcul jusqu'au 1<sup>er</sup> novembre 2018

Source : Powernext, ICIS – Analyse : CRE

Tableau 16 : Négoce du gaz en France

Négoce	Variation annuelle 2018 / 2017				
	2016	2017	2018	En pourcentage	En Valeur
<b>Activité sur le marché de gros français</b>					
Echanges aux PEG* (TWh)	621	598	634	6%	36
En % de la consommation nationale	127%	122%	137%		15%
<b>Volumes échangés sur le marché intermédié français</b>					
Marché spot (TWh)	176	177	183	4%	6
Intraday	27	27	32	20%	5,3
Day Ahead	104	105	102	-2%	-2,5
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	137	158	161	2%	2,4
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	39	18	22	21%	3,9
Marché à terme (TWh)	451	404	494	22%	90
M+1	125	113	96	-15%	-17,2
Q+1	43	47	40	-14%	-6,5
S+1	71	78	132	70%	54,1
Y+1	7	25	19	-26%	-6,5
Bourse (toutes échéances)	39	19	11	-40%	-7,5
Brokers (toutes échéances)	412	385	482	25%	97,2
<b>Nombre de transactions sur le marché intermédié français</b>					
Marché spot	141 939	146 313	149 605	2%	3 292
Intraday	29 487	29 881	32 716	9%	2 835
Day Ahead	91 935	94 792	93 065	-2%	-1 727
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	121 551	137 844	137 891	0%	47
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	20 388	8 469	11 714	38%	3 245
Marché à terme	6 270	5 766	4 978	-14%	-788
M+1	3 617	3 452	2 468	-29%	-984
Q+1	512	559	375	-33%	-184
S+1	438	411	520	27%	109
Y+1	54	117	106	-9%	-11
Bourse (toutes échéances)	1 334	867	554	-36%	-313
Brokers (toutes échéances)	4 936	4 899	4 424	-10%	-475

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

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

Tableau 17 : Négoce du gaz en France

Acteurs du marché français du gaz	Variation annuelle 2018 / 2017				
	2016	2017	2018	En pourcentage	En Valeur
<b>Nombre d'expéditeurs actifs par point</b>					
PEG	103	110	112	2%	2
PIR	49	56	52	-7%	-4
PITD	35	37	40	8%	3
PITS	43	45	52	16%	7
<b>Nombre d'acteurs importateurs de GNL en France</b>					
Montoir	2	2	5	150%	3
Fos Tonkin	1	1	2	100%	1
Fos Cavaou	2	4	5	25%	1
Dunkerque	na	2	2	0%	0

**AVERTISSEMENT**

Les sources de certaines données chiffrées utilisées pour la production des graphiques pour les rapports de surveillance précédents, et notamment les indices de prix, ont été actualisées afin d'apporter plus de précision ce qui peut expliquer la variation de certains graphiques pour les périodes antérieures à 2018 par comparaison aux rapports de surveillance précédents.

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

Les autres données utilisées aux fins d'établissement du présent rapport étant soumises aux clauses de confidentialité pour leur publication en format non agrégé ou en forme numérique autres que visualisation graphique ne sont pas mises à disposition.

## INDEX DES TABLEAUX

Tableau 1 : Evolution de la capacité installée des filières renouvelables.....	31
Tableau 2 : Prix moyen <i>day-ahead</i> et <i>intraday</i> .....	37
Tableau 3: Evolution des écarts prix – coûts marginaux d'EDF.....	38
Tableau 4 : Capacités de production installées en France .....	76
Tableau 5 : Production des différentes filières technologiques en France.....	76
Tableau 6 : Importations et exportations en France .....	77
Tableau 7 : Solde aux frontières .....	77
Tableau 8 : <i>Clean dark</i> et <i>spark spread</i> et charbon .....	77
Tableau 9 : Bilans Injections – Soutirages du système électrique français .....	78
Tableau 10 : Acteurs du marché français de l'électricité.....	78
Tableau 11 : Prix <i>spot</i> et à terme du marché français de l'électricité.....	79
Tableau 12 : Volumes <i>spot</i> et à terme sur le marché français de l'électricité .....	80
Tableau 13 : Indice de concentration (HHI) des différents segments de marché de gros de l'électricité de France .....	81
Tableau 14 : Fondamentaux du marché du gaz en France .....	82
Tableau 15 : Prix du gaz en France .....	83
Tableau 16 : Négoce du gaz en France.....	83
Tableau 17 : Négoce du gaz en France.....	84

