

RAPPORT ANNUEL A LA COMMISSION EUROPEENNE

31 JUILLET 2022

Principaux développements des marchés
français de l'électricité et du gaz naturel en
2021 et au premier semestre 2022

AVERTISSEMENT

En vertu de l'article 59 de la Directive (UE) 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE et de l'article 41(1)(e) de la Directive 2009/73/CE Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, la CRE est tenue de présenter un rapport annuel sur ses activités et l'exécution de ses missions, notamment à la Commission et à l'ACER.

La Commission de régulation de l'énergie attire l'attention de la DG ENER sur le fait que certaines informations transmises ne relèvent pas de sa compétence exclusive.

SOMMAIRE

AVERTISSEMENT	2
PRINCIPAUX DEVELOPPEMENTS DES MARCHES FRANÇAIS DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL EN 2021 ET AU PREMIER SEMESTRE 2022	6
1. PRESENTATION DE LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE	6
1.1 MESSAGE DU COLLEGE	6
1.2 LES MISSIONS DE LA CRE	7
2. LE MARCHE DE L'ELECTRICITE	9
2.1 L'ACCES AUX RESEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	9
2.1.1 L'indépendance des gestionnaires de réseaux	9
2.1.1.1 Le suivi des obligations liées à la certification du gestionnaire du réseau de transport	9
2.1.1.2 Le suivi du respect du code de bonne conduite des gestionnaires de réseau de distribution	10
2.1.2 Les aspects techniques	11
2.1.2.1 La qualité de l'électricité	11
2.1.2.3 Le raccordement et l'accès aux réseaux publics d'électricité	15
2.1.2.4 Le cadre applicable aux énergies renouvelables	18
2.1.3 Les tarifs d'accès aux réseaux	20
2.1.3.1 Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport d'électricité	20
2.1.3.2 Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité	21
2.1.4 Les aspects transfrontaliers	23
2.1.4.1 Bilan de l'utilisation et de la gestion des interconnexions aux frontières françaises en 2021	23
2.1.4.2 Les règles d'allocation et de calcul de capacité	24
2.1.4.3 Le développement des interconnexions françaises	29
2.1.5 La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs	31
2.1.5.1 La mise en œuvre des codes de réseau	31
2.2 LA CONCURRENCE ET LE FONCTIONNEMENT DU MARCHE DE L'ELECTRICITE	36
2.2.1 Le marché de gros	36
2.2.1.1 Production - consommation	36
2.2.1.2 Les prix de marché <i>day-ahead</i>	37
2.2.1.3 Les marchés organisés	37
2.2.1.4 Le marché gré-à-gré	37
2.2.1.5 Le négoce transfrontalier	38
2.2.1.6 L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique	44
2.2.1.7 La surveillance du marché de gros	45
2.2.2 Le marché de détail	46
2.2.2.1 Etat des lieux	46
2.2.2.2 Les prix et les offres	51
2.3 LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT	60
2.3.1 Le suivi de l'équilibre offre / demande d'électricité	60
2.3.1.1 Évolutions relatives à la demande d'électricité	60
2.3.1.2 Évolutions relatives à l'offre d'électricité	61
2.3.2 La surveillance des investissements dans les capacités de production en relation avec la sécurité d'approvisionnement	62
2.3.2.1 L'équilibrage électrique en temps réel	62
2.3.2.1 Le mécanisme de capacité	64

3. LE MARCHÉ DU GAZ.....	65
3.1 L'ACCES AUX INFRASTRUCTURES DE GAZ NATUREL	65
3.1.1 L'indépendance des gestionnaires de réseaux	65
3.1.1.1 Le suivi des obligations liées à la certification des gestionnaires de réseau de transport	65
3.1.1.2 L'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution et des entreprises locales de distribution (ELD).....	67
3.1.2 Les aspects techniques.....	68
3.1.2.1 Le système de comptage évolué des GRD de gaz	68
3.1.2.2 La qualité de service	69
3.1.3 Les conditions d'accès aux réseaux, aux terminaux méthaniers et aux installations de stockage de gaz naturel	70
3.1.3.1 Les tarifs de raccordement au réseau	70
3.1.3.2 Les tarifs d'accès aux réseaux de transport.....	71
3.1.3.3 Les tarifs d'accès au réseau de distribution.....	74
3.1.3.4 Les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers.....	76
3.1.3.5 L'accès des tiers aux installations de stockage	77
3.1.4 Les aspects transfrontaliers.....	78
3.1.4.1 Les règles d'allocation de la capacité de transport	78
3.1.5 La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs.....	79
3.1.5.1 La mise en œuvre des codes de réseau – l'évolution des règles d'équilibrage.....	79
3.1.5.2 La mise en œuvre du code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires des réseaux de transport de gaz.....	80
3.2 LA CONCURRENCE ET LE FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DU GAZ	80
3.2.1 Le marché de gros	80
3.2.1.1 Etat des lieux	80
3.2.1.2 Evolution des prix <i>day-ahead</i> sur le marché de gros du gaz	81
3.2.1.3 Les marchés intermédiés	83
3.2.1.4 Les livraisons aux points d'échange de gaz	84
3.2.1.5 Niveau de concentration du marché français	84
3.2.2 Le marché de détail de gaz naturel	85
3.2.2.1 Etat des lieux	85
3.2.2.2 Les prix et les offres	90
3.3 LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT	96
3.3.1 Le suivi de l'équilibre offre / demande de gaz naturel.....	96
3.3.1.1 Hiver 2020-2021	96
3.3.1.2 Hiver 2021-2022	96
3.3.2 Le niveau de la demande prévue, des réserves disponibles et des capacités supplémentaires envisagées.....	96
3.3.2.1 La demande de gaz naturel en France	96
3.3.2.2 Les capacités de stockage.....	96
3.3.2.3 Les terminaux méthaniers	98
3.3.3 Les mesures de réponse aux pics de demandes et aux déficits d'approvisionnement.....	99
3.3.3.1 Les obligations des opérateurs de transport et de distribution de gaz.....	99
3.3.3.2 Les mesures d'urgence.....	99
4. LA PROTECTION DES CONSOMMATEURS.....	100
4.1 ACCES DES CONSOMMATEURS AUX DONNEES DE CONSOMMATION	100
4.2 QUESTIONS ET RECLAMATIONS	101
4.3 LA PROTECTION DES CLIENTS VULNERABLES	101

4.3.1 Electricité.....	101
4.3.2 Gaz.....	102
4.3.3 Les mesures d'urgence relatives à la pandémie de COVID-19 et au contexte des prix de l'énergie élevés, à destination des consommateurs	103
5. DECISIONS MARQUANTES EN MATIERE DE SANCTIONS ET DE REGLEMENTS DE DIFFERENDS	104
5.1 DECISIONS MARQUANTES EN MATIERE DE SANCTIONS	105
5.1.1 CoRDIS, décision de sanction du 7 décembre 2021, la société Enedis est condamnée à hauteur de 100 000 euros pour ne pas avoir exécuté une décision de règlement de différend du CoRDIS dans le délai qui lui était imparti	105
5.1.2 CoRDIS, décision de sanction du 25 avril 2022, les sociétés EDF et EDFT sont condamnées à hauteur, respectivement, de 500 000 euros et 50 000 euros pour des manquements au règlement « REMIT »	105
5.1.3 CoRDIS, décision de sanction du 19 mai 2022, la société Engie est condamnée à hauteur de 80 000 euros pour des manquements au règlement « REMIT »	106
5.2 DECISIONS MARQUANTES EN MATIERE DE REGLEMENTS DE DIFFERENDS.....	106
5.2.1 Décisions relatives aux terrains enclavés	106
5.2.2 CoRDIS, décision du 4 novembre 2021 relative aux conditions d'accès au réseau de transport de gaz naturel	107
5.2.3 CoRDIS, décision de mesures conservatoires du 16 juin 2022 relative à la conclusion de contrats GRD-F, GRD-RE et GRD AO.....	108
5.2.4 Cour de cassation, décision du 6 avril 2022, rejet du pourvoi de la CRE en matière de S3REnR	108

PRINCIPAUX DEVELOPPEMENTS DES MARCHES FRANÇAIS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL EN 2021 ET AU PREMIER SEMESTRE 2022

1. PRESENTATION DE LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ÉNERGIE

1.1 Message du collègue

L'année 2021 couvrait la crise des prix de l'énergie comme la nuée annonce l'orage. La pandémie de Covid-19, en 2020, avait mis le monde sous cloche, gelé la production, l'investissement et l'activité économique. Les programmes de maintenance des infrastructures énergétiques, et notamment des centrales nucléaires en France, avaient été chamboulés. Les prix de l'électricité et du gaz étaient tombés à des niveaux extrêmement bas.

La reprise économique mondiale, permise par l'arrivée de vaccins fin 2020, a entraîné une hausse spectaculaire du prix des matières premières. La forte hausse de la demande énergétique mondiale, accentuée par un hiver 2020-2021 long et froid en Europe et en Asie, vidait les stocks de gaz européens. Alors que la demande était forte, l'offre gazière restait faible en raison d'approvisionnements perturbés en provenance de la Norvège et de la Russie. La flambée des prix du gaz à partir de l'été 2021 a naturellement entraîné celle des prix de l'électricité, les centrales à gaz étant indispensables pour assurer l'équilibre du système électrique.

Tel l'orage qui se forme dans une atmosphère instable, lorsqu'un air froid et sec rencontre un air chaud et humide, la demande gazière en surchauffe et l'offre gelée préparaient les turbulences. La CRE, dans ce contexte, a été, dès l'été 2021, l'organisme d'alerte. Elle a calculé, conformément au droit en vigueur et sur la base d'une méthodologie transparente et robuste, les conséquences de cette crise sur les évolutions mensuelles des tarifs réglementés de vente du gaz.

Le Gouvernement français a alors annoncé des mesures exceptionnelles à l'automne 2021 pour protéger les consommateurs résidentiels contre cette envolée, avec l'annonce d'un « bouclier tarifaire », qui s'est traduit, par décret, par un gel des prix du gaz puis, en loi de finances, par une hausse contenue des prix de l'électricité. Ces mesures viennent d'être prolongées jusqu'à la fin de l'année 2022.

La plupart des experts anticipaient un rapide retour à la normale au printemps 2022. Cependant, au 4ème trimestre 2021, deux événements indépendants sont venus précipiter l'orage : l'aggravation des tensions géopolitiques avec la Russie, alors que Gazprom ne se comportait plus en acteur commercial, ainsi que l'annonce, le 15 décembre 2021, de problèmes de corrosion sur certains systèmes du parc nucléaire français. Les marchés ne peuvent répondre de manière calme et mesurée à de tels aléas. La hausse des prix de gros devint alors l'expression, non pas de spéculations ou de manipulations, mais des craintes réelles de pénuries menaçant l'approvisionnement en énergie de toute la société.

Alors qu'au moment de l'annonce du bouclier tarifaire, la hausse semblait pouvoir être contenue, la réalité fut beaucoup plus violente. La CRE a calculé qu'en électricité, les TRV auraient dû augmenter de près de 35 % TTC au 1er février 2022 et en gaz, augmenter de 78,3 % TTC entre le 1er octobre 2021 et le 1er mai 2022.

Réguler en temps de crise, c'est limiter au maximum les effets de bord des mesures d'urgence, et ajuster la voilure des mécanismes de soutien pour en assurer l'efficacité. L'intervention publique massive sur les prix risquait en effet de mettre en difficulté les fournisseurs, pris en tenaille entre des prix de gros qui augmentent et des prix de détail plafonnés, et donc de détériorer les équilibres de prix pour les fournisseurs et les producteurs. La CRE a accompagné les pouvoirs publics afin d'assurer que les décisions prises étaient mises en œuvre dans des conditions techniques, économiques et financières optimisées pour la collectivité. Cet accompagnement se matérialisa dans un dialogue soutenu avec les équipes du Gouvernement et du Parlement, mais aussi dans un renforcement de la communication auprès des acteurs et du grand public, pour expliquer les causes et les pistes pour remédier aux conséquences de cette hausse des prix de gros. Le régulateur fut chargé notamment d'encadrer les conditions de compensation des fournisseurs de gaz et d'électricité, les modalités d'attribution de l'ARENH, les impacts de l'augmentation des prix sur les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables ou encore les conditions de désignation des fournisseurs de secours.

Dans l'œil du cyclone, la solidarité européenne a été présente pour assurer la résilience du système : la France n'a jamais autant eu besoin des importations d'électricité des pays voisins pour passer la pointe hivernale, en particulier à la fin de l'année 2021, où notre pays fut importateur net sur deux mois consécutifs. Grâce à cette solidarité unique au monde à l'échelle d'un continent, la libre circulation du gaz et de l'électricité permet un approvisionnement en énergie de chaque État membre avec des coûts lissés et partagés, optimisant ainsi l'utilisation des infrastructures au bénéfice du consommateur.

La CRE a ainsi approfondi sa coopération avec ses homologues européens, au sein de l'Agence européenne des régulateurs de l'énergie (ACER) et du Conseil européen des régulateurs de l'énergie (CEER), pour analyser les conséquences de la crise, renforcer la surveillance des marchés de gros et réfléchir aux éventuelles évolutions des règles de marché. Pour la CRE, il est nécessaire de favoriser les investissements de long terme, pour donner plus

de visibilité aux acteurs. Le comportement extrêmement risqué de certains fournisseurs, qui proposaient des prix fixes à leurs clients sans se couvrir contre une envolée des cours, a mené à des faillites ou des pertes financières importantes pour leurs consommateurs. Il convient donc de sécuriser l'activité de fourniture en imposant des règles prudentielles de couverture.

Cette tempête des prix est venue confirmer le cap de la transition énergétique. Car, contrairement à ce que certains ont pu avancer, ce n'est ni le marché européen ni les énergies renouvelables qui sont en cause, mais bien la trop forte dépendance européenne au gaz, d'une part, et, en France, le retard pris dans les investissements bas-carbone.

Il est donc urgent d'avancer en tenant fermement la barre de la décarbonation du mix énergétique. Les difficultés d'approvisionnement en gaz ont eu pour effet pervers d'augmenter le recours au charbon en Europe, malgré un prix des quotas de CO2 au plus haut. En France, les difficultés rencontrées sur le parc nucléaire imposent également d'user à plein des centrales thermiques, et même de retarder la fermeture des deux dernières centrales à charbon. Si la diversification des sources de gaz est en cours, grâce notamment aux maximisations des importations de gaz naturel liquéfié (GNL), la sobriété énergétique et la réduction des consommations inutiles à court terme restent les moyens les plus sûrs pour garantir notre sécurité d'approvisionnement tout en limitant nos émissions. À ce titre, le succès industriel du déploiement du compteur Linky permet à chacun de suivre en temps réel sa consommation. Prendre conscience des dépenses d'énergie liées à ses usages (chauffage, box Internet, ballon d'eau chaude, appareils ménagers) est le premier pas vers une meilleure maîtrise de sa consommation.

Accélérer au maximum le déploiement des énergies renouvelables (EnR) était un objectif. Il devient maintenant une urgence, pour décarboner l'économie tout en réindustrialisant notre pays. D'autant que la hausse des prix sur les marchés permet de rentabiliser plus facilement les EnR. Mieux, dans certains cas, les installations sous obligation d'achat remboursent actuellement à l'État leurs gains sur les marchés de gros. Ce contexte rend propice le développement des contrats d'achat d'énergie renouvelable sans soutien public, les Power Purchase Agreement (PPA), que la CRE souhaite encourager. En outre, dans son avis sur le nouveau cahier des charges des prochains appels d'offres (2021-2026) pour les EnR électriques, la CRE recommande aux pouvoirs publics de supprimer les contraintes inutiles qui entravent l'émergence de nouveaux projets d'énergie renouvelable.

