



COMMISSION  
DE RÉGULATION  
DE L'ÉNERGIE

# RAPPORT

ÉDITION 2020

## LES INTERCONNEXIONS ÉLECTRIQUES ET GAZIÈRES









**ÉDITION 2020**

# LES INTERCONNEXIONS ÉLECTRIQUES ET GAZIÈRES



# SOMMAIRE

<b>MESSAGE DU PRÉSIDENT DE LA CRE .....</b>	<b>6</b>
<b>LES 10 POINTS CLÉS DU RAPPORT .....</b>	<b>8</b>

## 1. CONCURRENCE ET TRANSITION ÉNERGÉTIQUE, MOTEURS DE L'INTÉGRATION EUROPÉENNE

1.1	DES PREMIÈRES DIRECTIVES AU PACTE VERT .....	12
1.1.1	Les acquis des premiers paquets législatifs .....	12
1.1.2	Le pas décisif du troisième paquet législatif .....	13
1.1.3	Paquet énergie propre : l'ambition d'un cadre cohérent au prix d'une surréglementation ? .....	14
1.2	RENOUVELER L'ÉVALUATION DES PROJETS D'INTERCONNEXION .....	15
1.2.1	Vers une vision intégrée des projets d'interconnexion .....	15
1.2.2	De nombreux indicateurs pour caractériser la valeur environnementale des projets .....	16
1.3	LE MARCHÉ INTÉRIEUR, UN PROJET EN VOIE D'ACHÈVEMENT .....	17
1.3.1	Le troisième paquet : l'harmonisation des règles, un processus collectif animé par les régulateurs .....	17
1.3.1.1	En électricité : du court au long terme, l'intégration avance .....	17
1.3.1.2	En gaz, un niveau élevé d'harmonisation des règles au service de l'intégration transfrontalière .....	19
1.3.2	Le paquet énergie propre, pas décisif ou simple prolongement du troisième paquet ? .....	21
<b>GROS PLAN : ENJEUX DU REDISPATCHING ET DU COUNTERTRADING DANS LE CONTEXTE DU PAQUET ÉNERGIE PROPRE .....</b>		<b>23</b>

## 2. LES INTERCONNEXIONS ÉLECTRIQUES FRANÇAISES

2.1	DÉVELOPPEMENT RÉCENT ET À VENIR DES INTERCONNEXIONS ÉLECTRIQUES AUX FRONTIÈRES FRANÇAISES .....	26
2.1.1	Une première interconnexion entre la France et l'Irlande .....	28
2.1.2	Projets en cours et à l'étude avec l'Espagne et l'Italie .....	28
2.2	RÈGLES AUX FRONTIÈRES FRANÇAISES ET BILAN D'UTILISATION DES INTERCONNEXIONS ÉLECTRIQUES .....	29
2.2.1	Bilan global .....	29
2.2.1.1	Évolution des capacités d'interconnexion aux frontières françaises .....	29
2.2.1.2	Échanges commerciaux aux frontières françaises .....	30
2.2.2	Échéance de long terme .....	34
2.2.2.1	Environnement et évolutions réglementaires de long terme en électricité .....	34
2.2.2.2	Calcul et répartition de la capacité à terme .....	37
2.2.2.3	Le cas particulier de la Suisse .....	37
2.2.3	Échéance journalière .....	38
2.2.3.1	Calcul de capacité .....	38
2.2.3.2	Allocation des capacités .....	42
2.2.4	Échéance infrajournalière .....	47
2.2.4.1	Calcul de capacité .....	47
2.2.4.2	Allocation des capacités .....	47
2.2.4.3	Infrajournalier : une échéance dominée par les échanges avec l'Allemagne et la Suisse .....	49
2.2.4.4	SWE : vers une allocation implicite continue à l'échéance infrajournalière .....	49
2.2.5	Équilibrage .....	50
2.2.5.1	Les échanges d'énergie et de capacités d'équilibrage se développent à la plupart des frontières françaises .....	50
2.2.5.2	Le règlement européen sur l'équilibrage va renforcer l'intégration des marchés de l'équilibrage .....	52



### 3. LES INTERCONNEXIONS GAZIÈRES FRANÇAISES

3.1	LA FRANCE DISPOSE DE SOURCES D'APPROVISIONNEMENT DIVERSIFIÉES ET D'INFRASTRUCTURES GAZIÈRES BIEN DIMENSIONNÉES.....	56
3.2	FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DU GAZ ET DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS .....	58
3.2.1	Les interconnexions apportent souplesse, diversité et sécurité aux approvisionnements en gaz de la France.....	58
3.2.2	Développement des interconnexions gazières aux frontières françaises.....	63
3.2.2.1	Création de capacités d'entrée à Oltingue.....	64
3.2.2.2	Vers la fin du gaz B dans le nord-ouest de l'Europe .....	64
3.2.2.3	Rejet de la demande d'investissement pour le projet STEP.....	65
<b>GROS PLAN : LA FUSION DES ZONES .....</b>		<b>67</b>
3.3	RÈGLES AUX FRONTIÈRES FRANÇAISES ET BILAN DE SOUSCRIPTION DES INTERCONNEXIONS GAZIÈRES.....	69
3.3.1	Règles de fonctionnement des interconnexions.....	69
3.3.1.1	Le fonctionnement des interconnexions au sein de l'UE est régi par le code CAM.....	69
3.3.1.2	Évolution des modalités de souscription des capacités au PIR Dunkerque .....	69
3.3.2	Évolution des souscriptions des capacités aux interconnexions .....	70
3.3.2.1	Bilan des enchères de capacité.....	70
3.3.2.2	Taux de souscription des interconnexions.....	60

### ANNEXES

<b>ANNEXE 1 : GESTION DES ÉCHÉANCES EN ÉLECTRICITÉ.....</b>	<b>74</b>
<b>ANNEXE 2 : GESTION DES ÉCHÉANCES EN GAZ .....</b>	<b>75</b>
<b>ANNEXE 3 : FICHES FRONTIÈRES ÉLECTRIQUES .....</b>	<b>76</b>
<b>ANNEXE 4 : FICHES FRONTIÈRES GAZIÈRES.....</b>	<b>81</b>
<b>GLOSSAIRE .....</b>	<b>88</b>
<b>TABLE DES ILLUSTRATIONS .....</b>	<b>92</b>



# MESSAGE

## DU PRÉSIDENT DE LA CRE

---

Une décennie après l'adoption du troisième paquet législatif, cette nouvelle édition du rapport de la CRE sur les interconnexions, qui porte sur les années 2018 et 2019, marque l'arrivée à maturité du marché intérieur, mais également l'ouverture vers une nouvelle ère, celle de la décarbonation de l'énergie en Europe. Les ambitions affichées par l'Union européenne représentent une inflexion remarquable et portent en elles de nombreux défis. Toutefois, une certitude demeure : les interconnexions entre les systèmes énergétiques nationaux sont un atout essentiel pour l'évolution vers davantage d'énergies renouvelables et la baisse des émissions de gaz à effet de serre à l'échelle européenne.

L'engagement dans l'intégration avec les pays voisins a été porté par la CRE depuis sa création, il y a vingt ans. Ce rapport témoigne une fois encore du très bon niveau d'interconnexion atteint par la France, tant pour le gaz que pour l'électricité. Les décisions prises par la CRE ont été guidées par l'idée de solidarité entre États membres, dans le cadre de rapports équilibrés et dans la recherche de l'efficacité. La création d'une zone de marché unique en France pour le gaz témoigne de cette ambition, qui a permis de faire de la France un nouveau point fort du marché européen, avec une liquidité renforcée et des tarifs d'utilisation des réseaux en baisse pour les expéditeurs internationaux.

Les évolutions observées depuis deux ans confirment le rôle majeur des interconnexions dans la construction européenne. Les échanges d'électricité avec le reste de l'UE ont été en forte augmentation après le creux des années 2016 et 2017. De nouvelles capacités d'interconnexion sont en cours de réalisation avec l'Italie, l'Espagne et la Grande-Bretagne, et 2019 a marqué la validation du projet Celtic qui permettra à l'Irlande d'avoir un accès direct au marché continental européen. Les mouvements de gaz ont quant à eux atteint des niveaux historiquement hauts, aussi bien en entrée qu'en sortie, témoignant d'un rôle plus important du marché français dans les échanges internationaux. Les prix de gros français connaissent depuis plusieurs années une convergence excellente avec les prix de référence européens et ont même été souvent inférieurs à ceux de la référence de marché néerlandaise en 2019. En ce qui concerne les règles de fonctionnement du marché intérieur, 2019 a marqué



“ L’engagement dans l’intégration avec les pays voisins a été porté par la CRE depuis sa création, il y a vingt ans.



l’entrée en vigueur du paquet législatif « une énergie propre pour tous les Européens ». Après les efforts intenses déployés pour l’application concrète des dispositions du troisième paquet, certaines orientations de la nouvelle réglementation soulèvent des questions. Le niveau de détail atteint dans les prescriptions techniques est particulièrement poussé et fait craindre un manque de souplesse voire même un décalage par rapport aux réalités concrètes du système électrique. Les dispositions qui imposent de mettre à disposition des échanges entre États membres 70% des capacités physiques d’interconnexion font ainsi fi des règles de calcul des capacités et des contraintes d’exploitation des réseaux. Elles pourraient se révéler particulièrement coûteuses si des mesures de correction devaient systématiquement être appliquées. Ces mesures, qui reposent essentiellement sur du *redispatching* et du *countertrading*, peuvent donner lieu à des niveaux d’indemnisation des acteurs extrêmement élevés. Si elles sont mal appliquées, ces dispositions pourraient même conduire les pays ayant le plus investi dans la robustesse de leur réseau à contribuer de façon injustifiée aux coûts de remédiation engagés par leurs voisins aux réseaux plus fragiles. C’est là un point de préoccupation majeur pour la CRE, alors que le réseau français apparaît comme particulièrement solide face au développement des échanges transfrontaliers, du fait des investissements continus qui ont été faits dans ses réseaux internes et financés par le consommateur final français.

L’appel à un juste équilibre entre prescription et pragmatisme au niveau de la législation européenne est un message que la CRE porte régulièrement. Alors que les réflexions avancent sur la révision du règlement sur les réseaux transeuropéens d’énergie et que se préparent les textes de mise en œuvre du Pacte vert, la CRE invite à articuler efficacement les niveaux nationaux et européens. Stimuler l’innovation nécessite de promouvoir la souplesse et l’agilité y compris sur le plan institutionnel.

À ce titre, les régulateurs nationaux doivent être vus comme des atouts, capables de mettre en musique une décentralisation respectueuse de la cohérence de l’UE. C’est en tout cas une conviction forte que je souhaite faire partager.

Bonne lecture à tous.

**Jean-François CARENCIO**  
Président de la CRE

# LES 10 POINTS CLÉS DU RAPPORT

— ① —

## LA FRANCE, CARREFOUR DE L'ÉNERGIE EN EUROPE

La France a atteint un niveau d'interconnexion élevé avec ses voisins, confortant ainsi une position centrale dans le système énergétique européen. Elle est le premier pays exportateur d'électricité en Europe et la création d'une zone de marché unique pour le gaz s'est accompagnée d'une augmentation des échanges, notamment avec la péninsule ibérique et l'Italie.

— ② —

## LE MARCHÉ INTÉRIEUR, UN PROJET EN VOIE D'ACHÈVEMENT

La construction du marché intérieur est une longue histoire. Le troisième paquet législatif, dont la plupart des dispositions sont maintenant appliquées, a marqué une étape décisive. En effet, il a entériné des modèles de marché favorisant le développement des marchés de gros, permettant la transparence des prix et la fluidité dans les échanges d'énergie entre pays. Les interconnexions sont ainsi devenues des liaisons entre zones de marché au service de l'optimisation du système énergétique européen, tant du point de vue économique, environnemental que de celui de la sécurité d'approvisionnement.

— ③ —

## L'EXTENSION DU COUPLAGE DES MARCHÉS SE POURSUIT, RENFORÇANT L'INTÉGRATION EUROPÉENNE DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ

Le modèle de marché européen pour l'électricité repose, pour les échéances de court terme, sur le couplage des marchés. Assurant la cohérence entre prix, capacités d'interconnexion et flux d'énergie, son application progresse avec l'intégration des pays d'Europe centrale dans le couplage journalier. Pour l'infrajournalier, le déploiement d'une plateforme harmonisée est effectif dans la plupart des pays.

— ④ —

## APPLIQUER LE CODE DE RÉSEAU SUR LES TARIFS DE GAZ DE FAÇON TRANSPARENTE ET ÉQUITABLE

Les tarifs de transport de gaz entrés en vigueur en France le 1<sup>er</sup> avril 2020 (dits « ATRT7 »), respectent les dispositions du code de réseau européen sur les tarifs de transport de gaz, dont l'objectif est d'assurer la transparence et la non-discrimination pour les flux de transit. Ainsi, et faisant le choix d'une application au réseau principal, la CRE a exclu les réseaux régionaux (utilisés uniquement pour les consommateurs domestiques) de l'assiette de coût prise en compte. Un tel traitement permet d'éviter tout risque de subvention croisée entre catégories d'utilisateurs, et de respecter les principes de réfectivité des coûts et de non-distorsion des échanges transfrontaliers.

— ⑤ —

## RÉSEAUX TRANSEUROPEENS D'ÉNERGIE : RENFORCER LES COMPÉTENCES DES RÉGULATEURS

La Commission européenne a lancé le processus de révision des lignes directrices sur les réseaux transeuropéens d'énergie. Tirant les enseignements de son expérience, la CRE recommande d'acter que le statut de projet d'intérêt commun (PIC), octroyé très en amont du processus de décision, doit être vu comme une présomption d'utilité. Par la suite, il est essentiel de confirmer le rôle du régulateur dans sa capacité à vérifier la valeur des projets et lui permettre, le cas échéant, de renoncer à leur réalisation.







## — ⑥ —

### **ZONE DE MARCHÉ UNIQUE EN FRANCE POUR LE GAZ : DES BÉNÉFICES PAR-DELÀ LES FRONTIÈRES**

Créée le 1<sup>er</sup> novembre 2018 avec la fusion des zones Nord et Sud, la *Trading Region France* (TRF) est un succès. Elle permet à la France de disposer d'un seul point d'échange de gaz virtuel et, par conséquent, d'une référence de prix unique sur le marché de gros. La liquidité accrue qui en a découlé a assuré une convergence forte avec les prix de référence nord-européens, qui bénéficie également aux pays voisins. Ce projet a été mené à bien grâce à des investissements dimensionnés de façon à garantir le maintien des capacités fermes aux interconnexions, notamment vers la péninsule ibérique ou vers la Suisse et l'Italie. La CRE considère qu'une telle approche devrait être au fondement de tout projet comparable en Europe.

## — ⑦ —

### **LES RÈGLES AUX INTERCONNEXIONS ONT ÉTÉ ADAPTÉES EN CAS DE SORTIE DU ROYAUME-UNI DU MARCHÉ INTÉRIEUR**

Les incertitudes sur les conditions de mise en œuvre du Brexit restent importantes, en particulier s'agissant du maintien ou non du Royaume-Uni dans le marché intérieur. Dans ce contexte, et afin d'assurer un bon fonctionnement des interconnexions à la frontière franco-britannique quelle que soit la situation finale, la CRE et l'Ofgem ont adopté des jeux de règles applicables en cas de découplage des interconnexions existantes et en cours de développement. Ainsi des enchères « explicites » seraient alors mises en œuvre à toutes les échéances.

## — ⑧ —

### **PAQUET ÉNERGIE PROPRE : ASSOCIER AMBITION ET PRAGMATISME**

Le paquet « une énergie propre pour tous les Européens » fait de la transition énergétique l'objectif premier de la construction du marché intérieur de l'énergie, articulant énergies renouvelables et sécurité du système. Or, les dispositions techniques atteignent aujourd'hui un niveau de sophistication inédit. Celle-ci ne doit cependant pas réduire la flexibilité du cadre de réglementation alors que s'ouvre une ère de changements profonds du système électrique. Ambition ne doit pas rimer avec surréglementation.

## — ⑨ —

### **70%, UNE RÈGLE À APPLIQUER DE MANIÈRE RAISONNÉE**

La CRE a toujours œuvré pour optimiser les possibilités d'échanges transfrontaliers d'énergie aux interconnexions françaises. Mettre à disposition au moins 70 % des capacités des réseaux électriques pour les échanges transfrontaliers est une disposition du paquet énergie propre qui, au-delà de l'objectif ambitieux d'augmentation des échanges affiché par l'Union européenne et partagé par la CRE, pose des questions complexes de mise en œuvre. Appliquer ce niveau minimal de manière généralisée conduirait à des mesures non pertinentes d'un point de vue technique et économique. La CRE recommande une mise en œuvre pragmatique et proportionnée, qui permette une amélioration effective des échanges transfrontaliers, correspondant à des bénéfices économiques réels en faveur des consommateurs finals.

## — ⑩ —

### **REDISPATCHING ET COUNTERTRADING : LE PARTAGE TRANSFRONTALIER DES COÛTS DOIT ÊTRE ÉQUITABLE**

Le *redispatching* et le *countertrading* sont des actions utilisées par les GRT afin de garantir la sécurité opérationnelle des réseaux et la disponibilité effective des capacités d'interconnexion électriques. Le paquet énergie propre met en place une coopération forte entre GRT, avec l'idée d'un partage des coûts lorsque les actions de remédiation, ou leurs causes, sont de nature transfrontalière et notamment quand ces actions permettent de résorber les effets des flux dits « polluants » issus de réseaux voisins. Le partage des coûts ne doit donc pas pénaliser les pays ayant des réseaux robustes, comme la France, en conduisant à leur faire porter une partie du renforcement jusqu'ici insuffisant de réseaux voisins.







# 1. CONCURRENCE ET TRANSITION ÉNERGÉTIQUE, MOTEURS DE L'INTÉGRATION EUROPÉENNE

1.1 DES PREMIÈRES DIRECTIVES AU PACTE VERT

1.2 RENOUVELER L'ÉVALUATION DES PROJETS D'INTERCONNEXION

1.3 LE MARCHÉ INTÉRIEUR, UN PROJET EN VOIE D'ACHÈVEMENT

## PARTIE 1

# CONCURRENCE ET TRANSITION ÉNERGÉTIQUE, MOTEURS DE L'INTÉGRATION EUROPÉENNE

### 1.1 Des premières directives au Pacte vert

2019 restera comme une année charnière pour l'Europe de l'énergie. Quelques mois après la publication du paquet législatif intitulé « Energie Propre pour tous les Européens », la Commission européenne dirigée par Ursula von der Leyen a fait de la transition énergétique la pierre angulaire de son action pour les cinq années à venir. Dans la communication publiée le 11 décembre 2019<sup>1</sup> et présentant le « Pacte vert pour l'Europe », la Commission européenne a fixé l'objectif d'une économie européenne caractérisée par l'absence d'émission nette de gaz à effet de serre d'ici 2050 et dans laquelle la croissance sera dissociée de l'utilisation des ressources. Le Pacte vert représente une stratégie globale dans laquelle l'énergie joue un rôle central, en renouvelant le principe, introduit par l'Union de l'énergie, de fournir de l'énergie propre, abordable et sûre aux consommateurs européens. Il conforte les orientations proposées dans la stratégie à long terme présentée fin novembre 2018 en matière de changement climatique, en affirmant notamment l'importance de l'efficacité énergétique et du mouvement vers les énergies renouvelables, l'abandon rapide du charbon et la décarbonation du gaz. Il souligne le principe d'un marché de l'énergie européen pleinement intégré, interconnecté et numérisé. Le Pacte vert constitue un programme appelé à être décliné à travers les différents actes et initiatives proposés dans la feuille de route figurant en annexe de la Communication

du 11 décembre 2019. Ces actions s'appuient sur des acquis de la politique européenne de l'énergie, à l'image des plans nationaux introduits par l'Union de l'énergie et des infrastructures transeuropéennes à travers la révision du règlement de 2013. Par ailleurs, des actions stratégiques relatives à l'éolien en mer ou à l'intégration intelligente des secteurs renforceront encore le rôle des réseaux d'électricité et de gaz en vue d'accueillir une part croissante d'énergies renouvelables.

Le Pacte vert comme le paquet énergie propre marquent une inflexion dans les objectifs fondamentaux de l'intégration des marchés de l'énergie en donnant de plus en plus d'importance à l'évolution du bouquet énergétique par le développement des énergies renouvelables. A ce titre, le paquet énergie propre porte avant tout sur l'électricité. En ce qui concerne le gaz, la Commission mène un grand nombre d'études qui visent notamment à faire du gaz un moyen d'accélérer la transition énergétique, en facilitant par exemple le stockage d'énergie ou en contribuant à l'offre de flexibilité, dans une perspective de rapprochement accru des secteurs électrique et gazier.

#### 1.1.1 Les acquis des premiers paquets législatifs

Les vingt dernières années ont permis d'établir un marché intérieur de l'énergie concurrentiel, fondé sur une organisation nouvelle des secteurs de l'électricité et du gaz. Les infrastructures et en particulier des interconnexions sont un outil central dans l'atteinte des ambitions de l'Union européenne en matière d'ouverture des marchés

et désormais de transition énergétique : l'harmonisation des règles d'utilisation des interconnexions facilite les flux et l'exploitation des complémentarités entre pays. Il reste toutefois à s'assurer de la capacité d'adaptation des règles à un environnement très changeant, marqué entre autres par l'intégration de moyens de

<sup>1</sup> Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil européen, au Conseil, au Comité Economique et Social européen et au Comité des régions, « Le Pacte vert pour l'Europe », 11/12/2019, COM(2019) 640 final : [https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication\\_fr.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication_fr.pdf)



production décentralisés sur les réseaux et la décarbonation du mix énergétique, et à accompagner efficacement le progrès technologique, notamment la numérisation des réseaux.

Les directives de 1996 relative au marché intérieur de l'électricité<sup>2</sup> et de 1998 relative au marché intérieur du gaz<sup>3</sup>, qui ont engagé le processus de libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz dans l'UE, ont été adoptées alors que les systèmes européens présentaient des inefficacités et de fortes disparités. De ce fait, la recherche d'une rationalisation de la production, du transport et de la distribution d'énergie pour une plus grande efficacité économique via l'introduction de la concurrence et la promotion de l'innovation constituaient un objectif central. L'une des principales dispositions était l'accès des tiers aux réseaux

(c'est-à-dire la mise en place d'un ensemble de règles régissant le raccordement et l'injection d'énergie) permettant aux utilisateurs des réseaux de développer leur propre stratégie commerciale et d'assurer l'équilibre du système dans son ensemble.

Ces grands principes ont été précisés dans le deuxième paquet énergie, adopté en 2003, complété par la suite par deux règlements techniques pour l'accès aux réseaux d'électricité et de gaz. La mise en place systématique des autorités de régulation indépendantes constitue une des avancées importantes de ce paquet législatif. Les règles de séparation et d'indépendance des opérateurs de réseau par rapport aux activités de production et de fourniture ont également été précisées et l'ouverture totale du marché a été décidée à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2007.

### 1.1.2 Le pas décisif du troisième paquet législatif

Adopté en 2009, cet ensemble de deux directives et trois règlements a mis en avant la primauté du niveau européen, traduite par la création de l'Agence pour la coopération des régulateurs européens de l'énergie (ACER) et des Réseaux européens des gestionnaires de réseau de transport pour l'électricité et pour le gaz (ENTSO-E et ENTSOG). Le troisième paquet énergie a entériné des modèles de marché favorisant le développement des marchés de gros, chargés d'apporter la transparence des prix

et la fluidité dans les échanges via un système de prix de gros gouvernant les flux d'énergie entre pays. Les interconnexions sont ainsi devenues des liaisons entre places de marché et le support de produits de couverture. Du fait de cette évolution, le lien entre infrastructures et contrats d'approvisionnements a eu tendance à se relâcher. Dans ce contexte, les opérateurs de réseaux ont un rôle fondamental, puisqu'ils assurent la cohérence entre les sphères contractuelle et physique.

#### Encadré n°1 : L'évolution des objectifs des paquets législatifs européens

Depuis le premier paquet énergie marquant le début de l'ouverture à la concurrence du secteur de l'énergie, les objectifs européens ont évolué vers une prise en compte accrue des enjeux de développement durable, qui s'incarne dans le paquet « une énergie propre pour tous les Européens » et le Pacte vert. L'objectif principal des directives de 1996<sup>4</sup> et 1998<sup>5</sup> était la création d'un marché concurrentiel et compétitif, l'environnement n'étant présent qu'à titre secondaire, en tant que principe à protéger au même titre que le consommateur et la sécurité d'approvisionnement. Cet objectif a été élargi dans le deuxième paquet de 2003, sous la formulation de marché concurrentiel, sûr et durable sur le plan environnemental.

En parallèle des directives liées à l'organisation du secteur de l'énergie, s'est développée la politique européenne en matière climatique. Dans ce domaine, le premier pas marquant est le paquet sur le climat et l'énergie, qui regroupe un ensemble d'actes devant permettre à l'Union européenne d'atteindre ses objectifs en matière d'énergie et de lutte contre le changement climatique. Ce paquet fixe trois objectifs à l'horizon 2020, relatifs à la réduction des émissions, à l'augmentation de la part des énergies renouvelables et à l'amélioration de l'efficacité énergétique. Définis en 2007 et traduits dans la législation européenne en 2009, ces objectifs témoignent d'une inflexion qui se retrouve dans le troisième paquet, où l'efficacité énergétique et l'énergie produite par des sources renouvelables font leur apparition, aux côtés des termes de lutte contre le changement climatique.

En 2014, l'Union européenne a renforcé ses objectifs énergétiques et climatiques avec d'une part l'introduction de l'Union de l'énergie dans le programme stratégique européen par le Conseil ; d'autre part, la définition d'objectifs climat et énergie à horizon 2030. En mai 2019, le quatrième paquet, « une énergie propre pour tous les Européens », a permis de faire un pas supplémentaire vers l'achèvement de la révision de la politique énergétique européenne pour intégrer la transition vers une énergie propre et les engagements issus de l'Accord de Paris.

<sup>2</sup> Directive (CE) N°96/92 du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité : <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:31996L0092:FR:HTML>

<sup>3</sup> Directive (CE) N°98/30 du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:31998L0030&qid=1593607978617&from=FR>

<sup>4</sup> Ibid.

<sup>5</sup> Ibid.

Les modèles de marché mis en œuvre pour le gaz et pour l'électricité présentent des similitudes fortes en termes d'architecture générale. Toutefois, il existe des contraintes spécifiques à chaque énergie qui ont été traitées dans les codes de réseau et lignes directrices mises en œuvre depuis 2009. Des règles détaillées portant sur les différents aspects de l'accès des tiers au réseau (attribution des capacités de transport, équilibrage, compatibilités techniques, règles de tarification, etc.) ont en effet été élaborées, conformément aux dispositions des règlements gaz<sup>6</sup>

et électricité<sup>7</sup> de 2009. La traduction de l'ambition d'intégration propre au troisième paquet a ainsi requis un travail très important autour de la définition puis la mise en œuvre de règles harmonisées d'accès aux interconnexions, travail très avancé mais qui n'est toujours pas achevé après une décennie. Alors que le contexte énergétique connaît de profondes mutations, il est crucial que la réglementation reste suffisamment souple pour accompagner les changements et permettre la prise en compte des spécificités nationales.

### 1.1.3 Paquet énergie propre : l'ambition d'un cadre cohérent au prix d'une surréglementation ?

Le paquet énergie propre est un ensemble de huit actes législatifs, quatre directives et quatre règlements, qui modifient les textes préexistants avec la volonté d'en assurer la cohérence et de les compléter en renforçant notamment la sécurité d'approvisionnement électrique. Tirant les enseignements des difficultés rencontrées pendant l'hiver 2016-2017 et des mécanismes de capacité mis en place par plusieurs États membres, ce paquet législatif comprend des dispositions visant à assurer l'adéquation entre les capacités de production et les besoins en limitant, autant que possible, les distorsions de concurrence. La Commission est en effet attachée à préserver le principe d'un marché « *energy only* », selon lequel les incitations à l'investissement doivent provenir des prix de marché (et notamment de leur volatilité en période de tension au niveau de l'offre).

En matière de transition énergétique, outre les textes sur l'efficacité énergétique, visant une réduction de la consommation énergétique d'au moins 32,5 % à l'horizon 2030, le paquet énergie propre renforce les obligations des États membres en termes d'énergies renouvelables, fixant à au moins 32 % leur part dans la consommation finale brute d'énergie d'ici 2030. Cet objectif étant collectif, les États membres doivent s'organiser pour partager l'effort permettant de l'atteindre, à travers l'élaboration des « plans nationaux intégrés énergie climat ». Ces plans, encadrés par le

règlement européen de 2018 sur la gouvernance de l'Union de l'énergie et de l'action pour le climat<sup>8</sup>, font l'objet de discussions avec la Commission afin de parvenir à des objectifs nationaux réalistes tout en étant suffisamment ambitieux.

En ce qui concerne le marché de l'électricité, le paquet énergie propre comporte une directive et deux règlements qui renforcent sa dimension européenne. Un certain nombre de dispositions des codes de réseau adoptés dans le cadre du troisième paquet ont été reprises voire renforcées. Les capacités d'interconnexion ont même acquis à cette occasion une nouvelle dimension politique, avec l'objectif de mise à disposition du marché de 70 % des capacités physiques. Les pouvoirs de l'ACER ont par ailleurs été confortés dans le nouveau règlement de 2019<sup>9</sup> avec, toutefois, un rééquilibrage des pouvoirs de décision entre le directeur et le conseil des régulateurs. Parmi les autres changements importants figurent les dispositions qui encadrent strictement les mécanismes de capacité, en limitant leur déploiement aux cas où des problèmes d'adéquation offre-demande sont avérés. Elles prévoient des méthodologies fondées sur des concepts comme la valeur de l'énergie non distribuée, censée garantir la pertinence économique des choix. En fin de compte, ces règles présentent une grande complexité qui fait courir le risque d'un excès de réglementation au détriment de l'innovation.

**Tableau 1** Liste des directives et règlements qui composent le paquet énergie propre

Date	Directives et règlements
30 mai 2018	Directive sur la performance énergétique des bâtiments (UE 2018/844) modifiant les directives 2010/31/EU et 2012/31/EU
21 décembre 2018	Directive sur les énergies renouvelables (refonte) (UE 2018/2001)
21 décembre 2018	Directive sur l'efficacité énergétique (refonte) (UE 2018/2002) modifiant la directive 2012/27/UE
21 décembre 2018	Règlement sur la gouvernance de l'Union de l'énergie (UE 2018/1999)
5 juin 2019	Règlement sur la préparation au risque électricité (UE 2019/941) abrogeant la directive 2005/89/CE
5 juin 2019	Règlement sur l'ACER (refonte) (UE 2019/942)
5 juin 2019	Règlement sur le marché intérieur de l'électricité (refonte) (UE 2019/943)
5 juin 2019	Directive sur le marché intérieur de l'électricité (refonte) (UE 2019/944) modifiant la directive 2012/27/UE

<sup>6</sup> Règlement (CE) N°715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et abrogeant le règlement (CE) N°1775/2005 : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0715&from=DA>

<sup>7</sup> Règlement (CE) N°714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) N°1228/2003 : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0714&from=FR>

<sup>8</sup> Règlement (UE) N°2018/1999 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 sur la gouvernance de l'Union de l'énergie et de l'action pour le climat, modifiant les règlements (CE) N°663/2009 et (CE) N°715/2009 du Parlement européen et du Conseil, les directives 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE et 2013/30/UE du Parlement européen et du Conseil, les directives 2009/119/CE et (UE) 2015/652 du Conseil et abrogeant le règlement (UE) N°525/2013 du Parlement européen et du Conseil : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018R1999&from=EN>

<sup>9</sup> Règlement (UE) N°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 (refonte) : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0942&from=EN#;text=La%20proc%C3%A9dure%20mise%20en%20place%20de%20l'Union%20europ%C3%A9enn%20pour%20la%20coop%C3%A9ration%20des%20r%C3%A9gulateurs%20nationaux%20concernant%20le%20gaz%20naturel%20et%20l'%20%C3%A9lectricit%C3%A9%20dans%20les%20situations%20concernant%20le%20plus%20de%20un%20op%C3%A9rateur%20individuel>

## 1.2 Renouveler l'évaluation des projets d'interconnexion

Prenant acte de la place centrale des réseaux dans la politique énergétique européenne et l'objectif d'achever le marché intérieur, le troisième paquet a introduit l'obligation pour les gestionnaires de réseau de transport de préparer des plans décennaux de développement des réseaux (PDDR ou *Ten Year Network Development Plan* – TYNDP) aux niveaux national et européen.

Au niveau national, cet exercice a vocation à être mené tous les deux ans par les gestionnaires des réseaux de transport (GRT) d'électricité et tous les ans pour les GRT de gaz. Il consiste à identifier les principales infrastructures à construire ou renforcer dans les dix ans à venir, à répertorier les investissements

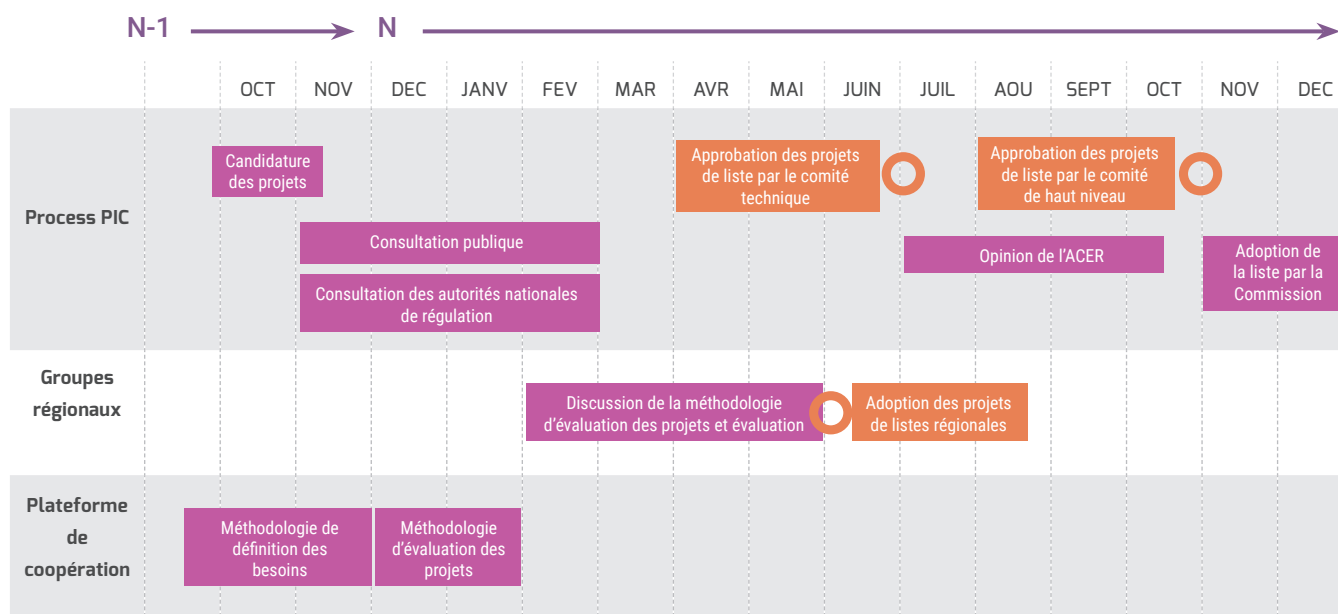
décidés ou à réaliser dans un délai de trois ans et à présenter un calendrier prévisionnel pour l'ensemble des projets proposés. Après consultation des acteurs de marché, la mise en œuvre des plans décennaux est suivie et évaluée par l'autorité de régulation. Un plan de développement de réseau européen non contraignant est également réalisé tous les deux ans par les réseaux européens de GRT pour l'électricité et pour le gaz, respectivement l'ENTSO-E (*European network of transmission system operators for electricity*) et l'ENTSO-G (*European network of transmission system operators for gas*). Le troisième paquet législatif européen prévoit que les autorités de régulation nationales veillent à la cohérence entre les plans décennaux nationaux et européens.

### 1.2.1 Vers une vision intégrée des projets d'interconnexion ?

Le règlement de 2013 sur les réseaux transeuropéens d'énergie (dit « paquet infrastructures »)<sup>10</sup> a donné une nouvelle dimension aux TYNDP en faisant l'outil principal d'évaluation des projets candidats au statut de projet d'intérêt commun (PIC). Les analyses coût-bénéfice (ACB) élaborées à cette fin nécessitent toutefois de considérer des horizons temporels largement supérieurs aux

dix années prévues initialement. Depuis son adoption en 2013, le règlement a contribué à la mise en service de 30 projets et 75 autres devraient être achevés d'ici 2022. La quatrième campagne de sélection des PIC s'est conclue par l'adoption d'une nouvelle liste le 11 mars 2020<sup>11</sup>.

**Figure 1** Processus de sélection des projets d'intérêt commun (calendrier indicatif)



<sup>10</sup> Règlement (UE) N°347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, et abrogeant la décision no 1364/2006/CE et modifiant les règlements (CE) N°713/2009, (CE) N°714/2009 et (CE) N°715/2009 : <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ.L.2013:115:0039:0075.FR:PDF#&:text=Le%20pr%C3%A9sent%20r%C3%A8glement%20C3%A9tablit%20des%20le%20fonctionnement%20du%20march%C3%A9>

<sup>11</sup> Technical information on Projects of Common Interest accompanying the Commission Delegated Regulation (EU) N°2020/389 final of 31 October 2019 amending Regulation (EU) N°347/2013 of the European Parliament and of the Council on guidelines for trans-European energy infrastructure as regards the Union list of projects of common interest : [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/technical\\_document\\_4th\\_pci\\_list.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/technical_document_4th_pci_list.pdf)



La révision du paquet infrastructures confirmée par la Commissaire européenne en charge de l'Énergie, Kadri Simson, lors de son audition devant la commission Industrie, Recherche et Énergie (ITRE) du Parlement européen le 4 décembre 2019, a été lancée par la Commission européenne et devrait aboutir à une nouvelle proposition législative fin 2020<sup>12</sup>. Il s'agit d'adapter le règlement aux nouvelles priorités inscrites dans le Pacte vert. Ainsi pourraient être revus la pertinence des catégories d'infrastructures et des corridors prioritaires, les critères de sélection (dont la quantification de l'impact environnemental des projets) ou encore les conditions de financement par le Mécanisme pour l'interconnexion en Europe (MIE).

Après une première phase de mise en œuvre du règlement qui a permis de valider de nombreux projets d'interconnexions nécessaires à la construction du marché intérieur, la CRE considère que le processus de définition des PIC doit désormais évoluer pour être plus sélectif et garantir la mise en œuvre effective des seuls projets les plus utiles à la collectivité européenne. Pour y parvenir, la CRE considère que l'un des enjeux sera de faire évoluer la gouvernance associée à la validation des projets afin de

renforcer le rôle des régulateurs dans l'évaluation et l'approbation des projets. Sur le fond, deux défis se profilent dans le cadre de la transition énergétique : le premier sera de s'assurer de la prise en compte de scénarios diversifiés, permettant de montrer l'apport des projets dans plusieurs futurs possibles du système énergétique, qui devra être modélisé de manière intégrée. Le second sera d'intégrer les bénéfices et les impacts environnementaux des projets lors de l'estimation de leur valeur pour la société, évaluation qui devra impérativement être robuste et fiable à l'échelle paneuropéenne. Le 12 juin 2020, la CRE a apporté sa contribution à la consultation publique de la Commission européenne sur la feuille de route pour la révision des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes<sup>13</sup>.



*La CRE considère que le processus de sélection des PIC doit désormais évoluer.*

### 1.2.2 De nombreux indicateurs pour caractériser la valeur environnementale des projets

Depuis leur création en 2008 et 2009, l'ENTSO-E et l'ENTSO-G ont élaboré chacun leurs outils de planification de réseau selon des critères propres mais avec un point commun : la valorisation des interconnexions est principalement fondée sur les gains en termes de coûts de production ou d'approvisionnement qu'elles permettent à l'échelle européenne.

Cette modélisation repose sur des projections concernant les consommations de gaz et d'électricité, le mix de production d'électricité, ainsi que sur les prix des combustibles et du CO<sub>2</sub>. Alors que l'ENTSO-E et l'ENTSO-G utilisaient des projections différentes dans les premières éditions des TYNDP (2012, 2014 et 2016), la Commission les a invités à développer une modélisation commune des systèmes électriques et gaziers. Cela s'est traduit par l'élaboration de scénarios communs pour le TYNDP 2018, première étape vers une représentation intégrée des réseaux électriques et gaziers. Toutefois, des progrès restent encore à accomplir afin de parvenir effectivement à une modélisation conjointe.

Dans ce contexte, la CRE souligne qu'il est important de s'assurer que les scénarios soient élaborés en toute neutralité par rapport à des intérêts particuliers ou à certains choix technologiques. En ce qui concerne l'exercice mené en 2019, malgré les ateliers et consultations organisés à l'intention des parties prenantes, la définition des tendances à long terme est restée le fait des GRT.

Malgré une amélioration de la coordination entre les opérateurs électriques et gaziers, les hypothèses sur lesquelles reposent ces scénarios ne sont pas suffisamment explicitées. Laisser aux GRT seuls le soin de construire les scénarios, d'analyser les besoins et d'évaluer les projets introduit le risque de biais en faveur de solutions privilégiant la construction d'infrastructures où où des alternatives pourraient être mieux adaptées.

#### Caractériser la valeur environnementale des projets

Si la baisse des coûts d'approvisionnement a constitué la base du calcul de la valeur des projets d'interconnexion, en électricité comme en gaz, l'existence de bénéfices additionnels en termes d'émissions de gaz à effet de serre ou de sécurité d'approvisionnement est déjà reconnue, mais leur évaluation reste incomplète et soumise à des biais méthodologiques importants. On constate ainsi des efforts croissants pour la quantification et la monétisation de bénéfices extra financiers, reflétés par une augmentation du nombre d'indicateurs dans les méthodologies d'analyse coût-bénéfice (ACB). Le choix des indicateurs pertinents reste cependant sujet à débat, notamment concernant la durabilité du gaz. La prise en compte de nouveaux types de projets innovants représente également un défi, d'une part car les méthodologies d'ACB ne sont pas adaptées à leurs caractéristiques et d'autre part, car ils sont associés à plus d'incertitude. Les travaux autour du Pacte vert européen devraient permettre de faire émerger des orientations à cet égard.

<sup>12</sup> Opening remarks from Commissioner Simson at the ITRE Committee : « The energy related elements of the European Green Deal & 2020 energy policy priorities », 23/01/2020 : [https://ec.europa.eu/commission/commissioners/2019-2024/simson/announcements/opening-remarks-commissioner-simson-itre-committee-energy-related-elements-european-green-deal-2020\\_en](https://ec.europa.eu/commission/commissioners/2019-2024/simson/announcements/opening-remarks-commissioner-simson-itre-committee-energy-related-elements-european-green-deal-2020_en)

<sup>13</sup> Contribution de la Commission de régulation de l'énergie à la feuille de route pour la révision des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes de la Commission européenne : <https://www.cre.fr/Documents/Presse/Communiqués-de-presse/les-nouvelles-orientations-europeennes-sur-les-infrastructures-energetiques-la-contribution-de-la-cre>

La CRE considère qu'il est fondamental que les apports des interconnexions pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, réduire les pertes sur le système le cas échéant et augmenter la sécurité d'approvisionnement des États, puissent être pris en compte de façon plus rigoureuse. En particulier, la valeur du CO<sub>2</sub> prise en compte dans les ACB doit être cohérente avec les prévisions de prix de long terme sur le marché du CO<sub>2</sub> européen<sup>14</sup>. Les méthodes d'analyse doivent également évaluer finement les effets de redistribution entre États membres, et au sein des États entre consommateurs et producteurs, ceux-ci

pouvant parfois être très significatifs.

En outre, l'évaluation économique des externalités positives des interconnexions reste un exercice complexe et très sensible aux choix méthodologiques. Il y a des risques à agréger des bénéfices qui peuvent être redondants et des analyses qualitatives ne sauraient devenir la seule justification des projets. Quantification et monétisation doivent reposer sur des méthodes éprouvées scientifiquement et faisant l'objet de consensus au niveau européen.

## 1.3 Le marché intérieur, un projet en voie d'achèvement

### 1.3.1 Le troisième paquet : l'harmonisation des règles, un processus collectif animé par les régulateurs

#### 1.3.1.1 En électricité : du court au long terme, l'intégration avancée

Le troisième paquet, adopté en 2009, a posé de grandes orientations pour l'intégration des marchés européens de l'électricité<sup>15</sup>. Il a défini des modèles de référence pour les différentes échéances des marchés électriques, aussi désignés comme les modèles cibles, afin d'accompagner la réalisation du marché intérieur de l'électricité. Celui-ci a pour objectifs de renforcer la compétitivité des prix à travers une utilisation plus efficace des moyens de production, de soutenir la transition énergétique et de favoriser la sécurité d'approvisionnement. Les interconnexions électriques en constituent un élément clé.

Dans cette perspective, le règlement 714/2009<sup>16</sup> a eu pour but de renforcer les échanges transfrontaliers d'électricité. Il prévoyait en particulier l'harmonisation des pratiques nationales d'exploitation des réseaux et la coordination des processus de gestion des interconnexions. Plusieurs codes de réseaux et lignes directrices, présentés ci-après en Figure 2, ont été adoptés entre 2015 et 2018 en application de ce règlement. Ils accordent un rôle central aux marchés de gros et aux interconnexions électriques.

Pour le déploiement des lignes directrices, les GRT et/ou les opérateurs de couplage de marché (NEMO – *nominated electricity market operator*) se coordonnent afin d'élaborer conjointement des propositions de méthodologies d'application au niveau national, régional ou européen. Pour la France, près de 90 méthodologies découlent ainsi des lignes directrices concernant le marché et la gestion des interconnexions (FCA, CACM et EB)<sup>17</sup>. A mi-2020,

plus de 90 % des méthodologies d'application du règlement CACM avaient été appliquées, près de 70 % pour FCA et un peu plus de la moitié pour EB. Il est à noter que plus de 80 % des méthodologies régionales et européennes ont été adoptées à l'unanimité des régulateurs concernés. Ainsi, bien que des désaccords sur certains sujets aient entraîné le transfert d'une vingtaine de décisions à l'ACER, l'application des lignes directrices est une traduction concrète de la qualité de la consultation, de la coopération et de la recherche de compromis entre les régulateurs européens.

Une grande partie du cadre réglementaire visant à renforcer les échanges transfrontaliers d'électricité a donc été adoptée. Aux échéances journalière et infrajournalière, une part significative des États membres est intégrée au couplage de marché européen<sup>18</sup>. Le développement d'un marché intérieur de l'équilibrage est initié, à travers la création de plateformes européennes d'échanges. Des échanges d'électricité transfrontaliers optimisés permettent ainsi de bénéficier de synergies entre les bouquets de production et les structures de demande nationales, de favoriser l'intégration des énergies renouvelables à travers le foisonnement géographique des sources et de renforcer la résilience des systèmes électriques nationaux.

“  
La création de plateformes européennes d'échanges initie le développement d'un marché européen de l'équilibrage.”

<sup>14</sup> Consultation publique de la CRE n°2020-005 du 5 mars 2020 relative au schéma décennal de développement du réseau de transport de RTE élaboré en 2019 : <https://www.cre.fr/content/download/22058/279939>

<sup>15</sup> Certaines modalités de l'intégration des marchés européens de l'électricité ont été précisées par le paquet « une énergie propre pour tous les Européens », qui fait l'objet de la section 1.3.2 de ce rapport.

<sup>16</sup> Règlement (CE) N°714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) N°1228/2003 : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:32009R0714&from=EN>

<sup>17</sup> La CRE a publié un tableau de suivi de l'instruction des méthodologies découlant des lignes directrices européennes sur les réseaux électriques sur sa page dédiée aux codes de réseau : <https://www.cre.fr/Electricite/Reseaux-d-electricite/codes-de-reseau-europeens>.