## INDEX DES GRAPHIQUES

Graphique 1 : Evolution du nombre d'alertes reçues par la CRE en provenance de l'ACER .....	11
Graphique 2 : Répartition des cas de surveillance sous analyse approfondie (hors les analyses des cas issus des alertes automatiques de l'ACER) .....	12
Graphique 3 : Décisions de sanction au niveau européen en lien avec les manquements aux dispositions du règlement REMIT (extrait de l'édition N° 16 de la newsletter trimestrielle de l'ACER REMIT Quarterly Q1 2019)...	15
Graphique 4 : Evolution des prix des commodités .....	19
Graphique 5 : Cours du pétrole.....	20
Graphique 6 : Variation mois par mois de la production mensuelle de pétrole brut par pays .....	21
Graphique 7 : Evolution de la production mensuelle de pétrole brut des trois plus grands pays producteurs.....	22
Graphique 8 : Prix du contrat à terme charbon API2 Y+1.....	22
Graphique 9 : Courbe des températures en France.....	24
Graphique 10: Evolution du prix du quota de CO <sub>2</sub> .....	25
Graphique 11 : Historique des prix des matières premières (prix courants) .....	26
Graphique 12 : Bilan des injections et soutirages sur l'année 2018 [2017] .....	28
Graphique 13 : Consommation en France.....	29
Graphique 14 : Volumes trimestriels commercialement échangés aux frontières .....	30
Graphique 15 : Taux de disponibilité du parc nucléaire français .....	31
Graphique 16 : Comparaison des capacités installées des filières thermiques fossiles (hors nucléaire) et des filières renouvelables (hors hydraulique).....	32
Graphique 17 : Comparaison des productions semestrielles des filières thermiques fossiles (hors nucléaire) et des filières renouvelables (hors hydraulique).....	32
Graphique 18 : Taux de production de la filière hydraulique.....	33
Graphique 19 : <i>Clean dark</i> et <i>spark spreads</i> spot pointe .....	34
Graphique 20 : Taux de production de la filière gaz.....	34
Graphique 21 : Taux de production de la filière charbon.....	35
Graphique 22: Marginalité des différentes filières de production en 2017 et 2018 .....	36
Graphique 23: Evolution des prix <i>day-ahead</i> en France (moyenne hebdomadaire des prix) .....	37
Graphique 24: Volatilité des prix <i>day-ahead</i> (moyennes glissantes sur 30 jours) .....	38
Graphique 25 : Taux de convergence trimestriel des prix horaires avec les pays couplés.....	39
Graphique 26 : Prix <i>spot</i> France et Allemagne (moyennes hebdomadaires).....	39
Graphique 27 : Prix <i>spot</i> France et Belgique (moyennes hebdomadaires).....	40
Graphique 28 : Prix <i>spot</i> France et Espagne (moyennes hebdomadaires).....	40
Graphique 29 : Prix <i>spot</i> France et Italie (moyennes hebdomadaires).....	41
Graphique 30 : Prix <i>spot</i> France et Grande-Bretagne (moyennes hebdomadaires).....	41
Graphique 31 : Prix <i>spot</i> France et Suisse (moyennes hebdomadaires) .....	42
Graphique 32 : Prix des produits Y+1 en Europe .....	43
Graphique 33 : Ecart des prix entre les produits calendaires français et allemand .....	43
Graphique 34 : Evolution des prix des produits calendaires en France pour les 3 années à venir .....	44
Graphique 35 : Volatilité des prix des produits calendaires .....	45
Graphique 36 : Historique du prix du produit calendaire français base en Y+1 .....	46
Graphique 37 : Illustration des rentes infra-marginales sur le marché de l'électricité.....	48
Graphique 38 : Illustration de l'équilibre offre-demande sur le marché de capacité au regard de l'état du parc....	53
Graphique 39 : Marché de capacité : prix et volumes des enchères .....	54
Graphique 40 : Courbe d'offre et de demande à l'enchère de garantie de capacité du 26/04/2018 relative à l'année de livraison 2019 .....	55
Graphique 41 : Volumes échangés sur les marchés de gros .....	56
Graphique 42 : Volumes échangés sur la bourse du marché à terme.....	57
Graphique 43 : Volumes échangés sur le marché à terme intermédié .....	57
Graphique 44 : Approvisionnements et débouchés dans le système français 2018 [2017] (flux commerciaux)...	59
Graphique 45 : Equilibre mensuel du système français 2018 (flux commerciaux) .....	60
Graphique 46 : Consommation des sites fortement modulés (centrales électriques fonctionnant à gaz) .....	61
Graphique 47: Niveaux des stocks en France .....	62

Graphique 48: Nombre de cargaisons réceptionnées en 2018 par pays d'origine .....	63
Graphique 49: Emissions des terminaux méthaniers (flux commerciaux) .....	64
Graphique 50 : Importations de GNL par pays de l'Union Européenne .....	65
Graphique 51: Taux d'utilisation des interconnexions françaises (flux commerciaux) .....	66
Graphique 52: Flux sortant via Virtualys (frontière belge).....	67
Graphique 53: Prix PEG Nord, TRS et PEG .....	68
Graphique 54: Utilisation de la liaison Nord-Sud.....	69
Graphique 55: Prix <i>spot day-ahead</i> du gaz en Europe .....	70
Graphique 56: Prix <i>spot day-ahead</i> du gaz en Europe en 2018 .....	70
Graphique 57: Prix mondiaux du gaz .....	71
Graphique 58: Prix à terme en Europe.....	72
Graphique 59: Différentiel prix hiver/été France.....	73
Graphique 60: Evolution des volumes négociés et du nombre de transactions sur le marché intermédié français	74
Graphique 61: Volumes négociés par PEG sur le marché intermédié .....	74
Graphique 62: Volumes négociés par produit sur le marché intermédié .....	75



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](http://www.cre.fr)