



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

SURVEILLANCE

RAPPORT 2019

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

CONTENU

MESSAGE DU PRESIDENT DE LA CRE	5
SYNTHESE	6
SECTION 1 SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS PAR LA CRE	14
1. MISE EN OEUVRE DU REGLEMENT REMIT DANS LE CADRE DE LA MISSION DE SURVEILLANCE DE LA CRE.....	15
1.1.STATISTIQUES PAR SOURCE DE DETECTION DES COMPORTEMENTS POTENTIELLEMENT SUSPECTS	15
1.2.SURVEILLANCE DES PRATIQUES LIEES A LA GESTION DE L'INFORMATION PRIVILEGIEE.....	17
1.3.ACCOMPAGNEMENT DES PPAT DANS LEUR MISSION DE SURVEILLANCE	18
1.4.DONNEES D'ENREGISTREMENT DES ACTEURS.....	18
1.5.LA SORTIE DU ROYAUME-UNI DE L'UNION EUROPEENNE DONNE LIEU A UNE PERIODE TRANSITOIRE.....	19
1.6.INCIDENTS TECHNIQUES SUR LES BOURSES	19
2. ENQUETES ET SANCTIONS PORTANT SUR DES MANQUEMENTS AU REGLEMENT REMIT.....	20
2.1.ENQUETES OUVERTES PAR LA CRE.....	20
2.2.COOPERATION ENTRE LES AUTORITES ADMINISTRATIVES INDEPENDANTES FRANÇAISES SUR LA CONDUITE DES ENQUETES.....	21
2.3.LES DECISIONS SANCTIONNANT DES MANQUEMENTS AU REGLEMENT REMIT	21
3. LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS AU NIVEAU EUROPEEN	24
3.1.EVOLUTION DES MISSIONS DE L'ACER PORTANT SUR LA MISE EN ŒUVRE DU REGLEMENT REMIT	24
3.2.EVOLUTION DES ORIENTATIONS NON CONTRAIGNANTES DE L'ACER.....	24
3.3.CONSULTATION PUBLIQUE DE L'ACER SUR LA DEFINITION DES INFORMATIONS PRIVILEGIEES.....	25
3.4.REPONSE DU CEER A LA CONSULTATION PUBLIQUE DE L'ESMA SUR LES LIMITES DE POSITIONS	26
3.5.AVANCEMENT DANS LA MISE EN PLACE DES ECHANGES DE DONNEES REMIT AVEC L'ACER.....	27
SECTION 2 CONTEXTE DES MARCHES DE L'ENERGIE	29
1. EVOLUTION DES PRIX DES MATIERES PREMIERES EN 2019.....	30
1.1.FOCUS SUR LES PRIX DU BRENT	31
1.2.FOCUS SUR LES PRIX DU CHARBON	33
2. 2019, 3EME ANNEE LA PLUS CHAUDE DEPUIS LE DEBUT DU XXEME SIECLE.....	34
3. LE PRIX DU CO₂ SE MAINTIENT GRACE A MISE EN ŒUVRE DE LA RESERVE DE STABILITE DE MARCHÉ.....	34
4. LE PRIX DES MATIERES PREMIERES EN 2019 DANS UNE PERSPECTIVE HISTORIQUE	36
SECTION 3 LES MARCHES DE GROS DE L'ELECTRICITE	37
1. EVOLUTION DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE EN FRANCE EN 2019.....	38
1.1.FOCUS SUR L'EVOLUTION DE LA CONSOMMATION	38
1.2.LA DISPONIBILITE DU PARC NUCLEAIRE RESTE FAIBLE EN 2019.....	40
1.3.TIREES PAR LA CROISSANCE DE LA FILIERE EOLIENNE, LES CAPACITES INSTALLEES EN ENERGIES RENOUVELABLES (HORS HYDRAULIQUE) AUGMENTENT TANDIS QUE LES CAPACITES INSTALLEES DES FILIERES THERMIQUES FOSSILES DIMINUENT	41
1.4.LA FAIBLESSE DES PRECIPITATIONS EN DEBUT D'ANNEE A CONDUIT A UNE SOLLICITATION MODEREE DE LA FILIERE HYDRAULIQUE.....	43
1.5.SI LE GAZ PROGRESSE AU DETRIMENT DES FILIERES NUCLEAIRE ET HYDRAULIQUE, LA SOLLICITATION DE LA FILIERE CHARBON BAISSÉ FORTEMENT	43
1.6.MARGINALITE DES DIFFERENTES FILIERES DE PRODUCTION EN 2018 ET 2019	45

2. LES PRIX DE GROS DE L'ELECTRICITE.....	47
2.1.LE PRIX SPOT A BAISSÉ DE 21,5 % EN MOYENNE EN 2019.....	47
2.2.ECART ENTRE PRIX SPOT ET COUTS MARGINAUX D'EDF EN 2019	48
2.3.DES TAUX DE CONVERGENCE DES PRIX HORAIRE AVEC LES PAYS COUPLES CONTRASTES SELON LES PERIODES DE VOLATILITE DES PRIX SPOT FRANÇAIS.....	49
2.4.PRIX A TERME EN FRANCE ET EN EUROPE.....	53
3. EVOLUTION DES VOLUMES ECHANGES SUR LE MARCHÉ DE GROS.....	55
4. MARCHES DE L'EQUILIBRAGE ET LEUR SURVEILLANCE PAR LA CRE.....	57
4.1.RAPPEL DES PRINCIPES GENERAUX DE FONCTIONNEMENT DES MARCHES DE L'EQUILIBRAGE ET DES EVOLUTIONS A VENIR.....	57
4.2.BILAN DES MARCHES DE L'EQUILIBRAGE EN 2019.....	59
4.3.SURVEILLANCE DU MECANISME D'AJUSTEMENT	62
5. MARCHÉ DE GARANTIES DE CAPACITE ET SA SURVEILLANCE PAR LA CRE.....	62
5.1.RAPPEL DES GRANDS PRINCIPES DU MECANISME DE CAPACITE FRANÇAIS.....	62
5.2.LA CONTRIBUTION TRANSFRONTALIERE A LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT EST DORENAVANT VALORISEE PAR LE MECANISME DE CAPACITE	63
5.3.LES PREMIERES ENCHERES DU DISPOSITIF DE CONTRACTUALISATION PLURIANNUELLE ONT EU LIEU LE 12 DECEMBRE 2019	66
5.4.LE CYCLE DES ENCHERES DE CAPACITE S'EST TERMINE POUR LA PREMIERE FOIS POUR L'ANNEE DE LIVRAISON AL 2017, LES PRIX DES ENCHERES POUR AL 2020 VARIENT DANS LE CONTEXTE DE MODIFICATION DES REGLES DE FONCTIONNEMENT DU MECANISME.....	71
5.5.BILAN DU FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DE CAPACITE.....	75
6. BILAN DU FONCTIONNEMENT DES MARCHES DE L'ELECTRICITE EN 2019.....	76
SECTION 4 LES MARCHES DE GROS DU GAZ NATUREL.....	77
1. EVOLUTION DE LA CONJONCTURE DES MARCHES DE GROS DU GAZ EN 2019.....	78
1.1.EQUILIBRE DU SYSTEME FRANÇAIS.....	78
1.2.CONSUMMATION EN LEGERE HAUSSE DE 2 % QUI REFLETE UNE SITUATION CONTRASTEE.....	80
1.3.LES STOCKAGES AFFICHENT DES SOLlicitATIONS RECORDS.....	80
1.4.UNE HAUSSE DE 87 % DE L'APPROVISIONNEMENT EN GNL	81
1.5.BAISSÉ DES IMPORTATIONS PAR GAZODUCS	84
1.6.44 ACTIVATIONS DU SPREAD LOCALISE EN 2019.....	86
2. PRIX DU GAZ NATUREL EN 2019.....	87
2.1.LES PRIX SPOT BAISSÉNT D'ENVIRON 43 % COURANT 2019.....	87
2.2.LA FAIBLESSE DE LA DEMANDE EN ASIE ORIENTE LE MARCHÉ MONDIAL DU GNL A LA BAISSÉ	89
2.3.FORTE BAISSÉ DES PRIX A TERME FACE A L'EXCEDENT D'OFFRE DURABLE	90
2.4.SUCCES DE LA SAISON D'INJECTION DANS LES STOCKAGES.....	91
3. HAUSSE DES VOLUMES ECHANGES EN FRANCE EN 2019 TIREE PAR LES PRODUITS A TERME.....	92
4. BILAN DU FONCTIONNEMENT DES MARCHES DE GROS DU GAZ NATUREL EN FRANCE EN 2019	93
CHIFFRES CLES.....	94
1. MARCHÉ DE L'ELECTRICITE.....	94
2. MARCHÉ DU GAZ	98

MESSAGE DU PRÉSIDENT DE LA CRE

La surveillance des marchés : une mission de la CRE en plein développement

Depuis sa création en 2000, la CRE concourt au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz au bénéfice des consommateurs, en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique fixée par le gouvernement, et dans le cadre des règles européennes. La confiance des opérateurs et plus largement des parties prenantes au secteur de l'énergie reste la base du fonctionnement efficace de ce marché. En effet, des marchés efficaces et transparents doivent permettre de révéler des prix justes pour les consommateurs et les producteurs, d'optimiser l'utilisation du parc de production d'électricité et des ressources et de stimuler l'innovation. Or, au cours des deux dernières décennies, les marchés de l'énergie se sont développés et complexifiés, en particulier dans le cadre de la création du marché intérieur de l'énergie, à laquelle la CRE contribue activement. Dans ce contexte, sa mission de surveillance des marchés revêt une importance primordiale afin de contribuer à cette confiance en garantissant la formation des prix dans des conditions justes et transparentes.

Confiée en 2006 à la CRE par la loi, la mission de surveillance des marchés s'effectue depuis 2011 dans le cadre du règlement européen REMIT, relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie. La surveillance des marchés de gros a gagné en maturité au fil des années, avec les décisions de sanction prises par le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDs) de la CRE concernant des manquements au règlement REMIT, en 2018 et 2019.

La CRE s'est dotée en 2019 d'une nouvelle organisation avec la création d'une direction opérationnelle dédiée à la surveillance des marchés de gros, pour renforcer son efficacité. Ainsi, la CRE a ouvert 9 enquêtes au titre du règlement REMIT à la date de parution du présent rapport de surveillance, et une trentaine de cas sont en cours d'analyse approfondie.

Cette 13^{ème} édition du rapport annuel de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel de la CRE porte sur l'année 2019. Il fait état de l'élargissement de la mission de surveillance des marchés par la CRE. Étendu depuis 2018 au mécanisme de capacité, le rapport de surveillance traite également cette année des marchés de l'équilibrage.

Les marchés de gros de l'électricité et du gaz n'ont techniquement subi aucun dysfonctionnement en 2019, à l'exception d'un incident ayant affecté une enchère journalière sur le marché de l'électricité en juin. Ils ont ainsi permis la rencontre efficace de l'offre et de la demande.

En gaz, 2019 a été une année de baisse des prix. On observe l'émergence d'un index européen du prix du gaz représentatif pour le marché mondial du GNL. Les écarts de prix entre les principaux marchés européens sont restés très faibles. Au sein de ce marché européen dynamique, la France a renforcé son attractivité grâce à la création de la zone de marché unique en 2018.

En électricité, on observe une baisse des prix de gros en 2019 après la forte hausse de 2018. Les marchés européens sont de plus en plus interconnectés. Toutefois les spécificités nationales, notamment la structure des parcs de production, continuent à jouer un rôle majeur dans la formation des prix.

La surveillance des marchés de gros est un enjeu national, mais aussi européen. La CRE s'investit fortement dans les travaux de coopération avec l'ACER et les autres autorités de régulation nationales. Elle souhaite tenir un rôle moteur dans le développement et l'harmonisation des méthodes de surveillance des marchés et la diffusion des bonnes pratiques aux acteurs de marché.

Le début de l'année 2020, marqué par des mesures de confinement sans précédent décidées pour lutter contre la pandémie de COVID 19, a confirmé la robustesse du fonctionnement de ces marchés, qui ont opéré sans discontinuité. Les conséquences du confinement sur les prix de l'énergie ont été majeures à toutes les échéances des marchés. La CRE a maintenu son activité de surveillance pendant cette période exceptionnelle. Elle est particulièrement attentive à ce que la communication au marché de la situation du parc de production d'électricité reste transparente et fluide.

Les prix de gros de l'électricité et du gaz jouent un rôle majeur dans l'économie du secteur de l'énergie. La société française doit avoir confiance dans le fonctionnement des marchés, que les prix soient en baisse (comme en 2019) ou en hausse. C'est ainsi que la CRE conçoit sa mission de surveillance pour dissuader tout comportement abusif et établir ainsi la confiance.

Jean-François CARENCO,
Président de la CRE

SYNTHESE

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 942 000 transactions effectuées en 2019 sur les marchés de gros de l'énergie, soit l'équivalent de 1 640 TWh échangés ou plus de 57 Md€ de valeur. Une trentaine de cas sont en cours d'analyse approfondie.

A la date de parution du présent rapport de surveillance, la CRE a ouvert 9 enquêtes au titre du règlement REMIT.

Parmi ces enquêtes, une a été clôturée pour des raisons de prescription du fait de l'impossibilité par le CoRDIS d'exercer son pouvoir de sanction, une a été clôturée dans la mesure où les pratiques examinées lors de l'enquête sont survenues avant l'entrée en vigueur de la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 qui a confié au CoRDIS le pouvoir de sanctionner ce type de manquements, deux sont en cours d'instruction par le CoRDIS et deux ont été clôturées par une décision de sanction du CoRDIS.

Notamment, à la suite de la saisine du CoRDIS par le Président de la CRE, une de ces enquêtes a abouti en décembre 2019 à une décision de sanction du CoRDIS¹ pour un montant de 1 million d'euros à l'encontre de la société BP Gas Marketing Limited. Il s'agit de la deuxième décision de sanction prononcée par le CoRDIS au titre du règlement REMIT.

Pour les trois enquêtes restantes, les analyses sont encore en cours. Dans le cadre d'une de ces enquêtes, le Président de la CRE a engagé une procédure de mise en demeure en application de l'article L.134-29 du code de l'énergie.

Par ailleurs, la CRE contrôle le respect, par les personnes organisant des transactions à titre professionnel (PPAT)², des obligations leur incombant en application de l'article 15 du règlement REMIT. La CRE considère indispensables les activités de surveillance opérées par les PPAT et tient ainsi à entretenir avec eux une collaboration active. La coopération déjà mise en place avec RTE, EPEX SPOT et Powernext a continué de manière régulière et avec des échanges productifs. En 2019, la bourse Nord Pool a démarré ses activités en France et la CRE attend de cette société la même qualité d'échange qu'avec EPEX SPOT. La CRE est également en train de développer ses relations avec les courtiers basés en France et opérant sur les marchés énergétiques de gros ainsi qu'avec des opérateurs de réseau et de stockage de gaz en France.

Dans le cadre de l'exercice de ses activités de surveillance, au cours de l'année 2019, la CRE a interrogé les principales entreprises disposant à la fois d'activités de production d'électricité et de négoce afin de s'assurer de la conformité de leurs dispositifs et procédures internes aux dispositions des articles 3 et 4 du règlement REMIT (obligation de publier les informations privilégiées et interdiction des opérations d'initiés). Les réponses reçues ont permis de mettre en évidence des procédures qui encadrent la circulation des informations privilégiées au sein des entreprises concernées. Plusieurs sociétés utilisent un seuil de puissance pour la qualification de l'information comme privilégiée – critère toutefois non prévu par le règlement REMIT. La CRE envisage de mener une réflexion sur cette question pour analyser la pertinence d'un seuil de puissance pour le marché d'électricité français. Toutefois, à ce stade, la CRE rappelle que les quatre critères cumulatifs prévus par l'article 2(1) du règlement REMIT doivent être analysés par les acteurs du marché, au cas par cas, afin de qualifier une information comme privilégiée au titre du règlement REMIT.

Au-delà de l'analyse des procédures encadrant la circulation des informations privilégiées et leur publication, la CRE a également analysé les délais dans lesquels les informations privilégiées étaient publiées par les acteurs du marché. Un certain nombre d'occurrences de délais de publication supérieurs à une heure – délai maximum recommandé par le chapitre 7 des orientations de l'ACER pour la publication des informations privilégiées – a été observé. L'ensemble des acteurs concernés été contactés par les services de la surveillance des marchés de la CRE afin d'étudier les circonstances qui ont conduit à ces retards de publication.

L'année 2019 a été également marquée par la mise en place d'une coopération avec d'autres autorités administratives indépendantes françaises. Plusieurs groupes de travail se sont tenus afin d'échanger au sujet de la mise en œuvre des pouvoirs d'enquêtes généraux mais également « renforcés », impliquant des visites et saisies sur site. Ces échanges entre autorités administratives indépendantes permettent à la CRE de questionner ses pratiques, d'innover et, le cas échéant, de mutualiser les pouvoirs d'enquêtes, en particulier en ce qui concerne les pouvoirs d'enquête « renforcés », pas encore mis en œuvre par la CRE à ce jour.

¹ Communiqué de presse de la CRE : <https://www.cre.fr/Documents/Presse/Communiqués-de-presse/le-cordis-sanctionne-la-société-bp-gas-marketing-limited-pour-manquement-au-reglement-remit-sur-le-marche-de-gros-du-gaz>

² En anglais *Persons Professionally Arranging Transactions* ou PPAT.

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 en étroite collaboration avec l'ACER, ainsi qu'avec les régulateurs de l'énergie des autres États membres de l'Union européenne et les autorités financières et de la concurrence. La CRE attache une importance majeure à l'avancée de ces travaux et projets européens.

Les initiatives européennes, coordonnées par l'ACER, visant une approche commune dans la mise en œuvre du règlement REMIT, ont abouti à la publication de trois orientations thématiques, portant sur des pratiques susceptibles de constituer des manipulations de marché au titre de l'article 5 du règlement REMIT. Les pratiques manipulatoires visées sont celles de type « *Wash Trade* », de 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. Par ailleurs, les orientations générales sur l'application du règlement REMIT ont fait l'objet de plusieurs amendements en 2019 pour aboutir à une publication par l'ACER de leur cinquième édition. Les modifications apportées sont de deux ordres : (i) des orientations relatives à la gestion des informations privilégiées, apportant des précisions quant à la qualification de l'information privilégiée et à la publication « efficace » de ces informations et (ii) des orientations donnant des indications supplémentaires s'agissant de la pratique de rétention de capacité, pouvant constituer une manipulation du marché.

Par ailleurs, la CRE a contribué à l'élaboration de la réponse du CEER à la consultation publique de l'ESMA concernant l'impact des limites de positions maximales sur les produits dérivés portant sur des matières premières. Dans cette consultation, l'ESMA a notamment interrogé le marché sur le besoin de remettre en question l'exemption dite « REMIT C(6) *carve-out* », qui exclut de la liste des instruments financiers les produits énergétiques de gros à terme avec livraison physique négociés sur un système multilatéral de négociation (*Organised Trading Facility* ou OTF). Le règlement REMIT s'applique ainsi à ces produits énergétiques de gros. La CRE soutient pleinement la position du CEER quant au besoin de maintenir cette exemption au regard des spécificités du fonctionnement des marchés du gaz et de l'électricité qui, par ailleurs, ont leur propre réglementation spécifique pour lutter contre les abus de marché et garantir la transparence du marché - le règlement REMIT. Au vu des réponses à la consultation publique, l'ESMA n'a finalement pas proposé d'évolutions de la réglementation.

Gestion des données

La qualité des données transactionnelles et fondamentales est essentielle pour la conduite de la surveillance des marchés de gros. La CRE est en conséquence fortement impliquée dans les travaux de l'ACER sur ce sujet. Plusieurs réunions et tables rondes focalisées sur l'amélioration de la déclaration des données se sont tenues en 2019 avec les parties déclarantes, les acteurs du marché, les bourses, les opérateurs du réseau, etc., en présence de l'ACER et des régulateurs européens, dont la CRE. Ces échanges ont alimenté les réflexions portant sur les mises à jour et les clarifications à introduire dans les différents documents REMIT relatifs aux formats et procédures de déclaration de données à l'ACER. Des mises à jour de ces documents ont ainsi été publiées le 30 juin 2020. La CRE continue à participer aux tests de complétude et de qualité des données.

Tant que ces travaux ne sont pas achevés, 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.

Incidents techniques sur les bourses

L'année écoulée a été marquée les 7 juin 2019 et 4 février 2020 par des incidents techniques rencontrés par EPEX SPOT et Nord Pool lors du processus de couplage multirégional journalier. Ce sont les premiers incidents d'une telle importance depuis la mise en place du couplage en 2009. Les bourses ont publié des rapports d'incident détaillés et mis en place des corrections dans leurs systèmes. Toutefois, l'occurrence de deux événements inédits en quelques mois conduit la CRE à rester vigilante et à accompagner les opérateurs de marchés et RTE dans l'amélioration des processus existants.

La sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne donne lieu à une période transitoire

La sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne est effective depuis le 31 janvier 2020. Cependant, jusqu'au 31 décembre 2020, les règles de l'Union européenne, y compris le règlement REMIT, continueront de s'y appliquer à titre transitoire. Dans la perspective de la fin de cette période transitoire, la CRE tient à porter à l'attention des

acteurs du marché les documents qui ont été publiés par l'ACER³ et le régulateur britannique, l'Ofgem⁴, à propos du réenregistrement des acteurs.

Un contexte de baisse des prix des matières premières et de conditions climatiques douces en 2019

L'année 2019 a été caractérisée par un fort recul des cours de la plupart des matières premières entamé pendant le dernier trimestre 2018. Les cours du gaz, charbon et l'électricité ont affiché une tendance baissière nette pendant toute l'année alors que le pétrole et le CO₂ ont fait exception. Plus spécifiquement sur les cours du pétrole, le Brent est remonté après son effondrement fin 2018 mais reste de 9 % inférieur à la moyenne de l'année précédente. Le prix du quota de carbone continue à monter en 2019 avec une moyenne de 24,8 €/tCO₂.

S'agissant des conditions climatiques, l'année 2019 a connu des températures plus chaudes que les normales se plaçant au 3^{ème} rang des années les plus chaudes depuis le début du XX^{ème} siècle, derrière 2014 et 2018.

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 baissière influencée par les prix bas des matières premières malgré la faible disponibilité nucléaire et hydraulique

Dans le contexte de la baisse des prix des matières premières comme le gaz et le charbon, l'année 2019 affiche une baisse des prix d'électricité en France et en Europe.

La production française d'électricité en 2019 baisse après une année de récupération, de -2 % par rapport à 2018, en passant de 548,6 à 537,7 TWh. Les filières nucléaire et hydraulique sont moins sollicitées à cause de leur disponibilité faible en 2019. Ce manque de production a été compensé par la hausse d'appel des moyens de production fonctionnant au gaz. Hors hydraulique, la production issue des énergies renouvelables a augmenté de 15 % en suivant notamment la croissance de sa capacité installée.

Le prix *spot* base moyen de l'année 2019 a connu une forte baisse pour s'établir à 39,4 €/MWh, soit une diminution de 21,5 % par rapport à 2018 (50,2 €/MWh). Les prix infra-journaliers se sont également établis autour de 39,4 €/MWh et ont suivi le recul des prix *spot* base. De même, le prix du produit *spot* pointe a diminué (-28 %) pour atteindre le niveau de 42,6 €/MWh.

Les prix des produits calendaires en France et en Europe à échéance à un, deux ou trois ans ont reculé sur toute l'année 2019. En moyenne sur 2019, le prix à terme calendaire (Y+1 France) s'est situé à environ 50,9 €/MWh, et a terminé l'année à 44,1 €/MWh.

Dans ces conditions, le volume d'ARENH demandé pour 2020, lors des guichets de 2019, a été de 26,2 TWh au titre de la fourniture des pertes aux gestionnaires de réseaux et de 147 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 à terme de l'électricité sont en baisse par rapport à 2018, du fait principalement de la hausse de la demande ARENH qui se substitue à l'achat sur les marchés de gros. Les volumes des produits infra-journaliers continuent à croître, plus 27 % par rapport à 2018.

Marchés de l'équilibrage du système électrique : un sujet central

Les marchés de l'équilibrage sont caractérisés par la multiplicité des produits échangés et la position particulière de RTE en tant qu'acheteur unique sur la plupart de ces marchés. En 2019, les capacités d'équilibrage faisant l'objet de mécanismes de marché sont la réserve primaire, contractualisée au travers d'appels d'offres hebdomadaires communs à 6 pays, passés à des appels d'offres journalier le 1^{er} juillet 2019, et les réserves tertiaires rapides et complémentaires, contractualisées par RTE par un appel d'offres annuel. Les réserves primaire, secondaire et tertiaire font par ailleurs l'objet d'échanges de gré à gré. Les activations de réserve tertiaire font l'objet d'un marché distinct, le mécanisme d'ajustement.

Les marchés de l'équilibrage feront en 2020 et 2021 l'objet d'évolutions importantes, notamment dans le cadre de l'intégration européenne, visant à généraliser l'utilisation de mécanismes de marchés pour les réserves d'équilibrage et à échanger des énergies d'équilibrage entre pays européens.

La CRE a renforcé sa surveillance du mécanisme d'ajustement en 2019, et a notamment identifié des incohérences entre des ordres d'ajustement émis par RTE sur des entités d'ajustement situées en Suisse et les nominations de

³ <https://documents.acer-remit.eu/category/all-documents/>

⁴ <https://www.ofgem.gov.uk/about-us/ofgem-and-europe/preparing-eu-exit>

capacité d'échange à la frontière franco-suisse effectuées par les acteurs d'ajustement concernés. Ces incohérences peuvent résulter en une mauvaise utilisation des interconnexions et avoir un impact sur les prix de gros de l'électricité. Les acteurs concernés ont fait l'objet d'une demande d'information de la CRE au titre de la surveillance afin d'étudier les circonstances qui les ont conduits à agir sans cohérence apparente avec les ordres d'ajustement émis par RTE.

Marché de capacité : évolution des règles de fonctionnement du mécanisme en 2019

Dans le but de clore l'enquête approfondie de la Commission Européen ouverte en 2016 sur le mécanisme de capacité, la France a pris des engagements, pour permettre la participation des capacités étrangères et en créant un mécanisme de contractualisation pluriannuelle à destination des nouvelles capacités. La mise en place effective de ces nouveaux dispositifs a eu lieu en 2019.

En outre, à la suite des réflexions sur le fonctionnement du mécanisme ayant eu lieu en 2018, le prix de règlement des écarts est dorénavant défini comme le prix révélé par la dernière enchère réalisée sur les plateformes d'échanges organisés précédant l'année de livraison.

Six enchères de capacité se sont déroulées sur le marché d'EPEX SPOT courant 2019 pour l'année de livraison 2020, ainsi qu'une visant l'année de livraison 2018 et une autre sur l'année de livraison 2019. A ce jour, deux enchères se sont déroulées en 2020 pour l'année de livraison 2021 et une pour l'année de livraison 2022, ainsi qu'une pour l'année de livraison 2017, qui est la première pour laquelle le cycle des enchères s'est terminé.

Les enchères réalisées en 2019 pour l'année de livraison 2020 ont montré une hausse sensible des prix des garanties de capacité pendant les quatre premières enchères. L'enchère du 27 juin 2019 a enregistré le prix record depuis le fonctionnement du mécanisme à hauteur de 22 382 €/MW. Toutefois, les prix ont baissé par la suite. L'enchère du 12 décembre 2019 pour l'année de livraison 2020 est la première qui cumule la prise en compte des interconnexions et la nouvelle définition du prix de règlement des écarts. Cette enchère a fixé un prix de 16 584 €/MW pour un volume échangé de 9,49 GW de garanties de capacité. Au total, la moyenne des prix des enchères, prise en compte par la CRE dans le calcul des tarifs réglementés de vente, hors effet de rationnement de l'ARENH⁵, s'est établie à 19 458 €/MW contre 17 365 €/MW l'année précédente.

Concernant plus spécifiquement la prise en compte des interconnexions, fin 2019, RTE n'a pas été en mesure de signer des accords avec les GRT étrangers et la procédure simplifiée (participation exclusive des gestionnaires d'interconnexion) s'est appliquée à toutes les frontières et pour toutes les années de livraison actuellement ouvertes (jusqu'à l'année de livraison 2022). RTE, au titre de son rôle de gestionnaire d'interconnexion, a ainsi reçu l'intégralité des garanties de capacité associées à la contribution transfrontalière pour les années de livraison 2019 et 2020 (respectivement 6 319 MW et 6 500 MW). RTE a vendu ses garanties de capacité pour 2019 sur l'enchère du 16 mai 2019 et ses garanties de capacités pour 2020 sur l'enchère du 12 décembre 2019. Si RTE n'a tiré aucun revenu de la vente de ses garanties de capacité pour 2019, mais a perçu environ 100 M€ de la vente des garanties pour 2020. Les recettes associées sont restituées aux utilisateurs des réseaux publics d'électricité au travers de l'évolution annuelle des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (« TURPE »).

Les premières enchères du mécanisme de contractualisation pluriannuelle se sont déroulées fin 2019 sous la forme d'appels d'offres de long terme. Le ministre chargé de l'énergie a lancé le 12 juin 2019 quatre appels d'offres de long terme sur les périodes 2020-2026, 2021-2027, 2022-2028, 2023-2029 qui se sont clôturés le 12 décembre 2019. Seuls les appels d'offres portant sur les périodes 2021-2027 et 2022-2027 ont été fructueux, pour des volumes de 151,1 MW et 225,7 MW respectivement. Les prix garantis aux lauréats sont respectivement de 29 000 €/MW et 28 000 €/MW. Les projets retenus par les deux appels d'offres sont exclusivement du stockage par batteries et des effacements de consommation.

Le mécanisme de capacité a fait l'objet de nombreuses analyses et concertations depuis son lancement. Ces travaux, en particulier ceux entrepris en 2018 et 2019, ont apporté davantage de souplesse au mécanisme et permis la mise en place de certains correctifs. L'année 2019 n'a pas connu de difficultés particulières et la CRE considère, en l'état actuel de ses informations, que la formation des prix a été correcte pour cette année.

Toutefois, la CRE réitère son message déjà exprimé l'année dernière : les caractéristiques actuelles de ce marché rendent sa surveillance très difficile. En particulier, l'existence de plusieurs enchères pour la même échéance, imposée par la Commission européenne, ne permet pas de garantir la rencontre de l'offre et de la demande à chaque enchère. En conséquence, certains gestionnaires de capacité participent aux enchères en intégrant dans leurs offres des prix de réserve alors qu'une grande partie des capacités ont un « *missing money* » nul. Ce comportement peut se comprendre lorsque la demande pour chaque enchère est partielle, afin d'éviter que les enchères donnent systématiquement un prix à zéro. Toutefois, et même si l'année 2019 n'a pas révélé de dysfonctionnements apparents, il est difficile de garantir que dans ces conditions la formation des prix sur le mécanisme de capacité reflète

⁵ Le coût de l'approvisionnement en capacité dans les TRVE tient compte, le cas échéant, des garanties de capacité contenues dans l'ARENH. Le coût moyen de la capacité considéré dans les TRVE s'est établi à 3,1 €/MWh en 2019 et 3,5 €/MWh en 2020.

bien la réalité de l'offre et de la demande. De plus, et indépendamment de la question du fonctionnement de l'actuel marché de capacité, la CRE souhaite poursuivre ses analyses sur l'impact de ce marché sur la création de nouvelles capacités de production, de stockage, où l'émergence de nouvelles flexibilités (effacements), qui seront, notamment dans le contexte d'un hiver 2020 incertain, un enjeu de fonctionnement global du système énergétique.

La CRE est donc très satisfaite que RTE ait pris l'initiative d'organiser un retour d'expérience ayant pour objectif d'évaluer le dispositif et d'alimenter les réflexions sur ses nécessaires évolutions. Les échanges ont débuté au premier semestre 2020 avec un objectif de publication des résultats par RTE en septembre 2020.

Les tensions sur l'approvisionnement en électricité nucléaire rendent plus que jamais indispensable la surveillance de ce mécanisme.

Marchés de gros du gaz : convergence des prix en Europe, chute des prix, accroissement des arrivées de GNL et hausse des transits pour exportation

Les quantités de gaz transportées en France sont en hausse de 40 TWh par rapport à 2018, atteignant 740 TWh, traduisant une forte utilisation des infrastructures gazières françaises. Alors que le bilan des injections et des soutirages des sites de stockage reste plutôt stable, les imports en GNL augmentent de plus de 100 TWh et les importations terrestres baissent de 67 TWh. Ce GNL trouve ses débouchés dans une augmentation des exportations de 65 % par rapport à l'année passée, vers l'Espagne et l'Italie, en passant par la Suisse. La consommation est en hausse de 2 % avec une évolution contrastée : la consommation rattachée au réseau de distribution reste stable tandis que celle du réseau de transport augmente de 5 %, en raison de la hausse de la production d'électricité à partir de gaz.

Les prix *spot* du gaz naturel en France se sont établis en moyenne à 13,6 €/MWh contre 22,8 €/MWh l'année passée, soit une baisse de 41 %. Ces prix reflètent une situation fluide des approvisionnements en Europe, des niveaux de stockage élevés et un marché en excédent d'offre. Les prix des principaux hubs gaziers ont affiché une bonne convergence : à titre d'exemple, le prix moyen du TTF était de 13,6 €/MWh.

Les prix à terme ont connu une situation très similaire en raison notamment de la croissance de la production de GNL et de la baisse de la demande asiatique. L'Europe bénéficie pleinement de son marché liquide et profond avec une référence de prix d'importance mondiale, qui en fait le recours pour les livraisons de GNL. Ainsi, le prix calendaire pour livraison en France en 2020 s'est établi en moyenne à 18,2 €/MWh, en baisse de 1 €/MWh par rapport à 2018, et a terminé l'année à 13,5 €/MWh. L'année se clôture avec une structure des prix à terme en *backwardation*, confirmant la confiance du marché dans l'approvisionnement en gaz en Europe sur le court terme.

En raison de la hausse des approvisionnements en GNL et de la flexibilité offerte par la zone de marché unique française, les volumes échangés sur les marchés à terme ont augmenté de 9 % et atteignent 738 TWh. En revanche, les volumes *spot* échangés sur les marchés intermédiés ont baissé de 13 %.

La hausse des échanges, et notamment des flux vers l'Espagne, couplée à la forte sollicitation des sites de stockage ont créé des congestions sur le réseau conduisant à l'activation du mécanisme du *spread* localisé à 44 reprises. Afin de limiter ces occurrences, la CRE a pris des mesures visant à limiter les capacités fermes d'injections dans les stockages, à un niveau qui permette leur remplissage complet au cours de l'été gazier tout en respectant les capacités d'acheminement du réseau de transport.

Le présent rapport porte sur les données de l'année calendaire 2019. Le cas échéant, les faits marquants de l'activité de surveillance pendant les premiers mois de l'année 2020 sont également mentionnés.

La CRE et REMIT : la surveillance des marchés, une affaire européenne

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)⁶, de leurs obligations de détection et de déclaration de suspicions d'opérations d'initiés ou de manipulations de marché au titre de l'article 15 du règlement REMIT.

Enfin, l'application de certains articles 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 en effet le respect de l'interdiction 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) dans le cadre du mécanisme d'obligation de capacité.

Depuis le 1^{er} septembre 2019, la mise en œuvre opérationnelle du règlement REMIT à la CRE est assurée par une direction dédiée de la CRE, la Direction de la surveillance des marchés de gros dont l'activité se décline entre deux départements : le Département de l'Analyse des marchés et des outils de surveillance (DAOS) et le Département de la Surveillance approfondie et des enquêtes (DSAE).

La mise en œuvre 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 et de concurrence.

⁶ En anglais *Persons Professionally Arranging Transactions* ou PPAT.

Activité de la CRE en 2019 dans le cadre de sa mission de surveillance

942 000 transactions

1 640 TWh échangés

Plus de 57 Md€ échangés en valeur

29 demandes

d'Informations

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



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

1 412 acteurs enregistrés auprès de la CRE

4 présidences ou coprésidences
de groupes de travail européens REMIT

3 enquêtes sont en cours

1 enquête a été transmise au CoRDIS

2^{ème} sanction par le CoRDIS au titre de REMIT - 1 M€Marché de gros en France en 2019

Prix de l'électricité

39,4 €/MWh en moyenne des prix
spot, soit -35 % entre début et fin
201950,9 €/MWh en moyenne des prix
à terme, soit -15 % entre début et fin
2019

Prix du gaz naturel

13,6 €/MWh en moyenne des prix
spot, soit -47 % entre début et fin
201918,2 €/MWh en moyenne des prix
à terme, soit -17 % entre début et fin
2019

SECTION 1
SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS PAR LA CRE

1. MISE EN OEUVRE DU RÈGLEMENT REMIT DANS LE CADRE DE LA MISSION DE SURVEILLANCE DE LA CRE

La CRE exerce sa mission de surveillance par 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.

En application du code de l'énergie, la CRE surveille notamment les opérations réalisées sur les marchés de gros de l'électricité, du gaz naturel et des garanties de capacité. Dans ce cadre, elle détecte tout événement inhabituel ou tout comportement anormal qui pourrait constituer un manquement au règlement REMIT.

La qualité des données transactionnelles et fondamentales est essentielle pour la conduite de ces missions de surveillance de la CRE et en général pour la surveillance des marchés de gros de l'énergie.

Étant responsable de la surveillance des marchés de gros depuis plusieurs années, la CRE a mis en place différents canaux de collecte d'information de la part des bourses, courtiers, gestionnaires des réseaux, opérateurs de stockages, mais aussi auprès des acteurs du marché les plus importants ainsi qu'auprès de prestataires de données spécialisées dans les secteurs énergétiques. Les sources d'information de la CRE sont complétées depuis 2016 par les données collectées par l'ACER au niveau européen.

Sur l'année 2019, le périmètre surveillé par la CRE dans le cadre de REMIT représente 942 000 transactions sur les marchés de gros de l'énergie, soit l'équivalent de 1 640 TWh échangés ou plus de 57 Md€. La CRE a formulé 29 demandes d'informations auprès des acteurs du marché en 2019.

Pendant l'année 2019, la CRE a reçu de la part de l'ACER 177 alertes concernant des comportements potentiellement suspects et au total 360 alertes de l'ACER reçues entre octobre 2017 et fin 2019. La CRE mène actuellement une trentaine d'analyses de cas de comportements suspects détectés via d'autres sources que les alertes de l'ACER. Une enquête a été ouverte en 2019 à l'issue d'une de ces analyses.

1.1. Statistiques par source de détection des 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.

La détection interne repose 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.

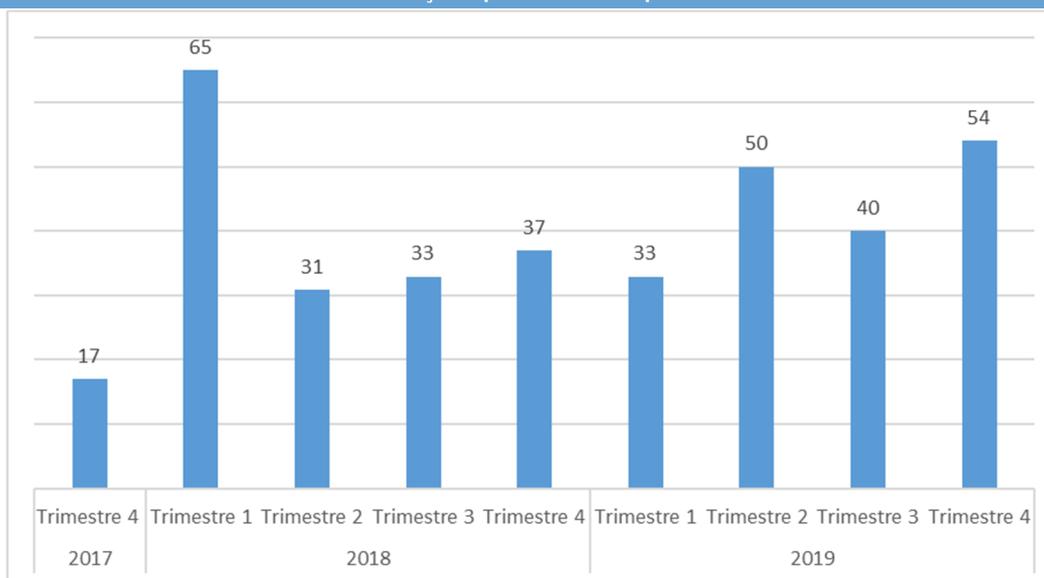
La détection externe repose sur la déclaration de suspicions par différentes sources. En premier lieu, les PPAT qui, dans le cadre de l'article 15 du règlement REMIT, ont l'obligation d'avertir sans délai l'autorité de régulation nationale, si elles ont des raisons de suspecter qu'une transaction pourrait enfreindre les articles 3 ou 5 du règlement REMIT. La CRE souligne la valeur de cette mission car les PPAT sont une source importante d'information, en tant qu'organismes des opérations de négoce sur leurs plateformes⁷.

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, puis éventuellement d'une enquête.

La plateforme de surveillance en cours de développement par l'ACER a généré plus de 360 alertes de comportements potentiellement suspects, transmises à la CRE depuis octobre 2017 et jusqu'à la fin 2019 (Graphique 1). Parmi ces alertes, certaines relèvent exclusivement du marché français sous la responsabilité de la CRE, d'autres concernent des produits transfrontaliers et donc également des autres régulateurs.

⁷ Les PPAT identifiées comme concernées par les marchés français sont actuellement : EPEX SPOT, EEX, Nord Pool, TP ICAP, Griffin, Aurel BGC, HPC, RTE. L'analyse visant à déterminer la possible qualification de PPAT des opérateurs de réseau et de stockage de gaz en France, GRTgaz, Teréga et Storengy, est en cours.

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



Source : CRE

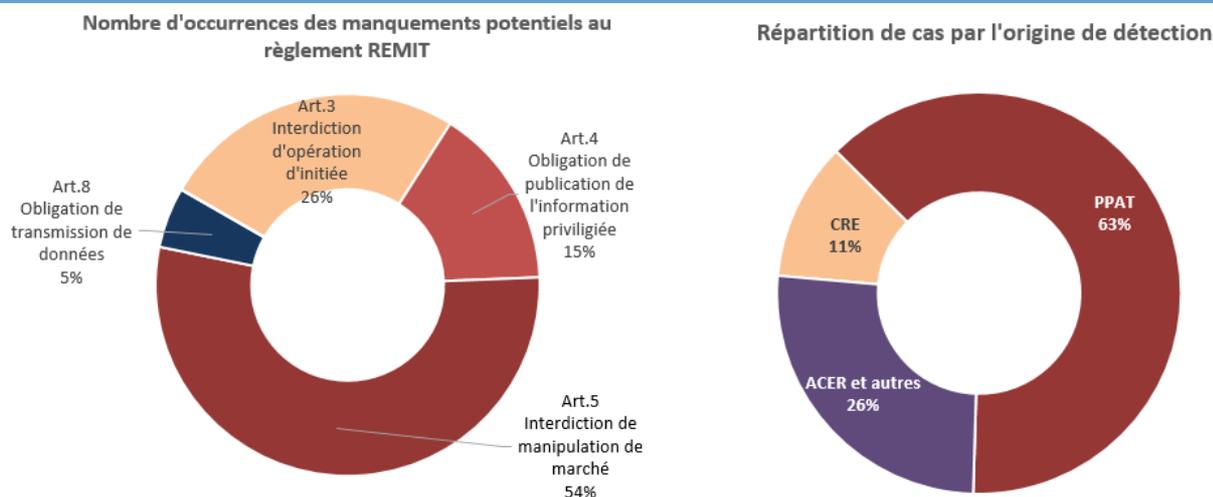
De même, les autres autorités de régulation, que ce soit en France ou à l'étranger, transmettent à la CRE les informations relatives à des comportements potentiellement suspects.

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 ou sur la plateforme européenne de notification prévue à cet effet⁸.

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. A la date de parution du présent rapport, et en complément à l'analyse des alertes de l'ACER, une trentaine d'analyses approfondies sont actuellement ouvertes par la CRE et en cours d'analyse. Sept analyses ont été clôturées en 2019 sans donner lieu à l'ouverture d'une enquête et une a en revanche conduit 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 26 % et 54 % des cas.

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



Source : CRE

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



1.2. Surveillance des pratiques liées à la gestion de l'information privilégiée

Tout acteur du marché, en application des articles 3 et 4 du règlement REMIT, a l'obligation de publier les informations privilégiées relatives à un produit énergétique de gros qu'il détient (article 4) et a interdiction de les communiquer ou de les utiliser en acquérant ou en cédant des produits énergétiques de gros auxquels se rapporte cette information (article 3 de REMIT interdisant les opérations d'initiés).

S'agissant de la prévention des opérations d'initiés, dans sa délibération N° 2018-073 du 22 mars 2018⁹, la CRE a notamment préconisé « *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, ...) (...)* ».

Dans ce cadre, au cours de l'année 2019, la CRE a interrogé les principaux groupes disposant à la fois d'activités de production d'électricité et de négoce afin de s'assurer de la conformité de leurs dispositifs et procédures internes aux dispositions des articles 3 et 4 du règlement REMIT.

L'analyse des réponses reçues et des documents fournis par les acteurs interrogés fait apparaître que les acteurs ayant des installations de plus de 100 MW disposent de procédures internes destinées à se conformer aux exigences au titre du règlement REMIT ainsi qu'aux recommandations de la CRE. Ces procédures visent notamment à contrôler la circulation des informations pouvant être qualifiées comme privilégiées en application de l'article 2(1) du règlement REMIT avant qu'elles soient publiées afin d'empêcher la réalisation d'opérations d'initiés au sein de leurs structures.

La CRE a par ailleurs constaté que certains acteurs ayant un parc de production diffus avec des installations dont les capacités installées individuelles sont inférieures à 100 MW n'ont pas encore mis en œuvre des procédures rigoureuses afin de limiter la circulation des informations pouvant être qualifiées de privilégiées, de permettre leur publication et de prévenir les opérations d'initiés. Les acteurs concernés ont en effet considéré que l'information relative à l'indisponibilité ou à la variation de la disponibilité d'une installation dont la capacité est inférieure à 100 MW ne constitue pas une information privilégiée en application de l'article 2(1) du règlement REMIT.

La CRE est consciente de difficultés exprimées par certains acteurs du marché liées à l'application en pratique de quatre critères cumulatifs du règlement REMIT lors de la qualification de l'information comme privilégiée. Eu égard, l'usage recourant par les acteurs du critère de puissance minimale des indisponibilités, elle envisage de mener une réflexion quant à la pertinence de ce critère pour le marché français et sa compatibilité aux critères établis par le règlement REMIT.

La CRE souhaite en conséquence souligner qu'à ce jour, le volume de capacité de production n'est pas un critère pertinent pour qualifier une information comme privilégiée. Dans ce cadre, la CRE qualifie une information de privilégiée sur la base d'une analyse au cas par cas des quatre critères cumulatifs, au regard, notamment, de l'ensemble des circonstances de marché pertinentes et sans considération d'un seuil de puissance, qui n'est pas prévu par règlement REMIT. Ainsi, la CRE invite donc tout acteur de marché, quelle que soit la capacité de son parc de production, à veiller à l'application du règlement REMIT et à mettre en place les procédures nécessaires au respect de ses articles 3 et 4.

Au-delà de l'analyse des procédures encadrant la circulation des informations privilégiées et de leur publication, la CRE a également analysé les délais dans lesquels les informations privilégiées étaient publiées par les acteurs du marché. Pour rappel, l'article 4 du règlement REMIT impose que la publication d'une information privilégiée soit effectuée « *en temps utile* ». Le chapitre 7 des orientations de l'ACER précise cette notion en indiquant que la publication doit être effectuée le plus rapidement possible, et, le cas échéant, dans un délai maximal d'une heure. Dans tous les cas, les informations privilégiées doivent être publiées avant d'effectuer des transactions ou de transmettre des ordres sur produits énergétiques de gros auxquels ces informations se rapportent ou de recommander à une autre personne d'effectuer des transactions ou ordres sur les marchés de gros de l'énergie auxquels elles se rapportent.

L'article 4(3) du règlement REMIT autorise toutefois chaque acteur, sous sa propre responsabilité, à « *différer exceptionnellement la divulgation publique d'une information privilégiée afin de ne pas porter atteinte à ses intérêts légitimes* ». La CRE, ainsi que l'ACER, doivent alors en être immédiatement informée et recevoir les pièces justifiant le retard de la divulgation publique.

Dans ce cadre, les analyses menées par la CRE ont montré que plus d'une cinquantaine de publications d'une information privilégiée en 2019 ont été effectuées dans un délai de publication supérieur à une heure. Aucun acteur ne s'est à ce jour manifesté auprès de la CRE pour justifier le différé de ces publications.

⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 mars 2018 portant communication sur l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie.

Ces retards de publication peuvent constituer un manquement à l'article 4 de REMIT. En conséquence, l'ensemble des acteurs concernés ont été, dans un premier temps, contactés par les services de surveillance de la CRE afin d'étudier les circonstances qui ont conduit à ces retards de publication. A la réception des réponses, des analyses supplémentaires seront effectuées.