Pour accompagner cette mutation rapide du secteur de l'énergie, les infrastructures sont dans l'obligation de s'adapter et de se renforcer. Les réseaux ne doivent en aucun cas entraver l'agilité du système, mais, au contraire, faciliter l'atteinte de la neutralité carbone. À ce titre, pour raccorder au mieux les nouvelles installations de biométhane, la CRE définit, depuis la loi Egalim, dans chaque territoire, le réseau le plus pertinent pour accueillir les nouvelles installations. Elle a ainsi validé, fin 2021, environ 300 zonages qui pourraient accueillir à terme 1 300 méthaniseurs.

L'intermittence des éoliennes ou des panneaux solaires fait évoluer les méthodes de dimensionnement et de pilotage des réseaux électriques. Ainsi, la CRE encourage la recherche de flexibilités en tout genre pour éviter des investissements inutiles et gérer efficacement le système. Afin de favoriser l'innovation dans ce domaine, la CRE peut accorder des dérogations aux règles d'utilisation des réseaux pour tester des nouvelles technologies dans le cadre du « bac à sable réglementaire ». Lors du premier guichet de mars 2021, 41 dossiers ont été déposés pour 11 dérogations accordées, montrant l'intérêt des acteurs. Un second guichet a été ouvert en septembre 2021.

Les territoires d'outre-mer et les zones non interconnectées (ZNI) sont les laboratoires d'une transition énergétique dans des systèmes contraints. Leur petite taille, leur exposition à des conditions géographiques ou météorologiques très spécifiques, leurs difficultés d'accès, leurs coûts de production trois à cinq fois plus élevés qu'en métropole, et leur mix énergétique à 70 % carboné, en font des territoires où la transition est à la fois la plus urgente et la plus exigeante. La CRE accompagne les ZNI dans l'élaboration de leur programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), alliant valorisation des énergies renouvelables locales, maîtrise de la demande et efficacité énergétique, tout en veillant à l'optimisation des dépenses publiques et à l'intérêt du consommateur.

Il est difficile de voir clair au milieu d'une tempête, mais il est déjà possible d'évaluer les lignes de force et les limites de notre système énergétique, tout en gardant, toujours, la transition énergétique comme boussole. Que cette crise nous avise : sachons inventer les solutions à même de continuer d'assurer à tous les consommateurs une énergie sûre, abordable et décarbonée.

1.2 Les missions de la CRE

La CRE est une autorité administrative indépendante. Créée en 2000, sa mission principale est de concourir « au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel au bénéfice des consommateurs finals et en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique ». Pour l'accomplir, la CRE s'appuie sur deux organes indépendants : le collège de la Commission et le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS). Pour rendre ses décisions, le collège se repose sur l'expertise des directions de la CRE, placées sous l'autorité du président.

La CRE est présidée depuis le 16 février 2017 par Monsieur Jean-François Carencu, nommé par décret du Président de la République. La CRE a également vu sa structure organisationnelle modifiée, afin d'être au plus près des préoccupations du marché et attentive à ses évolutions, notamment celles liées à la transition énergétique. Les questions industrielles et l'Europe sont au cœur des réflexions de la CRE qui a mis en place en 2017 un Comité prospectif qui s'intéresse aux questions environnementales, économiques et sociétales. Pour accompagner cette

stratégie et donner à la CRE les moyens d'agir, le Président de la CRE a choisi de réorganiser les services de la Commission.

Les missions de la CRE se déclinent en deux volets. D'une part, une mission de régulation des réseaux d'électricité et de gaz naturel consistant à garantir aux utilisateurs (entreprises, collectivités territoriales, consommateurs, fournisseurs) un accès non discriminatoire aux infrastructures de transport et de distribution qui sont des monopoles naturels, tout en assurant la sécurité d'approvisionnement. D'autre part, une mission de régulation des marchés permettant le développement d'une concurrence libre et loyale au bénéfice du consommateur final. La CRE est tenue de consulter le Conseil supérieur de l'énergie préalablement à ses décisions pour les sujets pouvant « avoir une incidence importante sur les objectifs de politique énergétique » dont la liste figure à l'article R. 134-1 du code de l'énergie. En 2020, pour effectuer ses missions, le collège de la CRE a rendu 333 délibérations.

Avec l'adoption en 2016 de la loi portant statut général des autorités administratives indépendantes (AAI) et des autorités publiques indépendantes, le cadre législatif de la Commission de Régulation de l'Énergie a évolué. Son article 21 prévoit notamment que les AAI adressent au gouvernement et au Parlement, chaque année avant le 1^{er} juin, un rapport d'activité rendant compte de l'exercice de leurs missions et de leurs moyens. Ce rapport comporte un schéma pluriannuel d'optimisation de leurs dépenses qui évalue l'impact prévisionnel, sur leurs effectifs et sur chaque catégorie de dépenses, des mesures de mutualisation de leurs services avec les services d'autres AAI ou API ou avec ceux d'un ministère. Par ailleurs, le collège de commissaires, qui était renouvelé par tiers tous les deux ans, sera amené à l'être par moitié tous les trois ans. Le mandat de deux commissaires a pris fin en mars 2019 et un nouveau commissaire a été nommé le 5 août 2019 par décret du Président de la République.

Depuis la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (loi « Énergie et Climat »), le collège de la CRE est composé de cinq commissaires.

Depuis 2018, la CRE régule l'accès au stockage de gaz en application de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement.

La loi « Énergie et Climat » a confié de nouvelles missions à la CRE. Elle est ainsi en charge du suivi de la mise en œuvre de la fin des tarifs réglementés de vente d'électricité pour certains clients professionnels et des tarifs réglementés de vente de gaz naturel, de la mise en œuvre du dispositif de dérogation au cadre réglementaire pour les sujets qui relèvent de sa compétence et participe à la mise en œuvre du fournisseur de dernier recours en gaz naturel et de secours en électricité et en gaz naturel.

L'ordonnance n° 2021-237 du 3 mars 2021, qui transpose la directive 2019/944 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, a confié à la CRE de nouvelles missions, en particulier s'agissant de l'approbation des plans de développement du réseau des gestionnaires de réseau de distribution, de l'octroi des dérogations à l'interdiction faite aux GRD de posséder, développer ou exploiter des installations de stockage, ou du suivi des offres à tarification dynamique.

La loi énergie-climat de 2019 et l'ordonnance du 26 février 2020 ont habilité le président de la CRE à transiger sur les demandes de restitution et à engager le paiement des sommes correspondantes dans le cadre des réclamations faites par les contribuables quant à la contribution au service public d'électricité (CSPE), taxe acquittée par tous les consommateurs finaux d'électricité qui a été instituée depuis 2003. Le décret du 30 octobre 2020 a prévu les modalités de remboursement via une plateforme en ligne permettant aux entreprises et aux particuliers de déposer leurs demandes de remboursement et à la CRE de les traiter. Ces nouvelles modalités ont été prévues à la suite d'un contentieux de masse, avec des réclamations déposées par plus 55000 contribuables, d'ici à la fin 2022.

La loi de finances de 2021 prévoit de réviser les contrats d'achat d'électricité photovoltaïque dont la rentabilité est excessive. Cette révision porte sur des installations d'une puissance minimale de 250 kWc. Ce seuil conduit à réviser 1 050 contrats environ qui bénéficieront, pendant une dizaine d'années encore, d'un soutien public annuel de 950 M€. La CRE comprend le motif d'intérêt général lié à la rentabilité excessive des contrats, fondement de leur remise en cause dans le contexte économique difficile lié à la crise sanitaire. Elle contribuera à l'instruction des dossiers concernés et étudiera leur situation spécifique de rentabilité. Les modalités de ces révisions seront fixées par décret.

En outre, depuis le 1^{er} janvier 2017, la CRE est rattachée budgétairement au ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, plus particulièrement au sein du programme 217 « conduite et pilotage des politiques de l'écologie, du développement et de la mobilité durables » piloté par le ministère. Le pilotage de ce programme tient compte de la spécificité de la CRE et de l'impératif de préservation de son indépendance en application des directives européennes 2009/72 et 2009/73 du 13 juillet 2009 et de l'article L.133-5 du code de l'énergie.

Au 31 décembre 2021, la CRE comptait 156 agents (hors commissaires) dont 68 femmes et 88 hommes (elle comptait 156 agents au 31 décembre 2020 dont 73 femmes et 83 hommes).

2. LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

L'adoption en 2019 du paquet « Une énergie propre pour tous les européens » donne une nouvelle impulsion à la transition énergétique et à la lutte contre le réchauffement climatique tout en organisant le marché de l'électricité d'une manière plus adaptée afin de fournir des signaux d'investissement améliorés et d'apporter davantage de flexibilité aux marchés, en particulier via l'utilisation accrue des interconnexions et la fluidification des échanges électriques intra-européens. L'adoption du paquet a également pour effet de placer le consommateur au cœur des marchés de l'énergie, en lui offrant la possibilité de jouer un rôle plus actif dans la production, de mieux maîtriser sa consommation et ses dépenses énergétiques et d'être mieux informé des évolutions du marché. C'est à travers cet éclairage qu'il convient de revenir sur les résultats considérables accomplis sous le contrôle de la CRE conformément aux textes européens en matière d'accès des tiers aux réseaux (2.1), de structuration d'un marché de gros efficace (2.2.1), de développement de la concurrence sur le marché de détail (2.2.2) et de respect de la sécurité d'approvisionnement (2.3).

2.1 L'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité

Il existe en France un seul gestionnaire de réseau de transport (GRT) d'électricité, RTE, qui exploite, maintient et développe le réseau à haute et très haute tension. Avec plus de 100 000 km de lignes comprises entre 63 000 et 400 000 volts, le réseau géré par RTE est le plus important d'Europe. Depuis le 31 mars 2017, EDF, la Caisse des dépôts et consignations et CNP Assurances détiennent respectivement 50,1 %, 29,9 % et 20 % du capital de la Co-entreprise de Transport d'Electricité (CTE) qui détient elle-même 100 % du capital de RTE.

Il existe en France 143 gestionnaires de réseau de distribution (GRD) d'électricité de tailles très inégales. Enedis gère 95% du réseau de distribution d'électricité du territoire métropolitain continental, soit 1,4 million de km de lignes, et dessert 37 millions de clients. 5 autres GRD desservent plus de 100 000 clients. Il s'agit des sociétés Gérédis, SRD, Strasbourg Electricité Réseaux, URM et GreenAlp. Enfin, 137 GRD desservent moins de 100 000 clients.

2.1.1 L'indépendance des gestionnaires de réseaux

2.1.1.1 Le suivi des obligations liées à la certification du gestionnaire du réseau de transport

2.1.1.1.1 Le suivi de la mise en œuvre des demandes de la CRE dans la décision de certification de RTE

Le 26 janvier 2012¹, la CRE a certifié RTE en tant que gestionnaire de réseau de transport indépendant de l'entreprise verticalement intégrée (EVI) (modèle de séparation patrimoniale ITO – *Independent Transmission Operator*). Par ailleurs, à la suite de l'entrée de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) au capital de CTE, actionnaire unique de RTE, le 31 mars 2017, la CRE s'est assurée que la société RTE respectait les obligations découlant des règles d'indépendance prévues par le code de l'énergie et a donc maintenu la certification de RTE, par une délibération du 11 janvier 2018².

Par délibération du 2 juillet 2020³, la CRE a maintenu la certification de RTE à la suite de la réorganisation des participations de la CDC. Cette opération n'a pas eu de conséquences ni sur l'organisation et la gouvernance de RTE ni sur le périmètre de l'EVI à laquelle appartient RTE.

L'indépendance du GRT par rapport à l'EVI se caractérise par une organisation interne et des règles de gouvernance spécifiques ainsi que par une autonomie suffisante de fonctionnement et de moyens.

La CRE s'assure régulièrement que le GRT respecte ses obligations en matière d'indépendance vis-à-vis de l'EVI. À cette fin, elle vérifie que l'opérateur tient les engagements qu'il a pris et qui ont été rappelés dans les délibérations de certification et qu'il prend, dans les délais déterminés, les mesures définies par la CRE dans ces mêmes délibérations. L'octroi de la certification était en effet assorti de ces conditions.

Dans ce cadre, la CRE procède également à l'examen de l'ensemble des contrats qui sont conclus entre RTE et l'EVI EDF ou les sociétés qu'elle contrôle. Cet examen concerne aussi bien les nouveaux contrats que les renouvellements de contrats existants déjà examinés à l'occasion de décisions antérieures. En application de l'article L.111-17 du code de l'énergie, la CRE contrôle la conformité des accords commerciaux et financiers avec les conditions du marché et le cas échéant, les approuve. Elle s'assure également que les prestations de services conclues entre RTE et l'EVI sont autorisées et fournies dans les conditions définies par l'article L.111-18 du code de l'énergie.

Au cours de l'année 2021, dix-sept contrats conclus entre RTE et l'EVI ou entre RTE et les filiales de l'EVI ont été examinés par la CRE. L'ensemble de ces contrats a fait l'objet d'une décision favorable de la CRE.

2.1.1.1.2 Le suivi du respect du code de bonne conduite du gestionnaire de réseau de transport

En application des articles L.111-34 à L.111-38 du code de l'énergie, RTE s'est doté d'un responsable chargé de veiller, sous réserve des compétences attribuées en propre à la CRE, à la conformité des pratiques de l'opérateur avec les obligations d'indépendance auxquelles il est soumis vis-à-vis des autres sociétés appartenant à l'EVI. Le mandat du précédent responsable de la conformité arrivant à son terme au 30 septembre 2021, RTE a transmis à

¹ Délibérations de la CRE du 26 janvier 2012 portant décision de certification de la société RTE

² Délibération de la CRE du 11 janvier 2018 portant décision sur le maintien de la certification de la société RTE

³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 juillet 2020 portant décision sur le maintien de la certification de la société RTE

la CRE sa proposition de nomination ainsi que le contrat de travail du nouveau responsable de la conformité. La CRE a approuvé, par délibération du 24 juin 2021⁴, la proposition de nomination ainsi que le contrat de travail du responsable de la conformité proposée par RTE. A ce titre, la CRE s'est assurée de son indépendance, de ses aptitudes professionnelles ainsi que des conditions contractuelles régissant son mandat, lesquelles lui permettent d'après l'analyse conduite par la CRE d'exécuter l'ensemble de ses missions. Le responsable de la conformité est notamment chargé de vérifier l'application par RTE des engagements figurant dans le code de bonne conduite, d'établir un rapport annuel sur la mise en œuvre de ce code qu'il transmet à la CRE, de vérifier la bonne exécution du schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité et d'aviser, sans délai, la CRE de tout projet de décision reportant ou supprimant la réalisation d'un investissement prévu dans ce schéma décennal et de toute question portant sur l'indépendance du GRT.

Par ailleurs, en application de l'article L. 134-15 du code de l'énergie, la CRE a publié la douzième édition du rapport sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel (RCBCI) en avril 2021. La CRE considère que, en 2019 et 2020, l'indépendance de RTE vis-à-vis de ses actionnaires EDF, Caisse des dépôts et consignations et CNP Assurances, s'est améliorée. A titre d'exemple, les salariés de RTE ne participent aux réunions organisées par l'EVI qu'en tant qu'intervenants externes. De plus, les délais de transmission à la CRE des contrats entre RTE et l'EVI se sont améliorés (un contrat seulement a été transmis à l'approbation de la CRE après la date d'entrée en vigueur du contrat), permettant à la CRE d'exercer efficacement son mandat de contrôle. Par ailleurs, concernant le respect du code de bonne conduite, la CRE constate que RTE a tenu ses principaux engagements en 2019 et 2020 en matière de transparence, d'objectivité, de non-discrimination et de protection des informations commercialement sensibles.