<sup>18</sup> Les avancées concrètes liées à la mise en œuvre des méthodologies de calcul et d'allocation de capacité aux échéances journalière, infrajournalière et d'équilibrage sont décrites aux sections 2.2.3, 2.2.4 et 2.2.5 de ce rapport.

**Figure 2** Les familles de codes de réseaux\* et lignes directrices\*\* concernant l'électricité**MARCHÉ ET GESTION  
DES INTERCONNEXIONS**

- Allocation des capacités à long terme\*\* (FCA), dont l'objectif est d'harmoniser au niveau européen le système de droits d'usage de long terme des interconnexions émis par les GRT - *Entrée en vigueur le 17 octobre 2016*
- Allocation des capacités d'interconnexion et gestion des congestions\*\* (CACM), dont l'objectif est d'harmoniser les pratiques de gestion des interconnexions au niveau européen - *Entrée en vigueur le 14 août 2015*
- Équilibrage\*\* (EB), dont l'objectif est d'étendre le couplage des marchés européens aux marchés de l'équilibrage - *Entrée en vigueur le 18 décembre 2017*

**GESTION OPÉRATIONNELLE  
DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE**

- Règles de sécurité et de planification opérationnelle, règles de dimensionnement des réserves et de contrôle de la fréquence\*\* (SO) - *Entrée en vigueur le 14 septembre 2017*
- Procédures opérationnelles d'urgence\* (E&R). - *Entrée en vigueur le 18 décembre 2017*

**RACCORDEMENT  
AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE****Prescriptions techniques applicables aux :**

- Installations de production\* (RfG) - *Entrée en vigueur le 17 mai 2016*
- Raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation\* (DCC) - *Entrée en vigueur le 7 septembre 2016*
- Lignes et systèmes à courant continu\* (HVDC) - *Entrée en vigueur le 28 septembre 2016*

Les codes de réseau relatifs au raccordement au réseau électrique ne sont pas traités dans ce rapport.

Du fait de la forte imbrication des différents processus liés à la gestion des réseaux et des marchés, et de l'étendue des périmètres géographiques de coordination, les GRT et/ou les NEMO font face à des questions techniques et organisationnelles complexes pour la mise en œuvre des méthodologies. Le retard de certains éléments clés, tels que le modèle de réseau commun à tous les GRT d'Europe<sup>19</sup>, a des conséquences en cascade sur d'autres processus devant être développés sur la base de ces éléments. Par conséquent, les marchés européens reposent encore beaucoup sur des initiatives volontaires qui préexistaient aux codes de réseau et lignes directrices, comme c'est le cas du couplage de marché fondé sur les flux (« *flow-based* ») dans la région Europe du centre-ouest (CWE – *Central-Western Europe*). La mise en œuvre effective en temps et en heure des méthodologies, qui constitue un véritable défi pour les GRT et/ou les NEMO, doit donc continuer à être accompagnée et stimulée par les régulateurs européens.

Par ailleurs, tandis que les méthodologies d'application ont généralement permis de se doter de règles équilibrant la nécessité d'harmoniser les pratiques au niveau régional ou

européen avec le besoin de respecter les spécificités nationales, certaines pourraient être considérées comme ayant conduit à une uniformisation excessive. C'est par exemple le cas de l'obligation faite aux GRT et NEMO européens de renoncer à la fonctionnalité de l'algorithme de couplage garantissant la cohérence entre positions importatrice / exportatrice et niveaux de prix. Des caractéristiques telles que l'approche de programmation, de gestion des congestions ou encore de mobilisation des réserves, restent en outre des prérogatives nationales. La CRE continuera à promouvoir le meilleur équilibre possible entre le niveau d'harmonisation nécessaire à l'intégration européenne et le maintien de certaines caractéristiques des modèles nationaux, lorsque les coûts d'évolution seraient largement supérieurs aux bénéfices attendus.

<sup>19</sup> Le modèle de réseau commun, correspondant à l'harmonisation de la représentation des réseaux et unités de production au niveau pan-européen, devait être disponible à partir de mi-2018. Sa mise en œuvre effective est actuellement prévue pour le deuxième semestre 2021.



### 1.3.1.2 En gaz, un niveau élevé d'harmonisation des règles au service de l'intégration transfrontalière

#### Quatre codes de réseau en gaz naturel

Dans le cas du gaz naturel, la mise en œuvre du troisième paquet législatif et des codes de réseaux qu'il prévoyait a représenté un pas décisif dans l'intégration du marché européen, au travers en particulier de l'harmonisation des règles d'accès aux interconnexions. Le modèle de marché mis en place, proche du *design* du marché électrique dans sa philosophie, articule désormais interconnexions et places de marché, permettant ainsi aux prix de gros de guider les flux entre pays.

Le modèle de marché dit « *hub à hub* », décrit dès 2011 par le conseil des régulateurs européens, a été décliné concrètement dans le premier code de réseau qui porte sur les allocations de capacité aux interconnexions entre zones de marché (règlement (UE) 984/2013 du 14 octobre 2013, abrogé par le règlement (UE) 2017/459 du 16 mars 2017 établissant un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz, dit code « CAM » pour « *capacity allocation mechanisms* »). Ce code a marqué une étape décisive en harmonisant les règles d'allocation des capacités transfrontalières et la nature des produits de capacité et en généralisant le système « entrée-sortie » autour d'un *hub* virtuel. Ces règles ont été complétées en 2017 par des dispositions portant sur l'offre de capacité supplémentaire (dite « *incrémentale* »). Aujourd'hui, les capacités sont commercialisées, pour chaque échéance, par des enchères simultanées organisées par la plateforme PRISMA<sup>20</sup>. Il ressort des enchères menées en 2018 et 2019 que peu d'interconnexions sont aujourd'hui congestionnées, ce qui se traduit par un niveau de convergence très fort des prix entre *hubs* européens. Dans le *market monitoring report* (MMR) publié en octobre 2019<sup>21</sup>, l'ACER et le CEER font ainsi le constat que la plupart du temps, la différence de prix de gros du gaz est inférieure au coût de transport entre places de marché. En 2018, les écarts de prix entre les *hubs* les plus liquides (notamment le TTF néerlandais) et les autres places de marché européennes étaient la plupart du temps inférieurs à 1€/MWh alors que des écarts parfois supérieurs à 5€/MWh n'étaient pas rares il y a quelques années.

Le deuxième code, qui porte sur l'équilibrage des réseaux (règlement (UE) 312/2014 du 26 mars 2014 relatif à l'établissement d'un

code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz, dit code « BAL » pour « *balancing* ») consiste à mettre en place un équilibrage de marché au niveau européen. Son principe est, pour les acteurs de marché comme pour les opérateurs de réseaux, de passer par les marchés de gros pour gérer l'équilibre entre les injections de gaz sur les réseaux et la consommation de gaz des clients finaux. Ce code a accompagné la progression des volumes échangés sur les *hubs*.

Un troisième code porte sur l'interopérabilité des réseaux (règlement (UE) 2015/703 du 30 avril 2015 établissant un code de réseau sur les règles en matière d'interopérabilité et d'échange de données, dit code « INT »). Son but était d'éliminer certains obstacles dus à des incompatibilités techniques. Il traite notamment des accords d'interconnexions ou de l'odorisation du gaz.

“  
La mise en œuvre  
des codes de  
réseaux représente  
un pas décisif dans  
l'intégration du  
marché européen.”

Le quatrième et dernier code en date porte sur l'harmonisation des structures tarifaires (règlement (UE) 2017/460 du 16 mars 2017 établissant un code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport du gaz, dit code « TAR »). Il vise à améliorer la transparence des tarifs de transport de gaz au sein de l'Union européenne et, surtout, à éviter les discriminations entre les expéditeurs. Ce code vient notamment en complément du code de réseau CAM qui a instauré des règles d'allocation par enchères explicites avec prix de réserve, avec pour objectif de déterminer un mode de calcul de ce prix de réserve qui assure notamment l'absence de subventions croisées entre transport domestique et transit. Sans imposer une méthode de calcul unique, le code TAR exige des régulateurs qu'ils justifient le choix de la structure tarifaire mise en place. Une méthode unique doit être appliquée au sein d'une même zone d'équilibrage, en respectant le principe selon lequel les flux transfrontaliers et les flux destinés à la consommation interne soient traités de manière équivalente. Le code décrit une méthodologie de référence, fondée sur la capacité et la distance comme facteurs de pondération (dite également « *capacity weighted distance* », CWD) à laquelle les structures tarifaires de chaque GRT doivent être comparées. Enfin le code TAR renforce et harmonise les obligations de transparence et de consultation.

<sup>20</sup> Une plateforme concurrente de PRISMA a toutefois été mise en place sur les frontières entre la Pologne et l'Allemagne et la Pologne et la République Tchèque.

<sup>21</sup> ACER-CEER Market Monitoring Report (MMR) 2018 : <http://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Pages/Current-edition.aspx>

## Encadré n°2 : Mise en œuvre du code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires des réseaux de transport de gaz

Le code TAR prévoit que les autorités de régulation soumettent à consultation publique leur projet de structure tarifaire. L'ACER en vérifie la conformité au code TAR et publie un rapport d'analyse préconisant, le cas échéant, des ajustements avant la mise en œuvre concrète de la structure tarifaire.

En France, la CRE a mené, au cours de l'année 2019, quatre consultations publiques dans le cadre de ses travaux préparatoires au tarif ATR7 (accès des tiers au réseau de transport de gaz naturel), entré en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2020. Elle a en particulier conduit, du 23 juillet au 4 octobre 2019<sup>22</sup>, une consultation portant sur l'ensemble des sujets (niveau comme structure du tarif) relatifs au tarif ATR7 qui a connu une large participation (91 réponses reçues). Celle-ci a, conformément aux dispositions du code TAR (article 27), été transmise à l'ACER, qui a rendu son avis le 4 décembre 2019<sup>23</sup>.

Dans son rapport d'analyse, l'Agence conclut notamment que la consultation publique de la CRE est complète au sens du code mais que certaines des informations publiées auraient mérité davantage de détails (concernant les scénarios de flux retenus notamment) et que la méthode de calcul du prix de référence est conforme avec les principes de transparence et de non-discrimination établis par le code.

Comme le recommandait l'ACER dans son avis, la CRE a complété les informations qu'elle a publiées sur certains sujets (entre autres sur les scénarios de flux retenus, le modèle tarifaire simplifié, la justification de la différenciation tarifaire de 10 % appliquée aux points d'interconnexion entre les réseaux de transport et les terminaux méthaniers – PITTM) dans sa délibération tarifaire finale datée du 23 janvier 2020<sup>24</sup>.

Cette délibération a conduit à une évolution, en 2020, de + 0,2 % en entrée aux PIR (points d'interconnexion réseau), de -4,5 % aux PITTM, de + 3,2 % en sortie vers les réseaux régionaux, de -5,4 % en sortie à Oltingue et de -6,8 % en sortie à Pirineos. D'une manière plus générale, le retour d'expérience de la mise en œuvre du code tarif, notamment mené par l'ACER dans le cadre de son rapport publié le 6 avril 2020<sup>25</sup>, montre la nécessité d'avoir une lecture du code tournée vers l'atteinte de l'objectif de non discrimination. Ainsi, s'agissant des réseaux régionaux, ces derniers étant utilisés exclusivement pour les besoins des consommateurs français, la CRE les a classés comme « services annexes » conduisant ainsi à en exclure les coûts de l'assiette considérée pour déterminer les termes tarifaires aux PIR, PITTM et PITS (points d'interconnexion entre les réseaux de transport et les stockages). L'objectif de la CRE est d'exclure tout risque de subvention croisée entre utilisateurs domestiques et utilisateurs transfrontaliers (qui n'utilisent que le réseau principal, d'un PIR d'entrée à un PIR de sortie). L'ACER avait considéré dans son rapport d'analyse de la consultation publique de la CRE que cette solution apparaissait contraire aux dispositions du code TAR, retenant une lecture large de la notion de « services de transport » que le code TAR définit comme « les services régulés fournis par le gestionnaire de réseau de transport dans le système entrée-sortie aux fins du transport ». La CRE se félicite dans son rapport d'avril 2020, l'Agence indique que la solution retenue par la CRE peut constituer une option alternative, lorsque les réseaux régionaux ne font pas partie du système entrée-sortie. L'ACER propose que des travaux complémentaires soient menés au niveau européen afin de définir une doctrine commune.

La CRE a par ailleurs suivi avec intérêt les processus d'élaboration tarifaire de ses voisins européens et en particulier des pays avec lesquels elle est directement interconnectée. L'application du code a permis une amélioration significative de la transparence des tarifs. S'il est à ce stade difficile de dresser un bilan de l'application du code TAR et de son impact sur les niveaux tarifaires en Europe<sup>26</sup>, il demeure néanmoins que certaines évolutions des méthodologies s'accompagnent de mouvements tarifaires très significatifs.

Certains de ces mouvements interrogent quant au respect des principes du code TAR, en particulier ceux de réactivité des coûts et d'absence de subventions croisées entre catégories d'utilisateurs. Par exemple, la méthodologie retenue par le régulateur allemand (Bundesnetzagentur ou BNetzA) a conduit en 2020 à une hausse de + 82 % du tarif en sortie du réseau allemand vers la France à Medelsheim. Ce sujet a été pointé par l'ACER qui indique, dans l'avis<sup>27</sup> rendu sur la consultation publique de la BNetzA, que l'ampleur des évolutions tarifaires (à savoir, hausses importantes des tarifs pour les capacités transfrontalières et baisses des tarifs pour les capacités domestiques) suscite des inquiétudes quant à la conformité avec les principes de réactivité des coûts, d'absence de subvention croisée et de non distorsion des flux transfrontaliers.

La CRE a contribué de façon continue aux travaux et consultations menées par la BNetzA et souligné que de telles évolutions étaient inacceptables.

<sup>22</sup> Consultation publique de la CRE n°2019-013 du 23 juillet 2019 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Prochain-tarif-d-utilisation-des-reseaux-de-transport-de-gaz-naturel-de-GRTgaz-et-Terega>

<sup>23</sup> ACER, Analysis of the Consultation Document on the Gas Transmission Tariff Structure for France : [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/Agency%20Report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20France.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Agency%20Report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20France.pdf)

<sup>24</sup> Délibération de la CRE du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/tarif-d-utilisation-des-reseaux-de-transport-de-gaz-naturel-de-grtgaz-et-terega>

<sup>25</sup> ACER, The internal gas market in Europe: The role of transmission tariffs : [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/The%20internal%20gas%20market%20in%20Europe\\_The%20role%20of%20transmission%20tariffs.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/The%20internal%20gas%20market%20in%20Europe_The%20role%20of%20transmission%20tariffs.pdf)

<sup>26</sup> Le rapport de l'ACER du 6 avril 2020 ne permet pas de tirer de conclusion quant à l'effet de l'application du Code sur l'évolution du niveau des tarifs : on constate des degrés de variation très différents d'un pays à l'autre, dans un sens comme dans l'autre. Par exemple, les tarifs aux points domestiques connaissent une augmentation dans la moitié des cas analysés, et une baisse dans l'autre moitié des cas. Si certains pays connaissent des évolutions tarifaires très mesurées, d'autres ont décidé d'évolutions tarifaires très significatives aux PIR qui peuvent être dues à des refontes parfois importantes de la tarification (en niveau comme en structure), comme aux Pays-Bas ou en Allemagne.

<sup>27</sup> ACER, Analysis of the Consultation Document on the Gas Transmission Tariff Structure for Germany : [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/Agency%20report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Germany.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Agency%20report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Germany.pdf)



### 1.3.2 Le paquet énergie propre, pas décisif ou simple prolongement du troisième paquet ?

À sa présentation en 2016, la Commission européenne a été très claire sur les ambitions de ses propositions pour le nouveau paquet législatif : faire de l'Union européenne le leader de la transition énergétique dans le monde tout en modernisant l'économie européenne. Le consommateur se trouve au centre du dispositif, avec l'objectif de lui garantir un accès à une énergie compétitive et de lui permettre de devenir offreur d'énergie, mais aussi de protéger les consommateurs vulnérables. Le signal prix reste la pierre angulaire du fonctionnement du marché européen, à la fois pour l'organisation des flux et pour assurer l'équilibre à long terme entre moyens de production et besoins.

Si les ambitions sont louables, il subsiste des questions. En effet, le paquet énergie propre inscrit dans le règlement 2019/943<sup>28</sup> un certain nombre de dispositions à caractère technique présentes dans les codes de réseaux et lignes directrices adoptés dans le cadre de l'application du troisième paquet législatif, afin « d'intégrer dans un acte législatif de l'Union unique, les principes fondamentaux du fonctionnement du marché et de l'allocation de capacité dans le cadre temporel du marché de l'équilibrage, infrajournalier, journalier et à terme ». La volonté de rationaliser le fonctionnement du marché tout en composant avec les aléas propres au développement des énergies renouvelables apparaît clairement, en accordant la priorité au marché intérieur et à l'intégration transfrontalière. Il s'agit de favoriser l'augmentation de la production d'énergies renouvelables en élargissant les débouchés au-delà des frontières, sachant toutefois que les échanges ne portent pas à proprement parler sur des énergies renouvelables, mais sur les surplus éventuels auxquels elles conduisent à l'échelle des marchés nationaux. A ce titre, la directive 2019/944<sup>29</sup> et le règlement 2019/943, tous deux consacrés au marché intérieur de l'électricité, renforcent les dispositions relevant de la coordination transfrontalière, avec par exemple de nouvelles dispositions sur les centres de coordination régionale. D'une manière générale, le niveau de prescription technique a été renforcé et de nouveaux codes de réseau pourraient être mis en œuvre. Le paquet énergie propre soulève en fait des questions très concrètes en termes d'application des règles, sachant que certaines d'entre elles ressemblent à une traduction technique d'orientations politiques, parfois sans que les enjeux et difficultés aient été identifiés. C'est le cas par exemple des dispositions sur l'adéquation ou de la règle des 70 % de capacité transfrontalière.

#### Les dispositions sur l'adéquation

Le règlement 2019/943 pose que les prix issus de la confrontation entre l'offre et la demande doivent être le principal moteur pour l'investissement dans des sources de flexibilité. Pour autant, il

reconnait que des mesures spécifiques peuvent être prises afin de garantir l'adéquation des moyens de production, comme les mécanismes de capacité, mais en les encadrant strictement afin de limiter autant que possible les distorsions de marché. Le règlement prévoit donc une série de méthodologies qui doivent être proposées par l'ENTSO-E puis approuvées par l'ACER. Face aux ambitions, il est nécessaire de développer une approche pragmatique. Par exemple, l'ENTSO-E doit réaliser, chaque année, une étude d'adéquation pour l'UE basée sur une méthodologie unifiée de modélisation du marché. Cet exercice requiert de définir des paramètres clés tels que la valeur de l'énergie non distribuée ou le coût d'entrée sur le marché pour une nouvelle centrale de production. Or, au-delà des concepts, il est indispensable de prendre en compte les réalités physiques du système électrique, et notamment les limites pratiques à la flexibilité mobilisable par les utilisateurs de réseau. Le règlement prévoit également que les mécanismes de capacité nationaux prennent en compte la participation de capacités de production situées dans d'autres pays de l'UE, disposition qui doit faire l'objet d'une méthodologie paneuropéenne. Or l'expérience française en montre la complexité et, notamment, la nécessité d'une réciprocité dans les mécanismes mis en place par chacun, tout en tenant compte des différences qui peuvent exister entre les mécanismes de capacités existant en Europe. C'est à cette condition que l'on pourra effectivement mieux valoriser la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement.

#### L'exemple de la règle des 70 %

Le règlement 2019/943 entraîne également des évolutions de grande ampleur concernant le calcul de capacité. Constatant un niveau insuffisant d'utilisation des interconnexions électriques au cours des dernières années, les législateurs européens ont introduit plusieurs dispositions dans ce règlement, qui visent à augmenter la capacité mise à disposition des échanges transfrontaliers. Les GRT sont ainsi tenus d'assurer un niveau minimal de 70 % de la capacité de leurs réseaux pour les échanges transfrontaliers au plus tard fin 2025. Un processus dédié de revue des zones de marché, s'ajoutant à celui requis par le règlement CACM, est également prévu afin d'évaluer l'adéquation des zones actuelles avec les congestions observées sur les réseaux. La dernière étude technique de l'ENTSO-E<sup>30</sup> n'identifiant pas de congestions structurelles sur le réseau de RTE, la CRE considère que la France ne devrait pas être concernée par l'étude de configurations alternatives.

L'obligation de mettre à disposition au moins 70 % de la capacité des réseaux pour les échanges transfrontaliers constitue un

<sup>28</sup> Règlement (UE) N°2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019R0943&from=FR>

<sup>29</sup> Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive (UE) N°2012/27 : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019L0944&from=FR>

<sup>30</sup> Bidding Zone Configuration Technical Report 2018 de l'ENTSO-E : [https://docstore.entsoe.eu/Documents/Events/2018/BZ\\_report/20181015\\_BZ\\_TR\\_FINAL.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/Events/2018/BZ_report/20181015_BZ_TR_FINAL.pdf)

changement de paradigme par rapport à la conception initiale du calcul de capacité. Jusqu'à présent, en partant de l'observation des flux sur leurs réseaux internes, les GRT étaient tenus de maximiser les capacités d'interconnexion tout en tenant compte des limites de sécurité d'exploitation. Avec l'introduction d'un niveau minimal de 70 %, une obligation de moyens a ainsi été remplacée par une obligation de résultat. Si disposer de capacités optimales pour les échanges transfrontaliers est un objectif qui a toujours été soutenu par la CRE, elle considère que la mise en œuvre de ce niveau minimal doit se faire de manière pragmatique et proportionnée. En effet, son application uniforme pour tous les éléments de réseaux et dans toutes les situations ne permet pas d'augmenter de manière efficace les capacités d'interconnexion<sup>31</sup>.

Le niveau minimal de 70 % est entré en application au 1<sup>er</sup> janvier 2020, à moins que les GRT aient obtenu une dérogation temporaire coordonnée au niveau des RCC ou que les États membres aient initié un plan d'action. Une telle démarche, mise en œuvre actuellement par l'Allemagne, les Pays-Bas et la Pologne, comprend diverses mesures visant à remédier aux congestions structurelles pour atteindre le niveau minimal de 70 % d'ici fin 2025. En l'absence de congestions structurelles sur son réseau, la France n'a pas enclenché de plan d'action. Toutefois, comme la mise en œuvre du niveau minimal de 70 % requiert le développement de plusieurs outils d'exploitation, la CRE a octroyé à RTE une dérogation de six mois, dans la région Core, renouvelée une fois, et d'un an dans les régions Italie Nord et Europe du sud-ouest<sup>32</sup>.

### Des prérogatives élargies pour l'ACER

Les règles de gouvernance renforcent le rôle de l'ACER. Là où le consensus des autorités de régulation était requis, l'ACER a désormais d'emblée la responsabilité de la validation des méthodologies paneuropéennes. Le règlement 2019/942<sup>33</sup> souligne les risques de la fragmentation des décisions nationales. Il donne par conséquent des prérogatives élargies à l'Agence pour régler les désaccords entre régulateurs nationaux en ce qui concerne la mise en œuvre des codes de réseau et des lignes directrices, et pour la supervision d'entités européennes et régionales. Le renforcement des compétences de l'ACER s'accompagne d'une évolution des règles de prise de décision, qui devront recevoir l'aval du Conseil des régulateurs, là où il n'avait qu'un rôle consultatif. Ce dernier a aussi la possibilité nouvelle d'émettre des avis sur les textes soumis par le Directeur, voire de proposer des modifications.

Cet équilibre dans la prise de décision doit être salué. Il ne peut cependant pas masquer le défi que représente l'augmentation à venir du nombre et de la complexité des décisions que l'ACER devra prendre. Alors que l'application du troisième paquet n'est pas achevée, les prescriptions techniques très détaillées du paquet énergie propre font courir le risque de rigidifier l'organisation du marché. L'ACER aura donc la responsabilité, dans ces décisions, d'offrir la flexibilité nécessaire à l'accompagnement d'un système électrique soumis aux bouleversements de la transition énergétique.

<sup>31</sup> La position de la CRE sur ce sujet est détaillée dans la Fiche thématique n°9 – Enjeux de l'utilisation des interconnexions électriques, <https://www.cre.fr/media/Fichiers/autres/pacte-vert-europeen-la-contribution-de-la-cre-pour-construire-le-monde-energetique-de-demain>

<sup>32</sup> Délibération de la CRE du 12 décembre 2019 portant décision d'octroi de dérogations aux niveaux minimaux de capacité disponible pour les échanges entre zones dans les régions de calcul de capacité Core, Italie Nord et Europe du sud-ouest : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/octroi-de-derogation-aux-niveaux-minimaux-de-capacite-disponible-pour-les-echanges-entre-zones-dans-la-region-de-calcul-de-capacite-core>

<sup>33</sup> Règlement (UE) N°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 : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019R0942&from=FR>



## ENJEUX DU REDISPATCHING ET DU COUNTERTRADING DANS LE CONTEXTE DU PAQUET ÉNERGIE PROPRE

L'identification et la résolution des congestions qui apparaissent sur le réseau sont des piliers de la gestion opérationnelle du système électrique par les GRT. Pour y parvenir, ceux-ci prennent des actions en amont des marchés, via le calcul des capacités d'échanges entre zones, et en aval, via des analyses de sécurité et le déclenchement d'actions correctives. Ces dernières peuvent être coûteuses (actions de *redispatching* et *countertrading*) ou non coûteuses (parades topologiques). Historiquement, ces actions étaient largement décidées par chaque GRT de manière unilatérale. Une plus grande intégration des marchés européens nécessite une coopération et une coordination accrue de ces actions aux interfaces entre les GRT des différents pays. Le règlement CACM comporte des dispositions détaillées pour y parvenir.

En particulier, ce dernier prévoit la coordination et le partage des coûts des actions de *redispatching* et *countertrading* ayant une incidence transfrontalière. La CRE soutient une plus grande coopération et une solidarité accrue entre les États membres. Néanmoins, plusieurs aspects structurants sont à prendre en compte.

Tout d'abord, des congestions croissantes ont été observées durant les dernières années dans un certain nombre de pays européens comme l'Allemagne, le Royaume-Uni ou l'Espagne. Celles-ci s'expliquent largement par des politiques nationales concernant l'évolution du mix énergétique. En particulier, une transition énergétique rapide et massive, accompagnée dans le cas allemand d'une sortie accélérée du nucléaire, bouleversent les flux d'électricité et mettent les réseaux concernés à rude épreuve. Lorsque ces réseaux ne bénéficient pas des développements nécessaires pour s'adapter à ces changements, des situations de congestion importantes apparaissent et entraînent une explosion des coûts des actions correctives. Dans les trois pays cités, ces coûts ont été multipliés par cinq entre 2013 et 2017. Rien qu'en Allemagne, ces coûts dépassaient le milliard d'euros en 2018. A titre de comparaison, ils n'étaient que d'une dizaine de millions d'euros en France.

Par ailleurs, ces congestions ont également un impact important sur les capacités offertes aux interconnexions. En effet, lorsque des éléments de réseaux nationaux sont déjà saturés, ils ne peuvent plus accueillir de flux d'électricité générés par les échanges transfrontaliers. Une telle situation de « pénurie » de capacité est notamment observée aux frontières de l'Allemagne : la production renouvelable étant localisée au nord du pays alors que la consommation est plutôt concentrée dans le sud, il existe des flux physiques nord-sud très importants. Compte tenu de l'insuffisance du réseau interne allemand pour faire passer ces flux, ces derniers transitent en partie par les réseaux voisins (par exemple en passant par les Pays-Bas, puis la Belgique et la France) et viennent saturer davantage les capacités d'échange commerciales aux frontières allemandes ainsi que les réseaux internes de ces pays voisins. Ainsi, dans la région Europe du centre-ouest, des cas fréquents d'échanges transfrontaliers très limités du fait de congestions importantes sur le réseau allemand ont conduit les régulateurs à imposer en avril 2018 une marge minimale de 20 % à réserver aux échanges transfrontaliers.

Dans ce contexte, la CRE est très vigilante concernant le développement des méthodologies de coordination et de partage des coûts de ces actions correctives. La très grande disparité de ces coûts entre les différents États membres est le résultat des différences significatives de politiques énergétiques et notamment s'agissant des niveaux d'investissement dans les réseaux de chaque État membre. En France, les coûts nationaux de *redispatching* et de *countertrading* sont faibles en raison de l'importance et de la cohérence des investissements qui ont été réalisés à ce jour dans le réseau de transport d'électricité. A ce titre, RTE a réalisé, sur les 10 dernières années, près de 14 Md€ d'investissements (dont 12 Md€ dans ses réseaux de transport). Les niveaux de ces investissements étant dans une large mesure définis à l'échelon national, la CRE sera particulièrement vigilante à ce que les méthodologies pour le *redispatching* et le *countertrading* ne viennent pas faire peser sur le consommateur français le poids de ces décisions de façon indue. Seule une approche juste est de nature à assurer que les investissements nécessaires soient réalisés et à retrouver des niveaux d'échanges transfrontaliers satisfaisants. Cet objectif est également celui du règlement 2019/943<sup>34</sup> qui responsabilise les États membres à l'égard de leurs congestions structurelles.

<sup>34</sup> Règlement (UE) N°2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (refonte) : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=EN>





## 2. LES INTERCONNEXIONS ÉLECTRIQUES FRANÇAISES

2.1 DÉVELOPPEMENT RÉCENT ET À VENIR DES INTERCONNEXIONS  
ÉLECTRIQUES AUX FRONTIÈRES FRANÇAISES

2.2 RÈGLES AUX FRONTIÈRES FRANÇAISES ET BILAN D'UTILISATION  
DES INTERCONNEXIONS ÉLECTRIQUES



## PARTIE 2

# LES INTERCONNEXIONS ÉLECTRIQUES FRANÇAISES

## 2.1 Développement récent et à venir des interconnexions électriques aux frontières françaises

La CRE est, de longue date, engagée pour la réalisation de projets permettant d'augmenter les capacités aux frontières françaises au bénéfice des utilisateurs de réseaux européens. Trois nouvelles interconnexions sont actuellement en cours de réalisation en France, avec l'Italie (Savoie-Piémont), et la Grande-Bretagne (ElecLink et IFA2). Deux autres projets ont également été approuvés par la CRE : le projet Golfe de Gascogne à la frontière franco-espagnole, approuvé en 2017, et le projet d'interconnexion Celtic entre la France et l'Irlande, approuvé en 2019. L'ensemble de ces projets représente une augmentation des capacités d'échange de 5,9 GW aux frontières françaises. D'autres projets sont également à l'étude, et RTE prévoit également des renforcements des interconnexions existantes.

Ces renforcements concernent principalement les interconnexions avec la Belgique et l'Allemagne. Le projet de renforcement d'Avelin Avelgem en cours va permettre une augmentation de la capacité d'échange estimée entre 0,6 GW et 1 GW, pour un coût total de 140 M€ (dont 40 M€ pour RTE), qui, couplé au développement à Aubange, devrait permettre une augmentation de capacité de 1,5 GW. Deux projets sont envisagés pour renforcer les capacités d'échange entre la France et l'Allemagne. Il s'agit de l'augmentation de la tension du circuit entre Muhlbach (Alsace) et Eichstetten (Bade), qui passera de 225 kV à 400 kV (pour une augmentation de capacités d'interconnexion de 150 à 300 MW), et de l'augmentation des capacités de deux circuits entre Vigy

(Moselle) et Uchtelfangen (Sarre), qui pourrait faire augmenter de 1,8 GW les capacités d'interconnexion entre les deux pays.

Au total, le schéma décennal de développement du réseau (SDDR) 2019 de RTE prévoit un doublement des capacités d'interconnexion d'ici à 2035<sup>35</sup>. Afin d'assurer la soutenabilité financière et industrielle ainsi que l'acceptabilité de ces projets, RTE a proposé une priorisation sous la forme d'un séquençement en « paquets ». Ce séquençement des projets est établi en prenant en compte leur avancement, les bénéfices attendus et les risques auxquels ils sont exposés.

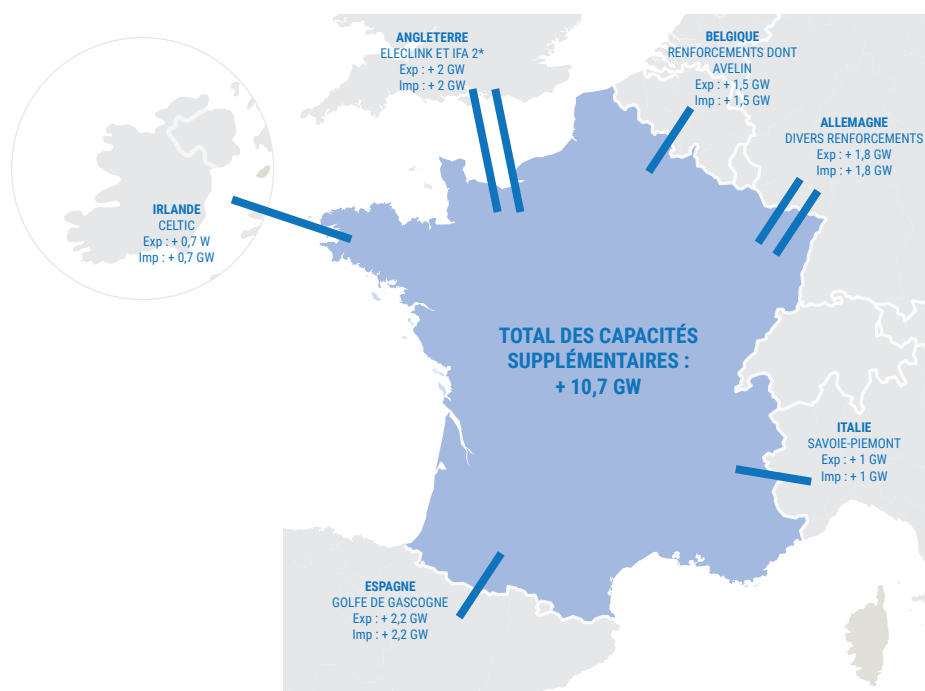
“

*Trois nouvelles interconnexions sont actuellement en cours de réalisation en France, avec l'Italie (Savoie-Piémont), et la Grande-Bretagne (ElecLink et IFA2).*

<sup>35</sup> Correspondant à la réalisation des Paquets 0 à 2, Schéma de Développement Décennal du Réseau 2019 : <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/le-schema-decennal-de-developpement-du-reseau#Documents>

**Figure 3** Développement des interconnexions électriques aux frontières, projets décidés ou en cours de réalisation

## NOUVEAUX PROJETS DÉCIDÉS ET EN COURS DE CONSTRUCTION AUX FRONTIÈRES FRANÇAISES



\* + 1 GW à l'import et à l'export par projet

Source : données RTE, TYNDP 2018, analyse CRE

NB : Ces données représentent les capacités nominales attendues à chaque frontière servant à la planification des réseaux, mais ne sont pas directement comparables avec les NTC moyennes commerciales en J-2 telles qu'issues du facteur de capacité, leur présentation vise à permettre d'appréhender l'évolution des capacités à toutes les frontières françaises.

La CRE soutient cette démarche, pertinente à la fois d'un point de vue économique, financier et industriel. Elle considère en outre que les projets ayant déjà fait l'objet de décisions et montrant une analyse coût-bénéfice (ACB) avantageuse doivent être engagés en priorité. A l'inverse, la CRE considère que les projets avec le

Royaume-Uni présentent des incertitudes trop fortes à ce stade et que, s'agissant de la frontière espagnole, il est préférable de prioriser la réussite du projet Golfe de Gascogne avant de lancer de nouveaux projets.

**Tableau 2** Augmentation de la capacité aux frontières selon le séquençage proposé par RTE

Paquet	Contenu	Description
<b>Paquet 0</b>	2 GW avec la Grande-Bretagne 1,2 GW avec l'Italie	Projets en cours de construction et dont la date de mise en service est prévue dans les trois prochaines années.
<b>Paquet 1</b>	2,2 GW avec l'Espagne 1,5 GW avec la Belgique 1,8 GW avec l'Allemagne	Projets déjà engagés ou à engager rapidement, car rentables dans toutes les situations et faisant l'objet d'un consensus entre les pays hôtes.
<b>Paquet 2</b>	1 GW avec la Belgique 0,7 GW avec l'Irlande Entre 2,8 GW et 3,4 GW avec la Grande-Bretagne 1,5 GW avec la Suisse	Projets au contexte incertain et à engager à moyen terme si les incertitudes sont levées.
<b>Hors paquets</b>	3 GW avec l'Espagne Entre 1,4 GW et 2 GW avec la Grande-Bretagne	Projets n'étant pas en situation d'être mis en service pour des raisons économiques et sociales.

Source : données RTE (SDDR 2019), analyse CRE

### 2.1.1 Une première interconnexion entre la France et l'Irlande

Le projet Celtic, reliant Knockraha et La Martyre, sera la première interconnexion entre l'Irlande et la France. D'une capacité de 700 MW, cette liaison électrique à courant continu de 575 km devrait être mise en service en 2026. Celtic s'inscrit dans le contexte du Brexit, où établir un lien direct entre le marché européen et l'Irlande est devenu une priorité. Ce projet contribuera en outre au développement des énergies renouvelables et aura de nombreuses retombées positives en termes de sécurité d'approvisionnement. À ce titre, le projet Celtic a été reconnu projet d'intérêt commun (PIC) en 2015, 2017 et 2019.

À la suite de la demande d'investissement déposée par RTE et le GRT irlandais EirGrid, la CRE et la *Commission for regulation of utilities* d'Irlande (CRU) ont conclu un accord pour le partage transfrontalier des coûts du projet. La décision conjointe des deux régulateurs, prise le 25 avril 2019<sup>36</sup>, prévoit une répartition qui reflète les bénéfices apportés par cette interconnexion aux

deux pays. Compte tenu notamment des externalités positives du projet pour l'Union européenne et des risques associés à ce projet, cette décision était conditionnée à l'obtention d'une subvention européenne importante, demandée par RTE et EirGrid. Le 2 octobre 2019, la Commission européenne a attribué au projet un soutien financier de 530,7 M€<sup>37</sup>, à travers le Mécanisme pour l'interconnexion en Europe (MIE), validant ainsi la répartition des coûts sur laquelle la CRE et la CRU avaient délibéré conjointement. Cette subvention reflète l'intérêt du projet en termes de solidarité et de sécurité d'approvisionnement, ainsi que sa contribution à la réalisation des objectifs énergétiques européens.

Le processus de concertation préalable à la réalisation du projet est achevé côté français, tandis que la concertation irlandaise est toujours en cours. La phase de développement du projet est engagée depuis janvier 2020 et devrait se poursuivre jusqu'en 2022.

### 2.1.2 Projets en cours et à l'étude avec l'Espagne et l'Italie

Alors que la capacité d'échange à la frontière France-Espagne s'élève aujourd'hui à 2,8 GW, elle devrait atteindre 5 GW avec le projet Golfe de Gascogne. Ce projet a été approuvé par la CRE conjointement avec le régulateur espagnol CNMC le 21 septembre 2017<sup>38</sup>. Il bénéficie d'un soutien financier de 578 M€ de la part de l'UE. Le tracé précis de la ligne est en cours de révision suite aux analyses géologiques des fonds marins menées par RTE et le GRT espagnol REE. De nouvelles études sont en cours, dont les résultats devraient être communiqués fin 2020.

D'autres projets d'interconnexions entre la France et l'Espagne sont présents dans la nouvelle liste des PIC établie par la Commission Européenne selon le règlement délégué (UE) 2020/389 de la Commission européenne du 31 octobre 2019<sup>39</sup>. Compte tenu de l'ampleur de l'augmentation des capacités d'échange permise par le projet Golfe de Gascogne, la CRE préconise que RTE se concentre en priorité sur la réussite de ce projet, d'autant plus que de nouveaux projets envisagés à travers les Pyrénées ne sont pas encore prêts à être réalisés, les bénéfices socio-

économiques étant encore incertains en raison de l'incertitude sur l'acceptabilité locale et sur les niveaux de renforcements nécessaires.

Concernant les interconnexions avec l'Italie, la construction de la ligne Savoie-Piémont est en phase d'achèvement. PIC depuis 2013<sup>40</sup>, cette nouvelle ligne consiste à construire deux câbles à courant continu d'une capacité de 600 MW chacun qui relieront les postes électriques de Grand-Ile (Savoie) et de Piossasco (près de Turin). Longue de 190 km, elle passe par le tunnel du Fréjus et emprunte le tracé des autoroutes A42 (France) et A32 (Italie). Une partie de l'interconnexion située en Italie bénéficie de dérogations aux règles de séparation patrimoniale et d'utilisation des recettes d'interconnexion accordées par la CRE et le régulateur italien ARERA, sur le fondement de l'article 17 du règlement 714/2009. Une seconde procédure de dérogation portant sur le reste de l'interconnexion située en Italie est actuellement en cours d'instruction<sup>41</sup>. Cette dérogation n'a pas d'impact sur l'exploitation de l'interconnexion par Terna.

<sup>36</sup> Délibération de la CRE du 10 octobre 2019 adoptant la décision de réexamen de la décision conjointe de répartition transfrontalière des coûts du projet Celtic : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/repartition-transfrontaliere-des-coouts-du-projet-celtic2>

<sup>37</sup> Commission européenne, Completing the energy union: the EU invests €556 million in priority energy infrastructure :

[https://ec.europa.eu/info/news/completing-energy-union-eu-invests-556-million-priority-energy-infrastructure-2019-oct-02\\_en?pk\\_campaign=ENER%20Newsletter%20October%202019](https://ec.europa.eu/info/news/completing-energy-union-eu-invests-556-million-priority-energy-infrastructure-2019-oct-02_en?pk_campaign=ENER%20Newsletter%20October%202019). La décision de la Commission a été formellement adoptée le 31 octobre 2019 : [https://ec.europa.eu/inea/sites/inea/files/ocf-e-2019\\_coid.pdf](https://ec.europa.eu/inea/sites/inea/files/ocf-e-2019_coid.pdf)

<sup>38</sup> Délibération de la CRE du 21 septembre 2017 adoptant la décision conjointe de répartition transfrontalière des coûts du projet Golfe de Gascogne : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/golfe-de-gascogne>

<sup>39</sup> Règlement délégué(UE) N°2020/389 de la Commission européenne du 31 octobre 2019 modifiant le règlement (UE) N°347/2013 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:32020R0389&from=FR>

<sup>40</sup> Le projet ne fait pas partie de la liste PIC 2019, étant en cours de finalisation et n'ayant plus besoin d'accéder aux dispositions du règlement (CE) N°2013/347.

<sup>41</sup> Délibération de la CRE du 6 février 2020 portant décision sur la demande de dérogation de la société Pi.Sa.2 en application de l'article 63 du règlement (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/demande-de-derogation-de-la-societe-pi.sa.2-en-application-de-l-article-63-du-reglement-ue-2019-943-du-5-juin-2019-sur-le-marche-interieur-de-l-e>



## 2.2 Règles aux frontières françaises et bilan d'utilisation des interconnexions électriques

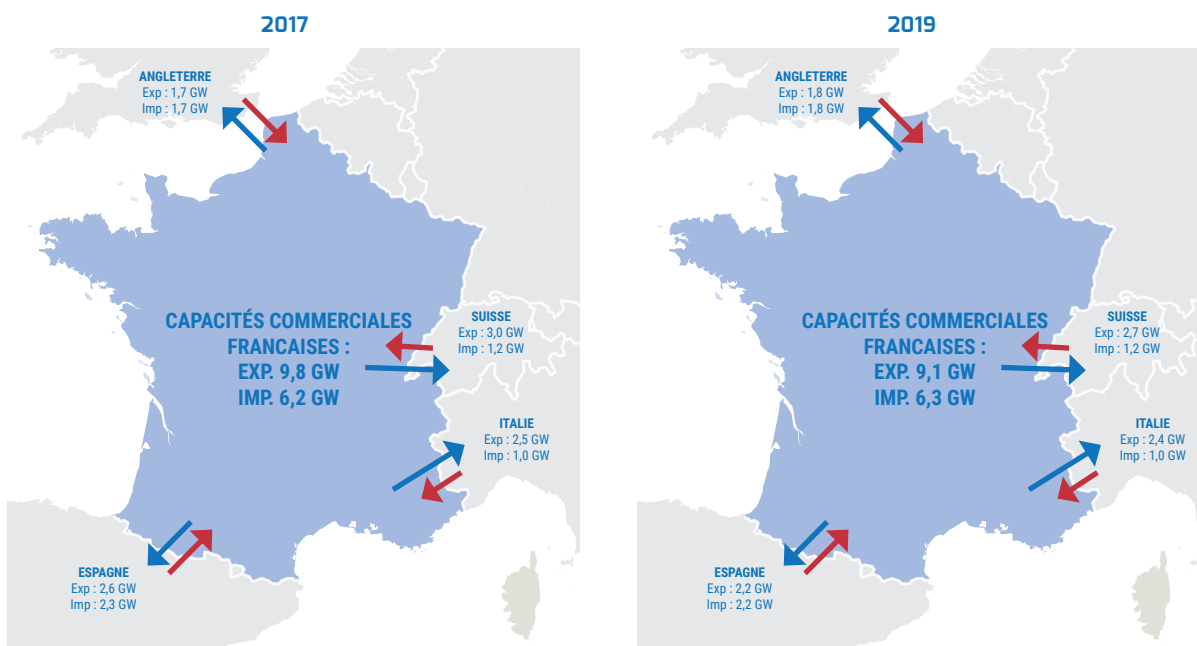
### 2.2.1 Bilan global

#### 2.2.1.1 Évolution des capacités d'interconnexion aux frontières françaises

Le développement et la bonne utilisation des interconnexions doivent permettre de faire appel aux ressources les plus efficaces économiquement pour satisfaire l'approvisionnement en électricité en Europe. Dans ce cadre, l'objectif du calcul de capacité est d'estimer les volumes d'échanges maximum qui peuvent transiter aux frontières tout en respectant la sécurité du système. Il existe des différences marquées entre les frontières françaises, qui tiennent notamment aux caractéristiques des réseaux voisins et aux règles de calcul de capacité. Ainsi, alors que le principe

de capacité nette de transfert est appliqué en général, depuis la mise en place du calcul fondé sur les flux (*flow-based*) en mai 2015, les capacités d'échange dans la région CWE ne sont plus déterminées ex ante par frontière (France-Belgique d'une part et France-Allemagne d'autre part) mais de manière commune, en tenant compte de l'interdépendance des flux entre frontières, suivant le principe de la maximisation de la valeur des échanges à l'échelle de la région. Cette méthode ne permet pas de calculer, en tant que telles, de capacités d'échange par frontière.