1.3. Accompagnement des PPAT dans leur mission de surveillance

En application de l'article 15 du règlement REMIT, les personnes arrangeant des transactions à titre professionnel (*Persons Professionally Arranging Transactions* - PPAT) sur des produits énergétiques de gros doivent établir des procédures efficaces pour déceler les infractions à l'article 3 ou 5 du règlement REMIT et 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 de REMIT.

De longue date, la CRE considère indispensables les activités de surveillance opérées par les PPAT et entretient avec eux une collaboration active. Cela permet à la CRE non seulement de renforcer la surveillance des marchés de gros de l'énergie en France mais également de bénéficier de l'expertise de chacune de ces PPAT sur les segments de marchés qu'elles opèrent. A ce titre, la CRE est entrée en contact avec la bourse Nord Pool peu de temps après le début de ses activités en France afin de mettre en place des échanges de même nature que ceux qu'elle entretient avec EPEX SPOT.

En 2019, la coopération déjà mise en place avec RTE, EPEX SPOT et Powernext a continué de manière régulière et avec des échanges fructueux. Au 1^{er} janvier 2020, les activités de Powernext ont été intégrées au sein de son unique actionnaire, EEX, avec qui la CRE a l'intention de maintenir des échanges de la même qualité. L'intégration de Powernext au sein d'EEX implique que c'est désormais le régulateur financier allemand, la BaFin¹⁰, qui est en charge de la surveillance des marchés à terme du gaz français pour les produits à support financier, comme c'était déjà le cas pour les marchés à terme français de l'électricité. La CRE souhaite donc par ailleurs développer des relations de travail et d'échange d'information régulières avec la BaFin.

La CRE entend également développer davantage ses relations avec les courtiers basés en France et opérant sur les marchés énergétiques de gros. Elle a ainsi pris contact avec chacun d'entre eux. En outre, dans le contexte de la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne, plusieurs courtiers opérant des *Organised Trading Facilities* (OTF¹¹) au Royaume-Uni ont décidé de déplacer leurs activités en France. La CRE souhaite donc mettre en place dès le début de leurs activités en France une collaboration régulière.

Enfin, la CRE a lancé en 2019 une réflexion sur la qualification de PPAT des opérateurs de réseau et de stockage de gaz en France, GRTgaz, Teréga et Storengy, visant à accroître leur sensibilité au règlement REMIT et permettre de mieux détecter de potentiels manquements à ce règlement grâce aux données dont ils disposent.

1.4. 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 2019, 1 412 acteurs s'étaient enregistrés auprès de la CRE, soit une augmentation de 88 acteurs par rapport à l'année 2018.

Il relève de la responsabilité de chaque acteur du marché d'assurer l'exactitude et la mise à jour des informations enregistrées. Tout changement concernant les informations fournies dans le formulaire d'enregistrement doit être communiqué rapidement à l'autorité de régulation nationale concernée. Les informations devenues erronées ou obsolètes doivent également être corrigées le cas échéant, dans les plus brefs délais.

L'ACER a indiqué dans sa 2^{ème} lettre ouverte sur la qualité des données REMIT, datée du 19 juillet 2018¹², des problèmes relatifs aux « *Energy Identification Codes* » (EIC) de type X, c'est-à-dire les codes utilisés pour identifier les acteurs du marché dans le registre européen des acteurs du marché de l'énergie (CEREMP), lorsqu'ils déclarent des données. Les services de la CRE ont observé que certains acteurs, déclarant des données au titre de l'article 8 de REMIT, n'étaient pas enregistrés en tant qu'acteur du marché dans le CEREMP, que certains n'avaient pas

¹⁰ BaFin - *Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht* - Autorité fédérale de surveillance financière en Allemagne

¹¹ 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.

¹² Consultable sur le site de l'ACER à l'adresse suivante : <https://documents.acer-remit.eu/acer-staff-letters/second-open-letter-on-remit-data-quality/>

renseigné leur code EIC X dans le CEREMP ou qu'ils utilisaient un code EIC X différent pour déclarer les données, ou encore que d'autres acteurs utilisaient un code EIC X non répertorié dans le registre tenu par ENTSO-E.

Ces acteurs ont été contactés par la CRE afin de régulariser leur situation. La CRE se joint à l'ACER pour rappeler que tout acteur du marché doit s'enregistrer sur le CEREMP afin de se conformer à l'article 9 du règlement REMIT et doit renseigner un unique code EIC X qui sera utilisé pour déclarer les données auprès de l'ACER.

A cet égard, en 2020¹³, l'ACER modifiera ses règles de validation concernant les données déclarées par les acteurs du marché en application de l'article 8 du règlement REMIT : toute déclaration de données effectuée avec un code EIC ne permettant pas l'identification de l'acteur dans le CEREMP sera rejetée. La CRE rappelle que le non-respect de règles de déclaration des données peut constituer, dans certaines circonstances, un potentiel manquement au règlement REMIT.

Par ailleurs, afin d'effectuer leur enregistrement ou la mise à jour de leurs données dans leur fiche acteur, les acteurs du marché sont invités à utiliser la plateforme CEREMP¹⁴. Pour toute question relative à l'enregistrement, les acteurs peuvent consulter la page dédiée¹⁵ sur le site internet de la CRE ou contacter les services de la CRE à l'adresse enregistrement.remit@cre.fr.

1.5. La sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne donne lieu à une période transitoire

La sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne est effective depuis le 31 janvier 2020. Cependant, jusqu'au 31 décembre 2020, une période transitoire s'applique. Pendant cette période les règles de l'Union européenne, y compris le règlement REMIT, continueront de s'appliquer.

Pendant la période transitoire, les acteurs du marché enregistrés au Royaume-Uni n'ont pas encore besoin de s'enregistrer dans l'un des 27 États membres restants et ils restent également tenus, en application de l'article 8 du règlement REMIT, de déclarer les données REMIT à l'ACER.

Dans la perspective de la fin de la période transitoire fin 2020, la CRE tient à rappeler les documents qui ont été publiés par l'ACER¹⁶ et le régulateur britannique, l'OFGEM¹⁷, à propos du réenregistrement des acteurs. Ces documents précisent qu'en cas de sortie sans accord du Royaume-Uni de l'Union européenne, les acteurs enregistrés auprès de l'OFGEM, émettant des ordres et effectuant des transactions sur les produits énergétiques de gros dans l'Union européenne, doivent s'enregistrer à nouveau auprès d'un régulateur d'un État membre de l'Union européenne. Ce changement sera facilité par une fonctionnalité de la plateforme d'enregistrement CEREMP. Après que l'acteur aura effectué sa demande de changement d'autorité de régulation nationale et que celle-ci 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.

La CRE attire l'attention des acteurs sur le fait que les demandes de réenregistrement ne seront validées par l'OFGEM que lorsqu'une décision officielle attestant la fin de la période transitoire aura été prise. Néanmoins, par anticipation, les demandes peuvent dès à présent être effectuées.

1.6. Incidents techniques sur les bourses

Les 7 juin 2019 et 4 février 2020, les opérateurs désignés des marchés de l'électricité en France (*Nominated Electricity Market Operators* - NEMO¹⁸) EPEX SPOT et Nord Pool ont respectivement rencontré des problèmes techniques lors du processus de couplage multirégional journalier (*Multi Regional Coupling* - MRC). Ce sont les premiers incidents d'une telle importance depuis la mise en place du couplage en 2009. Ces deux incidents ont eu pour conséquence le découplage partiel des marchés opérés par ces NEMO sur une partie de la plaque européenne incluant la France. Dans de telles circonstances, les processus établis dans le cadre du MRC impliquent des enchères locales pour les zones de prix découplées, avec une allocation des capacités d'interconnexion transfrontalières impactées par ce découplage sur la plateforme JAO¹⁹.

Le 7 juin 2019, EPEX SPOT, alors seul NEMO pour les marchés de l'électricité en France, a reçu, suite à une action non intentionnelle d'un acteur du marché, un ordre « corrompu », c'est-à-dire qui n'était pas accepté par le système

¹³ <https://www.acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-updates-validation-rules-under-REMIT.aspx>

¹⁴ https://www.acer-remit.eu/ceremp/home?nraShortName=9&lang=fr_FR

¹⁵ <https://www.cre.fr/Electricite/REMIT/Enregistrement-et-FAQ>

¹⁶ <https://documents.acer-remit.eu/category/all-documents/>

¹⁷ <https://www.ofgem.gov.uk/about-us/ofgem-and-europe/preparing-eu-exit>

¹⁸ Les NEMOs sont des entités au sein de l'Union européenne, qui doivent pouvoir s'acquitter de missions liées au couplage unique journalier ou infra-journalier, en plus de leurs missions en tant qu'opérateur de marché sur le marché de l'électricité. Le couplage unique journalier ou infra-journalier s'inscrit dans le contexte de la construction du marché européen de l'électricité et a pour objectif d'un côté d'optimiser les échanges d'électricité d'un État à l'autre via les interconnexions et de l'autre d'harmoniser les prix de l'électricité en Europe.

¹⁹ *Joint Allocation Office* (JAO) est une entreprise de service organisant les enchères de capacité d'interconnexion pour l'ensemble des opérateurs de réseaux de transport opérant en accord avec les législations de l'Union européenne.

de *trading* d'EPEX SPOT. Cet ordre a bloqué les serveurs d'EPEX SPOT qui n'ont pu être fonctionnels à temps pour le couplage des marchés et donc pour le processus de calcul du prix y résultant.

La cellule de crise a ainsi été forcée de déclencher les procédures de découplage partiel de tous les marchés gérés par EPEX SPOT, c'est-à-dire des enchères locales dans les zones de prix concernées et des enchères de capacité transfrontalière au moyen de JAO. Les pays concernés étaient l'Autriche, la Belgique, la France, l'Allemagne, les Pays-Bas et le Royaume-Uni.

En raison d'un second problème informatique survenu lors de la correction du problème induit par l'ordre corrompu, les résultats des enchères locales se sont avérés faux car ils ne considéraient pas la totalité des carnets d'ordres soumis. Ces enchères ont donc été annulées et les acteurs ont eu l'opportunité de soumettre à nouveau leurs ordres. Les résultats finaux et corrects des nouvelles enchères locales d'EPEX SPOT ont été publiés après la fermeture des guichets de nomination de capacité transfrontalière en mode dégradé. Le prix en France était de 3,7 €/MWh pour la base et 6,2 €/MWh pour la pointe. En Belgique, le prix pour la base était de -133,6 €/MWh alors qu'il était de -42,2 €/MWh en Allemagne. Si le prix allemand peut être expliqué par un excès de production renouvelable, le prix belge a, en revanche, été très impacté par l'incident.

Le 4 février 2020, Nord Pool a reçu un ordre, non corrompu mais qui a empêché le système informatique d'agrèger avec succès les courbes d'offre et de demande de ses clients pour soumission à l'algorithme de couplage. N'ayant pu résoudre ce problème à temps, Nord Pool a déclaré son découplage partiel de la région CWE (Allemagne, France, Autriche, Belgique et Pays-Bas), EPEX SPOT restant couplé dans tout CWE en vertu de la solution Multi-NEMO mise en œuvre le 2 juillet 2019. Par conséquent, EPEX SPOT a réalisé le couplage multirégional sans les portefeuilles de Nord Pool dans CWE, ni les interconnecteurs gérés par Nord Pool exclusivement (Baltic Cable, Kontek et COBRA Cable), tandis que Nord Pool a réalisé des enchères locales pour chaque zone dans la région CWE à plusieurs reprises, sans succès. Ainsi, n'ayant pu mener les enchères locales avant la fermeture du guichet de nomination de Hubs, Nord Pool a été contraint d'annuler ses enchères pour l'ensemble de la région. Le prix résultant du couplage pour livraison en France était de 36,54 €/MWh en base et de 41,15 €/MWh en pointe, en cohérence avec les fondamentaux d'alors.

Les bourses ont conjointement publié des rapports d'analyse complets sur ces deux incidents et mis en place des corrections dans leurs systèmes afin d'éviter que ces problèmes ne se reproduisent. Toutefois, l'occurrence de deux événements inédits en quelques mois conduit la CRE à rester vigilante s'agissant de l'analyse de ces épisodes et à accompagner les opérateurs de marchés et RTE dans la mise en place de nouveaux processus, ainsi que dans l'amélioration des processus existants.

2. ENQUETES ET SANCTIONS PORTANT SUR DES MANQUEMENTS AU REGLEMENT REMIT

En application de l'article L.135-3 du code de l'énergie, les agents de la CRE habilités à cet effet par le Président procèdent aux enquêtes nécessaires pour l'accomplissement des missions confiées à la Commission. Ainsi, en cas de soupçon de manquement aux dispositions du règlement REMIT, le Président de la CRE peut ouvrir une enquête et nommer un agent enquêteur.

En application de l'article L.135-12 du code de l'énergie, les agents habilités peuvent constater les manquements aux dispositions du règlement REMIT. Ces manquements font l'objet d'un procès-verbal qui doit être notifié à la (aux) personne(s) concernée(s).

En application de l'article L.134-25, le Président de la CRE peut saisir, le cas échéant, le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS).

2.1. Enquêtes ouvertes par la CRE

Depuis 2014, la CRE a ouvert 9 enquêtes au titre du règlement REMIT :

- 2 enquêtes ouvertes en 2014,
- 3 en 2016,
- 2 en 2017,
- 1 en 2018,
- 1 en 2019.

Ces enquêtes portent sur l'interdiction des opérations d'initiés et des manipulations de marché (articles 3 et 5 de REMIT) ainsi que sur l'obligation de publier les informations privilégiées (article 4 de REMIT).

Dans le cadre de ces enquêtes, le pouvoir de demande d'informations (documents comptables, factures et toute pièce ou document utile (y inclus les enregistrements téléphoniques et les données échangées existantes), en application de l'article L.135-4 du code de l'énergie et de l'article 13(2) du règlement REMIT, a été mis en œuvre.

Parmi ces enquêtes, une a été clôturée pour des raisons de prescription du fait de l'impossibilité par le CoRDIS d'exercer son pouvoir de sanction, une a été clôturée dans la mesure où les pratiques examinées lors de l'enquête sont survenues avant l'entrée en vigueur de la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 qui a confié au CoRDIS le pouvoir de sanctionner ce type de manquements, deux ont été clôturées par une décision de sanction du CoRDIS²⁰ et deux sont en cours d'instruction par le CoRDIS. Pour les trois enquêtes restantes, les analyses sont encore en cours.

Dans le cadre d'une des enquêtes encore en cours, le Président de la CRE a engagé une procédure de mise en demeure en application de l'article L.134-29 du code de l'énergie.

2.2. Coopération entre les autorités administratives indépendantes françaises sur la conduite des enquêtes

Un protocole d'accord entre l'AMF et la CRE a été signé en 2010. Ce protocole a pour objet de permettre aux deux autorités de bénéficier de leurs informations et expertises réciproques et d'assurer la réalisation et la pleine efficacité de leurs missions respectives, conformément aux dispositions de l'article L. 621-21 du code monétaire et financier et des articles 28 et 29 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000. Dans ce cadre, plusieurs rencontres entre la CRE et l'AMF ont eu lieu en 2019.

La coopération avec des autorités administratives indépendantes (AAI) françaises a obtenu un nouvel essor en 2019 avec la constitution des groupes de travail avec les autres autorités administratives indépendantes françaises (ACPR, ADLC, AMF, ART, ARCEP, CNIL, HATVP)²¹. La CRE participe activement à ces groupes qui échangent notamment sur la mise en œuvre des pouvoirs d'enquêtes. La CRE échange ainsi dans ce cadre avec des autorités mettant en œuvre des pouvoirs généraux mais également « renforcés » d'enquête, comme l'ADLC et la CNIL, afin de s'en inspirer, de comprendre la manière la plus efficiente permettant de les mettre en œuvre et, le cas échéant, afin de trouver des solutions de mutualisation, mais également de mettre en œuvre la faculté d'inspection sur place prévue par l'article 13(2)c du règlement REMIT. Dans ce cadre, l'ADLC a notamment dispensé une formation sur les opérations de visites et saisies aux différentes AAI.

Ces échanges inter-AAI permettent à la CRE de questionner en permanence ses méthodes de surveillance et d'enquête, d'innover et, le cas échéant, de mutualiser les pouvoirs d'enquêtes, notamment les pouvoirs « renforcés » pas encore mis en œuvre par la CRE à ce jour.

Parmi les sujets abordés dans le cadre de la coopération 2019/2020 figurent (i) la recherche et saisie de pièces contenues sur des supports informatiques lors d'opérations de visites et saisies, (ii) la constitution des équipes pour les enquêtes, les auditions, les visites et l'analyse des données numériques, (iii) la constitution des dossiers d'enquêtes et leurs modalités de consultation, (iv) le fonctionnement des procédures d'instruction, de jugement et de sanction, (v) la mutualisation des moyens informatiques dans le cadre d'OVS et plus largement d'enquêtes, (vi) la procédure de clôture d'enquêtes, (vii) la gestion du secret avocat-client et des autres secrets (affaires, vie privée), (viii) la rédaction du procès-verbal ou équivalent.

A l'instar du protocole d'accord conclu avec l'AMF, des conventions bilatérales pourraient être également envisagées avec d'autres AAI pour mutualiser certains moyens et formaliser les échanges.

2.3. Les décisions sanctionnant des manquements au règlement REMIT

2.3.1. Une nouvelle décision du CoRDIS

Le 19 décembre 2019, le CoRDIS a prononcé une deuxième décision de sanction²² pour un manquement au règlement REMIT, à l'encontre de la société BP Gas Marketing Limited (BPGM) à hauteur de 1 million d'euros. Cette sanction fait suite à l'ouverture d'une enquête en juillet 2016 qui avait abouti à la saisine du CoRDIS par le Président de la CRE en février 2019. Dans sa décision, le CoRDIS retient que la société BPGM a procédé à des manipulations de marché au PEG Sud, entre le 1^{er} octobre 2013 et le 1^{er} mars 2014, interdites par l'article 5 du règlement REMIT. Le CoRDIS constate notamment que le comportement de la société BPGM était susceptible d'influencer la perception que les acteurs du marché pouvaient avoir de l'état de l'offre et de la demande.

²⁰ Tableau 1 : Décisions de sanction au niveau européen en lien avec les manquements aux dispositions du règlement REMIT

²¹ ACPR - Autorité de contrôle prudentiel et de résolution, ADLC - Autorité de la concurrence, AMF - Autorité des marchés financiers, ART - Autorité de régulation des transports (anciennement ARAFER), ARCEP - Autorité de régulation des communications électroniques et des Postes, CNIL - Commission nationale de l'informatique et des libertés, HATVP - Haute autorité pour la transparence de la vie publique.

²² Communiqué de presse de la CRE : <https://www.cre.fr/Documents/Presse/Communiqués-de-presse/le-cordis-sanctionne-la-societe-bp-gas-marketing-limited-pour-manquement-au-reglement-remit-sur-le-marche-de-gros-du-gaz>

En application de l'article L.134-27 du code de l'énergie, les manquements aux dispositions du règlement REMIT peuvent faire l'objet d'une sanction pécuniaire, dont le montant est proportionné à la gravité du manquement, à la situation de l'intéressé, à l'ampleur du dommage et aux avantages qui en sont tirés.

2.3.2. Résumé des principales décisions sanctionnant des manquements au règlement REMIT prononcées par d'autres régulateurs dans l'Union européenne

L'ACER tient à jour sur son site internet un récapitulatif²³ des principales décisions sanctionnant des manquements aux dispositions du règlement REMIT.

La CRE souhaite présenter brièvement quelques récentes décisions de sanctions prononcées par d'autres autorités de régulation nationales dont le montant de l'amende pécuniaire est supérieur à 1 M€.

En mai 2017, faisant suite à une alerte reçue de la part d'un acteur, l'OFGEM a ouvert une enquête concernant le comportement d'InterGen²⁴ sur le marché de gros de l'électricité. Au terme de cette enquête, l'OFGEM²⁵ a constaté qu'InterGen a émis des transactions ou des ordres donnant ou ayant été susceptibles de donner des indications fausses ou trompeuses en ce qui concerne l'offre, la demande ou le prix des produits énergétiques de gros, et ce au moyen d'un procédé fictif ou à toute autre forme de tromperie ou d'artifice. Les quatre sociétés désignées sous le nom InterGen ont été retenues responsables de cette violation du règlement REMIT. Plus précisément, InterGen a délibérément envoyé des signaux faux ou trompeurs au gestionnaire de réseau de transport (GRT) britannique, National Grid, consistant en (i) l'envoi de notifications physiques ne représentant pas leur meilleure appréciation du niveau de production des centrales attendue pour une période de temps définie, et (ii) l'envoi d'informations fausses ou trompeuses relatives à certaines caractéristiques opérationnelles de leurs centrales par la soumission de déclarations dans le cadre du mécanisme d'équilibrage britannique, et ce afin d'augmenter ses bénéfices liés à son activité. La décision de sanction résulte d'une transaction négociée entre OFGEM et InterGen et constitue une décision définitive.

En novembre 2016, un acteur du marché a signalé à l'OFGEM une activité suspecte sur le marché de gros du gaz en Grande-Bretagne. L'OFGEM a ouvert une enquête qui a révélé que, entre le 1^{er} juin 2016 et le 31 août 2016, Engie Global Markets (EGM), agissant par l'intermédiaire d'un trader travaillant en son nom et pour son compte, a manipulé les prix de gros du gaz pour augmenter ses bénéfices. L'OFGEM a ainsi constaté qu'EGM a manipulé le marché de gros de l'énergie dans le cadre du contrat du mois à venir pour la livraison de gaz naturel au point d'équilibrage du Royaume-Uni (« *National Balancing Point* »), conclu de gré à gré. A noter qu'il s'agit de la première amende infligée par l'OFGEM à une entreprise énergétique pour des faits réalisés par un intermédiaire. Plus précisément, EGM, par l'intermédiaire du trader, s'est livrée à plusieurs reprises à une manipulation de marché dite de « *spoofing* », qui implique le placement d'ordres à l'achat ou à la vente sans intention de les exécuter afin d'acheter ou de vendre à un prix supérieur ou inférieur au prix prévalant sur le marché afin d'augmenter les bénéfices commerciaux. La décision de sanction résulte d'une transaction négociée entre OFGEM et Engie et constitue à une décision définitive.

²³ Publication ACER REMIT Overview of the sanction decisions : <http://www.acer.europa.eu/en/remit/Pages/Overview-of-the-sanction-decisions.aspx>

²⁴ InterGen désigne le groupement de quatre sociétés : InterGen (UK) Ltd, Coryton Energy Company Ltd, Rocksavage Power Company Ltd et Spalding Energy Company Ltd.

²⁵ Finding that InterGen has breached Article 5 (prohibition on market manipulation) of Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency ('REMIT'), OFGEM, 15/04/2020, <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/finding-intergen-has-breached-article-5-prohibition-market-manipulation-regulation-eu-no-12272011-european-parliament-and-council-25-october-2011-wholesale-energy-market-integrity-and-transparency-remit>

Tableau 1 : Décisions de sanction au niveau européen en lien avec des manquements aux dispositions du règlement REMIT

Date de la décision	Autorité, Etat membre	Acteur de marché	Type de violation Remit	Montant de sanction	Statut de la décision
25/03/2020	OFGEM, Royaume-Uni	InterGen (UK) Ltd, Coryton Energy Company Ltd, Rocksavage Power Company Ltd, Spalding Energy Company Ltd	Article 5	37 291 000 £ (env. 42,5 M €)*	Définitif
03/01/2020	VERT, Lituanie	UAB Geros dujos	Article 5	28 583 €	Appel possible
19/12/2019	CRE, France	BP Gas Marketing Limited	Article 5	1 000 000 €	En appel
Décembre 2019	MEKH, Hongrie	Valahia Gaz S.R.L.	Article 5	30 000 000 Ft (env. 90 000 €)	En appel
Septembre 2019	MEKH, Hongrie	MAVIR ZRt.	Article 5	1 000 000 Ft (env. 3 000 €)	Définitif
05/09/2019	OFGEM, Royaume-Uni	Engie Global Markets	Article 5	2 128 236 £ (env. 2 393 427,80 €)	Définitif
20/02/2019	BNetzA, Allemagne	Uniper Global Commodities SE + Deux traders	Article 5	150 000 € et des amendes de 1 500 € et 2 000 € respectivement pour chaque trader.	Définitif
21/12/2018	Procureur/DUR, Danemark	Neas Energy A/S	Article 5	153,000 DKK (env. 20 400 €)*	Définitif
28/11/2018	CNMC, Espagne	Multienergía Verde, S.L.U.	Article 5	120 000 €	En appel
28/11/2018	CNMC, Espagne	Galp Gas Natural, S.A.	Article 5	80 000 €	Définitif
30/10/2018	Procureur/DUR, Danemark	Energi Danmark A/S	Article 5	1 104 000 DKK (env. 147 000 €)*	Définitif
05/10/2018	CRE, France	VITOL S.A.	Article 5	5 000 000 €	En appel
24/11/2015	CNMC, Espagne	Iberdrola Generación S.A.U.	Article 5	25 000 000 €	En appel

* Ce montant comprend à la fois (i) l'amende et (ii) le dédommagement aux parties lésées.

3. LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS 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 en étroite collaboration avec l'ACER, avec les régulateurs de l'énergie des autres Etats membres, ainsi qu'avec les autorités financières et de concurrence.

La CRE 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* »²⁶, « *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.

3.1. Evolution des missions de l'ACER portant sur la mise en œuvre du règlement REMIT

En juillet 2019, la refonte du règlement fondateur de l'ACER, faisant partie du 4^{ème} paquet législatif portant sur l'énergie appelé *Clean Energy for all Europeans* proposé par la Commission européenne en novembre 2016, est finalement entrée en vigueur, élargissant le champ des missions et des activités de l'ACER²⁷.

Parmi les missions portant sur le règlement REMIT, l'ACER peut désormais fournir, à la demande d'une autorité de régulation, une assistance opérationnelle à ladite autorité en ce qui concerne des enquêtes ouvertes au titre du règlement REMIT.

En outre, afin de diversifier les sources de financement de l'ACER, une redevance a été introduite pour couvrir les coûts de l'ACER engendrés pour la collecte, la gestion, le traitement et l'analyse des informations et données fournies par les acteurs du marché ou les entités déclarant des informations pour leur compte en vertu de l'article 8 du règlement REMIT. Le règlement de l'ACER précise que les redevances doivent être « *proportionnées aux coûts des services pertinents fournis de manière à respecter un rapport coût-efficacité satisfaisant et sont suffisantes pour couvrir ces coûts. Ces redevances sont fixées à un tel niveau qu'il garantit qu'elles ne sont pas discriminatoires et qu'elles évitent d'introduire une charge financière ou administrative indue pour les acteurs du marché ou les entités agissant pour leur compte. (...) La Commission examine régulièrement le niveau de ces redevances sur la base d'une évaluation et, si nécessaire, adapte le niveau de ces redevances et les modalités selon lesquelles elles doivent être acquittées* ».

Cette redevance et les modalités selon lesquelles elle doit être acquittée doivent encore être fixées par la Commission européenne après une consultation publique et après consultation du conseil d'administration et du conseil des régulateurs de l'ACER qui doivent avoir lieu courant 2020.

3.2. Evolution des orientations non contraignantes de l'ACER

Le *corpus* des orientations non contraignantes de l'ACER est actuellement composé de quatre documents majeurs :

- les orientations générales sur l'application du règlement REMIT, et
- trois orientations thématiques portant sur des pratiques susceptibles de constituer une manipulation de marché au titre de l'article 5 du règlement REMIT :
 - une orientation concernant la pratique manipulative de type « *Wash Trade* » définie comme la passation d'accords de vente ou d'achat d'un produit énergétique de gros, n'impliquant pas de changement dans la propriété de la valeur concernée ni dans le risque de marché ou impliquant le transfert de la détention ou du risque de marché entre des participants agissant de concert ou en collusion, parue en juin 2017²⁸ ;
 - une orientation concernant la pratique manipulative de type blocage de capacité de transport ou « *capacity hoarding* » sur le marché infra-journalier d'électricité, définie comme l'acquisition de tout ou

²⁶ La co-présidence des groupes AMIT et CMIT a été assurée jusqu'à mi-juillet 2019.

²⁷ Règlement (UE) 2019/942 du parlement européen et du conseil du 5 juin 2019 instituant une agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie

²⁸ Consultable sur le site de l'ACER à l'adresse : <https://www.acer-remit.eu/portal/document-download?documentId=u518na123yg>

partie de la capacité de transport disponible sans l'utiliser ou sans l'utiliser efficacement, parue en mars 2018²⁹ ;

- une orientation concernant la pratique manipulative 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 carnet d'ordres, afin d'effectuer une ou plusieurs transactions de l'autre côté du carnet d'ordres, parue en mars 2019³⁰.

Les orientations générales sur l'application du règlement REMIT ont fait l'objet de plusieurs mises à jour dans le courant de l'année 2019.

En premier lieu, le 9 juillet 2019, l'ACER a publié une modification du chapitre 7, concernant la mise en œuvre de l'obligation de publier des informations privilégiées, et plus particulièrement les sections 7.1 et 7.2 relatives à la publication des informations privilégiées de « manière efficace ». Des orientations plus détaillées sont notamment fournies s'agissant des mécanismes à utiliser pour publier les informations privilégiées. En particulier, il a été précisé que, afin de parvenir à une publication efficace en application de l'article 4 du règlement REMIT, les informations privilégiées doivent être divulguées à l'aide d'une plateforme d'informations privilégiées³¹ ou d'une plateforme de transparence. Plusieurs ajouts ont également été faits au chapitre 8 traitant de la mise en œuvre des interdictions d'abus de marché et des possibles signaux d'opérations d'initiés ou de manipulations de marché potentielles. Plus précisément, la section 8.2.3 relative aux exemptions de l'interdiction des opérations d'initiés a été modifiée afin de fournir une interprétation plus précise de l'article 3, paragraphe 4, point b), du règlement REMIT.

En deuxième lieu, le 15 octobre 2019, la section 6.4.1 (i) des orientations a été mise à jour afin d'apporter des indications supplémentaires aux acteurs du marché s'agissant de la pratique de rétention de capacité (pratique interdite consistant notamment à ne pas proposer, sans justification, toute sa capacité de production sur le marché alors qu'elle est disponible). En particulier, le fait de proposer une capacité de production à un prix supérieur au prix de marché et ne reflétant pas le coût marginal ou le coût d'opportunité de cette capacité, ayant pour conséquence de ne pas conclure la transaction ou de ne pas appeler cette capacité, est présenté comme un cas de rétention de capacité économique.

Enfin, le 8 avril 2020, l'ACER a publié la cinquième³² édition de ses orientations générales sur l'application du règlement REMIT afin de tenir compte de l'expérience acquise ainsi que des commentaires reçus des autorités de régulation nationales, des acteurs du marché et des autres parties prenantes. Dans cette édition, le chapitre 5 a évolué afin de donner des orientations plus détaillées concernant la qualification de l'information privilégiée et notamment sur les définitions d'« *information* » et d'« *information privilégiée* », contenues dans le règlement REMIT. En particulier, cette nouvelle version des orientations fournit des précisions et des exemples pratiques s'agissant des quatre critères cumulatifs mentionnés à l'article 2(1) de REMIT et qui doivent être remplis pour qualifier l'information comme privilégiée.

La CRE continue à contribuer aux travaux portant sur l'élaboration de positions communes s'agissant de la définition et de l'encadrement des pratiques manipulatoires au titre du règlement REMIT. Elle a été un contributeur actif lors de préparation des différentes modifications des orientations générales.

3.3. Consultation publique de l'ACER sur la définition des informations privilégiées

Une consultation publique de l'ACER sur la définition des informations privilégiées a eu lieu entre le 9 juillet et le 16 septembre 2019. Le but de cette consultation était de collecter des informations sur les expériences et les approches des acteurs du marché concernant leurs évaluations des informations privilégiées et leur respect de l'obligation de publier les informations privilégiées de manière efficace et en temps utile, ainsi que d'évaluer la nécessité et la possibilité d'introduire des seuils pour la publication des informations privilégiées.

Les résultats de la consultation publique ont notamment montré les efforts, mais également les problèmes de cohérence, qui accompagnent une évaluation au cas par cas des informations privilégiées par les acteurs du marché. La nécessité d'orientations supplémentaires a été exprimée par de nombreux acteurs avec une demande de mise en place d'une « sphère de sécurité ».

A cet égard, l'ACER, en coopération avec les régulateurs nationaux, continue à travailler sur les orientations non contraignantes afin de rendre le cadre existant plus harmonisé et adapté aux différents acteurs et marchés.

²⁹ 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>

³⁰ 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>

³¹ Liste en vigueur des plateformes d'information privilégiées : <https://www.acer-remit.eu/portal/list-inside-platforms>

³² 5^e Edition ACER Guidance : https://www.acer.europa.eu/en/remit/Documents/5th-Edition-ACER-Guidance_08042020.pdf

3.4. Réponse du CEER³³ à la consultation publique de l'ESMA³⁴ sur les limites de positions

Le règlement REMIT s'articule avec les dispositions d'interdiction d'abus de marché prévues par la réglementation financière. En effet, les interdictions d'opérations d'initiés et de manipulations de marché s'appliquent aux produits énergétiques de gros, sauf si ces derniers constituent également des instruments financiers au titre de la directive MiFID II³⁵, auxquels cas le règlement (UE) n° 596/2014 du Parlement européen et du Conseil du 16 avril 2014 sur les abus de marché (« *Market Abuse Regulation* » ou MAR) s'applique. Les produits énergétiques de gros à terme qui font nécessairement l'objet de livraison physique négociés sur un système multilatéral de négociation (*Organised Trading Facility* ou OTF¹¹) ne sont pas considérés comme des instruments financiers. Cette exception est connue sous le nom de « *REMIT C(6) carve-out* ».

Le 5 novembre 2019, l'ESMA, en application de l'article 90(1) de la directive MiFID II, a lancé une consultation publique portant sur l'impact des limites de position sur les produits dérivés des matières premières. Parmi les questions posées, l'ESMA a interrogé le marché sur le besoin de reconsidération du *REMIT C(6) carve-out* en faisant la référence au point 6 de l'annexe I section C de MiFID II listant précisément les produits qualifiés d'instruments financiers (cf. encadré qui suit).

Le 23 décembre 2020, le CEER a répondu³⁶ à la consultation de l'ESMA en ce qui concerne la remise en question éventuelle du *REMIT C(6) carve-out*. Dans cette réponse, le CEER indique de ne pas partager l'analyse de l'ESMA et exprime sa préoccupation quant à la proposition de l'ESMA de reconsidérer la clause d'exclusion du C(6) de manière restrictive, de sorte que les régulateurs de l'énergie pourraient être remplacés par les régulateurs financiers dans les tâches de surveillance des produits énergétiques concernés. Le CEER considère que cela serait inapproprié, incohérent et inefficace compte tenu de l'expérience acquise dans ce domaine par les régulateurs de l'énergie.

A ce titre, le CEER rappelle que les marchés du gaz et de l'électricité ont leur propre réglementation spécifique pour lutter contre les abus de marché et garantir la transparence du marché - le règlement REMIT - qui prévoit notamment dans son article 13 que chaque autorité de régulation nationale dispose des pouvoirs d'enquête et d'exécution nécessaires pour interdire les abus de marché. Le CEER précise que depuis l'entrée en vigueur du règlement REMIT en 2011, les régulateurs de l'énergie ont acquis une vaste expérience dans le contrôle des marchés énergétiques de gros qui se manifeste notamment à travers des récentes décisions de sanction tenant compte de particularités énergétiques qui ne concernent en revanche pas les marchés financiers.

Enfin, le CEER signale qu'un réexamen de l'exception *REMIT C(6) carve-out* de manière restrictive entraînerait des conséquences inattendues qui pourraient mettre en danger l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie, entraînant des coûts supplémentaires pour les sociétés énergétiques et des prix plus élevés payés par les consommateurs.

La CRE a activement contribué à l'élaboration de cette réponse et soutient pleinement la position du CEER.

Le 1^{er} avril 2020, l'ESMA a publié le rapport³⁷ établi à l'issue de sa consultation publique sur les limites de positions. À propos de l'exemption *REMIT C(6) carve-out*, il est précisé qu'eu égard des réponses reçues, aucune révision du cadre réglementaire existant n'apparaît nécessaire.

³³ Conseil des Régulateurs Européens de l'Énergie, en anglais *Council of European Energy Regulators - CEER*

³⁴ Autorité Européenne des Marchés Financiers, en anglais *European Securities and Market Authority - ESMA*

³⁵ Directive 2014/65/UE du parlement européen et du conseil du 15 mai 2014 concernant les marchés d'instruments financiers et modifiant la directive 2002/92/CE et la directive 2011/61/UE

³⁶ Réponse de CEER : <https://www.ceer.eu/esma-consultation-response#>

³⁷ https://www.esma.europa.eu/sites/default/files/library/esma70-156-2311_mifid_ii_review_report_position_limits.pdf

Extrait de l'annexe 1 section C de MiFID II : Instruments financiers

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

3.5. Avancement dans la mise en place des échanges de données REMIT avec l'ACER

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 lesdites 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. La qualité des données transactionnelles et fondamentales étant essentielle pour la conduite de ses missions, la CRE s'implique activement 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.

Plusieurs réunions et tables rondes focalisées sur l'amélioration du *reporting* des données se sont tenues en 2019 avec les parties déclarantes, acteurs du marché, bourses, opérateurs du réseau, etc, en participation de l'ACER et des régulateurs européens dont la CRE. Ces échanges ont alimenté les réflexions portant sur les mises à jour et les clarifications à introduire dans les orientations non contraignantes du Guide de l'utilisateur de *reporting* des données transactionnelles, le TRUM³⁸ (*Transaction Reporting User Manual*), ainsi qu'aux questions-réponses à ajouter dans le document de *Frequently Asked Question - FAQ* relatif à la déclaration des données transactionnelles³⁹. Les nouvelles versions de ces documents ont été publiées le 30 juin 2020.

Par ailleurs, afin d'être cohérent avec les amendements introduits dans le chapitre 7 des orientations non contraignantes générales de l'ACER (cf. chapitre 3.2) les sections pertinentes du manuel des procédures⁴⁰ sur les données transactionnelles, fondamentales et celles concernant des modalités de publication des informations privilégiées ont été mises à jour le 9 juillet 2019. La CRE rappelle que des informations supplémentaires relatives à la conformité de la déclaration de données utiles pour les acteurs du marché se trouvent également dans le document de questions-réponses portant sur les données fondamentales et l'information privilégiée (*FAQ document on REMIT Fundamental Data and Inside Information*³⁹).

Tant que ces travaux d'amélioration de qualité de données ne sont pas achevés, 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.

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 ;
- 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.

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/>.

³⁸ Consultable sur le site de l'ACER à l'adresse suivante : <https://documents.acer-remit.eu/category/remit-reporting-user-package/transaction-reporting-user-manual-trum/>

³⁹ Consultable sur le site de l'ACER à l'adresse suivante : <https://documents.acer-remit.eu/category/gas-and-faq-on-remit/>

⁴⁰ Manuel des procédures : https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/ACER_REMIT_MoP-on-data-reporting_V6.pdf

SECTION 2
CONTEXTE DES MARCHES DE L'ENERGIE

L'année 2019 a été caractérisée par la baisse des prix des matières premières dans la continuité de la chute entamée pendant le dernier trimestre de l'année 2018. En particulier, la décroissance des prix a été observée pour le gaz et le charbon, et l'électricité a suivi la même tendance. Seul le marché du pétrole a fait exception. Après une chute drastique fin 2018, le Brent a connu une remontée très rapide puis s'est stabilisé.

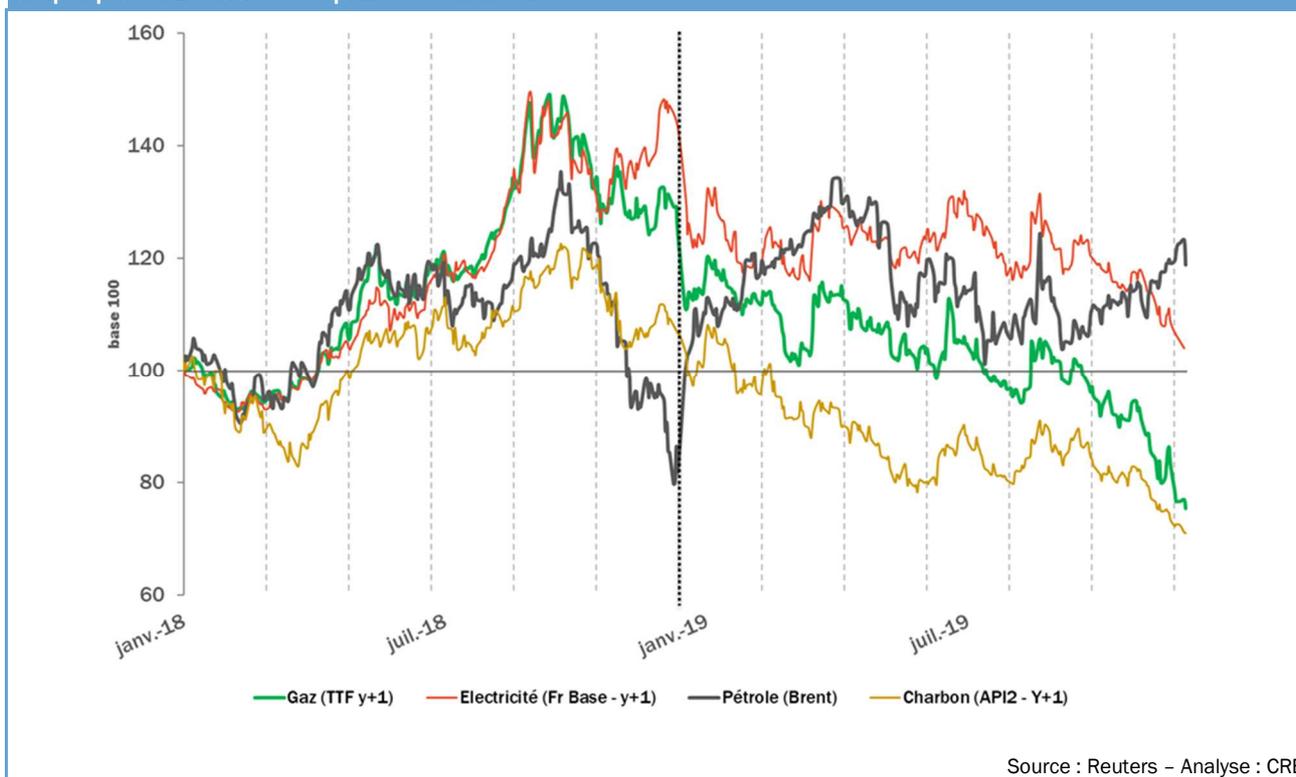
Les évolutions des cours de matières premières sont à relier aux éléments du contexte géopolitique. La guerre commerciale continue entre la Chine et les États-Unis a perturbé les marchés du gaz et du charbon. Les sanctions des États-Unis imposées à l'Iran et au Venezuela ont eu un impact limité sur les cours du pétrole. En outre, le Brent continue à être influencé par les accords sur les limites de production agréés par l'OPEP+.

Le bilan climatique de 2019 en France fait état de températures plus élevées par rapport aux normales mais inférieures à celles de l'année 2018 qui était une année particulièrement chaude. Des vagues de chaleur ont été néanmoins observées en juin et juillet 2019 avec des températures records. Il est à noter que le niveau de la pluviométrie pendant les trois premiers trimestres est resté faible. Les variations climatiques se retrouvent également dans les évolutions saisonnières des cours des matières premières, mais leurs effets sont moins présents que les effets des facteurs économiques et géopolitiques.

1. ÉVOLUTION DES PRIX DES MATIÈRES PREMIÈRES EN 2019

L'année 2018, volatile mais avec une tendance prononcée à la hausse pour les cours de matières premières, a connu une inflexion à la baisse au dernier trimestre pour la plupart de matières premières à l'exception de l'électricité qui a continué à afficher une tendance haussière. Avec ce point de départ, l'année 2019 a continué la tendance baissière surtout pour le gaz et le charbon jusqu'à des niveaux historiquement faibles. Le prix de l'électricité, qui avait démarré l'année 2019 à un niveau élevé, a poursuivi la même tendance à la baisse. Seul le pétrole se comporte différemment des autres en revenant aux niveaux observés aux deuxième et troisième trimestres 2018.

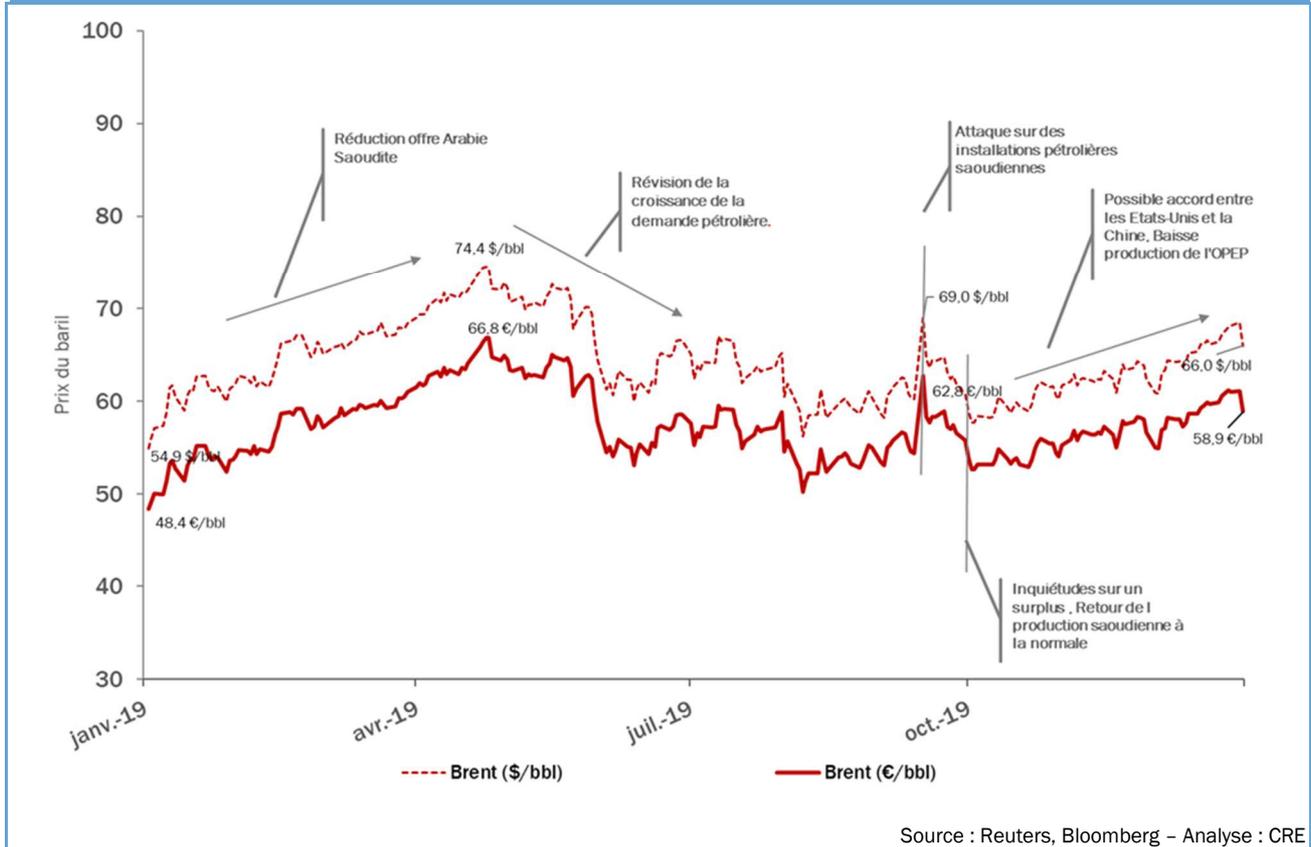
Graphique 3 : Evolution des prix des commodités



1.1. Focus sur les prix du Brent

Les prix du pétrole ont commencé l'année 2019 en forte hausse, après la chute de la fin de l'année 2018, jusqu'aux niveaux précédemment observés en 2018. Le prix moyen du baril de Brent sur l'année 2019 s'élève à 57,3 €, soit - 6% par rapport à la moyenne sur l'année 2018. Les marchés ont été agités au cours de l'année 2019 par les évolutions du contexte géopolitique, notamment les sanctions décidées par les Etats-Unis à l'encontre de l'Iran et du Venezuela et les attaques contre des installations pétrolières en Arabie Saoudite, ainsi que par les incertitudes sur l'économie.