Ainsi, les recommandations formulées par la CRE à RTE dans ce rapport visent principalement à :

- pérenniser des mesures prises ou envisagées par RTE pour garantir l'indépendance avec l'EVI, notamment en termes de procédures encadrant les ressources humaines, par exemple sur la conformité des fonds détenus par des salariés rejoignant RTE avec les dispositions du code de l'énergie ;
- reconduire des précédentes recommandations qui n'ont pas été mises en place par RTE, par exemple sur la mise à jour des trames-type de proposition technique et financière et convention de raccordement applicables à certains utilisateurs du réseau, ainsi que la mise à jour des trames-type de contrat-cadre de traitement des accords en amont du J-1 ;
- améliorer des points spécifiques identifiés par la CRE, notamment en matière de formation des salariés de RTE au code de bonne conduite et d'indépendance.

La CRE réalisera pour la période 2021-2022 une nouvelle analyse approfondie du respect de ces dispositions réglementaires.

2.1.1.2 Le suivi du respect du code de bonne conduite des gestionnaires de réseau de distribution

Comme rappelé en 2.1, le réseau de distribution d'électricité en France métropolitaine est géré à 95% par Enedis. Les quelques 5% restants sont raccordés à l'une des 120 Entreprises Locales de Distribution (ELD). Parmi elles, 5 desservent plus de 100 000 clients (Strasbourg Electricité Réseaux, URM, SRD, Gérédis et GreenAlp) et sont juridiquement séparées.

Dans le cadre de sa mission générale portant sur le bon fonctionnement des marchés, la CRE s'assure que les gestionnaires de réseaux de distribution sont indépendants de leur maison mère. Ils doivent ainsi se distinguer des sociétés exerçant une activité de fourniture ou de production de gaz ou d'électricité au sein de l'entreprise verticalement intégrée (EVI) à laquelle ils appartiennent. Cette vérification s'effectue à partir de l'organisation interne et des règles de gouvernance, de l'autonomie de fonctionnement et de la mise en place d'un responsable de la conformité chargé des obligations d'indépendance et du respect du code de bonne conduite.

La CRE a constaté, dans la douzième édition de son rapport sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux (RCBCI) publiée en avril 2021, que les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité respectent de manière globalement satisfaisante les règles d'indépendance et de bonne conduite. Ce constat avait également été formulé à l'occasion de la onzième édition du même rapport. Ainsi, depuis plusieurs années, les principes de base de l'accès aux réseaux sont bien respectés en France et la CRE reste très vigilante pour que cette situation perdure.

A l'occasion de l'élaboration de la douzième édition du RCBCI, la CRE n'a constaté aucune nouvelle situation de non-conformité majeure et note que les GRD d'électricité ont, pour la plupart, remédié ou lancé des actions visant à remédier aux situations de non-conformité identifiées dans les précédents rapports :

- le seuil au-delà duquel les projets d'investissement SI d'Enedis font l'objet d'une validation par son conseil d'administration a bien été revu à la hausse, conformément aux demandes de la CRE ;
- sur le sujet de la confusion des marques du groupe UEM entre UEM (le fournisseur) et URM (le GRD), une décision du CorDIs a été rendue et les travaux ont été engagés par le GRD pour changer de nom et de logo.

⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 24 juin 2021 portant approbation de la proposition de nomination du responsable de la conformité de la société RTE

La CRE a également formulé de nouvelles recommandations à destination des gestionnaires de réseaux, dont elle s'assurera du suivi dans son treizième rapport, à paraître au premier trimestre 2023.

Dans ce rapport, la CRE sera particulièrement attentive à quatre thématiques, déjà abordées dans les précédentes éditions et qui représentent un enjeu croissant dans la conformité des opérateurs avec les principes d'indépendance et de bonne conduite :

- les conditions de contractualisation de prestations entre les gestionnaires de réseaux et les sociétés de leurs Entreprises Verticalement Intégrées (EVI) afin de s'assurer que ces dernières ne bénéficient pas d'avantages financiers discriminatoires du fait des conditions de ces prestations ;
- le raccordement des infrastructures de recharge de véhicules électriques (IRVE), en particulier l'efficacité et la non-discrimination des processus mis en œuvre par les gestionnaires de réseaux dans le cadre de cette activité ;
- la communication des gestionnaires de réseaux, sur les activités régulées et non-régulées, afin de s'assurer du respect du périmètre de leurs missions et des principes d'indépendance vis-à-vis des maisons-mères ;
- les conditions de mise en œuvre de nouvelles activités par les gestionnaires de réseaux, de participation au développement de filières industrielles (biométhane, hydrogène, etc.) afin de s'assurer qu'elles garantissent une séparation effective des moyens avec les activités régulées et l'absence de subventions croisées.

La CRE poursuivra les analyses réalisées dans son douzième rapport afin d'instruire l'évolution de la concurrence sur le segment résidentiel dans les territoires des entreprises locales de distribution (ELD) de gaz et d'électricité. La quasi-inexistence de concurrence relevée par la CRE, avait notamment conduit à l'adoption d'une délibération le 10 juin 2021⁵ visant à remédier à cette situation. Des travaux sont en cours pour la mise en place d'un portail commun aux ELD, celui-ci aura pour objectif de simplifier l'accès, pour les fournisseurs, aux zones desservies par les ELD.

2.1.2 Les aspects techniques

2.1.2.1 La qualité de l'électricité

2.1.2.1.1 Les niveaux de la qualité de l'électricité en France

La qualité d'alimentation est une composante essentielle de la mesure de la qualité de service délivrée par les opérateurs de réseaux dans la mesure où elle affecte les processus industriels et les usages domestiques. La qualité d'alimentation, ou qualité d'électricité, représente ainsi un enjeu important pour les activités des acteurs de marché, que cela concerne le réseau public de distribution ou celui du transport.

Dans le cadre du TURPE 6 HTA-BT⁶ la qualité d'alimentation fait l'objet d'une régulation incitative basée sur 4 indicateurs incités financièrement :

- durée moyenne de coupure en BT (dit « critère B ») ;
- durée moyenne de coupure en HTA (dit « critère M ») ;
- fréquence moyenne de coupure en BT (dit « critère F-BT ») ;
- fréquence moyenne de coupure en HTA (dit « critère F-HTA »).

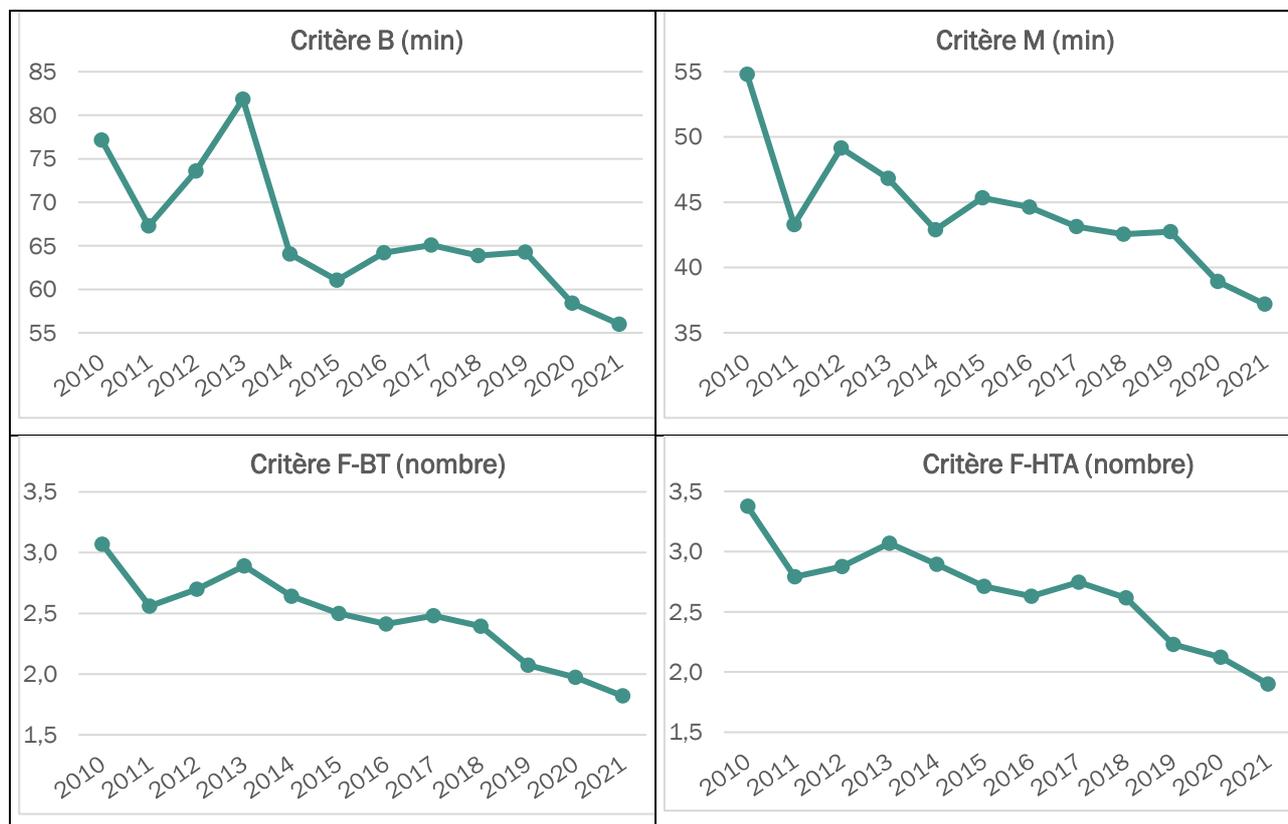
À ces indicateurs s'ajoutent 7 indicateurs suivis par la CRE.

L'évolution des indicateurs incités est présentée dans les figures ci-dessous. Ils traduisent, sur les quatre dernières années, une stabilisation de la durée de coupure en basse tension (critère B) et une amélioration de la durée de coupure en HTA (critère M), ainsi que de la fréquence de coupure sur l'ensemble du réseau d'Enedis. Les années 2020 et 2021, particulièrement calmes sur le plan météorologique, ont entraîné une amélioration significative et continue des critères B et M par rapport aux années précédentes.

La délibération TURPE 6 a été l'occasion de fixer de nouveaux objectifs pour les 4 indicateurs incités pour les années 2021 à 2024.

⁵ Délibération de la CRE n° 2021-121 du 10 juin 2021 portant orientations sur les mesures à mettre en place par les GRD pour permettre le développement de la concurrence sur les territoires des ELD

⁶ Délibération de la CRE n° 2021-13 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)



Sur le réseau public de transport, l'enjeu est particulièrement fort pour les consommateurs industriels, pour qui une alimentation de qualité insuffisante peut avoir des conséquences sur leur production ou leur outil industriel. La qualité d'électricité sur le réseau public de transport est suivie par RTE à travers deux indicateurs : la durée moyenne de coupure (TCE), et la fréquence moyenne de coupure (critère-F), hors évènements exceptionnels.

Afin d'inciter RTE à améliorer le niveau de la qualité d'électricité sur le réseau public de transport en France, la CRE a mis en place un mécanisme de régulation incitative, depuis TURPE 3 HTB pour la durée moyenne de coupure, et depuis TURPE 4 HTB pour la fréquence moyenne de coupure. Ce mécanisme consiste à comparer les écarts entre les niveaux observés et des niveaux cibles pour chaque indicateur, et à valoriser ces écarts sous forme de primes ou de pénalités annuelles pour RTE.

Pour le TURPE 6 HTB⁷, les niveaux cibles ont été fixés à 2,8 min pour le TCE et 0,46 pour la fréquence de coupure, la force de l'incitation est valorisée à 75% de l'Energie Non Distribuée et un plafond de la prime/pénalité de 45 M€ est appliqué, afin de couvrir l'opérateur de risques extrêmes.

Dans le cadre des travaux préparatoires à l'élaboration du TURPE 6 HTB⁸, la CRE avait consulté les acteurs du marché de l'électricité au mois d'octobre 2019⁹ sur des sujets de qualité de service et de qualité d'alimentation notamment. Le constat fait par la CRE était que le niveau de qualité d'alimentation atteint actuellement sur la durée moyenne de coupure et la fréquence moyenne de coupure était jugé satisfaisant et ne devait pas nécessairement être amélioré par RTE pour la prochaine période tarifaire.

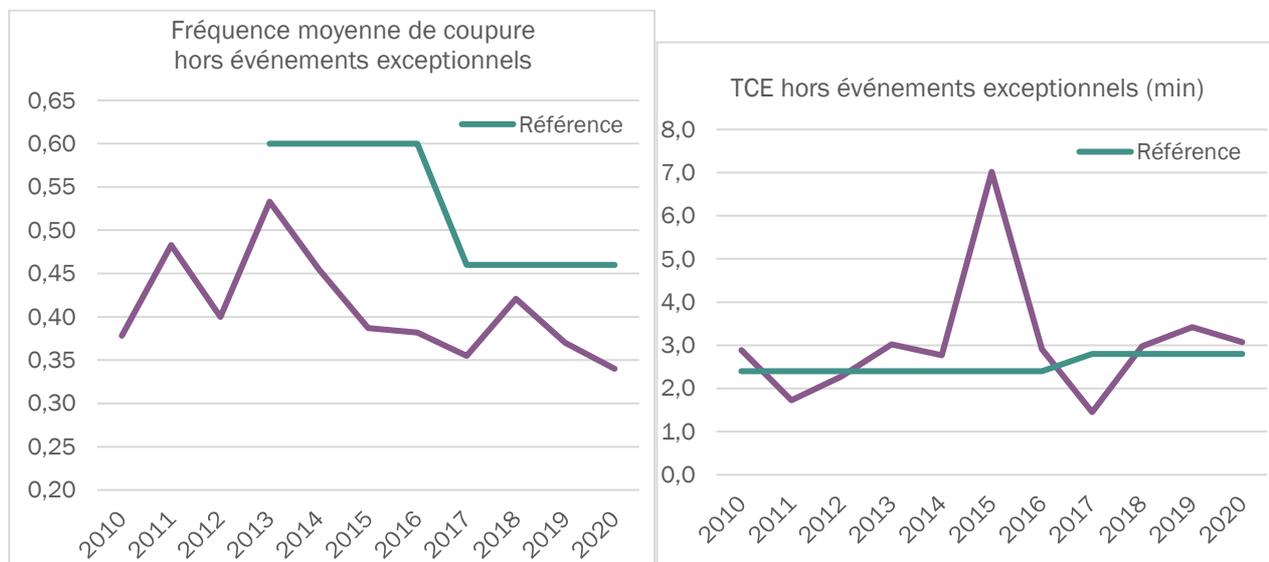
Ainsi, afin d'inciter RTE à maintenir le niveau de qualité actuel tout en maîtrisant ses investissements dans le réseau, la CRE a mis en place une régulation incitative asymétrique pour le TURPE 6 HTB : RTE ne percevra pas de prime s'il bat les niveaux cibles sur l'un ou l'autre des deux indicateurs. Tous les autres paramètres du dispositif : cibles, force de l'incitation et plafond du montant de l'incitation, restent inchangés par rapport au TURPE 5 HTB.