**Figure 4** Évolution des capacités commerciales d'interconnexion (hors CWE) entre 2017 et 2019 (moyennes annuelles)



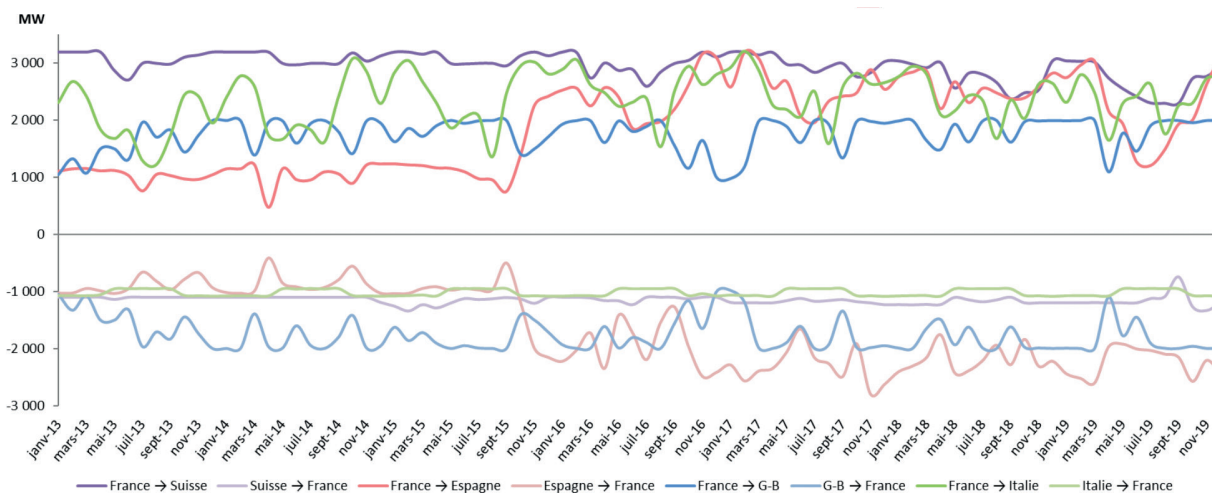
Source : données RTE, analyse CRE

Aux autres frontières, 2018 et 2019 ont marqué tout d'abord le retour à la normale à l'interconnexion France-Angleterre, après les avaries de l'hiver 2016-2017, même si des opérations de maintenance ont eu tendance à réduire le niveau moyen offert en 2019. La frontière suisse, en revanche, a connu une indisponibilité de 237 MW en 2018 et 92 MW en 2019, en raison de problèmes techniques du côté suisse, pour s'établir en moyenne à 2,8 GW et 2,7 GW respectivement. Les indisponibilités ont été

plus marquées à la frontière avec l'Espagne. Stables en 2018, les capacités d'exportation de la France vers l'Espagne ont été réduites d'environ un tiers de leur valeur usuelle, à 1,8 GW pendant la période allant de début avril à début décembre 2019 (contre 2,9 GW sur les premiers mois de 2019 et 2,4 GW sur la même période en 2017 et 2018), à la suite d'une avarie sur la ligne 400kV Argia-Cantegrit.

La Figure 5 ci-dessous illustre les variations mensuelles des niveaux de capacité disponible aux frontières françaises.

**Figure 5 Capacités commerciales d'interconnexion (hors CWE) de 2015 à 2019 (moyennes mensuelles)**



Source : données RTE, analyse CRE

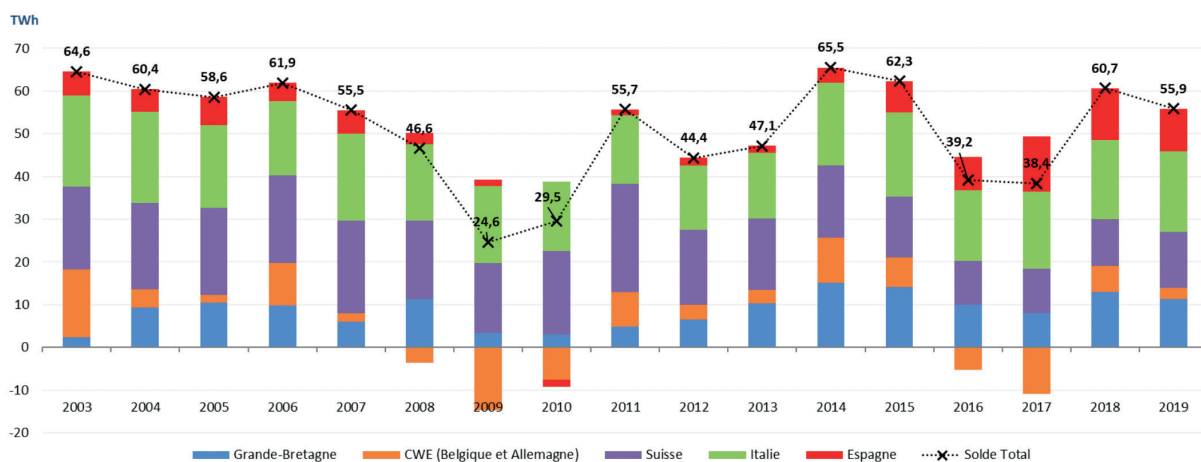
### 2.2.1.2 Échanges commerciaux aux frontières françaises

#### Le solde exportateur français à nouveau en hausse

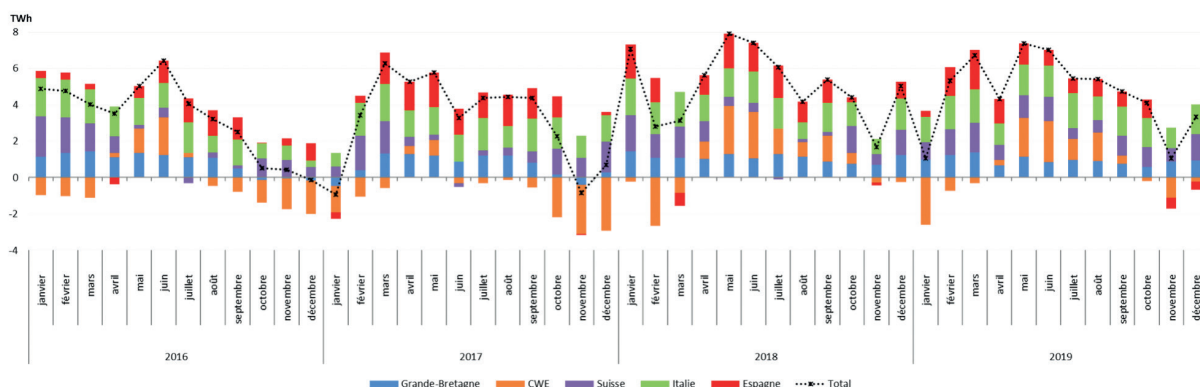
Après un creux en 2016 et 2017, les exportations françaises d'électricité sont reparties à la hausse en 2018. De 2017 à 2018, elles sont passées de 74,1 TWh à 86,3 TWh, avant de diminuer légèrement en 2019 (83,7 TWh). Les importations ont quant à

elles reflué de 10,0 TWh en 2018, atteignant 25,6 TWh, avant de connaître une légère augmentation en 2019 à 27,8 TWh. Après l'épisode de tension de l'hiver 2016-2017, la France est redevenue exportatrice nette vers l'ensemble des régions limitrophes en 2018 et 2019.

**Figure 6 Flux commerciaux nets annuels par frontière**



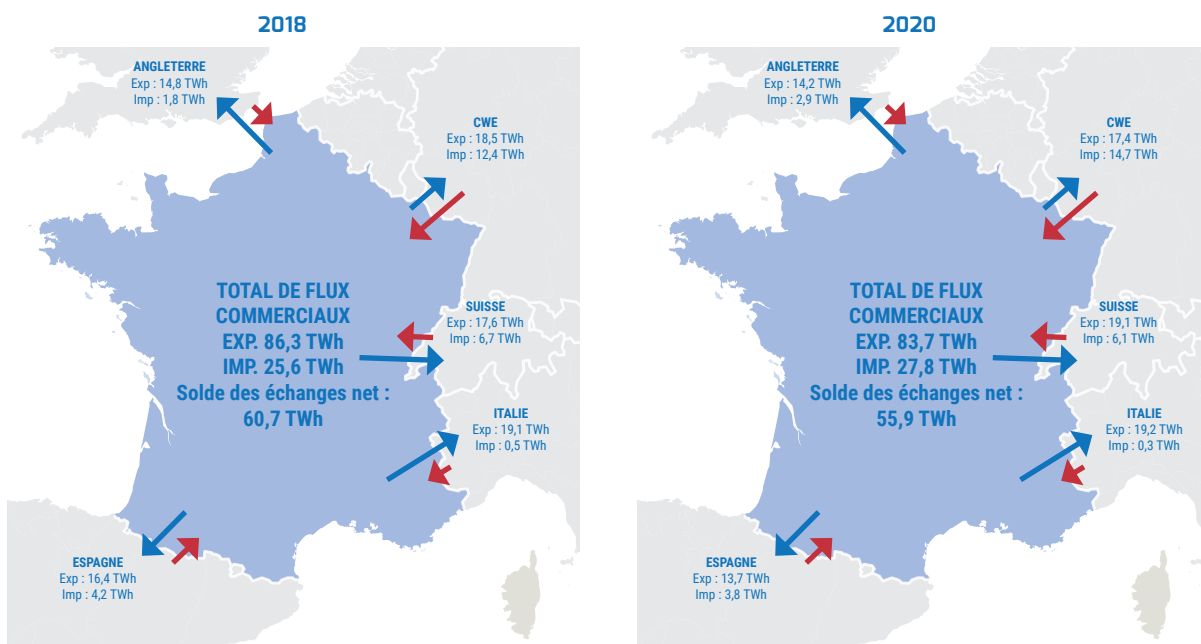
Source : données RTE, analyse CRE

**Figure 7** Flux commerciaux nets mensuels par frontière

Source : données RTE, analyse CRE

Les bilans mensuels d'importations et d'exportations de la France témoignent d'une saisonnalité marquée qui s'explique par la thermosensibilité de la consommation en France et les périodes de maintenance des centrales nucléaires. En 2018 et 2019, la France a présenté un solde mensuel exportateur pour tous les mois. Les exportations ont même atteint le niveau record de 17,4 GW le 22 février 2019 à 16h. La France a été importatrice nette pendant 17 jours en 2018 et 25 jours en 2019 (contre 52 jours en 2017), répartis principalement sur les mois d'hiver. Le recul du nombre de jours où la France a été importatrice nette par rapport à 2016 et 2017 tient à une meilleure disponibilité du parc de production.

La variabilité des niveaux d'échanges de la France selon les frontières et les saisons met en lumière l'intérêt des interconnexions pour exploiter la complémentarité des parcs de production et des profils de consommation nationaux. Elles apportent ainsi à la France une flexibilité qui contribue au passage de la pointe lors des périodes de froid hivernales (le niveau de consommation électrique en France est particulièrement influencé par les températures : 2 400 MW de puissance supplémentaires sont nécessaires pour chaque baisse d'un degré en hiver lors de la pointe, ce qui représente la moitié de la thermosensibilité de la consommation européenne en hiver).

**Figure 8** Flux commerciaux aux frontières françaises en 2018 et 2019

Source : données RTE, analyse CRE

NB : données excluant les écarts de bouclage, le secours mutuel entre GRT et le rattrapage des pertes et des écarts.



### Des situations contrastées selon les frontières

En 2018 les exportations nettes ont augmenté avec tous les pays à l'exception de l'Espagne. Les tendances en 2019 ont été à la baisse vers la région CWE, l'Espagne et la Grande-Bretagne, et à la hausse avec la Suisse et l'Italie.

L'évolution des échanges a en partie suivi la disponibilité des interconnexions, c'est notamment le cas de la Grande-Bretagne avec laquelle les échanges nets sont remontés de 8 TWh en 2017 à 13 TWh en 2018 avant de baisser légèrement à 11 TWh en 2019. L'interconnexion reste très majoritairement utilisée à l'export (94 % et 90 % du temps en 2018 et 2019 contre 77 % en 2017). Le solde exportateur de la France vers la Suisse est également reparti à la hausse en 2018 et 2019, à 11 et 13 TWh respectivement (contre 10 TWh en 2017) grâce à une meilleure disponibilité des centrales nucléaires françaises, auxquelles sont rattachés les contrats de long terme. Situation singulière, les imports à cette frontière sont plus élevés pendant les mois d'été en raison de l'importance de la production hydroélectrique suisse, relativement disponible pendant les mois d'été.

Le solde des échanges avec l'Italie a légèrement augmenté en 2018 et 2019, s'établissant à 19 TWh (contre 18 TWh en 2017). Le taux d'utilisation de l'interconnexion est très élevé (94 % en 2019), cette dernière étant quasi exclusivement utilisée à l'export (97% du temps en 2019 contre 95% en 2017).

Le solde exportateur de la France vers l'Espagne s'est réduit successivement en 2018 et 2019, passant de 13 TWh en 2017 à 12 TWh en 2018 puis 10 TWh en 2019. Ce reflux est dû en 2018 à une meilleure production hydroélectrique dans la péninsule ibérique. La France a été importatrice nette depuis l'Espagne en mars 2018 en raison d'une production éolienne espagnole importante et en novembre 2018 lors d'un épisode de tension sur le marché. En 2019, les échanges avec l'Espagne reculent en raison de la limitation des échanges liée à une avarie sur

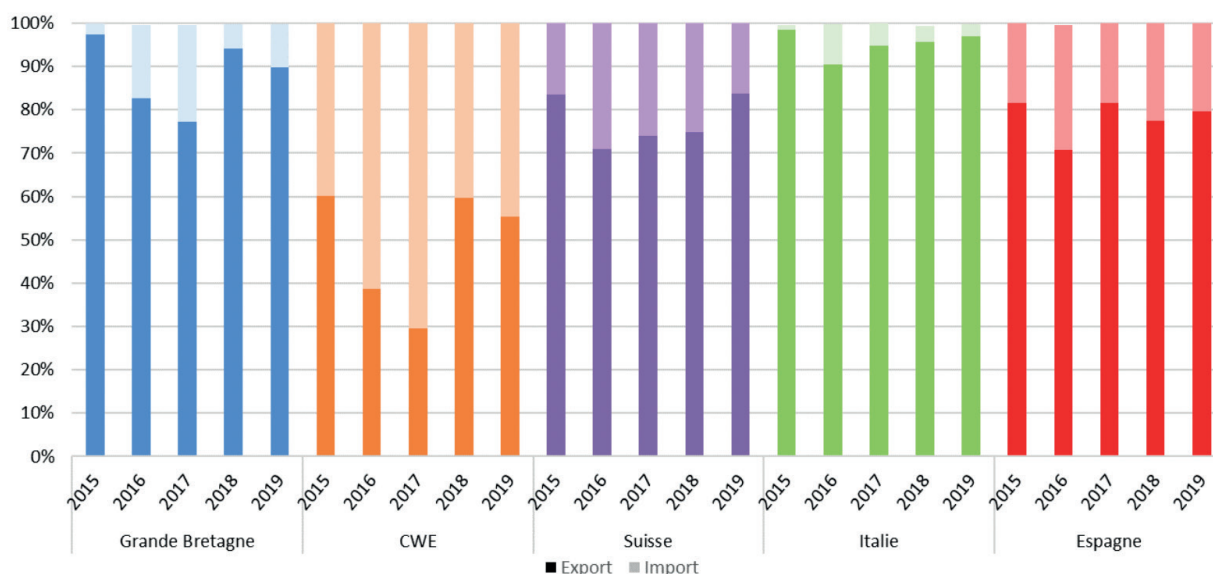
une ligne. L'interconnexion reste utilisée majoritairement dans le sens des exports (80 % en 2019) et est utilisée en moyenne à 87% de ses capacités.

La France est redevenue exportatrice nette vers la région CWE en 2018 et 2019 (avec un solde net de 6 TWh en 2018 et de 3 TWh en 2019), contrairement aux deux années précédentes. En revanche, la France reste importatrice depuis la région CWE pendant l'hiver. Les *maxima* d'import de CWE sont en recul, de 9 221 MW en 2017 à 7 764 MW en 2018 et 9 090 MW en 2019 (contre 3 655 MW en 2014, avant la mise en place du *flow-based*). Les *maxima* d'export sont en légère hausse par rapport à la période 2016-2017. Le solde des échanges avec la région recule en 2019 du fait d'une meilleure disponibilité des centrales nucléaires belges, la Belgique devenant exportatrice nette en 2019. Dans la région, le niveau de disponibilité des centrales nucléaires et la production d'énergie renouvelables ont été des facteurs importants dans l'évolution des échanges : la Belgique et la France ont retrouvé des positions nettes positives sur une base annuelle, alors que la forte production éolienne entretient la position exportatrice de l'Allemagne en hiver.

La Figure 9 ci-dessous met en évidence le sens d'utilisation des différentes interconnexions françaises (en pourcentage du temps), indépendamment du niveau des flux. Toutes les interconnexions sont majoritairement utilisées à l'export depuis 2018. Cela reflète le fait que les prix de gros français sont généralement plus faibles que ceux de tous les pays voisins, à l'exception de l'Allemagne.

Par ailleurs, aux frontières où le couplage des marchés a été mis en œuvre (c'est-à-dire toutes les frontières françaises, sauf celle avec la Suisse), les flux journaliers sont systématiquement orientés du pays où les prix sont les plus bas vers celui où ils sont plus élevés. Cela a rendu automatique le lien entre différentiels de prix de marché journaliers et flux aux frontières.

**Figure 9** Sens d'utilisation des interconnexions françaises (en pourcentage du temps)



Source : données RTE, analyse CRE

Lecture : en 2019, l'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne a été utilisée près de 90 % du temps pour exporter de l'électricité depuis la France vers la Grande-Bretagne.

### Évolution de la rente de congestion

La rente de congestion correspond aux revenus générés par l'allocation des capacités d'interconnexion aux différentes échéances temporelles (revenus des enchères long terme, de l'allocation implicite journalière et de l'allocation en infrajournalier<sup>43</sup>). Ces revenus sont utilisés pour garantir la disponibilité effective des capacités attribuées (fermeté des produits), pour développer les capacités d'interconnexion par des investissements et, enfin, en déduction du tarif d'utilisation du réseau de transport.

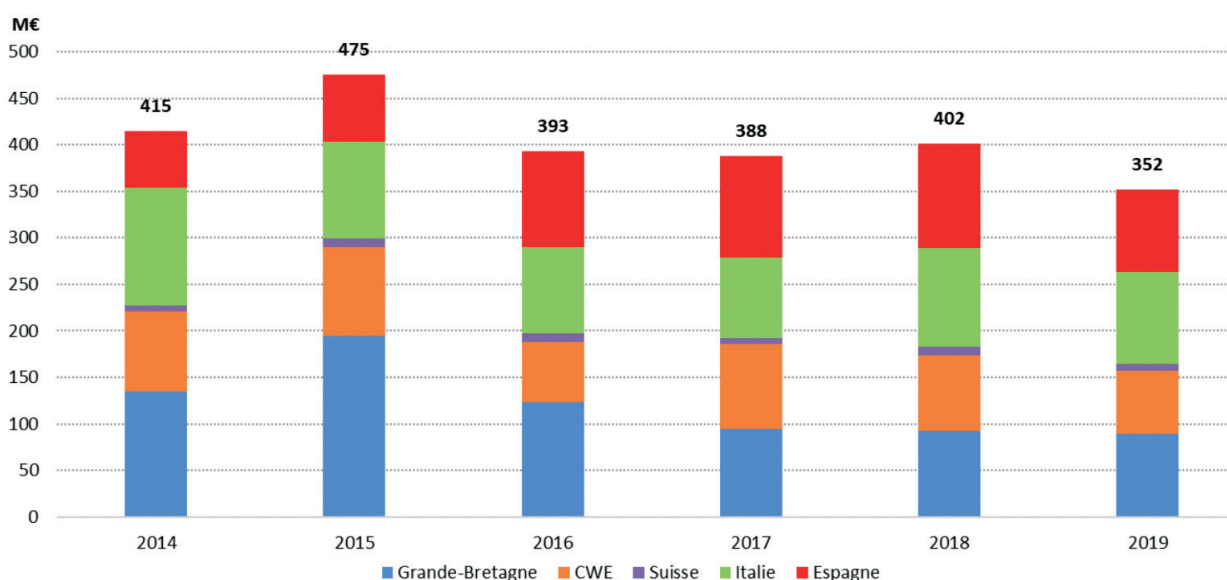
Le niveau de la rente de congestion reflète pour chaque frontière les volumes échangés aux inter-connexions et les différentiels de prix entre les pays interconnectés, desquels sont déduites les indemnités versées aux acteurs de marché dont les droits sont réduits (« *curtailments* »). Après une légère augmentation en 2018,

la rente de congestion a suivi la diminution des différentiels de prix, s'établissant à 352 M€ en 2019 (voir la Figure 10 ci-dessous).

Cette diminution de la rente de congestion est surtout marquée aux frontières avec l'Espagne (de 112 M€ en 2018 à 88 M€ en 2019) et avec la région CWE (de 82 M€ en 2018 à 68 M€ en 2019).

Malgré une hausse de l'ensemble des échanges aux frontières avec la Grande-Bretagne, avec la Suisse et avec la région CWE (+ 4 % en moyenne entre 2018 et 2019), la rente de congestion à ces trois frontières est en recul (-3 M€ à la frontière franco-britannique, -2 M€ à la frontière franco-suisse et -14 M€ à la frontière avec la région CWE) en raison notamment de la baisse des différentiels de prix.

**Figure 10** Rente de congestion aux interconnexions françaises - hors mécanisme de capacité (2014 à 2019)



Source : données RTE, analyse CRE

La faiblesse de la rente de congestion de l'interconnexion France-Suisse s'explique par la priorité d'accès à la capacité d'interconnexion et la gratuité dont disposent les contrats long terme historiques.

RTE perçoit également des recettes d'interconnexion issues de la participation des interconnexions françaises aux mécanismes de

capacité. L'interconnexion IFA (interconnexion France-Angleterre) peut ainsi prendre part aux mécanismes de capacité anglais depuis 2017 ; l'ensemble des interconnexions françaises participe au mécanisme de capacité français depuis 2019. Cette participation pourrait être étendue aux mécanismes de capacité des autres pays limitrophes de la France à l'avenir.

**Tableau 3** Recettes d'interconnexion issues des mécanismes de capacité (2017-2019)

Réalisé (M€ courants)	2017	2018	2019
<b>Recettes issues des mécanismes de capacité</b>	1,1	3,4	98,5
- dont mécanisme de capacité au Royaume-Uni	1,1	3,4	3,2
- dont mécanisme de capacité en France	-	-	95,4

<sup>42</sup> Allocation explicite uniquement à la frontière avec la Suisse.

<sup>43</sup> Quand celle-ci est effectuée par enchère ; l'allocation continu en infra journalier n'apportant pas de rémunération de la capacité.

## 2.2.2 Échéance de long terme

### 2.2.2.1 Environnement et évolutions réglementaires de long terme en électricité

Entré en vigueur le 17 octobre 2016, le règlement (UE) 2016/1719 de la Commission européenne établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme, dit « règlement FCA » (*forward capacity allocation*), régit le fonctionnement des droits de transport à long terme. Ce règlement établit les principes de calcul de la capacité d'échange entre zones à long terme et définit le mode d'allocation des droits par enchères explicites<sup>44</sup>, selon des règles harmonisées et via une plateforme unique.

Depuis l'entrée en vigueur du règlement FCA, plusieurs méthodologies d'application ont été adoptées, soit à l'échelon européen, soit au niveau de chaque région dite « de calcul de la capacité » RCC.

#### Fermeté des droits de long terme

Les droits de long terme ont pour objet de permettre aux acteurs de marché de sécuriser leurs transactions transfrontalières jusqu'à un an à l'avance en apportant des outils de couverture portant sur les différentiels de prix transfrontaliers. Vendus par les GRT, ces droits offrent, selon les cas, une couverture

physique (possibilité de nommer effectivement des échanges transfrontaliers à l'échéance via des PTR – *physical transmission rights*), ou une couverture financière (versement au détenteur des droits d'une rémunération égale au différentiel de prix journalier pour l'ensemble de la puissance souscrite, via des PTR non nominés ou des FTR – *financial transmission rights*).

Les capacités de transport effectivement disponibles à court terme, au moment de l'exercice des droits, doivent en théorie être au moins égales aux volumes des droits vendus à long terme. Dans le cas où des événements imprévus réduisent les capacités effectivement disponibles à l'échéance de livraison, les droits alloués à long terme peuvent être réduits, sous réserve que les détenteurs soient indemnisés. Les modalités de cette indemnisation déterminent le degré de « fermeté » des droits de long terme : un droit est réputé ferme s'il est garanti qu'il restera inchangé ou qu'une compensation sera versée en cas de changement.

#### Encadré n°3 : Les réductions de capacité aux frontières françaises

Le nombre de réductions de capacité varie beaucoup d'une frontière à l'autre. Avec la Belgique et l'Allemagne par exemple, il n'y a eu aucune réduction depuis 2011<sup>45</sup>. À l'inverse, il y a eu beaucoup de réductions à l'interconnexion France-Grande-Bretagne jusqu'en 2019 et leur nombre a augmenté en Suisse cette année-là. Ces différences peuvent s'expliquer par plusieurs facteurs :

- Les modalités de calcul de la capacité offerte aux échéances de long terme, qui donnent des marges plus ou moins importantes permettant de faire face aux aléas, ainsi que la répartition des capacités entre échéances d'allocation. A la frontière britannique, aucun calcul de capacité n'est réalisé : l'intégralité de la capacité physique du câble est donc offerte au marché, et ce à des échéances majoritairement éloignées du temps réel (semestrielles ou annuelles). En conséquence, un volume important de capacité de long terme est exposé à des réductions en cas de défaillance de la liaison.
- Le maillage de l'interconnexion : aux frontières allemande, belge ou suisse, les réseaux sont denses et permettent une certaine flexibilité. Au contraire à la frontière britannique, une seule liaison en courant continu assure l'ensemble des échanges ; tout problème ou maintenance sur cette liaison provoque donc automatiquement des réductions de capacité importantes. Une avarie sur la moitié des câbles a ainsi provoqué une forte réduction de capacité pendant l'hiver 2016-2017. La résolution de cet incident a considérablement diminué les occurrences de réduction et les coûts d'indemnisation associés en 2018 et 2019.
- La survenue aléatoire d'avarie sur le réseau ou les moyens de production, ainsi que les maintenances programmées, qui affectent différemment les frontières. Cet effet se manifeste aux frontières avec la Suisse, l'Espagne et l'Italie, exposées à des avaries et contraintes réseau en 2019 ayant entraîné des réductions de capacité.

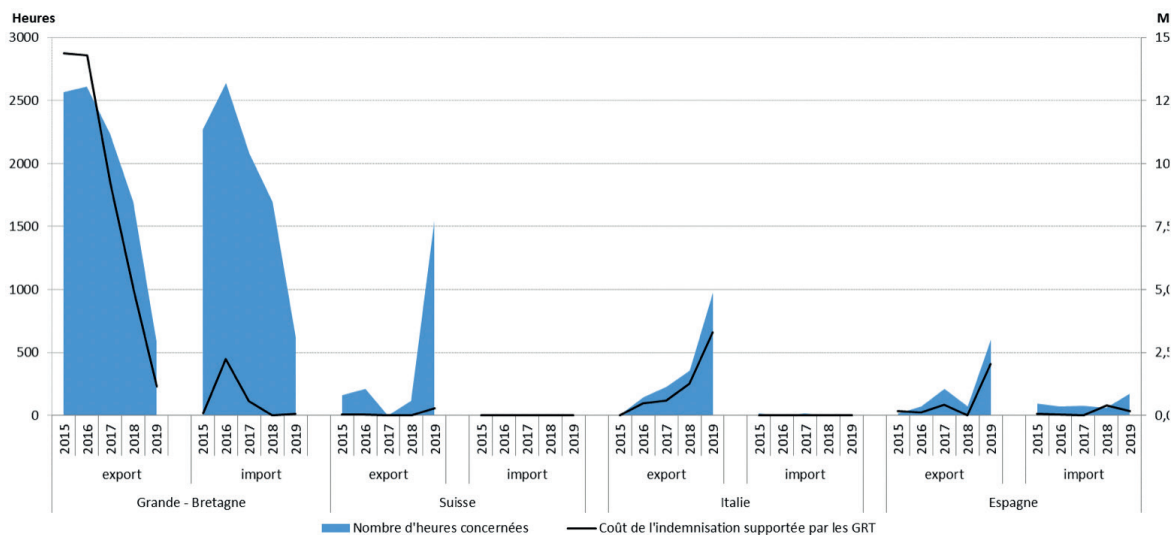
En cas de réduction de capacité, le GRT informe l'acteur de marché qui détient ces capacités qu'il ne pourra pas les honorer, et il lui verse une compensation financière, selon des modalités désormais prescrites par le règlement FCA.

<sup>44</sup> Enchères organisées par les GRT et qui ne portent que sur la capacité d'interconnexion transfrontalière, par opposition aux enchères implicites grâce auxquelles la capacité et l'énergie sont allouées simultanément.

<sup>45</sup> À l'exception du mois d'octobre 2015 dans le sens Belgique-France, où les GRT ont dû effectuer sur trois jours 23,33 MW de réductions en moyenne. Le *flow-based* en place depuis 2015 dans la région CWE limite les réductions de droits de long terme, dans la mesure où il intègre, dans le calcul de capacité réalisé en J-2, une procédure dite de « LTA inclusion » qui garantit que le domaine *flow-based* calculé à cette échéance couvre à minima les droits de long terme déjà alloués, si nécessaire au prix de parades coûteuses.



**Figure 11** Nombre d'heures de réduction de la capacité long terme par frontière et compensations associées, hors CWE (2013-2019)



Source : données RTE, analyse CRE

Lecture : en 2019, les GRT ont réduit les capacités d'interconnexion de la France vers la Suisse pendant 1542 heures et ont versé pour 0,28 M€ d'indemnités.

**Tableau 4** Volume moyen des réductions de capacité par frontière (2013-2019)

(MW)		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2019
Grande-Bretagne	Export		32	28	33	536	333	179	296
	Import		33	37	51	521	351	176	275
Suisse	Export		12	24	17	40	0	29	97
	Import		0	0	0	0	0	0	0
Italie	Export		14	9	22	351	231	242	349
	Import		0	50	24	0	794	0	0
Espagne	Export		39	15	23	179	596	149	248
	Import		18	13	16	341	353	437	133

Source : données RTE, analyse CRE

### Une allocation aux enchères

Les principes d'application du règlement sont précisés dans les règles d'allocation harmonisées (*harmonized allocation rules* – HAR) et leurs annexes régionales appliquées depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2018. Mises en œuvre de manière anticipée (dès 2015) aux frontières françaises, leur principe fondamental consiste à allouer les droits par enchères explicites avec règlement au prix marginal. Ces enchères sont organisées a minima aux échéances annuelle et mensuelle.

### Une utilisation de plus en plus financière des droits de long terme ?

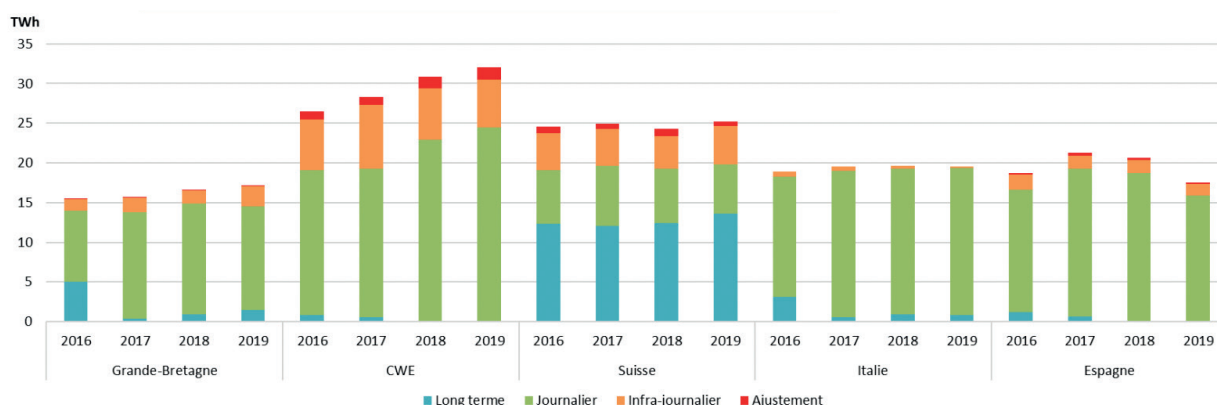
Alors qu'historiquement tous les droits alloués aux frontières françaises étaient des droits physiques (PTR), on observe aujourd'hui une baisse des nominations<sup>46</sup> physiques des droits de long terme.

Depuis la mise en place du couplage journalier (à toutes les

frontières à l'exception de la Suisse), la part des nominations journalières a augmenté pour atteindre en 2018 et 2019 environ 70 % de l'ensemble des nominations. Les nominations de long terme se stabilisent à des niveaux bas, les produits de long terme étant plus fréquemment utilisés à des fins de couverture financière que de sécurisation des approvisionnements. Les nominations de long terme représentent, en 2019, 2 % des nominations totales (hors celles à la frontière suisse), 8 % à la frontière britannique, 4 % à la frontière italienne et 0 % à la frontière espagnole et avec la région CWE. La possibilité de nommer des droits de long terme a disparu fin 2019 aux frontières allemande et belge, à la suite du remplacement des droits de long terme physiques par des droits financiers aux frontières de la région CWE.

La Suisse conserve seule une forte proportion de nominations de long terme (54 % du total des nominations de la frontière) en raison de la persistance de contrats d'achat d'énergie de long terme à cette frontière.

**Figure 12** Répartition des nominations par frontière et par échéance



Source : données RTE, analyse CRE

Une harmonisation vers des droits financiers est débattue au sein de plusieurs régions de calcul de capacité, comme la région Core. Le type, la forme et les échéances d'allocation appliqués

actuellement aux frontières françaises sont récapitulés dans le Tableau 5 ci-dessous.

**Tableau 5** Type, forme et échéance d'allocation de long terme appliqués aux frontières françaises

Frontière	Type des produits	Forme des produits	Description
FR - GB	PTR	Base	Annuelle/Semestrielle/Trimestrielle/Mensuelle/Week-end
FR - BE	FTR	Base	Annuelle/Mensuelle
FR - DE	FTR	Base	Annuelle/Mensuelle
FR > CH <sup>47</sup>	PTR	Base	Annuelle/Mensuelle
FR - IT	PTR	Base	Annuelle/Mensuelle

<sup>46</sup> Une nomination désigne l'utilisation, par le détenteur de droits de transport physique, de la capacité d'échange entre zones de dépôt des offres, et équivaut à utiliser son droit de transport afin de faire transiter physiquement l'énergie d'une zone de dépôt des offres à une autre.

<sup>47</sup> La frontière France-Suisse n'a pas fait l'objet d'une décision dans le cadre de la mise en œuvre du règlement FCA, puisque la Suisse n'entre pas dans son champ d'application. Les droits de long terme à cette frontière ne sont offerts que dans le sens FR>CH car l'intégralité de la capacité dans le sens CH>FR est réservée pour des contrats de long terme de gré à gré en énergie.

En pratique, aux frontières françaises, les droits physiques (PTR) sont très peu nominés, les acteurs préférant recevoir la rémunération au différentiel de prix comme le permettraient également des droits financiers (FTR). Alors qu'il existe des différences sensibles entre produits de long terme selon les

frontières françaises, l'harmonisation de leurs caractéristiques est considérée comme bienvenue par les acteurs de marché, sans pour autant constituer une fin en soi, dès lors que les différences sont justifiées.

### 2.2.2.2 Calcul et répartition de la capacité à terme

Le règlement FCA prescrit la réalisation systématique d'un calcul coordonné de la capacité à terme avant chaque échéance d'allocation au sein de chaque région de calcul de capacité (RCC) et en détail les principes. Il impose aussi la mise en place d'une méthodologie régionale répartissant cette capacité entre échéances temporelles. L'objectif est d'optimiser les niveaux de capacités transfrontalières de long terme offertes au marché.

Dans les RCC dont la France fait partie, seuls les GRT de l'Europe du sud-ouest ont soumis et vu approuver en mars 2020 les méthodologies de calcul et de répartition de la capacité à terme prévues par le règlement FCA. Les GRT ont proposé une méthode de calcul déterministe fondée sur l'analyse de scénarios appliqués au modèle de réseau commun.

Dans la région Manche la méthodologie de calcul de capacité a fait l'objet d'une intervention de la Commission européenne, de l'ACER et des régulateurs de la région lors du processus de rédaction, les GRT et les interconnexions marchandes n'ayant pu parvenir à un accord. Ces deux méthodologies sont en cours d'examen par les régulateurs de la région Manche, qui doivent se prononcer avant septembre 2020. Ces développements restent toutefois soumis à l'évolution de la région Manche dans le cadre du Brexit (voir l'Encadré 4 ci-après).

Dans les régions Core et Italie Nord, les méthodes de calcul et de répartition des capacités à long terme étaient, début 2020, toujours en cours d'élaboration par les GRT.

### 2.2.2.3 Le cas particulier de la Suisse

À la frontière suisse, à l'absence de couplage paneuropéen aux échéances journalière et infrajournalière s'ajoute l'existence de contrats de long terme, qui disposent d'un accès prioritaire et gratuit à la capacité d'interconnexion, ce qui n'existe à aucune autre frontière française. Conclut pour certains dès les années 1950, ces contrats courent parfois au-delà de 2050. Ils attribuent en outre des droits d'accès particulièrement flexibles aux interconnexions, permettant par exemple à leurs détenteurs de procéder à des nominations tardives, limitant ainsi la possibilité que les capacités non utilisées au titre des contrats de long terme soient proposées aux acteurs de marché dans le cadre des enchères explicites de capacité à l'échéance journalière, ou que les capacités nominées soient proposées dans le sens contraire (« *netting* »). Jusqu'au début de l'année 2012 et à l'arrivée à son terme d'une portion d'un contrat portant sur 610 MW, les contrats de long terme saturaient l'intégralité de

l'interconnexion à l'export vers la Suisse, soit environ 3 100 MW. La CRE et son homologue suisse ElCom ont alors décidé que la capacité libérée par l'arrivée à expiration de portions de contrats de long terme serait mise à disposition des acteurs de marché et proposée aux échéances journalière et de long terme. Cela permet de proposer un volume croissant de capacité lors des enchères explicites journalières.

À l'occasion de la consultation publique menée par la CRE en avril 2018 relative à l'utilisation des droits de transport d'électricité transfrontaliers de long terme aux frontières françaises, les acteurs de marché ont indiqué une préférence pour l'attribution des nouvelles capacités libérées aux échéances de long terme, afin d'offrir des possibilités de couverture des risques à long terme à cette frontière.

## 2.2.3 Échéance journalière

### 2.2.3.1 Calcul de capacité

Conformément aux dispositions du règlement CACM, les GRT des quatre régions de calcul de capacité (RCC) dont la France fait partie ont élaboré conjointement des méthodologies de calcul de capacité coordonné à l'échéance journalière. Ces méthodologies ont fait l'objet d'approbation par la CRE entre octobre 2018 et novembre 2019 et d'une mise en œuvre effective en novembre 2019<sup>48</sup> pour la région Italie Nord (dans le prolongement du calcul coordonné déjà mis en œuvre de manière volontaire) et en janvier 2020 pour la région Europe du sud-ouest. Le règlement CACM établit l'approche fondée sur une optimisation multifrontières basée sur les flux (*flow-based*) comme modèle cible pour le calcul de capacité journalier, sauf à ce que les GRT démontrent qu'un calcul coordonné de type NTC<sup>49</sup>, frontière par frontière, serait au moins aussi efficace, ou, dans le cas de la RCC Italie Nord, tant que la Suisse n'aurait pas rejoint le couplage de marché. Ainsi, la RCC Core se prépare à mettre en œuvre un calcul de capacité fondé sur les flux, dans la continuité de la région CWE, tandis que les RCC Italie Nord, Europe du sud-ouest et Manche s'orientent vers un calcul de capacité de type NTC.

L'approbation de ces méthodologies représente une réelle avancée pour la bonne utilisation des interconnexions. La CRE sera vigilante à ce que la bonne mise en œuvre de ces méthodologies permette effectivement d'en tirer tous les bénéfices, à travers l'optimisation des capacités offertes grâce à un usage efficace des mesures à la disposition des GRT, telles que les parades, ainsi qu'à la transparence sur les hypothèses et les résultats du calcul de capacité. En outre, le calcul de capacité ne doit

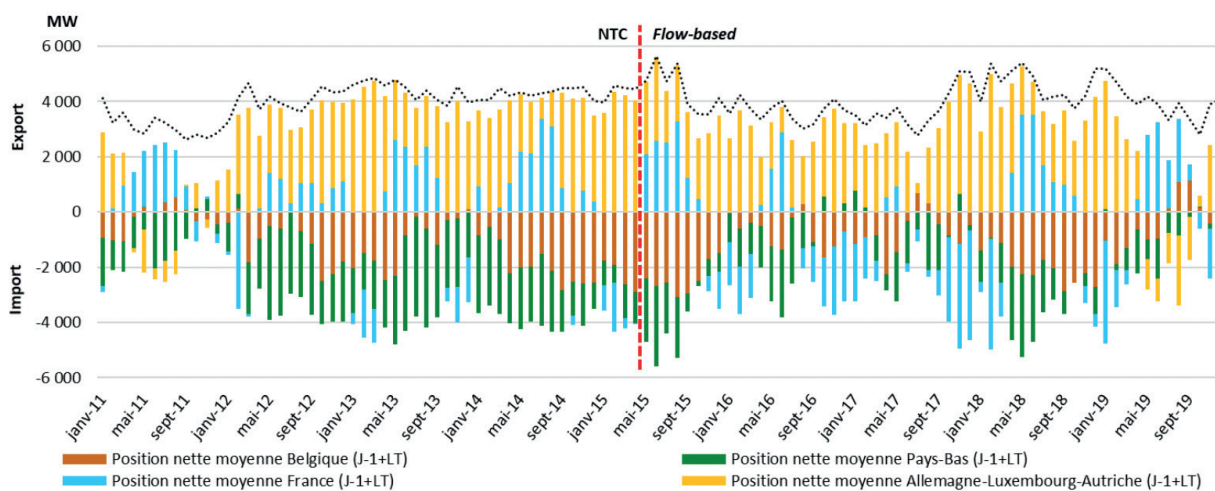
pas être une façon pour les GRT de gérer les contraintes qu'ils pourraient rencontrer dans leurs réseaux internes, au détriment des échanges transfrontaliers.

#### État des lieux dans la région Europe du centre-ouest (CWE) / Core

Le calcul et l'allocation de capacité *flow-based* ont été développés de manière volontaire par les GRT, les bourses et les régulateurs de la région CWE dès la fin des années 2000. Mis en œuvre en mai 2015 avant le règlement CACM, ce modèle avait pour objectif de maximiser la valeur des échanges transfrontaliers en optimisant l'utilisation de la capacité des réseaux maillés de la région. Durant les deux premières années, les capacités d'échanges ont toutefois été limitées de façon importante par la présence d'éléments de réseau internes allemands précongestionnés, qui contraignaient fortement le domaine des possibles du *flow-based*. Afin de remédier à cette situation, les GRT se sont engagés, à la demande des régulateurs, à garantir à partir d'avril 2018 un niveau minimum de 20 % de la capacité thermique (dit « 20 % minRAM » pour minimum remaining available margin) sur tous les éléments de réseau pris en compte dans le calcul de capacité, en parallèle de l'introduction de la frontière électrique entre l'Allemagne et l'Autriche, effective depuis octobre 2018<sup>50</sup>.

Les échanges transfrontaliers moyens au sein de la région CWE, après une période de baisse entre mi-2015 et mi-2017, ont retrouvé, voire dépassé en 2018 les niveaux observés avant la mise en œuvre du calcul de capacité *flow-based* (voir la Figure 13). Si l'introduction du 20 % minRAM, en assurant des capacités

**Figure 13** Positions nettes et échanges transfrontaliers moyens (J-1 et nominations LT) dans la région CWE (2011-2019)



Source : Analyses de la CREG sur la base des données de monitoring des GRT de la région CWE

Lecture : en 2018-2019, les échanges transfrontaliers horaires moyens au sein de la région CWE ont été compris entre 4 et 5 GWh, en hausse par rapport à 2016-2017. Ainsi, ils retrouvent, voire dépassent leurs niveaux d'avant l'introduction en 2015 du couplage de marché *flow-based*. Par ailleurs, alors que l'Allemagne était exportatrice nette depuis 2011, elle a été importatrice nette au printemps et à l'été 2019.



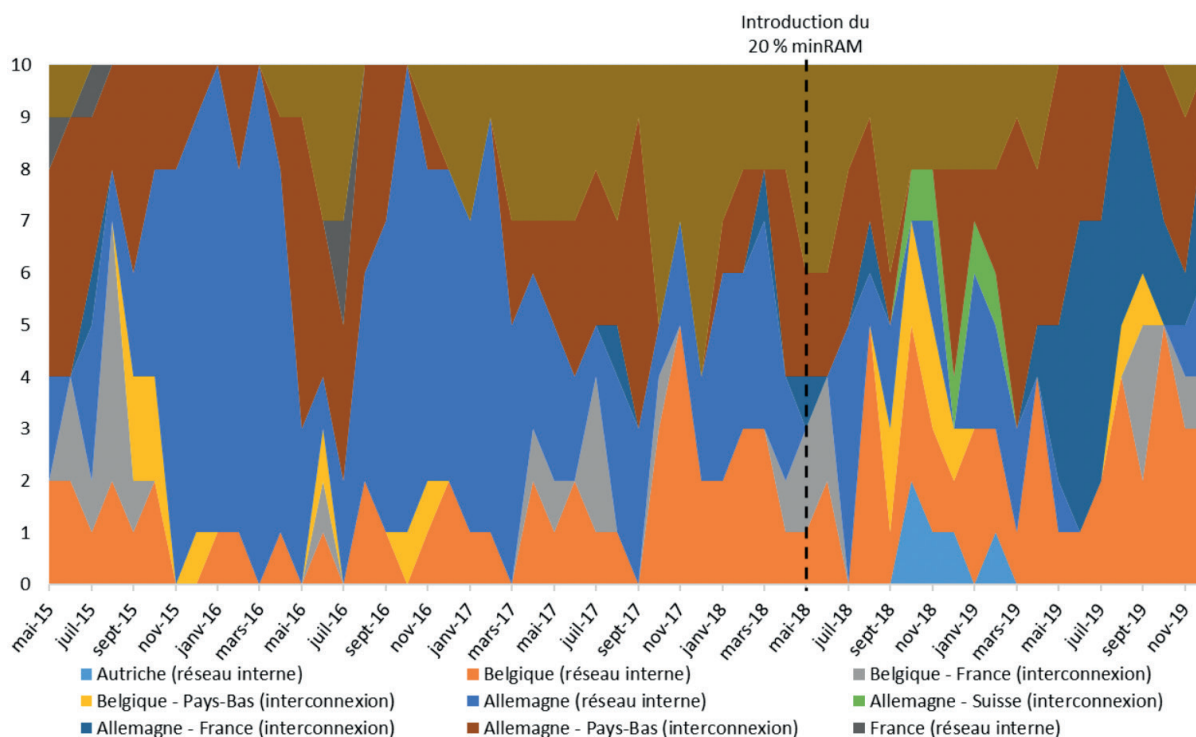
d'échange minimales, a très vraisemblablement contribué à cette augmentation, d'autres effets pourraient y avoir concouru. Certains GRT de la région CWE ont en effet initié une gestion plus dynamique des limites des flux pouvant être transmis par leurs éléments de réseau en les adaptant aux conditions ambiantes, contribuant ainsi à augmenter la capacité de ces éléments à soutenir des niveaux plus élevés d'échanges transfrontaliers.

Par ailleurs, les fondamentaux de marché conservent une influence clé sur les niveaux d'échanges transfrontaliers : ainsi, certaines zones de la région CWE ont connu des tensions en 2016, 2017 et 2018<sup>51</sup>, mais moins en 2019, ce qui a entraîné une baisse de la sollicitation des interconnexions. Cette moindre contrainte des capacités d'échanges s'est également traduite par une

augmentation de la convergence des prix au sein de la région, passant d'environ 35 % entre 2016 et 2018 à plus de 45 % en 2019.

L'effet de l'introduction du 20 % minRAM s'observe toutefois clairement en analysant la localisation des éléments de réseau ayant le plus limité les capacités d'échange. Alors que les éléments de réseau internes allemands apparaissaient comme particulièrement contraignants entre l'été 2015 et l'hiver 2017, la congestion se matérialise plus fréquemment sur les éléments de réseau transfrontaliers et sur les éléments de réseau internes belges et néerlandais depuis le printemps 2018 (voir la Figure 14). Garantir un niveau de capacité modéré sur les éléments de réseau faiblement influencés par les échanges transfrontaliers permet en effet de libérer des marges importantes pour ces derniers.