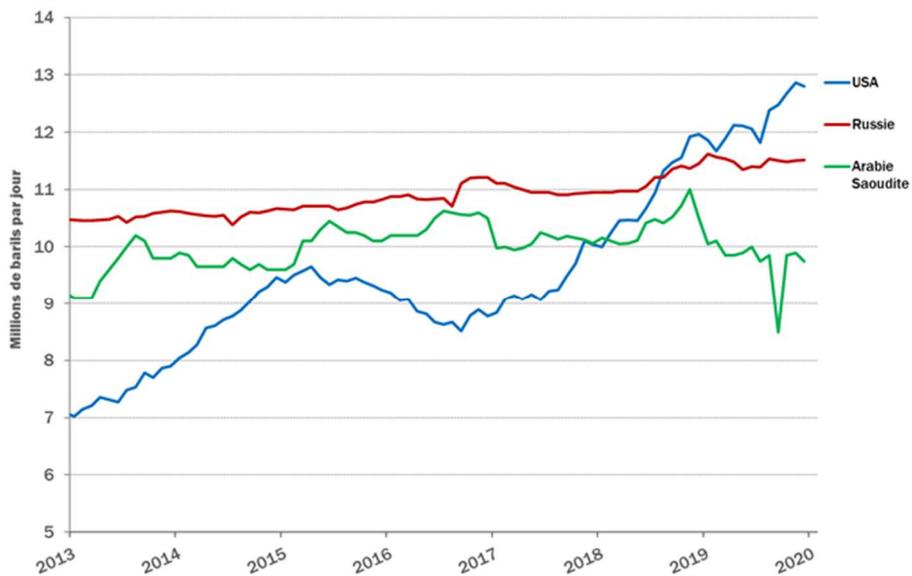
Graphique 4: Cours du pétrole



La demande mondiale de pétrole en 2019 marque 100,75 millions de barils par jour (mbj), une très faible hausse de 0,78 mbj par rapport au niveau de 99,97 mbj en 2018. C'est la Chine qu'a soutenu cette hausse avec l'augmentation de +0,49 mbj de sa demande de pétrole tandis que les Etats-Unis, toujours le premier consommateur au monde, sont restés quasiment au même niveau qu'en 2018 avec un petit recul de -0,05 mbj.

De côté de l'offre, la croissance est soutenue principalement par la production des États-Unis et du Brésil. Depuis 2018, les Etats-Unis revendiquent sa position de premier producteur mondial de pétrole brut avec 12,8 mbj devant la Russie et l'Arabie saoudite, notamment grâce à l'exploration du pétrole de schiste accélérée depuis le début de la décennie. Les volumes exportés par les Etats-Unis ont augmenté de 45 % en 2019 par rapport à 2018 en atteignant en moyenne 2,9 mbj. En contrepartie, des pays de l'OPEP comme l'Iran et le Venezuela continuent à avoir des pertes importantes de production due aux facteurs géopolitiques comme les sanctions des Etats-Unis, ou aux facteurs économiques au Venezuela à cause de l'absence d'investissement en maintenance et infrastructure.

Graphique 5 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. Focus sur les prix du charbon

Après des décennies de hausse, l'année 2019 a été marquée par une baisse record de la part du charbon dans la production de l'électricité à travers le monde. Cependant, si ce déclin semble être durable en Europe et aux États-Unis, cette tendance n'est pas observée en Asie. Notamment, la Chine, qui représente à elle seule la moitié des capacités fonctionnant au charbon installées dans le monde, continue à construire des nouvelles centrales.

Quelques divergences existent également au niveau européen. Si en France et au Royaume-Uni la demande du charbon s'est approchée de zéro avec la fermeture à venir des dernières centrales électriques fonctionnant au charbon, la Pologne, l'un des principaux consommateurs de charbon en Europe, maintient la forte sollicitation des centrales au charbon.

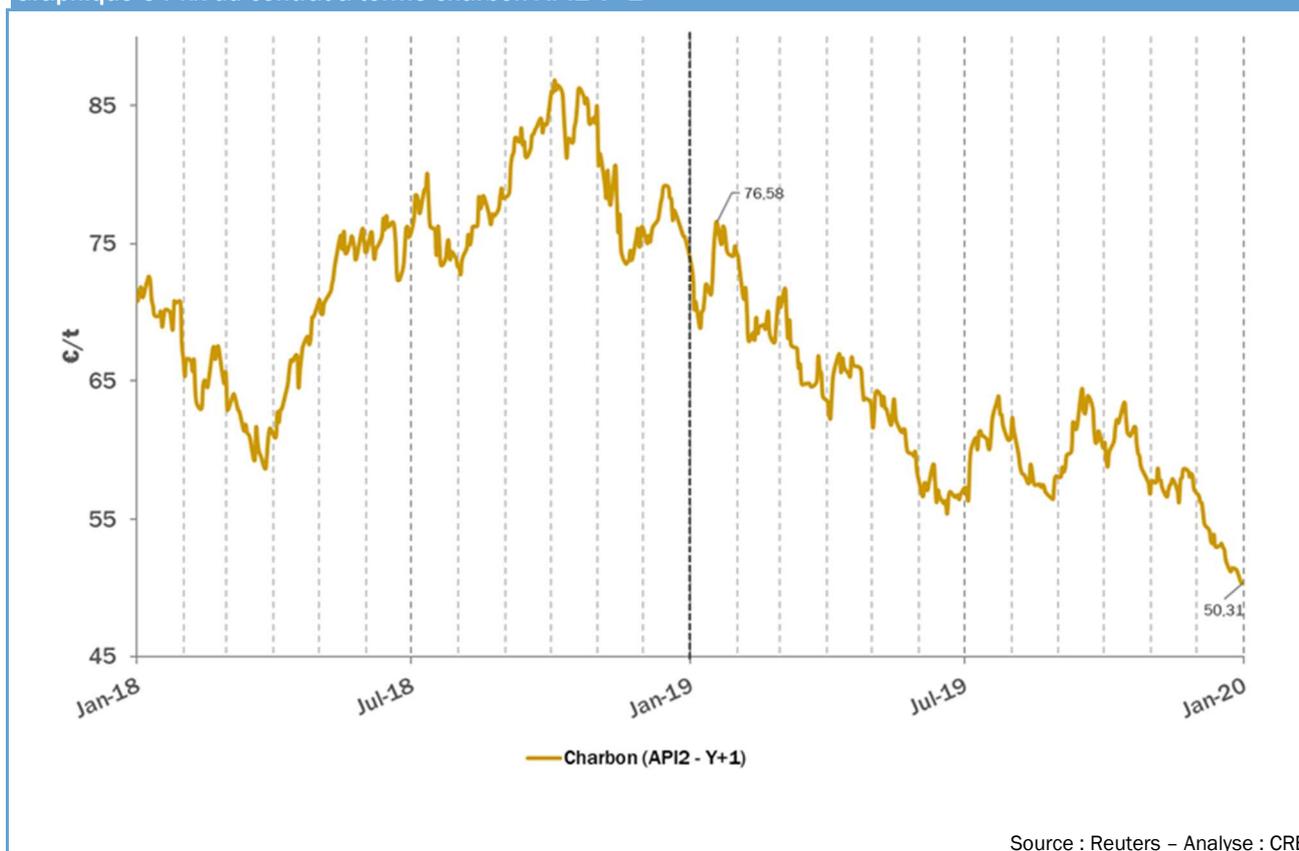
En 2019, le prix de référence du charbon en Europe API2 Y+1 chute du 77,4 €/t en début de l'année à 50,3 €/t, soit -35 %. En moyenne sur l'année, le prix affiche également une baisse d'environ 16 % par rapport 2018 en s'établissant à 62 €/t contre 74 €/t.

L'évolution des marchés du charbon a été guidée par l'activité en Asie et notamment en Chine et l'Inde, premier et deuxième consommateurs mondiaux.

C'est notamment dans le sillage des décisions de la Chine que l'année 2019 a démarré avec l'évolution des prix à la baisse. En effet, depuis novembre 2018 la Chine, ayant accumulé des stocks importants de charbon à l'approche de l'hiver, a décidé de limiter l'arrivée des cargos face à une offre excédentaire du charbon. Cependant, le plan de relance économique de la Chine et sa décision d'augmenter la production d'électricité à base de charbon ont enlevé courant mai 2019 les restrictions d'importation pour maintenir le prix du charbon stable et rendre les entreprises chinoises plus compétitives. En résultat, la Chine a même importé 7 % de plus de charbon par rapport à 2018.

Outre l'influence asiatique, les répercussions des perturbations sur le marché du pétrole peuvent être observées dans l'évolution des cours du charbon du deuxième semestre 2019.

Graphique 6 Prix du contrat à terme charbon API2 Y+1



Source : Reuters – Analyse : CRE

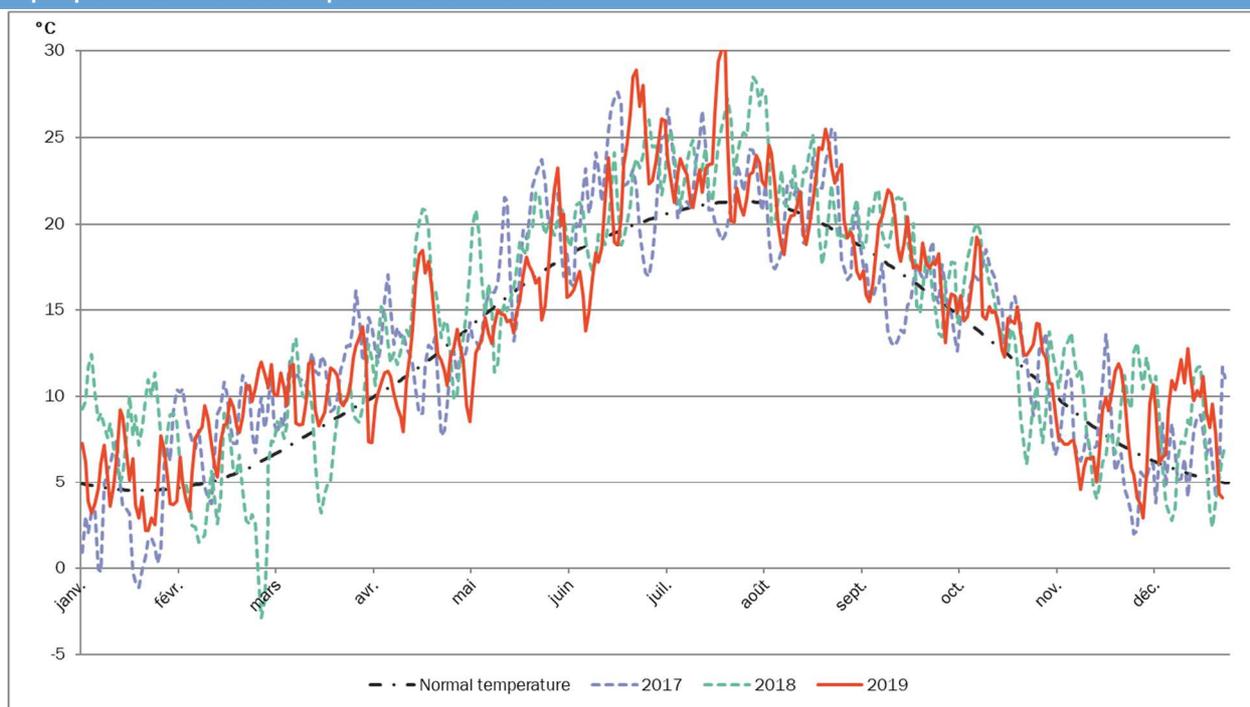
2. 2019, 3ÈME ANNÉE LA PLUS CHAUDE DEPUIS LE DÉBUT DU XXÈME SIÈCLE

Les températures 2019 sont restées en moyenne plus élevées que la normale. La température moyenne annuelle a dépassé la normale de 0,5 °C, soit +3,9 %, plaçant l'année 2019 au 3^{ème} rang des années les plus chaudes depuis le début du XX^e siècle, derrière 2014 et 2018. L'année 2019 s'est également caractérisée par de faibles précipitations au cours des trois premiers trimestres.

Après un mois de janvier avec des températures de saison, les températures des mois suivants du semestre ont été plus douces que la normale saisonnière avec un écart moyen positif de +0,38 °C. Au cours du deuxième semestre 2019, les températures observées ont été considérablement plus chaudes, +0,9 °C, au-dessus des normales. Deux épisodes de canicules ont marqué l'année en juin et juillet avec des températures enregistrées aux niveaux records dont un record absolu de chaleur pour la France enregistré avec 46 °C le 28 juin 2019.

En moyenne sur l'année 2019 la pluviométrie a été proche de la normale mais très contrastée tout au long de l'année. Pendant les trois premiers trimestres les précipitations sont restées déficitaires. Ce déficit pluviométrique associé à des températures estivales très élevées a notamment provoqué un assèchement des barrages. Le dernier trimestre très pluvieux a rétabli le cumul annuel de précipitations à un niveau plus conforme à la normale annuelle.

Graphique 7: Courbe des températures en France



Source : Reuters - Analyse : CRE

3. LE PRIX DU CO₂ SE MAINTIENT GRÂCE À MISE EN ŒUVRE DE LA RÉSERVE DE STABILITÉ DE MARCHÉ

L'année 2019 a été marquée par la mise en œuvre de la Réserve de Stabilité de Marché (*Market Stability Reserve - MSR*). Ce mécanisme a pour objectif de maintenir le surplus de permis d'émissions en circulation sur le marché entre 400 MtCO₂ et 833 MtCO₂. Ainsi, si le surplus de permis est supérieur à la borne haute, 12 % de la quantité des quotas en circulation seront placés dans la réserve ; si, à l'inverse, le surplus est inférieur à la borne basse, 100 MtCO₂ seront remis en circulation. De 2019 à 2024, le taux d'absorption de la MSR initialement prévu à 12 % est doublé et vaut 24 %.

La MSR a absorbé 397 MtCO₂ du surplus de permis en circulation en 2019 et 300 MtCO₂ issus du *backloading*⁴¹ y ont été également placés. Ainsi, en 2019, la demande de permis d'émission était supérieure au nombre de permis distribués. Cela a eu pour conséquence de maintenir le prix du quota, après la hausse spectaculaire de 2018. En effet, début 2018, le prix *spot* du quota était de 7,8 €/tCO₂, il était de 24,6 €/tCO₂ fin 2018. Le prix moyen de 2019 a été de 24,8 €/tCO₂, soit une hausse de 57 % par rapport au prix moyen de 2018 (15,5 €/tCO₂). L'année 2019 s'est clôturée avec un prix de 24,9 €/tCO₂, soit à un niveau similaire à celui atteint fin 2018. Par ailleurs, l'année

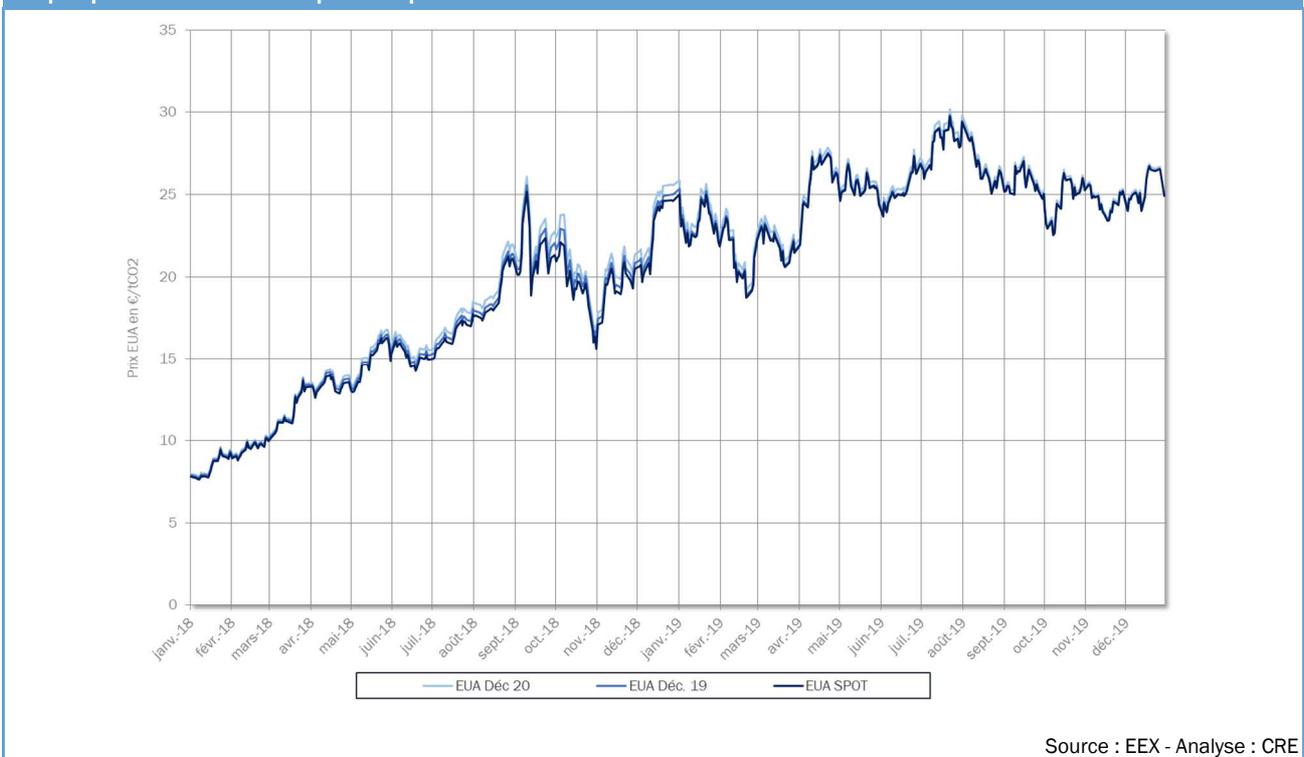
⁴¹ Le *backloading* est un mécanisme court-terme de gestion du surplus des permis en circulation qui a consisté à retirer temporairement du marché 900 MtCO₂ entre 2014 et 2016 (400 MtCO₂ en 2014, 300 MtCO₂ en 2015, 200 MtCO₂ en 2016).

2019 a été marquée par un pic historique des prix du quota de 29,95 €/tCO₂ observé le 24 juillet 2019. Globalement, le prix a cependant été moins volatil en 2019 qu'en 2018.

Le prix du quota d'émission a connu quelques soubresauts en 2019 en raison notamment des incertitudes liées à la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne (communément appelée « Brexit »). En effet, en raison de la date initiale du Brexit, le 29 Mars 2019, le Royaume-Uni ne devait pas participer à l'EU ETS en 2019. Pendant ces trois premiers mois de l'année, les prix étaient alors à leur niveau le plus bas de l'année, avec une moyenne de 22,1 €/tCO₂. Les négociations des conditions de sortie et le report de la date ont finalement induit sa participation pour les années 2019 et 2020. Ainsi, tout au long de 2019, le prix a fluctué au rythme de l'évolution des négociations en cours : une sortie sans accord impliquait la vente des surplus de permis du Royaume-Uni et donc un effet baissier sur les prix.

Le marché a également réagi aux négociations européennes sur le climat, alors que la Commission européenne a accueilli sa nouvelle Présidente, Ursula von der Leyen, qui s'est affichée en faveur de la lutte contre le réchauffement climatique. Par ailleurs, l'Allemagne a annoncé en février 2019 un plan de sortie de la production d'électricité à base de charbon, sans annoncer dans un premier temps si le surplus de permis d'émissions associé serait supprimé, créant ainsi de l'incertitude sur l'offre disponible dans les années à venir. Début décembre 2019, lors de la COP 25 à Madrid, l'Allemagne a finalement annoncé que les surplus seraient supprimés.

Graphique 8 : Evolution du prix du quota de CO₂



Source : EEX - Analyse : CRE

4. LE PRIX DES MATIÈRES PREMIÈRES EN 2019 DANS UNE PERSPECTIVE HISTORIQUE

L'année 2019 s'est donc caractérisée par une baisse des prix du gaz, du charbon et de l'électricité. Entre les mois de janvier et décembre 2019, le prix du gaz a diminué de 19,8 à 13,3 €/MWh et celui de l'électricité a suivi la même tendance passant de 54,5 à 43,5 €/MWh.

Pour autant, si le niveau absolu du prix de l'électricité reste dans la moyenne historique des treize dernières années, le gaz au contraire a fini l'année à un niveau proche du plus bas observé (Graphique 9). Depuis 2007, le prix moyen de l'électricité s'est établi à 47,2 €/MWh soit proche du prix moyen de l'année 2019, qui était de 50,8 €/MWh. Pour le marché du gaz, le prix moyen s'élève à 22 €/MWh pour la période entre 2007 et fin 2018. Ainsi, si le prix moyen 2019 de 18 €/MWh est encore relativement proche de la moyenne, les prix enregistrés à la fin de l'année sont bien parmi les plus faibles historiques. La perspective historique permet d'ailleurs de constater que l'année 2019 rompt la tendance haussière des prix des matières premières depuis 2016. S'agissant de l'électricité, le prix fin 2019 se retrouve également au niveau minimum observé pendant la crise 2008-2009 de l'ordre de 43,9 €/MWh mais reste éloigné du minimum historique de la période de 25,6 €/MWh enregistré en 2016.

En 2019, même si une certaine corrélation entre les prix des matières premières et celui du pétrole persiste, les prix ont suivi des trajectoires opposées à celle des prix du Brent. En particulier, le prix du gaz évolue de façon très autonome dans un contexte d'une indexation moindre des contrats gaziers sur les indices pétroliers, de la flexibilité du marché du gaz gagnée récemment avec l'arrivée massive du GNL, des nouvelles infrastructures d'absorption des volumes de gaz ainsi que des gazoducs développés et d'une moindre demande du principal consommateur.

Graphique 9 Historique des prix des matières premières (prix courants)



SECTION 3
LES MARCHES DE GROS DE L'ELECTRICITE

1. EVOLUTION DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE EN FRANCE EN 2019

L'année 2019 a connu une consommation plutôt stable par rapport à l'année précédente, avec des aléas climatiques qui ont favorisé l'utilisation de moyens renouvelables mais également des centrales à gaz qui ont profité des prix bas du gaz et des taux de disponibilités nucléaires et hydrauliques bas.

Le Graphique 10 présente une vision simplifiée des principaux flux pour l'année 2019 sur le système électrique français et les compare aux chiffres de 2018 (entre crochets).

Graphique 10 : Bilan des injections et soutirages sur l'année 2019 [2018]

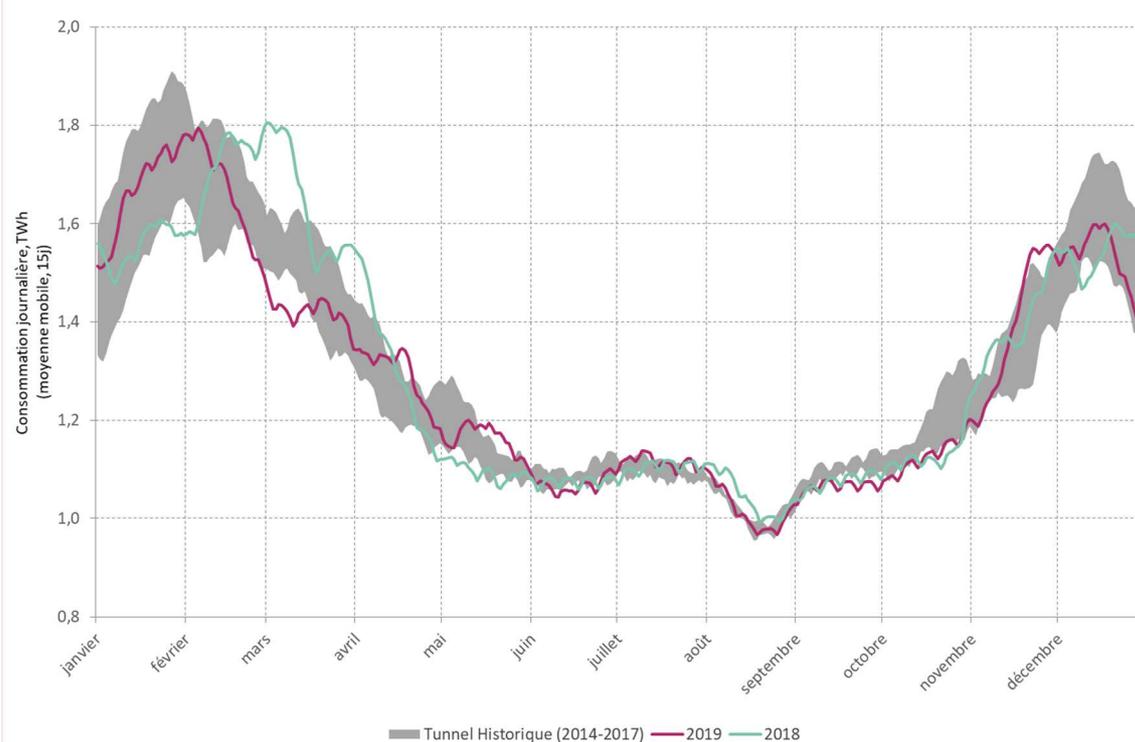


1.1. Focus sur l'évolution de la consommation

La consommation totale en France en 2019 est restée quasiment stable par rapport aux niveaux de 2018 avec 444 TWh, soit une légère baisse de 0,5 % (Graphique 11). L'année 2019 est caractérisée par des températures plus douces et en moyenne plus élevées que la normale, tout comme en 2018. En comparant les consommations corrigées des aléas climatiques, une baisse d'environ 1 % a été observée par rapport à l'année dernière. 2019 est l'année de la plus faible consommation au cours de la dernière décennie, ce qui est le résultat de l'effort des dernières années en matière d'efficacité énergétique mais aussi le reflet de l'évolution vers une économie tertiaire moins électro-intensive. Cette tendance à la maîtrise de la consommation est aussi observée dans un grand nombre des pays européens.

Globalement sur l'année, la consommation s'est maintenue dans la moyenne du tunnel historique. Quelques épisodes de consommation inférieure aux bornes du tunnel historique ont été observés au début de mars, en juin, ainsi qu'en octobre et novembre. Ces épisodes sont à relier à des températures clémentes.

Graphique 11 : Consommation en France



Source : RTE – Analyse : CRE

Les injections physiques sur le réseau ont légèrement baissé, entre les années 2018 et 2019 avec un recul de 1,6 %, de 575 TWh à 564 TWh. Les souscriptions ARENH⁴² en 2018 pour livraison en 2019 passent de 96 à 121 TWh (dont 21 TWh pour la couverture des pertes sur les réseaux) du fait de la compétitivité du produit ARENH. Le volume d'ARENH alloué pour 2020 lors des guichets de 2019 est de 26,2 TWh au titre des pertes réseaux et 100 TWh pour les consommateurs finaux.

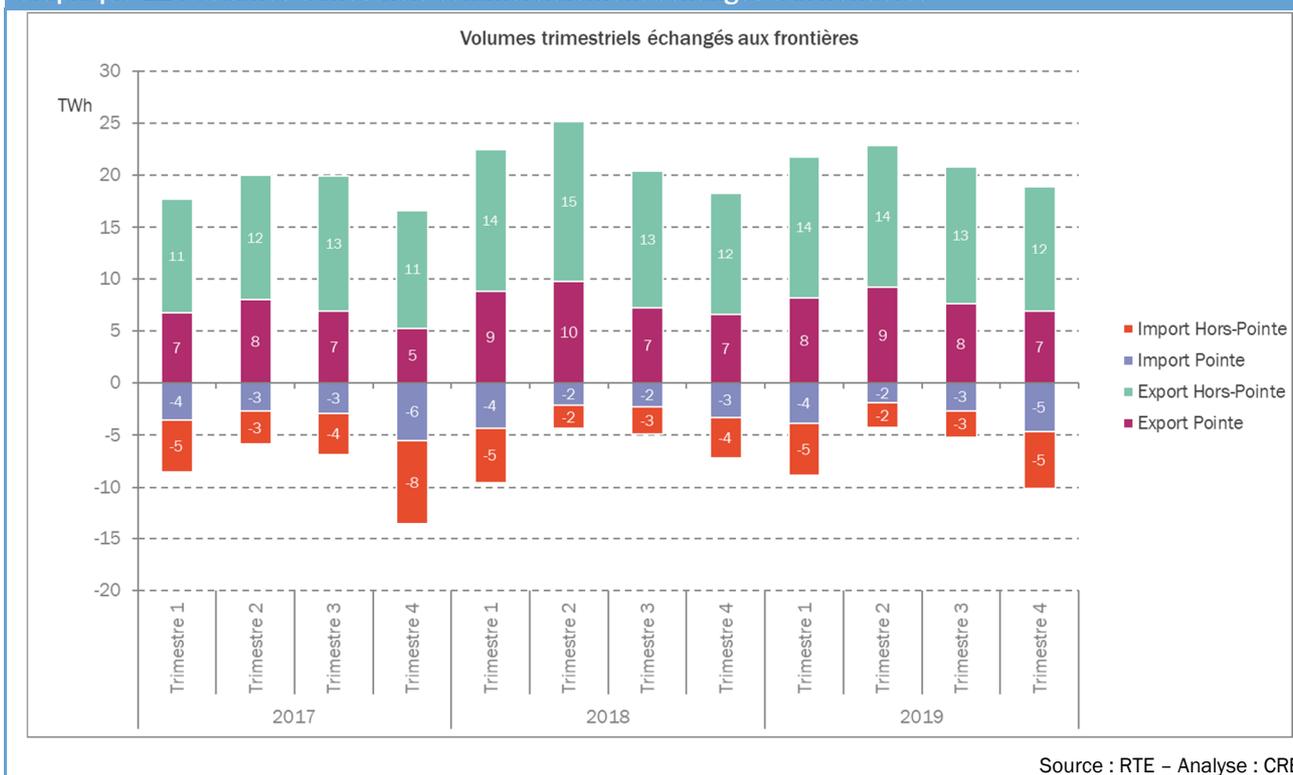
La capacité installée totale du parc de production français a augmenté en 2019 de 1,7 %, passant de 132,9 GW à 135,3 GW. Cette hausse est due aux énergies renouvelables dont la capacité installée passe de 25,3 GW en 2018 à 28,1 GW en 2019 (soit +11,1 %).

La production totale d'électricité en 2019 baisse après une année de récupération, de -2 % par rapport à 2018. La production française passe ainsi de 548,6 TWh à 537,7 TWh pour l'année. Les filières nucléaire et hydraulique ont été moins sollicitées par rapport à 2018 avec -3,5 % et -12,1 % respectivement, alors que les centrales au gaz ont été appelées davantage (+23,8 %) et que la production à partir de charbon s'est effondrée (-71,9 %). La production issue des énergies renouvelables a augmenté en ligne avec l'augmentation de la capacité renouvelable. Une hausse de la production de +21,2 % a été observée dans la filière éolienne.

La France conserve un solde commercial d'exportation élevé en 2019 de 55,8 TWh, toutefois en légère diminution par rapport à 2018 (-7 %), en particulier durant le dernier trimestre 2019 (Graphique 12). Ce bilan reflète la moindre disponibilité des moyens de production nucléaire et hydraulique.

⁴² 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.

Graphique 12 : Volumes trimestriels commercialement échangés aux frontières



1.2. La disponibilité du parc nucléaire reste faible en 2019

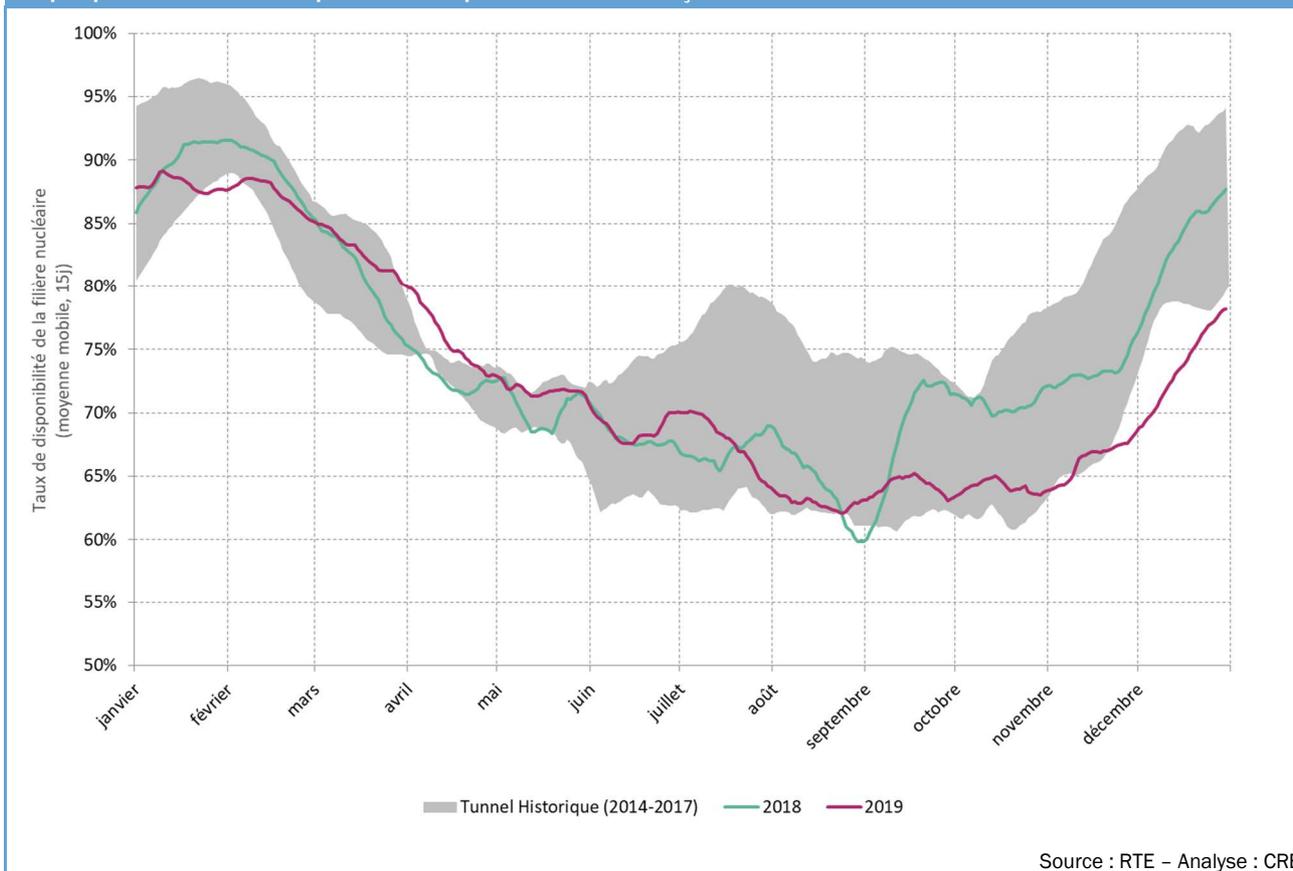
Le taux de disponibilité nucléaire baisse en 2019, passant de 74,78 % à 72,8 %. L'année a commencé avec une disponibilité dans la moyenne du tunnel historique, qui a néanmoins diminué vers les niveaux inférieurs à ceux historiques à la fin du mois de janvier. Puis, entre mars et juin, le parc est retourné vers le haut du tunnel historique en montrant une bonne disponibilité. Cependant, à partir du mois de juin la disponibilité baisse et l'année se termine avec des niveaux à nouveau inférieurs par rapport à ceux historiques.

Quelques épisodes ont impacté cette évolution en 2019. En particulier, pendant le 2^{ème} trimestre la deuxième canicule de l'année du 24 et 25 juillet a conduit six centrales nucléaires à baisser leur puissance pour respecter les contraintes environnementales liées à des températures de l'eau. Plus tard, le 11 novembre, à la suite d'un tremblement de terre d'une magnitude de 5,4 sur l'échelle de Richter en Ardèche, certains réacteurs de la centrale de la zone ont été interrompus pour des contrôles de sécurité standards pour ce type d'évènements, ce qui a réduit la puissance disponible de 2700 MW.

Enfin, décembre 2019 marque la chute la plus importante de la disponibilité pendant l'année 2019 à cause des grèves et des difficultés techniques qui ont conduit à repousser certaines fins d'arrêts pour maintenance à 2020, dépassant les dates de remise en marche initiales.

La baisse de la disponibilité nucléaire entraîne un impact négatif sur la production de cette filière en 2019 en l'amenant à 379,5 TWh soit -3,5% par rapport 2018. La filière nucléaire reste toujours la principale source de production en France avec 70,6 % du mix énergétique. Cependant, ce taux est le plus faible des 30 dernières années.

Graphique 13 : Taux de disponibilité du parc nucléaire français



1.3. Tirées par la croissance de la filière éolienne, les capacités installées en énergies renouvelables (hors hydraulique) augmentent tandis que les capacités installées des filières thermiques fossiles diminuent

Les capacités installées des filières renouvelables (hors hydraulique) poursuivent leur croissance pour s'établir à 28 GW. Dès 2017 le gouvernement a annoncé la volonté de fermer les centrales à charbon vers 2022. Depuis huit centrales thermiques ont été fermées, et la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat a confirmé l'arrêt de la production d'électricité à partir du charbon d'ici 2022. Les filières éoliennes et solaires, affichent une croissance soutenue depuis plusieurs années avec un taux de croissance annuel moyen pour la période 2014-2019 de 13 % pour l'éolien et de 12 % pour le solaire (Tableau 2).

La production des filières renouvelables (hors hydraulique) progresse de 15 % par rapport 2018 s'établissant à 54,7 TWh. La production éolienne croît de +21,2 % soit 34,1 TWh, ce qui s'explique par la croissance du parc mais aussi par des conditions météorologiques favorables à cette filière en 2019. La filière solaire est également en hausse de 7,8 % par rapport 2018 avec 11,6 TWh de production en 2019.

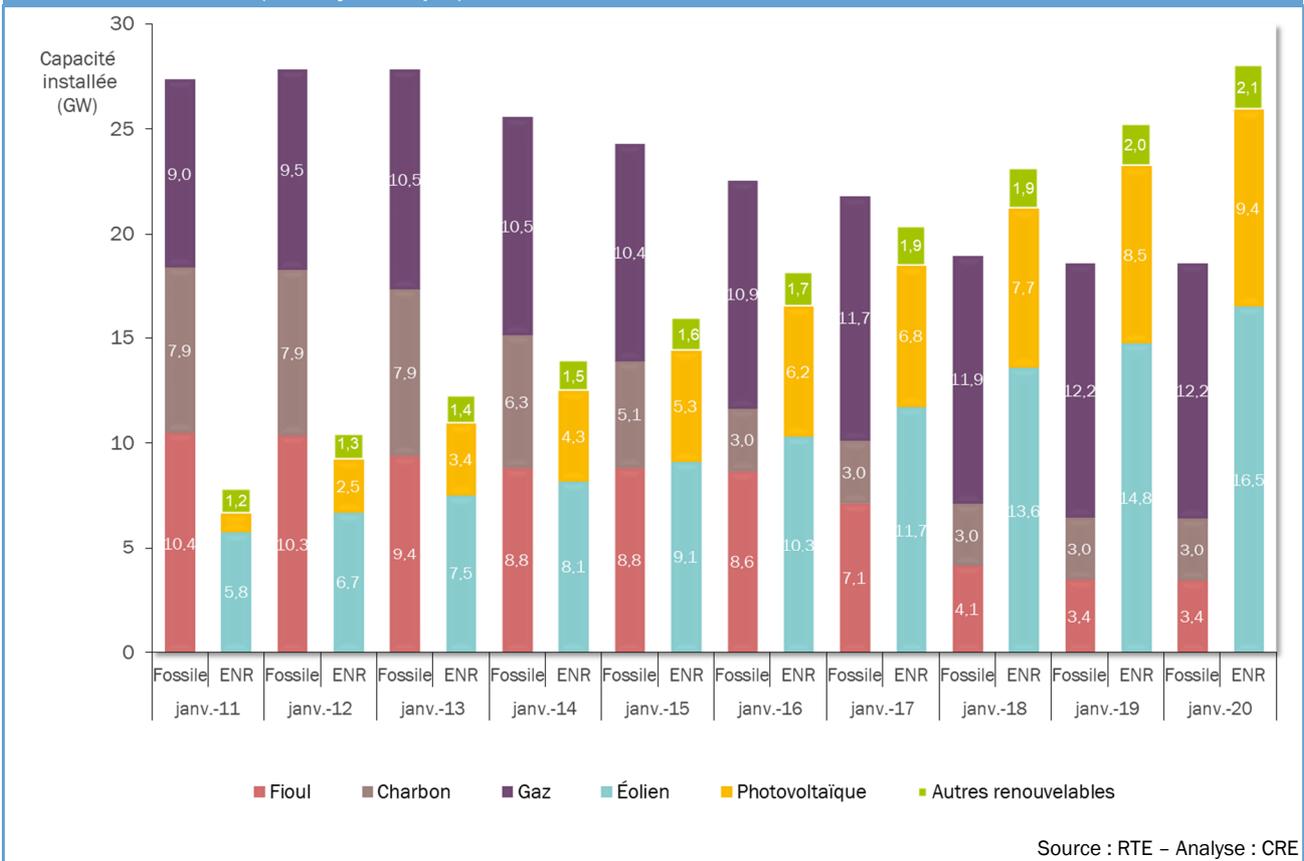
Tableau 2 Evolution de la capacité installée des filières renouvelables

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TCAM ⁴³ 2014/2019
Eolien (GW)	9,1	10,3	11,7	13,6	15,1	16,5	+13 %
Solaire (GW)	5,3	6,2	6,8	7,7	8,5	9,4	+12 %

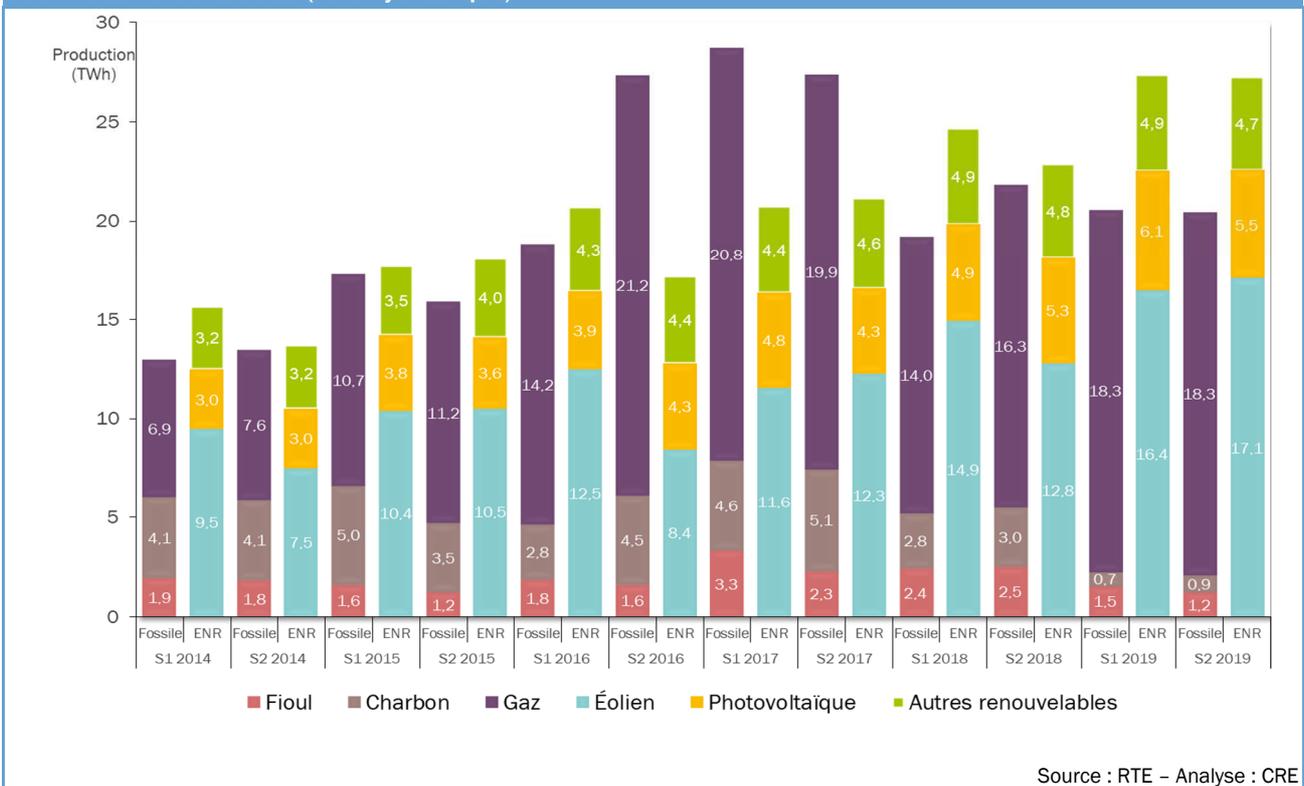
⁴³ Taux de croissance annuels moyen.



Graphique 14 : Comparaison des capacités installées des filières thermiques fossiles (hors nucléaire) et des filières renouvelables (hors hydraulique)



Graphique 15 : Comparaison des productions semestrielles des filières thermiques fossiles (hors nucléaire) et des filières renouvelables (hors hydraulique)

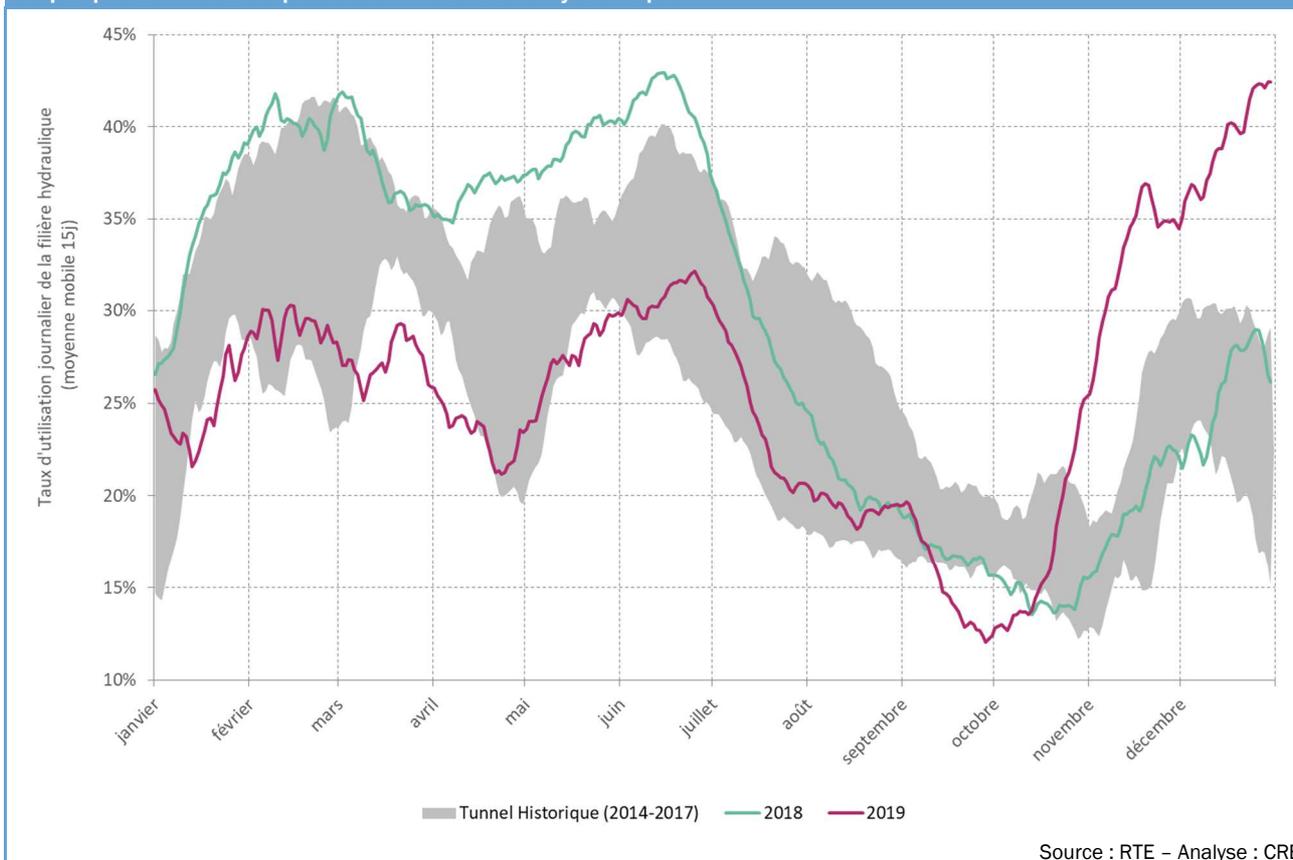


1.4. La faiblesse des précipitations en début d'année a conduit à une sollicitation modérée de la filière hydraulique

Le taux de production moyen de la filière hydraulique enregistre une baisse en 2019 de 4 % par rapport à 2018. A cause d'une pluviométrie déficitaire et des températures relativement douces pendant les trois premiers trimestres, les taux de production se sont situés plutôt dans la partie basse du tunnel historique avec un minimum d'utilisation vers fin septembre de 12 %. Au total, la production hydraulique en 2019 s'élève à 60 TWh, 12,1 % plus bas que l'année précédente avec 68,3 TWh.