L'évolution de ces deux indicateurs de qualité est présentée dans les graphiques ci-dessous :

⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB)

⁸ Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB)

⁹ Consultation publique n° 2019-019 du 17 octobre 2019 relative à la qualité de service et aux actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité



Le TCE est assez volatil, tandis que le critère-F s'améliore globalement depuis 2013.

2.1.2.1.2 Le mécanisme de pénalité pour les coupures longues

Dans le cadre du TURPE 6 HTA-BT, la CRE a reconduit le mécanisme d'indemnisation des clients en cas de coupures longues. Ainsi, Enedis verse aux consommateurs une indemnisation par période de 5 heures d'interruption due à une défaillance des réseaux publics de distribution, y compris lors d'événements exceptionnels et de défaillance due au réseau public de transport. La pénalité versée aux consommateurs est forfaitaire, déclinée par niveau de tension et par tranche de 5 heures de coupure (dans le domaine de tension BT : 2 € HT par kVA pour une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA, 3,5 € HT par kVA pour une puissance souscrite supérieure à 36 kVA et dans le domaine de tension HTA : 3,5 € HT par kVA de puissance souscrite). Afin de prendre en compte les situations extrêmes, en cas de coupure de plus de 20 % de l'ensemble des consommateurs finals alimentés directement ou indirectement par le réseau public de transport, la pénalité susmentionnée ne sera pas versée aux consommateurs concernés. En 2021, les pénalités versées par Enedis aux clients résidentiels ont représenté un montant total de 45 M€.

Le versement de cette pénalité ne prive pas les consommateurs de la faculté de rechercher la responsabilité de leur gestionnaire de réseau public selon les voies de droit commun.

Afin de limiter leur exposition financière, les ELD et EDF SEI gardent la possibilité, en cas de coupure liée à un événement exceptionnel, de réduire les montants des pénalités applicables par rapport au montant des pénalités normales définies ci-dessus. Les montants des pénalités réduites applicables dans ces situations devront être proportionnels aux montants des pénalités normales et ne pourront être inférieurs à 10 % de ces montants. Les montants des pénalités normales resteront applicables pour les coupures autres que celles liées à un événement exceptionnel.

Enedis est couvert forfaitairement d'un montant de 75 M€/an. Au-delà d'un montant total de pénalités versées supérieures à 117 M€ Enedis est couvert au compte de régularisation des charges et des produits (« CRCP ») pour la partie des pénalités dépassant 117 M€.

En parallèle de l'incitation sur les deux indicateurs de qualité d'alimentation, la CRE a introduit depuis le TURPE 5 HTB, une disposition consistant à faire porter par RTE le coût des conséquences des coupures longues (supérieures à 5 heures) sur le réseau public de distribution issues du réseau public de transport. RTE doit rembourser aux gestionnaires de réseaux de distribution les indemnités versées par ces derniers à leurs clients.

Pour la période TURPE 6, ce dispositif prévoit une couverture par le TURPE HTB du remboursement de ces indemnités sur la base d'une trajectoire de 1.8 M€/an et une inclusion au compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) de la part des remboursements excédant 9 M€/an.

2.1.2.1.3 L'incitation à une meilleure continuité d'alimentation et qualité de service

Dans le cadre des travaux préparatoires au TURPE 6, la CRE a publié le 17 octobre 2019 une consultation publique portant sur la régulation incitative de la qualité de service dans le secteur de l'électricité. Les réponses à cette consultation publique ont permis de dégager trois axes d'amélioration de la qualité de service d'Enedis : (i) le traitement des raccordements, en particulier en introduisant un indicateur basé sur le délai moyen de réalisation des raccordements, (ii) la gestion de la relation client et (iii) la mise à disposition de données par l'opérateur. La délibération TURPE 6 actualise le cadre de régulation mis en place en TURPE 5 et introduit de nouveaux indicateurs permettant de traiter les axes dégagés à la suite de la consultation publique.

Concernant la continuité d'alimentation, la CRE a reconduit avec le TURPE 6, pour Enedis, des incitations financières sur la durée moyenne de coupure aux niveaux de tension BT et HTA, ainsi que sur les fréquences moyennes de coupure en HTA et en BT. Les objectifs fixés à Enedis sur ces indicateurs ont été modifiés pour tenir compte de la performance d'Enedis durant la période TURPE 5. De plus, afin de limiter le risque financier pour Enedis lié à la mise en place des quatre incitations susmentionnées, un plafond/plancher global des incitations financières (bonus/malus) supportées par l'opérateur a été fixé à ± 83 M€ pour neutraliser l'impact des performances extrêmes qui se produisent moins de 1 % du temps. La CRE incite aussi les ELD desservant plus de 100 000 utilisateurs et EDF SEI à mettre en place les indicateurs suivis par Enedis. Jusqu'au 31 décembre 2019, la définition d'un événement exceptionnel utilisée pour EDF SEI était la même que celle utilisée par Enedis. À partir de 2020 celle-ci est modifiée pour être en adéquation avec les spécificités de son territoire de desserte¹⁰.

De plus, pour les ELD ayant fait le choix d'opter pour une péréquation de leurs coûts d'exploitation établie à partir de l'analyse de leurs comptes, la CRE a instauré des incitations financières inspirées de celles d'Enedis et adaptées aux caractéristiques spécifiques de leur réseau. Ainsi, ces cadres ont été fixés pour la période 2022-2025 pour les GRD EDF SEI, Gérédis, EDM et EEWf.

Le TURPE 6 a mis en place une régulation incitative de la mise à disposition des données, celle-ci vise à s'assurer que les possibilités des compteurs communicants déployés par Enedis sont effectivement exploitées pour offrir la meilleure qualité de service aux utilisateurs. Cette régulation s'appuie sur 4 indicateurs incités financièrement :

- taux de disponibilité en J+1 des courbes de charge Linky ;
- taux de transmission en J+1 des index et autres données de compteur (avant 9h) ;
- taux de télérelevé pour facturation réussis pour les compteurs BT > 36 kVA ;
- taux de transmission des courbes de charge en J+1 pour le marché d'affaires.

La performance d'Enedis sur l'année 2021 est contrastée et entraîne un malus global de -17,4 M€ sur la globalité des régulations incitatives relatives à la qualité de service, celles-ci se décomposent entre les indicateurs relatifs à la qualité de service, les indicateurs spécifiques au projet de comptage évolué Linky et les indicateurs relatifs à la mise à disposition des données.

Les indicateurs relatifs à la qualité de service portent sur les différentes missions d'Enedis, avec principalement des indicateurs sur la gestion des raccordements, le traitement des réclamations et la gestion de la relation fournisseurs. Sur ces indicateurs Enedis supporte un malus de -14,2 M€ qui est principalement dû à une mauvaise performance sur l'indicateur mesurant le délai moyen de réalisation des raccordements par Enedis. Cet indicateur mesure les délais de réalisation des raccordements sur plusieurs catégories de raccordements, Les délais réalisés d'Enedis sont plus longs que les objectifs sur l'ensemble de ces catégories, Pour les raccordements des producteurs BT > 36 kVA et HTA cette mauvaise performance peut s'expliquer par une forte augmentation du nombre de raccordements entre 2019, année de référence pour la détermination des objectifs, et 2021. Sur cet indicateur Enedis supporte un malus de -15,8 M€. Ce malus est compensé par de bonnes performances sur les indicateurs relatifs à la relation fournisseurs ainsi qu'aux indicateurs relatifs à la fiabilité du bilan électrique.

La régulation incitative spécifique au projet Linky, comme la régulation sur la mise à disposition des données, sont asymétriques et ne peuvent entraîner que des malus pour Enedis. Sur la régulation spécifique au projet Linky la performance d'Enedis est contrastée, Enedis n'atteint pas les objectifs fixés sur 5 des 9 indicateurs. En particulier Enedis est en dessous, mais proche, des objectifs sur les "taux de télérelevés journaliers réussis" et le "taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs" avec, pour les 2 indicateurs, 3 mois en dessous de l'objectif de 98%.

Pour la régulation incitative de la mise à disposition des données Enedis est en dessous des objectifs fixés pour 2 des 4 indicateurs ("taux de transmission en J+1 des index et autres données de compteur (avant 9h)" et "taux de transmission des courbes de charge en J+1 pour le marché d'affaires"). La performance d'Enedis est bonne sur les deux autres indicateurs, en particulier sur l'indicateur "taux de disponibilité en J+1 des Courbes de Charge Linky" pour lequel Enedis est 2 points au-dessus de l'objectif fixé.

Pour la période du TURPE 6 HTB, la qualité de service (en dehors de la régulation incitative sur la qualité d'alimentation) de RTE est suivie au travers de quatorze indicateurs :

- Raccordements :
 - suivi du respect des délais inscrits dans la PTF ;
 - suivi du respect des délais inscrits dans la convention de raccordement ;
 - suivi des écarts entre les coûts inscrits dans la convention de raccordement et les coûts réels ;
 - suivi des écarts entre les coûts inscrits dans la PTF +/- 15 % et les coûts réels ;

¹⁰ Délibération de la CRE n° 2019-301 du 19 décembre 2019 portant décision de modification de la délibération du 22 mars 2018 sur les niveaux de dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour EDF SEI au titre des années 2018 à 2021 et sur le cadre de régulation associé

- suivi des délais moyens de raccordement par segment (éolien en mer, EnR terrestres, distributeurs et consommateurs) ;
- Comptage :
 - suivi du respect des délais d'intervention de dépannage sur compteurs ;
- Réclamations :
 - suivi du taux de réponse sous 10 jours ;
 - suivi du taux de traitement des réclamations sous 30 jours ;
 - suivi de la durée moyenne globale de traitement des réclamations ;
- Qualité de l'onde de tension :
 - suivi de la durée moyenne de dépassement de la tension maximale, par niveau de tension ;
 - suivi de la fréquence moyenne des tensions se situant dans la plage exceptionnelle haute de tension, par niveau de tension ;
- Continuité d'alimentation :
 - suivi du respect des engagements contractuels du CART relatifs à la qualité d'électricité ;
 - suivi du respect des dates et de la durée des travaux planifiés par RTE sur le réseau public de transport pour les clients industriels ;
 - suivi de l'Energie Non Evacuée par les producteurs due aux activités de RTE sur le réseau public de transport.

2.1.2.2 Le système de comptage évolué d'Enedis

Le projet Linky consiste à remplacer d'ici à 2024 le parc de compteurs du marché de masse (BT ≤36 kVA) par des compteurs évolués. Débuté fin 2015, le déploiement massif par Enedis s'est achevé fin 2021, avec la pose de 34,3 millions de compteurs Linky, soit plus de 90 % du territoire de desserte d'Enedis. En novembre 2021, la CRE a présenté le bilan de ce déploiement. Respect du calendrier malgré la crise sanitaire, performance du système de comptage évolué, coût final du projet (4 Md€), inférieur de près de 700 M€ au budget initial : les promesses en termes de déploiement ont été tenues.

2.1.2.3 Le raccordement et l'accès aux réseaux publics d'électricité

2.1.2.3.1 Les délais de raccordement

L'article L.342-3 du code de l'énergie précise les délais maximaux de raccordement pour les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable, les délais maximaux pour les autres types de raccordement n'étant pas mentionnés dans la loi.

Il est précisé que dans le cas d'une installation d'une puissance installée inférieure ou égale à 3 kVA, le délai de raccordement ne peut excéder deux mois à compter de l'acceptation de la convention de raccordement par le demandeur. Des indemnités, précisées à l'article R.342-3 du code de l'énergie, sont prévues pour le demandeur du raccordement en cas de dépassement de ce délai. Il s'agit d'une pénalité de 50 euros en cas du dépassement du délai de deux mois, et le cas échéant, à 50 euros par mois complet supplémentaire.

L'article L.342-3 du code de l'énergie prévoit également un délai de raccordement maximal de dix-huit mois pour les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable de puissance supérieure à 3 kVA. Un décret concernant les dérogations à ces dix-huit mois de délai de raccordement (les cas pour lesquels le délai de dix-huit mois peut être suspendu et/ou prorogé) a été publié le 1^{er} avril 2016 sans que la CRE n'ait été saisie pour avis.

Le décret n° 2016-1316 du 5 octobre 2016 fixant le barème des indemnités dues en cas de dépassement du délai de raccordement d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'une puissance installée supérieure à 3 kVA, pour lequel la CRE a rendu un avis favorable sous réserve de la prise en compte de certaines modifications le 14 septembre 2016¹¹, fixe les indemnités dues par le gestionnaire de réseau dans le cas où le délai de raccordement de dix-huit mois est dépassé. Les indemnités se présentent sous la forme d'un pourcentage du coût de raccordement par semaine de retard. Elles sont différenciées selon le domaine de tension du raccordement (domaines HTB3/HTB2, HTB1, HTA et BT). Les installations de production raccordées sur des domaines de tensions plus basses bénéficient d'un taux d'indemnité plus important que pour les raccordements effectués en tensions plus élevées.

¹¹ Délibération de la CRE du 14 septembre 2016 portant avis sur le projet de décret relatif aux indemnités dues en cas de dépassement du délai de raccordement d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'une puissance installée supérieure à trois kilovoltampères

La loi du 24 février 2017 a modifié les dispositions législatives concernant les coûts que couvrent le TURPE et a introduit une spécificité pour le raccordement des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable en mer. En effet, l'article L. 341-2 du code de l'énergie prévoit désormais que ces coûts comprennent notamment : « 4° Les indemnités versées aux producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable en mer en cas de dépassement du délai de raccordement prévu par la convention de raccordement ou, à défaut, par l'article L. 342-3, lorsque la cause du retard n'est pas imputable au gestionnaire du réseau concerné mais résulte de la réalisation d'un risque que celui-ci assume aux termes de la convention de raccordement. Lorsque la cause du retard est imputable au gestionnaire de réseau, ce dernier est redevable d'une part de ces indemnités, dans la limite d'un pourcentage et d'un plafond sur l'ensemble des installations par année civile, fixés par arrêté du ministre chargé de l'énergie, après avis de la Commission de régulation de l'énergie. Les indemnités mentionnées au présent 4° ne peuvent excéder un montant par installation fixé par décret en Conseil d'Etat. ».

Le décret du Conseil d'Etat mentionné est celui du 26 avril 2017 fixant le barème d'indemnisation en cas de dépassement du délai de raccordement au réseau de transport d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable en mer. La CRE a rendu un avis sur ce décret le 9 mars 2017¹². L'arrêté fixant le barème et le plafond du montant des indemnités visées au 4° de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, restant à la charge du gestionnaire de réseau a été adopté le 10 novembre 2017 (et publié au JORF le 22 novembre 2017). La CRE a rendu un avis sur cet arrêté le 5 octobre 2017¹³. Par ailleurs, l'article 15 de la loi n°2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement a apporté des évolutions aux articles L. 341-2 et L. 342-3 et créé un nouvel article L. 342-7-1 au code de l'énergie. L'article L. 342-7-1 du code de l'énergie prévoit à ce titre que « les avaries ou dysfonctionnements des ouvrages de raccordement des installations de production en mer entraînant une limitation partielle ou totale de la production d'électricité à partir d'énergie renouvelable donnent lieu au versement d'indemnités par le gestionnaire de réseau au producteur. Les modalités d'application du présent article, y compris les cas de dispense d'indemnisation, sont fixées par décret pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie. »

Le décret mentionné est celui du 30 mars 2018 fixant le barème d'indemnisation en cas de dépassement du délai de raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable implantées en mer dont le coût est supporté par le gestionnaire de réseau et en cas d'avarie ou de dysfonctionnement affectant la partie terrestre ou maritime des ouvrages de raccordement des installations de production en mer. Il a été mis à jour par le décret n°2022-315 du 3 mars 2022 sur lequel la CRE a rendu un avis le 9 décembre 2021¹⁴.