**Figure 14** Localisation des 10 éléments de réseau les plus limitants par mois depuis le début du *flow-based* dans la région CWE



Source : données de monitoring des GRT de la région CWE, analyses CRE

Lecture : avant l'introduction du 20 % minRAM en mai 2018, la congestion se matérialisait fréquemment sur des éléments de réseau interne, en particulier en Allemagne. Ainsi, en mars 2016, les dix éléments de réseau ayant le plus limité l'allocation étaient situés en Allemagne. Depuis l'introduction du 20 % minRAM, la congestion s'est déplacée vers les interconnexions, notamment entre l'Allemagne et les Pays-Bas et l'Allemagne et la France (en 2019 en particulier).

<sup>48</sup> Les dates d'approbation ainsi que les liens vers les délibérations de la CRE et les méthodologies concernées peuvent être retrouvés dans le tableau de suivi publié sur le site de la CRE : <https://www.cre.fr/Electricite/Reseaux-d-electricite/codes-de-reseau-europeens>.

<sup>49</sup> L'approche *flow-based* détermine un domaine de capacités d'échanges simultanément réalisables au sein d'une région, ce qui est particulièrement pertinent en cas de réseaux maillés, tandis que l'approche de type NTC détermine des capacités d'échanges frontière par frontière.

<sup>50</sup> Une description détaillée des améliorations du calcul de capacité mises en œuvre dans la région CWE peut être consultée dans le Gros Plan n°2 du Rapport sur les Interconnexions électriques et gazières 2018 de la CRE : <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Rapport-interconnexions-2018>.

<sup>51</sup> Comme par exemple les faibles niveaux de disponibilité du nucléaire français durant l'hiver 2016-2017, la sécheresse de l'été 2018 ayant affecté les ressources hydrauliques en France et en Autriche et les centrales à charbon en Allemagne, ou encore l'indisponibilité fortuite de la majorité des réacteurs nucléaires belges à l'automne 2018.

Le calcul de capacité *flow-based* de la région CWE a vocation à être utilisé pour la RCC Core, dont le lancement est prévu pour mi-2021. Cette RCC, dont la méthodologie de calcul de capacité a été adoptée par l'ACER en février 2019, prolongera en l'adaptant la méthode historiquement promue par la région CWE. L'étendue du périmètre géographique de cette RCC, tout comme les enjeux d'application de l'obligation de mettre à disposition au moins 70 % de la capacité des réseaux pour les échanges transfrontaliers, créent de réels défis de mise en œuvre.

Dans le cadre de la mise en œuvre des dispositions du paquet énergie propre relatives au calcul de capacité, tous les GRT de la région CWE<sup>52</sup> se sont engagés à garantir un niveau minimal de capacité de 20 % en 2020, qu'ils soient concernés par une dérogation (Autriche, Belgique, France) ou par un plan d'action (Allemagne, Pays-Bas).

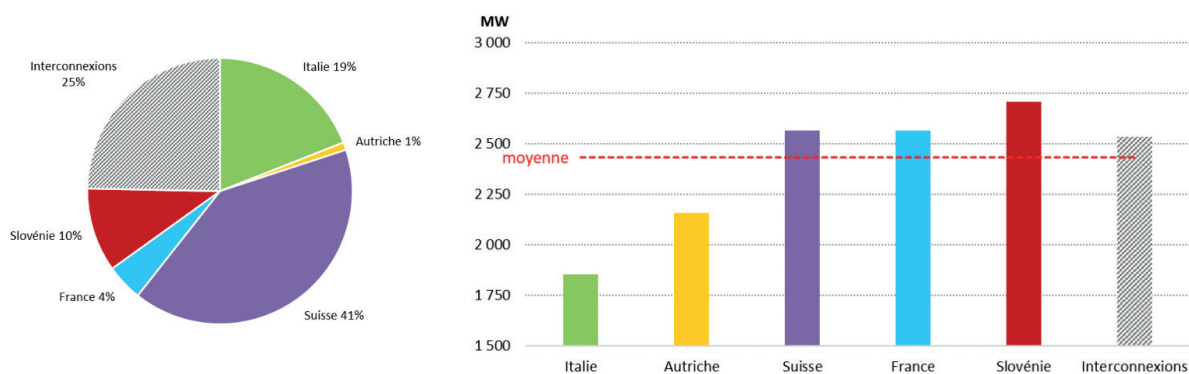
### État des lieux dans la région Italie Nord (NIB)

Un calcul de capacité coordonné à l'échéance journalière existe aux frontières de la région Italie Nord (NIB pour *North Italian borders*), dans le sens des imports vers l'Italie, depuis février

2016. En réduisant les incertitudes grâce à un calcul plus près du temps réel et en améliorant la coordination, cette méthodologie devait permettre d'augmenter le niveau de capacité disponible pour les acteurs de marché. Le retour d'expérience fin 2016 indiquait cependant une augmentation moyenne de 135 MW seulement pour toutes les frontières de la région Italie Nord, dont 37 %<sup>53</sup> revenaient à la frontière France-Italie. Cette faible augmentation a été confirmée en 2017 puisque les capacités d'export de la France vers l'Italie n'ont augmenté que de 70 MW par rapport à leur valeur en 2015 (2 460 MW). Des diminutions ont été observées depuis, faisant retomber les niveaux de capacité disponible sous leurs valeurs avant la mise en œuvre du calcul coordonné (2 412 MW en 2018, 2 367 MW en 2019).

Par ailleurs, en 2019, le calcul de capacité coordonné à l'échéance journalière a mené en moyenne à une baisse du niveau de capacité de 177 MW par rapport à sa valeur calculée à l'échéance mensuelle. Le calcul J-2 ne permet une augmentation de la capacité que dans 35 % des cas pour un surcroît de capacité moyen de 184 MW.

**Figure 15** Limitations de la capacité France-Italie par origine (à gauche) et capacité moyenne d'import de l'Italie observée en fonction de l'origine de la limitation (à droite) en 2019



Source : données RTE, analyse CRE

*Lecture (à droite) : en 2019, lorsque le réseau italien était à l'origine de limitations, les capacités d'import de l'Italie se sont élevées à environ 1 850 MW. Par contraste, en cas de limitation par les réseaux suisse, français ou slovène, les capacités d'import de l'Italie se sont élevées à plus de 2 500 MW.*

Hors celles dues à une interconnexion (25 % des cas), les limitations de la capacité d'échange à la frontière France-Italie sont principalement dues à des contraintes sur le réseau suisse (dans environ 40 % des cas) ou sur le réseau italien (dans environ

20 % des cas). On remarque toutefois que les contraintes sur le réseau italien amènent à des niveaux de capacités à la frontière France-Italie significativement plus bas que les contraintes sur le réseau suisse (plus de 700 MW de différence).

<sup>52</sup> La région CWE comprend l'Allemagne, la Belgique, le Luxembourg et les Pays-Bas.

<sup>53</sup> Le calcul permet de déterminer une capacité d'échange globale pour toutes les frontières de la région Italie Nord (« TTC »), la capacité disponible à chaque frontière est ensuite calculée à partir de coefficients de répartition fixes, dits « splitting factors » (environ 50 % pour la Suisse, 37 % pour la France, 9 % pour la Slovénie et 4 % pour l'Autriche).

Face à ce constat, la CRE, en collaboration avec les autres régulateurs, a œuvré pour la suppression de plusieurs limitations présentes dans la méthode de calcul mise en œuvre de 2016 à 2019.

En premier lieu, la capacité calculée de façon coordonnée à l'échéance journalière était systématiquement vérifiée pour qu'elle soit incluse dans une bande (processus dit « *lower total transmission capacity - upper total transmission capacity*, ou « LTTC - UTTC ») qui ne dépasse pas 600 MW à la hausse et 500 MW à la baisse par rapport à la capacité calculée issue du calcul annuel. Entre février 2016 et octobre 2017, cette limitation avait réduit la capacité 23 % du temps pour une réduction moyenne de 1 025 MW. La LTTC avait quant à elle généré une augmentation de la capacité dans seulement 8 % des cas sur la même période. Par ailleurs, il ne s'agissait que d'une augmentation de 103 MW en moyenne.

En second lieu, entre 15 et 30 % des heures de l'année, réparties sur environ 150 jours par an (« *low consumption days* »), la capacité était fixée par le GRT italien Terna sur l'ensemble des frontières nord-italiennes sans faire l'objet d'un calcul de capacité, principalement pour permettre la tenue de la fréquence et de la tension sur le territoire. En 2019, la capacité moyenne disponible lorsque Terna appliquait cette restriction était plus basse de 1,2 GW que la capacité moyenne observée sur l'année. Une telle réduction est de l'ordre de grandeur de la capacité thermique totale de la nouvelle interconnexion Savoie-Piémont dont le surplus économique avait été estimé à 25 M€ par an.

Cette méthodologie de calcul de capacité, approuvée en 2015, a été améliorée dans le cadre de la mise en œuvre du règlement CACM : une nouvelle méthodologie de calcul de capacité aux échéances journalière et infrajournalière dans la région Italie Nord a été approuvée par la CRE en novembre 2019. Celle-ci prévoit notamment l'abandon du processus de LTTC - UTTC ainsi qu'un calcul systématique de la capacité d'interconnexion (y compris en cas de « *low consumption day* ») dès le 1<sup>er</sup> janvier 2020. Dans ce nouveau calcul, les contraintes de Terna pourront toujours être prises en compte mais de manière plus transparente pour les acteurs de marché. Une telle approche permettra notamment un meilleur suivi des réductions de capacité générées par cette contrainte ainsi que leur impact économique et, à terme, l'opportunité de lever ces contraintes sera analysée. Les GRT de la région Italie Nord doivent fournir d'ici juin 2021 une ACB permettant d'identifier les leviers les plus efficaces pour gérer les contraintes italiennes.

Face à la probabilité grandissante de voir apparaître des flux d'exports depuis l'Italie, la nouvelle méthodologie prévoit également la mise en œuvre d'un calcul de cette capacité dans ce sens de flux à l'échéance journalière. Celui-ci sera mis en œuvre en septembre 2020.

Dans le cadre de la mise en œuvre des dispositions du paquet énergie propre relatives au calcul de capacité, les GRT italien, autrichien et français ont obtenu une dérogation pour 2020. RTE s'est engagé à garantir 70 % de capacité à la frontière France-Italie dans 70 % des heures pertinentes.

#### État des lieux dans la région Europe du sud-ouest (SWE)

En 2018 et 2019, la RCC Europe du sud-ouest n'a pas disposé d'un calcul de capacité coordonné à l'échéance journalière. Dans la continuité des pratiques historiques, les capacités mises à la disposition du marché journalier à la frontière France-Espagne résultaient de la sélection de la valeur la plus contraignante déterminée au cours d'analyses hebdomadaires, par RTE d'une part, et par son homologue espagnol REE d'autre part. Une analyse de l'évolution de ces capacités transfrontalières est présentée dans la fiche dédiée à la frontière France-Espagne (voir l'Annexe 3). Il est à noter que, du fait principalement de l'incident ayant affecté la ligne Argia-Cantegrit à partir de mai 2019, le réseau français a plus fréquemment limité les capacités d'échange en 2019 (dans 60 % du temps à l'export et dans 45 % du temps à l'import) qu'en 2018 (dans 36 % du temps à l'export et dans 26 % du temps à l'import).

Un calcul de capacité coordonné, dont la méthodologie avait été approuvée par la CRE en novembre 2018, a été mis en œuvre fin janvier 2020. Le calcul, initialement effectué pour quatre pas horaires puis extrapolé par les GRT sur le reste des pas horaires, a été étendu à six pas horaires en mai 2020. Des simulations ont été conduites par les GRT entre juillet 2019 et janvier 2020, qui mettent en évidence que le calcul de capacité coordonné permet une augmentation moyenne d'une centaine de MW à la frontière France-Espagne par rapport aux analyses hebdomadaires. Dans environ deux tiers des heures simulées, la capacité déterminée de manière coordonnée a été supérieure à la valeur non coordonnée, avec des gains supérieurs à 1 GW pour certaines heures<sup>54</sup>. La méthodologie de calcul de capacité coordonné à l'échéance journalière de la RCC Europe du sud-ouest pourra être amenée à évoluer prochainement afin d'intégrer les dispositions du paquet énergie propre relatives au calcul de capacité.

Dans le cadre de la mise en œuvre des dispositions du paquet énergie propre relatives au calcul de capacité, tous les GRT de la région SWE ont obtenu une dérogation pour 2020. RTE s'est engagé à garantir 70 % de capacité à la frontière France-Espagne dans 70 % des heures pertinentes.



**La CRE a approuvé en 2018 une méthodologie de calcul de capacité coordonné, mis en œuvre en 2020.**

<sup>54</sup> Jusqu'à présent, la capacité d'import est déterminée à l'échéance mensuelle et n'est pas recalculée ensuite.

<sup>55</sup> La coordination et le raffinement des hypothèses sous-jacentes au calcul de capacité peuvent faire apparaître des contraintes qui ne seraient pas apparues sinon, ce qui explique que des capacités journalières coordonnées moins élevées que les valeurs déterminées unilatéralement aient été observées dans environ un tiers des heures simulées.

### État des lieux dans la région Manche (Channel)

Aujourd'hui, le calcul de la capacité d'interconnexion à la frontière France-Royaume-Uni n'est pas effectué de manière coordonnée. La capacité donnée au marché correspond au minimum des valeurs calculées par chaque GRT. Néanmoins, compte tenu de la spécificité de la région, et notamment le fait que toutes les interconnexions sont constituées de câbles à courant continu

haute tension (CCHT - en anglais *high voltage direct current* - HVDC), c'est la plupart du temps la capacité maximale de ces câbles qui est allouée au marché. Une méthodologie de calcul de capacité coordonné aux échéances journalière et infrajournalière dans la région Manche a été approuvée par la CRE en décembre 2018. Compte tenu des incertitudes liées au Brexit, cette méthodologie n'a pas encore été mise en œuvre.

### 2.2.3.2 Allocation des capacités

#### Architecture de marché et modèle cible

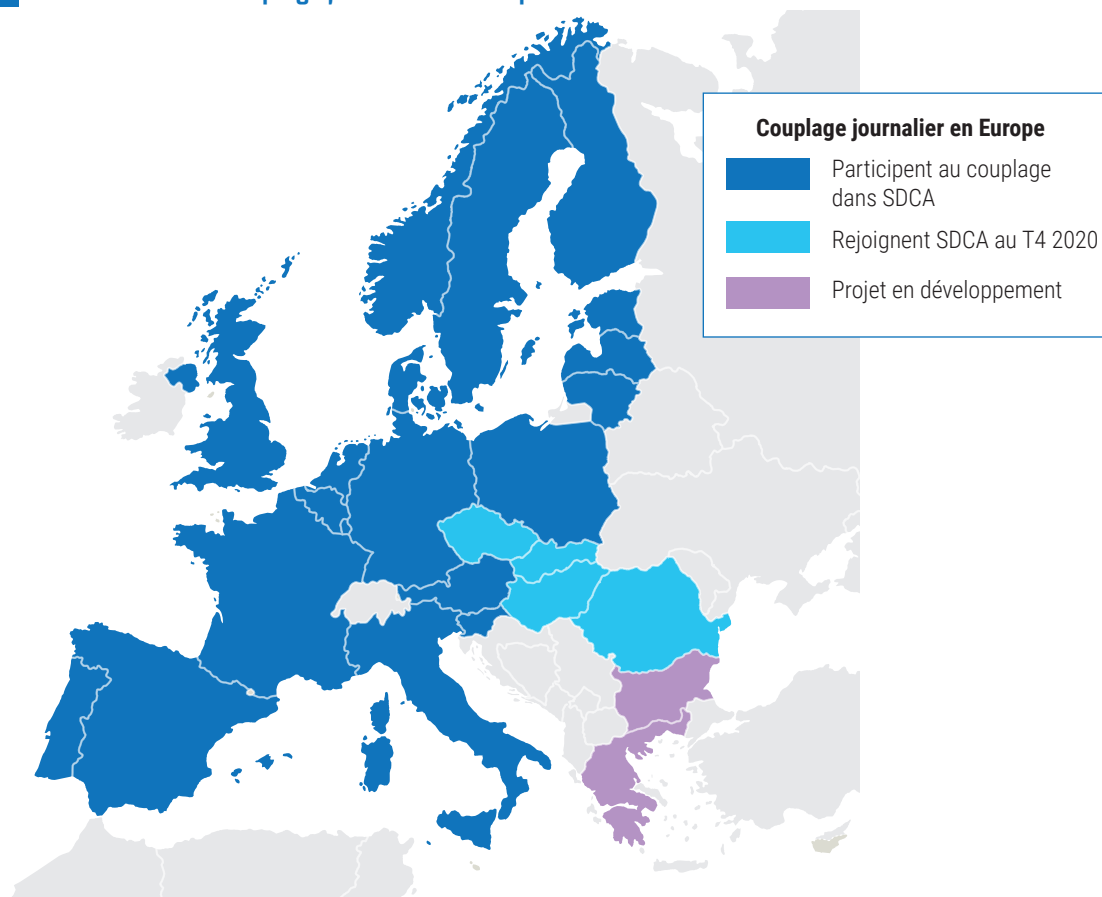
Dans le modèle cible de gestion des interconnexions, l'allocation de capacité transfrontalière à l'échéance journalière est réalisée de façon « implicite », c'est-à-dire de manière conjointe avec les échanges d'énergie, par un système d'enchères opéré par l'algorithme « Euphemia ». À l'heure actuelle, le couplage unique journalier est utilisé par 21 États membres ainsi que le Royaume-Uni (voir l'Encadré 4 consacré au Brexit) et la Norvège, et a vocation à être employé par la totalité des États membres. La République tchèque, la Hongrie, la Roumanie et la Slovaquie, faisant actuellement partie d'une autre région de couplage, ainsi que la Grèce rejoindront le couplage unique journalier au cours du deuxième semestre 2020.

Depuis 2015, toutes les frontières françaises avec des pays de l'UE sont ainsi couplées implicitement. Compte tenu de l'absence d'accord global avec l'UE, et conformément au règlement CACM, la Suisse ne participe pas à ce couplage et réalise son enchère journalière indépendamment à 11h, ce qui permet ensuite aux

acteurs de réagir et de modifier leurs ordres lors du couplage paneuropéen à 12h.

La région de couplage CWE est à date l'unique région de l'UE qui réalise cette allocation implicite par la méthode *flow-based*. Cette méthode permet de prendre en compte l'interdépendance des flux transfrontaliers pour l'ensemble de la région et d'améliorer la représentation des contraintes physiques du réseau. Elle permet ainsi d'atteindre une allocation plus optimale de la capacité transfrontalière. Depuis son démarrage dans la région CWE en 2015, cette méthode est mise en œuvre en incluant un ajustement dit « intuitif », qui garantit que les échanges transfrontaliers ont lieu d'une zone dans laquelle le prix est plus faible vers une zone dans laquelle le prix est plus élevé. La décision de l'ACER n°04/2020 du 30 janvier 2020 n'autorisant plus l'utilisation de cet ajustement, la méthode d'allocation *flow-based* évoluera dans les prochains mois, à partir de l'intégration du câble ALEGrO entre l'Allemagne et la Belgique dans le couplage journalier.

Figure 16 Mise en œuvre du couplage journalier en Europe





### Encadré n°4 : Règles d'allocation à la frontière France-Grande-Bretagne en cas de sortie du Royaume-Uni de l'UE sans accord de retrait

Le 29 mars 2017, le Royaume-Uni a notifié au Conseil européen son intention de se retirer de l'Union européenne en vertu de l'article 50 du traité sur l'Union. En application des dispositions dudit article, son retrait de l'UE aurait dû avoir lieu le 29 mars 2019. En l'absence d'un report de cette date ou d'entrée en vigueur d'un accord de retrait, la législation européenne n'aurait plus trouvé à s'appliquer au Royaume-Uni. Un tel événement aurait notamment conduit à la sortie de la Grande-Bretagne<sup>56</sup> du couplage de marché journalier européen.

Afin de faire face à cette éventualité et d'assurer la continuité des échanges électriques entre les deux pays, la CRE a approuvé le 14 mars 2019 des règles d'allocation sur le câble de 2 000 MW reliant la France au Royaume-Uni (dit Interconnexion France-Angleterre – IFA)<sup>57</sup> se fondant sur le droit national, en remplacement du droit européen. Le 17 octobre 2019, la CRE a approuvé une mise à jour de ces règles, ainsi qu'un jeu de règles spécifiques à l'interconnexion ElecLink<sup>58</sup>, un câble de 1 000 MW en cours de construction dans le tunnel sous la Manche.

En cas de sortie de la Grande-Bretagne du couplage de marché journalier européen, l'allocation implicite journalière, en vigueur depuis 2014, serait ainsi remplacée par une enchère explicite. La capacité à la frontière France - Grande-Bretagne serait alors allouée de manière dissociée de l'énergie, comme c'est le cas pour la Suisse. Aux échéances de long terme et infrajournalière, l'allocation explicite déjà en vigueur serait maintenue.

Après plusieurs reports de la date de retrait, le Royaume-Uni est sorti de l'UE le 31 janvier 2020, date à laquelle est entré en vigueur l'accord de retrait. Cette sortie a ouvert une période de transition, pendant laquelle le Royaume-Uni et l'UE négocient les termes de leurs relations futures, jusqu'au 31 décembre 2020. Le droit européen continuant à s'appliquer au Royaume-Uni durant cette période, la Grande-Bretagne continue pour l'instant de participer au couplage de marché journalier européen. Si les relations futures prévoient un maintien du Royaume-Uni dans le marché intérieur, sa participation au couplage devrait être maintenue. En revanche, si son accès au marché intérieur est remis en question, les modalités d'allocation sur les câbles reliant la France au Royaume-Uni devront faire l'objet de négociations, ce qui pourrait aboutir à un découplage de la Grande-Bretagne du marché journalier européen.

#### Bilan des échanges à l'échéance journalière : évolution des différentiels de prix

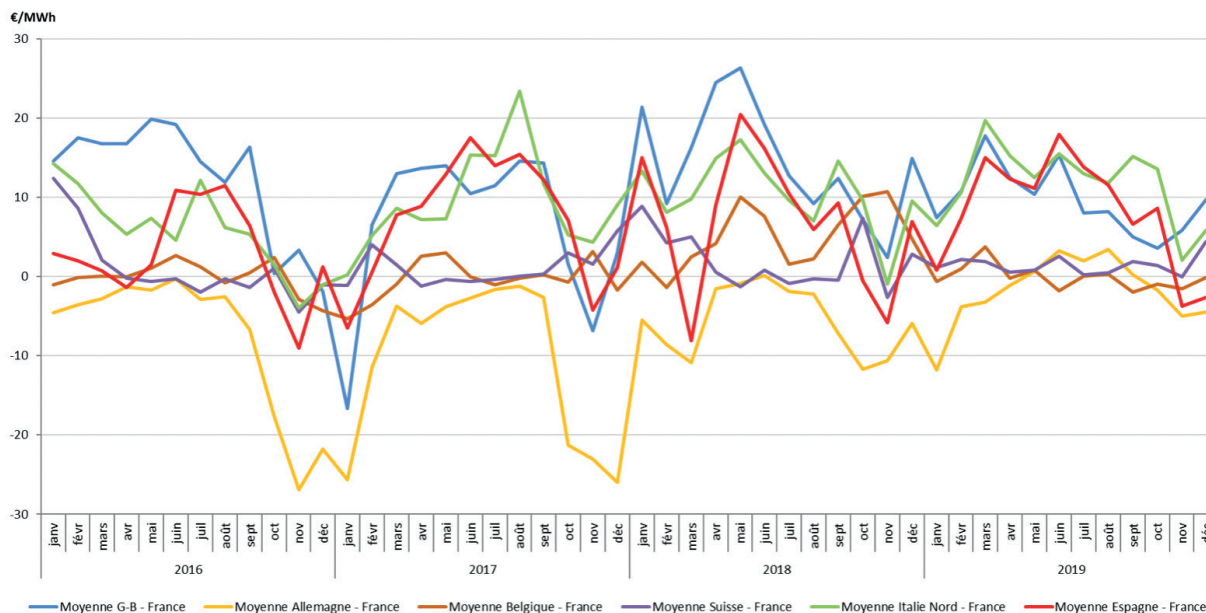
Plusieurs pays s'approvisionnent en électricité produite en France : le Royaume-Uni et l'Italie sont la plupart des heures de l'année dans une configuration importatrice depuis la France du fait notamment de la structure de leurs parcs de production. D'autres pays ont des bilans d'import-export avec la France moins unidirectionnels : le différentiel de prix de marché de gros avec l'Espagne est fortement dépendant du prix du gaz

naturel espagnol, tandis que l'Allemagne suit un comportement saisonnier particulier (voir la section dédiée à l'interconnexion France-Allemagne ci-après). La Belgique et la Suisse sont, de par leur taille plus modeste, très influencées par les fondamentaux français : en dehors des situations exceptionnelles telles que celle de la Belgique en 2018, leurs prix sur les marchés de gros suivent la tendance française avec une fourchette de différentiels de prix relativement réduite.

<sup>56</sup> Seule la Grande-Bretagne (c.-à-d. à l'exclusion de l'Irlande du Nord) est concernée par le couplage de marché journalier européen.

<sup>57</sup> Délibération de la CRE du 14 mars 2019 portant approbation de la proposition de RTE relative aux règles d'accès à l'interconnexion France-Angleterre en cas de sortie de la Grande-Bretagne du couplage unique de marché journalier : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/Approbation-des-regles-IFA-en-cas-de-sortie-de-la-Grande-Bretagne-du-couplage-journalier-europeen>

<sup>58</sup> Délibération de la CRE du 17 octobre 2019 portant approbation de l'évolution des règles d'accès à l'interconnexion ElecLink en cas de maintien ou de sortie de la Grande-Bretagne du couplage unique de marché journalier : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/regles-d-acces-a-l-interconnexion-eleclink-en-cas-de-maintien-ou-de-sortie-de-la-grande-bretagne-du-couplage-unique-de-marche-journalier>

**Figure 17** Différentiels de prix de gros journaliers de 2017 à 2019 (moyennes mensuelles)

Source : données RTE, analyse CRE

Lecture : au cours du mois de décembre 2019, la différence entre les prix sur les marchés de gros français et britannique s'établissait en moyenne à 10€/MWh.

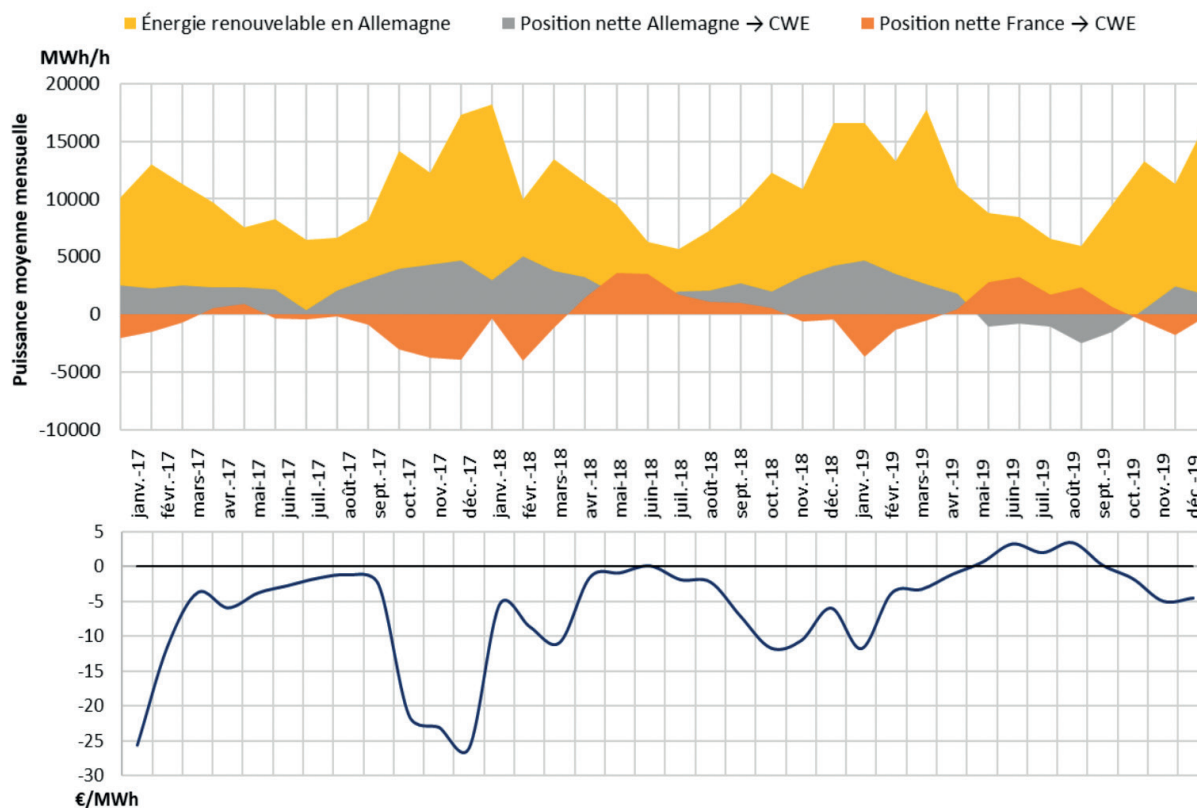
### Un exemple d'allocation transfrontalière au service de la transition énergétique : l'interconnexion France - Allemagne

Les échanges transfrontaliers avec l'Allemagne, le pays qui échange le plus d'énergie avec la France, présentent un comportement saisonnier particulier. La Figure 18 met en évidence que les écarts de prix journaliers sont particulièrement importants pendant l'automne et l'hiver : pendant l'automne 2018, les prix français ont été en moyenne plus élevés d'environ 10 €/MWh que les prix allemands. La même tendance importatrice se retrouve sur la position nette de la France vers la région CWE (voir la Figure 13), ce qui montre que la France importe d'autres pays pour satisfaire sa demande et ses exports vers les autres pays frontaliers. Cette tendance importatrice en France en hiver, liée à la forte thermosensibilité de la consommation française, permet aux consommateurs finals français de bénéficier de

l'effet saisonnier de l'énergie éolienne, notamment en Allemagne qui dispose d'une puissance installée supérieure à 40 GW. Elle permet donc de réduire le coût de l'énergie pour le consommateur français en acheminant l'excès de production allemande, tout comme l'export de nucléaire français durant d'autres périodes permet de réduire le coût de l'électricité chez ses voisins.

Les énergies photovoltaïque et éolienne sont d'ores et déjà des filières de production fondamentales pour l'équilibre offre-demande européen. L'intégration des énergies renouvelables dans la planification électrique a pourtant posé des défis techniques, ce qui amène parfois à des congestions dans des éléments du réseau et à des limitations de la capacité d'interconnexion transfrontalière (voir le Gros Plan sur le RDCT).

**Figure 18** Positions nettes entre la France et l'Allemagne et production d'énergie éolienne allemande (en haut) et différentiel de prix de gros entre l'Allemagne et la France de 2017 à 2019 (moyennes mensuelles) (en bas)



Source : données RTE, analyse CRE

NB : le différentiel de prix négatif indique des possibilités d'amélioration des capacités d'interconnexion actuelles FR-DE.

### La mise en concurrence des opérateurs du couplage des marchés (NEMO) : un défi technique réussi pour la région CWE, mais des travaux à finaliser dans d'autres régions de l'Europe

Le règlement CACM prévoit que les États membres permettent à plusieurs opérateurs du couplage des marchés journalier et intrajournalier (NEMO) d'opérer le couplage des marchés de l'électricité, sauf quand un opérateur monopolistique a été désigné. En 2015, la CRE a désigné EPEX SPOT et EMCO comme NEMO en France pour une durée de quatre ans, désignation qui a été renouvelée le 21 novembre 2019 pour une nouvelle période de 4 ans.

La possibilité d'avoir plusieurs NEMO opérant dans une même zone nécessitait toutefois des évolutions techniques qui ont été approuvées par les régulateurs en 2016, et qui ont par la suite conduit à plusieurs années de développements techniques. Le 2 juillet 2019, EMCO, l'opérateur historique dans la région

nordique détenu par Nord Pool AG, a rejoint EPEX SPOT pour opérer le couplage journalier dans la région CWE. Entre septembre 2019 et mars 2020, EMCO a géré environ 5 % des volumes échangés sur le marché journalier en France. D'autres opérateurs ont annoncé leur intention d'opérer le couplage journalier sur le marché français dans le futur.

La concurrence des NEMO devait être mise en œuvre simultanément dans la région CWE et dans la région nordique, mais le projet dans cette région a été décalé à plusieurs reprises et a été mis en œuvre presque un an plus tard que le projet continental. La CRE considère qu'il est impératif que la mise en concurrence des NEMO puisse avoir lieu dans tous les États membres où la fonction de couplage n'est pas exercée par un opérateur monopolistique.

### Encadré n°5 : Incidents de découplage partiel : les conséquences de deux événements avec des *designs* de marché différents

Les 7 juin 2019 et 4 février 2020, EPEX SPOT et Nord Pool ont respectivement rencontré des problèmes techniques lors du processus de couplage multirégional journalier. Ce sont les premiers incidents significatifs depuis la mise en place du couplage en 2009. Ces deux incidents ont eu pour conséquence le découplage partiel du NEMO concerné dans une partie de la plaque européenne incluant la France. Dans de telles circonstances, les processus établis dans le cadre du couplage prévoient des enchères locales par les NEMO découplés, avec une allocation des capacités d'interconnexion transfrontalières impactées par ce découplage sur la plateforme JAO. Avec la mise en œuvre de la solution « multi-NEMO » permettant à plusieurs entités d'opérer le couplage des marchés journalier dans la région CWE depuis le 2 juillet 2019, ces deux situations ont impliqué des conséquences différentes pour les acteurs des marchés.

Le 7 juin 2019, EPEX SPOT, alors seul opérateur du couplage des marchés journaliers de l'électricité en France, a reçu à la suite d'une action non intentionnelle d'un acteur de marché, un ordre « corrompu », c'est-à-dire qui n'était pas accepté par le système de trading d'EPEX. Cet ordre a bloqué les serveurs d'EPEX SPOT qui n'ont pu être fonctionnels à temps pour le couplage des marchés. Conformément aux procédures établies par les NEMO, la cellule de crise a déclenché les procédures de découplage partiel de tous les marchés gérés par EPEX SPOT, ce qui implique la réalisation d'enchères locales dans les zones de prix concernées et d'enchères explicites 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, conséquence des efforts d'EPEX pour résoudre le problème de l'ordre corrompu, les résultats des enchères locales se sont révélés faux, car ils ne considéraient pas la totalité des carnets d'ordres soumis. Ces enchères ont donc été annulées et les acteurs ont eu la possibilité de soumettre à nouveau leurs carnets d'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, ce qui a amené les acteurs de marché à devoir nommer les capacités transfrontalières qu'ils détenaient sans disposer de l'ensemble des informations nécessaires, et les a donc incités à peu nommer. L'impact de cet événement sur les prix de gros de la région a été inégal : si certains pays comme la Belgique ont connu des prix extrêmes avec une moyenne à -133,6 €/MWh, l'impact sur le prix journalier en France a été plus modéré, avec un prix moyen pour la journée de 3,7€/MWh.

Le 4 février 2020, Nord Pool a reçu un ordre qui a empêché le système informatique d'agréger 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 dans les temps établis par les procédures, Nord Pool a déclaré son découplage partiel de la région CWE, EPEX SPOT restant couplé dans toute la région en vertu de la solution Multi-NEMO. Par conséquent, EPEX SPOT a réalisé le couplage sans les portefeuilles de Nord Pool dans la région CWE, ni les interconnexions gérées par Nord Pool exclusivement (Baltic Cable, Kontek et COBRA Cable), tandis que Nord Pool a tenté de réaliser 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 des positions des NEMO auprès des GRT Nord Pool a été contraint d'annuler ses enchères pour l'ensemble de la région. Par conséquent, de nombreux acteurs se sont retrouvés avec des volumes non échangés (environ 5 % de la totalité des volumes de l'enchère journalière en France) et ont été contraints d'équilibrer leurs portefeuilles pendant l'échéance intrajournalière, ou par des négociations bilatérales.

EPEX SPOT et Nord Pool ont tous deux mis en place des corrections dans leurs systèmes afin d'éviter que ces problèmes se reproduisent. Toutefois, l'occurrence de deux événements critiques en quelques mois invite la CRE à rester vigilante afin d'accompagner les opérateurs de marchés et les GRT dans l'amélioration des procédures et des processus existants afin d'éviter que cela ne se reproduise. Les demandes des acteurs de marché, qui jugent les guichets pour leurs interactions pendant les modes dégradés trop courts, doivent en particulier être prises en compte. Les NEMO doivent en outre continuer à améliorer la communication avec les acteurs des marchés dans les situations dégradées, et proposer aux acteurs des séances d'entraînement aux modes dégradés avant la fin de l'année 2020, avec des configurations aussi proches de la réalité que possible.



### Les exigences du paquet énergie propre impliqueront des efforts de développement importants de l'algorithme de couplage paneuropéen

Le paquet énergie propre, en application depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2020, a introduit l'obligation d'aligner la durée des produits échangés sur les marchés journalier et infrajournalier au pas de règlement des écarts, soit pour la France 30 minutes jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2025, puis 15 minutes.

La transition de produits au pas horaire, dans le couplage journalier actuel, vers un pas de temps 15 minutes, génère une complexité additionnelle pour l'algorithme de couplage. Toutes choses

égales par ailleurs, cette complexité additionnelle impliquera une augmentation du temps de calcul. L'algorithme devra également évoluer pour satisfaire de nombreuses exigences : élargissement de la méthode *flow-based* à la nouvelle région Core<sup>59</sup>, nouvelles frontières couplées, évolution de la topologie du réseau, etc. L'ACER, dans sa décision n°04/2020 du 30 janvier 2020, a ainsi conclu que certains produits non essentiels pourraient être éliminés de l'algorithme, afin d'améliorer sa performance. La CRE considère que les produits utilisés dans la grande majorité des pays couplés devraient être conservés en priorité, par rapport à d'autres produits qui répondent à des spécificités locales.

## 2.2.4 Échéance infrajournalière

### 2.2.4.1 Calcul de capacité

Les méthodologies établissant un calcul de capacité coordonné à l'échéance infrajournalière ont été approuvées par la CRE pour les quatre RCC dont la France fait partie entre 2018 et 2019, simultanément avec les méthodologies pour l'échéance journalière. Elles introduisent un calcul de capacité infrajournalier fondé sur la même approche que le calcul de capacité journalier (fondée sur les flux ou NTC). Bien que le développement technique du calcul de capacité infrajournalier soit pour l'instant moins avancé que celui du calcul de capacité journalier, les GRT procédant à une mise en œuvre par étapes, la CRE considère qu'il sera confronté aux mêmes enjeux d'augmentation des capacités d'échange, de non-discrimination et de transparence.

En 2018 et 2019, la plupart des frontières françaises n'ont ainsi pas fait l'objet d'un calcul de capacité à l'échéance infrajournalière. Dans la continuité des pratiques historiques, les capacités d'interconnexion mises à la disposition des échanges infrajournaliers aux frontières espagnole, italienne et britannique correspondaient au reliquat

des capacités à l'échéance journalière. Pour la frontière suisse, la capacité équivalait à la partie non nommée des contrats de long terme entre la France et la Suisse. Il est cependant à noter que le calcul de capacité à l'échéance infrajournalière a été mis en œuvre dans la RCC Italie Nord en novembre 2019 et devrait être déployé dans la RCC Europe du sud-ouest d'ici l'été 2021.

Aux frontières belge et allemande, dans l'attente de la mise en œuvre du calcul de capacité infrajournalier prévu au niveau de la RCC Core d'ici mi-2022, les capacités d'interconnexion infrajournalières sont depuis mai 2015 déterminées en extrayant les niveaux bilatéraux à partir du domaine de capacité journalier *flow-based*. Sous l'impulsion des régulateurs et des acteurs de marché, le processus d'augmentation unilatérale des capacités infrajournalières après leur extraction, introduit par les GRT en 2016, a par ailleurs été amélioré en octobre 2019.

### 2.2.4.2 Allocation des capacités

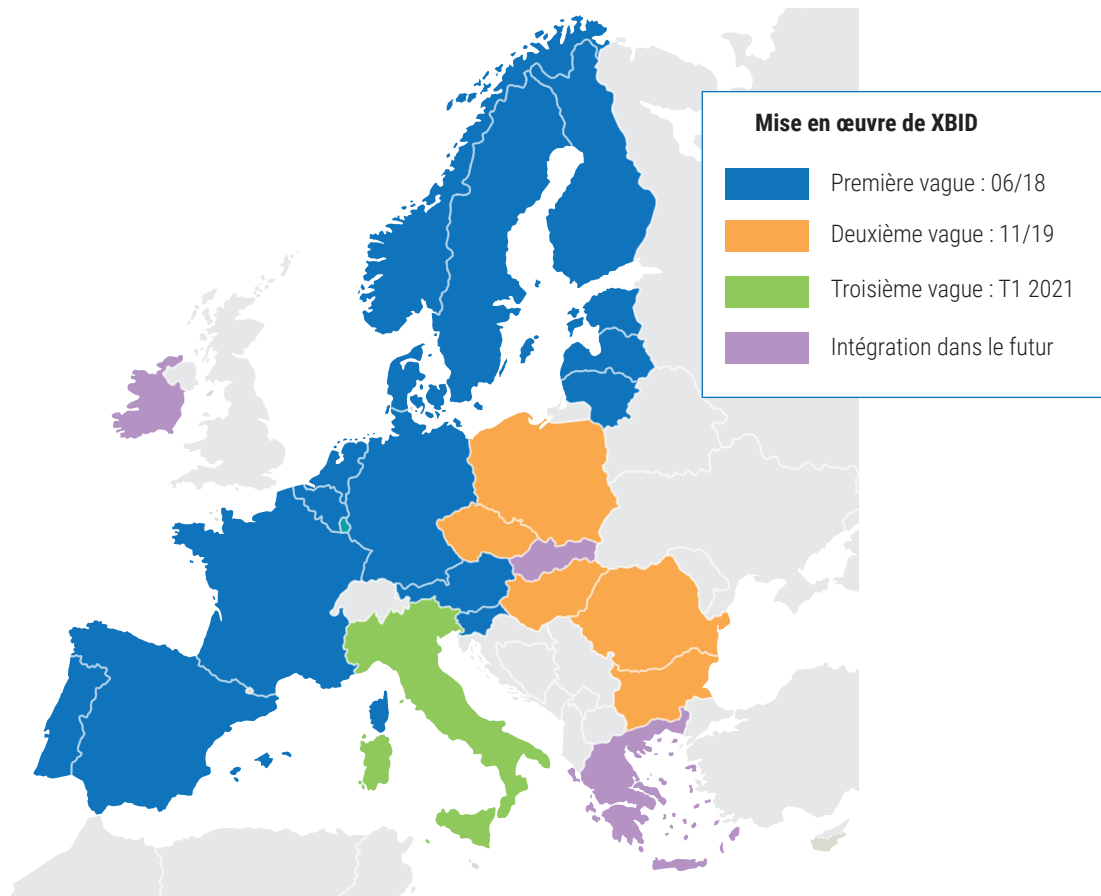
Avant le lancement du projet paneuropéen dit « XBID » (pour *cross-border intra-day*) le 13 juin 2018, les échanges transfrontaliers d'énergie à l'échéance infrajournalière étaient négociés au moyen de projets de nature volontaire et à vocation régionale. La France était couplée en continu avec l'Allemagne, la Belgique et la Suisse, et un mécanisme d'enchères explicites<sup>60</sup> existait pour les frontières espagnole, italienne et britannique. Actuellement et grâce à la mise en œuvre de XBID, les acteurs de marché de vingt États membres<sup>61</sup>, dont la France et ses voisins allemand,

belge et espagnol, peuvent réaliser via la plateforme XBID des échanges d'énergie en continu au sein de toute la plaque couplée, sous réserve de capacité disponible aux interconnexions. À la frontière avec l'Allemagne, l'échange de produits à un pas demi-horaire et la possibilité d'acquérir en continu de la capacité transfrontalière de manière dissociée des échanges d'énergie ont été maintenus. Cette modalité, appelée « accès explicite », représente environ 20 % de l'ensemble des volumes échangés à l'échéance infrajournalière à cette frontière.

<sup>59</sup> La région Core comprend la région CWE, la Pologne, la Slovaquie, la République Tchèque, la Roumanie et la Hongrie.

<sup>60</sup> Acquisition de capacité transfrontalière de manière dissociée des échanges d'énergie.

<sup>61</sup> Auxquels s'ajoute la Norvège.

**Figure 19** Mise en œuvre du projet de couplage infrajournalier XBID en Europe

Grâce à XBID, les acteurs peuvent réaliser des échanges dès la veille de la journée de livraison, jusqu'à une heure avant l'heure de livraison, ce qui permet aux acteurs de réagir à des modifications des fondamentaux de marché en temps réel et de corriger leurs positions. Pendant les situations de couplage journalier dégradé (voir l'Encadré 3 dédié aux incidents de découplage partiel), de nombreux acteurs de marché ont pu clôturer leurs positions en utilisant le marché continu infrajournalier comme marché de secours.

Le projet de couplage unique infrajournalier a vocation à s'étendre à la totalité des États membres de l'UE, dont l'Italie d'ici mars 2021. Comme pour le couplage journalier, et conformément aux dispositions du règlement CACM, la Suisse ne peut pas participer à XBID tant qu'aucun accord global avec l'UE n'aura été conclu. Le Royaume-Uni, à cause des incertitudes associées au Brexit,

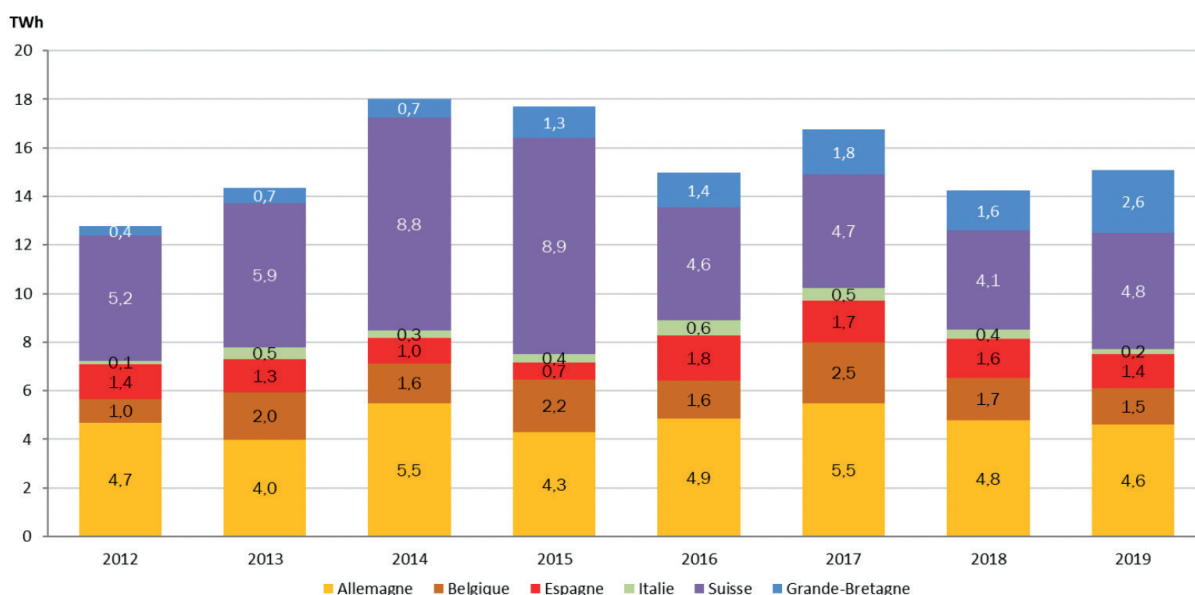
n'y participe pas non plus. A ces deux frontières, la capacité est par conséquent allouée par des enchères de capacité explicites. Afin d'établir un prix pour la capacité à l'échéance infrajournalière en application de l'article 55 du règlement CACM, trois enchères infrajournalières par jour seront mises en place en complément du système continu, à partir de 2023. Ces enchères utiliseront des technologies similaires à celles du couplage journalier, ce qui impliquera que le marché infrajournalier continu devra être interrompu pour mener les enchères : pendant la première année après le démarrage, l'interruption sera d'une heure par enchère, avec une cible à 40 minutes. La CRE considère que ces enchères ne seront utiles pour les acteurs de marché que si elles sont menées après des recalculs de capacité à l'échéance infrajournalière, afin de valoriser toute la capacité « nouvelle » issue de ces recalculs.