Même si l'année 2019 commence avec des niveaux des stocks hydrauliques plutôt élevés pour la saison, la filière a été peu sollicitée dans le contexte de faible pluviométrie afin de conserver l'eau à utiliser pendant l'été. Le stock hydraulique se reconstitue à partir de septembre grâce au retour des précipitations importantes et atteint un bon niveau de remplissage à la fin de l'année. Cela se répercute également dans le taux d'utilisation de la filière qui a bondi drastiquement pendant la dernière partie de l'année.

Graphique 16 : Taux de production de la filière hydraulique



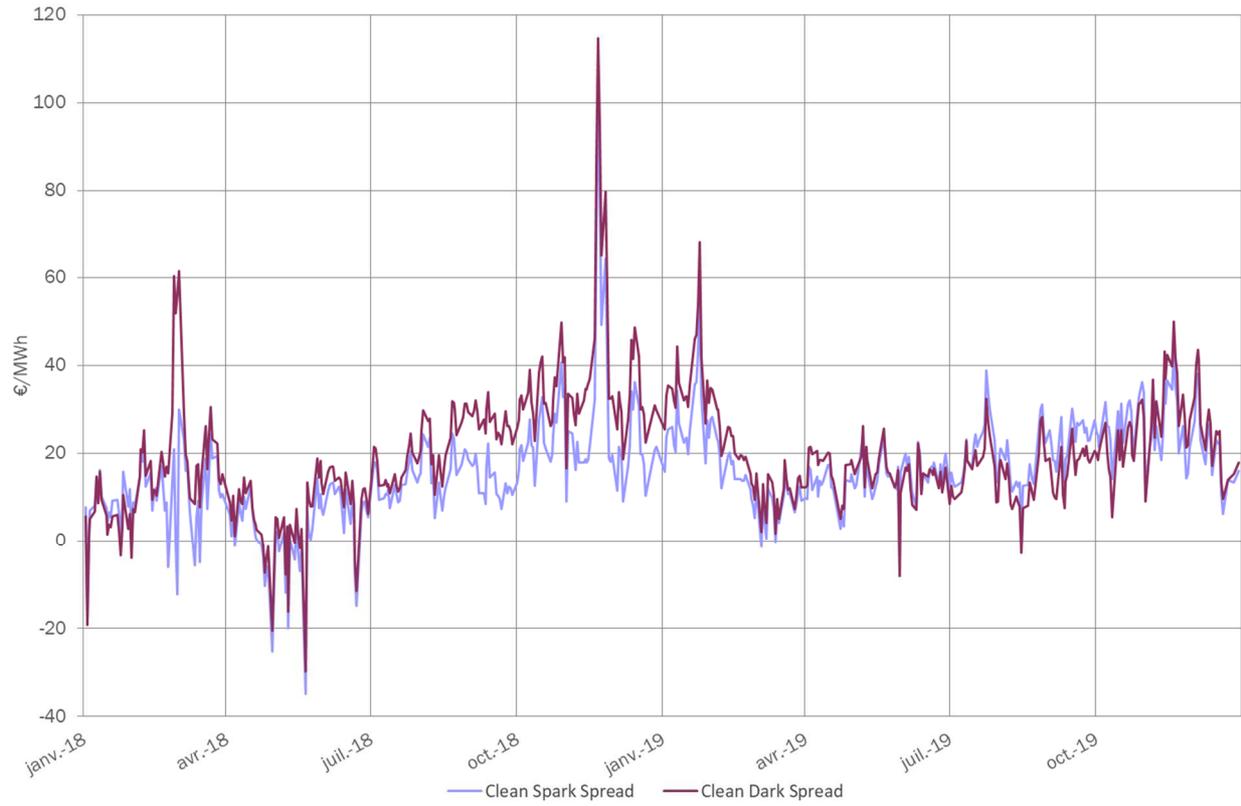
1.5. Si le gaz progresse au détriment des filières nucléaire et hydraulique, la sollicitation de la filière charbon baisse fortement

La production thermique augmente en 2019 et passe de 39,4 TWh en 2018 à 42,6 TWh soit +9,8 %.

La sollicitation de la filière gaz au cours de l'année 2019 (Graphique 18) a été plus élevée que l'historique avec un taux de production moyen de 35 %, soit 6 points de plus qu'en 2018. La production plus importante a été observée au début de l'année et pendant la période mai – juillet, affectée par les différentes vagues de chaleur qui ont limité l'usage du nucléaire dans un contexte par ailleurs nécessitant la préservation de la ressource hydraulique. Le reste de l'année, un comportement de modulation est observé et le taux reste dans la moyenne des niveaux historiques.

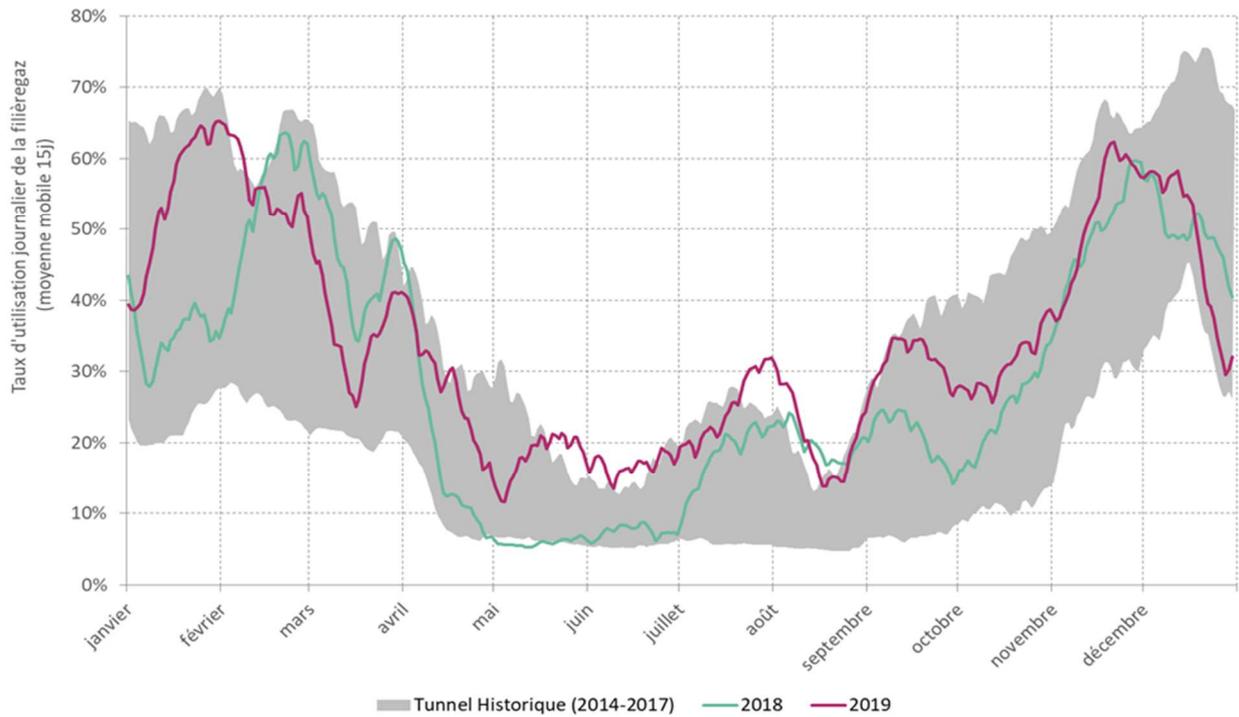
Le taux de production de la filière charbon a chuté fortement en 2019 à 6 % en 2019 contre 21 % en 2018 (Figure 19), avec des longues périodes de non-utilisation. La production s'établit à 1,6 TWh et reste négligeable par comparaison à celle du gaz qui s'élève à 38,6 TWh, favorisée par la hausse du cours des quotas de CO₂. La production de la filière charbon se répartit seulement dans les mois hivernaux de janvier, novembre et décembre et très marginalement le reste de l'année notamment pendant la vague de chaleur fin juillet.

Graphique 17 : Clean dark et spark spreads spot pointe



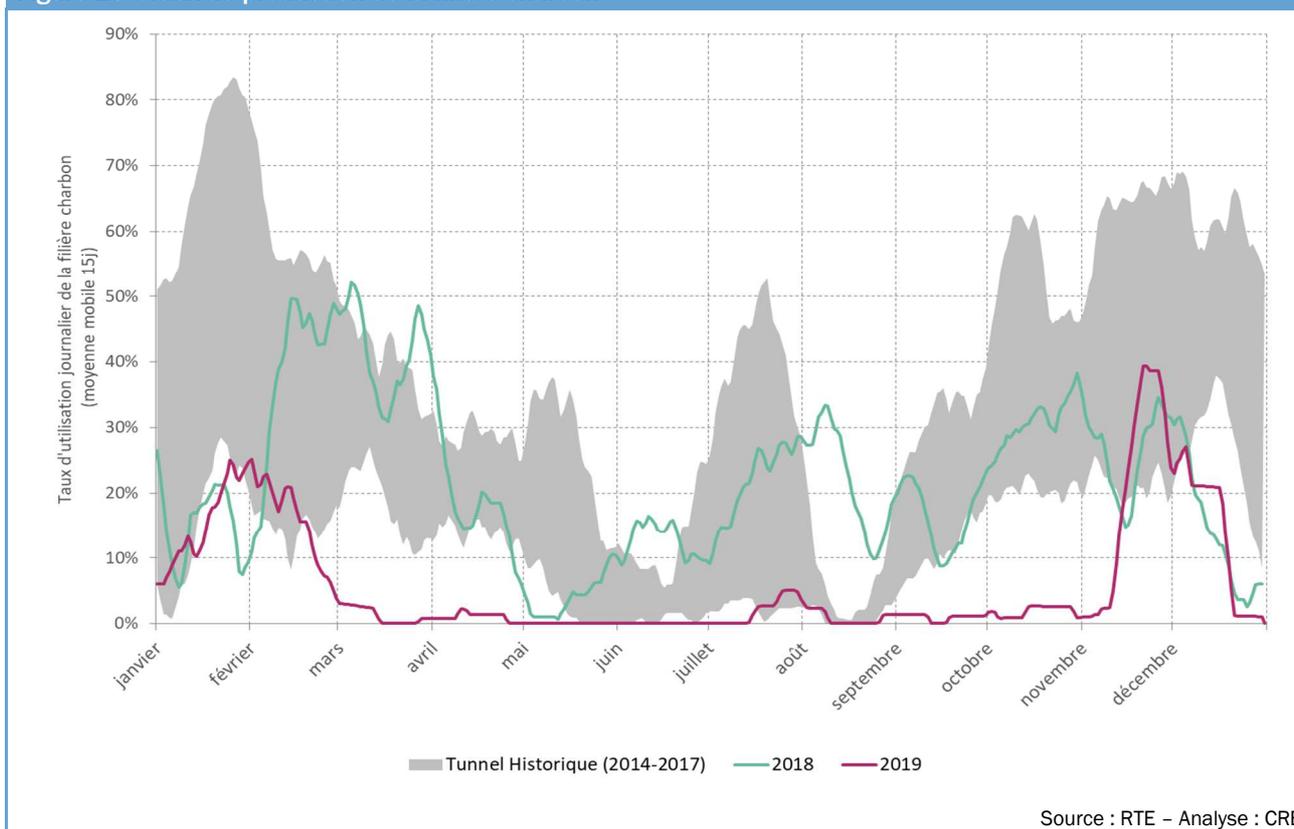
Source : ECX, Heren, Powernext, EPEX Spot – Analyse CRE

Graphique 18 : Taux de production de la filière gaz



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 19 : Taux de production de la filière charbon



1.6. Marginalité des différentes filières de production en 2018 et 2019

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*. 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*.

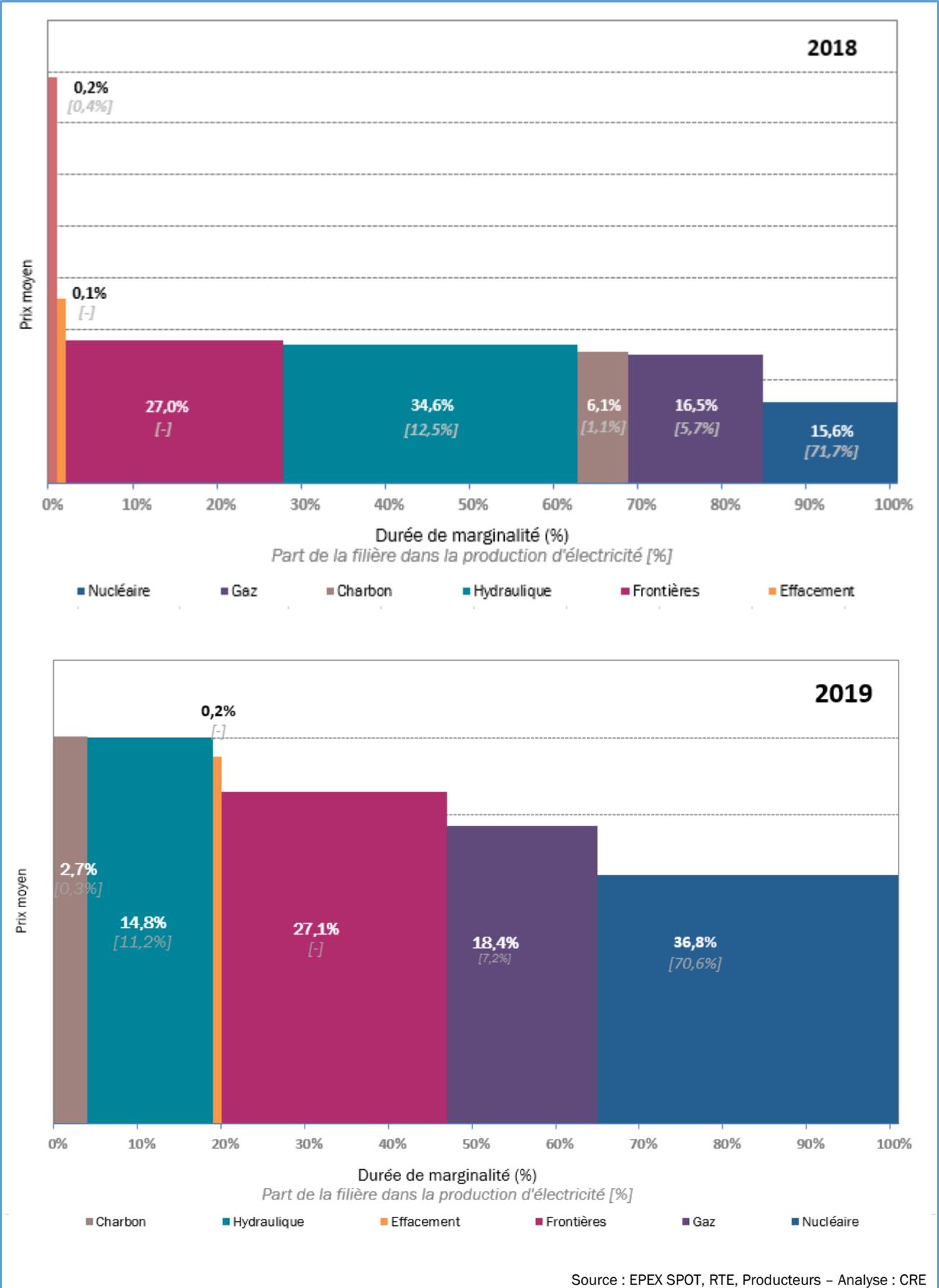
La répartition de la marginalité des filières évolue en 2019. Tout d'abord, le fioul, qui disparaît peu à peu du mix énergétique français, n'a jamais été marginal en 2019. Le charbon devient la filière ayant le prix moyen le plus élevé lorsqu'elle est marginale et a un taux de marginalité de 2,7 % contre 6,1 % en 2018.

L'hydraulique, dont le prix moyen lorsque la filière est marginale flirte avec celui du charbon, est marginale 14,8 % du temps en 2019 contre 34,6 % en 2018. Cette baisse de près de 20 % intervient alors que pendant toute la première partie de l'année 2019, l'hydraulique a été peu sollicitée dans le contexte d'une faible pluviométrie afin d'en préserver les stocks. Ainsi, la filière s'est positionnée dans le *merit order*, en substitution du charbon mais pas du gaz. Cette dernière filière affiche en effet un prix moyen marginal bien inférieur et son taux de marginalité augmente de 2% par rapport à 2018.

La filière nucléaire, dont le coût moyen marginal est ici le plus bas, connaît une forte croissance de son temps de marginalité qui passe de 15,6 % en 2018 à 36,8 % en 2019, ce qui est cohérent avec la baisse des prix *spot* en 2019.

Enfin, comme en 2018, les échanges aux frontières constituent un élément essentiel de la formation du prix en France puisqu'ils le déterminent 27,1 % du temps.

Graphique 20 : Marginalité des différentes filières de production en 2018 et 2019



2. LES PRIX DE GROS DE L'ELECTRICITE

2.1. Le prix spot a baissé de 21,5 % en moyenne en 2019

Le prix spot base moyen pour l'année 2019 a connu une forte baisse pour s'établir à 39,4 €/MWh, soit une diminution de 21,5 % par rapport à 2018. Les prix infra-journaliers ont suivi la même tendance que les prix spot base et se sont établis à 39,4 €/MWh en moyenne pour les produits horaires, ce qui correspond à une diminution de 23 % par rapport à 2018 (Tableau 3).

Dans la suite de la croissance des prix observée courant l'année 2018, l'année 2019 a commencé avec des prix spot relativement élevés. Cependant, le prix a connu un recul important par la suite. Cette évolution s'explique par des températures plus douces imposant moins de contraintes au système électrique mais surtout par la baisse des cours de matières premières, notamment le gaz.

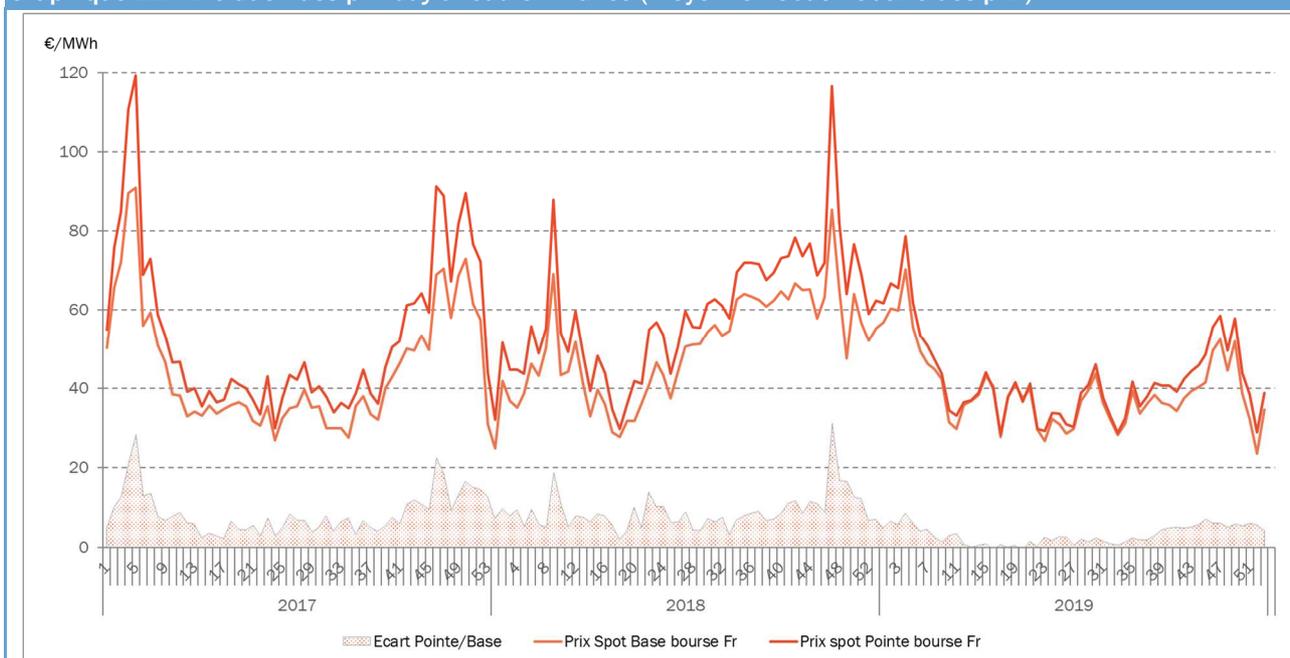
La volatilité a été relativement faible, mais quelques pics de prix ont été observés. Un premier pic de prix est observé fin janvier à cause d'une vague de froid qui amène la consommation et le prix à leurs plus hauts niveaux de 2019, le 24 janvier avec 88,5 GW à 19h et 86 €/MWh en moyenne pour la journée respectivement. Une baisse importante est observée après ce pic en suivant la chute des cours du charbon et du gaz. Une certaine stabilisation est ensuite observée avec peu de variabilité et des petits pics de prix à relier aux vagues de chaleur. L'année 2019 clôture avec une nouvelle baisse importante pendant le mois de décembre impacté par les mouvements sociaux qui ont diminué la demande et notamment celle du secteur des transports.

Tableau 3 : Prix moyen day-ahead et intraday

Période	Prix Day-Ahead moyen	Prix Intraday moyen
2017	44,98 €/MWh	45,05 €/MWh
2018	50,20 €/MWh	51,19 €/MWh
2019	39,45 €/MWh	39,4€/MWh

Source : EPEX SPOT

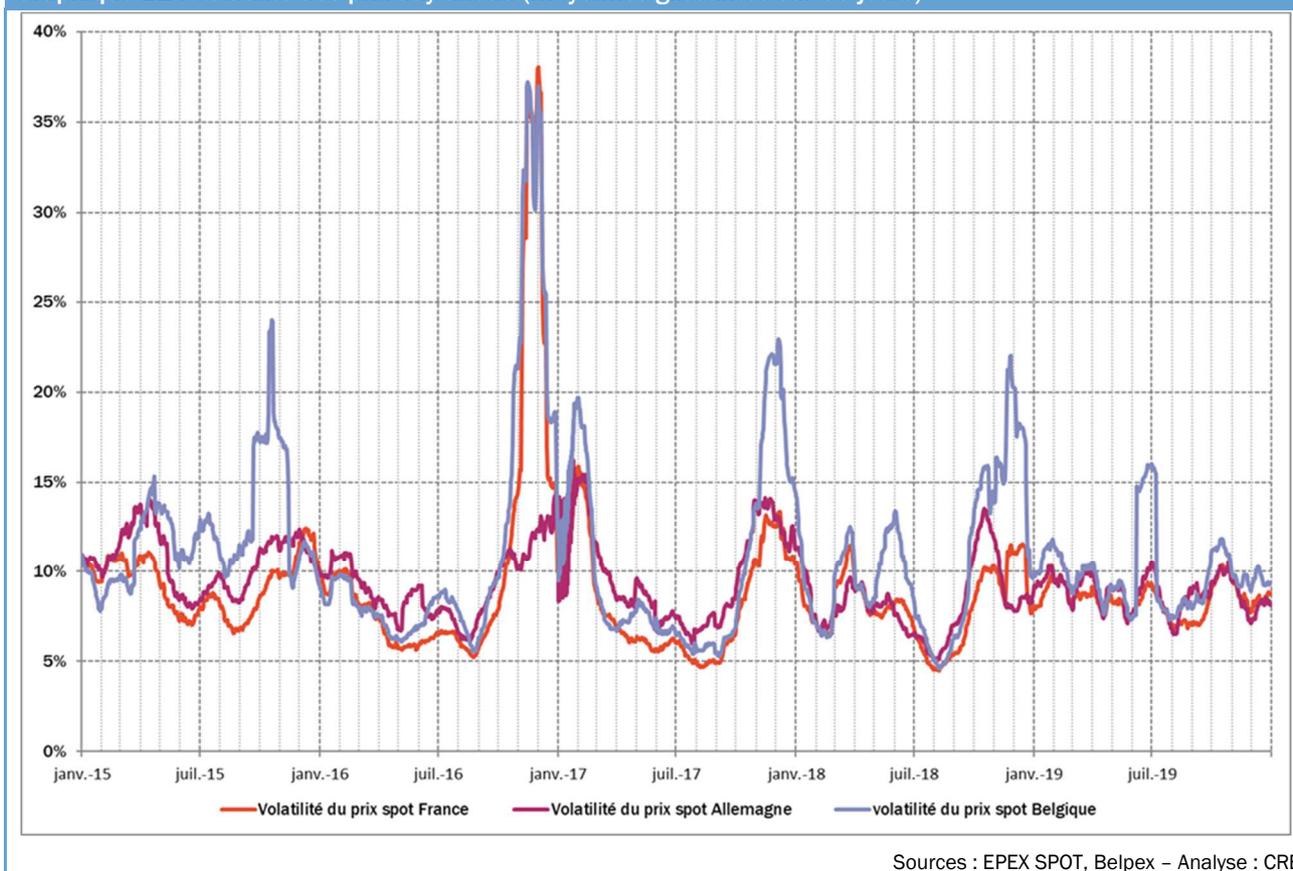
Graphique 21 : Evolution des prix day-ahead en France (moyenne hebdomadaire des prix)



Source : EPEX SPOT

La volatilité du marché français au cours de l'année 2019 a été plutôt à un niveau stable en comparaison aux années précédentes. Son comportement cyclique correspond aux aléas climatiques mais ne fait pas apparaître des forts pics à cause des vagues de froid ou de chaleur. (Graphique 22).

Graphique 22 : Volatilité des prix day-ahead (moyennes glissantes sur 30 jours)



2.2. Ecart entre prix spot et coûts marginaux d'EDF en 2019

S'agissant de la formation du prix *spot*, la CRE analyse les écarts entre les prix sur le marché *spot* et les coûts marginaux du parc EDF issus des calculs de ses modèles d'optimisation journaliers. En moyenne, l'écart prix – coûts en 2019 a été de 1,5 %, c'est-à-dire un niveau inférieur à celui observé en 2018 qui était de 3,5%, mais à un niveau identique à celui de 2017 (cf. rapports de surveillance 2018 et 2017). 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 4 : Evolution des écarts prix – coûts d'EDF

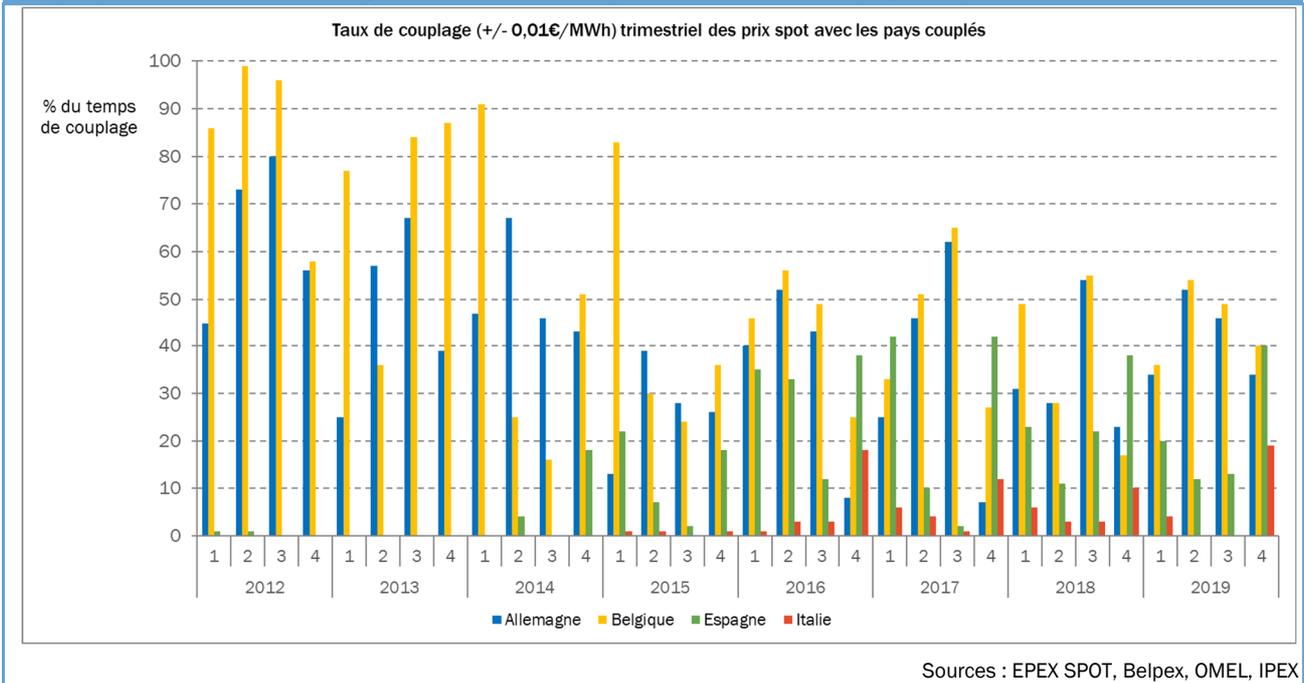
Année	Ecart prix-coûts
2008	6,0%
2009	6,5%
2010	3,2%
2011	5,0%
2012	2,2%
2013	4,5%
2014	5,5%
2015	5,3%
2016	2,9%
2017	1,5%
2018	3,5%
2019	1,5%

Sans préjuger de contrôles complémentaires, la CRE considère que l'écart moyen mesuré en 2019 ne traduit pas l'exercice d'un pouvoir de marché par EDF.

2.3. Des taux de convergence des prix horaires avec les pays couplés contrastés selon les périodes de volatilité des prix spot français

En 2019, les taux de convergence au sein de la région *Central West Europe* (CWE)⁴⁴ ont progressé et les différentiels des prix avec la France se sont réduits. Après une année 2018 avec des prix mouvementés en Belgique et globalement supérieurs aux prix français, le prix spot belge moyen en 2019 est légèrement inférieur à celui en France. Le taux de couplage (défini comme la proportion d'heures pendant lesquelles les prix *spot* sont égaux) entre la France et la Belgique augmente à 44,8 %, supérieur au taux de couplage moyen avec l'Allemagne qui augmente également mais s'établit seulement à 41,5 %. Depuis quelques années, l'Espagne connaît un taux de couplage avec la France relativement élevé même si son niveau en 2019 de 21,3 % a diminué par rapport à 2018. Les prix espagnols restent en moyenne plus chers que les prix français de 8,1 €/MWh. A l'exception de quelques épisodes ponctuels, les prix italiens et ceux de l'Angleterre restent plus élevés que ceux français avec des écarts moyens annuels de l'ordre de 12,7 €/MWh et 9,4 €/MWh respectivement.

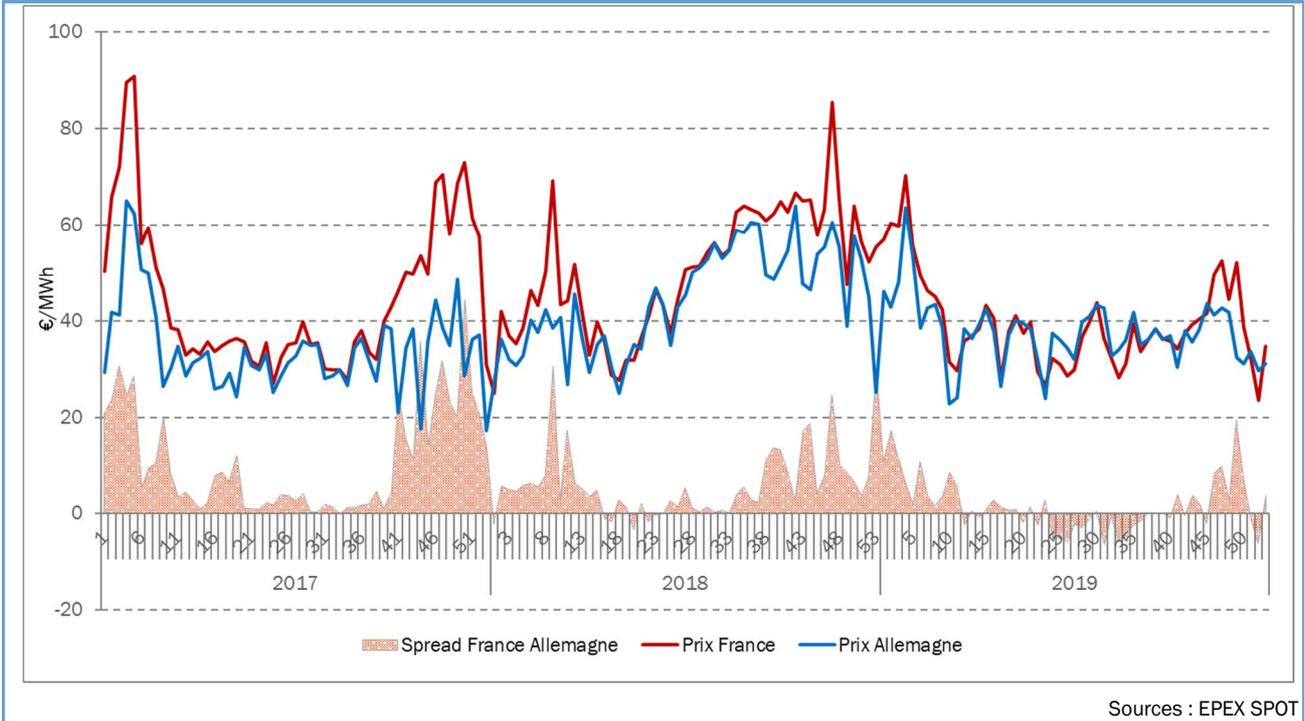
Graphique 23 : Taux de convergence trimestriel des prix horaires avec les pays couplés



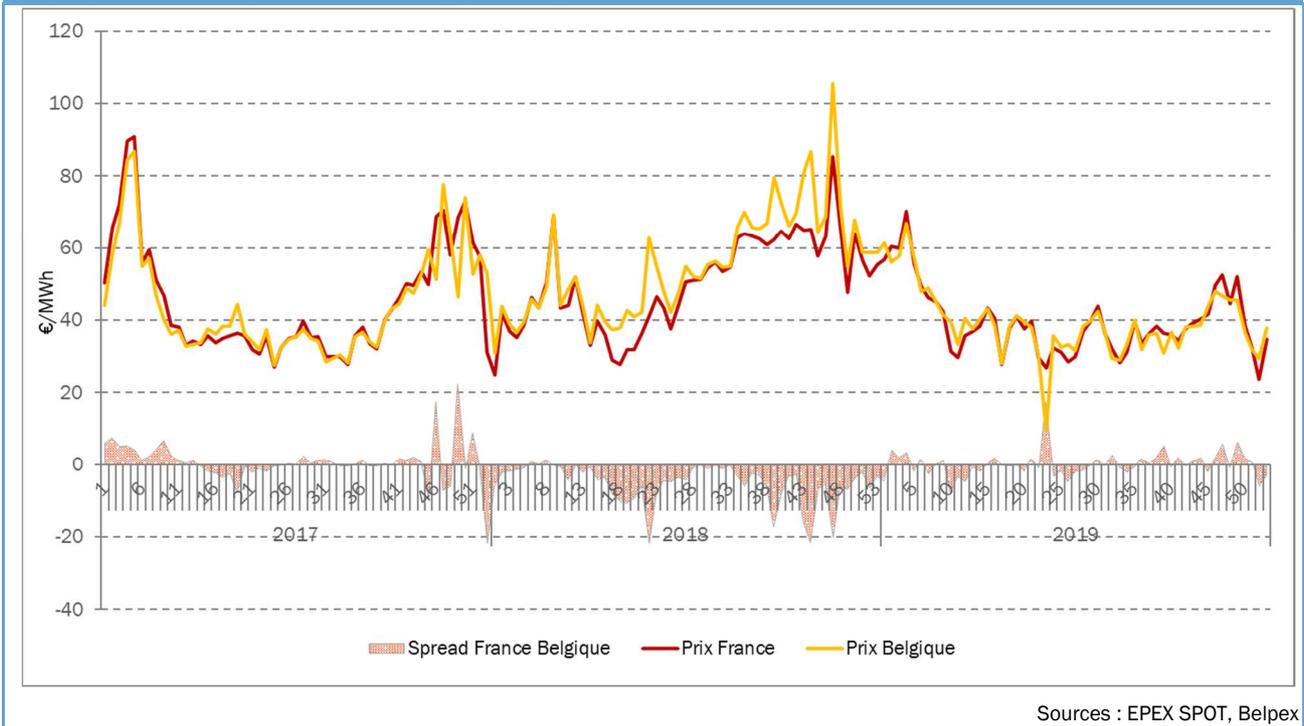
⁴⁴ Central West Europe, zone regroupant la France, la Belgique, l'Allemagne, le Luxembourg et les Pays-Bas sur laquelle les prix des marchés de l'électricité sont couplés.



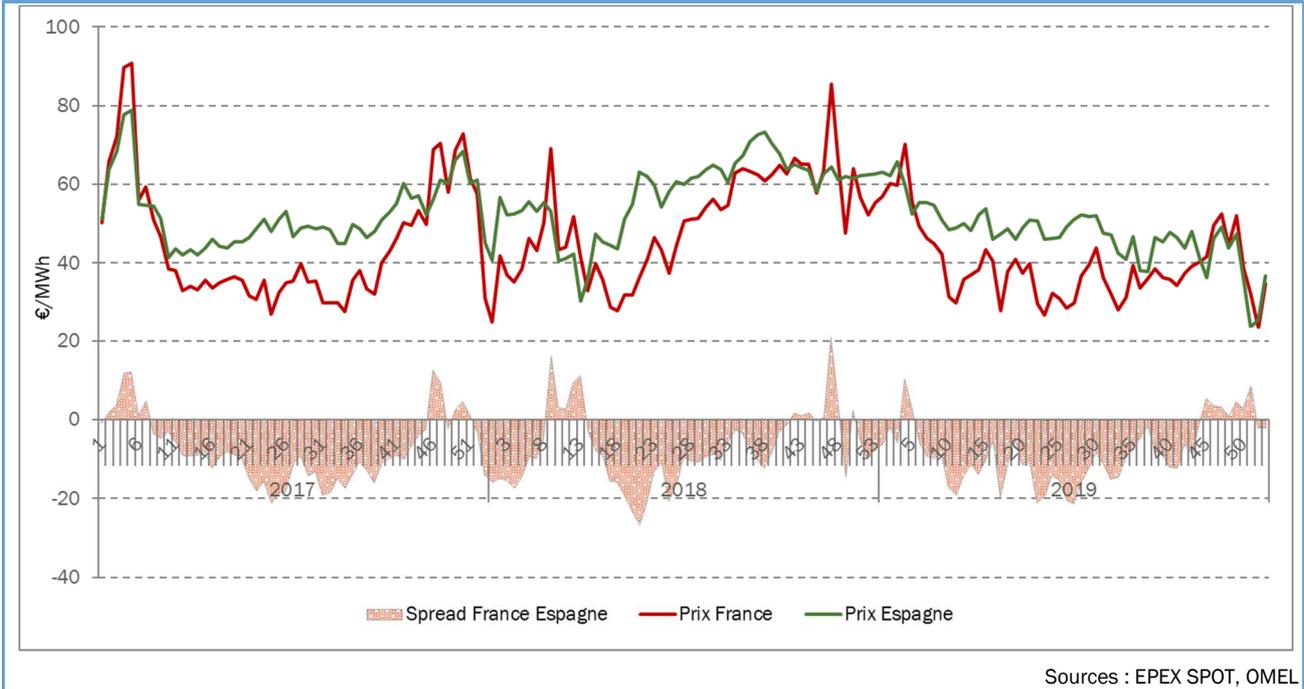
Graphique 24 : Prix spot France et Allemagne (moyennes hebdomadaires)



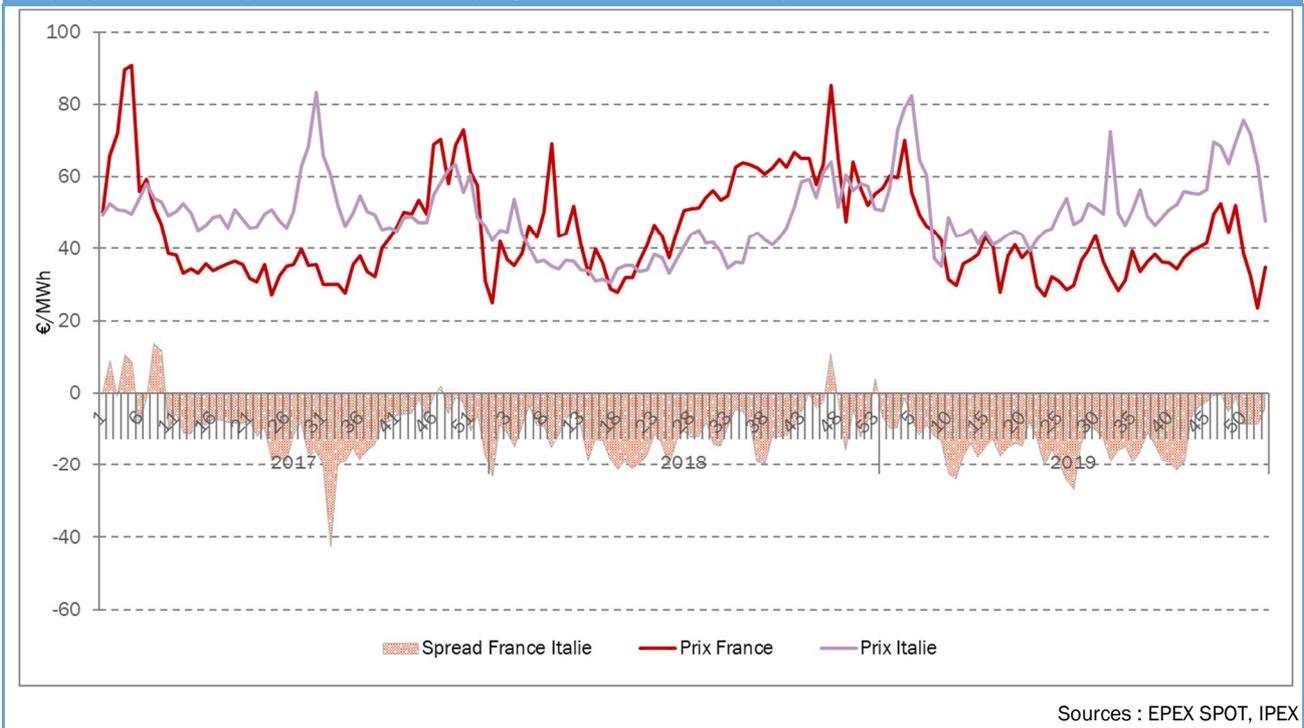
Graphique 25 : Prix spot France et Belgique (moyennes hebdomadaires)

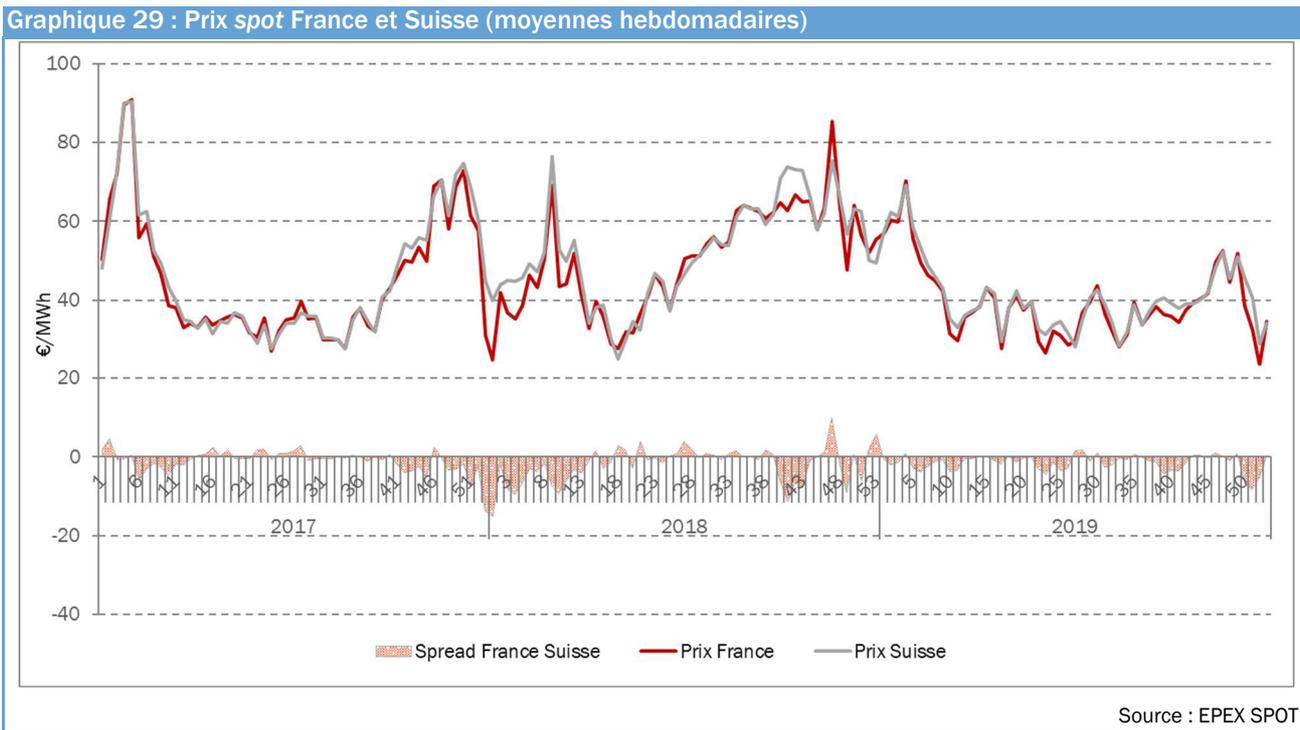
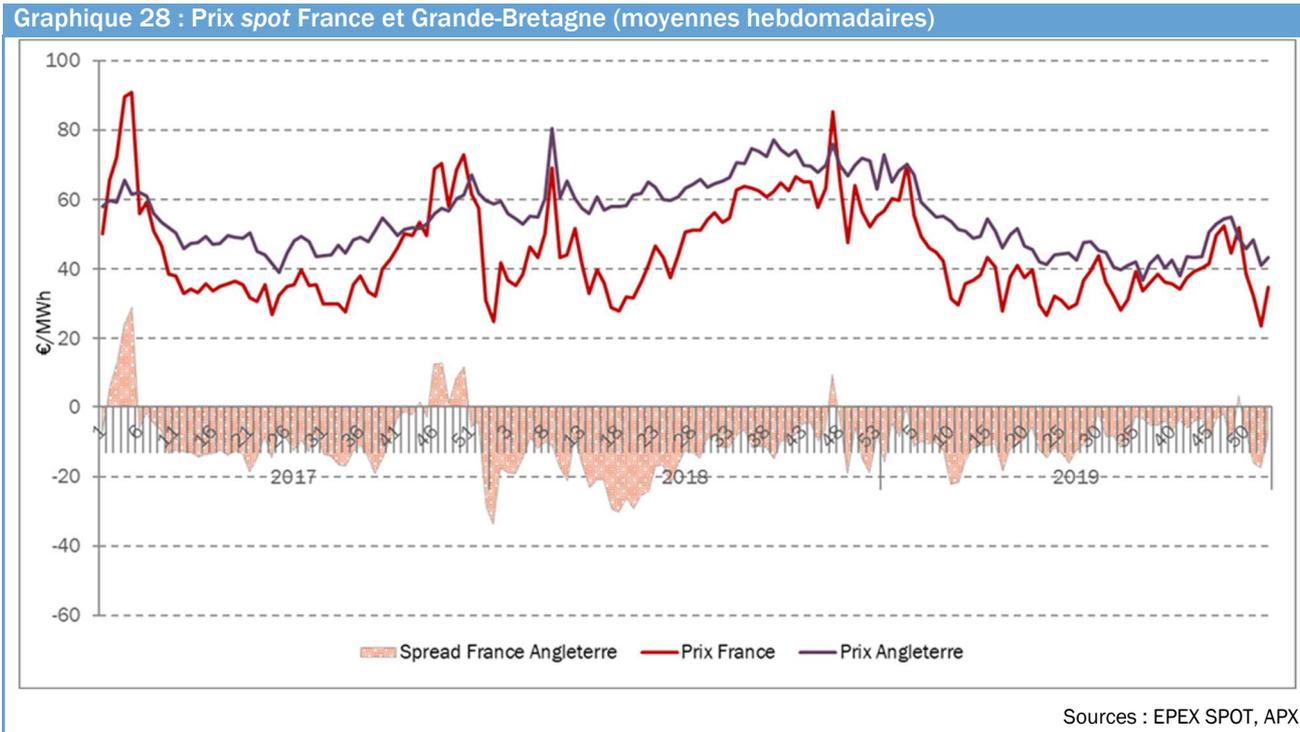


Graphique 26 : Prix spot France et Espagne (moyennes hebdomadaires)



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

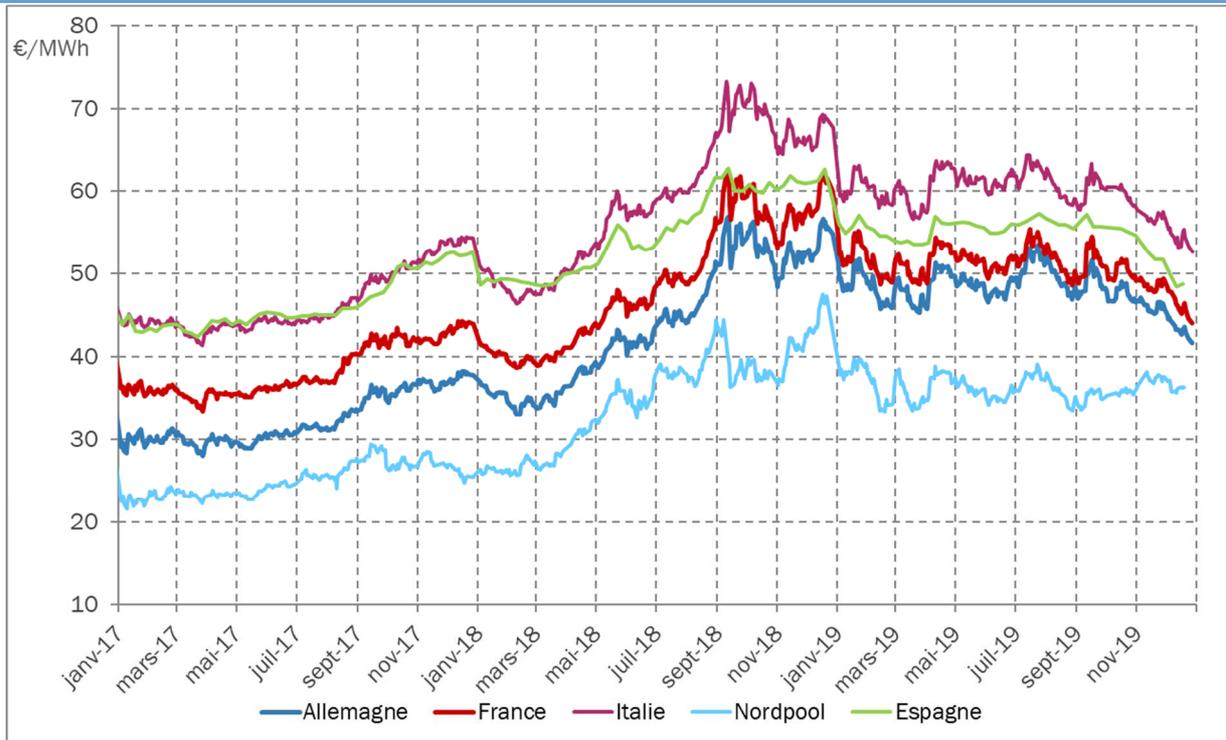




2.4. Prix à terme en France et en Europe

Les prix des produits à terme pour livraison en Y+1 en Europe ont connu une année de baisse en 2019 après la forte hausse de 2018. Cette baisse généralisée, à l'exception des pays du Nord, est à relier notamment à la chute des prix des combustibles (gaz, charbon).