L'article L. 341-2 du code de l'énergie prévoit quant à lui que le TURPE couvre les indemnités versées aux producteurs d'électricité en application de l'article L. 342-7-1 et que « lorsque la cause du retard ou de la limitation de la production du fait d'une avarie ou d'un dysfonctionnement des ouvrages de raccordement des installations de production en mer est imputable au gestionnaire de réseau, ce dernier est redevable d'une partie de ces indemnités, dans la limite d'un pourcentage et d'un montant en valeur absolue calculés sur l'ensemble des installations par année civile, fixés par arrêté du ministre chargé de l'énergie pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie ». En juillet 2022, la CRE n'avait pas encore été saisie pour avis du projet d'arrêté susmentionné fixant la part des indemnités versées aux producteurs et restant à la charge du gestionnaire de réseau.

2.1.2.3.2 Les tarifs de raccordement aux réseaux publics d'électricité

- **Les principes généraux**

Les articles L. 341-2 et L. 342-6 du code de l'énergie disposent que les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité couvrent une partie des coûts de raccordement à ces réseaux, l'autre partie pouvant faire l'objet d'une contribution versée au maître d'ouvrage des travaux de raccordement.

La loi du 24 février 2017 a modifié l'article L. 341-2 du code de l'énergie qui prévoyait depuis 2010 que dans le cas du raccordement d'une installation de production, le demandeur du raccordement est redevable d'une contribution couvrant intégralement les coûts du branchement et de l'extension. La loi prévoit désormais que, comme pour le raccordement d'une installation de consommation, le TURPE couvre une partie des coûts de raccordement d'une installation de production à partir de sources d'énergie renouvelable. Cette possibilité est limitée au raccordement sur le réseau public de distribution, et peut être différenciée selon les niveaux de puissance. C'est l'arrêté du 30 novembre 2017 qui fixe les taux de cette participation par le TURPE (taux de réfaction). La CRE a rendu un avis défavorable au projet d'arrêté qui lui avait été soumis concernant les taux de réfaction pour le raccordement d'installation de production à partir de sources d'énergie renouvelable le 13 avril 2017¹⁵.

¹² Délibération de la CRE du 9 mars 2017 portant avis sur le projet de décret relatif aux indemnités dues en cas de dépassement du délai de raccordement d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable en mer.

¹³ Délibération de la CRE n°2017-226 du 5 octobre 2017 portant avis sur le projet d'arrêté fixant le barème et le plafond du montant des indemnités visées au 4° de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, restant à la charge du gestionnaire de réseau

¹⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 décembre 2021 portant avis sur le projet de décret modifiant les dispositions relatives aux indemnités dues en cas de dépassement du délai de raccordement ou d'avarie des ouvrages de raccordement d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable en mer

¹⁵ Délibération de la CRE du 13 avril 2017 portant avis sur le projet d'arrêté relatif à la prise en charge des coûts de raccordements au réseau public d'électricité, en application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie

L'arrêté du 30 novembre 2017 a été modifié par l'arrêté du 22 mars 2022 sur lequel la CRE a rendu un avis le 16 décembre 2021¹⁶.

La loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets a modifié l'article L. 341-2 du code de l'énergie pour permettre la mise en place d'un taux de réfaction pouvant aller jusqu'à 60% pour les producteurs renouvelables d'une puissance inférieure à 500 kW et d'un autre taux de réfaction pouvant aller jusqu'à 80% des coûts de remplacement ou d'adaptation d'ouvrages existants ou de création de canalisations en parallèle à des canalisations existantes afin d'en éviter le remplacement, rendus nécessaires par les évolutions des besoins de consommateurs raccordés en basse tension pour des puissances inférieures ou égales à 36 kilovoltampères liées à des opérations concourant à l'atteinte des objectifs fixés à l'article L. 100-4 définies par décret. Ce dernier est celui du 9 mai 2022 qui a précisé le niveau de prise en charge de 80% pour les pompes à chaleur et les infrastructures de recharge de véhicule électrique d'une puissance inférieure à 10 kW. La CRE a rendu un avis¹⁷ défavorable sur les IRVE et un avis favorable pour les PAC.

- **Le raccordement aux réseaux de distribution**

En application de l'article L. 342-8 du code de l'énergie, lorsque le gestionnaire du réseau public de distribution est maître d'ouvrage de raccordement, les principes de calcul de la contribution qui lui est due au titre de la part des coûts de raccordement non couverte par le TURPE sont arrêtés par l'autorité administrative (les ministres chargés de l'économie et de l'énergie) sur proposition de la CRE, et peuvent prendre la forme de barèmes (cf. §2.1.2.3.c du rapport annuel à la Commission européenne relatif aux principaux développements des marchés français de l'électricité et du gaz naturel en 2015 et au premier semestre 2016).

Après de nombreux échanges avec différents gestionnaires de réseaux de distribution en 2016 et 2017, la CRE a lancé une large consultation publique sur les conditions financières et techniques des raccordements aux réseaux d'électricité. La CRE présentait trois projets d'arrêtés et un appel à contribution :

- deux projets d'arrêtés sur les principes généraux de calcul de la contribution versée au maître d'ouvrage des travaux de raccordement aux réseaux publics d'électricité (un en distribution et un en transport) ;
- un projet d'arrêté sur une amélioration des prescriptions techniques de raccordement ;
- un appel à contribution sur l'encadrement de la relation entre le gestionnaire de réseaux de distribution et la collectivité chargée de l'urbanisme qui peut être redevable d'une partie de la contribution due lors d'un raccordement.

Après avoir recueilli les différentes contributions, la CRE a proposé aux ministres de nouvelles versions de projets d'arrêtés le 16 décembre 2021¹⁸. Aucune suite n'a été donnée à ce jour.

Après avoir fait évoluer son barème pour définir les prix à partir des coûts constatés des opérations réalisées sur les affaires passées (et non plus d'hypothèse), Enedis a notifié à la CRE un nouveau projet de barème de raccordement répondant à plusieurs demandes de la CRE. Ce barème introduit de nouvelles formules de coûts simplifiées pour le raccordement d'installations de stockage et d'IRVE, pour les demandes anticipées de raccordement, et une mise à jour des prix. Ce projet de barème a été approuvé par la CRE le 24 juillet 2019 et est entré en vigueur le 24 octobre 2019. Une mise à jour légère du barème d'Enedis introduisant des formules de coûts simplifiées pour la maîtrise d'ouvrage déléguée et la reprise d'étude a ensuite été approuvée par la CRE le 24 octobre 2019 et est entrée en vigueur le 24 janvier 2020.

Figure 1 Les délibérations de la CRE relatives aux barèmes de raccordement

Approbation par la CRE du dernier barème de raccordement notifié	Gestionnaires de réseau desservant plus de 100 000 clients	Date d'entrée en vigueur du dernier barème de raccordement notifié à la CRE
Délibération du 1 ^{er} juillet 2021	Enedis	1 ^{er} octobre 2021
Délibérations du 27 juillet 2017 (x 3)	Électricité de France - Systèmes Énergétiques Insulaires (EDF SEI)	27 octobre 2017
Délibération du 1 ^{er} juillet 2021	Strasbourg Électricité Réseaux (SER)	1 ^{er} octobre 2021
Délibération du 20 février 2020	Gérédis Deux-Sèvres	20 mai 2020
Délibération du 7 mai 2020	SRD	7 octobre 2020
Délibération du 29 avril 2021	URM	29 juillet 2021
Délibération du 9 décembre 2021	GREENALP	9 mars 2022

¹⁶ Délibération de la CRE du 16 décembre 2021 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 30 novembre 2017 relatif à la prise en charge des coûts de raccordements aux réseaux publics d'électricité, en application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie

¹⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 avril 2022 portant avis sur le projet de décret relatif au niveau de la prise en charge par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité pour les travaux rendus nécessaires par les évolutions des besoins de consommateurs raccordés en basse tension pour des puissances inférieures ou égales à 36 kilovoltampères

¹⁸ Délibération de la CRE du 16 décembre 2021 portant proposition d'arrêté sur les principes généraux de calcul de la contribution aux coûts de raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité due par le demandeur de raccordement

- **Le raccordement au réseau public de transport**

En application de l'article L. 342-7 du code de l'énergie, lorsque le gestionnaire du réseau public de transport est le maître d'ouvrage du raccordement, les principes généraux de calcul de la contribution qui lui est due sont arrêtés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition de la CRE, et peuvent prendre la forme de barèmes. Aucun arrêté d'application n'a été publié à ce jour.

La CRE a également communiqué au ministre chargé de l'énergie, le 15 novembre 2012, une proposition d'arrêté, en application de l'article L. 342-7 du code de l'énergie, sur les principes généraux de calcul de la contribution des travaux de raccordement au réseau public de transport d'électricité mais le ministre n'a pas donné suite à ce projet. A la suite de la consultation publique sur les conditions financières et techniques de raccordement lancé par la CRE en avril 2017, la CRE a proposé un nouveau projet d'arrêté en février 2018, comme mentionné précédemment, aucune suite n'a été donnée à ce jour.

2.1.2.4 Le cadre applicable aux énergies renouvelables

2.1.2.4.1 Le raccordement des énergies renouvelables

La loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement, dite loi Grenelle 2, a institué des schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) qui fixent des objectifs de production d'énergies de source renouvelable déclinés par des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR). L'objectif de ces schémas est de mutualiser tout ou partie du coût du raccordement entre différents producteurs au sein d'une même région.

L'article L. 321-7 du code de l'énergie prévoit leur élaboration par le gestionnaire du réseau public de transport, en accord avec les gestionnaires de réseaux publics de distribution. Depuis l'ordonnance n° 2019-501 du 22 mai 2019 le schéma est notifié à l'autorité administrative compétente de l'Etat (le préfet de région) qui approuve aujourd'hui la partie financière, soit le montant de la quote-part définie par ce schéma. Les schémas définissent, pour les ouvrages existants et à créer, les capacités réservées pour l'accueil de la production permettant d'atteindre les objectifs du schéma, ainsi que le périmètre de mutualisation des ouvrages nécessaires au raccordement des installations et dont le coût sera supporté par les producteurs en fonction de la puissance de leurs installations, conformément à l'article L. 342-12 du code de l'énergie.

Depuis la publication de l'ordonnance susmentionnée, les objectifs de capacité globale pour le schéma de raccordement sont fixés par l'autorité administrative compétente de l'Etat en tenant compte de la programmation pluriannuelle de l'énergie, du schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie ou du schéma régional en tenant lieu et de la dynamique de développement des énergies renouvelables dans la région.

Pour la réalisation des schémas S3REnR, le décret n° 2012-533 du 20 avril 2012 (avis de la CRE du 21 février 2012), modifié par le décret n° 2020-382 du 31 mars 2020 (avis¹⁹ de la CRE du 31 janvier 2019) précise les modalités d'application de l'article L. 321-7 du code de l'énergie, à savoir :

- toutes les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables entrent dans le cadre des S3REnR hormis celles passant par une procédure de mise en concurrence prévue par l'article L. 311-10 ;
- les producteurs raccordés dans ce cadre sont redevables du coût des ouvrages propres à leur raccordement ainsi que d'une quote-part proportionnelle à la puissance de leurs installations (hormis les installations de moins de 250 kVA qui en sont exemptées), de l'ensemble des coûts prévisionnels des ouvrages à créer en application du schéma, dont les méthodes de calcul sont fixées dans les documentations techniques de référence des gestionnaires de réseau ;
- la capacité d'accueil des installations de production entrant dans le cadre des S3REnR est réservée, dès le dépôt de ces schémas auprès des préfets de région, pour une durée de dix ans ;
- les gestionnaires de réseaux publics proposent la solution de raccordement sur le poste le plus proche, minimisant le coût des ouvrages propres, disposant d'une capacité réservée suffisante ;
- dès l'approbation de la quote-part des S3REnR, les gestionnaires de réseaux engagent les études techniques et financières, puis les procédures administratives nécessaires à la réalisation des ouvrages. Les critères déterminant le début des travaux pour la création de nouveaux ouvrages sont précisés dans les documentations techniques de référence des gestionnaires de réseaux.

Le décret n° 2016-434 du 11 avril 2016 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux S3REnR, annulé le 22 décembre 2017 par le Conseil d'État, prévoyait :

- des adaptations et des révisions des S3REnR selon certaines conditions ;
- une suspension des délais de traitement des demandes de raccordement lors de l'adaptation d'un S3REnR ;

¹⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 31 janvier 2019 portant avis sur le projet de décret portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables

- si toute la capacité globale d'accueil du S3REnR a été réservée, les producteurs dont les installations de production entrent dans la file d'attente en vue de leur raccordement sont redevables de la quote-part définie par ce schéma.

Ces dispositions ont été réintégréées dans le décret n° 2018-544 du 28 juin 2018 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables et aux raccordements multi-producteurs, sur lequel la CRE avait rendu un avis le 21 mars 2018.

L'article 54 de la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat a modifié les articles L. 342-1 et L. 342-12 du code de l'énergie pour intégrer l'ensemble des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables dans le cadre des S3REnR.

Les S3REnR sont traités dans la partie réglementaire du code de l'énergie aux articles D. 321-10 à D. 321-21-1, et D. 342-22 à D. 342-24. Les articles D. 361-7-1 à D. 361-10 concernent les dispositions relatives à l'outre-mer.

Le décret n° 2020-382 du 31 mars 2020 sur lequel la CRE a rendu un avis le 31 janvier 2019, a modifié la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux S3REnR. Ce décret prévoit que :

- les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables de puissance inférieure à 250 kVA entrent dans le cadre des S3REnR, mais sont exonérées du paiement de la quote-part au titre des ouvrages mutualisés à créer ;
- les études relatives aux créations d'ouvrages dans les S3REnR peuvent désormais être menées en anticipation, avant l'adoption du nouveau schéma ;
- les gestionnaires de réseau ont désormais la possibilité de proposer des offres de raccordement qui peuvent faire l'objet de limitations de puissance ponctuelles. La CRE a été saisie d'un projet d'arrêté encadrant ce type d'offre relative, et a rendu un avis défavorable dans sa délibération du 28 mai 2020. En juillet 2021, l'arrêté n'a pas encore été publié.

La loi du 24 février 2017 a modifié le code de l'énergie en indiquant que le TURPE pouvait couvrir une partie des coûts de raccordement des installations de production à partir de sources d'énergie renouvelable. L'arrêté du 22 mars 2022 fixe les taux de réfaction à 60 % sur les ouvrages propres et la quote-part jusqu'à 250 kW. Ce taux de réfaction est ensuite différencié entre les ouvrages propres et la quote-part et décroissant jusqu'à 5 MW où le taux de réfaction est nul.

L'article L. 321-7 du code de l'énergie dispose que la CRE approuve les méthodes de calcul du coût prévisionnel (MCCP) des ouvrages à réaliser dans le cadre des S3REnR par les gestionnaires de réseau de distribution et par le gestionnaire du réseau de transport. Ce document précise le mode de calcul de la quote-part dont sont redevables les producteurs d'énergie renouvelable, au titre du S3REnR. Par deux délibérations du 21 janvier 2021, la CRE a approuvé sous réserve les projets de MCCP proposés par Enedis²⁰ et RTE²¹.

Les premiers schémas régionaux de raccordement ont été approuvés fin 2012. En juillet 2022, tous les schémas régionaux métropolitains ont été approuvés. Parmi ces schémas adoptés, quatre schémas ont été révisés.