### 2.2.4.3 Infrajournalier : une échéance dominée par les échanges avec l'Allemagne et la Suisse

L'échéance infrajournalière française est en légère hausse en 2019 par rapport à 2018 (+ 3 % en volume), tirée par l'augmentation des échanges aux frontières britannique et suisse. Son dynamisme provient en grande partie des échanges aux interconnexions, qui peuvent représenter plus des deux tiers des volumes échangés à cette échéance. Les échanges infrajournaliers avec la Suisse sont relativement élevés par rapport aux autres frontières en raison de sa position géographique connectant les marchés centre-européens et italien avec l'Europe du centre-ouest, ce

qui permet aux acteurs de profiter des possibilités d'arbitrage, en particulier dans le sens Suisse vers France. De plus, les acteurs de marché font un usage plus extensif de l'échéance infrajournalière pour équilibrer leurs portefeuilles près du temps réel dans la mesure où la Suisse ne peut pas participer au couplage journalier paneuropéen. Les échanges infrajournaliers sont aussi nombreux à la frontière avec l'Allemagne, le marché allemand étant très liquide à cette échéance.

**Figure 20** Volumes d'échanges transfrontaliers à l'échéance infrajournalière



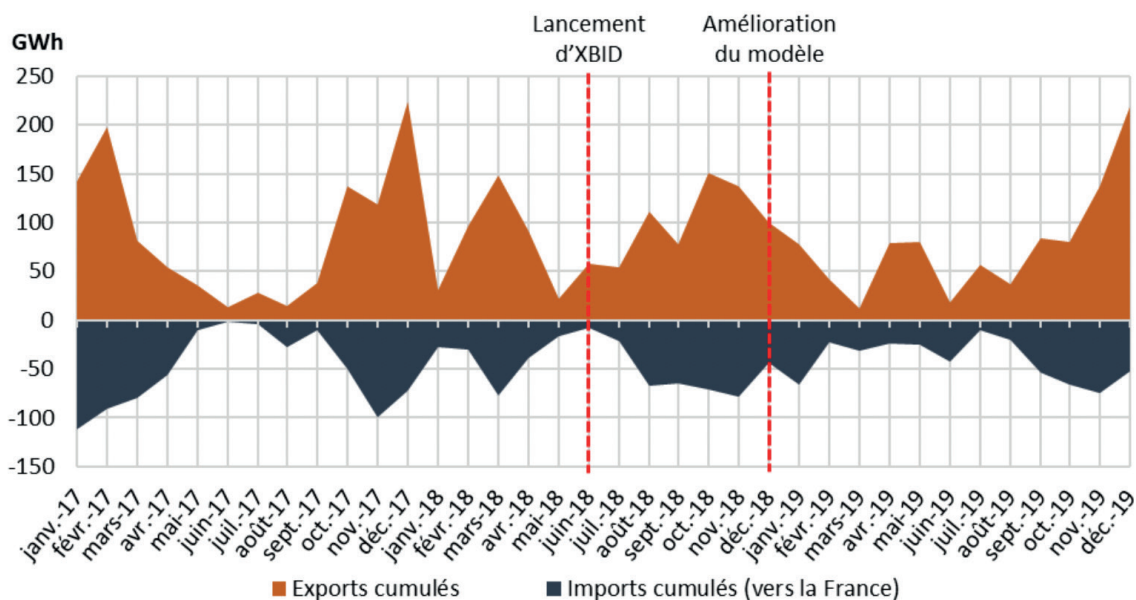
Source : données RTE, analyse CRE

### 2.2.4.4 SWE : vers une allocation implicite continue à l'échéance infrajournalière

Avant la mise en œuvre de XBID, les échanges transfrontaliers infrajournaliers avec l'Espagne avaient lieu au moyen de deux enchères explicites par jour. Ce faible nombre d'échéances ainsi que l'allocation de la capacité dissociée de celle de l'énergie menaient à des pertes d'opportunité et donc à une utilisation sous-optimale de la capacité transfrontalière. La CRE a accueilli positivement la mise en œuvre du projet XBID en Espagne, car cela devait permettre aux acteurs de marchés des deux côtés de la frontière de disposer d'un accès continu aux capacités d'interconnexion et à un modèle d'allocation efficace, et donc de tirer parti d'une amélioration significative par rapport au système précédant. Cependant, les marchés de l'énergie de la péninsule ibérique ont également conservé un mécanisme d'enchères internes et transfrontalières entre l'Espagne et le Portugal pour l'échéance infrajournalière, aussi appelées « enchères régionales ». La CRE considère que de tels mécanismes ne

doivent pas perturber le bon fonctionnement du modèle cible et, en particulier, ne pas générer d'interruption de la plateforme XBID à d'autres frontières que celles concernées par ces enchères.

Au lancement du système XBID en juin 2018, le modèle retenu initialement dans la région permettait aux acteurs de marchés de négocier seulement pour les heures jusqu'à l'enchère régionale suivante, soit entre 4 et 6 heures. A la suite des demandes des acteurs et de la CRE, six mois après le lancement de XBID, le NEMO et le GRT espagnols ont mis en œuvre une évolution permettant d'échanger de l'énergie pour toutes les périodes de l'échéance infrajournalière. La CRE encourage la transition des modèles régionaux vers le modèle cible défini dans le règlement CACM, ce qui permettra aux acteurs de marché de tous les États membres de bénéficier de façon optimale des opportunités offertes par l'échéance infrajournalière.

**Figure 21** Volumes cumulés mensuels en infrajournalier à la frontière France-Espagne

Source : données RTE, analyse CRE

Lecture : suite à l'amélioration du modèle XBID en décembre 2018, les exports mensuels de la France vers l'Espagne pour l'échéance infrajournalière se sont élevés à environ 100 GWh, tandis que les flux dans le sens opposé ont été de 45 GWh.

## 2.2.5 Équilibrage

### 2.2.5.1 Les échanges d'énergie et de capacités d'équilibrage se développent à la plupart des frontières françaises

A proximité du temps réel, les GRT sont responsables de l'équilibrage du système électrique entre la consommation et la production. Un déséquilibre se traduit immédiatement par une variation de la fréquence du réseau interconnecté d'Europe continentale : une baisse de la production ou une augmentation rapide de la consommation font « ralentir » les centrales de production et abaissent donc la fréquence du réseau. À l'inverse, une baisse de la consommation ou une augmentation soudaine de la production augmentent la fréquence du réseau. Les interconnexions électriques assurant la synchronisation de la fréquence sur l'ensemble du réseau d'Europe continentale, un déséquilibre dans la zone d'un GRT a donc un impact sur la fréquence de l'ensemble du réseau et les GRT partagent donc la responsabilité de la qualité de la fréquence.

Pour réaliser l'équilibrage, les GRT font appel à des réserves fournies par les producteurs, les consommateurs ou les opérateurs de moyens de stockage, qui peuvent faire varier leurs injections ou leurs soutirages. Les actions rapides pour limiter les variations de fréquence sont prises simultanément par l'ensemble des GRT, indépendamment de l'origine du déséquilibre initial :

c'est la réserve primaire (*frequency containment reserve* – ou « FCR ») qui remplit ce rôle. Dans un second temps, c'est au GRT de la zone dans laquelle s'est produit le déséquilibre de « rattraper » l'énergie déficitaire ou excédentaire dans sa zone, à l'aide des réserves secondaire (*automatic frequency restoration reserve* – ou « aFRR »), tertiaire rapide (*manual frequency restoration reserve* – ou mFRR) et tertiaire complémentaire (*replacement reserve* – ou RR).

Les interconnexions permettent aujourd'hui à RTE et à d'autres GRT d'échanger, lorsque cela est économiquement pertinent, des énergies d'équilibrage d'une part et des capacités de réserve primaire d'autre part, réduisant ainsi les coûts d'équilibrage portés par les utilisateurs du réseau.

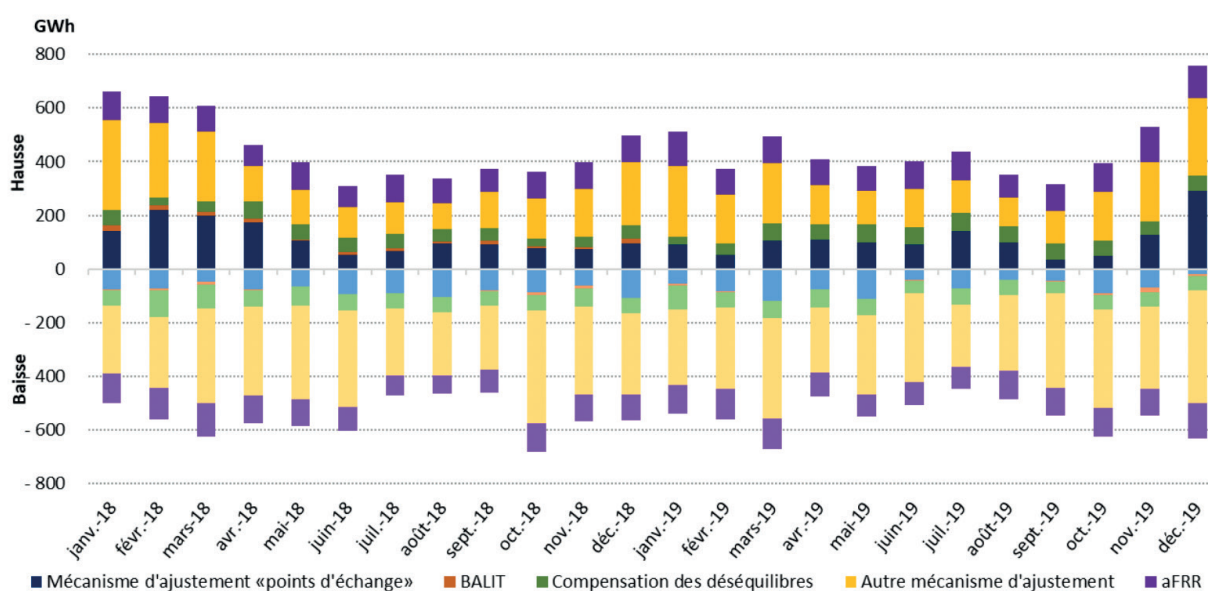
Pour équilibrer le système, RTE peut faire appel à des énergies d'équilibrage fournies par des acteurs d'ajustement situés dans les pays voisins. Ces ajustements sont soit activés directement par RTE auprès des acteurs d'ajustement concernés (pour les frontières allemande et suisse, au travers des entités d'ajustement dites « points d'échange »), soit par le biais du GRT concerné (pour le Royaume-Uni et l'Espagne, au travers du mécanisme



« BALIT » mis en place par RTE et le GRT britannique National Grid en 2010, puis rejoint par les GRT espagnol REE et portugais REN en 2014). Dans les deux cas, ces activations requièrent la disponibilité de capacités d'échange aux frontières. Ces activations représentent une partie significative des énergies d'équilibrage activées par RTE : en 2019, elles représenteraient en volume 40 % des activations de réserve tertiaire à la hausse et 20 % des activations à la baisse. L'utilisation des plateformes d'équilibrage, décrites ci-après, a vocation à se substituer à ces mécanismes. Par ailleurs, depuis 2016, RTE participe au projet *international grid control cooperation* (ci-après « coopération IGCC »), auquel participent aussi à ce jour les GRT allemands, danois, néerlandais,

suisse, tchèque, belge, autrichien, hongrois, slovène et italien. Cette coopération permet aux GRT participants de compenser leurs déséquilibres, en réalisant des échanges d'énergie en temps réel, dans la limite du potentiel total de compensation des déséquilibres et des capacités d'échange disponibles aux frontières. Cette coopération évite ainsi, autant que possible, des activations d'aFRR simultanées à la hausse et à la baisse dans des pays différents, lorsque la capacité d'échange aux frontières le permet. En 2019, ce mécanisme a permis à RTE d'éviter 35 % des activations d'aFRR à la hausse en volume et 37 % à la baisse.

**Figure 22** Énergies d'équilibrage activées à la hausse et à la baisse

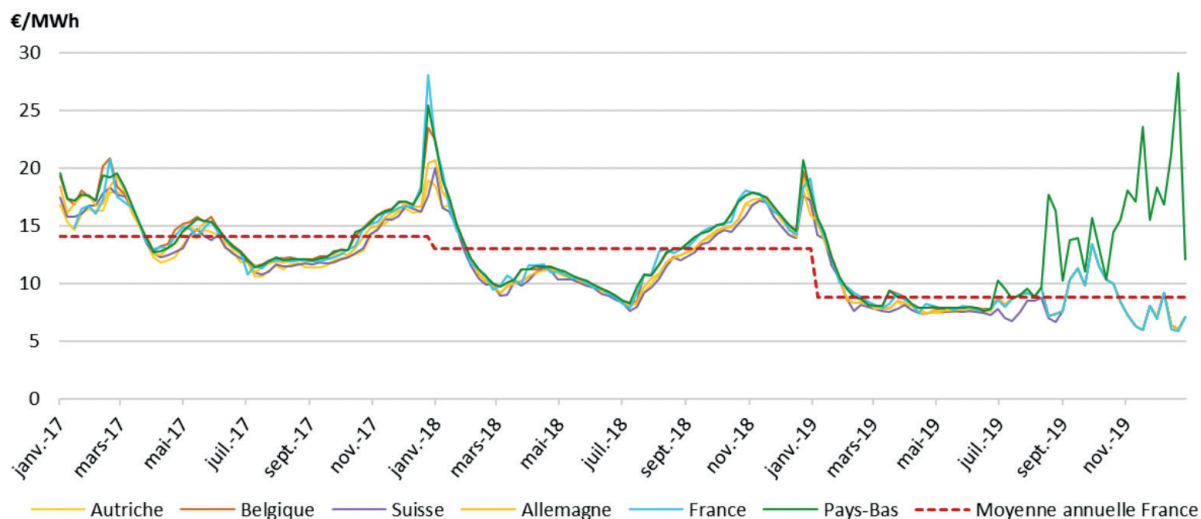


Source : données RTE, analyse CRE

*Lecture : en décembre 2019, RTE a activé des offres d'équilibrage aux interconnexions pour 310 GWh à la hausse (291 GWh au titre du mécanisme d'ajustement « points d'échange » et 19 GWh au titre de BALIT), soit 40 % des activations à la hausse de la réserve tertiaire, et pour 25 GWh à la baisse (19 GWh au titre du mécanisme d'ajustement « points d'échange » et 7 GWh au titre de BALIT), soit 4 % des activations à la baisse de la réserve tertiaire.*

Enfin, RTE a rejoint en 2017 la « coopération FCR », donnant lieu à une contractualisation commune de la réserve primaire entre six pays européens (Allemagne, Autriche, Belgique, France, Pays-Bas et Suisse). L'objectif de cette coopération est de faire baisser les coûts de contractualisation de cette réserve, en mobilisant les moyens les moins coûteux à l'échelle de ces six pays au travers d'un appel d'offres ouvert à l'ensemble des moyens aptes à fournir de la réserve primaire (producteurs, consommateurs, stockage).

La participation à la coopération FCR a permis de réduire les coûts de contractualisation de façon significative. Alors qu'en 2015 le coût de la réserve primaire s'élevait en France à 92 M€, il a été de 63 M€ en 2018, et de 48 M€ en 2019. Cette coopération ne nécessite pas de s'assurer de la disponibilité des capacités d'échange aux frontières, car les échanges d'énergie de réserve primaire peuvent utiliser les marges de sécurité prévues à cet effet lors du calcul de capacité.

**Figure 23** Prix moyen de la réserve primaire contractualisée par pays entre 2017 et 2019

Source : données RTE, analyse CRE

### 2.2.5.2 Le règlement européen sur l'équilibrage va renforcer l'intégration des marchés de l'équilibrage

Le règlement EB prévoit la mise en place de plateformes européennes ou régionales pour l'échange d'énergie d'équilibrage et la compensation des déséquilibres. Les plateformes de RR, de mFRR et d'aFRR mettent en œuvre un modèle dans lequel les GRT partagent les offres d'énergies d'équilibrage qu'ils ont reçues dans leur zone et soumettent leurs demandes à la plateforme, afin d'optimiser globalement les activations des offres, en tenant compte des capacités d'échange disponibles aux frontières.

Le cadre de mise en œuvre de la plateforme régionale d'échange de RR (projet TERRE) a été approuvé par les régulateurs en décembre 2018. La plateforme a été mise en service au début de l'année 2020 ; RTE commencera à l'utiliser à l'été 2020. Cette plateforme permettra aux GRT appliquant, comme RTE, un modèle d'équilibrage « proactif » (c'est-à-dire utilisant des réserves d'équilibrage plus lentes pouvant être activées en anticipation des déséquilibres) de minimiser les coûts de leurs activations de RR ; le gain estimé à l'échelle de l'ensemble des pays participants s'élève à 110 M€ par an.

Concernant les plateformes de mFRR et d'aFRR, l'ACER a pris en janvier 2020 des décisions définissant leur cadre de mise en œuvre, ainsi que les principes de détermination des prix des énergies d'équilibrage. La mise en œuvre de ces plateformes nécessite une certaine harmonisation des produits échangés ainsi que des règles relatives au règlement financier des offres activées. Le règlement EBGL définit des principes communs, comme le règlement des offres activées au prix marginal, alors que les paramètres détaillés sont définis dans les décisions de l'ACER.

La plateforme de mFRR devra être mise en œuvre d'ici mi-2022 au plus tard ; elle permettra aux GRT de partager leurs offres d'énergie de mFRR au travers d'enchères menées toutes les 15 minutes, de manière analogue à la plateforme de RR, mais aussi d'activer des énergies de mFRR à tout instant entre deux enchères.

La plateforme d'aFRR, dont la mise en œuvre effective est prévue pour mi-2021, va introduire l'activation des offres d'aFRR dans le respect de la préséance économique en temps réel (par opposition à l'activation au prorata actuellement en vigueur en France) et harmoniser à 300 secondes en décembre 2024 la

durée d'activation complète du produit d'aFRR, au lieu de 400 secondes aujourd'hui. En France, à cette même date les capacités d'aFRR seront par ailleurs constituées par appels d'offres au lieu de la prescription actuellement en vigueur, et le produit d'aFRR va évoluer pour supprimer l'exigence de rampe « d'urgence », qui impose actuellement aux fournisseurs de réserve secondaire d'être en mesure de parcourir toute la bande de réglage en 133 secondes en cas de déséquilibre exceptionnel. Cette dernière évolution permettra de compenser l'effet haussier sur les coûts de constitution de la réserve secondaire du passage de la durée d'activation de 400 à 300 secondes dans le cadre de l'harmonisation européenne.

Les plateformes d'échange de RR, de mFRR et d'aFRR susmentionnées concernent uniquement l'activation et l'échange d'énergies d'équilibrage, proche du temps réel. La contractualisation de capacités d'équilibrage en amont peut également faire l'objet, au titre du règlement EBGL, d'échanges transfrontaliers, à l'image de la coopération FCR susmentionnée, mais le développement de tels projets d'échange de capacités d'équilibrage repose sur une base volontaire.







## 3. LES INTERCONNEXIONS GAZIÈRES FRANÇAISES

3.1 LA FRANCE DISPOSE DE SOURCES D'APPROVISIONNEMENT DIVERSIFIÉES  
ET D'INFRASTRUCTURES GAZIÈRES BIEN DIMENSIONNÉES

3.2 FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DU GAZ ET DÉVELOPPEMENT  
DES INTERCONNEXIONS

3.3 RÈGLES AUX FRONTIÈRES FRANÇAISES ET BILAN DE SOUSCRIPTION  
DES INTERCONNEXIONS GAZIÈRES

## PARTIE 3

# LES INTERCONNEXIONS GAZIÈRES FRANÇAISES

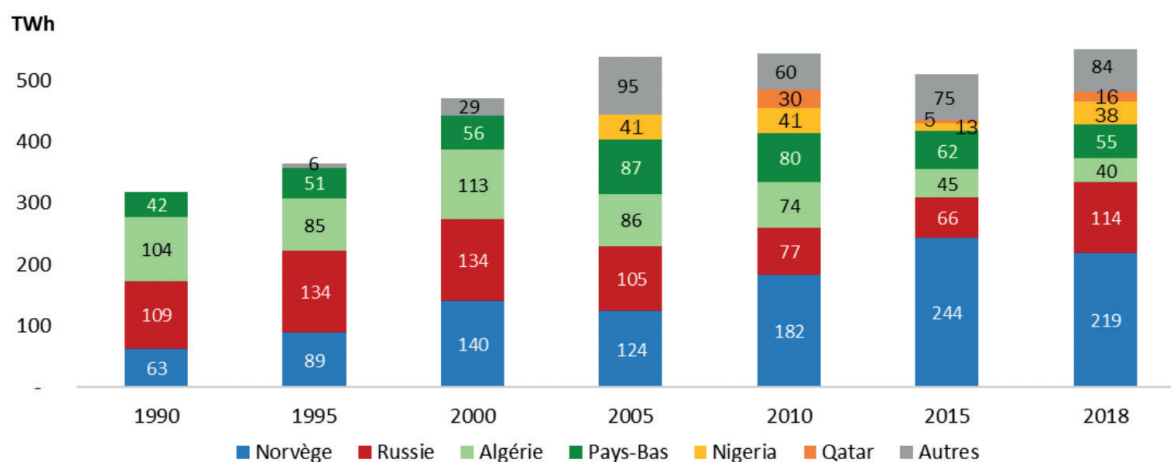
## 3.1 La France dispose de sources d'approvisionnement diversifiées et d'infrastructures gazières bien dimensionnées

Le gaz reste une source d'énergie de premier plan. En France, 11 millions de sites sont alimentés au gaz et 42 % des ménages en consomment. Le secteur industriel est également un débouché majeur, qui représente plus du tiers de la demande. La France importe la quasi-totalité du gaz consommé sur son territoire, ce qui représente une facture annuelle de l'ordre de 10 Md€. La qualité de l'intégration du réseau français dans le système international est donc un enjeu majeur et doit permettre aux importateurs d'arbitrer entre diverses sources d'approvisionnement pour bénéficier des approvisionnements les moins coûteux.

Le développement des capacités d'arbitrage des acteurs européens a constitué un axe majeur de la réorganisation du marché européen ces dernières années, avec la création de marchés de gros liquides reliés entre eux par des interconnexions de grande capacité. L'Union européenne dispose désormais d'un système souple qui compte plusieurs grands axes d'approvisionnement, par gazoducs d'une part, avec les corridors est-ouest depuis la Russie (et bientôt depuis la mer Caspienne), nord-sud depuis la Norvège et sud-nord depuis l'Afrique du Nord, et d'autre part sous forme liquide (« gaz naturel liquéfié » ou GNL). Avec la progression très forte de la production de gaz non conventionnels en Amérique du Nord, la compétition internationale entre grands exportateurs s'est intensifiée. Après une période

de tension sur les marchés internationaux, qui s'est traduite par des pics de prix au milieu des années 2010, la chute des prix du pétrole et la progression plus modérée des besoins en Asie ont ouvert une période de prix bas dont l'Europe et la France tirent pleinement parti.

Alors que la production domestique continue de baisser dans l'Union européenne, la Russie poursuit une stratégie qui se traduit notamment par un effort constant de renforcement des voies d'exportation, avec l'achèvement du Nord Stream 2 et du Turkish Stream, ainsi que le développement des livraisons de GNL depuis la péninsule de Yamal. Gazprom, premier producteur russe de gaz naturel, qui exporte sa production par gazoducs dans le cadre de contrats de long terme avec ses clients, propose depuis septembre 2018 (sur son *electronic sales platform* – ESP) des produits court terme dans le but de s'adapter aux nouvelles stratégies de ses clients et pour concurrencer l'essor du GNL. La part de marché de la Russie a ainsi atteint 46 % des importations de l'Union européenne en 2019, dans un contexte où l'ensemble des exportateurs de GNL ont augmenté leurs livraisons vers l'UE, à commencer par les États-Unis. La Norvège est le deuxième fournisseur avec 29 % des importations européennes. L'Afrique du Nord connaît en revanche un déclin marqué, l'Algérie ne représentant plus que 7 % des livraisons.

**Figure 24** Importations françaises de gaz naturel par origine

Source : données SDES, Ministère de la Transition Écologique et Solidaire, analyse CRE

L'abondance de GNL livré en Europe s'inscrit dans l'essor que l'on peut observer au niveau mondial. En 2019, les importations mondiales de GNL ont atteint 354,7 millions de tonnes soit 13 % de plus qu'en 2018, ce qui constitue le plus fort taux de croissance depuis 2010<sup>62</sup>. Comme en 2018, cette croissance a été tirée par une abondance de l'offre, avec une augmentation forte de la production aux États-Unis, en Russie et en Australie. L'Asie représente le principal marché de destination, bien que sa part dans la demande mondiale soit en baisse, de 76 % en 2018 à 69 % en 2019. Cette réduction s'explique par une croissance économique moindre, mais également par une baisse de la demande du Japon liée à une utilisation supérieure de son parc de réacteurs nucléaires. Dans le même temps, l'augmentation des importations de la Chine a connu un infléchissement. La Chine privilégie en effet la production domestique et les énergies renouvelables, et cherche à sécuriser ses approvisionnements extérieurs en développant des projets de gazoducs adossés à des contrats de livraison sur le long terme. On notera à ce titre la mise en service début décembre 2019 du gazoduc « Force de Sibérie » qui permettra, à terme, l'acheminement vers la Chine de 38 Gm<sup>3</sup> de gaz russe chaque année.

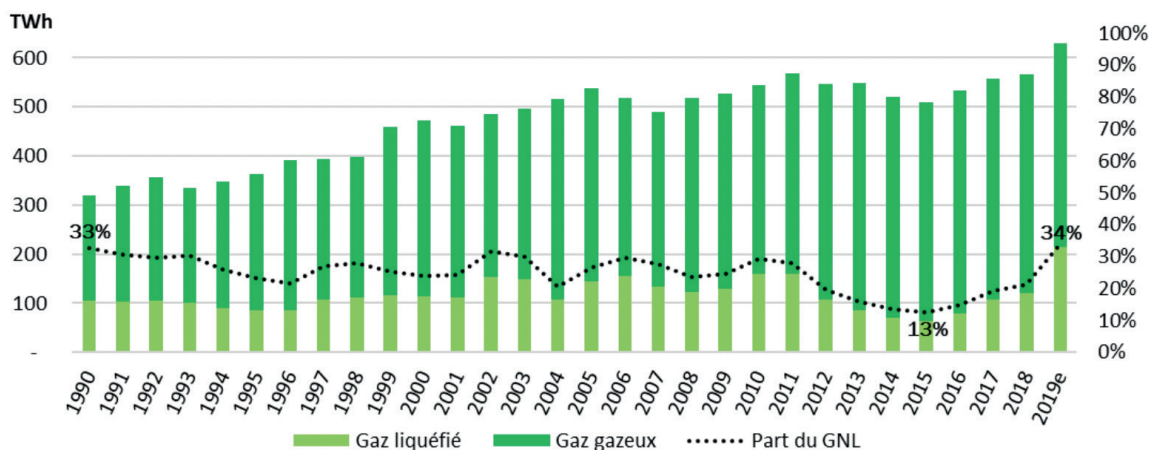
Dans ce contexte, l'Europe joue le rôle de « marché d'ajustement » de par sa capacité à accueillir d'éventuelles cargaisons excédentaires. En effet, la liquidité de ses marchés de gros ainsi que la flexibilité des offres et des services proposés dans les terminaux méthaniers européens font de l'UE une destination privilégiée pour d'éventuelles cargaisons en quête d'un débouché. Les capacités de stockage souterrain augmentent en outre les possibilités d'absorption de GNL, notamment lorsque la consommation est insuffisante à court terme. 2019 a ainsi été une année record pour les livraisons de GNL dans l'UE à 108 Gm<sup>3</sup>, soit 27 % des importations de gaz naturel<sup>63</sup>. L'Espagne, la France et le Royaume-Uni figurent en tête des principaux importateurs européens.

En France, la part du GNL dans les importations représentait en 2019 un niveau jamais atteint depuis 1990, avec 15,6 millions de tonnes importées, soit plus d'un tiers<sup>64</sup> des importations de gaz, mettant en évidence la croissance relative du GNL par rapport aux importations par gazoduc après le recul très fort observé entre 2011 et 2015, période pendant laquelle l'accident de Fukushima avait conduit le Japon à importer massivement du GNL pour compenser l'arrêt de ses centrales nucléaires.

<sup>62</sup> Rapport annuel 2020 du GIIGNL : [https://giignl.org/sites/default/files/PUBLIC\\_AREA/Publications/giignl\\_-\\_2020\\_annual\\_report\\_-\\_04082020.pdf](https://giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/giignl_-_2020_annual_report_-_04082020.pdf)

<sup>63</sup> Ibid.

<sup>64</sup> Ibid.

**Figure 25** Gaz gazeux et gaz liquéfié dans les approvisionnements de la France depuis 1990


Source : données SDES, Ministère de la Transition Écologique et Solidaire, analyse CRE

L'afflux de GNL a montré toute la pertinence des évolutions récentes de la régulation en France, avec la création de la zone de marché unique (voir le Gros Plan consacré à la Fusion des zones) et la réforme de l'accès au stockage. Il s'est accompagné d'une baisse des importations par gazoduc et d'une augmentation

des réexportations vers l'Espagne et l'Italie. En ce qui concerne les prix, celui du PEG (Point d'Echange de Gaz de la *Trading Region France*) est, de plus en plus fréquemment, inférieur à ceux observés sur la place de marché néerlandaise (TTF pour *Title Transfer Facility*).

## 3.2 Fonctionnement du marché du gaz et développement des interconnexions

### 3.2.1 Les interconnexions apportent souplesse, diversité et sécurité aux approvisionnements de gaz de la France

Depuis 2013 et la fin de l'exploitation du gisement de Lacq, le gaz naturel consommé en France est presque intégralement importé mais la grande diversité et complémentarité des moyens d'approvisionnement dont bénéficie la France (capacités d'interconnexion terrestres, terminaux méthaniers et stockages) font du système gazier français l'un des plus robustes en Europe. Cette diversité contribue à la sécurité d'approvisionnement du territoire et de l'Europe. Elle permet en outre aux acteurs de marché d'effectuer des arbitrages entre les différentes sources d'approvisionnement en fonction de leur compétitivité, au bénéfice des consommateurs français et européens qui peuvent ainsi bénéficier des prix les plus bas. La France dispose de points d'interconnexions terrestres avec la Belgique, l'Allemagne, la Suisse et l'Espagne. De plus, elle est directement raccordée aux champs de production norvégiens situés en Mer du Nord par le gazoduc Franpipe, long de 840 kilomètres, mis en service en octobre 1998.

Les capacités d'entrée terrestres fermes sur le territoire français s'établissaient à 2 380 GWh/j en 2019, en augmentation de 575

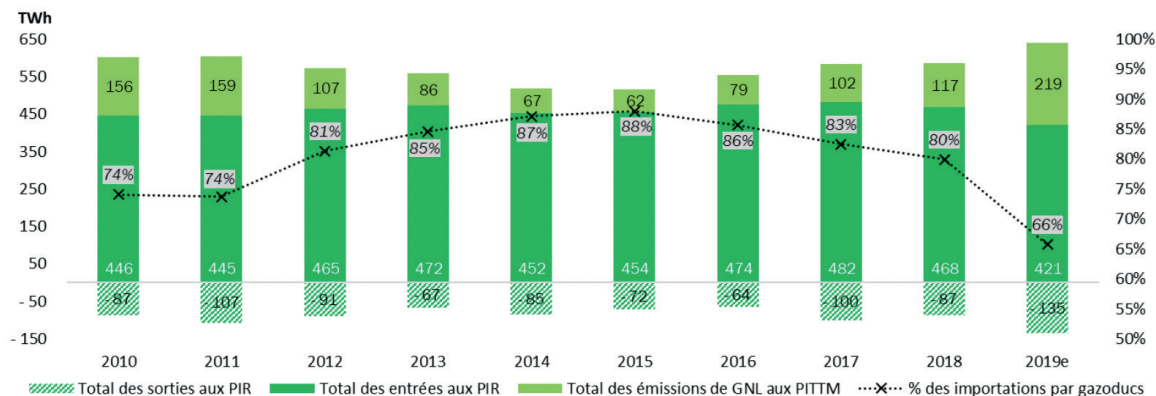
GWh/j depuis 2005 (+ 32 %). Ces deux dernières années, il convient de noter la création de 100 GWh/j de capacité d'entrée à Oltingue depuis la Suisse, mise en service le 1<sup>er</sup> juin 2018. Les capacités de sorties terrestres fermes vers des réseaux voisins ont, elles, plus que doublé entre 2005 et 2019 pour s'établir à 694 GWh/j.

La France dispose également de quatre terminaux méthaniers (Fos-Tonkin, Fos-Cavaou, Montoir de Bretagne et Dunkerque LNG), dont les capacités s'élèvent à 1 311 GWh/j. Celles-ci n'ont pas évolué depuis début 2017 et la mise en service du terminal de Dunkerque. A noter qu'une partie des 520 GWh/j de capacité ferme du terminal de Dunkerque est utilisable (jusqu'à 250 GWh/j) pour alimenter directement la Belgique.

Au total, la France disposait, fin 2019, d'environ 3 691 GWh/j de capacités d'importation (dont 1 311 GWh/j de GNL), en hausse de 1 346 GWh/j depuis 2005 (+ 57 %).



Figure 26 Entrées et sorties de gaz naturel en France

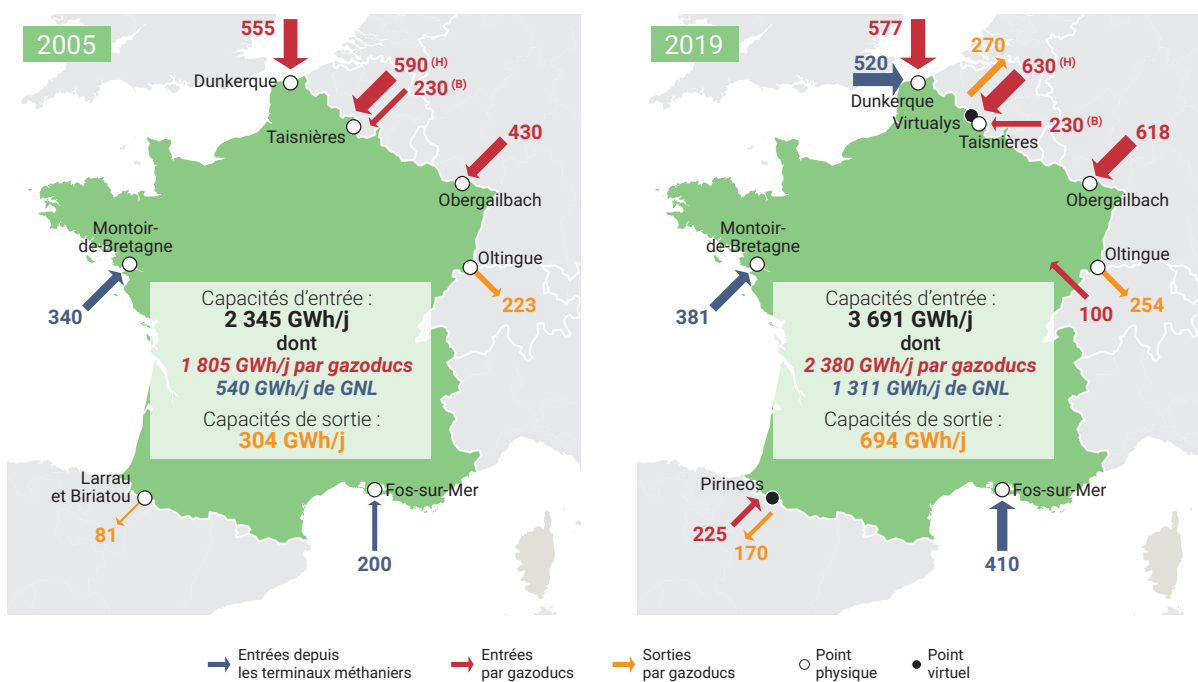


Source : données GRTgaz et Teréga, analyse CRE

De tous les points d'interconnexion physiques dont dispose la France, le PIR Dunkerque, qui reçoit le gaz provenant de Norvège via le Franpipe, est celui par lequel transitent les volumes de gaz les plus importants (son taux d'utilisation est également le plus élevé, à 86 % et 85 % en 2018 et 2019). Après avoir atteint un point historiquement haut en 2017 (196 TWh), les flux en entrée

à Dunkerque se sont maintenus à des niveaux élevés en 2018 (190 TWh) et 2019 (191 TWh), ce qui représente environ le tiers des importations françaises (33 % en 2018, 30 % en 2019). Une partie de ces volumes est néanmoins destinée à être acheminée vers l'Italie (via la Suisse) et l'Espagne.

Figure 27 Capacités des interconnexions terrestres et des terminaux méthaniens français en 2005 et 2019



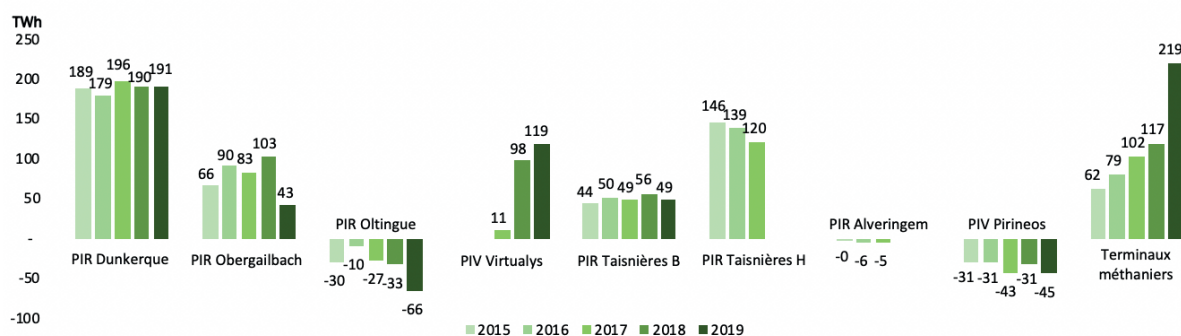
Source : données GRTgaz et Teréga, analyse CRE

NB : il convient de noter que le terminal de Dunkerque dessert à la fois le réseau français et le réseau belge : une partie de sa capacité (jusqu'à 250 GWh/j) peut approvisionner directement la Belgique. La capacité d'export vers la Belgique étant au total de 270 GWh/j, la capacité restante disponible est commercialisée via le PIV Virtualys.

Plus d'un quart des importations de la France est acheminé via les points d'interconnexion avec la Belgique. Le gaz naturel à bas pouvoir calorifique (dit « gaz B ») en provenance du champ de Groningue (Pays-Bas) est livré par le point d'entrée Taisnières B, où les flux ont connu une baisse entre 2018 et 2019, passant de 56 TWh à 49 TWh. Le PIR Taisnières H accueille quant à lui du gaz à haut pouvoir calorifique (dit « gaz H ») en provenance des champs en Mer du Nord. Le point d'Alveringem est pour sa part essentiellement dédié à des flux « rebours » de la France vers la Belgique, en permettant d'expédier du gaz non odorisé provenant du terminal méthanière de Dunkerque et du gazoduc Franpipe. Depuis le 1<sup>er</sup> décembre 2017, les interconnexions d'Alveringem et Taisnières ont été réunies au sein du Point d'interconnexion virtuel (PIV) Virtualys, par lequel ont transité 101 TWh en 2018 et 119 TWh en 2019 en entrée depuis la Belgique.

L'interconnexion avec l'Allemagne à Obergaillbach est la principale voie d'approvisionnement en gaz russe. Elle est toutefois utilisée très en deçà de ses capacités maximales (taux d'utilisation de 44 % en 2018, et de 20 % en 2019), les flux ayant fortement chuté entre 2018 et 2019, passant de 103 TWh à 43 TWh (-58 %), soit 9 % des importations françaises nettes des réexportations en 2019. Cette baisse des flux intervient dans un contexte où le marché allemand connaît de profondes restructurations, notamment avec la fusion des zones NCG et Gaspool. Alors que les capacités en sortie d'Allemagne à Medelsheim ont pu faire l'objet de réaffectations à des points domestiques, diminuant ainsi les capacités disponibles en entrée en France, la CRE insiste sur la nécessité d'assurer la stabilité des capacités d'interconnexion. Une bonne coopération transfrontalière est indispensable en ce qui concerne les capacités de transport mises à disposition du marché.

**Figure 28** Évolution du solde importateur-exportateur aux interconnexions et terminaux méthanières français de 2015 à 2019

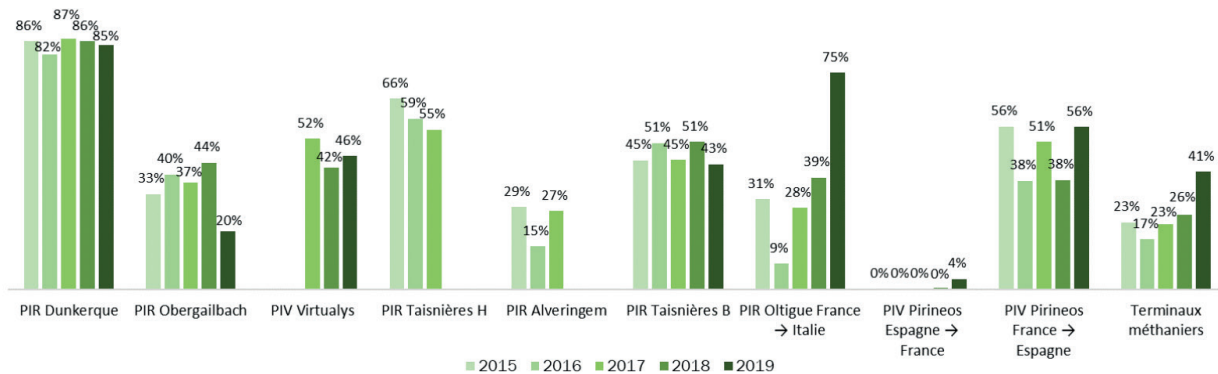


Source : données GRTgaz et Teréga, analyse CRE

La France compte également deux points d'interconnexion avec l'Espagne, regroupés au sein du PIV Pirineos, qui permettent des flux bidirectionnels entre les 2 pays. Cette interconnexion est néanmoins presque exclusivement utilisée dans le sens France-Espagne. Les flux nets de gaz de l'Espagne vers la France sont jusqu'à récemment restés marginaux (moins de 50 jours entre janvier 2010 et fin octobre 2019). Une inversion des flux a néanmoins été observée 46 jours entre le 1<sup>er</sup> novembre et le 31 décembre 2019, évolution qui s'explique par la chute importante du prix de gros du gaz en Espagne, parfois inférieur au prix français dans un contexte de fortes importations de GNL couplées à des conditions météorologiques clémentes en Espagne en fin d'année. La France reste néanmoins un pays de transit pour la péninsule ibérique. En 2019, l'Espagne a ainsi importé depuis la France 9 TWh de gaz de plus qu'en 2018, à 49 TWh (+ 23 %).

L'interconnexion avec la Suisse, à Oltingue, permet notamment d'échanger du gaz avec l'Italie. L'année 2019 a connu une sollicitation significativement plus élevée du PIR Oltingue, avec 66 TWh de gaz exportés (+ 98 % par rapport à 2018). Cette hausse s'explique, d'une part, par l'afflux important de GNL en France en 2019 qui a rendu l'approvisionnement au PEG très compétitif pour l'Italie et, d'autre part, par le faible niveau de disponibilité en 2019 du gazoduc trans Europa Naturgas pipeline (TENP) reliant les Pays-Bas et l'Italie via l'Allemagne et la Suisse, ce qui a amené les expéditeurs à emprunter la voie d'approvisionnement par la France. Bien que des flux physiques soient possibles depuis juin 2018 de la Suisse vers la France, aucun flux de gaz n'a été observé.

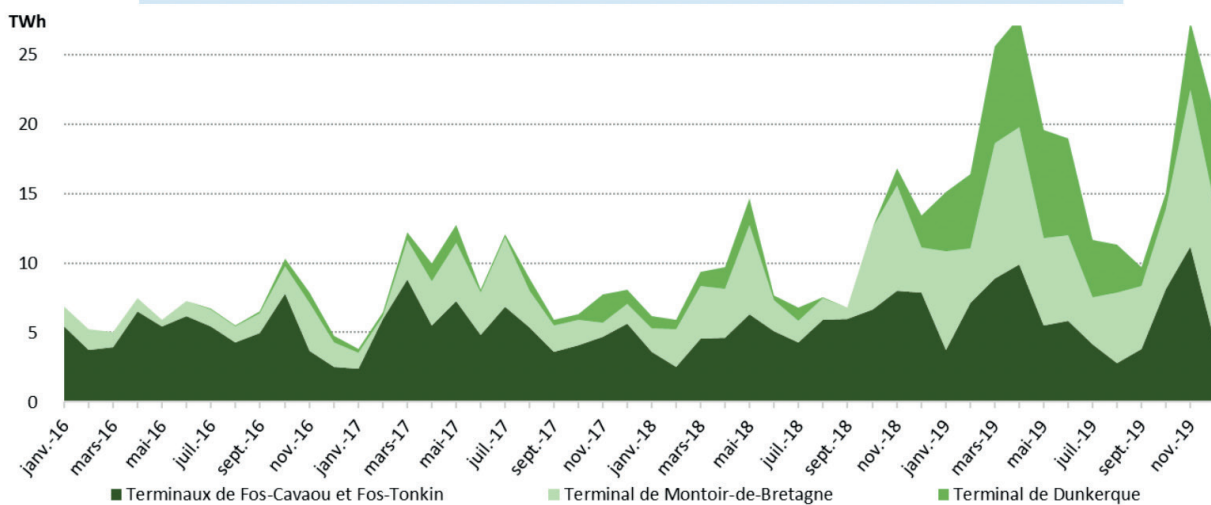
**Figure 29** Taux d'utilisation des capacités aux interconnexions et aux terminaux méthaniens français (% de la capacité technique effective)



Source : données GRTgaz et Teréga, analyse CRE

En ce qui concerne le GNL, la hausse des importations s'est traduite par une activité accrue à Montoir et à Dunkerque tandis que l'activité de Fos est restée stable.

**Figure 30** Entrées mensuelles de GNL dans les terminaux méthaniens français (2016-2019)



Source : données Smart GRTgaz, analyse CRE

La forte hausse des importations de GNL s'explique notamment par la forte baisse des prix sur le marché international du GNL, que la capacité d'accueil importante des infrastructures gazières françaises a permis d'exploiter pleinement.