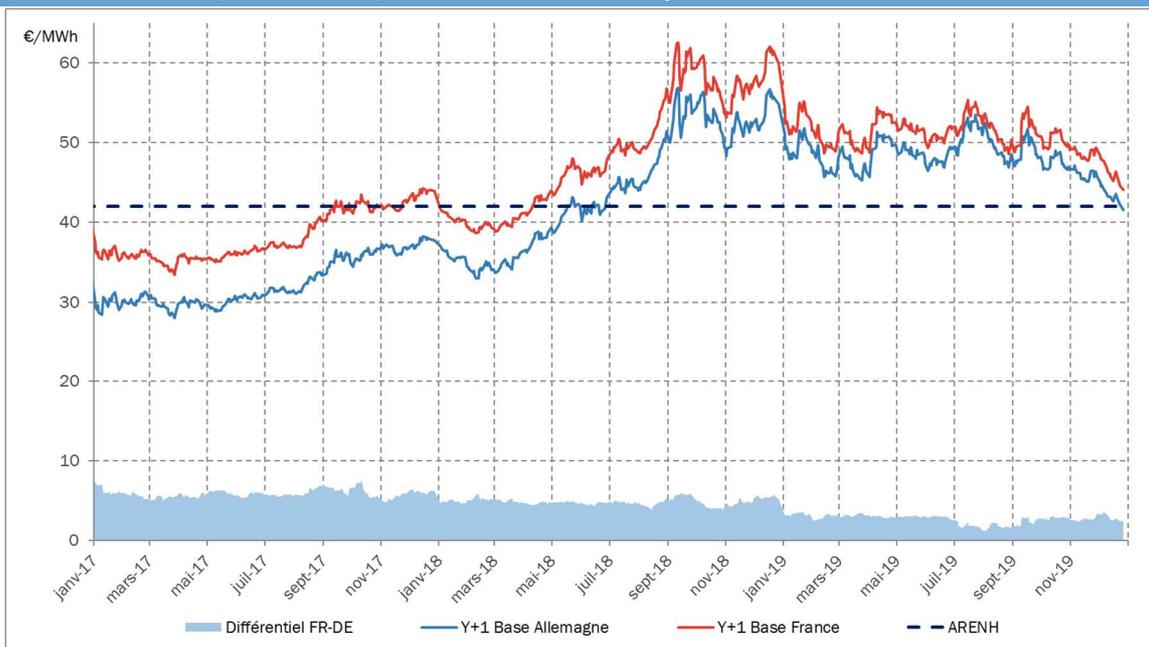
Graphique 30 : Prix des produits Y+1 en Europe



Sources : EEX, EPD, ICE Index, Heren

Le différentiel des prix des produits à terme entre l'Allemagne et la France se réduit fortement de 44 % par rapport à l'année précédente avec une moyenne de 2,7 €/MWh en 2019, contre 4,8 €/MWh en moyenne en 2018 (Graphique 31). Le produit calendaire français en Y+1 s'est négocié toute l'année au-dessus du prix de l'ARENH avec une moyenne de 50,9 €/MWh sur l'année.

Graphique 31 : 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 année relativement stable (Graphique 32). La volatilité des produits calendaires Y+2 et Y+3 reste basse et une stabilisation dans un tunnel de prix entre 47 et 49 €/MWh a été observée pendant les trois derniers trimestres de 2019. Des écarts importants entre les échéances d'un et deux-trois ans sont observés jusqu'au dernier trimestre où le prix du produit Y+1 baisse fortement et inverse même le sens de l'écart.

Graphique 32 : Evolution des prix des produits calendaires en France pour les 3 années à venir



Source : EEX

Graphique 333 : Volatilité des prix des produits calendaires

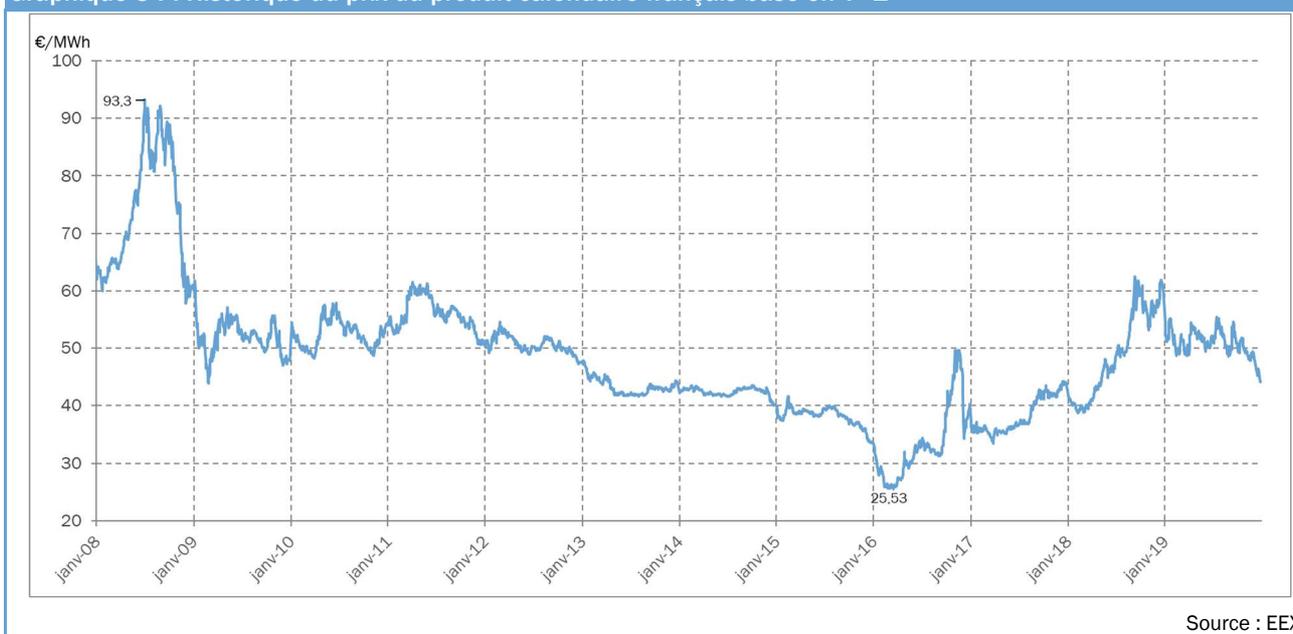


Source : EEX, analyse CRE

Les volatilités des produits calendaires Y+1 en France (20,6 %) et en Allemagne (21,5 %) ont été assez proches pour la plupart de l'année avec des écarts en particulier vers mi-mars, mi-mai et fin septembre. L'écart le plus important est observé en septembre avec un pic de volatilité pour le produit calendaire français à 31,6 % contre 28,3 % pour le produit allemand.

Afin de mettre les prix de l'année 2019 en perspective, un historique de prix de cotation du produit calendaire français base en maturité Y+1 depuis 2008 est présenté sur le Graphique 34. Le prix moyen de l'électricité sur la période 2008-2019 est d'environ 48,4 €/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 2019 est d'environ 50,9 €/MWh. La hausse des prix fait suite à un épisode de prix bas sur l'année 2016.

Graphique 34 : Historique du prix du produit calendaire français base en Y+1



Source : EEX

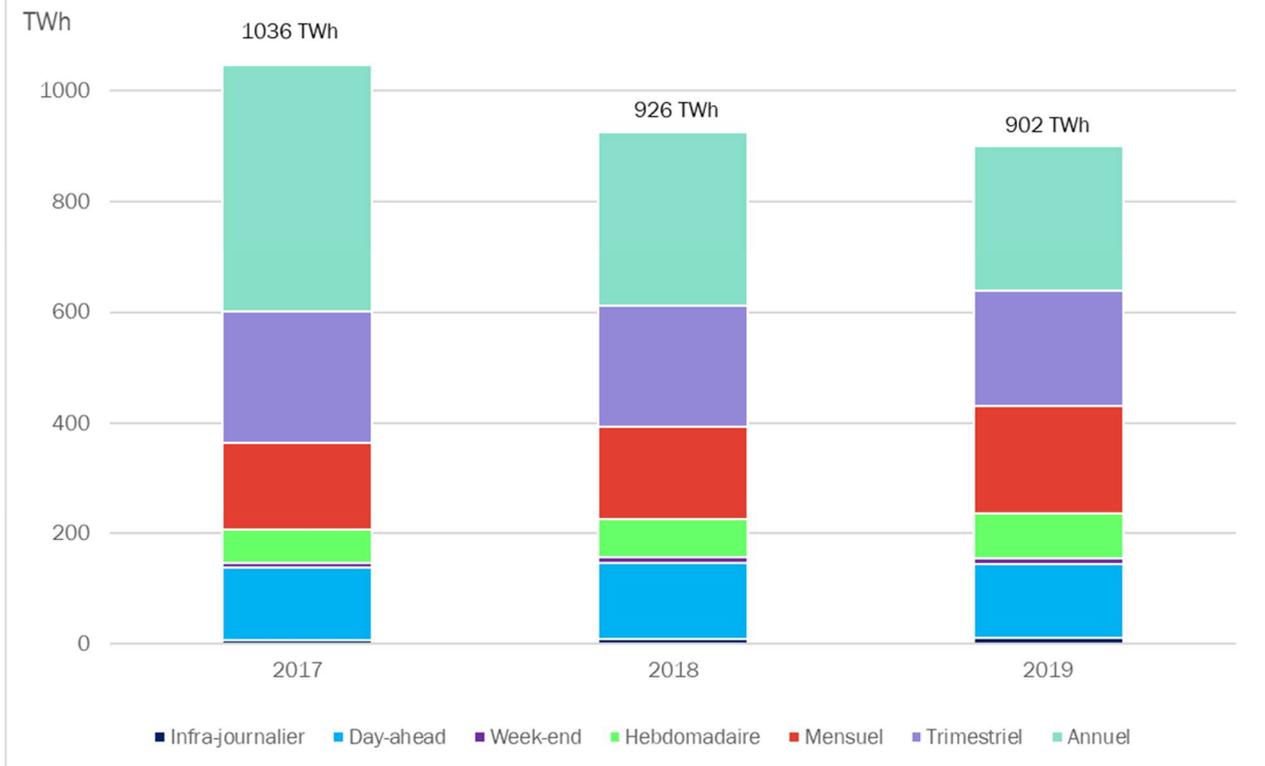
3. EVOLUTION DES VOLUMES ÉCHANGES SUR LE MARCHÉ DE GROS

Les volumes échangés sur les marchés de gros baissent pour la 2^{ème} année consécutive (Graphique 35), du fait principalement de la baisse des produits annuels, dont le poids dans les volumes échangés passe de 34 % à 29 %. Cette baisse est due à la hausse de la demande de l'ARENH, qui se substitue à l'achat sur les marchés de gros.

Les volumes des produits infra-journaliers restent marginaux (environ 11 TWh) par rapport aux autres produits mais augmentent fortement à nouveau en 2019 avec plus de 27 % par rapport à 2018. La mise en place de XBID en juin 2018 favorise les échanges et contribue à l'augmentation de la liquidité sur le marché infra-journalier français. L'intensification des échanges est également soutenue par l'entrée en vigueur des accords « multi NEMOs » conclus entre les NEMOs et les GRT et permettant à plusieurs NEMO d'opérer dans la même zone de *trading*. Une progression est observée également pour le produit *day-ahead* et encore plus pour les produits mensuels avec une hausse de 15 %.

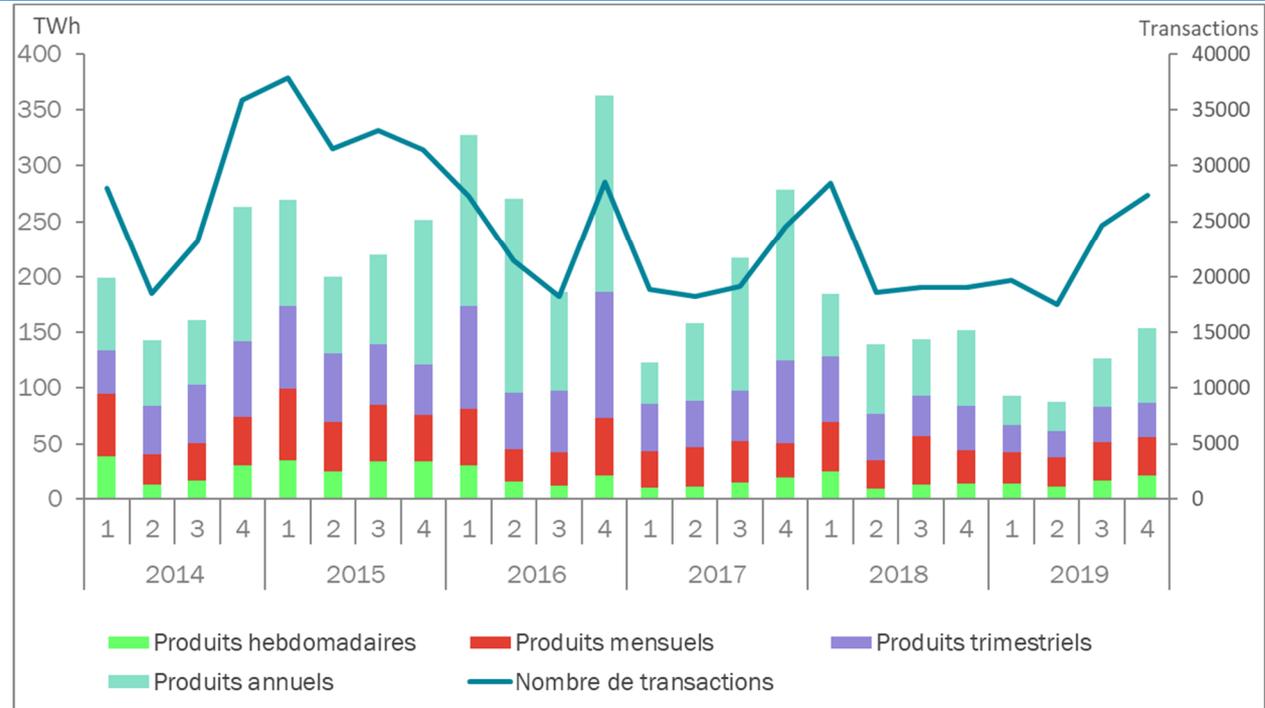
Les volumes échangés sur la bourse du marché à terme ont diminué par rapport à 2018 pour s'établir à 130,5 TWh avec une demande toujours plus importante pendant le 2^{ème} semestre de l'année (Graphique 36), mais le nombre de transactions a augmenté, reflétant un marché plus liquide. Les volumes échangés sur le marché à terme intermédiaire ont aussi diminué par rapport à 2018 de 2 % (Graphique 37) à 641,6 TWh. Le marché à terme intermédiaire reste néanmoins la place privilégiée pour les échanges à terme en 2019.

Graphique 35 : Volumes échangés sur les marchés de gros



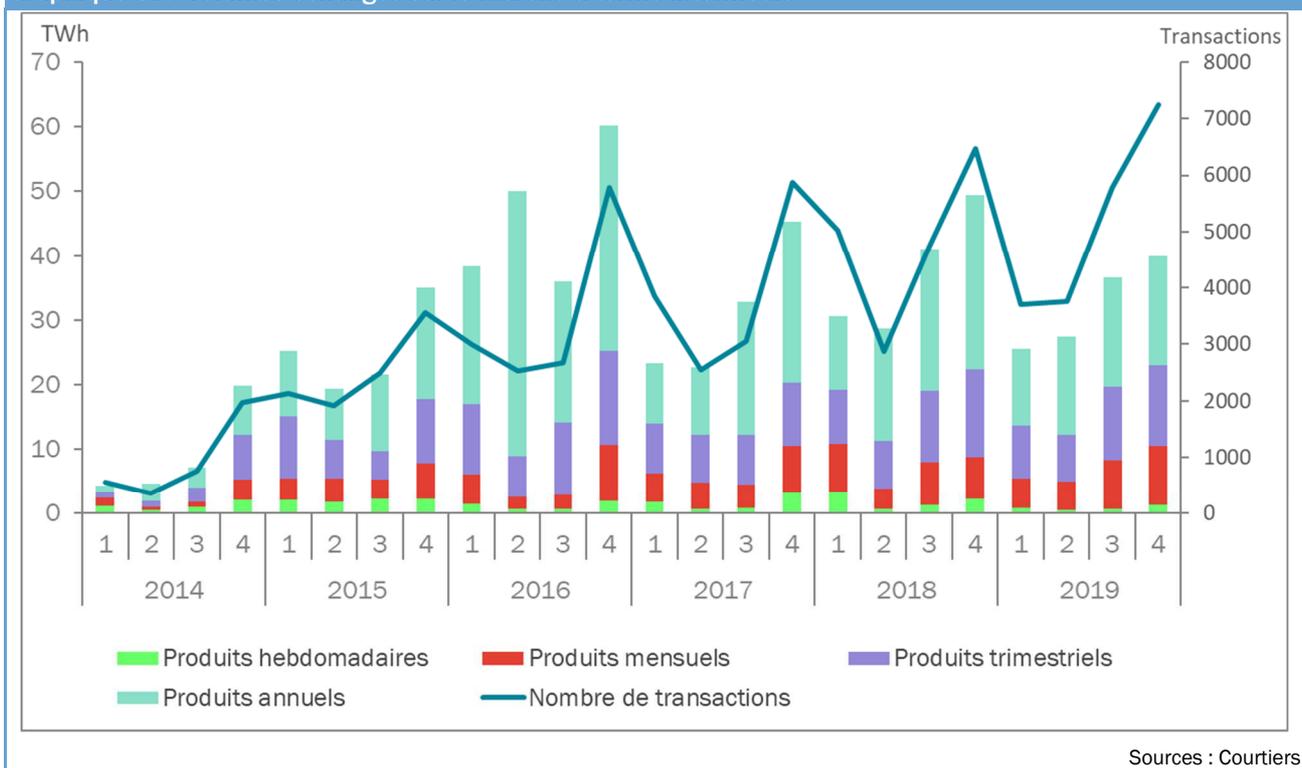
Sources : EPEX SPOT, EEX, Courtiers

Graphique 36 : Volumes échangés sur la bourse du marché à terme



Source : EEX

Graphique 37 : Volumes échangés sur le marché à terme intermédié



4. MARCHES DE L'EQUILIBRAGE ET LEUR SURVEILLANCE PAR LA CRE

Les produits échangés sur les marchés de l'équilibrage peuvent être qualifiés au titre du règlement REMIT comme des produits énergétiques de gros. A ce titre, la CRE est compétente en ce qui concerne la surveillance de ces marchés. Par ailleurs, en application du règlement européen sur l'équilibrage⁴⁵ et de l'article L. 321-11 du code de l'énergie, la CRE approuve les règles de fonctionnement de ces marchés.

4.1. Rappel des principes généraux de fonctionnement des marchés de l'équilibrage et des évolutions à venir

Afin de pouvoir équilibrer à chaque instant la consommation et la production, RTE, en tant que responsable de la stabilité du réseau électrique sollicite, auprès des fournisseurs de services d'équilibrage, des services permettant de moduler la production ou la consommation électrique. Pour assurer cet équilibre, RTE dispose de différents types de réserves qui peuvent être mobilisées : d'une part, les services système fréquence composés des réserves primaire et secondaire, activables automatiquement, et, d'autre part, la réserve tertiaire, activable manuellement. Par ailleurs, les responsables d'équilibre sont incités financièrement à équilibrer leurs injections et leurs soutirages en amont du temps réel afin de limiter les volumes de déséquilibres.

La fréquence du réseau européen est synchronisée à chaque instant à l'échelle de la plaque continentale européenne, normalement à 50 Hz. Un déficit de production par rapport à la consommation conduit à une baisse de la fréquence du réseau interconnecté d'Europe continentale, alors qu'un excédent conduit à une hausse de la fréquence. RTE, comme chaque gestionnaire de réseau de transport (GRT) de la plaque continentale, porte une double responsabilité :

- contribuer à la stabilisation de la fréquence par la contractualisation de réserve primaire : cette réserve permet de faire varier rapidement la puissance fournie en fonction des déviations de la fréquence du réseau par rapport à 50 Hz, et réagit donc quelle que soit l'origine du déséquilibre ;
- assurer l'équilibre entre la production et la consommation nette des échanges commerciaux prévus aux frontières de sa zone : pour cela, RTE s'appuie sur le dispositif de Responsable d'équilibre (RE) pour inciter financièrement les acteurs de marché en amont du temps réel, ainsi que sur les réserves secondaire et tertiaire, proche du temps réel.

⁴⁵ Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique

A titre d'exemple, en cas de déconnexion soudaine d'un moyen de production, la réserve primaire augmente rapidement la puissance délivrée sur l'ensemble des moyens y participant sur la plaque continentale pour limiter la déviation de fréquence. Dans un second temps, les réserves secondaire et, le cas échéant, tertiaire, augmentent la production dans la zone où a eu lieu l'incident pour « rattraper » l'énergie perdue.

L'activation et la contractualisation des réserves d'équilibrage évoluent vers une généralisation des mécanismes de marché, notamment dans le contexte de l'intégration européenne des marchés de l'équilibrage. La CRE est fortement impliquée dans ces évolutions visant à améliorer l'efficacité du système au bénéfice des consommateurs, et veille au bon fonctionnement de ces nouveaux marchés.

4.1.1. La réserve primaire

La réserve primaire est contractualisée par RTE auprès de fournisseurs de services d'équilibrage français et étrangers, au travers de la coopération « FCR » (pour « *Frequency Containment Reserve* »), que RTE a rejoint début 2017. Cette coopération donne lieu à des appels d'offres menés conjointement par les GRT de 6 pays (Allemagne, Autriche, Belgique, France, Pays-Bas et Suisse)⁴⁶.

Seule la capacité de réserve fait l'objet d'un mécanisme de marché. Du fait du mode d'activation de cette réserve (en fonction des écarts de fréquence), il n'y a pas de mise en concurrence des activations en énergie. Par ailleurs, les échanges entre pays résultant de l'activation de la réserve primaire ne sont jamais contraints par les capacités d'échange aux frontières, ces échanges étant prévus dans les marges de sécurité sur les interconnexions.

4.1.2. La réserve secondaire

La réserve secondaire est activée automatiquement par RTE par le biais d'un signal envoyé à l'ensemble des moyens qui participent à cette réserve. Elle a pour objectif de résorber les écarts entre les échanges commerciaux prévus aux interconnexions et les échanges réalisés. Aujourd'hui, l'activation de cette réserve passe par un signal unique envoyé à l'ensemble des participants, sans mise en concurrence des activations.

La capacité de réserve secondaire totale est répartie par RTE entre les producteurs au prorata des capacités constructives règlementaires de leurs centrales, et rémunérée à un prix administré d'environ 19 €/MW.h. La répartition de cette prescription est libre, au sein du portefeuille d'un acteur, ou entre acteurs différents, au travers d'échanges de réserves de gré à gré notifiés à RTE.

A partir du 2^{ème} semestre 2021, la contractualisation et l'activation de la capacité feront l'objet de deux mécanismes de marché distincts. La capacité sera contractualisée auprès des acteurs français au travers d'un appel d'offres quotidien, la veille pour le lendemain. Les activations feront l'objet d'offres déposées par les acteurs à proximité du temps réel, dont la sélection sera optimisée en France par RTE et au niveau européen au travers de la plateforme européenne d'aFRR (pour « *automatic Frequency Restoration Reserve* »), qui prendra en compte l'ensemble des offres déposées en Europe, les besoins en temps réel de chaque GRT et les capacités d'échange disponibles aux frontières.

4.1.3. La réserve tertiaire

La réserve tertiaire est mobilisée par RTE au travers du mécanisme d'ajustement, marché organisé par RTE depuis 2004. Les participants, dits « acteurs d'ajustement », proposent à RTE des offres, issues de moyens contractualisés ou non. Ces offres définissent des conditions techniques d'activation, un prix de l'énergie activée et, le cas échéant, un prix de démarrage. RTE active cette réserve en fonction de ses besoins et en respectant une préséance dite « technico-économique », qui tient compte non seulement du prix des offres mais aussi de leurs caractéristiques techniques. RTE active des offres pour gérer l'équilibre offre-demande en France, mais aussi pour résoudre d'éventuelles congestions sur le réseau, pour augmenter la fourniture de services système ou encore pour restaurer un niveau suffisant de marge de moyens flexibles disponibles sur le système.

RTE contractualise une partie de la réserve tertiaire au travers d'appels d'offres annuels (et partiellement journaliers à partir de 2021), afin de disposer de réserves ayant des caractéristiques techniques particulières, appelées réserves rapide et complémentaire. L'ensemble des moyens de production raccordés au réseau de transport sont par ailleurs règlementairement tenus de proposer leur flexibilité disponible à la hausse au travers d'offres déposées sur le mécanisme d'ajustement. RTE appelle sur le mécanisme d'ajustement des offres proposées par les acteurs d'ajustement, producteurs, consommateurs ou acteurs ou gestionnaires de réseau situés à l'étranger, au travers des interconnexions.

⁴⁶ Auparavant, la réserve primaire était contractualisée par RTE comme la réserve secondaire, c'est-à-dire sur la base d'une prescription rémunérée à un prix régulé, avec possibilité d'échanges de gré à gré.

Au deuxième semestre 2020, RTE va utiliser la plateforme d'échange de RR (pour « *Replacement Reserve* » – équivalent de la réserve complémentaire), qui lui permettra d'échanger avec d'autres GRT européens des offres d'énergie de réserve complémentaire dites « standard », c'est-à-dire avec certaines caractéristiques techniques pré-définies et harmonisées entre les GRT participant à la plateforme. Ultérieurement, RTE pourra rejoindre la plateforme de mFRR (pour « *manual Frequency Restoration Reserve* », correspondant à la réserve rapide) à partir du moment où elle aura été mise en œuvre en 2022, pour échanger des offres d'énergie de réserve rapide. RTE n'a pas à ce jour de projets de coopération pour la contractualisation commune de ces réserves.

4.1.4. Le dispositif de responsable d'équilibre

Le dispositif de responsable d'équilibre (RE) permet à RTE d'inciter les acteurs de marché à faire correspondre le mieux possible la consommation et la production dans leur périmètre, chaque point de raccordement au réseau devant être rattaché au périmètre d'un responsable d'équilibre. Les écarts (déficit ou excédent d'énergie pour une période de 30 minutes donnée) font ainsi l'objet d'un règlement financier représentatif de la valeur de l'énergie d'équilibrage qui a dû être mobilisée par RTE, le cas échéant, pour résorber ces écarts.

Jusqu'à une heure avant le temps réel, les programmes de production peuvent être modifiés, et les acteurs peuvent importer ou exporter de l'énergie au travers des marchés transfrontaliers, modifiant ainsi l'écart du RE et la position « physique » de la zone France. Passé cet instant, et jusqu'à cinq minutes avant le temps réel, les acteurs français peuvent continuer à échanger de l'énergie entre eux sur le marché infra-journalier français, sans pouvoir modifier les programmes de production ou d'import / export. Ces derniers échanges ont donc un impact sur les écarts des RE concernés, mais pas sur le bilan physique de la zone France. Pendant cette période, RTE est donc le seul acteur à prendre des actions d'équilibrage « physiques ».

4.2. Bilan des marchés de l'équilibrage en 2019

4.2.1. Vue d'ensemble

Le Tableau 5 ci-après présente le détail des réserves d'équilibrage contractualisées par RTE ainsi que le détail des énergies d'équilibrage activées.

Tableau 5 : Réserves d'équilibrage contractualisées par RTE et énergies d'équilibrage activées

Année 2019	Contractualisation			Activations			
	Sens	MW (moy)	M€	A la hausse		A la baisse	
Réserve				GWh	M€	GWh	M€
Primaire (FCR)	Hausse et baisse	527	47,9	487	57,4	504	-55,7
Secondaire (aFRR)	Hausse et baisse	645	111,7	1262		1219	
Rapide (mFRR)	Hausse	1504	18,3	1607	219,9	1324	-112,1
Complémentaire (RR)				1747		2614	
Total		2676	177,9	5103	277,3	5661	-167,7

La réserve secondaire, toujours contractualisée sur la base d'une prescription assortie d'un prix régulé en 2019, est la réserve dont la contractualisation est la plus coûteuse (111,7 M€), du fait notamment d'une baisse importante ces dernières années des prix des autres réserves, contractualisées par appels d'offres. Ces coûts de contractualisation sont couverts par les tarifs d'utilisation du réseau public de transport d'électricité.

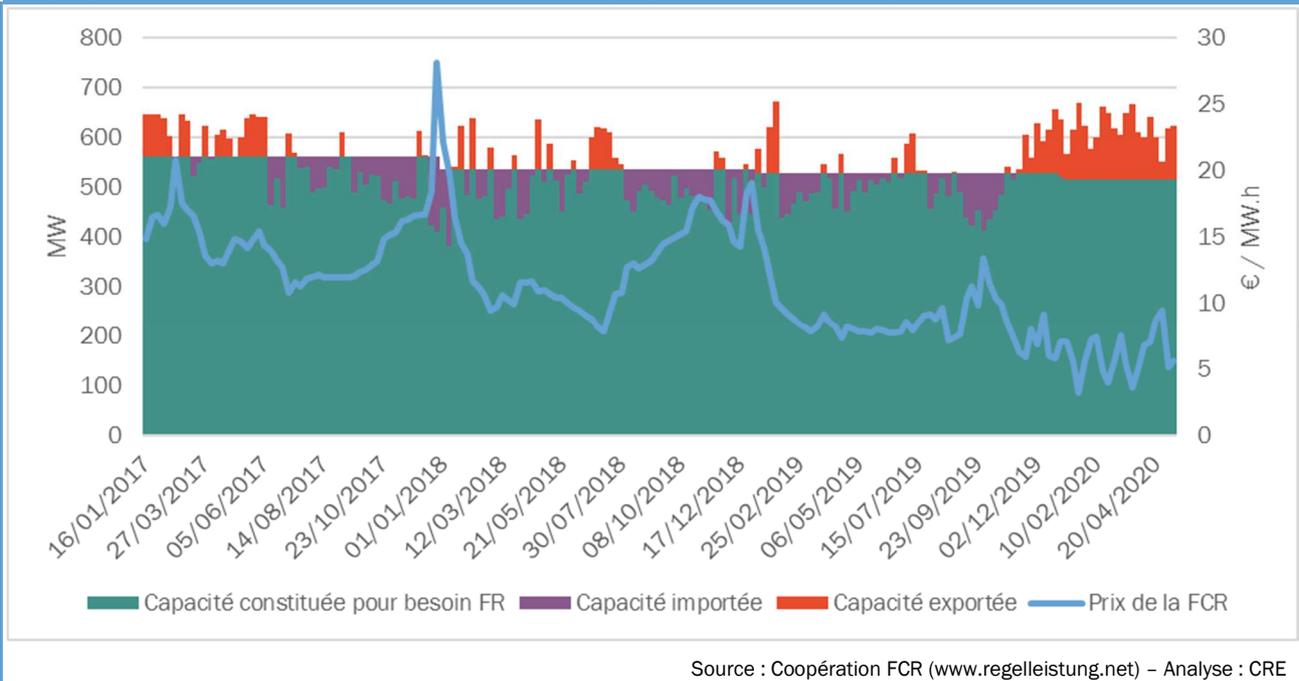
Les activations des moyens d'équilibrage représentent un coût moindre. La valorisation nette des énergies activées de réserve primaire et secondaire est faible, car les activations sont en moyenne centrées sur zéro. Le coût net des activations sur le mécanisme d'ajustement est plus important (108 M€), notamment du fait des écarts entre les prix des offres à la hausse et à la baisse. Ces coûts sont à la charge des responsables d'équilibre et sont payés au travers du règlement des écarts, sauf les surcoûts concernant les activations pour des motifs hors équilibrage qui sont supportés par le TURPE.

4.2.2. La coopération « FCR » pour la réserve primaire

L'année 2019 a été marquée par l'augmentation de la fréquence des enchères de la coopération FCR à partir du 1^{er} juillet : les appels d'offres hebdomadaires pour des produits hebdomadaires ont été remplacés par des appels d'offres quotidiens (seulement les jours ouvrés) pour des périodes de livraison journalières, au plus tôt en J+2 par rapport à l'enchère. A cette date, le règlement des offres au prix marginal a remplacé le règlement au prix d'offre précédemment en vigueur.

Le Graphique 38 présente les moyennes hebdomadaires des prix et les volumes de la réserve primaire constituée, importée et exportée en France. Le niveau de la demande de RTE est constant sur un an. Le volume effectivement constitué en France correspond à la somme de la demande de RTE et du solde export – import par rapport aux autres pays de la coopération.

Graphique 38 : Prix et volumes de la FCR en France (moyenne hebdomadaire)



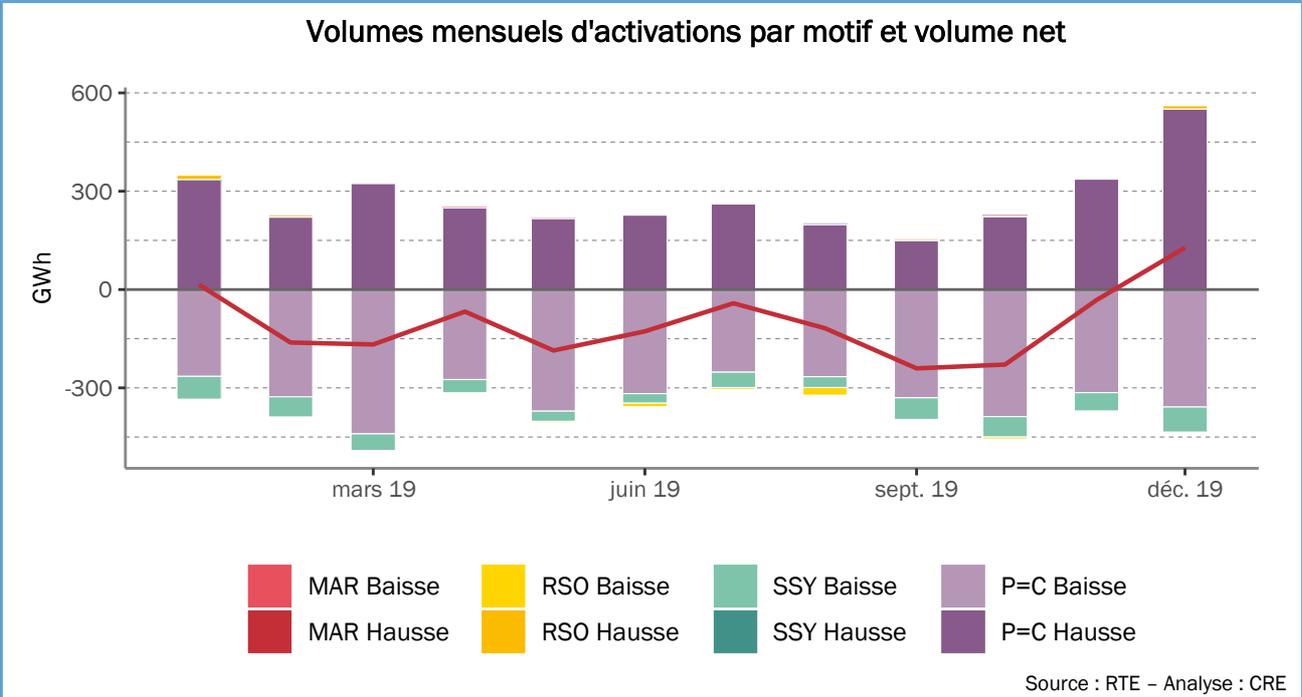
Depuis l'accession de RTE en 2017, on constate une baisse tendancielle des prix de la réserve primaire, qui a continué avec le passage à des produits journaliers réglés au prix marginal de l'appel d'offres.

Le passage aux enchères journalières n'a donné lieu à aucun dysfonctionnement de ce marché en 2019.

4.2.3. Le mécanisme d'ajustement

Le Graphique 39 présente les volumes d'énergie activée à la hausse et à la baisse par RTE en 2019 pour les différents motifs.

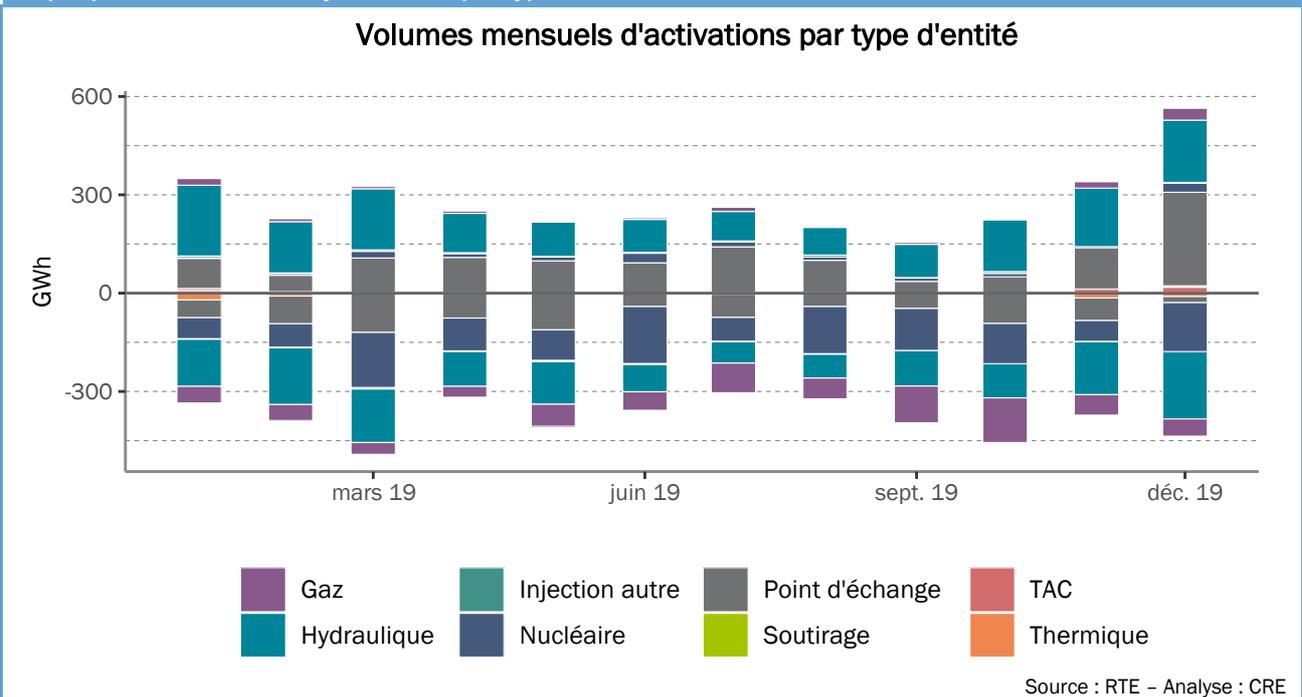
Graphique 39 : Volumes mensuels d'activations par motif et volume net



Les activations pour gérer l'équilibre du système (motif « P=C ») représentent la majorité des activations. La reconstitution des services système (« SSY ») représente aussi un certain volume, uniquement à la baisse (environ 50 GWh/mois). Les activations pour causes congestions (« RSO ») et marges (« MAR ») représentent des volumes très faibles. Les volumes nets activés sont la plupart du temps négatifs, ce qui indique une tendance des responsables d'équilibre à livrer un excès d'énergie.

Le Graphique 40 présente la valorisation moyenne mensuelle des ajustements par motif, par type d'entité et par sens d'activation. L'aire de chaque rectangle représente l'importance relative des ajustements pour ce type d'entité et ce motif.

Graphique 40 : Volumes d'ajustements par type d'entité



On constate une prépondérance de la filière hydraulique, mais aussi des entités d'ajustement situées à l'étranger (« points d'échange »), en particulier pour les ajustements à la hausse.

4.3. Surveillance du mécanisme d'ajustement

La CRE a mené en 2019 des activités de surveillance du mécanisme d'ajustement (MA) de RTE. Notamment, les nominations de capacité d'interconnexion à la frontière franco-suisse par les acteurs ayant des entités d'ajustement de type point d'échange en Suisse ont été analysées. Il ressort des éléments dont dispose la CRE que certains acteurs effectuent des nominations sur le MA comportant des incohérences avec les ordres envoyés par RTE qui peuvent être liées à des nominations à la mauvaise heure, à des nominations d'un volume différent de ce qui est demandé par RTE, à des nominations au titre de la mauvaise entité d'ajustement ou encore à des nominations dans la direction opposée à celle demandée par RTE.

La CRE estime que ces nominations peuvent constituer un usage non justifié de la capacité disponible et priver les autres acteurs du marché de la capacité qui leur est nécessaire. Ce type de pratique est également susceptible d'avoir un impact sur les prix des produits énergétiques de gros. Ainsi, dans certaines circonstances, ce comportement pourrait constituer une manipulation de marché au sens de l'article 5 du règlement REMIT.

La CRE a, dans un premier temps, adressé un courrier de demande d'information aux acteurs concernés afin d'étudier les circonstances qui les ont conduits à agir sans cohérence apparente par rapport aux ordres d'ajustement émis par RTE.

Au regard des éléments mentionnés ci-dessus, la CRE appelle à la vigilance les acteurs ayant des entités d'ajustement de type point d'échange à la frontière franco-suisse, mais également à la frontière franco-allemande, lorsqu'ils effectuent des nominations de capacité au titre du MA de RTE.

5. 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 français⁴⁷. La mise en œuvre pratique du mécanisme a démarré en décembre 2016 pour une première année de livraison (AL) en 2017.

5.1. Rappel des grands principes du mécanisme de capacité français

Les dispositions des articles L. 335-1 et suivants du code de l'énergie établissent un dispositif d'obligation de capacité. Celui-ci prévoit que « *chaque fournisseur d'électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité* ». Chaque fournisseur est ainsi tenu de s'approvisionner en garanties de capacité afin de couvrir la consommation de son portefeuille de clients lors des périodes de pointe de consommation nationale. Ces garanties peuvent être obtenues en investissant dans de nouveaux moyens de production ou d'effacement, ou en se les procurant auprès des exploitants de capacités et sur le marché. Le coût de cette obligation, instaurée afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement des consommateurs, est répercuté par les fournisseurs à leurs clients.

Les acteurs obligés et les exploitants peuvent échanger les garanties de capacité en bilatéral, sur le marché de gré à gré (dit « OTC » ou « Over-The-Counter ») ou encore au travers du marché organisé par EPEX SPOT sous forme d'enchères. Ces enchères organisées seront, en régime de fonctionnement continu, au nombre de 15, en amont d'une année de livraison donnée.

Au cours de l'année 2016 et à la suite de nombreux échanges avec la Commission européenne, le gouvernement français s'est engagé à apporter trois évolutions majeures au mécanisme :

- instaurer une série de mesures visant à prévenir toute manipulation de marché ;
- permettre la participation des capacités étrangères au mécanisme de capacité français à horizon 2019 ;
- créer un dispositif spécifique pour les nouvelles capacités leur permettant de bénéficier de revenus sur 7 ans, augmentant ainsi la visibilité pour les nouveaux investissements et facilitant l'entrée de nouveaux acteurs sur le marché à horizon 2019.

⁴⁷ Les principes de fonctionnement de ce marché ont été rappelés dans le rapport de surveillance sur le fonctionnement des marchés de gros 2016-2017 (Section 3 page 45 : 2.5 Premiers échanges de garanties de capacité en 2016).

Sur la base de ces engagements, la Commission européenne a conclu, dans une décision en date du 8 novembre 2016, que le mécanisme de capacité français était compatible avec les règles de l'Union européenne en matière d'aides d'État et a validé sa mise à exécution pour une durée de 10 ans.

Ces engagements ont été mis en place par le décret en Conseil d'État n° 2018-997 du 15 novembre 2018 relatif au mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité, sur lequel la CRE a rendu son avis le 27 septembre 2018. Les modalités opérationnelles ont par la suite été définies dans les règles du mécanisme de capacité mentionnées à l'article R. 335-2 du code de l'énergie.

5.2. La contribution transfrontalière à la sécurité d'approvisionnement est dorénavant valorisée par le mécanisme de capacité

Pour que le mécanisme français puisse être validé par la Commission européenne, la France s'est engagée à prendre « *en compte [de manière] explicite des capacités étrangères selon un modèle hybride, qui rémunère aussi bien les interconnexions que les capacités de production et d'effacement étrangères* »⁴⁸.

Pour ce faire, la proposition française à la Commission européenne consiste à construire un mécanisme dans lequel « *les capacités de production et d'effacement étrangères [devront] acquérir des tickets d'interconnexion pour pouvoir être certifiées et ensuite offrir leurs garanties de capacité sur le marché de capacité français. Les tickets seront accordés par frontière sur la base de la contribution des États-membres transfrontaliers à la sécurité d'approvisionnement en France. Ces tickets seront ensuite mis aux enchères "frontière par frontière". Toutes les capacités de production et d'effacement du pays transfrontalier interconnecté à la France par une interconnexion donnée auront la possibilité de participer à l'enchère des tickets d'interconnexion correspondant à cette interconnexion* »⁴⁸.

Ce modèle cible permettra à toutes les capacités étrangères de participer au mécanisme français sous réserve d'avoir obtenu des « *tickets d'accès au mécanisme français* » mis aux enchères sur chacune des frontières.

La valeur globale des contributions transfrontalières à la sécurité d'approvisionnement et les coefficients de répartition de cette valeur par État interconnecté avec le territoire de la France métropolitaine continentale sont déterminés par RTE, pour une année de livraison donnée, quatre années avant le début de ladite année de livraison. Ils sont ensuite figés pour l'année de livraison considérée.

Les conditions d'éligibilité à ces enchères puis de participation au mécanisme (engagement de disponibilité pendant les périodes de pointes françaises, procédures de contrôle, etc.) nécessitent l'intervention des GRT voisins, les règles du mécanisme de capacité français ne pouvant s'appliquer sans transposition aux capacités étrangères. Ces missions confiées aux GRT étrangers nécessitent la mise en place d'accords avec RTE, accords prenant la forme de conventions approuvées par la CRE.