2.1.2.4.2 L'accès au réseau

L'accès au réseau est un droit garanti à l'ensemble des producteurs. Les demandes de raccordement, notamment lorsqu'il est nécessaire de renforcer les réseaux pour accueillir la production, sont traitées par ordre d'arrivée. Les installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables ne sont pas prioritaires par rapport aux autres types d'installations de production d'électricité.

La faculté de limiter l'injection des producteurs d'énergie d'origine renouvelable est mentionnée par les dispositions du règlement (UE) 2019/943 relatives au *redispatching*, qui prévoient notamment que les gestionnaires de réseau peuvent prendre en considération des mesures de réduction de la production dans leur planification du réseau et les activer de manière à soulager une congestion physique sur le réseau ou à assurer la sécurité du système électrique.

Par ailleurs, dans les zones non interconnectées, et afin de garantir la sécurité du système, le taux instantané de pénétration des énergies renouvelables intermittentes (puissance instantanée des énergies renouvelables intermittentes par rapport à la puissance totale transitant sur le réseau) est limité à un seuil au-delà duquel les installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables peuvent être déconnectées du réseau. Les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) de ces territoires ont fixé un objectif en augmentation, avec un seuil à 45% en 2023 contre 35% en 2018.

²⁰ Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant approbation des méthodes de calcul du coût prévisionnel des ouvrages à réaliser par Enedis dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables

²¹ Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant approbation des méthodes de calcul du coût prévisionnel des ouvrages à réaliser par RTE dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables

2.1.3 Les tarifs d'accès aux réseaux

2.1.3.1 Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport d'électricité

Le tarif actuel de transport d'électricité de RTE dit « TURPE 6 HTB » est entré en vigueur au 1^{er} août 2021, pour une durée d'environ quatre ans, en application de la délibération de la CRE du 21 janvier 2021²².

Les travaux menés par la CRE pour l'élaboration du TURPE 6 HTB se sont étalés entre février 2019 et octobre 2020, à travers l'organisation de cinq consultations publiques :

- la première, en date du 14 février 2019²³, concernait le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées pour la prochaine génération de tarifs ;
- la deuxième, en date du 23 mai 2019²⁴, portait principalement sur les principes et enjeux de la structure des TURPE 6 HTB et TURPE 6 HTA-BT et comprenait, en particulier, des premières orientations relatives à la composante de gestion, la composante de comptage, la forme des grilles de soutirage et la tarification de l'injection ;
- la troisième, en date du 17 octobre 2019²⁵, portait sur la qualité de service et les actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité ;
- la quatrième, en date du 19 mars 2020²⁶, portait principalement sur les évolutions de la composante de soutirage envisagées par la CRE ;
- la dernière, en date du 1^{er} octobre 2020²⁷, présentait la proposition finale de la CRE pour le TURPE 6 HTB. Elle portait ainsi sur le cadre de régulation tarifaire, notamment la qualité de service et l'innovation, le niveau des charges et recettes de RTE et le niveau du tarif en découlant ainsi que la structure tarifaire.

Par ailleurs, la CRE a mené une consultation publique, en date du 9 juillet 2020, portant sur les signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité et sur l'opportunité d'une tarification des injections, en indiquant cependant que les évolutions envisagées n'avaient pas vocation à être mises en œuvre dès le TURPE 6, mais éventuellement ultérieurement.

En sus des réponses à ses consultations publiques, la CRE a mené des analyses approfondies sur les charges prévisionnelles présentées par RTE, et des audits externes²⁸ ont également été diligentés.

La CRE a également auditionné RTE ainsi que son actionnaire CTE.

En outre, la CRE a pris en compte, conformément aux dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, les orientations de politique énergétique transmises par la ministre de la transition écologique et solidaire, par courrier reçu en date du 19 juin 2020. Ces orientations ont été publiées sur le site de la CRE²⁹.

Le TURPE 6 HTB reconduit le cadre général de régulation des tarifs TURPE 5, mais doit aussi permettre d'apporter des réponses aux enjeux identifiés comme prioritaires pour les quatre prochaines années :

- le réseau public de transport d'électricité devra jouer un rôle majeur dans la transition énergétique ;
- les investissements nécessaires devront être faits en maîtrisant leurs coûts ;
- la qualité d'alimentation doit être maintenue à un niveau élevé ;
- les évolutions technologiques dégagent des flexibilités nouvelles pour les réseaux ;
- RTE doit continuer à se transformer et à se moderniser ;

²² Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/tarif-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-distribution-d-electricite-turpe-6-hta-bt>

²³ Consultation publique du 14 février 2019 n° 2019-003 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Cadre-de-regulation-tarifaire-applicable-aux-operateurs-d-infrastructures-regulees-en-France>

²⁴ Consultation publique n° 2019-011 du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 » : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Structure-des-prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-TURPE-6>

²⁵ Consultation publique n° 2019-019 du 17 octobre 2019 relative à la qualité de service et aux actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/qualite-de-service-et-aux-actions-des-gestionnaires-de-reseaux-en-faveur-de-l-innovation-des-acteurs-pour-le-secteur-de-l-electricite>

²⁶ Consultation publique n° 2020-007 du 19 mars 2020 relative à la composante de soutirage des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 » : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/composante-de-soutirage-des-prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-turpe-6>

²⁷ Consultation publique n° 2020-015 du 1^{er} octobre 2020 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB) : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/prochain-tarif-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-transport-d-electricite-turpe-6-htb>

²⁸ Un audit de la demande relative aux charges d'exploitation de RTE (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) pour la période 2021-2024 et un audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité.

²⁹ Lettre de la ministre : <https://www.cre.fr/content/download/22581/285281>

- l'évolution des factures doit être maîtrisée pour assurer l'acceptabilité du tarif.

La mise à jour annuelle du tarif TURPE 6 HTB en date du 9 juin 2022³⁰ a fait évoluer la grille tarifaire du TURPE 6 HTB de -0.01 % au 1^{er} août 2022, en application des modalités prévues dans le tarif.

Les principaux faits marquants de l'évolution tarifaire 2021 sont les suivants :

- Le niveau moyen du TURPE reste quasiment stable (diminution de - 0,01 %) au 1^{er} août 2022, en application des formules d'évolution annuelle prévues par la délibération TURPE 6 HTB, résultant de :
 - la prise en compte de l'inflation pour + 1,50% ;
 - le coefficient d'indexation annuelle automatique de + 0,49% ;
 - la prise en compte du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) soit - 2,00 %. Le CRCP permet de protéger RTE, dans un sens comme dans l'autre, contre les variations de charges ou de recettes imprévisibles et non maîtrisables.
- Les recettes tarifaires sont supérieures de 43 M€ aux prévisions, du fait d'une part d'un climat froid se traduisant par des quantités soutirées supérieures aux prévisions (4,1 TWh soutirés supplémentaires), et d'autre part d'un abattement électro-intensif versé aux consommateurs industriels éligibles plus élevé que prévu (-50 M€). Conformément aux règles du TURPE 6, l'excédent de recettes est rendu aux utilisateurs via le CRCP.
- Les recettes d'interconnexions sont supérieures aux prévisions (+327 M€), du fait principalement de différentiels de prix plus importants que prévus sur les frontières France-Espagne, France-Italie et France-Angleterre ;
- La hausse des recettes d'interconnexion est compensée partiellement par :
 - la hausse des coûts liés à la constitution des réserves d'équilibrage (+186 M€ par rapport au prévisionnel), du fait principalement de la hausse des prix de gros de l'électricité et de la mise en œuvre de l'appel d'offres sur la réserve secondaire ;
 - la hausse des charges relatives aux congestions nationales et internationales (+38 M€) du fait d'un effet prix et d'un effet volume ;
 - et la hausse des charges liées aux pertes d'électricité en ligne (+15 M€), du fait principalement d'un effet volume.
- La performance de RTE relative à la qualité d'alimentation, pour laquelle RTE est incité financièrement dans le cadre du TURPE 6, est contrastée en 2021, conduisant à une pénalité de 6 M€, avec un temps de coupure moyen annuel de 4 min 04 s (contre un objectif de 2 mn 48 s) et une fréquence moyenne de coupure de 0,33 (contre un objectif de 0,46). La contre-performance en matière de durée de coupure est liée à un unique événement exceptionnel par sa durée.

2.1.3.2 Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité

La CRE a défini, par la délibération du 21 janvier 2021³¹, un nouveau tarif d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité, dit TURPE 6 HTA-BT, applicable au 1^{er} août 2021 pour une durée de quatre ans environ.

Compte tenu de la visibilité indispensable pour les acteurs de marché et de la complexité des sujets à traiter, la CRE a organisé cinq consultations publiques. Il s'agit des mêmes consultations que celles citées dans le paragraphe précédent à l'exception de la cinquième en date du 8 octobre 2020³², présentant la proposition finale de la CRE pour le TURPE 6 HTA-BT. Elle portait ainsi sur le cadre de régulation tarifaire, notamment la qualité de service et l'innovation, le niveau des charges et recettes d'Enedis et le niveau du tarif en découlant, ainsi que la structure tarifaire (43 réponses ont été reçues).

Les réponses à ces cinq consultations publiques sont publiées, le cas échéant dans leur version non confidentielle, sur le site de la CRE.

Par ailleurs, la consultation publique menée par la CRE, en date du 9 juillet 2020³³ citée précédemment et portant sur les signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité et sur l'opportunité d'une tarification des injections concernait également les aspects relatifs à l'utilisation des réseaux de distribution d'électricité.

³⁰ Délibération de la CRE du 9 juin 2022 portant décision sur l'évolution au 1er août 2022 de la grille tarifaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/evolution-au-1er-aout-2022-turpe-6-htb-et-montant-de-la-compensation-a-verser-a-strasbourg-electricite-reseaux>

³¹ Délibération de la CRE n° 2021-13 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

³² Consultation publique n° 2020-017 du 8 octobre 2020 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT) : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/prochain-tarif-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-distribution-d-electricite-dit-turpe-6-hta-bt>

³³ Consultation publique n° 2020-011 du 9 juillet 2020 relative aux signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/consultation-publique-relative-aux-signaux-economiques-envoyes-aux-producteurs-d-electricite>

En plus des objectifs de prévisibilité et de continuité, la CRE considère que le TURPE 6 HTA-BT doit apporter des réponses aux enjeux prioritaires suivants :

- le rôle des réseaux publics de distribution d'électricité dans la transition énergétique ;
- la maîtrise des coûts lors des investissements dans le réseau public de distribution d'électricité ;
- le maintien du niveau de qualité d'alimentation ;
- le renforcement du niveau de la qualité de service sur les points d'attentes prioritaires des acteurs, comme les délais de raccordement ;
- l'intégration des évolutions technologiques offrant des flexibilités nouvelles au réseau ;
- la pérennisation et l'amplification des bénéfices du programme Linky ;
- une évolution de facture maîtrisée et acceptable pour les utilisateurs.

La mise à jour annuelle du tarif TURPE 6 HTA-BT en date du 9 juin 2022³⁴ a fait évoluer la grille tarifaire du TURPE 6 HTA-BT de + 2,26 % au 1er août 2022, en application des modalités prévues dans le tarif :

- la prise en compte de l'inflation pour + 1,50% ;
- le coefficient d'indexation annuelle automatique de + 0,31% ;
- la prise en compte du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) soit + 0,45%. Le CRCP permet de protéger Enedis, dans un sens comme dans l'autre, contre les variations de charges ou de recettes imprévisibles et non maîtrisables.

Par ailleurs, les autres faits marquants sont les suivants :

- Les recettes tarifaires sont supérieures aux prévisions, du fait d'une part d'un climat froid se traduisant par des quantités distribuées (348 TWh) supérieures aux prévisions (341 TWh), d'autre part de recettes de raccordement supérieures aux prévisions de 94 M€. Conformément aux règles du TURPE 6, l'excédent de recettes est rendu aux utilisateurs via le CRCP.
- Les charges liées aux pertes d'électricité en ligne sont supérieures aux prévisions, du fait principalement de la hausse des prix de gros de l'électricité.
- Les performances d'Enedis en matière de qualité de service en 2021, pour laquelle Enedis est incité financièrement dans le cadre du TURPE 6, ont été très contractés.

2.1.3.2.1 Les travaux portant sur la tarification de l'autoconsommation

La CRE a lancé en 2017 une consultation publique abordant les nombreux enjeux liés à l'essor attendu de l'autoconsommation en France. À la suite de cette consultation, elle a publié en 2018 deux délibérations : une première portant orientations et recommandations sur le cadre contractuel et les mécanismes de soutien associés à l'autoconsommation³⁵, puis une délibération tarifaire³⁶. La CRE fixe dans cette délibération un tarif optionnel spécifique à l'autoconsommation collective en aval d'un même poste de transformation HTA-BT, permettant de valoriser les flux autoconsommés qui ne transitent que par le réseau basse tension.

La CRE a émis en septembre 2019 un avis³⁷ sur un projet d'arrêté visant à étendre le périmètre des opérations d'autoconsommation collective. Elle y rappelle que toute opération d'autoconsommation collective dont le périmètre dépasse celui prévu par sa délibération tarifaire de 2018 ne peut donner lieu, pour ses participants, à l'application du tarif spécifique introduit par cette délibération.

2.1.3.2.2 La régulation incitative des dépenses de recherche et de développement (R&D)

Pour la période tarifaire TURPE 6, la CRE maintient le dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts des charges liées à la R&D&I des opérateurs, avec la possibilité pour Enedis de réviser cette trajectoire à mi-période tarifaire. Les montants alloués à la R&D&I et qui n'auraient pas été engagés seront restitués aux utilisateurs en fin de période tarifaire via le CRCP. En cas de dépassement par les GRD de la trajectoire fixée pour quatre ans, les écarts resteront à leur charge.

En outre, les GRD doivent transmettre à la CRE des informations annuelles techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés, et publier un rapport biennuel à destination du public afin de rendre compte aux utilisateurs des projets innovants menés par les GRD. Les rapports seront harmonisés entre les opérateurs, notamment grâce à des indicateurs standardisés, et enrichis d'éléments concrets concernant les bénéfices

³⁴ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/evolution-turpe-6-hta-bt-et-evolution-du-parametre-rf-au-1er-aout-2022>

³⁵ Délibération de la CRE n° 2018-027 du 15 février 2018 portant orientations et recommandations sur l'autoconsommation

³⁶ Délibération de la CRE n° 2018-115 du 7 juin 2018 portant décision sur la tarification de l'autoconsommation, et modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

³⁷ Délibération de la CRE n° 2019-215 du 26 septembre 2019 portant avis sur le projet d'arrêté pris en application de l'article L.315-2 du code de l'énergie fixant le critère de proximité géographique de l'autoconsommation collective

des projets pour les utilisateurs de réseau, ainsi que de retours d'expérience systématiques sur les démonstrateurs financés par le tarif. Comme prévu dans le dispositif, Enedis a consulté les acteurs de marché en juin 2021 sur les grands thèmes de recherche qu'ils prévoient de développer.

Enfin, le guichet *smart grids* permet à Enedis et aux ELD d'électricité, au cours de la période tarifaire et maximum une fois par an, de disposer de fonds supplémentaires. Les GRD peuvent y prétendre sous réserve de pouvoir justifier d'une analyse coûts bénéfiques favorable, pour des projets relevant du déploiement des *smart grids* et dont les charges d'exploitation annuelles dépassent 1 M€ pour Enedis, 150 K€ pour EDF SEI et 15 K€ pour EDM.