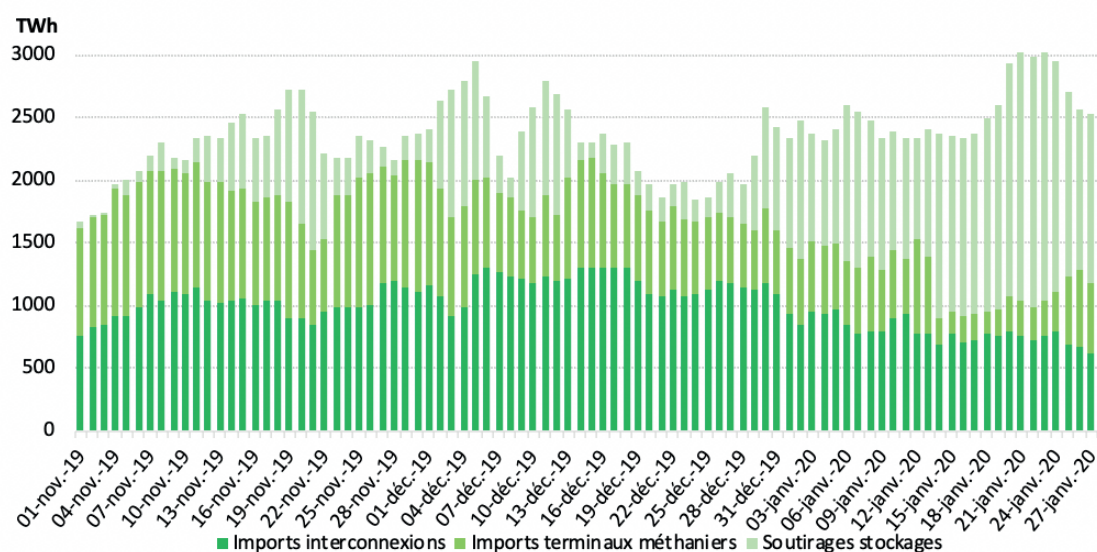
La France est par ailleurs dotée d'importantes capacités de stockage souterrain (environ 130 TWh) réparties sur l'ensemble du territoire (14 sites, dont 3 sous cocon), qui représentent environ 100 jours de consommation moyenne. Outil central de la sécurité d'approvisionnement, ces stockages sont un atout essentiel pour la gestion des variations saisonnières de la consommation et

apportent une flexibilité indispensable à l'équilibre des réseaux de transport. Ils contribuent notamment à garantir la fermeté des capacités de transport aux interconnexions. L'introduction du régime régulé au 1<sup>er</sup> janvier 2018, dont les modalités ont été mises en œuvre par la CRE (délibérations des 22<sup>65</sup> et 27 mars 2018<sup>66</sup>) a conduit les acteurs de marché à souscrire davantage de capacités de stockage, renforçant ainsi la sécurité d'approvisionnement de la France. La disponibilité des capacités de stockage souterrain a de plus été un facteur d'attractivité pour le GNL. En jouant un rôle d'interface entre les déchargements et le marché final, le stockage a absorbé une part significative de ces importations.

<sup>65</sup> Délibération de la CRE du 22 mars 2018 portant décision d'introduction d'un terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de GRTgaz et TIGF : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/ats-compensation-post-cse>

<sup>66</sup> Délibération de la CRE du 27 mars 2018 fixant le niveau du terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF à partir du 1<sup>er</sup> avril 2018 : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/terme-tarifaire-stockage-1er-avril-2018>

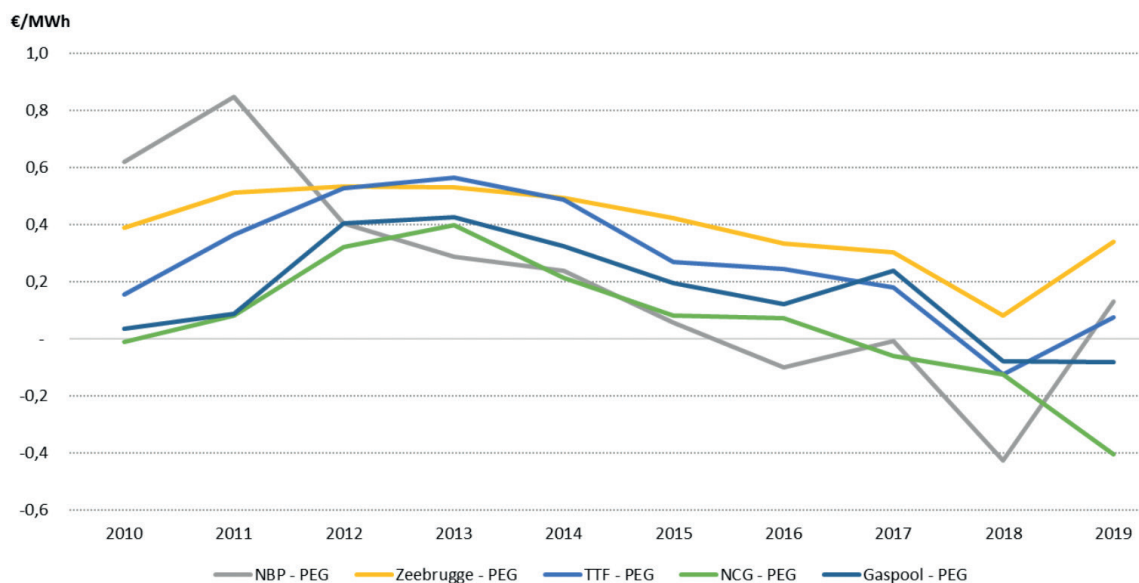
Figure 31 Entrées de gaz sur le réseau français au cours de l'hiver 2019-2020



Source : données Smart GRTgaz, analyse CRE

### Encadré n°6 : Convergence du prix français avec les principaux hubs européens

Les principaux hubs gaziers de l'Europe du nord-ouest ont affiché une forte convergence des prix de gros du gaz ces deux dernières années, grâce à la fluidité des marchés européens. On observe en particulier une tendance à la réduction du différentiel de prix (ou *spread*) entre le PEG et les places de marché les plus liquides d'Europe du nord-ouest.

Figure 32 Évolution du différentiel de prix annuel moyen entre le PEG et les autres principales places de marché européennes (prix *spot day-ahead*)

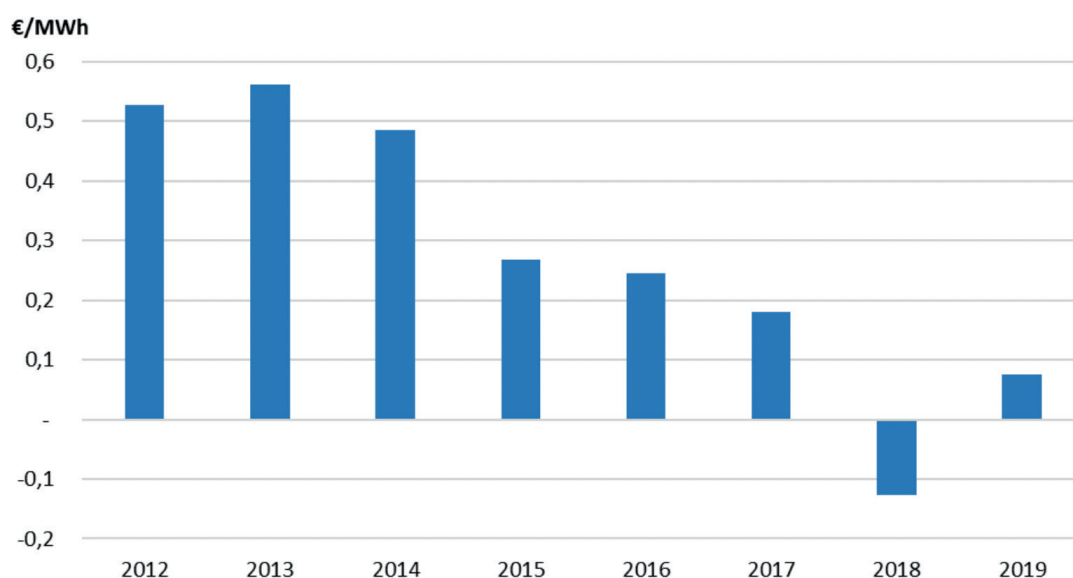
Source : données ICIS Heren, analyse CRE

NB : NBP (Royaume-Uni), Zeebrugge (Belgique), TTF (Pays-Bas), PEG (France), NCG et Gaspool (Allemagne)

Lecture : en 2019, le prix au PEG France n'était en moyenne supérieur que de 7 centimes d'euros au prix au TTF néerlandais.

À la suite de la fusion des zones et à la réforme du stockage, le marché français a gagné en attractivité et en liquidité et le prix du gaz au PEG TRF présente un écart très faible avec le TTF hollandais (*hub* de référence en Europe), qui a même été négatif en 2018. Le PEG, qui était pendant plusieurs années le plus cher parmi ses homologues nord-ouest européens, est désormais dans la moyenne avec des écarts de prix qui se sont globalement resserrés.

**Figure 33** Différentiel de prix annuel moyen entre le PEG et le TTF (prix spot day-ahead)



Source : données ICIS Heren, analyse CRE

*NB : PEG Nord avant le 1<sup>er</sup> novembre 2018, PEG France ensuite.*

*Lecture : en 2019, le prix au PEG France n'était en moyenne supérieur que de 7 centimes d'euros au prix au TTF néerlandais.*

### 3.2.2 Développement des interconnexions gazières aux frontières françaises

Depuis 2005, la CRE a accompagné le développement des interconnexions gazières en s'appuyant sur les procédures d'appel au marché (ou « *open seasons* ») qui visent à identifier le besoin en nouvelles infrastructures, à les dimensionner en fonction des besoins des utilisateurs et à allouer les capacités correspondantes de manière non discriminatoire. Ces procédures ont permis de réduire le risque pour le consommateur final de supporter, via le tarif de transport, les coûts d'infrastructures qui seraient sous-utilisées. La CRE estime que les capacités existantes sont suffisantes alors qu'il existe une grande incertitude sur l'avenir de la consommation de gaz. Le développement de toute nouvelle capacité ne doit être envisagé que si l'intérêt du marché est avéré et que le projet est supporté par des analyses

coût-bénéfice robustes. Un partage équitable des coûts entre pays, reflétant la répartition des bénéfices devrait également être assuré.

Les derniers développements portent sur la réalisation de 100 GWh/j de capacités d'entrée au PIR Oltingue, mises en service en juin 2018, la mise en service des projets Val de Saône et Gascogne-midi afin de mettre en œuvre la fusion des zones au 1<sup>er</sup> novembre 2018 (voir le Gros Plan sur la Fusion des zones). Le plan de conversion de la région des Hauts-de-France en gaz H pour faire face à la fin des importations de gaz B est toujours en cours.



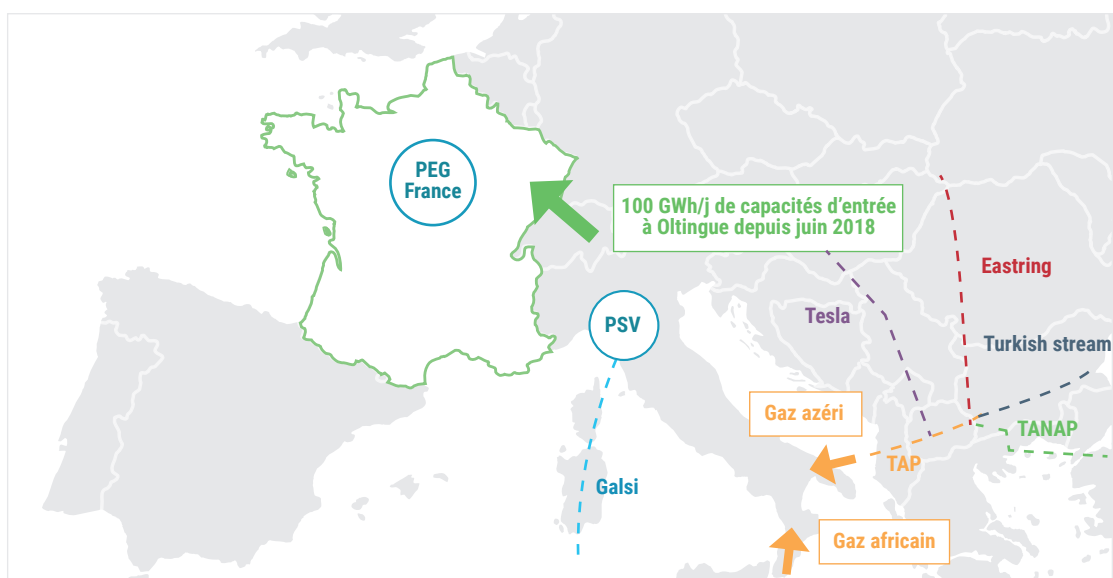
### 3.2.2.1 Création de capacités d'entrée à Oltingue

Depuis 2010, GRTgaz travaillait en concertation avec les gestionnaires de réseaux de transport italien (Snam) et suisse (Swissgas) à une solution permettant un flux physique depuis l'Italie vers la France, en transitant par la Suisse, le point d'Oltingue ne pouvait alors que fonctionner dans le sens France-Suisse.

En 2012, GRTgaz avait lancé une open season pour la création de capacités rebours fermes à Oltingue. Face à l'insuffisance de la demande, la CRE a finalement retenu une option nécessitant beaucoup moins d'investissements, validant la création de 100

GWh/j de capacités dites « quasi fermes » (délibération du 17 décembre 2014<sup>67</sup>). Ces nouvelles capacités ont été mises en service le 1<sup>er</sup> juin 2018 par GRTgaz, pour un coût final de 17,5 M€. Elles accroissent les possibilités de diversification des sources d'approvisionnement de la France dans la mesure où elles ouvrent un accès à du gaz provenant de Libye ou d'Algérie via la péninsule italienne et, à terme, à du gaz provenant de la Mer Caspienne via le Trans Adriatic Pipeline (TAP), traversant la Grèce, l'Albanie et la mer Adriatique pour arriver en Italie.

**Figure 34** Les capacités d'entrée à Oltingue et l'approvisionnement en gaz depuis l'Italie



### 3.2.2.2 Vers la fin du gaz B dans le nord-ouest de l'Europe

Une partie du nord-ouest de l'Europe est alimentée en gaz naturel à bas pouvoir calorifique (gaz B), essentiellement depuis le gisement géant de Groningue aux Pays-Bas, actuellement en phase de déplétion. L'occurrence de plus en plus fréquente de séismes imputables à l'extraction de gaz a conduit le gouvernement hollandais dès 2014 à procéder à des réductions progressives de production, avant d'annoncer en septembre 2019 la fin de l'exploitation du site en 2022. Le gouvernement néerlandais pourrait être conduit à réduire encore plus rapidement la production de gaz B. Pour continuer à livrer du gaz B, les Pays-Bas ont investi dans des convertisseurs pour appauvrir le gaz H et se sont engagés à honorer les contrats d'approvisionnement en cours, qui se terminent en 2029 pour la France. Les régions consommatrices de gaz B en Allemagne, en Belgique, au Luxembourg, aux Pays-Bas et en France ont engagé des plans de conversion. En ce qui concerne la Belgique et la France, un accord de collaboration a été signé entre les GRT français GRTgaz, belge Fluxys et néerlandais Gasunie Transport Services (GTS).

Par ailleurs, le projet de conversion en France et en Belgique ayant obtenu le statut de Projet d'intérêt commun (PIC) en 2017, GRTgaz et Fluxys Belgium ont déposé une demande d'investissement visant à obtenir une décision conjointe de la CRE et de la CREG sur la répartition transfrontalière des coûts. Après avoir étudié l'analyse coût-bénéfice proposée par GRTgaz et Fluxys Belgium et en avoir conclu que la France et la Belgique tiraient chacune un bénéfice net positif du projet de conversion, la CRE et la CREG ont décidé<sup>68</sup> que la France et la Belgique supporteront séparément les coûts engagés par leurs GRT respectifs.

En France, la région des Hauts-de-France compte 1,3 million de clients raccordés au réseau de distribution et 96 clients raccordés au réseau de transport alimentés en gaz B, soit environ 10 % de la consommation française. Afin d'assurer la continuité de leur approvisionnement, il a été décidé de convertir le réseau au gaz à haut pouvoir calorifique (gaz H) qui alimente le reste du territoire français.

<sup>67</sup> Délibération de la CRE du 17 décembre 2014 relative à l'examen du plan décennal de développement et portant décision d'approbation du programme d'investissements pour l'année 2015 de GRTgaz : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/programme-d-investissements-2015-grtgaz>

<sup>68</sup> Délibération de la CRE du 4 octobre 2018 adoptant la décision conjointe sur le traitement de la demande de répartition transfrontalière des coûts d'adaptation des parties des réseaux de transport belges et français au gaz H : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Traitement-de-la-demande-de-repartition-transfrontaliere-des-couts-d-adaptation-au-gaz-H-des-parties-des-reseaux-de-transport-belges-et-francais>

**Figure 35** Les réseaux de transport de gaz B et H en région Hauts-de-France



Source : GRTgaz, Projet de conversion du gaz B au gaz H<sup>69</sup>

### 3.2.2.3 Rejet de la demande d'investissement pour le projet STEP

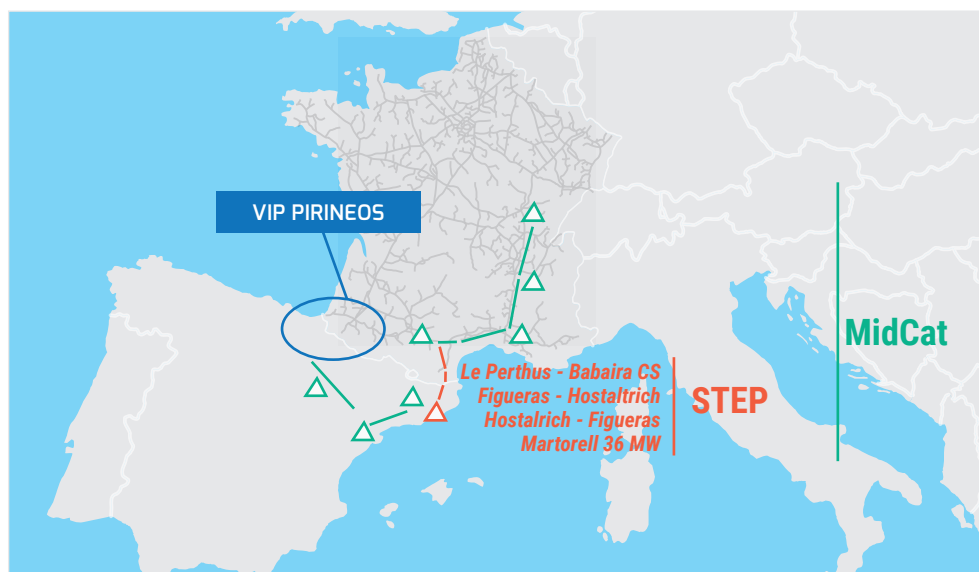
Les marchés espagnol et français sont reliés par deux gazoducs à l'ouest des Pyrénées, à Larrau et Biriatoú, qui représentent au total des capacités de 225 GWh/j de l'Espagne vers la France et de 165 GWh/j fermes et 60 GWh/j interruptibles de la France vers l'Espagne.

Un second corridor situé à l'est des Pyrénées était envisagé, le projet Midi-Catalogne (« MidCat »), qui devait conduire à la création de 230 GWh/j de capacités dans le sens Espagne-France et de 180 GWh/j de capacités dans le sens France-Espagne. Ce projet nécessitant des renforcements très importants du

réseau français (notamment les projets Eridan et Arc Lyonnais) avait un coût estimé à 2 Md€. Les opérateurs français Teréga et espagnol Enagas ont proposé un projet moins ambitieux, le South Transit East Pyrénées (STEP), portant sur la seule liaison entre les réseaux français et espagnol mais qui ne permettait, en l'absence de renforcements sur le cœur de réseau français, que de mettre à disposition des acteurs de marché des capacités interruptibles. Le projet STEP bénéficiait du statut de projet d'intérêt commun, amenant Teréga et Enagas à déposer une demande d'investissement auprès de la CRE et du régulateur espagnol (la CNMC) le 23 juillet 2018.

<sup>69</sup> GRTgaz, Projet de conversion du gaz B au gaz H : <http://www.grtgaz.com/grands-projets/le-projet-tulipe/presentation/actualites/projet-tulipe.html>

Figure 36 Les projets MidCat et STEP



Source : Rapport Pöyry sur STEP du 17 novembre 2017, publié le 27 avril 2018

Composé de 227 km de gazoduc entre Barbaïra (France) et Figueras (Espagne) et d'une nouvelle station de compression à Martorell, STEP devait permettre de créer jusqu'à 230 GWh/j de capacités du sud vers le nord et 180 GWh/j de capacités du nord vers le sud. A la demande de la Commission européenne, STEP a fait l'objet d'une étude coûts-bénéfices approfondie menée par un cabinet indépendant. Publiée le 27 avril 2018<sup>70</sup>, cette étude conclut que les coûts du projet excèdent ses bénéfices attendus dans la plupart des scénarios et que les bénéfices sont exclusivement localisés dans la péninsule ibérique.

Au terme d'analyses approfondies mettant en évidence que le projet STEP, dans sa configuration et ses capacités actuelles,

ne répond pas aux besoins du marché et que les bénéfices sont très largement insuffisants par rapport aux coûts, la CRE et la CNMC ont conclu que le projet ne présente pas une maturité suffisante pour pouvoir faire l'objet d'une décision favorable des régulateurs et, a fortiori, pour faire l'objet d'une décision de répartition transfrontalière des coûts. Ces arguments ont été présentés dans une décision conjointe publiée le 17 janvier 2019<sup>71</sup>, au titre de l'article 12 du règlement (UE) n°347/2013. Le projet STEP ne figure désormais plus sur la 4ème liste des projets PIC publiée le 31 octobre 2019<sup>72</sup> par la Commission européenne.

<sup>70</sup> Pöyry, Cost benefit analysis of step, as first phase of MidCat - final report : [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/study\\_public\\_acceptance\\_infrastructure\\_development.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/study_public_acceptance_infrastructure_development.pdf)

<sup>71</sup> Délibération de la CRE du 17 janvier 2019 adoptant la décision conjointe relative à la demande d'investissement présentée par Teréga et Enagás au sujet du projet d'interconnexion gazière STEP : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Projet-d-interconnexion-gaziere-STEP>

<sup>72</sup> Commission européenne, Commission publishes 4th list of Projects of Common Interest – making energy infrastructure fit for the energy union : [https://ec.europa.eu/info/news/commission-publishes-4th-list-projects-common-interest-making-energy-infrastructure-fit-energy-union-2019-oct-31\\_en](https://ec.europa.eu/info/news/commission-publishes-4th-list-projects-common-interest-making-energy-infrastructure-fit-energy-union-2019-oct-31_en)

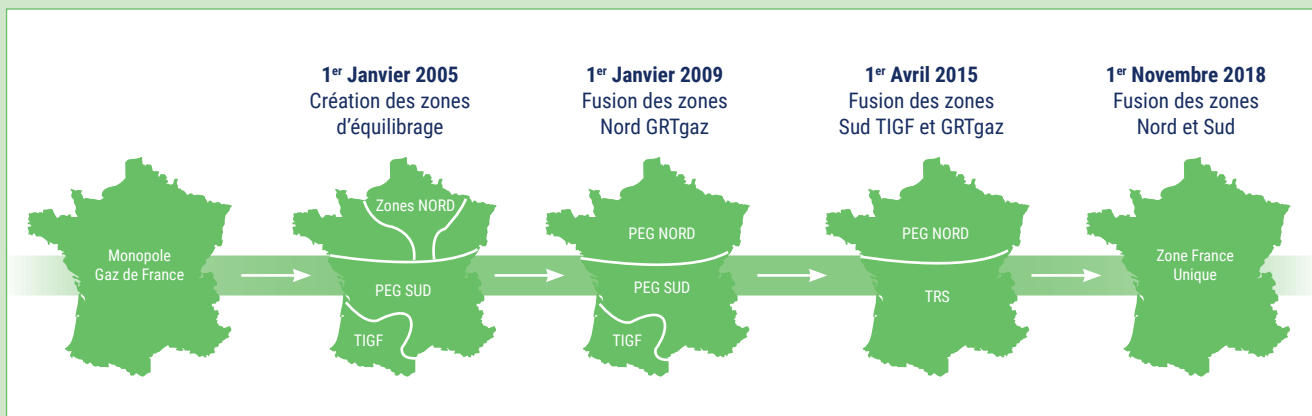
## LA FUSION DES ZONES

### De 5 zones d'équilibrage à la zone de marché unique

La fusion des zones nord et sud, intervenue au 1<sup>er</sup> novembre 2018, est l'aboutissement d'un long processus. Avec l'ouverture à la concurrence, la France a mis en place au 1<sup>er</sup> janvier 2005 un modèle entrée-sortie comptant 5 zones d'équilibrage. Ces zones ont été conçues en fonction des contraintes de gestion du réseau et correspondaient chacune aux différents points d'entrée et de sortie du gaz dans l'hexagone<sup>73</sup>. A chaque zone d'équilibrage correspondait une place de marché appelée PEG (Point d'échange de gaz), permettant aux expéditeurs d'acheter ou de vendre du gaz dans cette zone.

La fusion des 3 zones Nord de GRTgaz pour créer le PEG Nord (GRTgaz Nord) le 1<sup>er</sup> janvier 2009 a été une étape importante, permettant l'émergence d'une place de marché de grande taille en France, aux côtés du PEG Sud (GRTgaz Sud) et de la zone TIGF (ex-Teréga). A la suite d'une étude menée en 2009-2010 par GRTgaz et TIGF qui avait conclu à l'absence de congestion structurelle entre les deux réseaux de la zone sud, la CRE avait décidé (délibération du 13 décembre 2012<sup>74</sup>) de créer, au 1<sup>er</sup> avril 2015, une place de marché commune (PEG commun) aux zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF, formant ainsi la Trading Region South (TRS).

**Figure 37** Les différentes étapes de la création du marché du gaz en France



Une feuille de route visant la création d'une zone de marché unique du gaz en France avait été définie par la CRE dès juillet 2012. Après une très large concertation, la décision a été prise par la CRE dans sa délibération du 7 mai 2014<sup>75</sup>, retenant un schéma d'investissement associant le renforcement de l'artère de Bourgogne (projet Val-de-Saône) par GRTgaz et la réalisation du projet Gascogne-Midi par TIGF, conduisant à augmenter les capacités de transport du nord vers le sud d'environ 250 GWh/j pour des investissements de 872 M€. Il s'agissait de lever les congestions dans la plupart des configurations de marché pour un coût optimisé, des congestions résiduelles pouvant cependant apparaître dans certains cas.

La CRE a décidé de garantir le maintien des capacités fermes aux interconnexions. Pour cela, des mécanismes contractuels ont donc été élaborés à la suite d'un important travail mené en Concertation gaz (délibération de la CRE du 26 octobre 2017<sup>76</sup>) puis précisés en juillet 2018 (délibération du 24 juillet 2018).

<sup>73</sup> 3 zones au nord (correspondant au terminal de Montoir-de-Bretagne, au point d'entrée du gaz des pays du nord (Norvège et Pays-Bas) et au point d'entrée du gaz russe depuis l'Allemagne) et 2 zones au sud (correspondant aux terminaux de Fos-sur-Mer d'une part et au point d'échange terrestre avec l'Espagne d'autre part).

<sup>74</sup> Délibération de la CRE du 13 décembre 2012 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/tarif-d-utilisation-des-reseaux-de-transport-de-gaz-naturel>

<sup>75</sup> Délibération de la CRE du 7 mai 2014 portant orientations relatives à la création d'une place de marché unique en France en 2018 : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Orientation/place-de-marche-unique-en-2018>

<sup>76</sup> Délibération de la CRE du 26 octobre 2017 relative à la création d'une zone de marché unique du gaz en France au 1<sup>er</sup> novembre 2018 : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/zone-de-marche-unique-du-gaz>

**Figure 38** Identification des zones nord et TRS et des projets Val-de-Saône et Gascogne-Midi



## Bilan de la mise en œuvre de la zone unique

Avec la création de la *Trading Region France* (TRF), le 1<sup>er</sup> novembre 2018, la France dispose d'une zone entrée-sortie unique et d'un seul point d'échange de gaz virtuel et, par conséquent, d'une référence de prix unique sur le marché de gros. Le marché a ainsi gagné en liquidité et en compétitivité. Cette fusion bénéficie à l'ensemble des consommateurs français grâce à des prix plus compétitifs, notamment pour ceux situés au sud qui étaient fréquemment pénalisés par des écarts de prix avec le nord de la France. La zone sud, fortement dépendante des livraisons aux terminaux méthaniers de Fos, était en effet très sensible aux fluctuations des prix internationaux du GNL. La liquidité du PEG sur la bourse s'est également améliorée, le différentiel bidask sur les produits day-ahead étant passé de 0,13 €/MWh au cours de l'hiver 2017-2018 à 0,08 €/MWh pendant l'hiver 2018-2019<sup>77</sup>. Le PEG est désormais le quatrième marché européen en termes de volumes échangés et de nombre d'acteurs (entre 2018 et 2019, le nombre d'acteurs actifs sur le marché est passé de 68 à 79). Depuis la mise en place de la TRF, le prix spot au PEG s'est rapproché de celui du TTF, avec un *spread* moyen de 0,05 €/MWh (moyenne du 1<sup>er</sup> novembre 2018 au 31 décembre 2019).

Dans ses décisions portant sur la gestion de la zone France (le PEG TRF), la CRE a particulièrement veillé à ce que les capacités de sortie vers la péninsule ibérique ou vers la Suisse et l'Italie ne soient pas affectées par les évolutions du fonctionnement du système gazier français. La zone de marché unique a donc des résultats positifs non seulement pour les consommateurs français, mais également pour l'ensemble du marché européen puisque les pays situés en aval de la France tirent bénéfice de l'amélioration de la compétitivité du PEG TRF. Ce succès a été rendu possible par la qualité du dialogue avec les acteurs de marché orchestré par les GRT et par la combinaison entre investissements et mécanismes de marché. Un tel projet est long, et doit prendre en compte les intérêts de l'ensemble des acteurs, y compris ceux des marchés interconnectés voisins. Une telle approche doit être au fondement de tout projet comparable en Europe.

<sup>77</sup> GRTgaz, TRF & PEG actu, avril 2019 : [http://www.grtgaz.com/fileadmin/clients/documents/fr/TRF\\_PEG-avril2019.pdf](http://www.grtgaz.com/fileadmin/clients/documents/fr/TRF_PEG-avril2019.pdf)



### 3.3 Règles aux frontières françaises et bilan de souscription des interconnexions gazières

#### 3.3.1 Règles de fonctionnement des interconnexions

##### 3.3.1.1 Le fonctionnement des interconnexions au sein de l'UE est régi par le code CAM

La commercialisation des capacités de transport aux interconnexions gazières entre États membres et/ou zones de marché est encadrée par le règlement (UE) n°984/2013 de la Commission relatif à l'établissement d'un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz, adopté le 14 octobre 2013 puis remplacé en 2017 par le règlement (UE) 2017/459 (voir le paragraphe 1.3.1.2).

Le code CAM encadre le type de produits de capacité proposés (en termes de caractéristiques et de volumes) et la manière dont ils sont mis aux enchères, selon un calendrier commun à l'ensemble de l'UE. Le principe est de combiner des produits annuels, permettant de réserver des capacités de transport sur plusieurs années, et des produits plus courts, jusqu'à l'échéance infrajournalière. Les produits annuels sont alloués une fois par an et les capacités peuvent alors être réservées par blocs annuels

jusqu'à un horizon de 15 ans (de la 6<sup>ème</sup> à la 15<sup>ème</sup> année, l'offre ne peut pas dépasser 80 % des capacités techniques). Au moins 10 % des capacités annuelles fermes commercialisables doivent être dédiés aux produits de court terme (c'est-à-dire aux enchères de capacités trimestrielles puis mensuelles, puis quotidiennes, puis infra-quotidiennes). A l'issue de chaque enchère, les capacités restées invendues sont reversées dans les produits de plus court terme.

Ces règles ont fait l'objet en 2017 de modifications qui portent sur l'attribution de capacités supplémentaires (aussi appelées « capacités incrémentales ») et sur les dates d'organisation des enchères concernant les produits annuels et trimestriels. Les capacités sont maintenant commercialisées selon le calendrier suivant.

**Tableau 6** Calendrier de commercialisation des capacités fermes aux interconnexions selon CAM

Annuel	Trimestriel	Mensuel	Journalier	Infrajournalier
1 <sup>er</sup> lundi de juillet	1 <sup>ers</sup> lundis d'août, de novembre, de février et de mai	3 <sup>ème</sup> lundi de chaque mois	La veille avant 16h30	La veille à partir de 19h puis toutes les heures de la journée

L'entrée en vigueur du nouveau code CAM a également conduit à faire évoluer les règles de commercialisation des capacités interruptibles au 1<sup>er</sup> octobre 2017<sup>78</sup>. Initialement commercialisées si au moins 98 % des capacités fermes correspondantes avaient été allouées, les capacités interruptibles sont désormais offertes dans le cas où le produit standard correspondant pour des capacités fermes a été vendu avec une prime d'enchère, est épuisé, ou n'a pas été proposé faute de disponibilité.

En France, le code de réseau CAM s'applique aux capacités d'interconnexion avec la Belgique (PIR Taisnières B et PIV Virtualys regroupant les capacités des PIR Taisnières H et Alveringem), l'Allemagne (PIR Obergailbach) et l'Espagne (PIV Pirineos).

##### 3.3.1.2 Évolution des modalités de souscription des capacités au PIR Dunkerque

Le point d'interconnexion de Dunkerque relie le réseau de transport français aux champs gaziers norvégiens en Mer du Nord, pays non membre de l'Union européenne. Les capacités de ce point d'interconnexion ne sont donc pas concernées par les dispositions du code CAM. Cependant, à la suite de demandes

de plusieurs expéditeurs, la CRE a progressivement fait évoluer les règles de commercialisation des capacités au PIR Dunkerque pour les rapprocher de celles du code CAM (délibérations du 27 juillet 2017<sup>79</sup>, du 8 mars 2018<sup>80</sup> et enfin du 23 avril 2020<sup>81</sup>).

<sup>78</sup> Délibération de la CRE du 27 juillet 2017 portant décision sur l'évolution du mode de commercialisation de la capacité au PIR Dunkerque, sur l'évolution des modes de commercialisation de la capacité interruptible, et sur la création d'une capacité en entrée à Oltingue : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/commercialisation-des-capacites2>

<sup>79</sup> Ibid.

<sup>80</sup> Délibération de la CRE du 8 mars 2018 portant décision relative à l'évolution du mode de commercialisation de la capacité au PIR Dunkerque : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/pir-dunkerque2>

<sup>81</sup> Délibération de la CRE du 23 avril 2020 portant décision relative au mode de commercialisation de la capacité en entrée aux PIR Dunkerque et Oltingue : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/mode-de-commercialisation-de-la-capacite-en-entree-aux-pir-dunkerque-et-oltingue>

Historiquement, le PIR Dunkerque se distingue par l'existence d'un mécanisme de restitution des capacités qui lui est spécifique. Mis en place afin d'ouvrir l'interconnexion à la concurrence, celui-ci impose à tout expéditeur détenant plus de 20 % des capacités techniques du PIR de remettre une partie de ces capacités à disposition du marché en cas de demande des expéditeurs supérieure à l'offre disponible. Par ailleurs, contrairement aux PIR soumis au code CAM, les capacités du PIR Dunkerque étaient jusqu'à présent commercialisées via des open subscription period (allocation au prorata des demandes à l'issue d'une fenêtre de

commercialisation) pour les capacités annuelles, trimestrielles et mensuelles et selon la règle du « premier arrivé premier servi » pour les capacités journalières.

La délibération de la CRE du 23 avril 2020<sup>82</sup> a achevé le processus d'harmonisation des pratiques avec les autres PIR français et européens. Ainsi, à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2020, les capacités du PIR Dunkerque seront commercialisées sur la plateforme européenne PRISMA, selon le calendrier et le système de vente par enchères propres au code CAM.

### 3.3.2 Évolution des souscriptions des capacités aux interconnexions

#### 3.3.2.1 Bilan des enchères de capacité

La demande de capacité aux interconnexions françaises exprimée par les acteurs de marché est faible depuis plusieurs années, notamment pour les produits de long terme.

D'une part, les enchères de capacité annuelle qui se sont déroulées ces 3 dernières années sur la plateforme PRISMA ont abouti à un nombre très limité d'allocations<sup>83</sup> (voir le Tableau 7 ci-dessous, colonnes de gauche) et les taux de souscription de nouvelles capacités d'interconnexion restent donc très faibles (voir Tableau 7 ci-dessous, colonnes de droite). A titre illustratif,

on note qu'à Ober-gailbach, seuls 10 % des enchères annuelles menées en juillet 2019 ont abouti à allouer effectivement des capacités, pour des niveaux souscrits extrêmement faibles.

D'autre part, la quasi-totalité des souscriptions de capacité annuelles fermes réalisées se sont closes au prix de réserve. Au cours des 2 dernières années, seules quatre enchères annuelles se sont conclues avec une prime (en sortie à Pirineos à deux reprises en juillet 2018 et une fois en juillet 2019, et en sortie à Oltingue une fois en juillet 2019).

**Tableau 7** Part des enchères de capacité annuelle ferme « réussies » et part des capacités souscrites

Enchères de capacités annuelles fermes	Mars 2017		Juillet 2018		Juillet 2019	
	% enchères réussies	% capacités souscrites	% enchères réussies	% capacités souscrites	% enchères réussies	% capacités souscrites
PIR Obergailbach entrée	10 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
PIR Taisnières H entrée	5 %	0 %	-	-	-	-
PIR Taisnières B entrée	0 %	0 %	0 %	0 %	5 %	7 %
PIR Alveringem sortie	0 %	0 %	-	-	-	-
PIV Virtualys entrée	-	-	24 %	2 %	0 %	0 %
PIV Virtualys sortie	-	-	0 %	0 %	0 %	0 %
PIR Oltingue entrée	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
PIR Oltingue sortie	0 %	0 %	0 %	0 %	100 %	1 %
PIV Pirineos entrée	2 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
PIV Pirineos entrée	7 %	0 %	7 %	0 %	7 %	0 %

Source : données PRISMA, analyse CRE

NB : le % d'enchères réussies correspond au nombre d'enchères ayant abouti à une allocation, rapporté au nombre d'enchères lancées ; le % de capacités souscrites correspond au volume de capacités fermes souscrites, rapporté au volume de capacités fermes mises aux enchères.

<sup>82</sup> Ibid.

<sup>83</sup> Exception faite des capacités de sortie à Oltingue qui ont reçu au moins une offre de souscription à chacune des enchères annuelles menées en juillet 2019 (d'où un taux d'enchères réussies de 100 %), malgré un volume de capacités souscrites très faible (de l'ordre de 1 %).

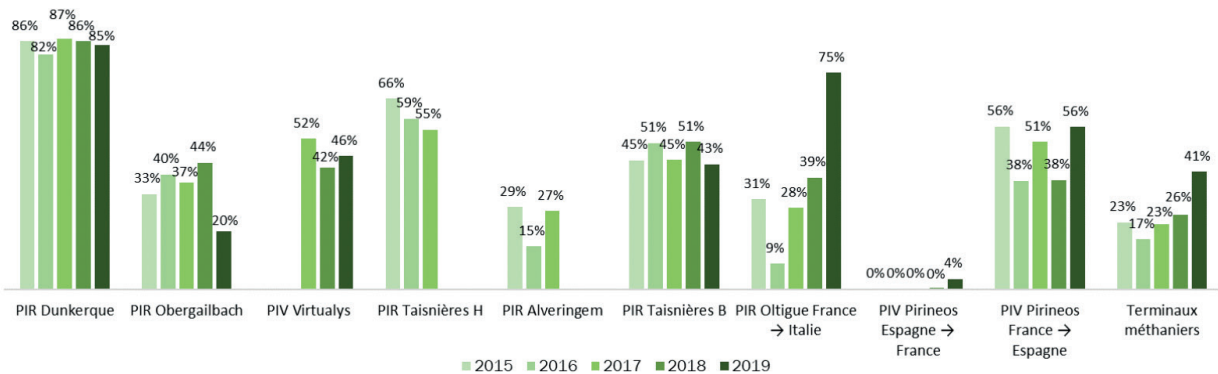
### 3.3.2.2 Taux de souscription des interconnexions

La faiblesse de la demande exprimée lors des enchères s'explique en grande partie par le niveau très élevé des capacités déjà souscrites à long terme (entre 71 % et 95 % en 2019), notamment à Dunkerque (95 %), Oltingue (91 %) et Pirineos (91 %). Cette situation résulte notamment du mode de développement historique des interconnexions, adossé à des contrats d'importation ou des souscriptions de long terme.

Sur les cinq dernières années, le point d'interconnexion le plus souscrit reste Dunkerque (entre 95 % et 100 %). Oltingue est également très souscrit (entre 91 % et 100 %), dans le sens

France vers Suisse. Le point Taisnières B reste souscrit à des niveaux élevés, malgré une baisse en 2018 et 2019. Les points Taisnières H et Alveringem, réunis au 1<sup>er</sup> décembre 2017 sous le PIV Virtualys, ont présenté des taux de souscription de 87 % et 83 % en 2018 et 2019 respectivement. Pirineos est souscrit à des niveaux plus élevés dans le sens France vers Espagne (entre 88 % et 93 %) que dans le sens Espagne vers France (79 %). Le point d'Obergailbach reste historiquement le moins souscrit (de 91 % en 2010, le taux de souscription est tombé à 75 % en 2015 et à 71 % en 2019).

**Figure 39** Taux de souscription des capacités fermes aux interconnexions françaises (% de la capacité ferme offerte)

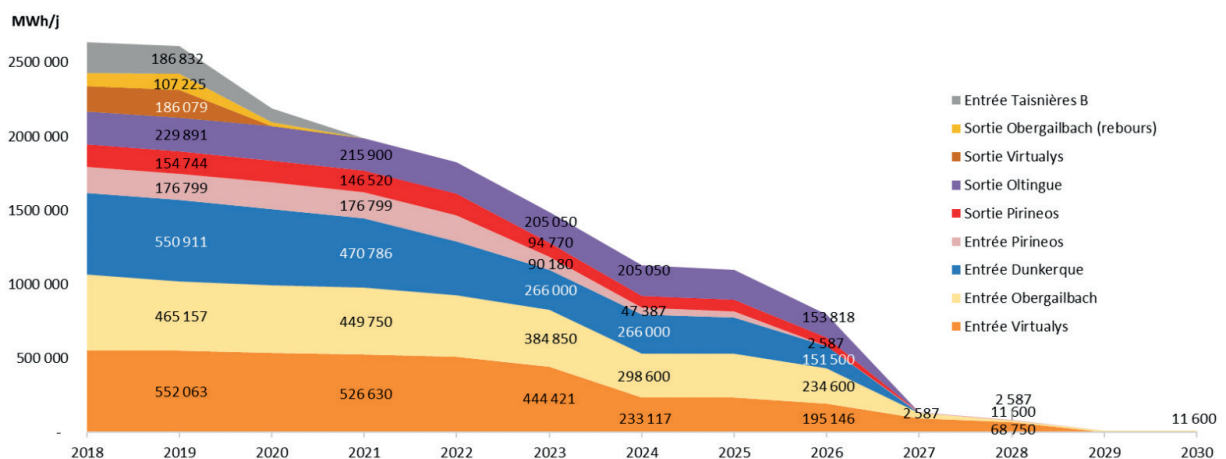


Source : données GRTgaz et Teréga, analyse CRE

Les contrats de long terme ont longtemps été privilégiés pour sécuriser des routes d'approvisionnement, apportant de ce fait une certaine stabilité au système gazier européen. Cependant, ces dernières années, l'évolution du fonctionnement des marchés européens a progressivement conduit les acteurs à adopter des stratégies d'approvisionnement davantage tournées vers les

marchés de gros et le court terme. La faiblesse des souscriptions de capacité à long terme sur la plateforme PRISMA illustre cette tendance (qui pourrait s'accroître avec l'arrivée à échéance progressive des souscriptions de long terme aux frontières françaises (voir la Figure 40 ci-dessous).

**Figure 40** Réservations de capacités à long terme aux interconnexions françaises



Source : données GRTgaz et Teréga, analyse CRE



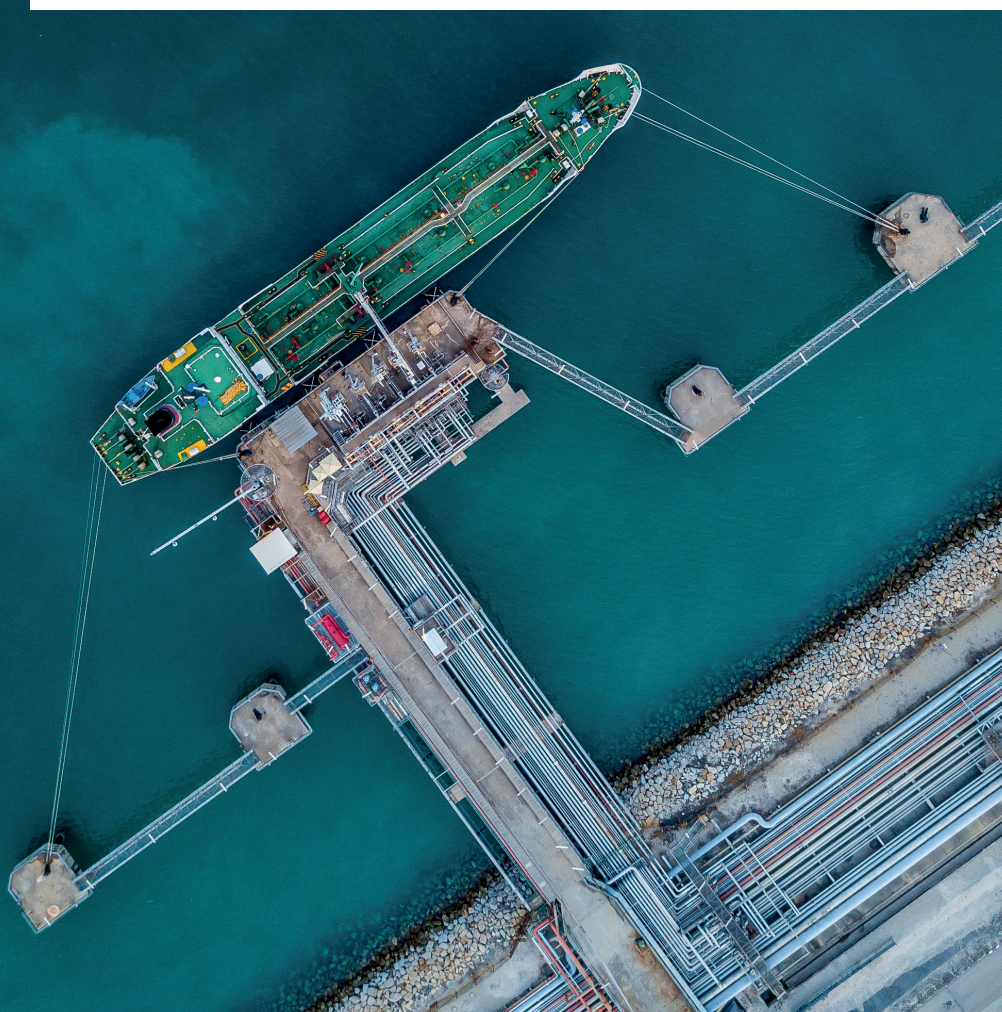
### Encadré n°7 : GNL – de nouvelles souscriptions de capacité à long terme dans les terminaux méthaniers français

En accueillant 269 navires méthaniers en 2019, les terminaux français ont connu un net regain d'activité. Au total, les émissions ont représenté 231 TWh, dont 5 % ont été affectés au marché belge, depuis le terminal de Dunkerque. C'est dans ce contexte qu'ont été lancés de nouveaux appels au marché qui ont donné lieu à des souscriptions de nouvelles capacités à long terme sur l'ensemble des terminaux français.

À Fos-Tonkin, la prolongation de l'activité du terminal au-delà du 31 décembre 2020, jusqu'en 2028 au moins, a pu être validée par un appel à souscription mené par Elengy en février 2019. La prolongation de l'exploitation du terminal, à un niveau de capacité certes réduit de moitié (à 1,5 Gm<sup>3</sup>/an), s'accompagnera d'aménagements visant à pérenniser les installations de réception et de déchargement des navires, le stockage, les pompes et les installations de regazéification. A la suite de cet appel, Elengy qu'il souhaitait développer les services sur ce terminal ainsi que son activité sur le GNL carburant.