La procédure décrite ci-dessus est communément appelée la procédure « *approfondie* ». Dans le cas où de conventions susmentionnées ne seraient pas signées par certains des GRT étrangers, la France s'est engagée à mettre en place une procédure dite « *simplifiée* », qui consiste en une participation explicite des seules interconnexions.

Une prise en compte explicite des contributions étrangères à la réduction du risque de défaillance en France sera donc bien effective sur toutes les frontières françaises, à l'exception de la frontière suisse sur laquelle ne portaient pas les engagements pris auprès de la Commission européenne et dont la prise en compte pourra faire l'objet d'évolutions futures du dispositif.

La prise en compte non implicite de la contribution des interconnexions a pour conséquence de faire émerger une nouvelle offre sur le marché des garanties de capacité. Le volume de cette offre est équivalent à celui de l'obligation supplémentaire qui pèse dorénavant sur les fournisseurs et reflète la part de la demande qui était jusqu'ici couverte par les capacités étrangères sans rémunération. La mise en place de ce dispositif s'est accompagnée ainsi d'une hausse de l'obligation des acteurs d'environ 7 %.

5.2.1. La procédure approfondie permet la rémunération des capacités étrangères et des gestionnaires d'interconnexion, répondant ainsi aux questions soulevées par la prise en compte implicite en termes de signaux d'investissement

La sélection des capacités étrangères éligibles au mécanisme français s'effectue au travers d'une enchère

Les participants à l'enchère doivent, pré-certifier leurs capacités afin de justifier leur future éligibilité au mécanisme de capacité français, en déclarant leur niveau prévisionnel de disponibilité sur la période de pointe pour l'année en

⁴⁸ Décision de la Commission du 8 novembre 2016 concernant le régime d'aides SA.39621 2015/C (ex 2015/NN)

question. Pour une frontière et une année de livraison données, une fois la convention signée entre les gestionnaires de réseaux de transport concernés, un volume de « tickets d'accès au mécanisme de capacité français » est émis par RTE. Ce volume correspond à la contribution, évaluée par RTE, des capacités étrangères en période de pointe sur la base de pré-certification. Ces « tickets » sont alloués par RTE aux exploitants de capacités de l'État participant interconnecté lors d'une enchère.

Les capacités étrangères éligibles sont traitées selon des modalités identiques à celles s'appliquant aux capacités françaises

Les capacités ayant obtenu des « tickets » lors de l'enchère évoquée précédemment sont alors traitées comme les capacités françaises. A ce titre, elles doivent s'engager, auprès de RTE, dans un processus de contractualisation et sont soumises aux mêmes modalités (engagement de disponibilité pendant la période PP2, niveau des pénalités).

La seule différence réside dans le fait que les modalités de contrôle sont confiées par RTE aux GRT étrangers, conformément aux éléments qui seront définis dans la convention signée entre eux.

Lorsqu'une interconnexion exemptée d'accès des tiers est présente sur la frontière, les revenus associés à la frontière sont partagés entre l'interconnexion régulée et l'interconnexion exemptée au prorata de leur capacité maximale.

Les revenus générés par ces enchères et attribués aux interconnexions régulées ne seront partagés entre RTE et les GRT étrangers que dans les situations de prise en compte réciproque des capacités françaises dans le mécanisme de capacité du pays concerné.

Les revenus résultants de cette enchère sont recouverts par RTE puis répartis, le cas échéant, entre les différentes interconnexions dérogatoires ou régulées⁴⁹. Les revenus attribués aux interconnexions régulées sont partagés entre RTE et les gestionnaires de réseau étrangers concernés à la condition qu'un mécanisme de capacité dit « market wide »⁵⁰ existe dans le pays considéré et qu'il intègre des principes similaires pour le partage de revenus liés aux interconnexions⁵¹.

La part des revenus revenant à RTE est utilisée selon des modalités définies par la CRE.

5.2.2. La procédure simplifiée permet une prise en compte explicite des capacités des interconnexions seules tant qu'un accord de coopération entre RTE et les GRT étrangers n'est pas conclu

Lorsqu'aucun accord entre les GRT n'a pu être signé, la certification directe des interconnexions reste possible, suivant des modalités similaires à celles mises en place dans le mécanisme de capacité britannique : au lieu des capacités étrangères, ce sont les gestionnaires d'interconnexions qui se certifient et s'engagent auprès de RTE à prendre en compte les écarts en cas d'indisponibilité de l'interconnexion.

Certification des interconnexions

Les gestionnaires d'interconnexions certifient leurs capacités en s'engageant sur la disponibilité de leurs interconnexions durant les périodes de pointe PP2. Ils reçoivent alors des garanties de capacité, à hauteur de leur niveau de certification, qu'ils peuvent ensuite valoriser sur le mécanisme de capacité français.

Ce niveau de certification s'appuie sur l'estimation de la contribution de l'interconnexion calculée par RTE suivant une méthode probabiliste et sur le niveau de disponibilité technique de l'interconnexion pendant la période PP2. Les éventuels écarts de disponibilité de l'interconnexion viennent pénaliser le gestionnaire d'interconnexion.

Des dispositions particulières sont prévues pour la répartition des garanties de capacités entre interconnexions régulées et dérogatoires.

⁴⁹ En application de l'article R 335-1 du code de l'énergie, sont distinguées les interconnexions (i) régulées soit celles ne bénéficiant pas, au titre de l'article 17 du règlement (CE) n° 714/2009, d'une dérogation aux obligations imposées aux gestionnaires de réseau de transport par ce règlement et la directive 2009/72/ CE et (ii) dérogatoires bénéficiant d'une telle dérogation.

⁵⁰ Mécanisme permettant la participation de l'ensemble des capacités de l'Etat et des Etats directement interconnectés. Ce type de mécanisme s'oppose au dispositif dit de « réserve stratégique » où seule une frange des capacités, sélectionnées par appel d'offres, reçoit un revenu capacitaire.

⁵¹ Article 19 du projet de décret : « Les autres revenus perçus par le gestionnaire du réseau de transport français lors de la vente des tickets d'accès au mécanisme de capacité relatifs à un État participant interconnecté donné sont partagés avec le ou les gestionnaires de réseau de transport de cet État uniquement dans le cas où cet État a également mis en place un mécanisme de capacité valorisant l'ensemble des contributions à sa sécurité d'approvisionnement, et notamment les contributions françaises, et procède à un partage des revenus capacitaires liés à l'interconnexion sur des principes similaires ».

Répartition des revenus associés

S'agissant des interconnexions régulées, les garanties de capacités sont valorisées selon des modalités transparentes et publiques approuvées par la CRE. Tout comme dans la procédure approfondie, le partage de ces revenus entre RTE et les gestionnaires de réseau de l'État voisin repose sur une condition de réciprocité.

La part des revenus revenant à RTE lors de la vente des garanties est utilisée selon des modalités définies par la CRE.

S'agissant des interconnexions dérogatoires, celles-ci sont traitées à la manière des capacités de production et sont libres de valoriser leurs garanties de capacité directement sur le marché.

5.2.3. La procédure simplifiée s'applique actuellement à l'ensemble des frontières

Fin 2019, RTE n'a pas été en mesure de signer des accords avec les GRT étrangers. La procédure simplifiée s'applique donc à toutes les frontières et pour toutes les années de livraison actuellement ouvertes (jusqu'à l'année de livraison 2022).

Il est important de noter que la signature de ces accords s'inscrit dans le contexte particulier de la mise en œuvre des principes définis dans le « *Clean Energy Package* »⁵². Celui-ci prévoit notamment l'approbation par l'ACER d'une méthodologie de prise en compte de la participation transfrontalière dans les mécanismes de capacité pour le 5 juillet 2020. La conclusion de ces accords peut donc être légèrement retardée par la perspective de l'encadrement à venir des règles s'appliquant à la participation transfrontalière.

RTE, au titre de son rôle de gestionnaire d'interconnexion, a ainsi reçu l'intégralité des garanties de capacité associées à la contribution transfrontalière pour les années de livraison 2019 et 2020 (respectivement **6 319 MW et 6 500 MW**). S'agissant de l'année 2021, RTE devrait partager une partie des garanties de capacité associées à la frontière britannique avec le gestionnaire d'interconnexion ElecLink.

Le Tableau 6 ci-dessous explicite par frontière la contribution des Etats participants interconnectés.

Tableau 6 : Contribution globale par Etat participant interconnecté

En MW	AL2019	AL2020	AL2021	AL2022
Allemagne	1 733	1 700	2 000	1 800
Belgique	272	400	800	700
Espagne	1 969	2 000 (2 200 initialement, revu à la baisse en raison d'une avarie)	2 000	2 000
Grande-Bretagne	1 386	1 500	3 000	3 800
Italie	959	900	800	900
Contribution totale	6 319	6 500	8 600	9 200

5.2.4. RTE, au titre de gestionnaire d'interconnexion, offre ses garanties de capacités sur les enchères selon une stratégie approuvée par la CRE

L'article R. 335-20 du code de l'énergie précise que les garanties de capacité ainsi obtenues par les gestionnaires d'interconnexions régulées « *sont valorisé[e]s selon des modalités transparentes et publiques, approuvées par la Commission de régulation de l'énergie, sur proposition du gestionnaire de réseau de transport français* ».

Ces modalités de valorisation pour l'année 2019 ont fait l'objet de la délibération de la CRE du 18 avril 2019. Pour les années de livraison 2020 et suivantes, elles font l'objet de la délibération du 20 juin 2019.

De façon à obtenir le prix le plus représentatif de la valeur de la capacité, le principe retenu est de proposer l'intégralité des garanties de capacité de RTE sur la dernière enchère précédant l'année de livraison, qui sert aussi à

⁵² 4^{ème} paquet législatif portant sur l'énergie appelé *Clean Energy for all Europeans* proposé par la Commission européenne en novembre 2016.

fixer le prix de règlement des écarts de capacité. Ce principe ne pouvait toutefois pas s'appliquer à l'année de livraison 2019 en raison de la publication tardive des règles du mécanisme de capacité.

L'enchère du 16 mai 2019 a donc été l'occasion de la première vente de garanties de capacité d'interconnexions régulées sur le marché et portait sur l'année de livraison 2019 elle-même. Les enchères en cours d'année de livraison présentent peu de liquidité, les acteurs se couvrant habituellement en amont. Cette enchère n'a dans ce contexte pas permis de vendre l'intégralité⁵³ des garanties de capacités et a fixé un prix d'équilibre à 0 €/MW, ces garanties étant proposées à tout prix par RTE.

La deuxième vente de garanties de capacité d'interconnexions, qui s'est déroulée le 12 décembre 2019 et qui portait sur l'année de livraison 2020, a permis la vente de l'intégralité du volume offert par RTE au prix d'équilibre de l'enchère, à savoir 16 483 €/MW. Ce résultat semble indiquer que le volume important d'invendus pour 2019 s'explique principalement par la mise aux enchères tardive des garanties de capacité et ne devrait donc pas s'observer pour les années suivantes.

5.3. Les premières enchères du dispositif de contractualisation pluriannuelle ont eu lieu le 12 décembre 2019

Dans le cadre de son enquête approfondie, la Commission européenne exprimait des doutes quant au fait « *que le mécanisme, tel qu'il est actuellement conçu, soit en mesure d'attirer de nouveaux investissements* » en raison de la visibilité insuffisante qu'il offrait pour le développement de nouvelles capacités de production.

Pour cette raison, la France s'est engagée à mettre en place un dispositif permettant d'assurer des revenus aux nouvelles capacités sur une période de sept ans. Le dispositif prend la forme d'un appel d'offres annuel dont le but est de sélectionner de nouvelles capacités si elles sont économiquement « utiles » à la collectivité. Les capacités retenues dans ce cadre bénéficient alors d'un « revenu en capacité »⁵⁴ fixé pour sept ans.

Le prix et le volume contractualisés à chaque enchère sont déterminés par le croisement de l'offre et d'une « *courbe de demande administrée* » construite de manière à sélectionner les nouvelles capacités en intégrant l'ensemble des éléments permettant de mesurer le bénéfice économique qu'elles apportent à la collectivité : estimation des besoins futurs pour assurer la sécurité d'approvisionnement, pertinence économique de construire de nouvelles capacités, intégration des hypothèses de coûts des différentes filières, etc. Par construction, l'efficacité du dispositif de contractualisation pluriannuelle repose sur cette courbe.

En régime pérenne, un appel d'offres long terme (AOLT) aura lieu tous les ans pour une période débutant 4 ans après la sélection des lauréats.

⁵³ 1,9 GW d'invendus

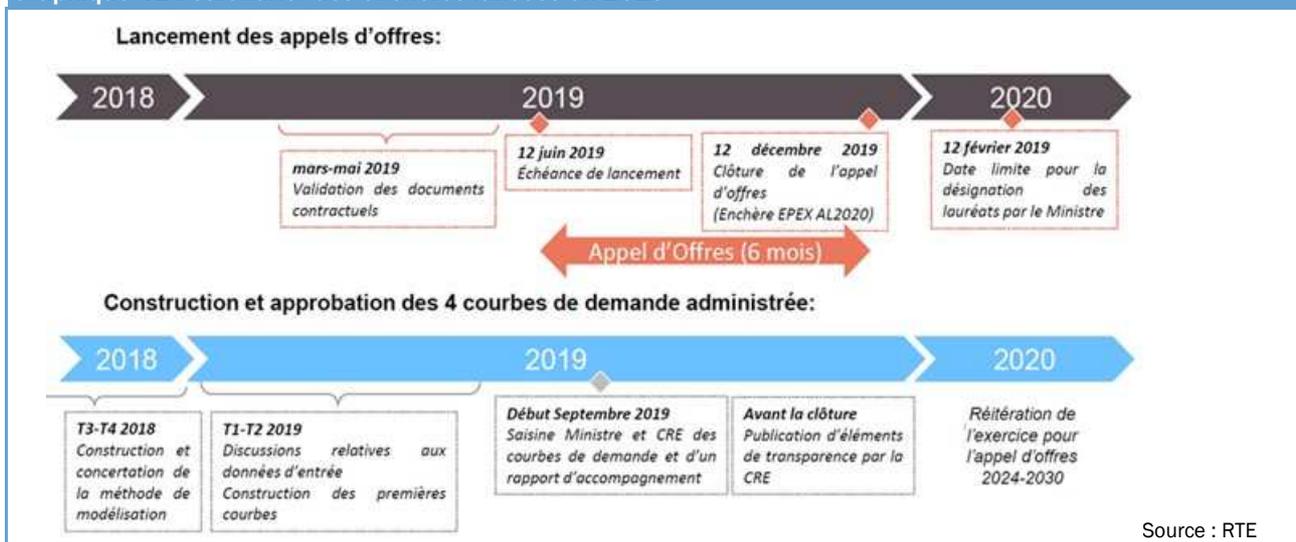
⁵⁴ i.e. indépendant de leurs « revenus en énergie », captés par ailleurs, par exemple sur le marché de gros de l'électricité.

5.3.1. Calendrier des enchères lancées en 2019

Le ministre chargé de l'énergie a publié au Journal officiel de l'Union européenne le lancement le 12 juin 2019 de quatre appels d'offres de long terme pour les nouvelles capacités, tels qu'ils sont prévus par le cadre réglementaire du mécanisme de capacité, portant sur les périodes 2020-2026, 2021-2027, 2022-2028, 2023-2029. La date de clôture des quatre appels d'offres était le **12 décembre 2019**.

Les courbes administrées proposées par RTE pour ces quatre périodes ont été approuvées par la CRE le 14 novembre 2019⁵⁵.

Graphique 41 : Calendrier des enchères lancées en 2019

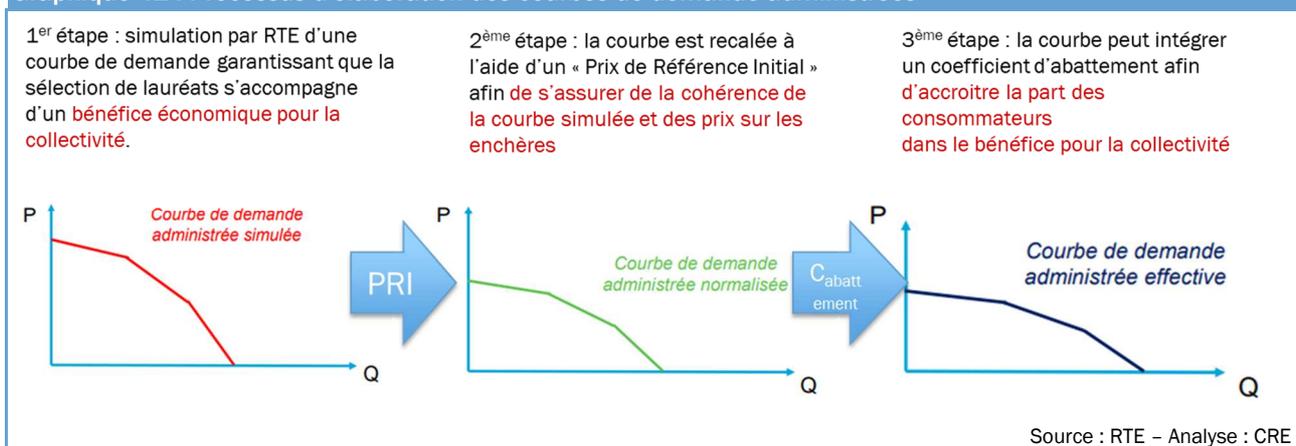


5.3.2. Courbes de demande administrée

Comme indiqué *supra*, la courbe de demande reflète l'intérêt pour la collectivité de l'ajout d'une capacité supplémentaire dans le système. Cette courbe dépend d'une modélisation et d'une simulation de l'équilibre offre demande réalisées par RTE. La modélisation est détaillée en annexe de la délibération de la CRE du 14 novembre 2019 portant approbation des courbes de demande administrée relatives au dispositif de contractualisation pluriannuelle.

Avant sélection des offres, les courbes de demande administrées sont ajustées conformément aux règles du mécanisme de capacité, afin d'ajuster les simulations de prix de RTE sur les prix de marché effectifs.

Graphique 42 : Processus d'élaboration des courbes de demande administrées



La courbe de demande administrée simulée par RTE est corrigée par la formule suivante :

$$CDA_{normalisée} = \frac{PRI_{réel}}{PRI_{modélisé}} \times CDA_{modélisée}$$

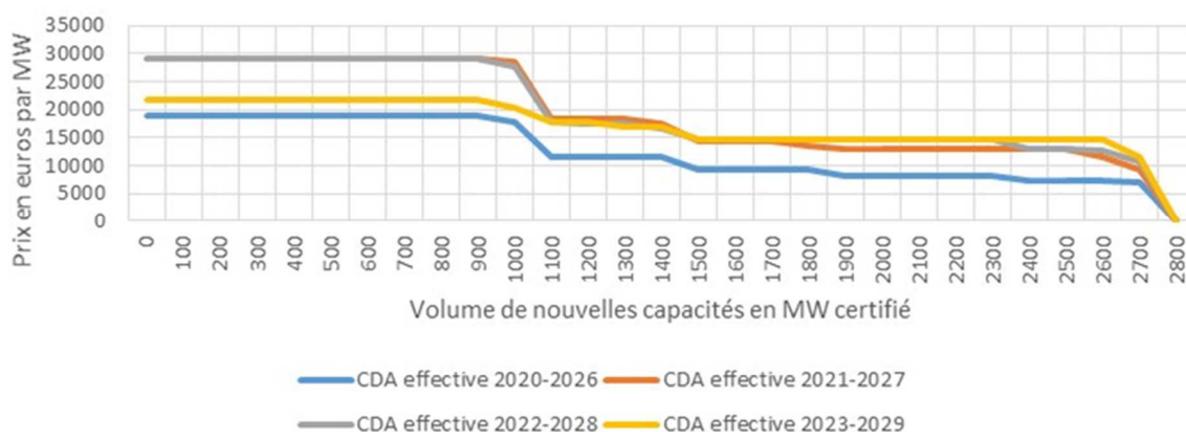
⁵⁵ Délibération de la CRE du 14 novembre 2019 portant approbation des courbes de demande administrée relatives au dispositif de contractualisation pluriannuelle dans le cadre du mécanisme de capacité

Le détail exact du calcul du « Prix de Référence Initial » - PRI figure dans les règles du mécanisme de capacité. Ce calcul fait appel aux résultats des enchères organisées.

S'agissant des enchères tenues le 12 décembre 2019 :

- pour les quatre appels d'offres, les courbes de demande sont multipliées par un ratio [PRI réel ≈ 19 k€/MW] / [Prix modélisé ≈ 22 k€/MW] égal à 85,32 %. Ce coefficient permet de tenir compte des écarts entre le modèle théorique de RTE et la réalité des prix de marché ;
- pour l'appel d'offres 2020-2026, le délai entre la désignation des lauréats et la mise en service des capacités n'était pas compatible avec les délais de construction de nouvelles capacités. En conséquence, le ministre chargé de l'énergie a demandé l'application d'un coefficient d'abattement de 65,53%. La CRE a donné un avis favorable à cet abattement ;
- les courbes de demande administrée (CDA) sont successivement translatées vers la gauche, du nombre de MW lauréats des appels d'offres portant sur les périodes de livraison antérieures.

Graphique 43 : Courbes de demande administrée avant translation horizontale suite à la sélection successive des offres



Source : RTE- Analyse : CRE

5.3.3. Les capacités de stockage et d'effacement sont les technologies lauréates de l'Appel d'offres long terme

Le Tableau 7 présente une synthèse des résultats de l'enchère du 12 décembre 2019⁵⁶.

Tableau 7 : Synthèse de la sélection des offres lauréates de l'Appel d'offres long terme tenu en 2019

	AOLT 2020-2026		AOLT 2021-2027		AOLT 2022-2028		AOLT 2023-2029	
	MW candidats	MW compétitifs						
TOTAL	221,8	0	699,2	151,1	1148,6	225,7	1058,8	0
Prix de clearing (€/MW)		N/A		29 000		28 000		N/A
Dont Batterie	122	0	421	93	772,4	159,7	624,2	0
Dont Effacement	127,8	0	278,2	58,1	375,1	66	434,1	0
ENR	0	0	0	0	1,1	0	0,5	0

⁵⁶ A noter que certaines capacités sont candidates à plusieurs appels d'offres. A titre d'exemple, une capacité candidate à l'appel d'offres 2020-2026 et non lauréate de cet appel d'offres peut également être candidate à l'appel d'offres 2021-2027.

Seuls les appels d'offres portant sur les périodes 2021-2027 et 2022-2027 ont été fructueux, pour des volumes de 151,1 et 225,7 MW respectivement. Le mécanisme a permis la contractualisation d'un total de **376,8 MW** pour un volume maximum possible de 2,7 GW.

Les prix garantis aux lauréats sont respectivement de 29 000 €/MW et 28 000 €/MW. Les projets retenus par les deux appels d'offres sont exclusivement du stockage par batteries (252,7 MW) et de l'effacement (124,1 MW).

Avec l'hypothèse d'un prix de marché de la capacité qui se maintiendrait à 16,5 k€/MW dans les années à venir, le versement du complément de rémunération pourrait représenter un coût de **5 M€/an** pour le consommateur à partir de 2022. Néanmoins, l'AOLT fonctionne sur la base d'un contrat pour différence avec pour référence le prix des enchères organisées. Les lauréats sont ainsi fortement incités à offrir leur capacité à prix nul sur les enchères classiques, ce qui devrait contribuer à faire diminuer le prix de la capacité.

L'enchère portant sur la période 2020-2026 ne sélectionne aucun lauréat en raison de l'application du coefficient d'abattement mentionné précédemment. L'enchère portant sur la période la plus lointaine, 2023-2029, ne retient aucun candidat car l'intérêt pour la collectivité de contractualiser des capacités est plus faible sur cette période et le prix moyen des offres plus élevé (cf. *infra*).

Le Tableau 8 présente la liste des projets retenus.

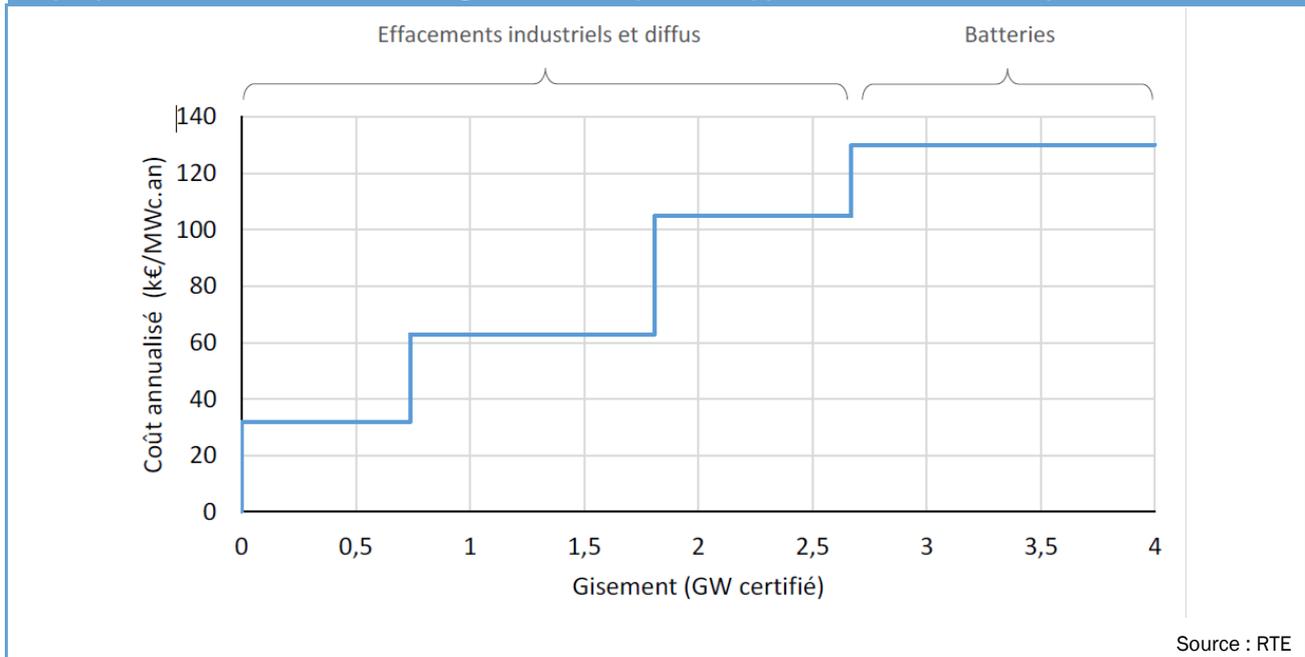
Tableau 8 : Liste des projets retenus à l'issue de l'Appel d'offres long terme tenu en 2019

ACTEUR	FILIERE	MW contractualisés	Proposition	Prix garanti	Période
Entech	Batterie	2	17 890 €/MW	29 000 €/MW	AL 2021-2027
ZE Energy	Batterie	2	23 900 €/MW		
SGE	Effacement	5,1	25 000 €/MW		
CSE Volta	Batterie	24	25 400 €/MW		
VALOREM	Batterie	1,1	27 000 €/MW		
Voltalis	Effacement	53	27 000 €/MW		
NOEN	Batterie	5,9	28 000 €/W		
BHC	Batterie	58	29 000 €/MW		
AFD7	Batterie	75	18 800 €/MW	28 000 €/MW	AL 2022-2028
ALOE ENERGY	Batterie	1	18 000 €/MW		
INNERGEX	Batterie	7,6	19 999,78 €/MW		
ZE Energy	Batterie	2	23 900 €/MW		
CSE Coulomb	Batterie	24	25 400 €/MW		
Voltalis	Effacement	66	27 000 €/MW		
NOEN	Batterie	5,1	28 000 €/MW		
BHC	Batterie	45	28 000 €/MW		

RTE, sur la base notamment de rapports de l'ADEME⁵⁷, s'était appuyé sur des hypothèses de coûts et de gisement de capacités supplémentaires afin de construire les courbes administrées. Ces hypothèses sont reproduites dans la courbe du Graphique 44.

⁵⁷ Le coût d'investissement des capacités d'effacement industriel s'appuie sur celui déterminé par l'ADEME dans son rapport de 2017 sur les gisements d'effacement en France. Les hypothèses de coûts et de gisement retenues s'agissant des effacements diffus sont issues des analyses menées dans le cadre du rapport Réseaux Electriques Intelligents (REI), publié par RTE en 2017. Concernant les batteries, l'hypothèse de coût considérée est issue du rapport de l'ATEE publié en juillet 2018, Etude PEPS4 sur le potentiel national du stockage d'électricité et du power-to-gaz.

Graphique 44 : Courbes de coûts et de gisement de capacités supplémentaires construite par RTE



RTE estimait ainsi que seuls l'effacement et les batteries étaient susceptibles de se développer dans le cadre réglementaire actuel. S'agissant des énergies renouvelables, RTE considérait en effet qu'elles ne candidateraient pas en raison de leur contribution à la sécurité d'approvisionnement par MW installé, qui est par nature faible.

S'agissant des technologies candidates, les hypothèses de RTE semblent vérifiées. L'effacement et les batteries représentent la quasi-totalité des offres disponibles. Un seul candidat a proposé des offres de capacité ENR de puissance limitée (0,5 MW et 1,1 MW), dont aucune n'a été retenue en raison de prix trop élevés (30 000 €/MW et 40 000 €/MW).

En revanche, les propositions en volume et en niveau des candidats s'écartent notablement de l'estimation de RTE.

S'agissant de l'effacement, alors que l'étude de gisement évaluait à 2 500 MW le volume d'effacements susceptible de se déclarer, dont 700 MW avec des prix compatibles avec les courbes administrées, seuls 124,1 MW ont été effectivement retenus pour 400 MW proposés. Ils correspondent à un projet d'effacement industriel de 5,1 MW pour 2021-2027 et deux projets d'effacement diffus pour chacun des deux appels d'offres (respectivement de 53 MW et 66 MW pour 2021-2027 et 2022-2028). En comparant les candidatures des opérateurs d'effacement entre l'AOLT et l'AOE (appel d'offres effacement), il apparaît que l'AOLT n'a pas permis l'émergence de nouvelles offres d'effacement industriel, alors qu'il voit se développer l'effacement diffus, qui ne participe pas aujourd'hui à l'AOE.

S'agissant des batteries, alors que des prix de l'ordre de 130 000 €/MW étaient attendus, les offres déposées se situent à des niveaux sensiblement inférieurs et dans une fourchette très large (de 15 k€/MW à 94 k€/MW) pour des caractéristiques techniques similaires (une heure de stockage). Selon toute vraisemblance, les candidats ont retenu, pour la construction de leurs offres, des revenus supplémentaires liés à la participation aux services systèmes⁵⁸. Ainsi, plus de 13 projets de batteries ont été sélectionnés pour un volume global de 252,7 MW.

L'enchère correspondant à la période la plus éloignée, l'AOLT 2023-2029, ne révèle aucun lauréat bien que l'offre soit abondante (1 GW). Ce résultat s'explique par une demande inférieure et un prix moyen pondéré des offres plus élevé à mesure que la période s'éloigne (41 k€/MW, 45 k€/MW, 47 k€/MW et 51 k€/MW), suggérant un accroissement avec le temps du risque de financement des projets de batterie ou d'effacement.

5.3.4. Les résultats des enchères AOLT interrogent quant au design de ce dispositif

Les principaux éléments à retenir du démarrage du dispositif de contractualisation pluriannuelle sont les suivants :

- le mécanisme concerne principalement l'effacement diffus et les batteries, car les nouvelles centrales au gaz sont interdites en France et les ENR non compétitives ;

⁵⁸ Les prix moyens en 2019 sur la réserve primaire étaient de 6,7 €/MW/30min, soit plus de 110 000 €/MW si on est retenu tous les jours. En pratique, les batteries peuvent difficilement participer à la réserve secondaire, car sa sollicitation est importante et nécessite un stock important d'énergie pour être disponible sur toute la durée de programmation, contrairement à la réserve primaire qui limite à 15 min le stock nécessaire en cas d'écart de fréquence important. De plus, en attente de l'évolution de la contractualisation de la réserve secondaire en 2021, des transactions bilatérales avec les producteurs obligés sont nécessaires pour pouvoir valoriser cette réserve.

- les batteries sont compétitives car elles cumulent les revenus de l'AOLT et des services système ;
- une différence importante est observée entre les gisements théoriques et les offres proposées.

Sur le dernier point, une partie de l'écart pourrait s'expliquer par les caractéristiques du mécanisme : la durée de contractualisation de 7 ans serait trop importante pour les acteurs de l'effacement industriel et la période de livraison serait trop éloignée⁵⁹ (4 ans) pour les projets d'effacements diffus et les batteries.

Des réflexions devraient donc être engagées sur la cohérence des règles de conception du dispositif de contractualisation pluriannuelle avec les contraintes des candidats potentiels.

5.4. Le cycle des enchères de capacité s'est terminé pour la première fois pour l'année de livraison AL 2017, les prix des enchères pour AL 2020 varient dans le contexte de modification des règles de fonctionnement du mécanisme

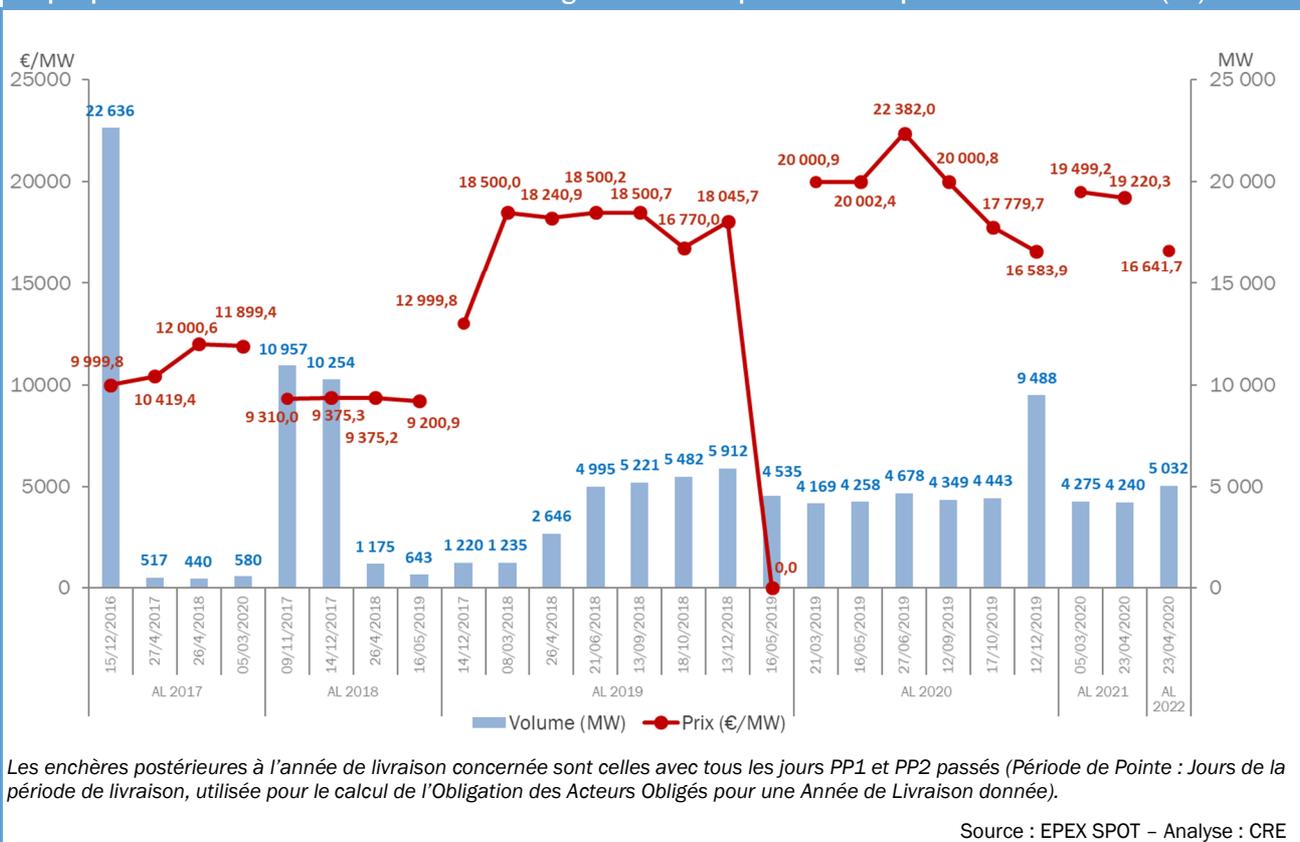
Le Graphique 45 représente l'évolution des résultats des enchères de garantie de capacité par l'année de livraison depuis la mise en œuvre du mécanisme. La première enchère a eu lieu en décembre 2016 pour l'année de livraison (AL) 2017 uniquement.

En 2019, six enchères se sont déroulées sur le marché d'EPEX SPOT pour l'année de livraison 2020, ainsi qu'une sur l'année de livraison 2018 et une autre sur l'année de livraison 2019. A ce jour, deux enchères se sont déroulées en 2020 pour l'année de livraison 2021 et une pour l'année de livraison 2022, ainsi qu'une pour l'année de livraison 2017. Cette année de livraison est la première pour laquelle le cycle des enchères s'est terminé⁶⁰.

Les enchères déroulées courant 2019 pour l'année de livraison 2020 se sont traduites par une hausse sensible des prix des garanties de capacité pendant quatre premières enchères. L'enchère du 27 juin 2019 a enregistré le prix record depuis le fonctionnement du mécanisme à hauteur de 22 382 €/MW.

En raison de la publication tardive fin 2019 des nouvelles règles de fonctionnement du mécanisme de capacité, l'année 2020 ne comporte que six enchères.

Graphique 45 : Prix et volumes des enchères de garanties de capacité tenues par année de livraison (AL)



⁵⁹ Ce point est tout de même à nuancer s'agissant des appels d'offres transitoires qui portaient également sur des périodes de livraison plus proches.

⁶⁰ En régime pérenne, selon les règles actuelles, les acteurs peuvent s'échanger les garanties de capacité d'une année donnée sur une période de 8 ans démarrant 4 ans avant l'année de livraison et se terminant 3 ans après.



5.4.1. A compter de l'année de livraison 2020, le prix utilisé pour le calcul des écarts en capacité fait référence à une unique enchère

En application de la délibération de la CRE du 28 février 2019⁶¹, le prix de règlement des écarts (PREC) est défini comme le prix révélé par la dernière enchère réalisée sur les plates-formes d'échanges organisés précédant l'année de livraison. Cette nouvelle référence de prix s'applique à compter de l'année de livraison 2020.

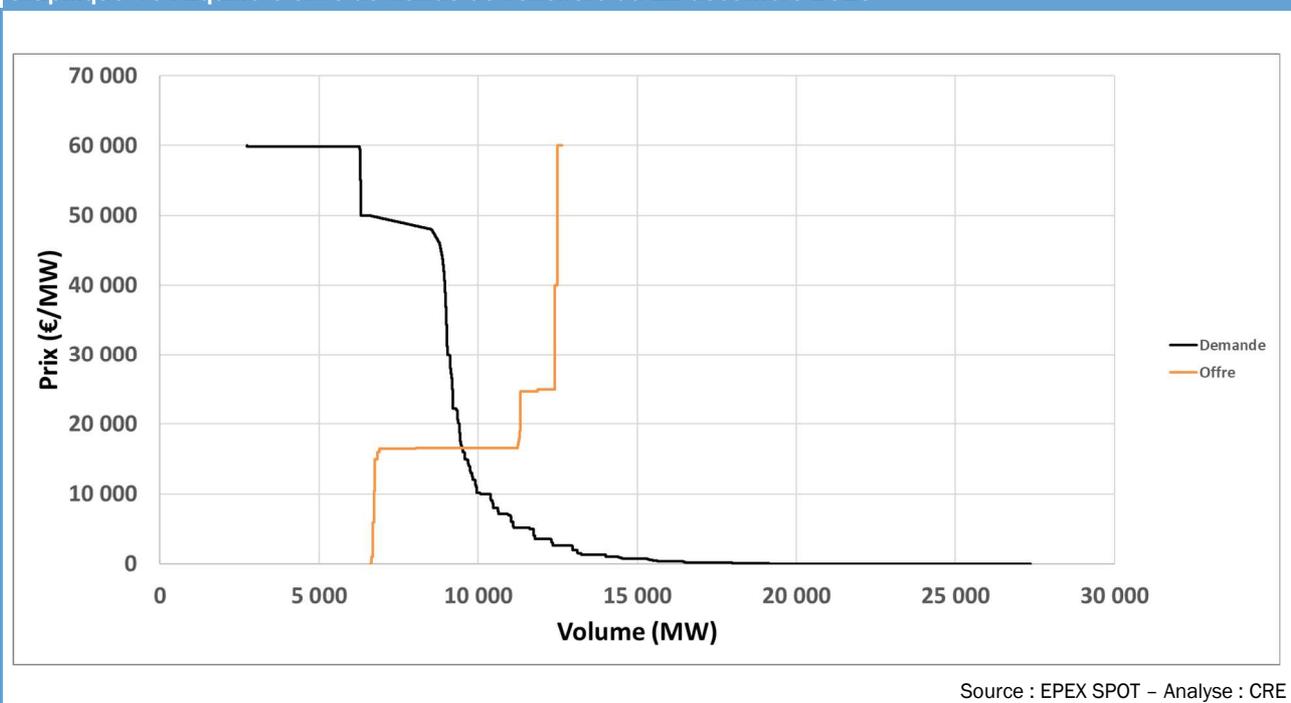
En raison de l'application des nouvelles règles du mécanisme de capacité, entrées en vigueur à la fin de l'année 2018, l'année de livraison 2020 ne comporte que six enchères.

Par ailleurs, en application de la délibération de la CRE du 20 juin 2019⁶², l'intégralité des garanties de capacité des interconnexions régulées est proposée par RTE sur l'enchère servant de référence au PREC à un prix nul (6,5 GW).

L'enchère du 12 décembre 2019 est donc particulièrement intéressante puisqu'il s'agit de la première enchère cumulant la prise en compte des interconnexions et la nouvelle définition du prix de règlement des écarts. Elle a affiché une liquidité importante, de 9,5 GW contre 4,5 GW observés en moyenne sur les enchères précédentes de l'année de livraison 2020. La demande se concentre ainsi visiblement sur la dernière enchère.

Toutefois, cette hausse du volume peut s'expliquer par l'intégration dans l'enchère de vente des garanties de capacité des interconnexions, soit plus de 6 GW. L'effet de la modification de la formule de calcul du PREC sur la stratégie des acteurs n'est donc pas évident.

Graphique 46 : Equilibre offre-demande de l'enchère du 12 décembre 2019



5.4.2. L'équilibre de marché pour l'année de livraison 2020 a été affecté par la baisse de la contribution de la filière nucléaire à la sécurité d'approvisionnement

En suivant une méthodologie similaire à celle du dernier rapport de surveillance des marchés de gros⁶³, une estimation du prix de la capacité théorique pour l'année de livraison (AL) 2020 est réalisée. Le prix de la capacité théorique est obtenu en simulant une enchère unique regroupant l'intégralité de la demande et une courbe d'offre reflétant le « *missing money* » de chaque capacité en France.

Pour rappel, 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 ;

⁶¹ Délibération de la CRE du 28 février 2019 portant décision sur les modalités de calcul de la référence de prix pour le calcul des écarts dans le cadre du mécanisme de capacité

⁶² Délibération de la CRE du 20 juin 2019 portant approbation des modalités de valorisation des certificats des capacités d'interconnexions régulées à compter de l'année de livraison 2020

⁶³ Le rapport de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel de 2018

- des coûts marginaux, qui dépendent du prix des commodités (CO₂, 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 hypothèses de coûts de production utilisés sont issues de données publiques, notamment celles utilisées dans le cadre du bilan prévisionnel de RTE. Les coûts marginaux sont construits sur la base des cotations publiques des commodités. Une sensibilité des résultats est donnée 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.

Les produits à terme pour l'année 2020 ont été caractérisés, en comparaison avec l'année 2019, par une relative stabilité du prix de l'électricité et par la hausse des prix du CO₂. Par ailleurs, les importants mouvements sociaux de la fin de l'année 2019, touchant en particulier les centrales charbon, pouvaient laisser penser à une baisse de la disponibilité des groupes de production en 2020.

Ces facteurs combinés ont contribué à altérer la rentabilité théorique des centrales charbon comme l'illustrent les résultats présentés dans le Tableau 9. Pour rappel, les résultats de l'évaluation de « *missing money* » théorique pur l'année de livraison 2019 sont présentés dans le Tableau 10.

Tableau 9 : Evaluation de *Missing Money* théorique des centrales thermiques pour l'année de livraison 2020

<u>AL 2020</u>	CCGT rendement 58 %	CCGT rendement 55 %	Charbon rendement 35 %	TAC fioul rendement 40 %
Missing Money théorique	0 €/kW	0 €/kW	[0-26] €/kW	[15 - 24] €/kW

Tableau 10 : Evaluation de *Missing Money* théorique des centrales thermiques pour l'année de livraison 2019

<u>AL 2019</u>	CCGT rendement 58 %	CCGT rendement 55 %	Charbon rendement 35 %	TAC fioul rendement 40 %
Missing Money théorique	0 €/kW	0 €/kW	[0-20] €/kW	~ 26 €/kW

S'agissant des volumes de capacité disponibles, les Tableau 11 et Tableau 12 illustrent les niveaux de certification des différentes technologies sur le registre de capacité du 13/06/2019⁶⁴ pour l'année de livraison 2020 et, pour rappel, 2019.

Tableau 11 : Niveaux de certification des différentes technologies sur le registre de capacité du 13/06/2019 pour l'année de livraison 2020

AL 2020								
Nucléaire	Lac / STEP	Interconnexions	ENR + Autre	Effacement	Gaz	Charbon	Pétrole/Fioul	Total
51,9 GW	9,3 GW	6,5 GW	14,5 GW	2,4 GW	7,2 GW	2,6 GW	1,7 GW	96,2 GW

Tableau 12 : Niveaux de certification des différentes technologies sur le registre de capacité du 13/06/2019 pour l'année de livraison 2019

AL 2019								
Nucléaire	Lac / STEP	Interconnexions	ENR + Autre	Effacement	Gaz	Charbon	Pétrole / Fioul	Total
55,2 GW	9 GW	6,3 GW	15 GW	1,7 GW	7 GW	2,4 GW	1,6 GW	98,2 GW

⁶⁴ Etat du registre avant la troisième enchère de capacité pour l'année de livraison 2020 du 27/06/2019

La comparaison des deux situations fait apparaître un écart substantiel sur la quantité de certificats de capacité attribuée à la filière nucléaire, dû à la modification du coefficient d'abattement applicable à cette filière pour le calcul de la capacité certifiée. Celui-ci a été diminué de 1 à 0,95 dans la version en vigueur des règles du mécanisme de capacité et traduit, selon RTE, une meilleure appréciation de la corrélation entre les périodes de tension du système électrique et la disponibilité du nucléaire pendant ces périodes.

Pour rappel, le volume de garanties de capacité octroyé aux producteurs correspond en théorie à la disponibilité moyenne des capacités pendant les périodes de défaillance. Ces périodes étant très rares, RTE mesure en pratique la disponibilité des capacités pendant les heures PP2⁶⁵ et en déduit leur contribution à la sécurité d'approvisionnement à l'aide d'un coefficient normatif. Les résultats des simulations de RTE ont montré que la disponibilité moyenne du nucléaire pendant les heures PP2 était en réalité significativement supérieure à la disponibilité du nucléaire pendant les heures de défaillance. Ce constat s'explique principalement par la simultanéité historiquement observée des indisponibilités des tranches nucléaires, arrêtées souvent à plusieurs en même temps pour des raisons de contrôle de l'autorité de sûreté notamment.

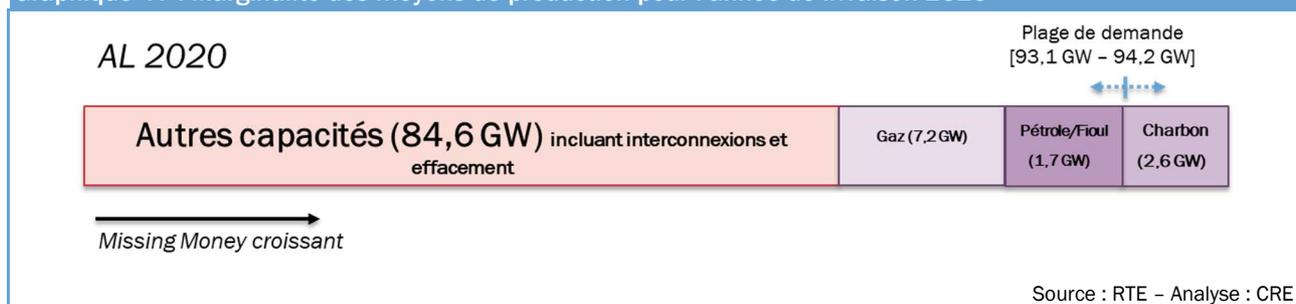
Cette évolution emporte des conséquences importantes sur l'équilibre global du mécanisme dans la mesure où le total des certificats de capacité disponibles n'excède plus que de 2 GW l'obligation globale maximale France estimée par RTE dans son bilan prévisionnel 2019 (BP 2019).