2.1.3.2.3 La régulation incitative des investissements

Pour la période tarifaire TURPE 6, la CRE a reconduit la régulation incitative des investissements introduite pour la période tarifaire TURPE 5. Cette régulation concerne uniquement Enedis et se décompose en deux mécanismes :

- une régulation incitative des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux : un bonus ou une pénalité est appliqué à Enedis chaque année via le CRCP, équivalant à 20 % de l'écart entre un coût total théorique correspondant au volume réalisé des ouvrages et le coût réel total constaté. Ce mécanisme a généré un malus de 26M€ en 2021 ;
- une incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors réseaux » : la trajectoire d'évolution des charges de capital pour les investissements concernant l'immobilier, les véhicules et certains systèmes d'information est incitée à 100%. Le montant retenu pour l'année 2021 est de 314 M€.

2.1.4 Les aspects transfrontaliers

2.1.4.1 Bilan de l'utilisation et de la gestion des interconnexions aux frontières françaises en 2021

Les échanges d'électricité en Europe en 2021 ont été fortement marqués par les effets de la crise des prix de l'énergie. En France, les capacités de production ont connu une faible disponibilité causée par des décalages de maintenance de certaines tranches nucléaires et la découverte d'anomalies sur le parc nucléaire au dernier trimestre 2021. L'année 2021 se caractérise par une forte instabilité des flux.

Après une diminution sensible de 7% en 2020 du fait de la crise sanitaire, les exportations françaises d'électricité ont retrouvé en 2021 leur niveau le plus élevé depuis 2018, pour s'établir à 86,2 TWh. Après une première augmentation de 27% en 2020, les importations ont atteint leur plus haut niveau depuis plus de 10 ans, pour s'établir à 43 TWh. La France demeure exportatrice nette vers l'ensemble des régions limitrophes en 2021 à l'exception de la région CWE avec laquelle la France redevient importatrice nette à un niveau équivalent à 2017 (10 TWh). En 2021, la France reste également le pays de l'Union européenne dont les exportations sont les plus élevées.

En 2021, à l'exception de la région CWE, les exportations nettes françaises sont à la hausse avec tous les pays, atteignant un niveau généralement supérieur à 2019 (le solde a légèrement baissé avec l'Italie). Les importations sont également en progression par rapport à l'an passé, en particulier avec la Grande-Bretagne (+31%), la région CWE (+43%), ou encore l'Espagne (+46% entre 2019 et 2021).

Les prix constatés sur le marché journalier ont connu une hausse spectaculaire et inédite en Europe, dans un contexte de reprise économique mondiale marquée par une flambée des prix des combustibles et du CO₂. Les inquiétudes sur la sécurité d'approvisionnement électrique française pour l'hiver 2021-2022 en raison du faible approvisionnement en gaz et des indisponibilités du parc nucléaire ont renchéri les prix de gros français à partir de septembre 2021. La France présente un prix de gros moyen sur l'année plus faible que la Grande-Bretagne et l'Italie mais plus élevé que l'Allemagne et la Belgique.

Par ailleurs, aux frontières où le couplage des marchés est en place (c'est-à-dire toutes les frontières françaises, sauf celles avec la Suisse et le Royaume-Uni), 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.

Concernant la gestion des interconnexions aux frontières françaises, la rente de congestion perçue par RTE a fortement augmenté en 2021, reflétant les plus grands volumes échangés à l'import et à l'export et le creusement des différentiels de prix. Elle s'établit à 609 M€, contre 265 M€ en 2020 (soit 130% de plus). Observée à toutes les frontières, cette augmentation est particulièrement marquée avec la Grande-Bretagne (de 75 à 178 M€), la région CWE (de 49 M€ en 2020 à 120 M€) et l'Espagne (de 67 M€ à 153 M€).

2.1.4.2 Les règles d'allocation et de calcul de capacité

2.1.4.2.1 Le calcul des capacités aux échéances de court terme

L'article 15 du règlement « *Capacity Allocation and Congestion Management* » (CACM)³⁸ prévoit la définition de régions de calcul de capacité. Au sein de ces régions, les GRT développent et mettent en œuvre de manière coordonnée des méthodologies de calcul de capacité à court terme (articles 20 à 30 du règlement CACM) et à long terme (articles 10 à 16 du règlement « *Forward Capacity Allocation* » (FCA)³⁹).

En application de la décision de l'Agence pour la Coopération des Régulateurs de l'Énergie (ACER) datée du 17 novembre 2016⁴⁰, la France fait partie de trois régions de calcul de capacité :

- **Core** (regroupant FR, BE, NL, DE/LU, AT, PL, CZ, SK, HU, SI, HR et RO)
- **Europe du Sud-Ouest** (regroupant FR, ES et PT)
- **Italie Nord** (regroupant FR, IT Nord, AT et SI)

Jusqu'au 31 décembre 2020, la France faisait également partie de la région Manche (regroupant FR, BE, NL et GB). Le Royaume-Uni étant sorti le 1^{er} janvier 2021 du marché intérieur de l'énergie en conséquence de sa sortie de l'Union européenne, les règlements européens n'y sont plus applicables, conduisant à la caducité de la région Manche et de toutes les méthodologies s'y rattachant.

La France fait par ailleurs partie de la région Europe du Centre-Ouest (regroupant FR, BE, NL, DE/LU et AT), qui a mis en œuvre un calcul de capacité coordonné fondé sur les flux (« *flow-based* ») dès mai 2015 et dans laquelle les régulateurs et GRT ont décidé de poursuivre les travaux jusqu'à la mise en œuvre d'un calcul de capacité coordonné dans la région Core, effective depuis le 8 juin 2022. Au sein de la région Europe du Centre-Ouest, un seuil minimal de marge (« *Remaining Available Margin* » ou RAM) de 20 % de la capacité thermique sur les éléments de réseau considérés dans le calcul de capacité était mis en œuvre depuis avril 2018. Cette évolution a très vraisemblablement contribué à l'augmentation des échanges transfrontaliers moyens dans cette région à partir de 2018.

Dans chaque région de calcul de capacité, les méthodologies de calcul de capacité à court terme, couvrant les échéances journalière (J) et infra journalière (IJ), ont fait l'objet de saisines de la part des GRT concernés entre septembre 2017 et mai 2018. Les régulateurs régionaux ont instruit et approuvé de manière coordonnée ces méthodologies, sauf pour la région Core où un désaccord entre les régulateurs a conduit au transfert de ces méthodologies et à leur approbation par l'ACER. Au cours de l'année 2021, la CRE a instruit, en lien avec les régulateurs des régions concernées, des amendements des méthodologies de calcul de capacité à court terme dans les régions Core afin de refléter les évolutions techniques sous-jacentes. Le tableau ci-dessous présente le type de calcul, le statut de décision et la date de mise en œuvre attendue ou réalisée pour chacune de ces méthodologies.

Figure 2 Type de calcul envisagé et état d'avancement dans les régions dont fait partie la France

Région	Type de calcul	Statut de décision	Etat de mise en œuvre
Core	Fondé sur les flux	J : adoptée par l'ACER en février 2019 ⁴¹ ; amendée par les régulateurs régionaux en mai 2021 ⁴²	J : mise en œuvre en juin 2022
		IJ : adoptée par l'ACER en février 2019 ⁴³ ; amendée par l'ACER en avril 2021	IJ : T1-T2 2023
Europe du Sud-Ouest	NTC coordonné	J et IJ : approuvée en novembre 2018 ⁴⁴ ; amendée par les régulateurs régionaux en janvier 2022 ⁴⁵	J : mis en œuvre en janvier 2020 IJ : mise en œuvre en mars 2022

³⁸ 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

³⁹ Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme

⁴⁰ Cette décision a fait l'objet d'un premier amendement le 18 septembre 2017 (intégration du câble NEMO Link reliant BE à GB à la région Manche), d'un deuxième amendement le 1^{er} avril 2019 (intégration du câble Cobra reliant NL à DK à la région Hansa) et d'un troisième amendement le 7 mai 2021 (ré-approbation des régions de calcul de capacité initiales à la suite de la décision du Tribunal de l'UE le 24 octobre 2019, à l'exception de la région Manche).

⁴¹ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%20202-2019%20on%20CORE%20CCM.pdf

⁴² <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/amendement-de-la-methodologie-de-calcul-de-capacite-journalier-de-la-region-core>

⁴³ Voir note de bas de page **Erreur ! Signet non défini.**

⁴⁴ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/Approbation-de-la-methodologie-de-calcul-de-capacite-aux-echéances-journaliere-et-infra-journaliere-dans-la-region-Europe-du-sud-ouest>

⁴⁵ Délibération de la CRE du 27 janvier 2022 portant approbation d'un amendement de la méthodologie de calcul de capacité aux échéances journalière et infra journalière dans la région Europe du sud-ouest - CRE

Italie Nord	NTC coordonné	J et IJ : approuvée en novembre 2019 ⁴⁶ ; amendée par les régulateurs régionaux en septembre 2020 ⁴⁷	J : calcul coordonné depuis 2016, nouveau calcul aligné avec CACM mis en œuvre en janvier 2020 IJ : mis en œuvre en novembre 2019
-------------	---------------	--	--

Une fois mises en œuvre, ces méthodologies de calcul de capacité de court terme devront permettre d'augmenter la capacité d'interconnexion mise à disposition du marché en améliorant la coordination des GRT, s'agissant en particulier des hypothèses de flux d'échange et de conditions de réseau, et en facilitant l'optimisation des parades.

En parallèle de la mise en œuvre des méthodologies de calcul de capacité à court terme, un des règlements du Paquet « Une Energie Propre pour Tous les Européens »⁴⁸ a introduit des dispositions à fort impact sur le calcul de capacité. Les GRT sont, depuis le 1^{er} janvier 2020, tenus de garantir qu'au moins 70 % de la capacité thermique sur les éléments de réseau considérés dans le calcul de capacité soit mise à disposition du marché. Cette obligation constitue un 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 résultat s'ajoute à l'obligation de moyen déjà existante.

Si disposer de capacités optimales pour les échanges transfrontaliers est un objectif qui a historiquement 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. La CRE porte donc une attention particulière aux lignes situées en France pouvant contraindre les capacités d'interconnexion mises à disposition pour les échanges transfrontaliers (dites « lignes limitantes ») ainsi qu'aux pas de temps dans lesquelles les capacités mises à disposition par les gestionnaires de réseau limitent dans les faits les échanges et empêchent la convergence des prix dans la région de calcul de capacité. Hors de ces situations, toute capacité supplémentaire libérée ne permet pas d'augmenter effectivement les échanges transfrontaliers.

Dès le début de l'année 2020, la CRE a engagé un suivi systématique des capacités mises à disposition des échanges transfrontaliers par RTE grâce à des données détaillées pour chaque région de calcul de capacité. La CRE a ainsi publié en décembre 2020 un premier rapport intermédiaire sur la mise en œuvre du critère des 70 % aux frontières françaises au premier semestre 2020⁴⁹. Il a été complété par un second rapport ayant pour objet le second semestre 2020⁵⁰, publié en juin 2021. Enfin, un troisième rapport couvrant l'ensemble de l'année 2021 a été publié en juin 2022⁵¹ et confirme les résultats des années précédentes. Sur l'année 2021, les niveaux de capacités d'interconnexion mis à disposition des échanges transfrontaliers par RTE sont conformes au critère des 70 % sur plus de 85 % des pas de temps dans les trois régions évaluées. RTE a ainsi très majoritairement respecté ses obligations en 2021. Ce niveau élevé de capacités offertes témoigne de l'engagement de RTE dans la construction du marché européen de l'électricité et confirme la pertinence du dimensionnement du réseau français pour soutenir les échanges transfrontaliers.

RTE, dans les conditions actuelles de structure et d'exploitation du réseau de transport d'électricité français, participe donc pleinement à la construction du marché intérieur de l'électricité. Le règlement électricité prévoit que des dérogations temporaires à l'atteinte du critère des 70 % peuvent être octroyées aux GRT par les autorités nationales de régulation. En raison du temps nécessaire à la mise en place d'outils opérationnels permettant le respect et le suivi du critère des 70 % dans les trois régions de calcul, la CRE a octroyé à RTE des dérogations temporaires pour 2020 au sein des régions de calcul de capacité Europe du Centre-Ouest, Italie Nord et Europe du Sud-Ouest. Une nouvelle dérogation temporaire a été octroyée à RTE pour 2021 au sein de la région de calcul de capacité Europe du Sud-Ouest⁵².

Conformément aux engagements pris au titre des dérogations temporaires accordées par la CRE pour 2020 au sein des régions de calcul de capacité Core/Europe du Centre-Ouest, Italie Nord et Europe du Sud-Ouest, RTE a poursuivi le travail entamé au cours de l'année 2020 pour développer les outils permettant d'augmenter sa capacité à assurer des niveaux de marge de 70 % sans conduire au dépassement des limites opérationnelles sur les lignes de réseau concernées. Cette dérogation a été renouvelée par la CRE pour l'année 2021 dans la région de calcul de

⁴⁶ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/calcul-de-capacite-aux-echeances-journaliere-et-infra-journaliere-dans-la-region-italie-nord>

⁴⁷ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/methodologies-de-calcul-de-capacite-aux-echeances-journaliere-et-infra-journaliere-dans-la-region-italie-nord>

⁴⁸ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (refonte)

⁴⁹ <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/mise-en-oeuvre-du-seuil-minimal-de-70-des-capacites-d-interconnexion-pour-les-echanges-aux-frontieres-francaises-point-d-etape-et-perspectives>

⁵⁰ [Mise en œuvre du seuil minimal de 70 % des capacités d'interconnexion pour les échanges aux frontières françaises : point d'étape à fin 2020 et perspectives - CRE](https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/mise-en-oeuvre-du-seuil-minimal-de-70-des-capacites-d-interconnexion-pour-les-echanges-aux-frontieres-francaises-point-d-etape-et-perspectives)

⁵¹ <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/mise-en-oeuvre-du-seuil-minimal-de-70-des-capacites-d-interconnexion-pour-les-echanges-aux-frontieres-francaises-bilan-de-l-annee-2021-et-faits>

⁵² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 novembre 2020 portant décision d'octroi de dérogation aux niveaux minimaux de capacité disponible pour les échanges entre zones dans la région de calcul de capacité 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-europe-du-sud-o>

capacité Europe du Sud-Ouest. Ces outils, dits « de validation », identifient si les lignes de réseau n'offrent pas la capacité suffisante au titre du respect du critère des 70% et proposent d'ajouter la capacité nécessaire pour atteindre ce seuil. Si des actions correctives disponibles permettent cette augmentation de la capacité transfrontalière, cette augmentation dite « marge virtuelle » est ajoutée à la capacité fournie pour le couplage des marchés à l'échéance journalière.

Les échanges entre parties prenantes européennes ont fait ressortir l'intérêt de renforcer la transparence sur les niveaux précis des capacités d'interconnexion mis à disposition par RTE aux frontières françaises. RTE a donc initié un projet de publication en accès libre des données relatives aux niveaux des marges disponibles sur toutes les lignes de réseau considérées dans le calcul de capacité des régions Core/Europe du Centre-Ouest, Italie Nord et Europe du Sud-Ouest. La première publication de ces données a eu lieu sur la plateforme « Open Data Réseaux-Energies » (ODRE)⁵³ le 8 juin 2021. Elle permet à l'ensemble des parties prenantes qui le souhaitent de développer des analyses différenciées en fonction de multiples critères relatifs à l'apport du 70% aux échanges transfrontaliers. Les données 2021 seront partagées dans le courant du mois de juin 2022 sur cette même plate-forme. La CRE soutient pleinement cette initiative de RTE et estime que l'accès libre aux données permettra à toutes les parties prenantes, françaises et européennes, de développer une compréhension plus complète des enjeux résultant de la mise en œuvre du 70%.