À Montoir, 3,5 Gm<sup>3</sup>/an de capacités ont été allouées par Elengy pour la période 2021-2035 via un appel à souscriptions en juillet 2019, et la totalité des capacités offertes a été souscrite.

Deux autres procédures ont été engagées. Dunkerque LNG a lancé un appel au marché en février 2020 pour 3,5 Gm<sup>3</sup>/an de capacités à partir du quatrième trimestre 2020, dont la phase de qualification s'est close le 28 février 2020. Fosmax LNG a de son côté lancé un appel à souscription le 8 avril 2020 pour l'ensemble des capacités disponibles, soit 1 Gm<sup>3</sup>/an (10 TWh de capacités déjà disponibles et 3 TWh de capacités additionnelles par an). La période de réservation courra de janvier 2021 à 2030.





## ANNEXES

ANNEXE 1 : GESTION DES ÉCHÉANCES EN ÉLECTRICITÉ

ANNEXE 2 : GESTION DES ÉCHÉANCES EN GAZ

ANNEXE 3 : FICHES FRONTIÈRES ÉLECTRIQUES

ANNEXE 4 : FICHES FRONTIÈRES GAZIÈRES



# ANNEXE 1 : GESTION DES ÉCHÉANCES EN ÉLECTRICITÉ

CUJ : Couplage unique journalier  
 SSY : Services système  
 XB : Cross-Border (Transfrontalier)  
 AO: Appel d'offre

Échanges continus  
 Enchères  
 Actions GRT

LONG TERME

JOURNALIER

INFRAJOURNALIER

ANNÉES PRÉCÉDENTES

ANNÉE EN COURS

JOUR - 1

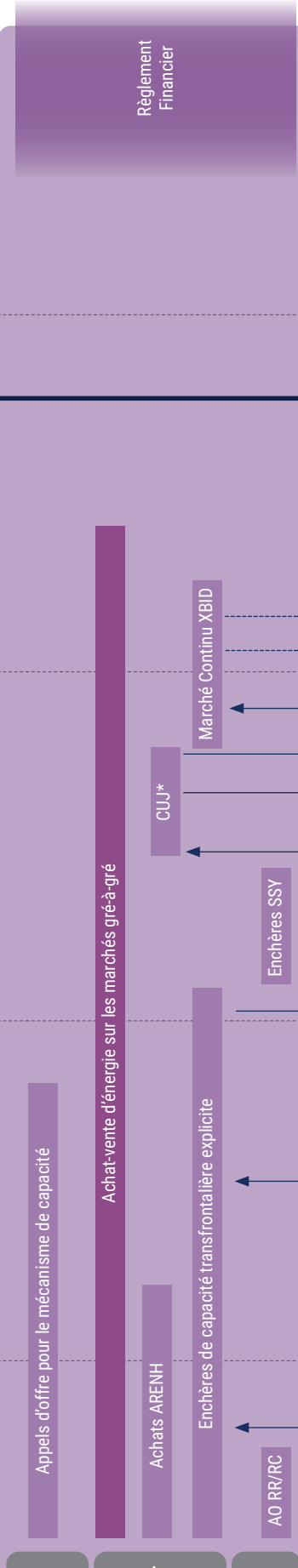
JOUR

EX-POST

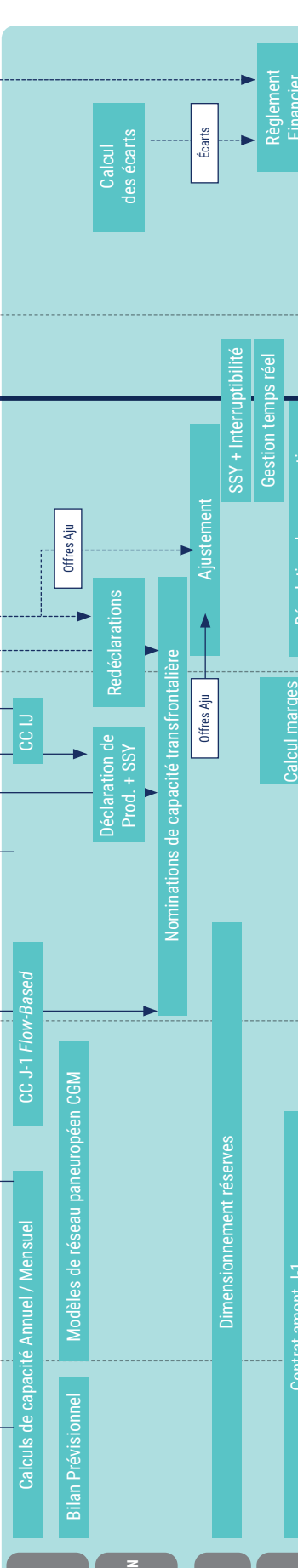


## ACTEURS DE MARCHÉ

- MÉCA. CAPACITÉ
- ÉCHANGES ÉNERGIE ET CAPACITÉ
- RÉSERVES



- DIMENT DU RÉSEAU
- PROGRAMMATION
- RÉSERVES
- GESTION DU RÉSEAU



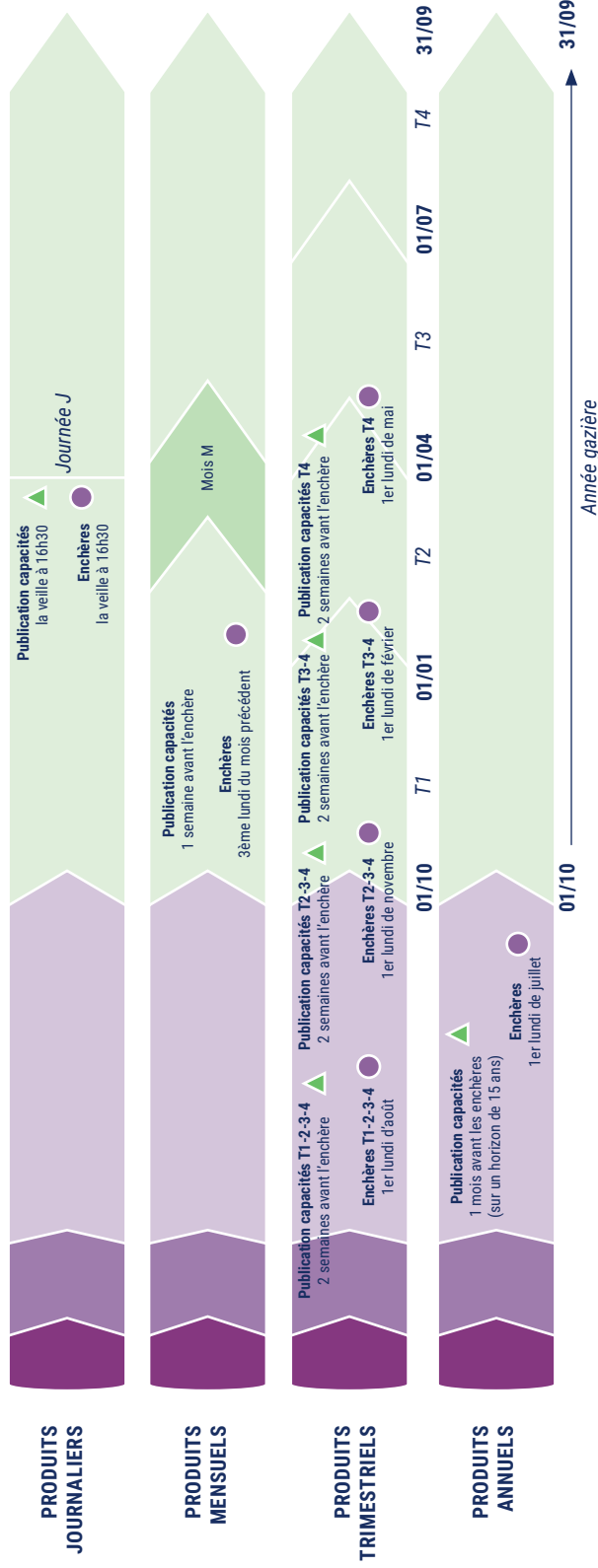
## GESTIONNAIRE DU RÉSEAU DE TRANSPORT (RTE)

# ANNEXE 2 : GESTION DES ÉCHÉANCES EN GAZ

## CALENDRIER DES NOMINATIONS ET RENOMINATIONS AU COURS DE LA JOURNÉE GAZIÈRE



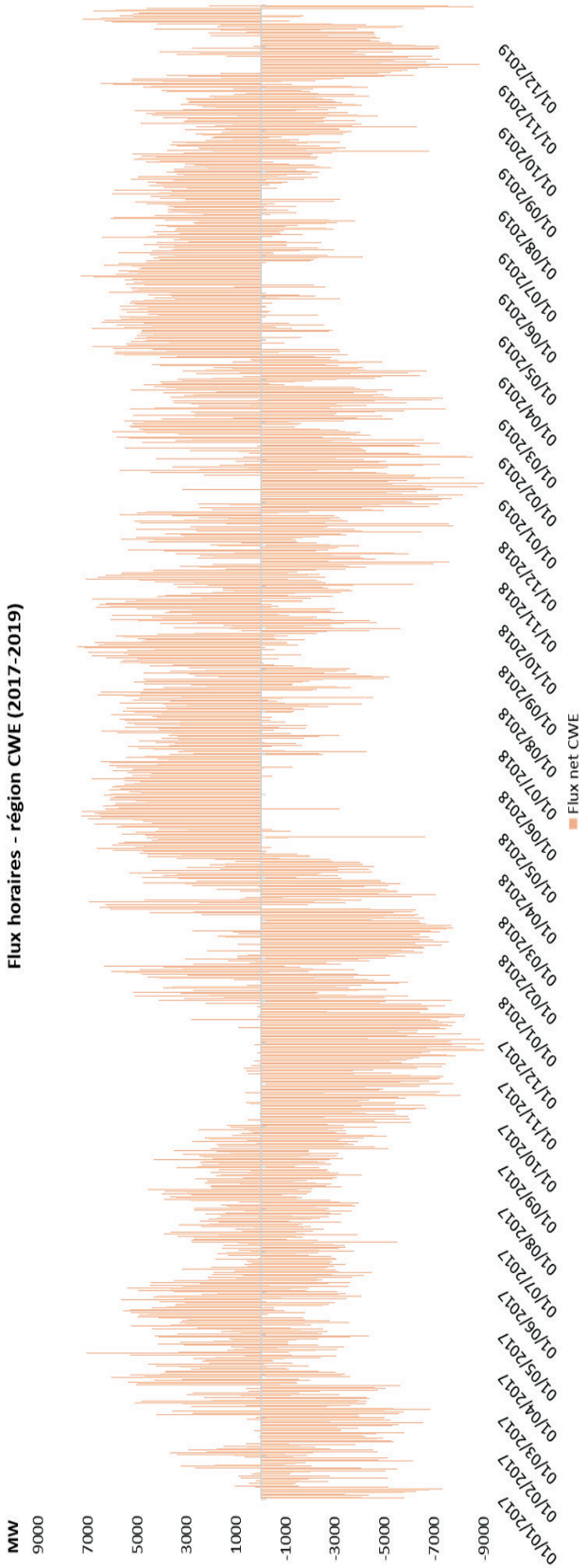
## CALENDRIER DES ENCHÈRES DE CAPACITÉ FERME AUX INTERCONNEXIONS (SELON CAM) POUR LES PRODUITS ANNUELS, TRIMESTRIELS, MENSUELS ET JOURNALIERS\*



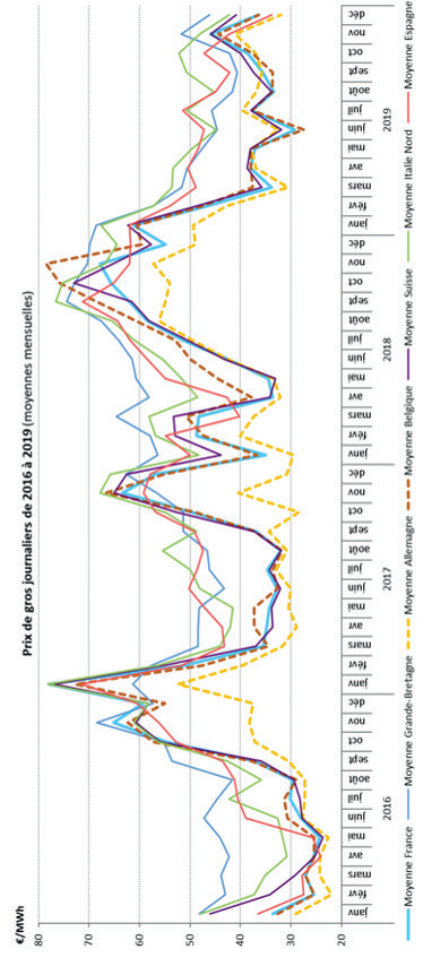
\* Le produit infrajournalier n'est pas représenté ici. Il s'applique 4 heures après la souscription journalière et jusqu'à la fin de la journée gazetière. La première enchère est publiée à partir de 19h et jusqu'à 21h30, puis les suivantes le sont chaque heure de la journée.

## Interconnexion électrique entre la France et la région CWE

- Fait marquant : la France est exportatrice nette vers la région CWE en 2018 et 2019.



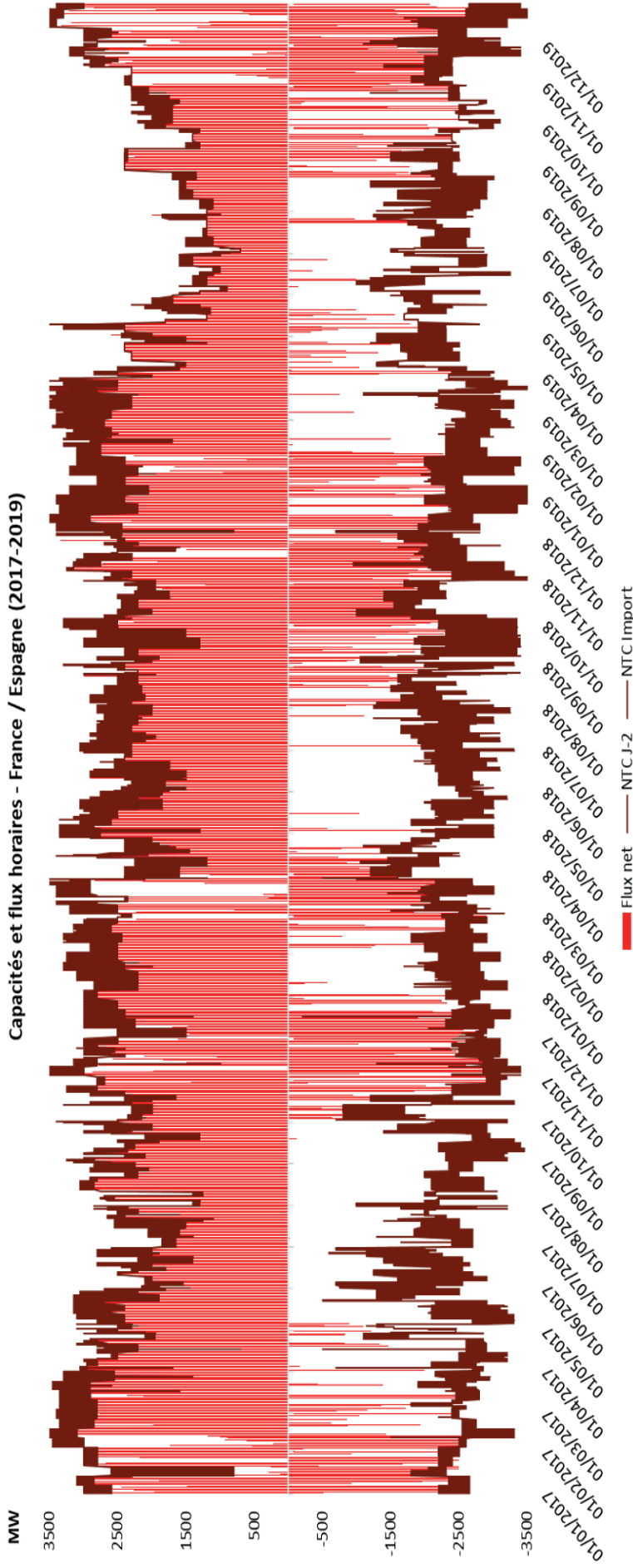
	2017	2018	2019
Solde net des échanges (TWh)	-10,9	6,1	2,7
Exports (TWh)	8,7	18,5	17,4
Imports (TWh)	-19,6	-12,4	-14,7
Pourcentage du temps d'utilisation à l'export	30 %	60 %	55 %
Différentiel de prix moyen absolu avec la Belgique (€/MWh)	3,8	6,2	2,8
Taux de convergence des prix avec la Belgique	45 %	37 %	46 %
Différentiel de prix moyen absolu avec l'Allemagne (€/MWh)	10,9	6,6	5,0
Taux de convergence des prix avec l'Allemagne	35 %	35 %	44 %



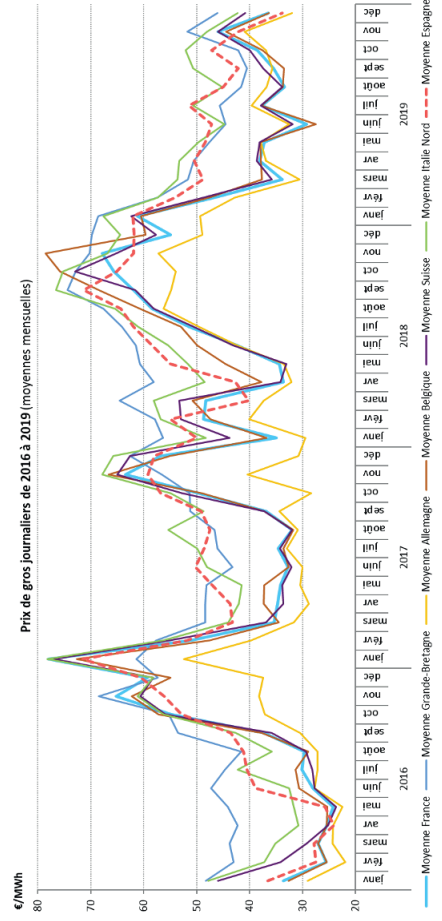
## Interconnexion électrique entre la France et l'Espagne

- Fait marquant : une avarie sur la ligne d'interconnexion Argia-Cantegrit réduit les capacités transfrontalières d'échange entre avril et décembre 2019.

### Capacités et flux horaires - France / Espagne (2017-2019)



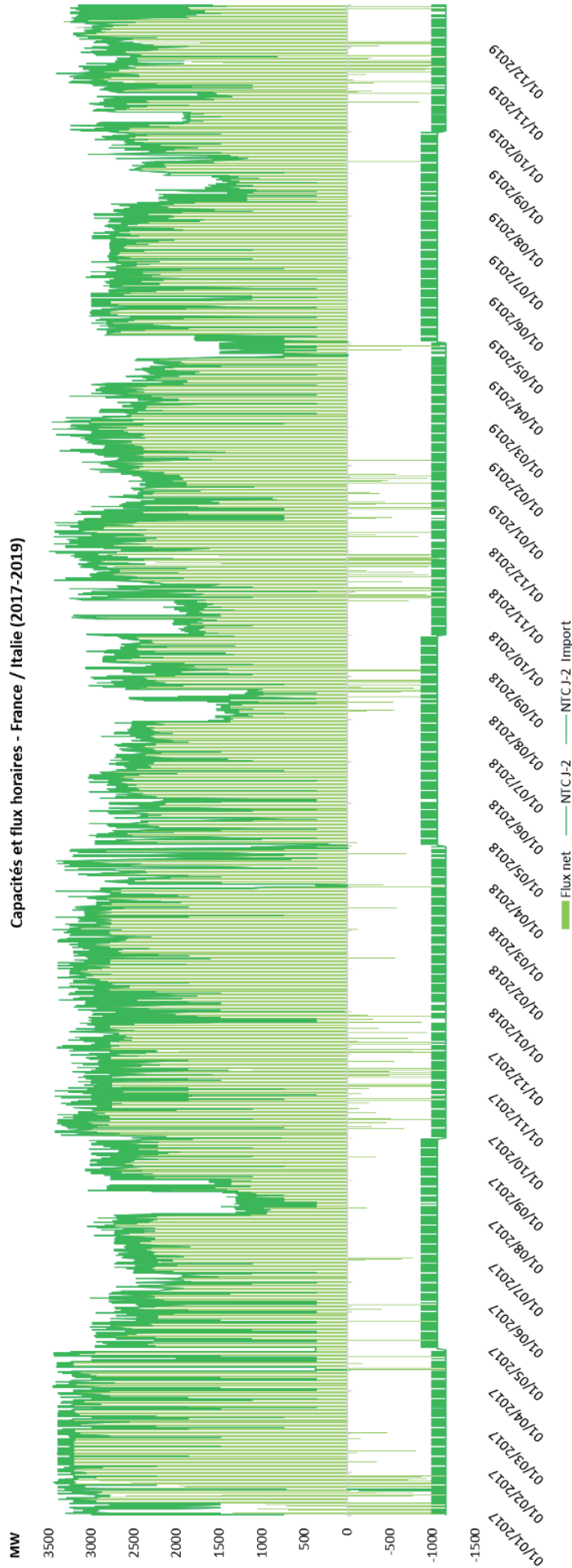
	2017	2018	2019
Capacité moyenne constatée à l'export (MW)	2 560	2 568	2 202
Capacité moyenne constatée à l'import (MW)	-2 295	-2 184	-2 246
Solde net des échanges (TWh)	12,8	12,2	10,0
Exports (TWh)	17,0	16,4	13,7
Imports (TWh)	-4,2	-4,2	-3,8
Taux d'utilisation à l'export	88 %	89 %	91 %
Taux d'utilisation à l'import	73 %	81 %	73 %
Pourcentage du temps d'utilisation à l'export	82 %	77 %	80 %
Différentiel de prix absolu moyen (€/MWh)	10,2	10,8	10,1
Taux de convergence des prix	25 %	24 %	22 %



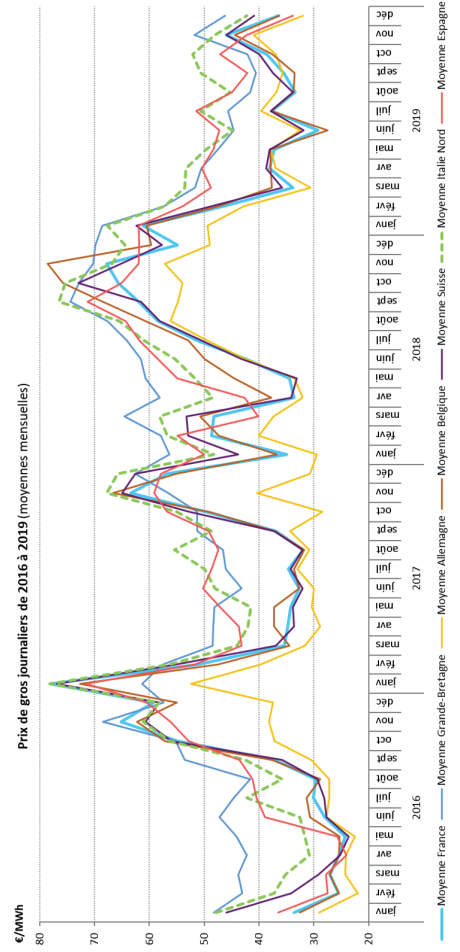
## Interconnexion électrique entre la France et l'Italie

- Faits marquants : projet Savoie-Piémont en cours de construction. L'Italie limite ses imports les jours de faible consommation ou de forte production domestique.

Capacités et flux horaires - France / Italie (2017-2019)



	2017	2018	2019
Capacité moyenne constatée à l'export (MW)	2 530	2 410	2 368
Capacité moyenne constatée à l'import (MW)	-1 020	-1 020	-1 019
Solde net des échanges (TWh)	18,2	18,6	18,9
Exports (TWh)	18,8	19,1	19,2
Imports (TWh)	-0,7	-0,5	-0,3
Taux d'utilisation à l'export	89 %	93 %	95 %
Taux d'utilisation à l'import	64 %	67 %	63 %
Pourcentage du temps d'utilisation à l'export	95 %	96 %	97 %
Différentiel de prix absolu moyen (€/MWh)	9,8	11,0	11,9
Taux de convergence des prix	26 %	18 %	14 %

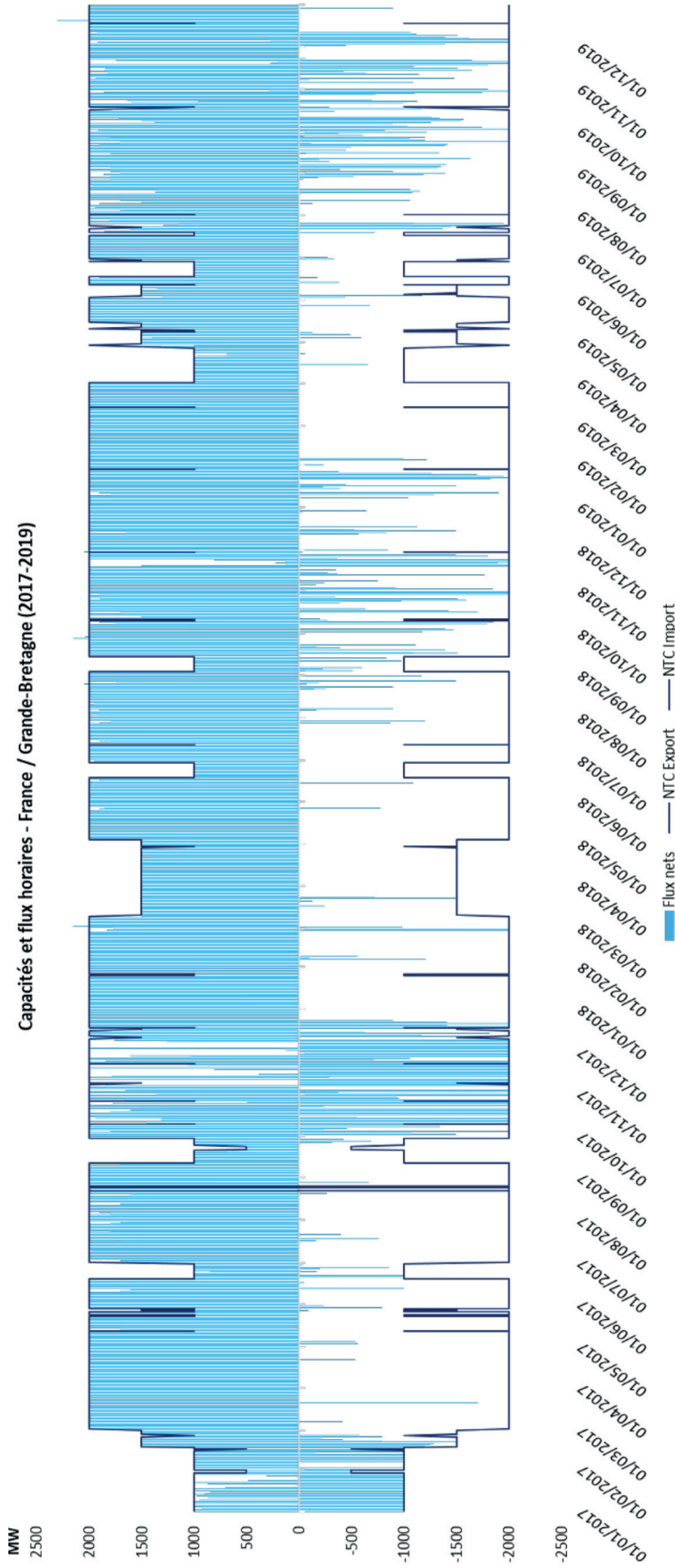




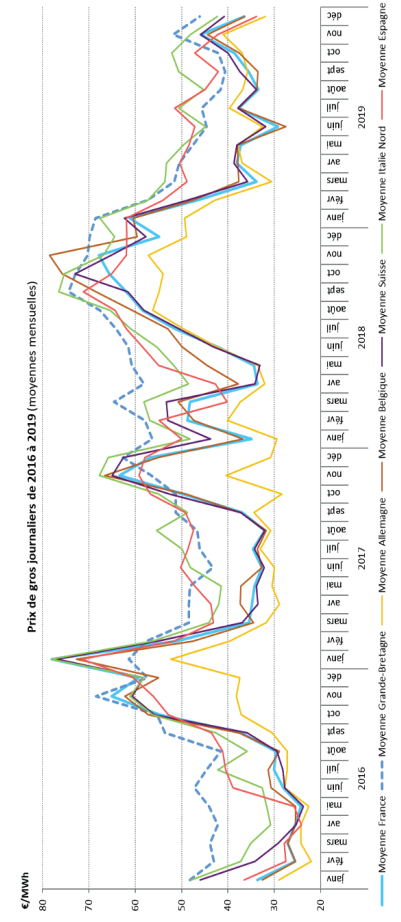
## Interconnexion électrique entre la France et le Royaume-Uni

- Faits marquants : maintenances entre avril et juin 2019 ayant affecté les capacités d'échange. Projets ElecLink et IFA2 en cours de construction.

### Capacités et flux horaires - France / Grande-Bretagne (2017-2019)



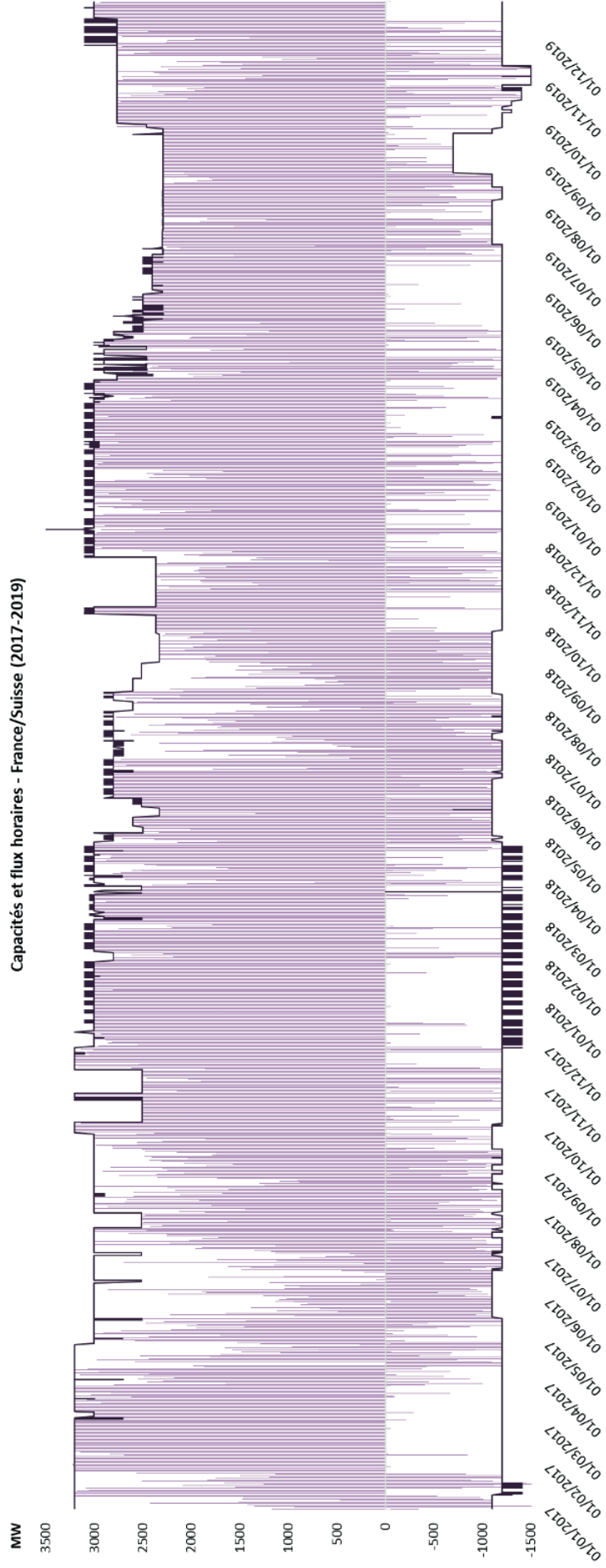
	2017	2018	2019
Capacité moyenne constatée à l'export (MW)	1 740	1 856	1 849
Capacité moyenne constatée à l'import (MW)	-1 740	-1 856	-1 848
Solde net des échanges (TWh)	7,9	13,0	11,2
Exports (TWh)	11,8	14,8	14,2
Imports (TWh)	-3,9	-1,8	-2,9
Taux d'utilisation à l'export	84 %	88 %	83 %
Taux d'utilisation à l'import	75 %	42 %	43 %
Pourcentage du temps d'utilisation à l'export	77 %	94 %	90 %
Différentiel de prix absolu moyen (€/MWh)	11,2	14,3	9,1
Taux de convergence des prix	20 %	16 %	19 %



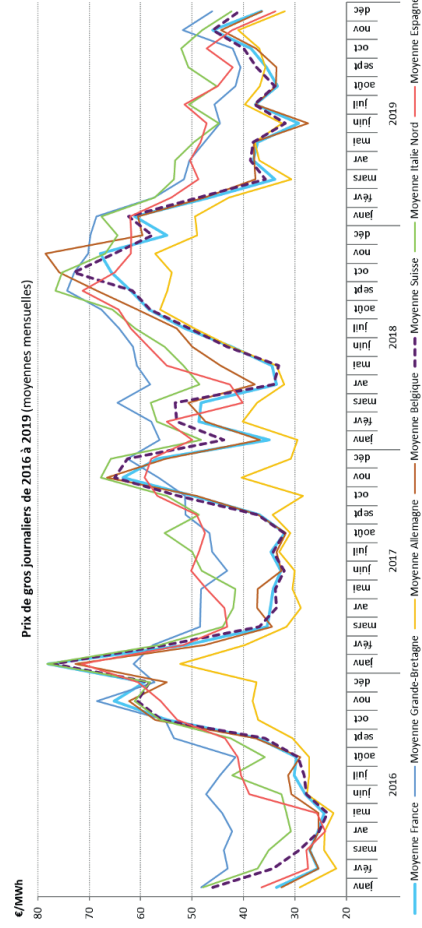
## Interconnexion électrique entre la France et la Suisse

- Fait marquant : des contraintes sur le réseau suisse ont conduit à limiter les capacités transfrontalières d'échange en 2018 et 2019.

Capacités et flux horaires - France/Suisse (2017-2019)



	2017	2018	2019
Capacité moyenne constatée à l'export (MW)	3 005	2 771	2 678
Capacité moyenne constatée à l'import (MW)	-1 180	-1 183	-1 163
Solde net des échanges (TWh)	10,4	10,9	13,1
Exports (TWh)	17,7	17,6	19,1
Imports (TWh)	-7,2	-6,7	-6,1
Taux d'utilisation à l'export	62 %	68 %	72 %
Taux d'utilisation à l'import	63 %	69 %	61 %
Pourcentage du temps d'utilisation à l'export	74 %	75 %	84 %
Différentiel de prix absolu moyen (€/MWh)	4,1	5,2	3,5
Taux de convergence des prix	0,4 %	0,4 %	0,5 %

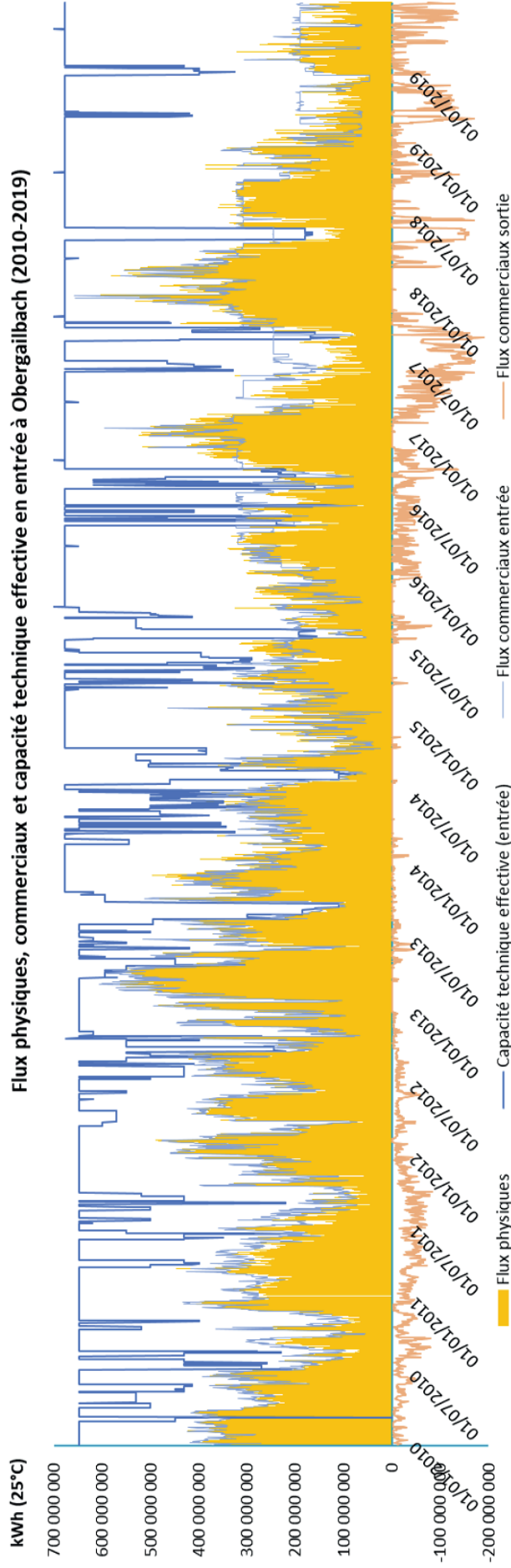


## ANNEXE 4 : FICHES FRONTIÈRES GAZIÈRES

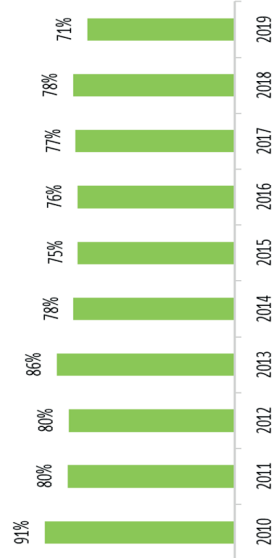
### Interconnexion gazière entre la France et l'Allemagne (PIR Obergaibach)

- L'interconnexion entre la France et l'Allemagne à Obergaibach constitue un point d'entrée du gaz russe en France. Celle-ci a été utilisée à un niveau historiquement bas en 2019, dans un contexte d'arrivées très significatives de GNL en Europe et en France en particulier.
- Le calendrier des enchères et les règles de réservation de capacités sont régies par le code CAM. Les capacités d'entrée et rebours sont commercialisées par GRTgaz sur la plateforme PRISMA.

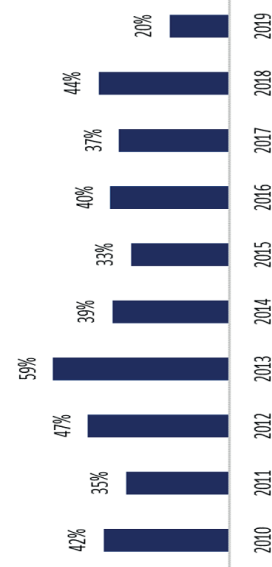
Flux physiques, commerciaux et capacité technique effective en entrée à Obergaibach (2010-2019)



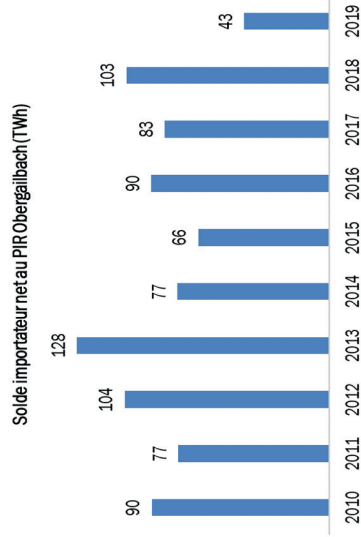
Taux de souscription moyen des capacités fermes au PIR Obergaibach (% de la capacité ferme offerte)



Taux d'utilisation moyen des capacités au PIR Obergaibach (% de la capacité technique effective)

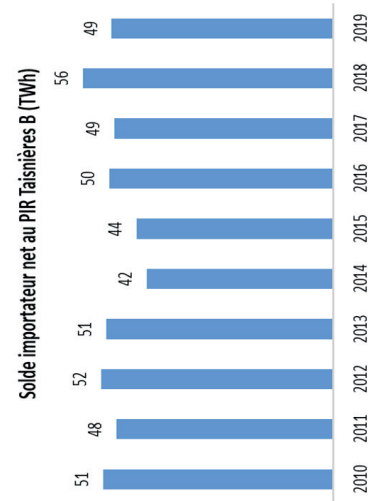
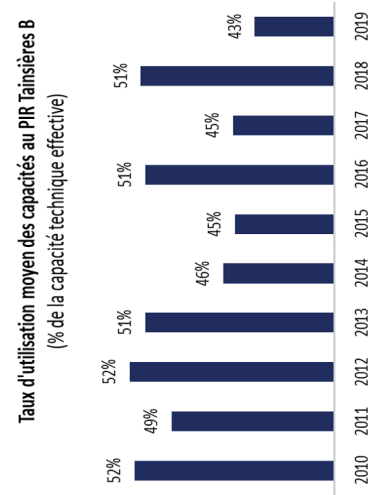
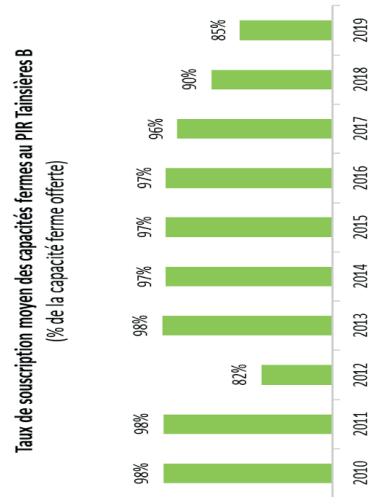
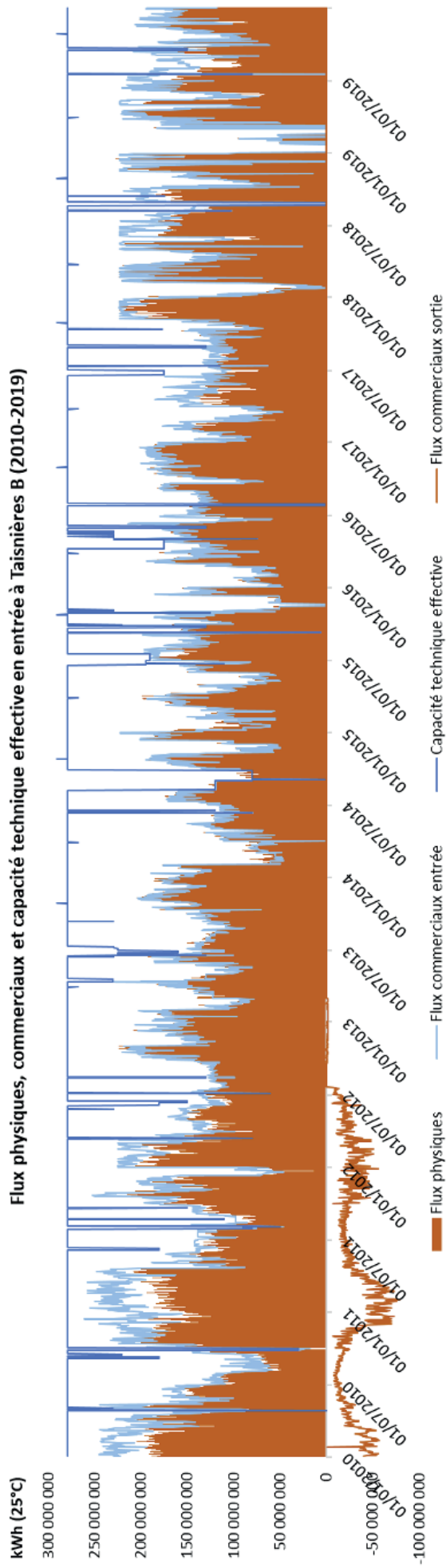


Solde importateur net au PIR Obergaibach (TWh)



## Interconnexion gazière entre la France et la Belgique, gaz B (PIR Taisnières B)

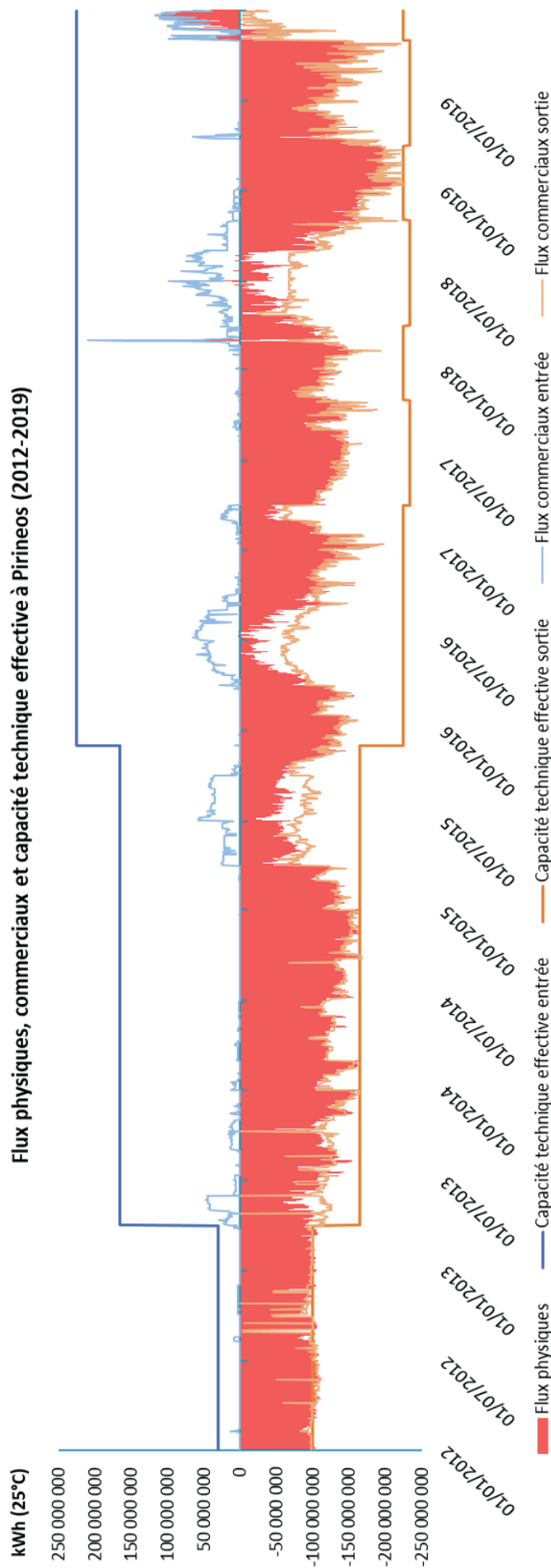
- Le point d'interconnexion de Taisnières B entre la France et la Belgique permet un approvisionnement en gaz B (à bas pouvoir calorifique) en provenance des Pays-Bas. Le volume des flux y transitant est relativement stable d'une année à l'autre ; cependant les importations de gaz B sont amenées à décroître dans les prochaines années dans le contexte de fin d'exploitation programmée du gisement de Groningue.
- Le calendrier des enchères et les règles de réservation de capacités sont régies par le code CAM. Les capacités sont commercialisées par GRTgaz sur la plateforme PRISMA.