Tableau 13 : Hypothèses de la consommation pour l'année de livraison 2020 selon le bilan prévisionnel de RTE pour 2019 (BP 2019)

Variante de consommation	Obligation (intégrant le coefficient de sécurité et l'effacement tarifaire)
Trajectoire de consommation basse (n° 1 du BP 2019)	93,1 GW
Cas de base : consommation stable	93,7 GW
Trajectoire de consommation haute (BP 2019)	94,2 GW

À cet égard, une analyse de marginalité des moyens de production à partir des informations disponibles dans le registre montre que, selon l'hypothèse haute des coûts, le charbon ou les TAC fioul sont susceptibles de représenter les dernières technologies appelées par le marché (Graphique 47).

Graphique 47 : Marginalité des moyens de production pour l'année de livraison 2020



Les prix observés sur les enchères pour l'AL 2020 apparaissent cohérents avec les simulations et les fondamentaux théoriques. Cependant, la CRE rappelle qu'en raison de l'architecture pratique du mécanisme⁶⁶, les enchères spot du mécanisme français peuvent fixer un prix différent du prix théorique.

A ce titre, la CRE constate toujours 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 que, dans le cadre du retour d'expérience lancé par RTE en 2020, une évolution le design du mécanisme de capacité vers davantage de centralisation doit être étudiée.

⁶⁵ Heures de tension pour le système, déterminées par RTE

⁶⁶ La temporalité du mécanisme, la multiplicité des enchères et les contraintes d'offre

5.4.3. A l'occasion de la clôture de la première année de livraison du mécanisme, un retour d'expérience est lancé par RTE

Le mécanisme de capacité a fait l'objet de nombreuses analyses et concertations depuis son lancement. Ces travaux, en particulier ceux entrepris en 2018 et 2019, ont d'ores et déjà apporté davantage de souplesse au mécanisme et permis la mise en place de certains correctifs.

Toutefois, ces correctifs, y compris le PREC, n'ont pas modifié substantiellement l'architecture du mécanisme. Les acteurs continuent de souhaiter une remise en question plus profonde de sa structure, au regard de sa complexité et de la formation des prix. Ces demandes ont été appuyées à plusieurs reprises par la CRE⁶⁷.

Après trois ans de fonctionnement, et sur la base du premier exercice complet de l'année de livraison 2017, RTE propose d'organiser un retour d'expérience ayant pour objectif d'évaluer le dispositif et d'alimenter les réflexions sur son architecture et ses modalités pratiques de mise en œuvre. Les travaux porteront notamment sur :

- la contribution du mécanisme de capacité à la sécurité d'approvisionnement ;
- l'articulation du mécanisme de capacité avec la feuille de route climat énergie ;
- le comportement des acteurs et incitations renvoyées par le mécanisme de capacité ;
- et le niveau de complexité au regard des enjeux de précision.

Les échanges ont débuté au premier semestre 2020 pour un objectif de publication des résultats par RTE en en deuxième semestre 2020.

5.5. Bilan du fonctionnement du marché de capacité

Les prix des enchères de capacité en 2019 pour livraison 2020 sont restés relativement stables, la moyenne des prix s'est établie à 19 458 €/MW contre 17 365 €/MW l'année précédente, soit une hausse de 12 %. A titre d'illustration, la part capacitaire a représenté 3,5 €/MWh H.T. en moyenne dans les tarifs réglementés d'électricité en 2020.

Le mécanisme continue à s'améliorer et l'ensemble des engagements pris par les autorités françaises sont dorénavant intégrés dans le dispositif : participation des capacités transfrontalières et dispositif de contractualisation pluriannuelle.

Néanmoins, les défauts fondamentaux du mécanisme demeurent toujours. L'existence de plusieurs enchères pour la même échéance, imposée par la Commission européenne, ne permet pas de garantir la rencontre de l'offre et de la demande à chaque enchère. En conséquence, certains exploitants de capacité participent aux enchères en intégrant dans leurs offres des prix de réserve alors qu'une grande partie des capacités ont un « *missing money* » nul.

Les caractéristiques actuelles de ce marché rendent sa surveillance très difficile. Ainsi, bien que les fondamentaux du système pour l'année 2019 semblent cohérents avec les prix, dans ces conditions, la CRE n'est pas en mesure de garantir, en règle générale, que la formation des prix sur le mécanisme de capacité reflète toujours la réalité de l'offre et de la demande.

La CRE est donc très satisfaite que RTE ait pris l'initiative d'organiser un retour d'expérience ayant pour objectif d'évaluer le dispositif et d'alimenter les réflexions sur ses nécessaires évolutions. Les échanges ont débuté au premier semestre 2020.

En parallèle des discussions nationales, la CRE suit avec attention la mise en place du cadre européen relatif aux mécanismes de capacité défini par le nouveau règlement sur le marché intérieur de l'électricité (*Clean Energy Package*) qui pourrait également impacter l'architecture du mécanisme français.

⁶⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 septembre 2018 portant avis sur le projet de décret relatif au mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité

6. BILAN DU FONCTIONNEMENT DES MARCHES DE L'ÉLECTRICITÉ EN 2019

L'année 2019 a été marquée par une baisse des prix de l'électricité dans le sillage de la baisse des prix des matières premières. En effet, malgré une part importante de la filière nucléaire dans la production en France, les prix de marché restent également très sensibles à l'évolution des prix des matières premières qui s'y répercutent au travers des coûts marginaux des dernières unités appelées.

Les marchés de l'électricité restent pour l'instant majoritairement nationaux, mais évoluent vers un système d'échange de plus en plus intégré au niveau européen en particulier pour des marchés court terme. L'évolution des prix d'électricité affiche ainsi en 2019 une certaine convergence entre la France et autres pays européens.

Les volumes échangés sur les marchés à terme sont en baisse en 2019 du fait d'un regain d'attractivité de l'ARENH par rapport aux prix des produits à terme échangés sur les marchés. A contrario, les volumes sur les marchés court terme augmentent, ce qui reflète le bon développement de ces marchés.

Les marchés d'équilibrage et de capacité font également l'objet d'évolutions structurantes en se complexifiant. Ces évolutions appellent une vigilance soutenue de la part de la CRE pour la surveillance de ces marchés, mais aussi une attention de la part des acteurs en termes de bonne compréhension et l'application cohérente des règles de fonctionnement.

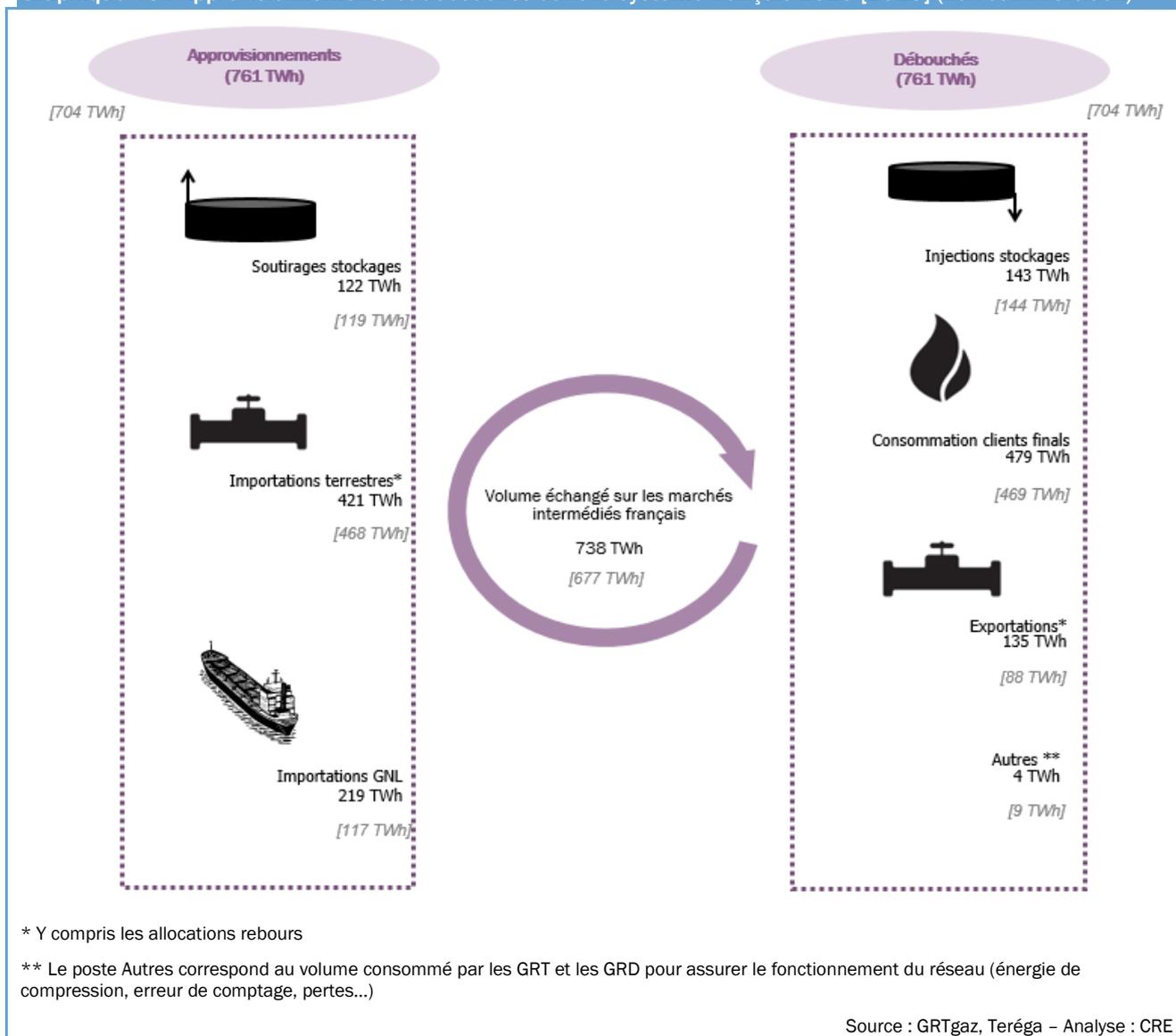
**SECTION 4
LES MARCHES DE GROS DU GAZ NATUREL**

1. EVOLUTION DE LA CONJONCTURE DES MARCHES DE GROS DU GAZ EN 2019

1.1. Equilibre du système français

En 2019, le total des quantités transportées en France est en hausse avec des volumes d'approvisionnements et débouchés supérieurs de près de 60 TWh à ceux de 2018, à 761 TWh en 2019. La différence la plus marquante dans les fondamentaux de l'équilibre du marché par rapport à l'année dernière est l'augmentation des approvisionnements en GNL.

Graphique 48 : Approvisionnements et débouchés dans le système français 2019 [2018] (flux commerciaux)



La consommation des clients finaux augmente de 10 TWh et atteint 479 TWh, soit une hausse de 2,1 % par rapport à 2018 mais reste sous les niveaux de 2016 (490 TWh) et de 2017 (492 TWh). La consommation des ménages reste stable tandis que celle des centrales à gaz augmente, du fait de leur plus forte sollicitation. En effet, les centrales à gaz ont été sollicitées plus que l'année passée, notamment au cours de l'été.

Les injections dans les stockages restent quasiment stables, atteignant 144 TWh contre 143 TWh l'année passée qui avait connu une augmentation de 45 % des injections. Les stockages ont donc été de nouveaux très sollicités pendant la saison d'injection du fait de signaux de prix favorables mais aussi car l'ensemble des capacités de stockage avaient été souscrites. Les soutirages sont également restés relativement stables, atteignant 122 TWh contre 119 TWh en 2018. A noter que les injections ont débuté très tôt en 2019, dès le mois de mars, alors qu'il y avait encore des soutirages.

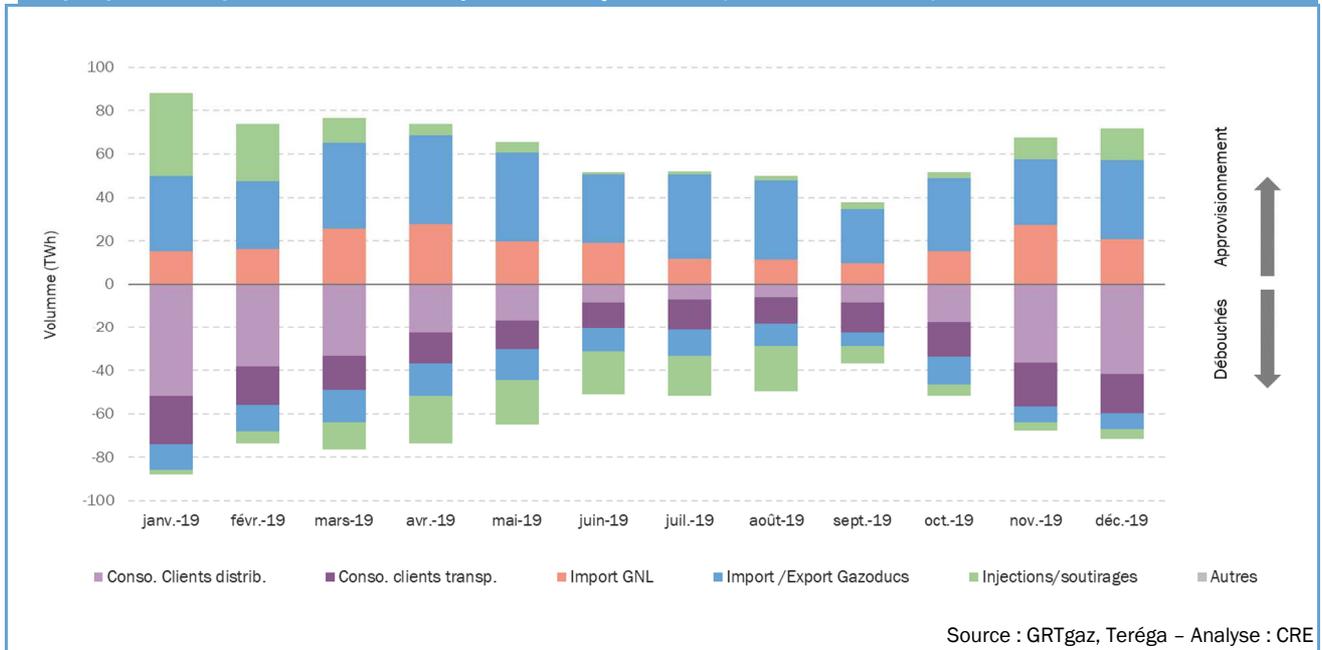
Les importations de GNL ont augmenté de plus de 100 TWh en 2019, atteignant un niveau record de 219 TWh. L'approvisionnement en GNL observe une saisonnalité avec des importations plus élevées en été qu'en hiver, ce qui laisse alors plus de place pour les importations via gazoducs. Toutefois, ces dernières affichent de nouveau une

baisse, atteignant 421 TWh, soit 10 % de moins que l'année passée. L'approvisionnement en GNL constitue 34 % des imports français en 2019, contre 20 % en 2018.

En conséquence de l'augmentation significative des importations à consommation quasi-constante, les exportations ont augmenté de 53 % par rapport à 2018, atteignant 135 TWh, en raison de transits importants vers l'Espagne et la Suisse notamment.

Enfin la liquidité sur les marchés de gros, via bourses et courtiers, est de nouveau en hausse, avec environ 740 TWh échangés, soit une hausse de 9 % par rapport à 2018.

Graphique 49 : Equilibre mensuel du système français 2019 (flux commerciaux)

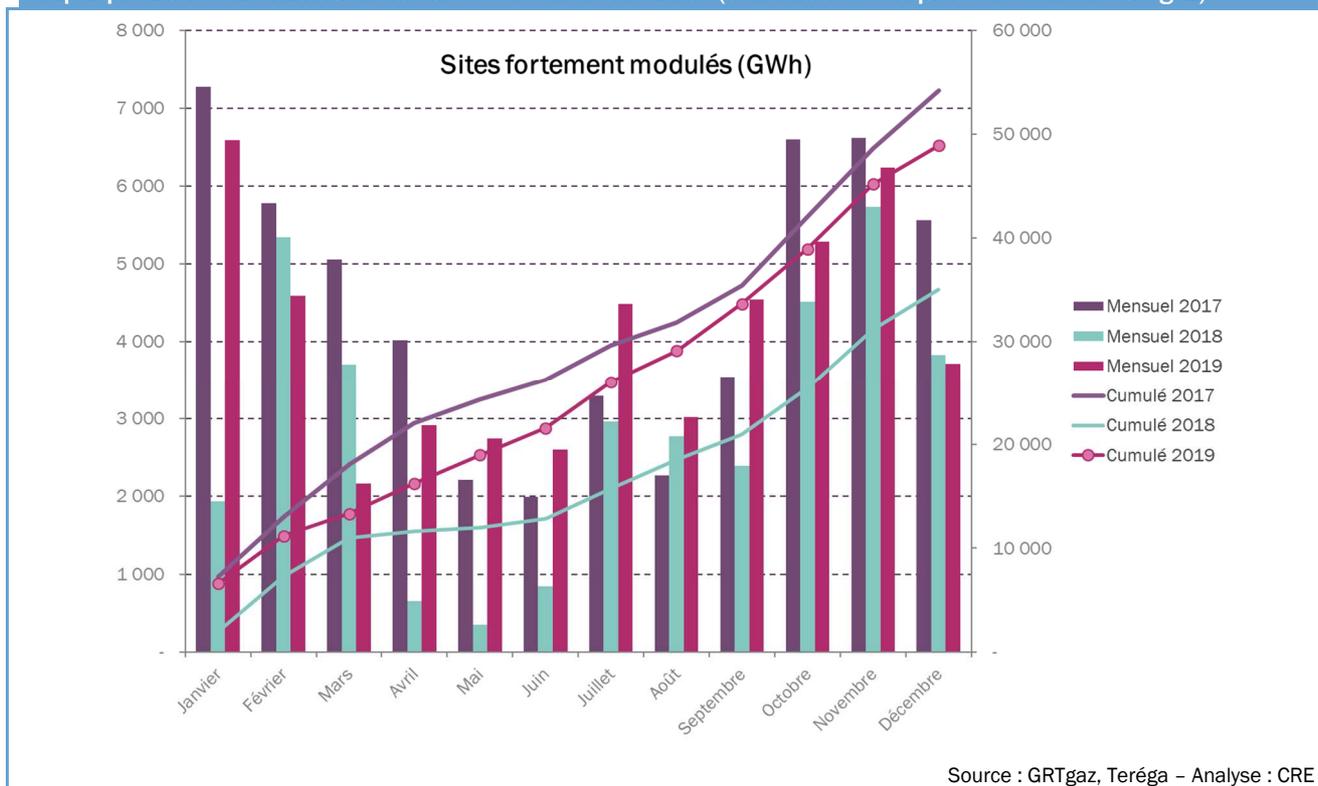


1.2. Consommation en légère hausse de 2 % qui reflète une situation contrastée

La consommation française de gaz naturel a atteint un niveau total de 478 TWh en 2019, soit une hausse de 2,1 % par rapport à 2018. Cette consommation se répartit entre les sites connectés au réseau de distribution, qui représentent une consommation de 288 TWh et les sites connectés au réseau de transport, qui représentent une consommation de 189 TWh.

La consommation rattachée au réseau de distribution est relativement stable par rapport à 2018 où elle avait atteint 291 TWh. Celle rattachée au réseau de transport est en hausse de 6,2 % par rapport à 2018 où elle valait 178 TWh. Cette hausse est largement due à l'augmentation de la consommation des sites fortement modulés par rapport à 2018, qui atteint 49 TWh. En effet, la production des centrales à gaz a augmenté en 2019 à 38,6 TWh, notamment au cours de l'été et en automne pour pallier la baisse de la disponibilité nucléaire et la faible production hydraulique, mais aussi tout au long de l'année en remplacement de la production à base de charbon dans le sillage des prix des quotas de CO₂ élevés.

Graphique 50 : Consommation des sites fortement modulés (centrales électriques fonctionnant au gaz)



1.3. Les stockages affichent des sollicitations records

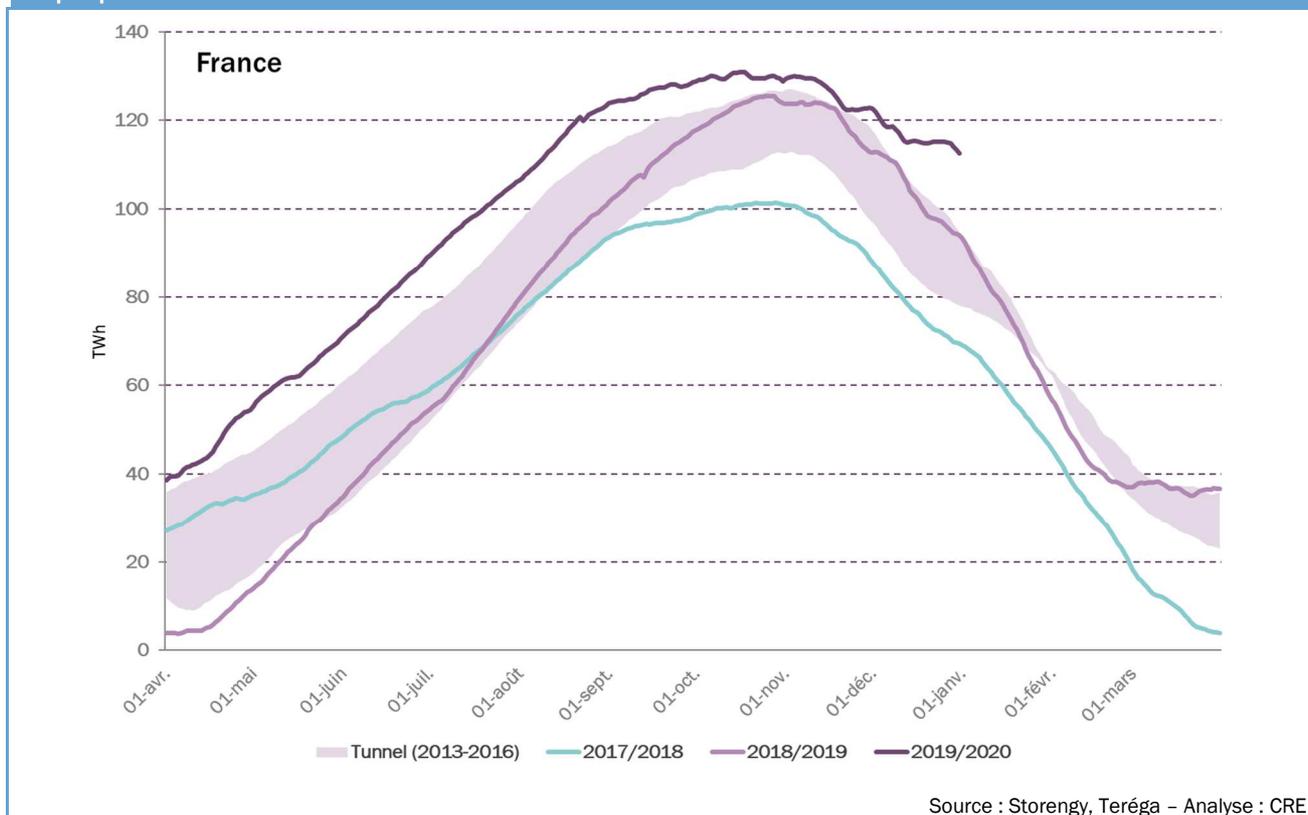
Grâce à de fortes injections pendant l'été gazier 2018, l'hiver gazier a commencé en novembre avec un stock élevé, atteignant 124 TWh. Entre novembre et février, les infrastructures de stockages ont été très sollicitées avec un niveau de soutirage moyen de 855 GWh/j. En mars 2019, le rythme de soutirage s'est très nettement ralenti et des premières injections ont eu lieu dès le mois de mars. L'alternance entre injection et soutirage a maintenu le niveau des stocks constant pendant le mois de mars.

Ainsi, au 1^{er} avril 2019, alors que débutait l'été gazier, le niveau des stocks disponibles était historiquement haut et valait 38,7 TWh contre 4 TWh à la même date l'année passée. Grâce à un écart de prix hiver/été favorable et une faible demande, les injections ont débuté tôt et à un rythme soutenu. En moyenne 439 GWh/j ont été injectés pendant la saison contre près de 553 GWh/j l'année passée. Début septembre, les stocks atteignaient un niveau de remplissage de 95%. De fait, les mois de septembre et octobre ont été des mois avec une faible activité pour les infrastructures de stockage.

En raison d'un hiver relativement doux et d'approvisionnements élevés en GNL, les soutirages sur la période octobre-décembre 2019 ont été faibles. L'année 2019 s'est clôturée avec un niveau de stockage de 113 TWh, soit le plus haut niveau jamais observé à cette date.

Ainsi, entre avril 2019 et décembre 2019, les stocks sont restés à des niveaux très élevés, plus que le tunnel historique des 6 dernières années. Ce remplissage exceptionnel est la conséquence du climat et de signaux de prix favorables, mais aussi de la réforme de l'accès des tiers aux capacités de stockage introduite par la loi du 30 décembre 2017⁶⁸. Les capacités de stockage sont commercialisées aux enchères depuis 2018, selon des modalités approuvées par la CRE. De même que pour l'hiver 2018-2019, l'ensemble des capacités de stockage pour l'hiver 2019-2020 ont été souscrites.

Graphique 51: Niveaux des stocks en France



1.4. Une hausse de 87 % de l'approvisionnement en GNL

En augmentation depuis 2015, le nombre de cargaisons GNL réceptionnées en France a bondi en 2019. Alors qu'il était de 169 en 2018, il a atteint 268 cargaisons en 2019, soit une hausse de 59 %. Les importations depuis l'Algérie et le Nigéria étant relativement constantes depuis 2017, la hausse provient de pays ayant plus récemment investi dans de nouveaux terminaux de liquéfaction, tels les Etats-Unis et la Russie. En effet, fin 2018, le troisième train de liquéfaction du terminal de Yamal LNG est entré en service, tandis que les Etats-Unis augmentent leurs activités dans le golfe du Mexique avec notamment le terminal Cameron LNG mis en service en mai 2019. La Russie a exporté 69 cargaisons en France contre 15 l'année passée et les Etats-Unis 33 contre 5 en 2018. Le Qatar, acteur historique du GNL, accroît également ses exports vers la France, passant de 9 cargaisons l'année passée à 15 en 2019.

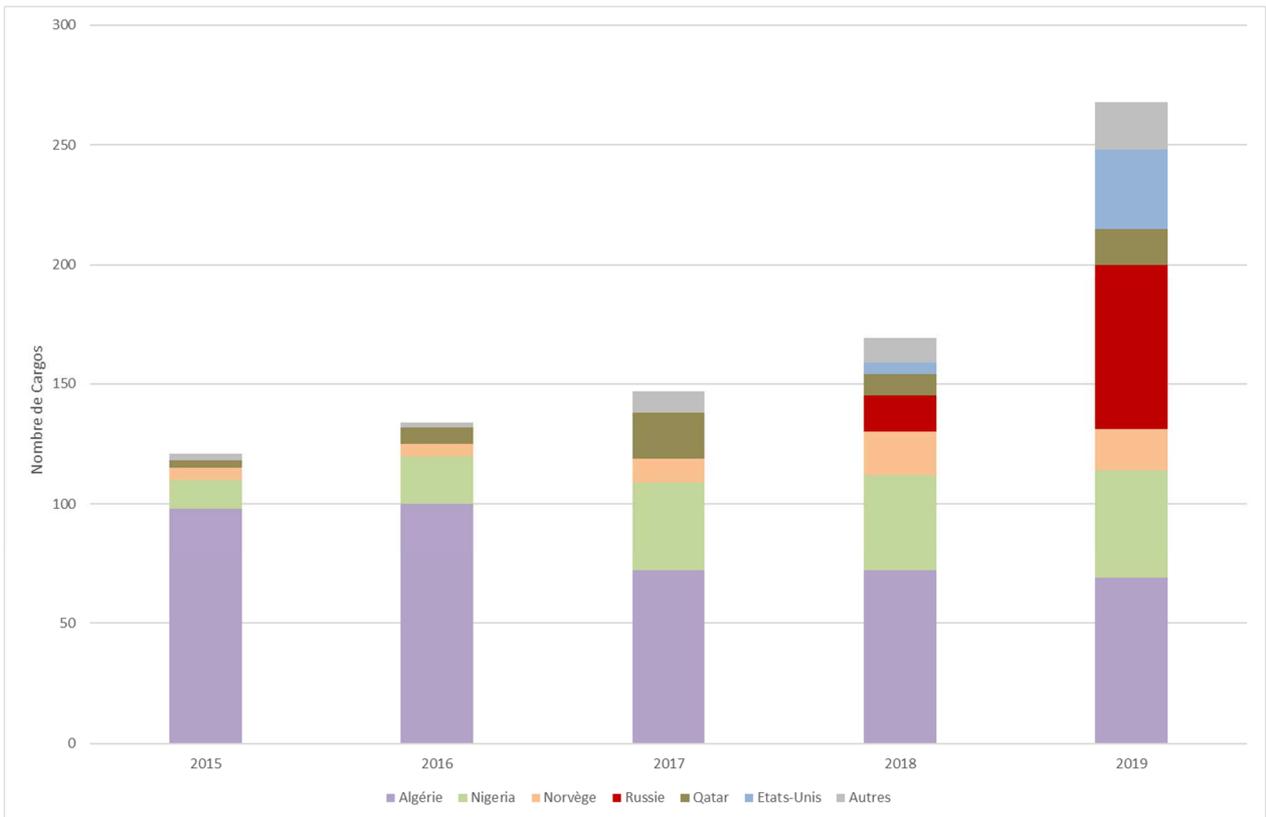
Ainsi, les importations françaises de GNL ont augmenté de 87 %, atteignant 219 TWh. La France a été en 2019 comme le premier importateur de GNL en Europe, devant l'Espagne (218 TWh) et le Royaume-Uni (177 TWh).

Cette hausse de l'approvisionnement en GNL en France et plus généralement en Europe est la conséquence d'une offre de GNL abondante sur le marché mondial. En effet, la demande mondiale, pourtant en hausse, n'est pas suffisante pour absorber l'augmentation des exports des Etats-Unis et de la Russie, mais aussi de l'Australie. L'Europe étant dotée de capacités de stockage, d'un réseau bien interconnecté et de contrats d'approvisionnements flexibles permettant de moduler les arrivées par gazoducs terrestres, elle offre un marché de second recours attractif. Ainsi, les méthaniers se sont dirigés vers le vieux continent lorsque l'Asie a diminué sa demande.

Au sein du marché européen, la France a renforcé son attractivité grâce à la zone unique de marché mise en place au 1^{er} novembre 2018, à la flexibilité de l'offre commerciale des terminaux méthaniers, et plus généralement à la transparence de ses règles d'accès des tiers aux infrastructures.

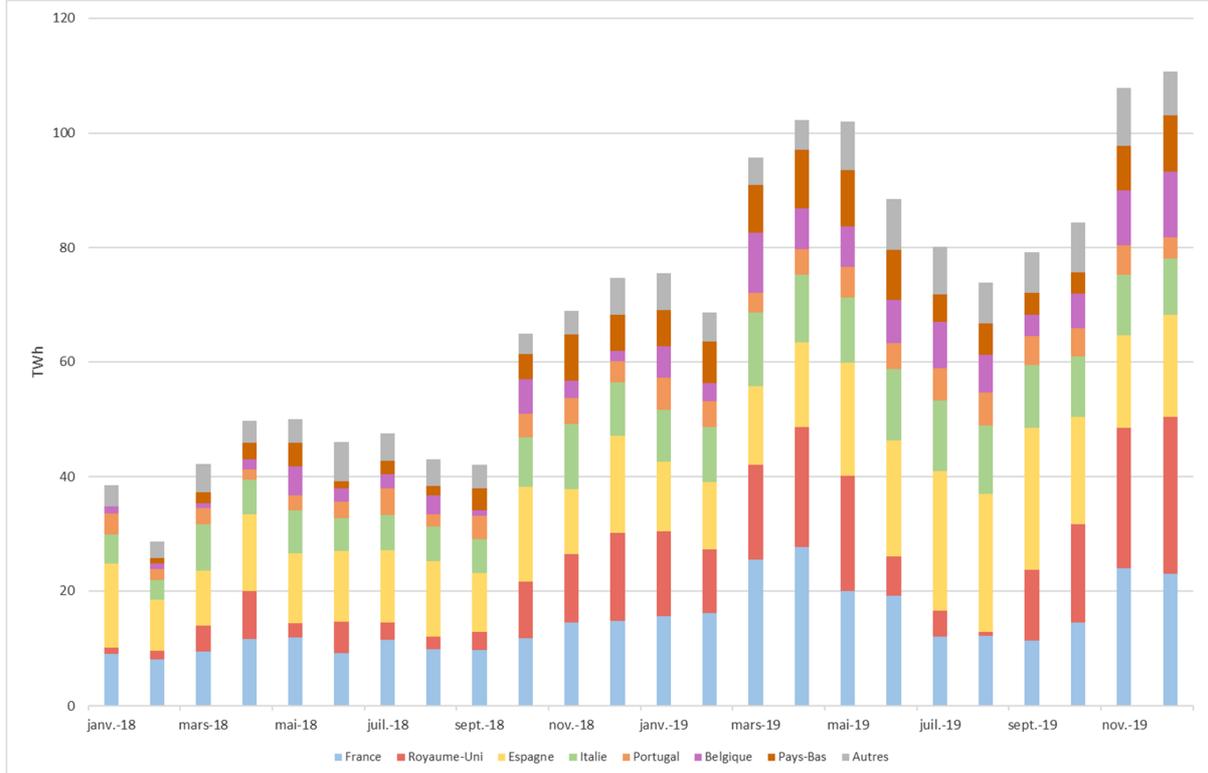
⁶⁸ Loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement

Graphique 52: Nombre de cargaisons réceptionnées en 2019, et les années précédentes, par pays d'origine



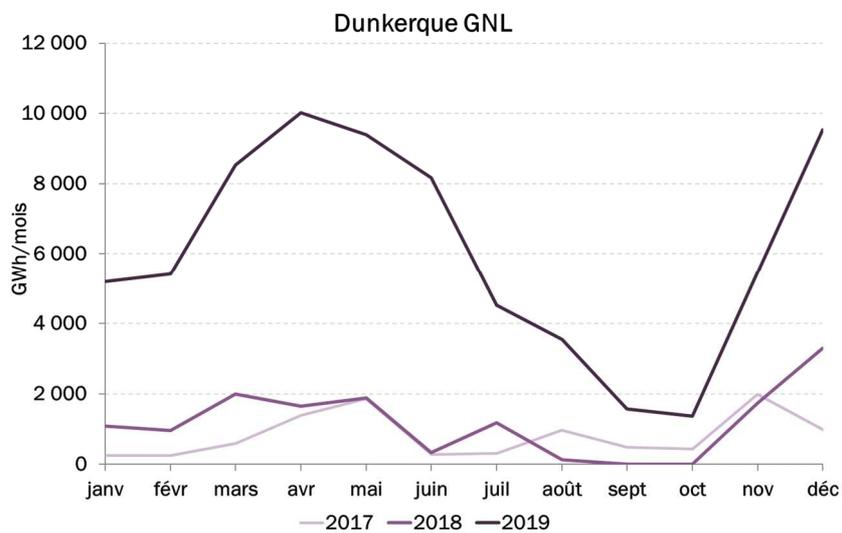
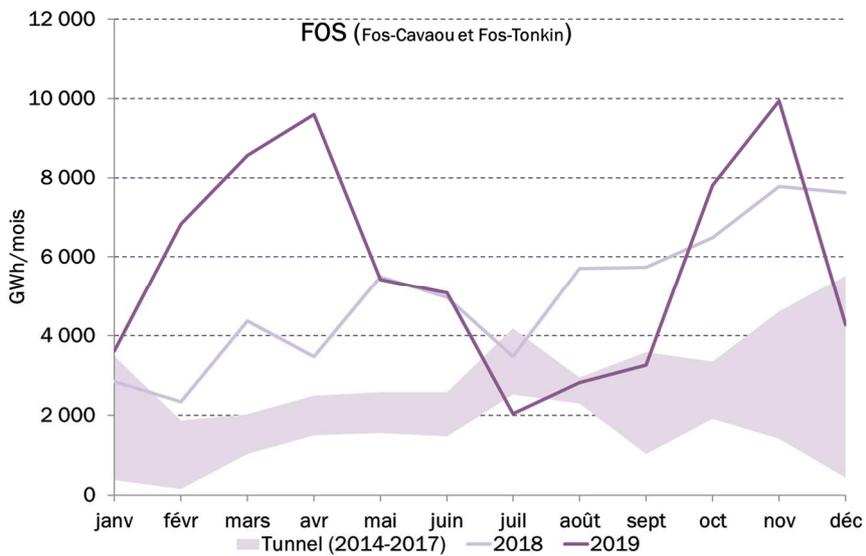
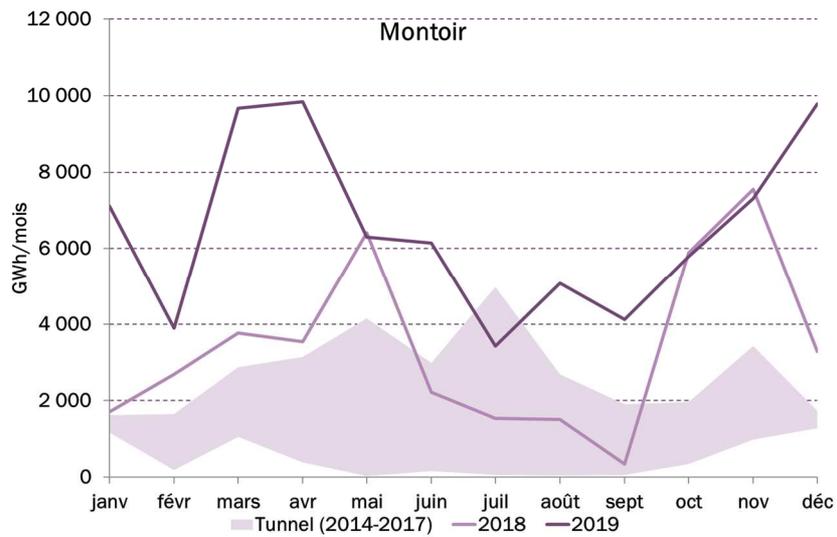
Source : Argus – Analyse : CRE

Graphique 53 : Importations de GNL par pays de l'Union européenne et au Royaume-Uni



Source : Reuters, GRTgaz – Analyse : CRE

Graphique 54: Emissions des terminaux méthaniers (flux commerciaux)



Source : GRTgaz - Analyse : CRE



En conséquence de cette forte hausse du nombre de cargaisons réceptionnées en France en 2019, les émissions des terminaux méthaniers ont fortement augmenté. Le terminal de Montoir a émis 79 TWh contre 40 TWh l'année passée, avec une forte saisonnalité. L'activité a en effet décliné tout au long de l'été gazier et a atteint son minimum au mois de juillet avec 3,4 TWh. L'activité est ensuite repartie promptement pour atteindre près de 10 TWh en décembre. Le terminal poursuit donc le rebond de ses activités depuis l'année 2014 où elles avaient atteint seulement 9 TWh. L'activité aux terminaux de Fos a connu une tendance très similaire avec un creux d'activité en juillet (2 TWh) et un pic en novembre (9,9 TWh). Les terminaux ont au total émis 69,2 TWh contre 60 TWh l'année passée. Enfin, le terminal de Dunkerque, mis en service en 2017 et relativement peu sollicité jusqu'alors, a vu ses activités s'intensifier, émettant 74TWh en 2019, soit 5 fois plus que l'année dernière. Ce sont donc les terminaux situés au Nord-ouest de la France qui ont vu leurs activités augmenter de la manière la plus significative, en cohérence avec l'augmentation du nombre de cargaisons en provenance de Russie et des États-Unis.

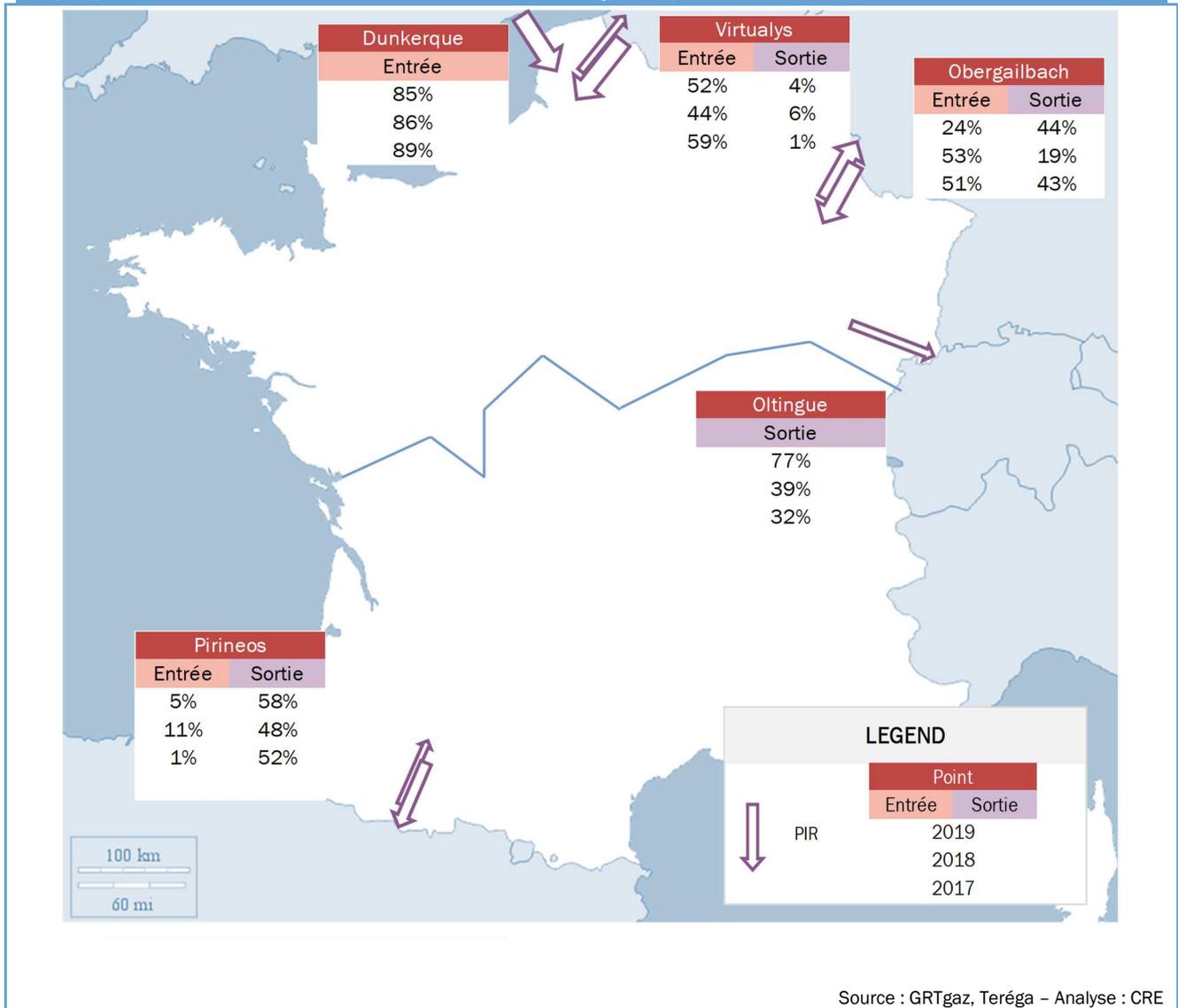
1.5. Baisse des importations par gazoducs

Dans la continuité de l'année 2018, les importations par gazoducs sont en baisse. Elles chutent de 47 TWh par rapport à 2018, notamment en raison du faible volume au point Obergailbach, à la frontière France - Allemagne. Les imports nets y baissent de 55 TWh et le taux d'utilisation de l'interconnexion y baisse de moitié, atteignant 24 %. Le taux d'utilisation à Virtualys (52 %) augmente par rapport à l'année passée (44 %), mais reste sous le niveau de 2017 (59 %).

Les exportations, en hausse de 47 TWh en 2019, en raison d'une hausse des exportations vers la Suisse et l'Italie, via le point d'interconnexion de Oltingue, mais aussi des exportations vers l'Espagne, via le point de Pirineos. Les exports vers ces pays sont respectivement en hausse de 33 TWh et de 9 TWh. Ainsi, on observe une forte augmentation des taux d'utilisation des points d'interconnexion en sortie. Pirineos passe de 48 % en 2018 à 58 % en 2019, Oltingue de 39 % à 77 % et Obergailbach de 19 % à 44 %. Seul le taux d'utilisation de Virtualys est en baisse, atteignant 4 % contre 6 % en 2018. Cette valeur reste toutefois bien supérieure à celle de 2017 (1 %), l'écart du prix *spot* entre la France (PEG) et les Pays-Bas (TTF), ayant parfois été favorable à des exports de la France à la Belgique.

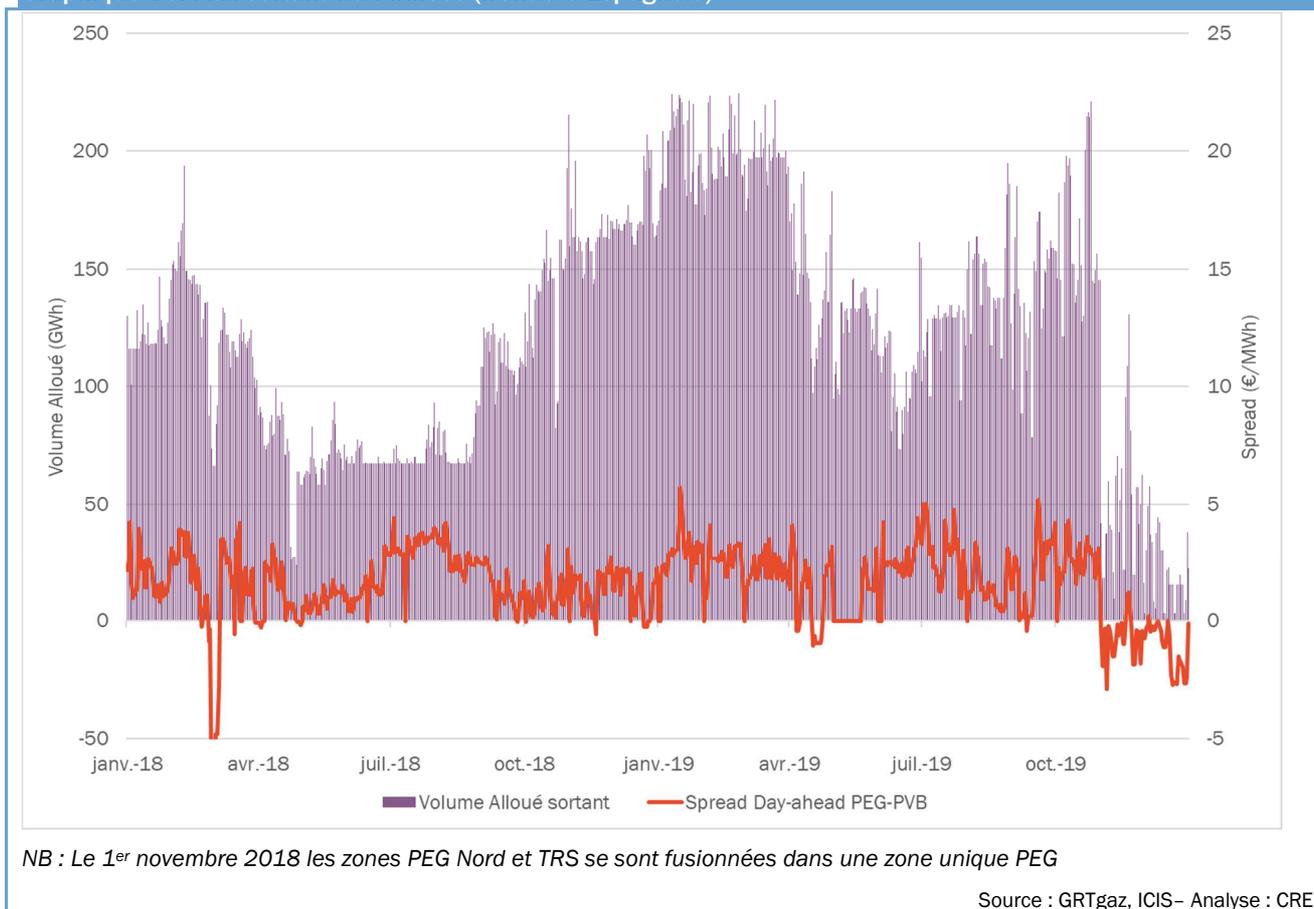
Ces évolutions aux points d'interconnexion soulignent la flexibilité qu'offrent les infrastructures de gaz françaises pour permettre l'absorption et la redistribution des flux GNL en Europe.