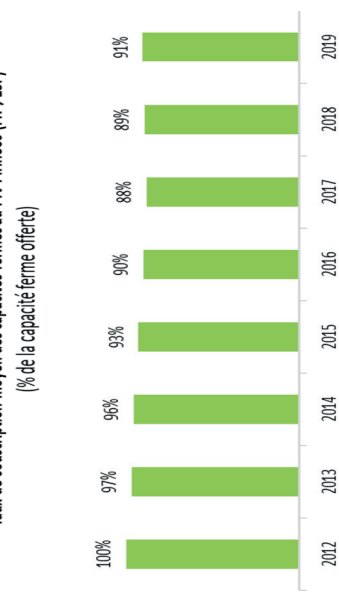
## Interconnexion gazière entre la France et l'Espagne (PIV Pirineos)

- Le point d'interconnexion virtuel Pirineos entre la France et l'Espagne regroupe les 2 gazoducs bidirectionnels qui permettent des échanges de gaz entre les 2 pays. Historiquement, les flux sont très majoritairement orientés de la France vers l'Espagne ; une inversion des flux a néanmoins été constatée au cours des 2 derniers mois de l'année 2019, mais le taux d'utilisation de l'interconnexion dans le sens Espagne > France reste très faible.
- Le calendrier des enchères et les règles de réservation de capacités sont régies par le code CAM. Les capacités sont commercialisées par Teréga sur la plateforme PRISMA.

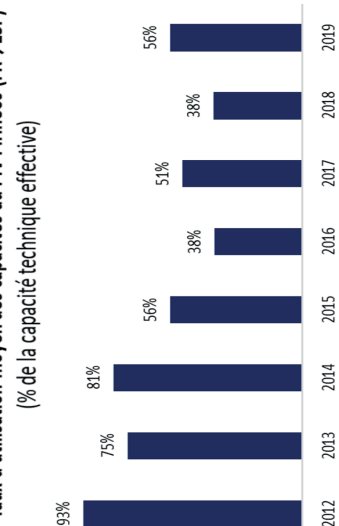
### Flux physiques, commerciaux et capacité technique effective à Pirineos (2012-2019)



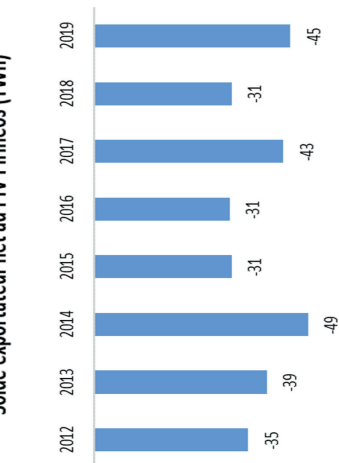
### Taux de souscription moyen des capacités fermes au PIV Pirineos (FR→ESP)



### Taux d'utilisation moyen des capacités au PIV Pirineos (FR→ESP)



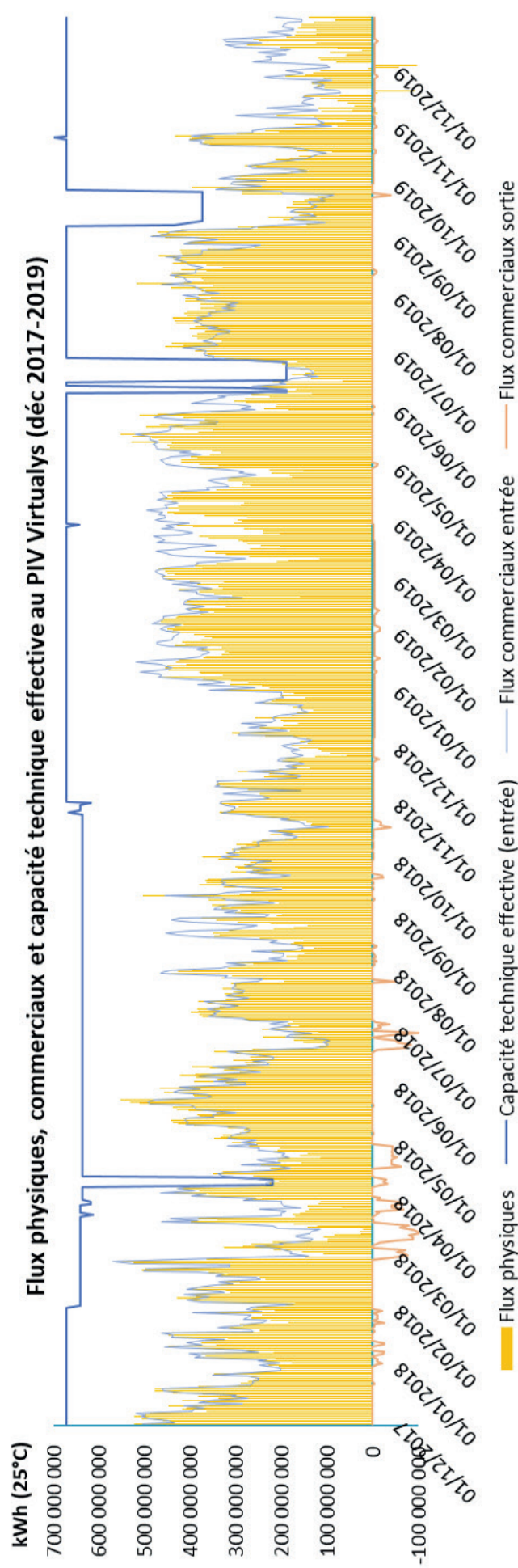
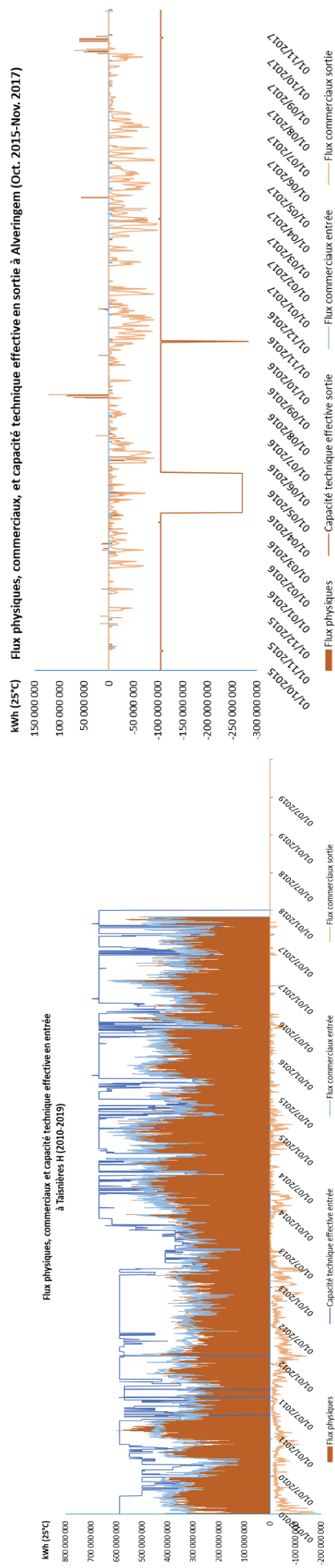
### Solde exportateur net au PIV Pirineos (TWh)



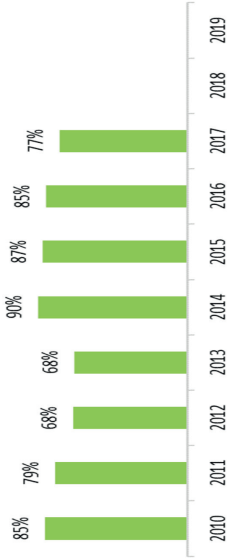


## Interconnexion gazière entre la France et la Belgique, gaz H (PIV Virtualys – PIR Tainnières H et PIR Alveringem)

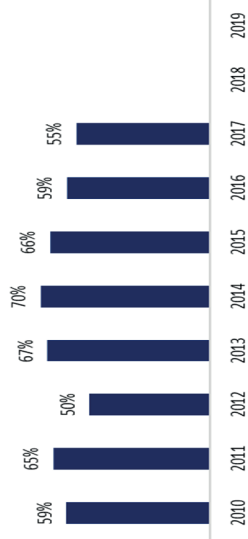
- Les points d'interconnexion de Tainnières H et d'Alveringem, regroupés au sein du PIV Virtualys depuis le 1er décembre 2017, permettent des échanges de gaz H (à haut pouvoir calorifique) entre la France et la Belgique.
- Le calendrier des enchères et les règles de réservation de capacités sont régies par le code CAM et les capacités sont commercialisées sur la plateforme PRISMA.



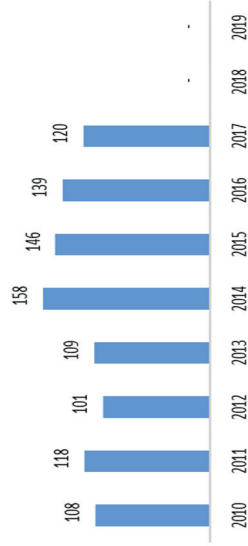
Taux de souscription moyen des capacités fermes au PIR Tainisières H  
(% de la capacité ferme offerte)



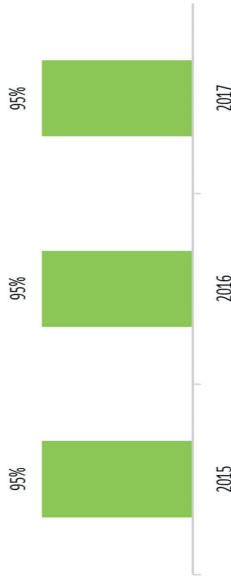
Taux d'utilisation moyen des capacités au PIR Tainisières H  
(% de la capacité technique effective)



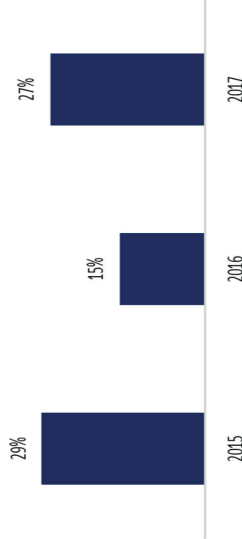
Solde importateur net au PIR Tainisières H (TWh)



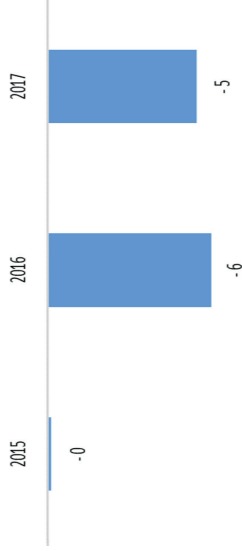
Taux de souscription moyen des capacités fermes au PIR Alveringem  
(% de la capacité ferme offerte)



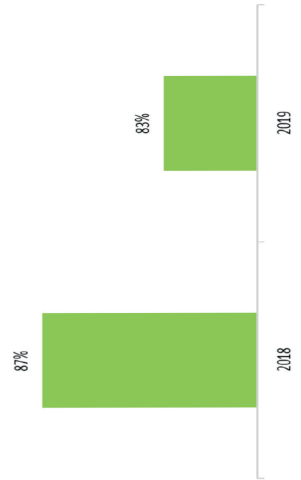
Taux d'utilisation moyen des capacités au PIR Alveringem  
(% de la capacité technique effective)



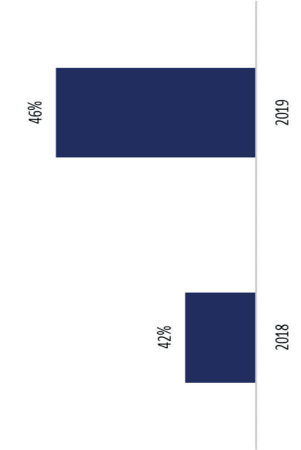
Solde exportateur net au Alveringem (TWh)



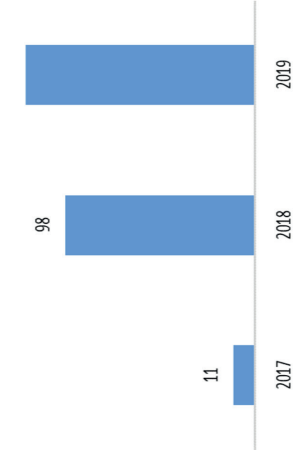
Taux de souscription moyen des capacités fermes au PIV Virtualys  
(% de la capacité ferme offerte)



Taux d'utilisation moyen des capacités au PIV Virtualys  
(% de la capacité technique effective)



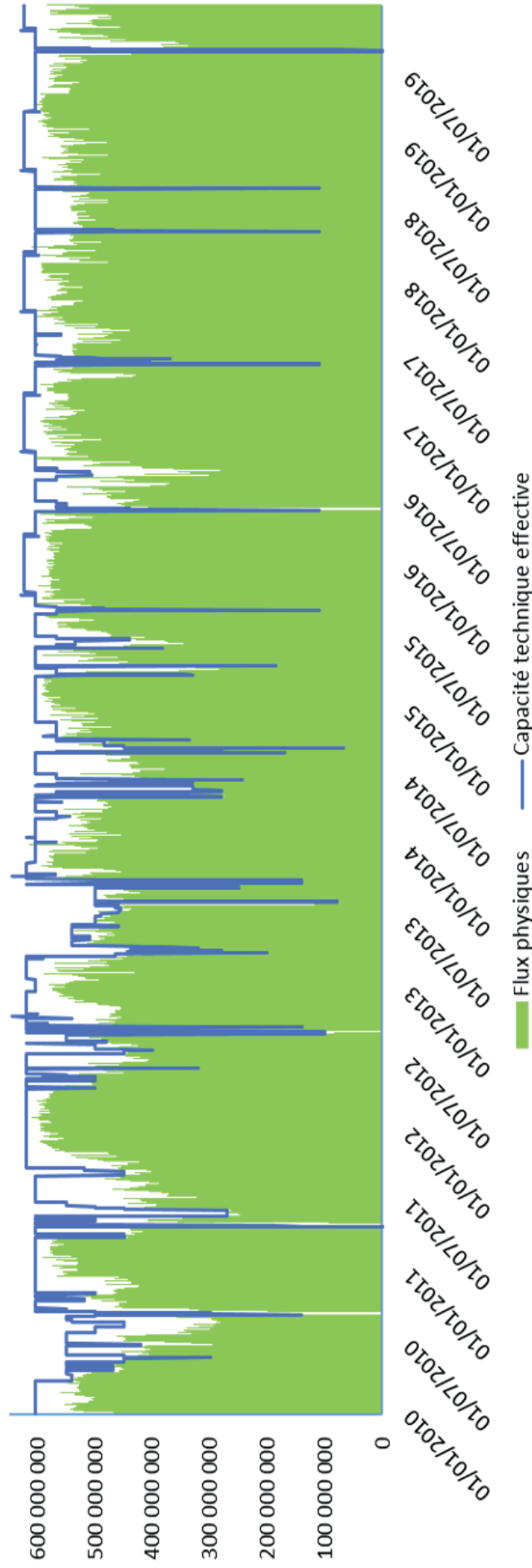
Solde importateur net au PIV Virtualys (TWh)



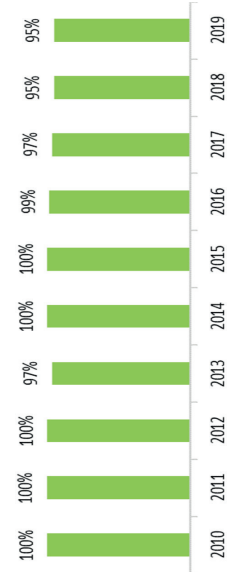
## Interconnexion gazière entre la France et la Norvège (PIR Dunkerque)

- Le point d'interconnexion de Dunkerque connecte la France aux gisements gaziers norvégiens en Mer du Nord. Il s'agit du point d'approvisionnement le plus important (environ 1/3 des importations de gaz en France ces dernières années).
- La délibération de la CRE du 23 avril 2020 a fait évoluer, à partir du 1er octobre 2020, les modalités et le calendrier des enchères afin de les rapprocher des prescriptions du code CAM. Les capacités, qui étaient jusqu'alors commercialisées sur le site de GRTgaz seront désormais commercialisées sur la plateforme PRISMA.

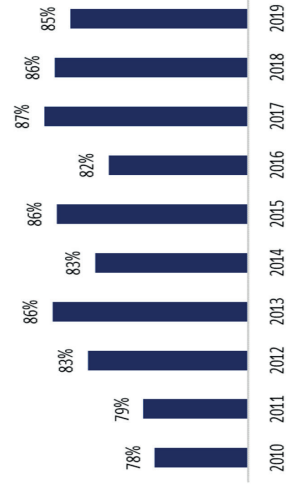
### Flux physiques et capacité technique effective en entrée à Dunkerque (2010-2019)



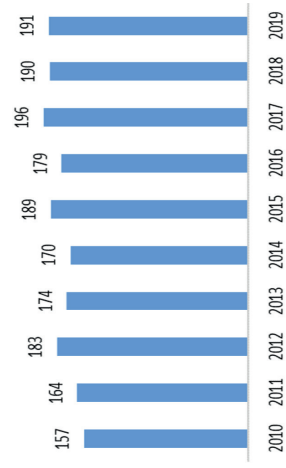
Taux de souscription moyen des capacités fermes au PIR Dunkerque  
(% de la capacité ferme offerte)



Taux d'utilisation moyen des capacités au PIR Dunkerque  
(% de la capacité technique effective)



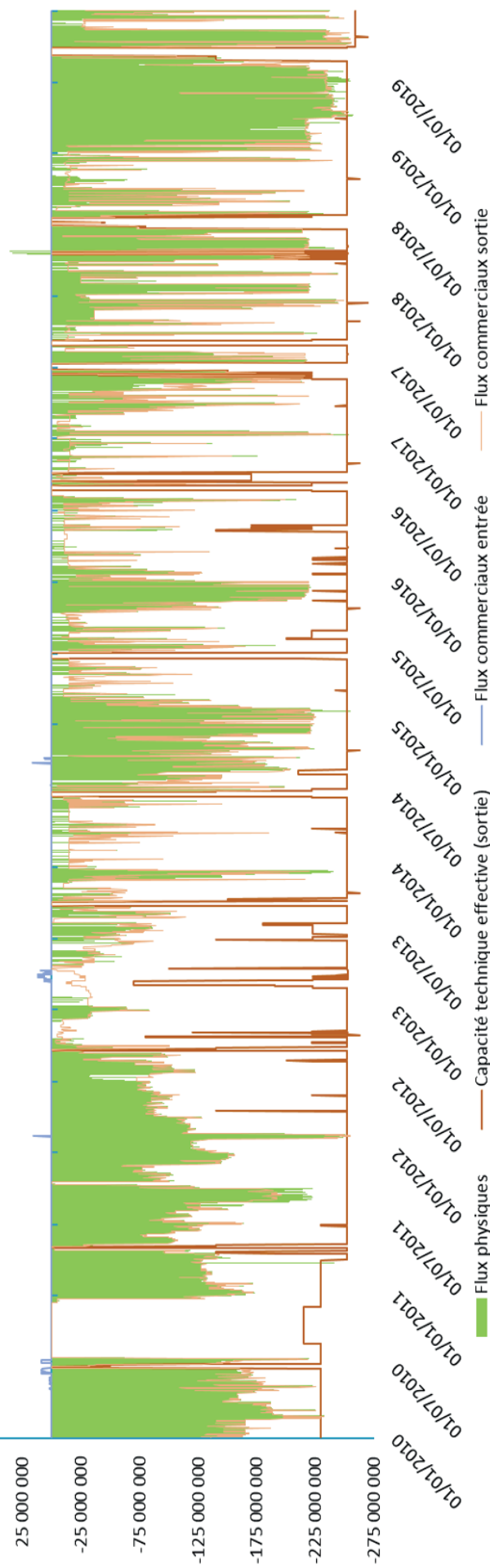
Solde importateur net au PIR Dunkerque (TWh)



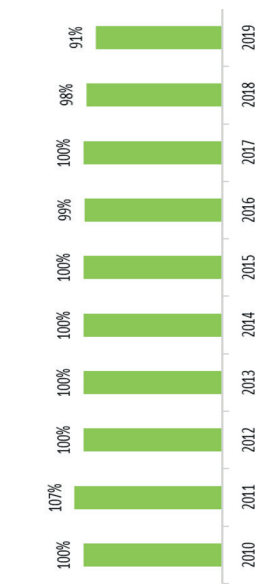
## Interconnexion gazière entre la France et l'Italie – via la Suisse (PIR Oltingue)

- Le point d'interconnexion d'Oltingue connecte la France à l'Italie via la Suisse et permet à la péninsule italienne de s'approvisionner en gaz norvégien notamment. Des capacités d'imports vers la France (100 GWh/j) ont été mises en service au 1er juin 2018 mais demeurent actuellement non-souscrites.
- Bien qu'il ne s'agisse pas d'une interconnexion entre 2 États-membres de l'UE, le calendrier des enchères et les règles de réservation de capacités à Oltingue sont alignées sur celles définies par le code CAM et commercialisées par GRIGaz sur la Plateforme PRISMA (à noter cependant que les capacités d'entrées sont commercialisées selon des règles spécifiques avec un calendrier aligné sur celui des produits interruptibles).

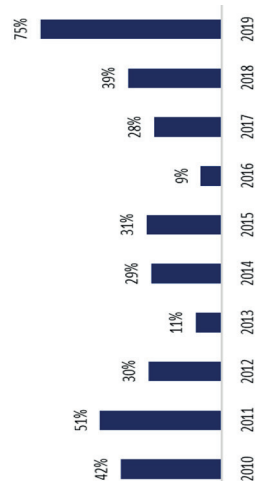
**Flux physiques, commerciaux et capacité technique effective en sortie à Oltingue (2010-2019)**



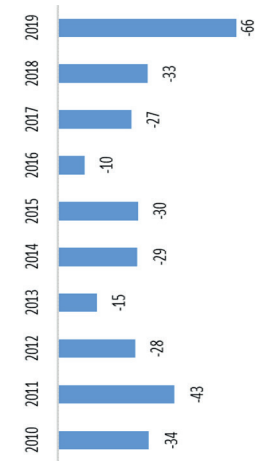
**Taux de souscription moyen des capacités fermes au PIR Oltingue (FR→IT)**  
(% de la capacité ferme offerte)



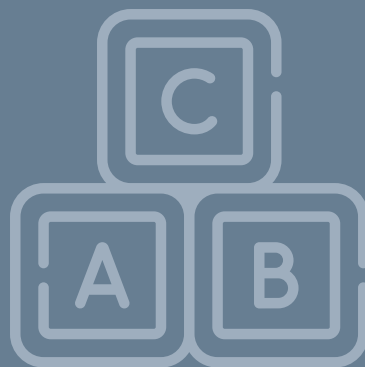
**Taux d'utilisation moyen des capacités au PIR Oltingue (FR→IT)**  
(% de la capacité technique effective)



**Solde exportateur net au PIR Oltingue (TWh)**



# GLOSSAIRE



**20% minRAM** : (*minimum remaining available margin*) – niveau minimal de capacité (20 % de la capacité thermique de l'élément de réseau) devant être mis à disposition des échanges commerciaux transfrontaliers d'électricité par les GRT de la région CWE depuis avril 2018.

**ACB** : (analyse coût-bénéfice) – aussi appelée analyse coût-avantage, est l'évaluation préalable d'une décision d'investissements, au vu de l'ensemble des coûts et avantages induits, ceux-ci étant exprimés en termes monétaires quand cela est possible ou à *minima* quantifiés.

**ACER** : (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) – Agence de Coopération des Régulateurs de l'Energie, est une agence de l'Union européenne dotée de la personnalité juridique, instituée par le règlement (CE) n°713/2009 et mise en place en 2010. L'Agence est opérationnelle depuis le 3 mars 2011. Son siège se situe à Ljubljana en Slovénie. L'objectif de l'ACER est d'aider les autorités de régulation nationales à exercer et coordonner leurs tâches règlementaires au niveau européen et, si nécessaire, à compléter leurs actions. Elle joue un rôle-clé dans l'intégration des marchés de l'électricité et du gaz naturel.

**aFRR** : (*automatic frequency restoration reserve*) – réserve secondaire de puissance, activée automatiquement en fonction d'un signal transmis par le gestionnaire de réseau.

**Allocation continue** : méthode d'allocation au cours de laquelle les ordres sont exécutés dès qu'ils sont placés en carnet (les ordres concurrents dans le carnet d'ordres sont exécutés prioritairement en fonction de leur prix et ensuite en fonction de leur heure de saisie).

**ATRT** : (accès des tiers aux réseaux de transport) – désigne le tarif d'acheminement du gaz sur le réseau de transport, défini par la CRE et appliqué par les GRTs de gaz français.

**BAL (code de réseau)** : règlement (UE) n°312/2014 de la Commission européenne relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz.

**BNetzA** : (*Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen*) – Agence fédérale des réseaux, l'autorité de régulation allemande des infrastructures électriques et gazières, des télécoms, des activités postales et ferroviaires.

**CACM (ligne directrice)** : (*capacity allocation and congestion management*) – règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion.

**Calcul de capacité fondé sur les flux (flow-based)** : approche de calcul de capacité déterminant un domaine d'échanges commerciaux réalisables au sein d'une région regroupant plusieurs frontières.

**CAM (code de réseau)** : règlement (UE) 2017/459 de la Commission européenne établissant un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz.

**Capacité ferme** : capacité d'interconnexion dont l'utilisation est garantie contractuellement.

**Capacité interruptible** : capacité d'interconnexion dont l'utilisation n'est pas garantie contractuellement.

**Capacité rebours** : capacité d'entrée ou de sortie en un point d'interconnexion réseau gazier dans le sens opposé au sens physique principal des flux sur le point (une capacité rebours est disponible si le flux global demeure dans le sens physique principal des flux).

**Capacité supplémentaire** : éventuelle augmentation future, dans le cadre de procédures reposant sur le marché, de la capacité technique d'une interconnexion gazière, ou éventuelle nouvelle capacité créée (lorsqu'il n'existe aucune capacité qui puisse être proposée sur la base d'investissements dans des infrastructures physiques ou d'une optimisation de la capacité sur le long terme), puis attribuée sous réserve du résultat positif d'un test économique.

**CBCA** : (*cross-border cost allocation*) – partage transfrontalier des coûts d'un Projet d'Intérêt Commun.

**CEER** : (*Council of European Energy Regulators*) – le Conseil des régulateurs européens de l'énergie est une association créée en 2000 à l'initiative des régulateurs nationaux de l'énergie des États membres de l'Union européenne et de l'Espace économique européen. Les structures du CEER comprennent une assemblée générale, seule décisionnaire, un conseil de direction (Board), des groupes de travail (working groups) spécialisés dans différents domaines (électricité, gaz, consommateurs, stratégie internationale, etc.) et un secrétariat installé à Bruxelles. Un programme de travail est publié chaque année. Conformément aux statuts de l'association, les décisions sont prises par consensus et, à défaut, par vote à la majorité qualifiée.

**CMP** : (*congestion management procedures*) – orientation cadre sur les procédures de gestion des congestions aux interconnexions gazières.

**CNMC** : (*Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*) – autorité de régulation espagnole en charge des infrastructures électriques et gazières notamment.

**Code de réseau** : désigne, avec les lignes directrices, des règles communes européennes portant sur des questions transfrontalières de gestion des interconnexions et des systèmes électriques et gaziers entre États membres.



**Congestion contractuelle** : situation dans laquelle les utilisateurs d'une interconnexion ne peuvent pas obtenir contractuellement de capacités de transport, alors qu'elles sont disponibles physiquement.

**Congestion physique** : état de saturation du réseau lorsqu'une ligne électrique ou une canalisation de gaz ne permet pas de procéder au transport ou à la distribution de toutes les quantités injectées ou soutirées, compte tenu des caractéristiques et performances des équipements du réseau.

**Countertrading** : échanges de contrepartie - actions correctives consistant pour deux GRT à effectuer un échange d'électricité transfrontalier dans le sens contraire de la congestion observée.

**Couplage de marché fondé sur les flux (flow-based)** : approche de calcul et d'allocation de capacité consistant à refléter le plus fidèlement possible les limitations physiques du réseau dans les contraintes imposées aux échanges commerciaux prises en entrée de l'algorithme de couplage des marchés. Il constitue le modèle cible prescrit par le règlement CACM pour les échéances journalière et infrajournalière.

**Couplage des marchés** : désigne le traitement commun des courbes d'offre et de demande de plusieurs marchés selon leur pertinence économique, c'est-à-dire l'appariement des ordres d'achat les plus hauts avec les ordres de vente les plus bas, indépendamment du marché où ils ont été placés, mais en tenant compte des capacités d'interconnexion transfrontalières. En d'autres termes, dans les limites de la capacité d'interconnexion rendue disponible, la contrepartie d'une transaction sur une bourse d'échanges d'électricité peut provenir d'une bourse étrangère sans que les participants aient l'obligation d'acheter explicitement la capacité correspondante à la frontière concernée. Il s'agit d'une allocation « implicite » de la capacité, par opposition aux allocations « explicites » pour lesquelles les acteurs réalisant des échanges transfrontaliers d'énergie doivent acheter la capacité d'interconnexion correspondante de manière dissociée des achats / ventes d'énergie.

Le couplage peut être effectué sous forme d'enchères, où les ordres d'achat et de vente sont appareillés simultanément, ou de manière continue, où les ordres sont traités au fil de l'eau, selon le principe du premier arrivé premier servi.

Le modèle cible à l'échéance journalière est un couplage par enchère, celui à l'échéance infrajournalière, un couplage continu.

**CREG** : (Commission de régulation de l'électricité et du gaz) – autorité de régulation belge en charge de l'électricité et du gaz.

**CRU** : (*Commission for Regulation of Utilities*) – autorité de régulation de la République d'Irlande en charge de l'énergie et de l'eau.

**CWD** : (*capacity weighted distance*) – méthode de calcul des prix de référence fondée sur la capacité et la distance comme facteurs de pondération, dans le code TAR en gaz.

**Décarbonation** : désigne l'ensemble des mesures et techniques visant à réduire la teneur en carbone des énergies. Dans le cas du gaz, cela passe par la promotion et l'utilisation de gaz dits « verts » alternatifs au méthane dont les émissions de gaz à effet de serre sont réduites ou nulles.

**Différentiel de prix** : écart de prix entre deux zones de marché.

**EB (ligne directrice)** : (*electricity balancing guideline*) – règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre

2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique.

**EirGrid** : gestionnaire du réseau de transport d'électricité irlandais (exception faite de l'Irlande du Nord où opère *Northern Ireland Electricity*).

**EICom** : autorité fédérale indépendante de régulation dans le domaine de l'électricité en Suisse.

**Elengy** : possède et exploite les terminaux méthaniers de Montoir-de-Bretagne et de Fos-Tonkin, et opère le terminal de Fos-Cavaou, propriété de Fosmax LNG.

**Enchère explicite** : enchère organisée par les GRT et qui ne porte que sur l'allocation de la capacité d'interconnexion transfrontalière.

**Enchère implicite** : enchère organisée par les NEMO et les GRT et qui porte à la fois sur la capacité et l'énergie, qui sont allouées simultanément.

**END** : (énergie non distribuée) – concept utilisé afin de déterminer la valeur d'un KWh non distribuée. Le coût de l'énergie non distribuée représente ainsi le coût attribué à une coupure électrique dans un système donné. Il est utilisé pour évaluer l'adéquation du système électrique et déterminer les critères de sécurité d'approvisionnement, estimer les investissements nécessaires en termes de capacités de production ou arbitrer la gestion du système électrique proche du temps réel (dispatching).

**ENTSO-E** : (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) – réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité : les gestionnaires de réseaux de transport coopèrent au niveau de l'Union européenne via les ENTSO pour promouvoir la réalisation et le fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel et de l'électricité et des échanges transfrontaliers et pour assurer une gestion optimale, une exploitation coordonnée et une évolution technique solide du réseau de transport de gaz naturel et d'électricité. Dans ce cadre, les ENTSO élaborent les codes de réseau européens, sur la base des orientations-cadres établies par l'ACER et en étroite concertation avec cette dernière.

**ENTSO-G** : (*European Network of Transmission System Operators for Gas*) – réseau européen des gestionnaires de réseau de transport de gaz, voir ENTSO-E.

**FCA (ligne directrice)** : (*forward capacity allocation*) – règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme.

**FCR** : (*frequency containment reserve*) – réserve primaire de puissance activée automatiquement en fonction de la fréquence mesurée sur le réseau afin de stabiliser la fréquence.

**Fluxys** : gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel belge, ainsi que gestionnaire des installations de stockage souterrain de gaz et de terminalling GNL en Belgique.

**FTR** : (*financial transmission rights*) – droits de long terme qui ne permettent pas de nommer d'échanges d'énergie à l'échéance, mais garantissent au détenteur de toucher le différentiel de prix entre les zones concernées.

**GNL** : (gaz naturel liquéfié) – gaz naturel amené à l'état liquide par refroidissement à -160 °C, dans le but principal de permettre son transport par des navires méthaniers.

**GRT** : gestionnaire de réseau de transport.

**GRTgaz** : est l'un des deux gestionnaires du réseau de transport de gaz naturel français, opérant sur la majeure partie du territoire, exception faite du Sud-Ouest (où opère Teréga).

**HAR** : (*harmonised allocation rules*) – règles d'allocation harmonisées des droits de long terme.

**Hub** : mot désignant, en anglais, une plateforme de correspondance, un pôle, une plaque tournante et correspond au point central d'un réseau qui assure, par sa concentration, un maximum de correspondances. En gaz, la notion de « *hub* » fait référence aux places de marché les plus importantes d'une zone géographique donnée.

**INT (code de réseau)** : règlement (UE) 2015/703 de la Commission européenne du 30 avril 2015 établissant un code de réseau sur les règles en matière d'interopérabilité et d'échange de données.

**JAO** : (*joint allocation office*) – plateforme européenne en charge de l'organisation des enchères de capacité transfrontalière explicite, notamment pour le long terme. Cette entreprise est détenue collectivement par les GRT européens.

**Ligne directrice** : auparavant dénommées « directives administratives », les lignes directrices sont un acte administratif par lequel les institutions européennes visent une meilleure coordination de l'application des législations européennes ou des pratiques administratives nationales de manière non contraignante, c'est-à-dire sans obligations juridiques pour les destinataires.

**Mécanisme de capacité** : mécanisme ayant pour objectif de garantir la sécurité d'approvisionnement du système électrique en rémunérant la capacité d'unités de production lors des périodes de tension du système électrique, dans la limite du critère de défaillance. Le principe du mécanisme de capacité français repose sur l'obligation pour chaque fournisseur d'électricité de couvrir, par des garanties de capacité, la consommation de ses clients lors des pics de consommation électrique.

**mFRR** : (*manual frequency restoration reserve*) – réserve tertiaire rapide de puissance activée manuellement par le gestionnaire de réseau, avec un délai d'activation inférieur à 15 minutes.

**MIE** : (mécanisme pour l'interconnexion de l'Europe) – est un mécanisme de financement mis en place par l'UE pour des projets d'intérêt commun (PIC) en matière de réseaux transeuropéens de transport, d'énergie et de télécommunication.

**Modèle entrée-sortie** : système d'accès aux réseaux de transport de gaz qui permet aux utilisateurs du réseau de réserver séparément des capacités d'entrée et des capacités de sortie. Il s'oppose au modèle point à point où capacités d'entrée et de sortie sont réservées conjointement.

**National Grid** : gestionnaire des infrastructures de transport de gaz naturel et d'électricité britanniques.

**NEMO** : (*nominated electricity market operator*) – opérateur désigné de couplage de marché, entité chargée du couplage de marché européen.

**NTC** : (*net transfer capacity*) – en électricité, capacité commerciale d'interconnexion. Ce terme désigne également une des deux approches principales de calcul de capacité, dans laquelle la capacité commerciale d'interconnexion est déterminée par frontière (par opposition à l'approche fondée sur les flux, qui détermine un domaine d'échanges réalisables commerciaux au sein d'une région regroupant plusieurs frontières).

**Odorisation** : opération consistant à procurer une odeur au gaz naturel, inodore, pour des raisons de sécurité. En France, l'odorisation est réalisée en injectant du Tétrahydrothiophène (THT) au gaz naturel acheminé sur les réseaux, de manière centralisée, c'est-à-dire au niveau des points d'entrée dans les réseaux de transport de gaz. Dans d'autres pays, cette opération est réalisée de manière décentralisée, en amont des réseaux de distribution.

**Ofgem** : (*Office of Gas and Electricity Markets*) – est le régulateur pour les marchés du gaz et de l'électricité au Royaume-Uni.

**Open season** : procédure servant à dimensionner une nouvelle infrastructure en fonction des besoins du marché et à allouer les capacités correspondantes de manière non discriminatoire (allocation de capacités).

**Pacte vert pour l'Europe** : ensemble d'initiatives politiques proposées par la Commission européenne présidée par Ursula von der Leyen dans le but primordial de rendre l'Europe climatiquement neutre en 2050 ; il prévoit une feuille de route assortie d'actions destinées à promouvoir l'utilisation efficace des ressources en passant à une économie propre et circulaire et à enrayer le changement climatique, la perte de biodiversité et la pollution.

**Paquet « une énergie propre pour tous les Européens »** : paquet contenant huit actes législatifs encadrant la politique énergétique de l'UE. En particulier, le règlement (UE) 2019/943 du Parlement et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité définit des règles d'organisation des marchés européens de l'électricité.

**Paquet infrastructures** : règlement (UE) n°347/2013 du Parlement européen et du conseil concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes.

**PDDR** : (plan décennal de développement des réseaux européen) – plan élaboré par les associations européennes de gestionnaires de réseaux de transport d'électricité et de gaz. Il comprend une modélisation du réseau intégré, l'élaboration de scénarios et une évaluation de la souplesse du réseau à l'échelle de l'Union européenne. Il est élaboré en vertu de l'article 48 du Règlement (UE) n°2019/943 et sert de base à l'évaluation des investissements transfrontaliers dans les réseaux.

**PEG** : (point d'échange de gaz) – nom de la place de marché de gros pour l'échange de gaz en France. Suite à la fusion des zones au 1<sup>er</sup> novembre 2018, le PEG Nord et la TRS ont laissé place au PEG France.

**PIC** : (projet d'intérêt commun) – projets d'infrastructure transfrontaliers majeurs qui relient les systèmes énergétiques des États-membres de l'UE et qui ont pour vocation d'aider à l'atteinte des objectifs européens en matière de politique énergétique et climatique.

**PIR** : (point d'interconnexion réseau) – point physique ou notionnel d'interconnexion du réseau de transport de gaz d'un GRT avec le réseau d'un ou plusieurs autres GRT, au sein d'un même État membre ou entre plusieurs États membres de l'Union européenne.

**PITS** : (point d'interface transport stockage) – point physique ou notionnel d'interconnexion entre le réseau de transport de gaz et un ou plusieurs sites de stockage souterrain de gaz.

**PITTM** : (point d'interface transport terminal méthanier) – point physique ou notionnel d'interconnexion entre un réseau de transport de gaz et un ou plusieurs terminaux méthaniers.

**PIV** : (point d'interconnexion virtuel) – regroupement virtuel de plusieurs points d'interconnexion physiques entre deux systèmes entrée-sortie adjacents, permettant de simplifier la réservation des capacités via un seul service de capacité.

**Pouvoir calorifique** : mesure de la quantité d'énergie contenue dans le gaz, généralement exprimée en mégajoules par mètre cube (MJ/m<sup>3</sup>) et constamment mesurée par les transporteurs de gaz.

**PRISMA** : plateforme de réservation de capacités de transport de gaz.

**Prix de réserve** : prix plancher admissible d'une enchère.

**PTR** : (*physical transmission rights*) – droits de long terme qui offrent un accès physique à la capacité transfrontalière à l'échéance, en permettant aux détenteurs de nommer des échanges d'énergie entre les zones concernées.

**RCC** : (région de calcul de capacité) – en électricité, zone géographique dans laquelle un calcul coordonné de la capacité est effectué. En vertu de la décision de l'ACER No 06/2016 du 17 novembre 2016 et de ses amendements successifs, la France fait partie de quatre régions de calcul de capacité : la région Core, la région Italie Nord (Northern Italian Borders), la région Europe du Sud-Ouest (South-Western Europe) et la région Manche (Channel). Historiquement, la France a fait partie de la région Europe du Centre-ouest (Central Western Europe).

**Redispatching** : actions correctives consistant pour un GRT à changer le programme de production d'une centrale ou de consommation d'un site de soutirage afin de traiter une congestion localisée.

**REE** : (*Red Eléctrica de España*) – gestionnaire du réseau de transport d'électricité espagnol.

**Région centre-ouest de l'Europe (Central-Western Europe, CWE)** : région de calcul de capacité en électricité comprenant l'Allemagne, la Belgique, le Luxembourg et les Pays-Bas.

**Région Core** : région de calcul de capacité en électricité comprenant l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, la Croatie, la France, la Hongrie, le Luxembourg, les Pays-Bas, la Pologne, la République tchèque, la Roumanie, la Slovaquie et la Slovaquie.

**Région Italie Nord (Northern Italian Borders, NIB)** : région de calcul de capacité en électricité comprenant l'Autriche, la France, l'Italie et la Slovaquie.

**Région Manche (Channel)** : région de calcul de capacité en électricité comprenant la Belgique, la France, la Grande-Bretagne, et les Pays-Bas.

**Région Sud-ouest de l'Europe (South-Western Europe, SWE)** : région de calcul de capacité en électricité comprenant l'Espagne, la France et le Portugal.

**Rente de congestion** : revenus générés par l'allocation des capacités d'interconnexion aux différentes échéances temporelles.

**RR** : (*replacement reserve*) – réserve de puissance activée manuellement par le gestionnaire de réseau, avec un délai d'activation supérieur à 15 minutes.

**RTE** : (réseau de transport d'électricité) – gestionnaire du réseau de transport d'électricité français.

**Snam** : gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel italien.

**Storengy** : principal gestionnaire des installations de stockage souterrain de gaz naturel en France (avec Teréga et Géométhane).

**SwissGas** : est le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel suisse.

**Système entrée-sortie** : système d'accès aux réseaux de transport de gaz qui permet aux utilisateurs du réseau de réserver séparément des capacités d'entrée et des capacités de sortie. Il s'oppose au modèle point-à-point où capacités d'entrée et de sortie sont réservées conjointement.

**TAR (code de réseau)** : règlement (UE) 2017/460 de la Commission européenne établissant un code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport du gaz.

**Teréga** : est l'un des deux gestionnaires du réseau de transport de gaz naturel français, opérant dans le Sud-Ouest.

**Terna** : gestionnaire du réseau de transport d'électricité italien.

**TRS** : (*Trading Region South*) – zone de marché du Sud de la France, qui a fusionné avec la zone PEG Nord au 1<sup>er</sup> novembre 2018.

**TTF** : (*Title Transfer Facility*) – zone de marché pour l'échange de gaz aux Pays-Bas.

**Zone d'équilibrage** : périmètre au sein duquel chaque expéditeur doit observer une égalité entre ses injections et ses soutirages selon un pas de temps et des modalités qui diffèrent entre l'électricité et le gaz.

# TABLE DES ILLUSTRATIONS

Figure 1 : Processus de sélection des projets d'intérêt commun (calendrier indicatif)	15
Figure 2 : Les familles de codes de réseaux et lignes directrices concernant l'électricité	18
Figure 3 : Développement des interconnexions électriques aux frontières, projets décidés ou en cours de réalisation	27
Figure 4 : Evolution des capacités commerciales d'interconnexion (hors CWE) entre 2017 et 2019 (moyennes annuelles)	29
Figure 5 : Capacités commerciales d'interconnexion (hors CWE) de 2015 à 2019 (moyennes mensuelles)	30
Figure 6 : Flux commerciaux nets annuels par frontière	30
Figure 7 : Flux commerciaux nets mensuels par frontière	31
Figure 8 : Flux commerciaux aux frontières françaises en 2018 et 2019	31
Figure 9 : Sens d'utilisation des interconnexions françaises (en pourcentage du temps)	32
Figure 10 : Rente de congestion aux interconnexions françaises - hors mécanisme de capacité (2014 à 2019)	33
Figure 11 : Nombre d'heures de réduction de la capacité long terme par frontière et compensations associées, hors CWE (2013-2019)	35
Figure 12 : Répartition des nominations par frontière et par échéance	36
Figure 13 : Positions nettes et échanges transfrontaliers moyens (J-1 et nominations LT) dans la région CWE (2011-2019)	38
Figure 14 : Localisation des 10 éléments de réseau les plus limitants par mois depuis le début du flow-based dans la région CWE	39
Figure 15 : Limitations de la capacité France-Italie par origine (à gauche) et capacité moyenne d'import de l'Italie observée en fonction de l'origine de la limitation (à droite) en 2019	40
Figure 16 : Mise en œuvre du couplage journalier en Europe	42
Figure 17 : Différentiels de prix de gros journaliers de 2017 à 2019 (moyennes mensuelles)	44
Figure 18 : Positions nettes entre la France et l'Allemagne et production d'énergie éolienne allemande (en haut) et différentiel de prix de gros entre l'Allemagne et la France de 2017 à 2019 (moyennes mensuelles) (en bas)	45
Figure 19 : Mise en œuvre du projet de couplage infrajournalier XBID en Europe	48
Figure 20 : Volumes d'échanges transfrontaliers à l'échéance infrajournalière	49
Figure 21 : Volumes cumulés mensuels en infrajournalier à la frontière France-Espagne	50
Figure 22 : Énergies d'équilibrage activées à la hausse et à la baisse	51
Figure 23 : Prix moyen de la réserve primaire contractualisée par pays entre 2017 et 2019	52
Figure 24 : Importations françaises de gaz naturel par origine	57
Figure 25 : Gaz gazeux et gaz liquéfié dans les approvisionnements de la France depuis 1990	58
Figure 26 : Entrées et sorties de gaz naturel en France	59
Figure 27 : Capacités des interconnexions terrestres et des terminaux méthaniers français en 2005 et 2019	59
Figure 28 : Évolution du solde importateur-exportateur aux interconnexions et terminaux méthaniers français de 2015 à 2019	60
Figure 29 : Taux d'utilisation des capacités aux interconnexions et aux terminaux méthaniers français (% de la capacité technique effective)	61
Figure 30 : Entrées mensuelles de GNL dans les terminaux méthaniers français (2016-2019)	61
Figure 31 : Entrées de gaz sur le réseau français au cours de l'hiver 2019-2020	62
Figure 32 : Évolution du différentiel de prix annuel moyen entre le PEG et les autres principales places de marché européennes (prix <i>spot day-ahead</i> )	62
Figure 33 : Différentiel de prix annuel moyen entre le PEG et le TTF (prix <i>spot day-ahead</i> )	63
Figure 34 : Les capacités d'entrée à Oltingue et l'approvisionnement en gaz depuis l'Italie	64
Figure 35 : Les réseaux de transport de gaz B et H en région Hauts-de-France	65
Figure 36 : Les projets MidCat et STEP	66
Figure 37 : Les différentes étapes de la création du marché du gaz en France	67
Figure 38 : Identification des zones nord et TRS et des projets Val-de-Saône et Gascogne-Midi	68
Figure 39 : Taux de souscription des capacités fermes aux interconnexions françaises (% de la capacité ferme offerte)	71
Figure 40 : Réservations de capacités à long terme aux interconnexions françaises	71
Tableau 1 : Liste des directives et règlements qui composent le paquet énergie propre	14
Tableau 2 : Augmentation de la capacité aux frontières selon le séquençage proposé par RTE	27
Tableau 3 : Recettes d'interconnexion issues des mécanismes de capacité (2017-2019)	33
Tableau 4 : Volume moyen des réductions de capacité par frontière (2013-2019)	35
Tableau 5 : Type, forme et échéance d'allocation de long terme appliqués aux frontières françaises	36
Tableau 6 : Calendrier de commercialisation des capacités fermes aux interconnexions selon CAM	69
Tableau 7 : Part des enchères de capacité annuelle ferme « réussies » et part des capacités souscrites	70







**RÉPUBLIQUE  
FRANÇAISE**

*Liberté  
Égalité  
Fraternité*



COMMISSION  
DE RÉGULATION  
DE L'ÉNERGIE

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