Graphique 55: Taux d'utilisation des interconnexions françaises (flux commerciaux)



Les flux sortants à Pirineos ont été en très forte hausse le premier trimestre 2019. Cela est une conséquence du différentiel de prix entre la France et l'Espagne très favorable à l'export depuis la France. En outre, la création d'une zone de marché unique en France en 2018 a permis un meilleur accès au réseau opéré par Téréga. A partir d'octobre, cet écart de prix est devenu négatif et les flux à l'export ont fortement chuté.

Graphique 56: Flux sortant via Pirneos (frontière Espagnole)



1.6. 44 activations du *spread* localisé en 2019

Le *spread* localisé est un mécanisme mis en place depuis l'hiver 2017/2018 afin de gérer les congestions sur le réseau du gaz, principalement dans le sens Nord vers Sud. Le principe est de permettre au gestionnaire de réseau de transport de lancer un appel aux acteurs du marché afin d'acheter du gaz en amont de la congestion et de le revendre en aval.

En 2019, le mécanisme du *spread* localisé a été activé 44 fois, dont 8 fois en avril, 16 en mai et 20 en août. Il s'agit de périodes où les injections dans les stockages sont importantes afin de les remplir et il y a ainsi des flux élevés du Nord vers le Sud afin de déplacer le gaz vers les sites de stockages qui s'y trouvent. Le mécanisme du *spread* localisé a eu un coût total de 7,2 M€ en 2019.

	Avril 2019	Mai 2019	Aout 2019	Total
Nombre d'activations	8	16	20	44
Volume total alloué (GWh)	204	867	736	1 807
Prix moyen des transactions (€/MWh)	4,31	5,76	1,82	3,99

Afin de limiter les congestions sur le réseau dont l'origine est liée aux injections dans les stockages et par là même limiter le recours pouvant s'avérer coûteux au *spread* localisé, la CRE a décidé de limiter les capacités fermes d'injections dans les stockages, à un niveau qui respecte les capacités d'acheminement du réseau de transport, tout en permettant leur remplissage complet au cours de l'été gazier.

Comme pour tout épisode de tension sur les marchés, le mécanisme du *spread* localisé a fait l'objet d'un examen attentif au titre des activités de surveillance des marchés de gros de la CRE.

2. PRIX DU GAZ NATUREL EN 2019

2.1. Les prix spot baissent d'environ 43 % courant 2019

En 2019, les prix *spot* des principales places de marché en Europe ont en moyenne connu une forte baisse par rapport à 2018. Les prix au TTF et au PEG se sont respectivement établis en moyenne à 13,5 €/MWh et 13,6 €/MWh contre 23 €/MWh et 22,8 €/MWh en 2018, soit une baisse d'environ 68 % pour le PEG.

Jusqu'en juillet 2019, le prix *day-ahead* a connu une baisse quasi constante en raison de l'abondance du GNL mais aussi du rôle du stockage. En effet, jusqu'en mars, les soutirages des sites de stockage créaient une offre supplémentaire qui a contribué à la baisse du prix puis, à partir d'avril, la demande d'injection a créé une demande supplémentaire qui a contenu la baisse du prix face à des imports en GNL plutôt stables et une demande en baisse à la sortie de l'hiver. De plus, les températures ont été clémentes, ce qui a maintenu la demande à un niveau plutôt bas. À l'inverse, en 2018, lorsqu'il y avait eu une vague de froid, couplée à des tensions d'approvisionnements et des stockages bas, les prix avaient connu une brusque hausse. En juillet, alors que les centrales à gaz étaient plus fortement sollicitées en raison des pics de température, les prix *spots* ont connu un léger sursaut, atteignant près de 13 €/MWh le 12 juillet 2019. En novembre, à la suite d'une baisse des températures et d'opérations fortuites de maintenance sur des gazoducs en Mer du Nord, le prix PEG *day-ahead* a connu une tension, frôlant les 16 €/MWh le 25 novembre 2019 alors même qu'il valait 10,6 €/MWh le 1^{er} novembre 2019.

De manière générale, les prix des principaux hubs gaziers en Europe ont affiché une très bonne convergence en 2019. Le prix PEG *day-ahead* a été en moyenne inférieur à celui du TTF de 0,27 €/MWh contre 0,32 €/MWh en 2018. Ceux entre TTF et NBP, Zeebrugge et NCG ont été en moyenne tous inférieurs à 40 centimes d'euros en valeur absolue.

Graphique 57: Prix spot *day-ahead* du gaz en France et aux Pays-Bas (respectivement PEG et TTF)



NB : Le 1^{er} novembre 2018 les zones PEG Nord et TRS se sont fusionnées dans une zone unique PEG

Source : ICIS - Analyse : CRE

Graphique 58: Prix spot day-ahead du gaz en Europe



NB : Le 1^{er} novembre 2018 les zones PEG Nord et TRS se sont fusionnées dans une zone unique PEG

Source : Powernext, ICIS - Analyse : CRE

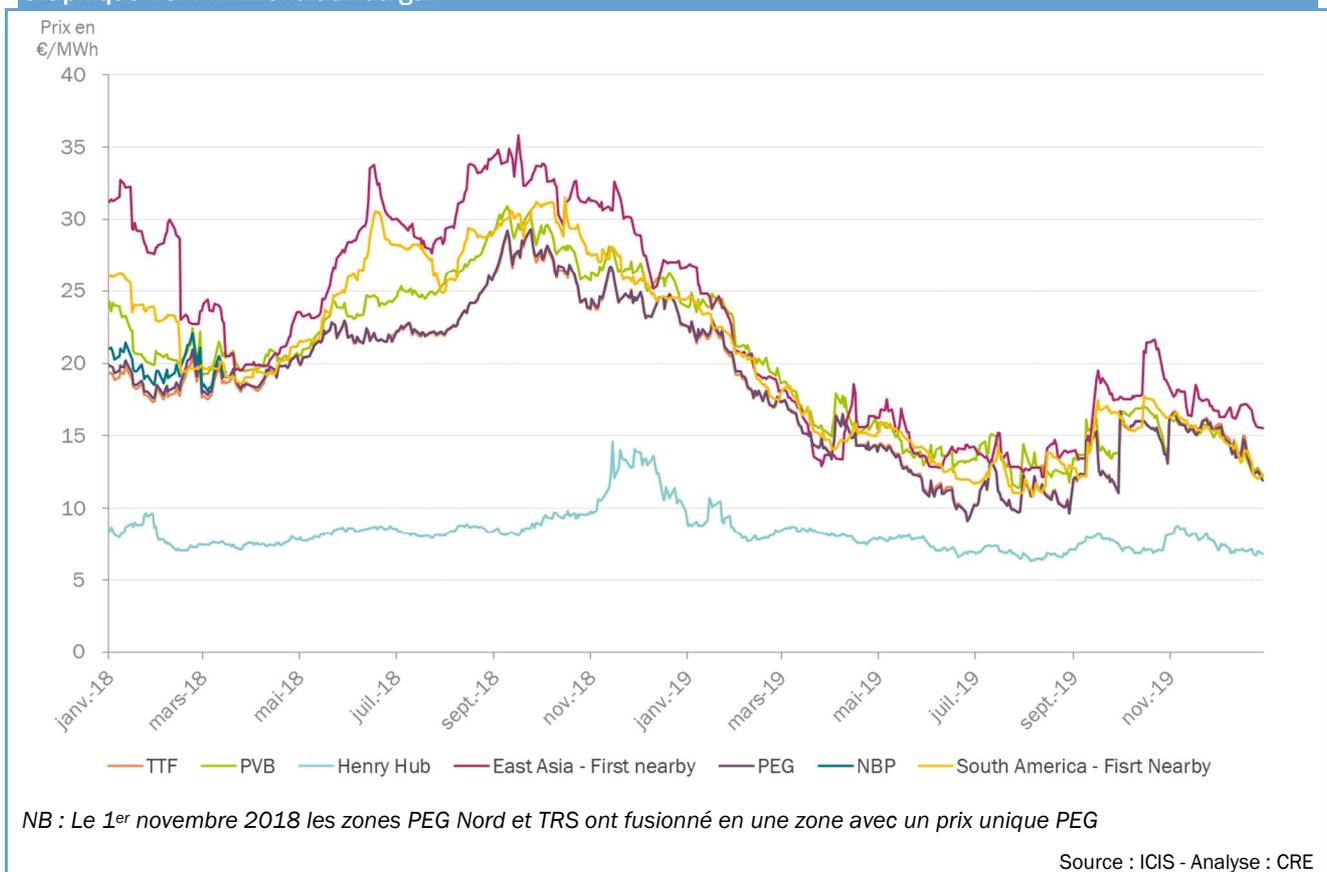
2.2. La faiblesse de la demande en Asie oriente le marché mondial du GNL à la baisse

A l'instar des prix européens, les prix mondiaux du gaz ont enregistré une baisse en 2019. Le prix de référence américain, au *Henry Hub* reste à un niveau très en dessous des autres prix mondiaux en raison de la production nationale de gaz de schiste. Ainsi, le prix pour livraison au mois suivant (M+1) affiche une moyenne de 2,5 \$/MMBtu, soit 7,7 €/MWh contre 8,9 €/MWh en 2018.

En Asie, l'année s'est ouverte, à la suite du mouvement de hausse de l'année 2018, avec un prix de l'indice GNL East Asia de 26,8 €/MWh qui a ensuite connu une forte baisse sur le premier trimestre 2019 : il valait 13,7 €/MWh le 31 mars 2019. Le prix s'est ensuite stabilisé avant de connaître un rebond. L'année s'est clôturée avec une valeur de 15,5 €/MWh. Ainsi, le prix a connu une baisse de plus de 40 % sur l'année 2019 en raison d'une demande de GNL en berne dans la région.

La faiblesse de la demande asiatique a été favorable aux arbitrages de livraisons entre l'Asie et l'Europe, entraînant les prix européens à la baisse dans le sillage du prix asiatique. L'écart de prix moyen entre l'Asie et le PVB, l'indice espagnol qui est le plus sensible aux livraisons GNL, était de 1,1 €/MWh en 2019 contre 7 €/MWh l'année passée. Pendant 99 jours, l'indice espagnol s'est trouvé supérieur à celui d'Asie, contre seulement 14 jours en 2018.

Graphique 59: Prix mondiaux du gaz



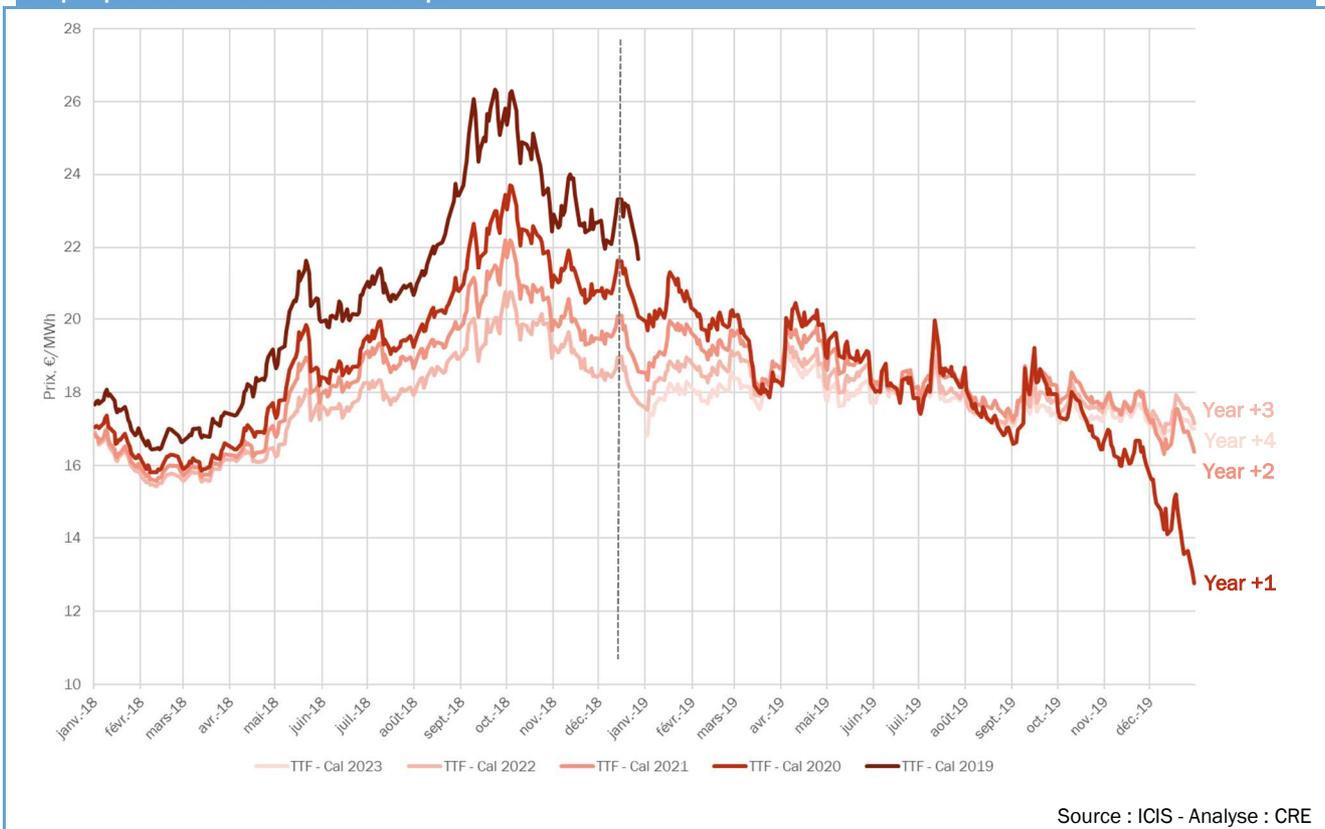
2.3. Forte baisse des prix à terme face à l'excédent d'offre durable

Les prix à terme européens ont suivi une forte tendance baissière au cours de l'année 2019, dans un contexte de marché en excédent d'offre.

Au cours de l'année 2019, le produit calendaire 2020 s'établit en moyenne à 18,2 €/MWh alors que le prix moyen pour ce même produit observé en 2018 était de 19,2 €/MWh, soit une baisse moyenne de 1 €/MWh. Ce produit a atteint un minimum à 12,8 €/MWh le 31 décembre 2019, alors qu'il valait 19,9 €/MWh le 2 janvier 2019, soit une baisse de 25 % entre le début et la fin de l'année.

L'année 2018 s'est clôturée avec des prix aux différentes échéances ayant une structure en *backwardation* et de forts écarts entre les produits. En fin d'année 2019, la structure des prix était inversée : les prix étaient en *contango*, c'est-à-dire que les prix à échéance plus lointaine étaient supérieurs à ceux de l'année *Year+1*. Ce changement de structure illustre la confiance des acteurs de marché dans l'approvisionnement en gaz pour l'année 2020, à la suite d'une année où le gaz était abondant en Europe. Ainsi, 2019 se clôture avec un écart de prix entre le *Year+1* et le *Year+2* de 3,6 €/MWh et de 4,3 €/MWh entre le *Year+1* et le *Year+3*.

Graphique 60: Prix à terme en Europe



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

En début d'année gazière, l'écart de prix hiver/été restait relativement faible, valant en moyenne 1,3 €/MWh sur la période d'octobre à décembre 2018. Dès le début de l'année 2019, ce différentiel a augmenté très rapidement pour atteindre son maximum à 7,9 €/MWh le 22 juillet 2019. L'année gazière s'est clôturée avec un écart de prix hiver/été de 5,31 €/MWh. Une telle augmentation résulte de la baisse des prix des produits gaziers pour livraison en été, qui valaient en moyenne 12,6 €/MWh entre début avril et fin septembre quand le produit hiver valait en moyenne 18,6 €/MWh à la même période.

Pour l'année suivante, le différentiel hiver/été 2020/2021 valait en moyenne 3,1 €/MWh sur la fin de l'année 2019 et a terminé l'année à 4,86 €/MWh.

Graphique 61: Différentiel prix hiver/été France



Source : ICIS - Analyse : CRE

Les enchères pour les capacités de stockage pour l'année 2019-2020 se sont tenues entre le 13 novembre 2018 et le 21 février 2019. Elles ont permis de vendre la totalité des capacités de stockage disponibles à un prix moyen de 1,84 €/MWh. Certaines capacités avaient déjà été souscrites via des contrats long-terme, ainsi, un total de 130 TWh a été souscrit.

Les capacités de stockage pour l'année 2020-2021 ont été commercialisées lors des enchères pluriannuelles de juin 2019 puis entre le 12 novembre 2019 et le 27 février 2020. Elles ont permis de vendre la totalité des 128 TWh mis aux enchères à un prix moyen d'adjudication de 3,85 €/MWh.

La hausse du prix moyen des enchères entre ces deux années gazières est cohérente avec l'évolution du différentiel des prix hiver/été au cours des périodes d'enchères. Le différentiel valait en effet en moyenne 1,84 €/MWh lors des enchères pour l'année 2019-2020 et 3,99 €/MWh lors des enchères pour l'année 2020-2021.

3. HAUSSE DES VOLUMES ECHANGES EN FRANCE EN 2019 TIREE PAR LES PRODUITS A TERME

Les volumes sur les marchés *spot* intermédiés (via Powernext ou via courtiers) sont en baisse de 13 % en 2019, avec un volume total de 159 TWh échangés pour près de 124 000 transactions au total. Cette baisse fait suite à dix années consécutives de hausse des volumes échangés. Il en est de même pour le nombre de transactions.

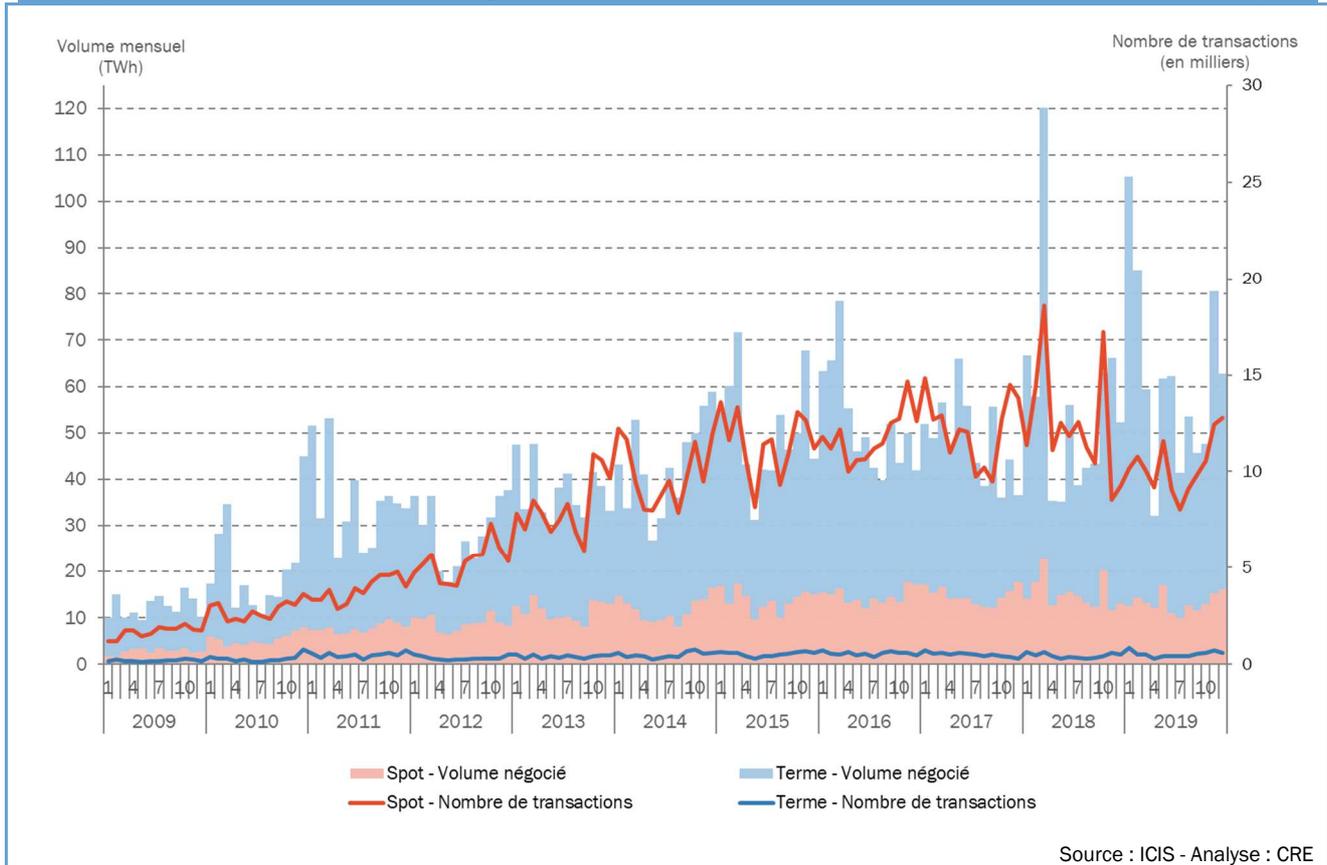
Les volumes échangés sur les produits à terme sont au contraire en hausse de 17 % par rapport à 2018, atteignant 579 TWh contre 494 TWh l'année passée. Les transactions sont en hausse de 17 % également, avec un total de près de 6 400 transactions. Il s'agit du plus grand volume échangé depuis plus de dix ans. Tous les produits ont connu une forte croissance des volumes échangés : +21 % pour les produits mensuels, + 12 % pour les trimestres, +11 % pour les saisons et enfin +50 % pour les produits annuels.

Au global, les volumes échangés sont en hausse de 9 % et atteignent donc 738 TWh. Les marchés à terme concentrent 78 % des volumes échangés mais seulement 5 % des transactions.

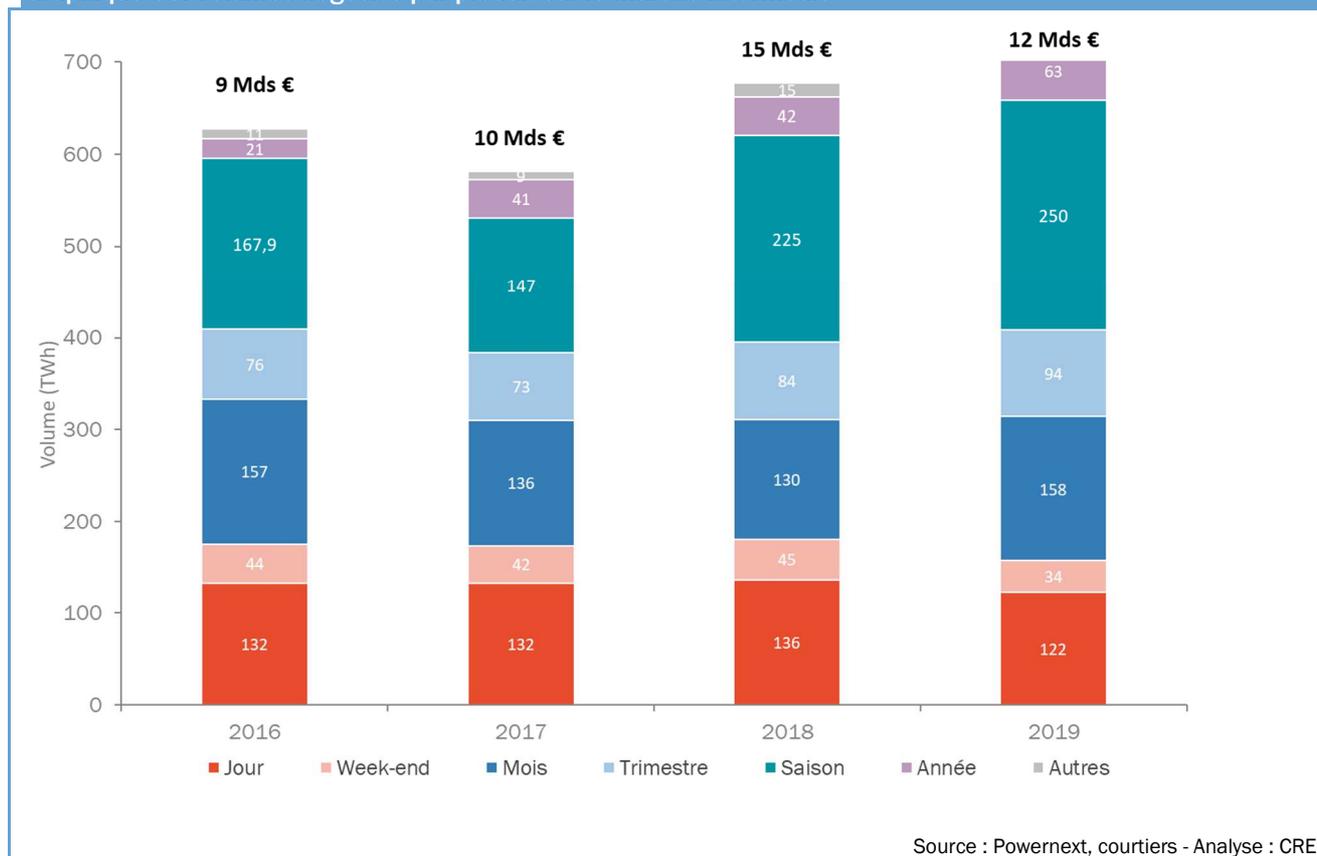
En dépit de la hausse des volumes échangés, la valeur des échanges baisse de 20 % et atteint 12 Mds €, en raison de la baisse des prix du gaz par rapport à l'année dernière.

La hausse des volumes échangés sur les produits à terme peut être rapprochée de la création d'une zone de marché unique en France en novembre 2018 et de la réforme du stockage: cela a permis un meilleur accès aux infrastructures du réseau gazier français. Ainsi, dans le contexte de fortes arrivées de GNL, les flexibilités offertes par le réseau français, à savoir des nombreuses capacités de transit vers les pays frontaliers et des capacités de stockage, ont encouragé les échanges sur la place française.

Graphique 62: Evolution des volumes négociés et du nombre de transactions sur le marché intermédié français



Graphique 63: Volumes négociés par produit sur le marché intermédié



4. BILAN DU FONCTIONNEMENT DES MARCHES DE GROS DU GAZ NATUREL EN FRANCE EN 2019

Dans la continuité de l'année 2018, le prix PEG affiche en 2019 une excellente 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 et attractive 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. L'année 2019 a notamment mis en exergue l'influence de la demande asiatique dans l'équilibre des marchés mondiaux. Dans le contexte d'un marché en excédent d'offre l'Europe s'est montrée comme un marché attractif de second recours pour absorber les flux entrants de GNL. Le réseau français a su offrir les flexibilités nécessaires permettant d'exploiter au maximum la compétitivité du GNL, grâce notamment aux capacités de stockage disponibles et aux capacités d'export avec les pays européens frontaliers. Deux années après son entrée en fonctionnement, le système d'enchères pour les allocations des capacités de stockage a de nouveau montré non seulement qu'il assurait une sécurité d'approvisionnement à un coût maîtrisé pour les consommateurs français mais aussi qu'il renforçait la transparence des prix favorable à la liquidité du marché gazier français et européen.

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 CLES

1. MARCHÉ DE L'ELECTRICITE

Tableau 14 : Capacités de production installées en France

	Variation Annuelle 2018/2019				
	fin 2017	fin 2018	fin 2019	En pourcentage	En valeur
Parc installé (GW)	130,8	132,9	135,3	1,8%	2,4
Nucléaire	63,1	63,1	63,1	0,0%	0,0
Hydraulique	25,5	25,5	25,6	0,2%	0,0
Thermique à combustible fossile	18,9	18,6	18,6	-0,3%	-0,1
Charbon	3,0	3,0	3,0	0,0%	0,0
Fioul	4,1	3,5	3,4	-2,7%	-0,1
Gaz	11,9	12,2	12,2	0,3%	0,0
Renouvelables (hors hydraulique)	23,2	25,7	28,1	9,3%	2,4
Eolien	13,6	15,1	16,5	9,2%	1,4
Photovoltaïque	7,7	8,5	9,4	10,6%	0,9
ENR thermique	1,9	2,0	2,1	4,7%	0,1

Source : RTE

Tableau 15: Production des différentes filières technologiques en France

	Variation Annuelle 2018/2019				
	2017	2018	2019	En pourcentage	En valeur
Production (TWh)	529,4	548,6	537,7	-2,0%	-10,9
Nucléaire	379,1	393,2	379,5	-3,5%	-13,7
Hydraulique	53,6	68,3	60,0	-12,2%	-8,3
Thermique à combustible fossile	54,4	39,4	42,6	8,1%	3,2
Charbon	9,7	5,8	1,6	-72,4%	-4,2
Gaz	40,9	31,4	38,6	22,9%	7,2
Fioul	3,8	2,2	2,3	4,5%	0,1
Renouvelables (hors hydraulique)	42,3	47,7	55,6	16,6%	7,9
Eolien	24,0	27,8	34,1	22,7%	6,3
Photovoltaïque	9,2	10,2	11,6	13,7%	1,4
ENR thermique	9,1	9,7	9,9	2,1%	0,2
Consommation (TWh)	482,0	478,2	473,0	-1,1%	-5,2

Source : RTE

Tableau 16 : Importations et exportations en France

	Variation Annuelle 2018/2019				
	2016	2017	2019	En pourcentage	En valeur
Importations	38,5	30,8	28,5	-7,6%	-2,3
Importations pointe (TWh)	14,6	11,9	13,1	10,4%	1,2
Importations hors-pointe (TWh)	23,9	18,9	15,3	-18,8%	-3,6
Exportations	76,4	91,0	84,3	-7,4%	-6,7
Exportations pointe (TWh)	26,3	31,7	31,8	0,2%	0,1
Exportations hors-pointe (TWh)	50,1	59,3	52,6	-11,4%	-6,8
Solde exportateur	37,9	60,2	55,8	-7,3%	-4,4

Source : RTE

Tableau 17 : Solde aux frontières

	Variation annuelle 2018/2019				
	2017	2018	2019	En pourcentage	En valeur
Solde aux frontières, en TWh					
Zone CWE	-10,9	6,1	2,7	-55,7%	-3,4
Espagne	12,5	12,0	9,7	-19,2%	-2,3
Royaume-Uni	8,0	12,9	11,3	-12,4%	-1,6
Italie	18,2	18,6	18,8	1,1%	0,2
Suisse	10,3	10,6	13,2	24,5%	2,6
Total	39,1	60,2	55,7	-8,1%	-4,5

Source : RTE

Tableau 18 : Clean dark et spark spread et charbon

	Variation annuelle 2018/2019				
	2017	2018	2019	En pourcentage	En valeur
Maturité Y+1					
Charbon (€/t)	65,1	73,9	69,5	-5,9%	-4,4
Clean dark spread pointe (€/MWh)	21,6	18,7	18,5	-0,7%	-0,1
Clean spark spread pointe (€/MWh)	12,0	11,4	18,4	60,5%	6,9

Source : ICE, EPEX SPOT, EEX

Tableau 19 : Bilans Injections – Soutirages du système électrique français

	Variation annuelle 2018/2019				
	2017	2018	2019	En pourcentage	En valeur
Injections, en TWh					
Production Hors ARENH, en TWh	447	452	415	-8,2%	-37,0
ARENH, en TWh	82	96	121	26,0%	25,0
Imports, en TWh	36	30	28	-6,7%	-2,0
Soutirages, en TWh					
Consommation clients finals, en TWh	446	444	443	-0,2%	-1,0
Pompage, en TWh	7	7	7	0,0%	0,0
Exports, en TWh	74,2	93	84,3	-9,4%	-8,7
Pertes, en TWh	36	35	30	-14,3%	-5,0

Source : RTE

95/103

Tableau 20 : Acteurs du marché français de l'électricité

	Variation Annuelle 2018/2019				
	2017	2018	2019	En pourcentage	En valeur
Responsables d'équilibre	233	220	189	-14%	-31
Producteurs d'électricité actifs	28	24	16	-33,3%	-8
Détenteurs d'un droit d'accès à l'ARENH	18	19	21	10,5%	2
Fournisseurs de clients finals	35	29	27	-6,9%	-2
Actifs à l'import/export	55	49	42	-14,3%	-7
Actifs à l'échange de blocs	108	89	79	-11,2%	-10
Actifs sur la bourse	100	84	72	-14,3%	-12

Source : RTE, EPEX Spot, Courtiers

Tableau 21 : Prix spot et à terme du marché français de l'électricité

	Variation annuelle 2018/2019				
	2017	2018	2019	En pourcentage	En valeur
Prix de marché Spot					
Prix Intraday France, en €/MWh	45,05	52,36	38,5	-26,5%	-13,9
Prix Day-Ahead France en Base, en €/MWh	44,99	50,2	39,49	-21,3%	-10,7
Prix Day-Ahead France en Pointe, en €/MWh	53,66	59,14	46,43	-21,5%	-12,7
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	10,68	6,01	1,55	-74,2%	-4,5
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne, en €/MWh	10,94	7,41	1,71	-76,9%	-5,7
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne	35,0%	34,0%	41,5%	22,1%	0,1
Prix de marché à terme					
Prix M+1 France, en €/MWh	45,21	53,37	45,31	-15,1%	-8,1
Spread M+1 France-Allemagne, en €/MWh	9,42	6,36	3,06	-51,9%	-3,3
Prix Q+1 France, en €/MWh	42,5	53,32	49,22	-7,7%	-4,1
Spread Q+1 France-Allemagne, en €/MWh	7,04	6,55	4,10	-37,3%	-2,4
Prix Y+1 France, en €/MWh	38,29	48,99	50,84	3,8%	1,9
Spread Y+1 France-Allemagne, en €/MWh	5,87	4,84	2,72	-43,9%	-2,1
Ratios Y+1 Pointe/Base					
France	1,31	1,27	1,25	-1,5%	0,0
Allemagne	1,25	1,23	1,21	-1,9%	0,0

Source : EPEX SPOT, EEX

Tableau 22 : Volumes spot et à terme sur le marché français de l'électricité

	Variation annuelle				
	2018/2019				
	2017	2018	2019	En pourcentage	En valeur
NEB					
Volumes NEB, en TWh	414,5	431,8	383,7	-11,1%	-48,1
Ratio NEB/Consommation française	0,9	1,0	0,9	0,9	-0,1
Marché Spot, en TWh	135,8	144,9	144,0	0,7	-0,9
Volumes sur le marché Intraday EPEX SPOT, en TWh	6,5	9,0	11,5	27,2%	2,5
Part des Volumes Intraday cross-border Fr-All	69%	70%	71%	-	0,0
Volumes sur le marché Day-Ahead EPEX SPOT, en TWh	105,7	113,8	113,2	-0,5%	-0,6
Volumes sur le marché Day-Ahead Brokers, en TWh	23,7	22,1	19,4	-12,6%	-2,8
Marché à terme					
Volumes, en TWh	902,8	783,2	757,6	-3,3%	-25,6
Part de marché Brokers	86%	81%	83%	-	0,0
Part de marché EEX	14%	19%	17%	-	0,0
Nombre de Transactions	83379	93200	106828	14,6%	13628,0
Part de marché Brokers	83%	80%	82%	-	0,0
Part de marché EEX	17%	20%	18%	-	0,0
Produit Y+1					
Volumes, en TWh	338,7	240,7	196,4	-18,4%	-44,3
Nombre de Transactions	8528	7437	8236	10,7%	799,0
Produit Q+1					
Volumes, en TWh	121,8	106,4	105,3	-1,1%	-1,1
Nombre de Transactions	10155	9296	10304	10,8%	1008,0
Produit M+1					
Volumes, en TWh	108,9	125,2	132,7	6,0%	7,5
Nombre de Transactions	21176	27457	30405	10,7%	2948,0

Source : EPEX SPOT, EEX, Courtiers

Tableau 23 : Indice de concentration (HHI) des différents segments de marché de gros de l'électricité de France

	HHI - Concentration du marché			
	2018		2019	
		EDF inclus		EDF inclus
Livraisons				
OTC - achats de blocs	475	911	613	870
OTC - ventes de blocs	683	729	991	847
EPEX - achats	360	774	583	1085
EPEX - ventes	401	1978	526	2698
Injections				
Production	2816	5517	4149	3618
ARENH	1754	-	1558	-
Importations	796	731	786	743
Soutirages				
Consommation clients finals	1450	4326	1732	4415
Pertes	2066	1789	1961	1639
Exportations	721	2098	684	2476

Sources : RTE, EPEX SPOT, Courtiers

2. MARCHÉ DU GAZ

Tableau 24 : Fondamentaux du marché du gaz en France

Fondamentaux					Variation annuelle 2019 / 2018	
	2016	2017	2018	2019	En pourcentage	En Valeur
Approvisionnements et débouchés						
Approvisionnement (TWh)	678	703	704	761	8%	57
Déstockage	118	111	119	122	2%	3
Importations	561	592	585	639	9%	54
<i>Importations terrestres</i>	481	489	468	421	-10%	-47
<i>Importations GNL</i>	80	102	117	219	87%	102
Production	0,3	0,2	0,1	0,2	51%	0
Débouchés (TWh)	678	703	704	761	8%	57
Stockage	113	99	144	143	-1%	-1
Consommation clients finals	488	490	469	479	2%	10
<i>Clients distribution</i>	304	297	291	288	-1%	-3
<i>Clients directement reliés au réseau de transport</i>	184	193	178	190	7%	12
Exportations	71	107	88	135	53%	47
Autres	7	6	3	4	43%	1
Livraisons aux PEG (TWh)	808	829	860	868	1%	8
Suivi des infrastructures						
Utilisation de Dunkerque	80%	89%	86%	85%		-1%
Utilisation de Virtualys	63%	59%	43%	52%		9%
Utilisation de Pirineos	45%	52%	48%	58%		10%
Niveau de stock (TWh au 1er janvier)	96	83	69	94	36%	25
Variation nette des stockages en France (GWh/j)	-4	-11	27	26	-3%	38
Emission terminaux méthaniers (GWh/j)	214	280	320	671	110%	40
Allocations France vers Espagne (GWh/j)	102	120	108	134	25%	-12

 *PEG après le 1^{er} novembre 2018

Source : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

Tableau 25 : Prix du gaz en France

Prix				Variation annuelle 2019 / 2018	
	2017	2018	2019	En pourcentage	En Valeur
Prix Spot (€/MWh)					
PEG Nord day-ahead (moyenne)*	17,5	22,8	13,6	-41%	-9,2
Spread PEG Nord/TTF*	0,2	-0,2	0,1	-132%	0,2
Prix à terme (€/MWh)					
PEG Nord M+1 (moyenne)*	17,4	22,4	14,6	-35%	-7,8
PEG Nord Y+1 (moyenne)*	17,3	20,9	18,3	-12%	-2,6
Spread PEG Nord/TTF (Y+1)*	0,3	0,3	0,1	-50%	-0,1
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead	1,4	1,1	4,0	258%	2,9

 *PEG après le 1^{er} novembre 2018

Source : Powernext, ICIS – Analyse : CRE

Tableau 26 : Négoce du gaz en France

Négoce				Variation annuelle 2019 / 2018	
	2017	2018	2019	En pourcentage	En Valeur
Activité sur le marché de gros français					
Echanges aux PEG* (TWh)	598	634	671	6%	36
En % de la consommation nationale	122%	137%	141%		4%
Volumes échangés sur le marché intermédié français					
Marché spot (TWh)	177	183	159	-13%	-24
Intraday	27	32	33	3%	1,0
Day Ahead	105	102	88	-14%	-14,5
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	158	161	137	-15%	-24,2
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	18	22	37	63%	14,2
Marché à terme (TWh)	404	494	579	17%	85
M+1	113	96	112	16%	15,5
Q+1	47	40	40	-1%	-0,5
S+1	78	132	124	-6%	-7,3
Y+1	25	19	25	34%	6,4
Bourse (toutes échéances)	19	11	17	50%	5,7
Brokers (toutes échéances)	385	482	562	16%	79,3
Nombre de transactions sur le marché intermédié français					
Marché spot	146 313	149 605	124 139	-17%	-25 466
Intraday	29 881	32 716	31 883	-3%	-833
Day Ahead	94 792	93 065	74 127	-20%	-18 938
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	137 844	137 891	114 095	-17%	-23 796
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	8 469	11 714	10 044	-14%	-1 670
Marché à terme	5 766	4 978	5 828	17%	850
M+1	3 452	2 468	2 673	8%	205
Q+1	559	375	390	4%	15
S+1	411	520	446	-14%	-74
Y+1	117	106	143	35%	37
Bourse (toutes échéances)	867	554	1 019	84%	465
Brokers (toutes échéances)	4 899	4 424	4 809	9%	385

* Livraisons issues des échanges sur les marchés intermédiés en France

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

Tableau 27 : Acteurs du marché français du gaz

Acteurs du marché français du gaz				Variation annuelle 2018 / 2017	
	2017	2018	2019	En pourcentage	En Valeur
Nombre d'expéditeurs actifs par point					
PEG	110	112	127	13%	15
PIR	56	52	60	15%	8
PITD	37	40	41	3%	1
PITS	45	52	56	8%	4
Nombre d'acteurs importateurs de GNL en France					
Montoir	2	5	5	0%	0
Fos Tonkin	1	2	4	100%	2
Fos Cavaou	4	5	4	-20%	-1
Dunkerque	2	2	5	150%	3

Source : GRTgaz, Teréga – Analyse : CRE

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 2019 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).

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 : Décisions de sanction au niveau européen en lien avec des manquements aux dispositions du règlement REMIT	23
Tableau 2 Evolution de la capacité installée des filières renouvelables.....	41
Tableau 3 : Prix moyen <i>day-ahead</i> et <i>intraday</i>	47
Tableau 4 : Evolution des écarts prix – coûts d'EDF	48
Tableau 5 : Réserves d'équilibrage contractualisées par RTE et énergies d'équilibrage activées	59
Tableau 6 : Contribution globale par Etat participant interconnecté	65
Tableau 7 : Synthèse de la sélection des offres lauréates de l'Appel d'offres long terme tenu en 2019	68
Tableau 8 : Liste des projets retenus à l'issue de l'Appel d'offres long terme tenu en 2019	69
Tableau 9 : Evaluation de <i>Missing Money</i> théorique des centrales thermiques pour l'année de livraison 2020 ...	73
Tableau 10 : Evaluation de <i>Missing Money</i> théorique des centrales thermiques pour l'année de livraison 2019 .	73
Tableau 11 : Niveaux de certification des différentes technologies sur le registre de capacité du 13/06/2019 pour l'année de livraison 2020	73
Tableau 12 : Niveaux de certification des différentes technologies sur le registre de capacité du 13/06/2019 pour l'année de livraison 2019	73
Tableau 13 : Hypothèses de la consommation pour l'année de livraison 2020 selon le bilan prévisionnel de RTE pour 2019 (BP 2019).....	74
Tableau 14 : Capacités de production installées en France.....	94
Tableau 15: Production des différentes filières technologiques en France	94
Tableau 16 : Importations et exportations en France	95
Tableau 17 : Solde aux frontières.....	95
Tableau 18 : <i>Clean dark</i> et <i>spark spread</i> et charbon.....	95
Tableau 19 : Bilans Injections – Soutirages du système électrique français	95
Tableau 20 : Acteurs du marché français de l'électricité.....	96
Tableau 21 : Prix spot et à terme du marché français de l'électricité.....	96
Tableau 22 : Volumes spot et à terme sur le marché français de l'électricité	97
Tableau 23 : Indice de concentration (HHI) des différents segments de marché de gros de l'électricité de France	97
Tableau 24 : Fondamentaux du marché du gaz en France	98
Tableau 25 : Prix du gaz en France	98
Tableau 26 : Négoce du gaz en France.....	99
Tableau 27 : Acteurs du marché français du gaz.....	99

INDEX DES GRAPHIQUES

Graphique 1 : Evolution du nombre d'alertes reçues par la CRE en provenance de l'ACER	16
Graphique 2 : Répartition des cas de surveillance sous analyse approfondie (hors les analyses des cas issus des alertes automatiques de l'ACER)	16
Graphique 3 : Evolution des prix des commodités	30
Graphique 4: Cours du pétrole.....	31
Graphique 5 Evolution de la production mensuelle de pétrole brut des trois plus grands pays producteurs.....	32
Graphique 6 Prix du contrat à terme charbon API2 Y+1.....	33
Graphique 7: Courbe des températures en France.....	34
Graphique 8 : Evolution du prix du quota de CO ₂	35
Graphique 9 Historique des prix des matières premières (prix courants)	36
Graphique 10 : Bilan des injections et soutirages sur l'année 2019 [2018]	38
Graphique 11 : Consommation en France	39
Graphique 12 : Volumes trimestriels commercialement échangés aux frontières	40
Graphique 13 : Taux de disponibilité du parc nucléaire français	41
Graphique 14 : Comparaison des capacités installées des filières thermiques fossiles (hors nucléaire) et des filières renouvelables (hors hydraulique).....	42
Graphique 15 : Comparaison des productions semestrielles des filières thermiques fossiles (hors nucléaire) et des filières renouvelables (hors hydraulique).....	42
Graphique 16 : Taux de production de la filière hydraulique.....	43
Graphique 17 : <i>Clean dark</i> et <i>spark spreads spot</i> pointe	44
Graphique 18 : Taux de production de la filière gaz.....	44
Figure 19 : Taux de production de la filière charbon.....	45
Graphique 20 : Marginalité des différentes filières de production en 2018 et 2019	46
Graphique 21 : Evolution des prix <i>day-ahead</i> en France (moyenne hebdomadaire des prix)	47
Graphique 22 : Volatilité des prix <i>day-ahead</i> (moyennes glissantes sur 30 jours)	48
Graphique 23 : Taux de convergence trimestriel des prix horaires avec les pays couplés.....	49
Graphique 24 : Prix <i>spot</i> France et Allemagne (moyennes hebdomadaires).....	50
Graphique 25 : Prix <i>spot</i> France et Belgique (moyennes hebdomadaires).....	50
Graphique 26 : Prix <i>spot</i> France et Espagne (moyennes hebdomadaires).....	51
Graphique 27 : Prix <i>spot</i> France et Italie (moyennes hebdomadaires).....	51
Graphique 28 : Prix <i>spot</i> France et Grande-Bretagne (moyennes hebdomadaires).....	52
Graphique 29 : Prix <i>spot</i> France et Suisse (moyennes hebdomadaires)	52
Graphique 30 : Prix des produits Y+1 en Europe	53
Graphique 31 : Ecart des prix entre les produits calendaires français et allemand	53
Graphique 32 : Evolution des prix des produits calendaires en France pour les 3 années à venir	54
Graphique 333 : Volatilité des prix des produits calendaires.....	54
Graphique 34 : Historique du prix du produit calendaire français base en Y+1	55
Graphique 35 : Volumes échangés sur les marchés de gros	56
Graphique 36 : Volumes échangés sur la bourse du marché à terme.....	56
Graphique 37 : Volumes échangés sur le marché à terme intermédié	57
Graphique 38 : Prix et volumes de la FCR en France (moyenne hebdomadaire).....	60
Graphique 39 : Volumes mensuels d'activations par motif et volume net	61
Graphique 40 : Volumes d'ajustements par type d'entité	61
Graphique 41 : Calendrier des enchères lancées en 2019.....	67
Graphique 42 : Processus d'élaboration des courbes de demande administrées.....	67
Graphique 43 : Courbes de demande administrée avant translation horizontale suite à la sélection successive des offres	68
Graphique 44 : Courbes de coûts et de gisement de capacités supplémentaires construite par RTE.....	70
Graphique 45 : Prix et volumes des enchères de garanties de capacité tenues par année de livraison (AL).....	71
Graphique 46 : Equilibre offre-demande de l'enchère du 12 décembre 2019	72
Graphique 47 : Marginalité des moyens de production pour l'année de livraison 2020	74
Graphique 48 : Approvisionnements et débouchés dans le système français 2019 [2018] (flux commerciaux)...	78

Graphique 49 : Equilibre mensuel du système français 2019 (flux commerciaux)	79
Graphique 50 : Consommation des sites fortement modulés (centrales électriques fonctionnant au gaz)	80
Graphique 51: Niveaux des stocks en France	81
Graphique 52: Nombre de cargaisons réceptionnées en 2019, et les années précédentes, par pays d'origine	82
Graphique 53 : Importations de GNL par pays de l'Union européenne et au Royaume-Uni.....	82
Graphique 54: Emissions des terminaux méthaniers (flux commerciaux)	83
Graphique 55: Taux d'utilisation des interconnexions françaises (flux commerciaux)	85
Graphique 56: Flux sortant via Pirineos (frontière Espagnole)	86
Graphique 57: Prix <i>spot day-ahead</i> du gaz en France et aux Pays-Bas (respectivement PEG et TTF).....	87
Graphique 58: Prix <i>spot day-ahead</i> du gaz en Europe	88
Graphique 59: Prix mondiaux du gaz	89
Graphique 60: Prix à terme en Europe.....	90
Graphique 61: Différentiel prix hiver/été France.....	91
Graphique 62: Evolution des volumes négociés et du nombre de transactions sur le marché intermédiaire français	92
Graphique 63: Volumes négociés par produit sur le marché intermédiaire	93



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