2.1.4.2.2 L'allocation des capacités à long terme

Le volume de droits de transport transfrontaliers alloués à long terme par les GRT, sous forme physique ou financière, est aujourd'hui calculé selon des modalités différentes suivant les frontières, avec un degré de coordination variable entre GRT. Le règlement « *Forward Capacity Allocation* », dit règlement FCA⁵⁴, dispose en son article 10 que cette capacité de long terme devra faire l'objet d'un calcul coordonné dans chaque région de calcul de capacité. Chaque méthodologie de calcul de capacité à long terme doit être soumise par les GRT concernés au plus tard 6 mois après l'approbation de la méthodologie de calcul de capacité correspondante pour les échéances de court terme.

Dans les régions de calcul de capacité dont la France fait partie, les méthodologies de calcul et de répartition de la capacité à terme prévues par le règlement FCA ont été approuvées pour les régions Europe du Sud-Ouest et Italie Nord, respectivement en mars et décembre 2020. Pour la région Core, la répartition de la capacité à terme a été approuvée en juillet 2020 tandis que la méthodologie de calcul de capacité a été adoptée par l'ACER le 3 novembre 2021, faute d'accord entre les régulateurs nationaux concernés.

En ce qui concerne l'allocation des capacités, le règlement FCA prévoit notamment l'établissement de règles d'allocation harmonisées au niveau européen (*Harmonised Allocation Rules*, dites HAR) et d'une plate-forme d'allocation unique des droits. Ces HAR ainsi que les exigences fonctionnelles de la plate-forme ont été approuvées fin 2017.

La mise en œuvre des HAR avait été anticipée par les GRT de vingt-deux pays européens, dont RTE, qui avaient proposé dès 2015 une première version de ces règles. Cependant, la nouvelle version approuvée en application du règlement FCA, applicable pour l'allocation des produits avec livraison à partir du 1^{er} janvier 2017, a apporté des améliorations : elle renforce en effet l'harmonisation des règles entre frontières et le régime de fermeté des droits de long terme pour les acteurs de marché (passage d'un plafond mensuel à annuel sur les compensations en cas de réduction de droits, suppression de l'heure limite de fermeté propre aux droits de long terme).

Le 29 octobre 2019, l'ACER a approuvé une nouvelle version de ces HAR. Les modifications introduites clarifient le mécanisme de compensation en cas de réduction des droits et renforcent le devoir d'information des GRT envers les acteurs de marché en cas de réduction des droits. Le 29 novembre 2021, l'ACER a approuvé une nouvelle version de ces HAR. Les modifications apportées par les GRT avaient principalement pour objectif d'introduire un plafond dans la rémunération des droits de long terme en cas de découplage. L'ACER a rejeté le raisonnement des GRT selon lequel la faible performance des enchères de secours devrait conduire à une évolution du mécanisme de rémunération. Elle a recommandé aux GRT de travailler sur l'amélioration des procédures de repli.

L'article 61 du règlement FCA prévoit également que les GRT élaborent conjointement une méthodologie pour le partage des coûts encourus afin de garantir la fermeté et la rémunération des droits de transport à long terme. Cette méthodologie, approuvée le 4 décembre 2021 par l'ACER⁵⁵, prévoit un mécanisme de socialisation de la rente de congestion journalière dans les régions de calcul de capacité régies par une méthodologie « flow-based » où existe une interdépendance des allocations entre frontières.

2.1.4.2.3 L'allocation des capacités à l'échéance journalière

Depuis 2006, la France participe à des projets visant à interconnecter les marchés de l'électricité à l'échéance journalière. La modalité retenue dans les codes européens et en opération en France depuis 2014 est le couplage

⁵³ <https://opendata.reseaux-energies.fr/pages/accueil/>

⁵⁴ Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme.

⁵⁵ L'ACER a approuvé cette méthodologie par une première décision le 23 octobre 2020. PSE (GRT polonais) a fait appel de cette décision devant le Board of Appeal de l'ACER qui a rendu sa décision le 19 avril 2021 avant de renvoyer le sujet devant l'ACER.

dit « implicite » des marchés journaliers européens, dans lequel la capacité d'interconnexion est allouée simultanément aux échanges d'énergie, ce qui résulte en un processus d'allocation maximisant le bien-être économique au profit du consommateur final. Le couplage s'est progressivement étendu jusqu'à l'ensemble des pays électriquement connectés de l'Union Européenne : ce processus vient d'être complété par l'intégration de la frontière Croatie-Hongrie le 8 juin 2022. A l'exception des frontières avec la Suisse et avec la Grande-Bretagne, sur lesquelles la capacité d'interconnexion est allouée au travers d'enchères explicites, l'allocation de la capacité d'interconnexion à l'échéance journalière s'effectue ainsi de manière implicite sur toutes les frontières françaises

Dans la perspective d'une possible sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne sans accord de retrait, la CRE avait approuvé en mars 2019 des règles d'accès à l'Interconnexion France-Angleterre permettant d'organiser des enchères journalières explicites, visant à assurer la continuité des échanges électriques entre la France et le Royaume-Uni à toutes les échéances dans le cas où la Grande Bretagne serait découplée du marché intérieur de l'électricité européen⁵⁶. L'accord de retrait (devenu « Accord de coopération et de commerce entre l'Union européenne et le Royaume-Uni »), entré en application le 1^{er} janvier 2021, impose la sortie de la Grande-Bretagne du couplage journalier en implicite et laisse les enchères explicites au moyen des règles susmentionnées comme seul mécanisme pour réaliser des échanges aux interconnecteurs avec le Royaume-Uni.

En outre, l'annexe ENER.IV prévoit le développement d'un mécanisme d'échanges qui serait théoriquement moins imbriqué dans le couplage européen mais plus efficace que les échanges explicites, appelé « Couplage en volume libre » (CVL). Les régulateurs nationaux et l'ACER ont suivi de près le déroulement de l'analyse coûts-bénéfices, qui devrait apporter des informations cruciales pour la faisabilité du projet, et ont conclu qu'il ne convient pas de donner suite à ce projet selon le calendrier de mise en œuvre excessivement ambitieux prévu dans le traité : de nombreuses incertitudes doivent être clarifiées avant de procéder à la mise en œuvre du CVL, notamment concernant (i) l'estimation des flux des pays extérieurs au CVL et (ii) l'impact de l'ajout du processus opérationnel du CVL sur le mécanisme du couplage unique journalier, déjà très complexe à ce stade.

Le règlement CACM prévoit que les États membres permettent à plusieurs opérateurs du couplage des marchés journalier et infra-journalier (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 Nord Pool 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 la CRE en 2016, et qui ont par la suite nécessité plusieurs années de développements techniques. Le 2 juillet 2019, Nord Pool 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 Centre Ouest Europe. Nord Pool EMCO gère 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.

2.1.4.2.4 La mise en œuvre anticipée de l'allocation cible en infra-journalier

La CRE demeure pleinement impliquée dans la mise en œuvre du projet européen « Cross Border Intraday Trading Solution » (dit projet « XBID »). Ce projet, auquel participeront à terme l'ensemble des Etats Membres de l'Union européenne interconnectés, a pour objectif d'établir la plateforme sur laquelle, à l'échéance infra journalière, toutes les capacités d'interconnexion seront allouées de manière implicite et continue.

Le lancement du projet XBID aux frontières françaises en juin 2018 s'est traduit par des évolutions des méthodes d'allocation des capacités d'interconnexion en infra journalier. Ces évolutions ont été approuvées par la CRE le 31 mai 2018. Les frontières françaises avec l'Allemagne, la Belgique et l'Espagne ont fait partie de la première vague de frontières à rejoindre ce projet. La frontière française avec l'Italie a rejoint le projet XBID en septembre 2021.

Un mécanisme d'allocation explicite est toujours utilisé sur les frontières avec la Grande-Bretagne. En outre, un système continu d'allocation explicite a lieu sur la frontière avec la Suisse depuis 2013, ainsi que sur la frontière avec l'Allemagne (celle-ci en complément de l'allocation implicite sur XBID).

Afin d'établir un prix pour la capacité à l'échéance infra journalière, en application de l'article 55 du règlement CACM, trois enchères infra-journalières par jour seront mises en place en complément du système continu, à partir de 2024. Ces enchères utiliseront des technologies similaires à celles du couplage journalier, ce qui impliquera que le marché infra journalier continu devra être interrompu pour mener les enchères.

2.1.4.2.5 L'optimisation et la sécurisation des capacités allouées

Des méthodologies permettant la coordination (article 35 du règlement CACM) et le partage des coûts (article 74 du règlement CACM) des actions de *redispatching* et échanges de contreparties (« RDCT ») doivent être développées dans chaque région de calcul de capacité. Elles visent, d'une part, à optimiser la capacité d'interconnexion pouvant être mise à la disposition des échanges transfrontaliers, et, d'autre part, à garantir que cette capacité ne mette pas en danger la sécurité d'exploitation du réseau proche du temps réel.

⁵⁶ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbaton/Approbaton-des-regles-IFA-en-cas-de-sortie-de-la-Grande-Bretagne-du-couplage-journalier-europeen>

Les méthodologies RDCT ont fait l'objet de saisines de la part des GRT concernés entre avril 2019 et mars 2020. Elles ont été approuvées dans leur totalité dans la région Europe du Sud-Ouest et partiellement dans la région Italie Nord, la méthodologie relative au partage des coûts étant toujours en cours d'instruction. Du fait de désaccords entre les régulateurs de la région Core, les méthodologies RDCT ont été transférées à l'ACER en mars 2020 et ont fait l'objet d'une décision de l'ACER en novembre 2020. Le tableau ci-dessous présente le statut de décision et la date de mise en œuvre attendue pour chacune de ces méthodologies.

Figure 3 Statut de décision et date de mise en œuvre attendue des méthodologies RDCT

Région	Statut de décision	Date de mise en œuvre attendue
Core	Coordination et partage des coûts adoptées par l'ACER en novembre 2020 ⁵⁷	Concomitante à la mise en œuvre de la méthodologie de coordination régionale de la sécurité opérationnelle (Article 76 SO)
Europe du Sud-Ouest	Coordination et partage des coûts approuvées en juin 2019 ⁵⁸	Après mise en œuvre des méthodologies de calcul de capacité coordonné et la méthodologie de coordination régionale de la sécurité opérationnelle (Article 76 SO)
Italie Nord	Coordination : approuvé en juin 2019 ⁵⁹ Partage des coûts : méthodologie transitoire approuvée en janvier 2022 ⁶⁰ .	Mise en œuvre de la solution transitoire depuis janvier 2022

La CRE a toujours porté une grande vigilance au développement des méthodologies RDCT. La très grande disparité des coûts de RDCT entre les différents Etats membres est en effet, pour une grande partie, le résultat de différences significatives de politiques énergétiques. Des coûts élevés de RDCT résultent généralement d'une faible adéquation entre les niveaux d'investissement dans les réseaux nationaux et les évolutions en cours du mix énergétique, en particulier l'intégration massive d'énergies renouvelables intermittentes et le décommissionnement de centrales conventionnelles. En France, les coûts nationaux de RDCT 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. Les niveaux de ces investissements étant, dans une large mesure, définis à l'échelon national, la CRE porte une grande attention à ce que les méthodologies RDCT 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 ramener les échanges transfrontaliers à des niveaux satisfaisants. Au niveau européen, ces actions correctives sont principalement des actions coûteuses telles que des actions de *redispatching* ou d'échanges de contreparties. La France se distingue néanmoins par l'utilisation de parades topologiques en complément des actions correctives coûteuses. Ces parades, non coûteuses, permettent de réorienter les flux sur le réseau en modifiant sa topologie. Grâce à cette optimisation du réseau, de la capacité supplémentaire est offerte aux échanges transfrontaliers.

Dans ce contexte, la CRE considère que la décision de l'ACER sur la méthodologie de partage des coûts de RDCT de la région Core ne permet pas de parvenir à un équilibre juste et incitatif pour le bon développement des réseaux nationaux. En prévoyant un périmètre de partage des coûts qui dépasse le périmètre historique de coordination entre GRT pour la mise à disposition de capacité d'interconnexion et en négligeant l'impact qu'ont les flux internes à chaque zone sur la pollution créée tant au sein de la zone que dans les zones voisines, la décision conduira les GRT à porter des coûts résultants de sous-investissements dans les réseaux des zones voisines. En outre, cette décision contredit plusieurs dispositions du règlement électricité révisé relatives au partage des coûts de RDCT. La CRE a par conséquent fait appel de cette décision le 29 janvier 2021 devant la Commission des recours de l'ACER, en parallèle de cinq autres requérants. A la suite de la décision de la Commission des recours confirmant la décision de l'ACER le 28 mai 2021, plusieurs parties, dont la CRE, ont formé un recours contre cette décision devant le Tribunal de l'Union européenne.

⁵⁷ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2035-2020%20on%20Core%20RDCT%2035.pdf et https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2030-2020%20on%20Core%20RDCT%20Cost%20Sharing.pdf

⁵⁸ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/Methodologies-pour-le-redispatching-et-les-echanges-de-contrepartie-coordonnes-ainsi-que-pour-la-repartition-des-coouts-du-redispatching-et-des-echa2>

⁵⁹ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/Methodologie-pour-le-redispatching-et-les-echanges-de-contrepartie-coordonnes-dans-la-region-Italie-Nord>

⁶⁰ Délibération de la CRE du 19 janvier 2022 portant adoption de la méthodologie pour la répartition des coûts du *redispatching* et des échanges de contrepartie dans la région Italie Nord - CRE

2.1.4.3 Le développement des interconnexions françaises

2.1.4.3.1 Le renforcement des interconnexions

En électricité comme en gaz, les nouvelles interconnexions sont des projets coûteux et complexes. Lorsque l'on inclut les renforcements internes du réseau rendus nécessaires par une nouvelle interconnexion, le coût d'investissement dépasse souvent le milliard d'euros. Dans un contexte d'évolution majeure et rapide du secteur, il est essentiel que les décisions d'investissement soient prises sur la base de tests de marché et d'analyses coûts-bénéfices solides, prenant en compte l'ensemble des renforcements internes des réseaux nécessaires pour la pleine utilisation des nouvelles capacités. La CRE, conformément à la loi, agit dans toutes ses missions au bénéfice des consommateurs finals. Elle veille à éviter que les consommateurs ne soient exposés à des coûts considérables pour construire des infrastructures dont l'utilité pour la construction du marché européen et la sécurité d'approvisionnement n'aurait pas été démontrée.

○ **Le renforcement des capacités d'échanges avec l'Espagne**

La capacité d'échange entre la France et l'Espagne était jusqu'en 2015 d'environ 1300 MW de la France vers l'Espagne et d'environ 1100 MW de l'Espagne vers la France. Une nouvelle interconnexion entre Baixas et Santa Llogaia a été mise en service le 5 octobre 2015. Cette interconnexion a permis de doubler les capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne, pour les porter à 2300 MW à l'import et à 2600 MW à l'export⁶¹ à la suite des travaux de renforcements du réseau interne espagnol en 2017.

En septembre 2017, les régulateurs français et espagnol ont conclu un accord de partage transfrontalier des coûts du projet Golfe de Gascogne, en application du règlement (UE) n° 347/2013. Ce projet consiste à construire deux lignes en courant continu à haute tension de 1000 MW entre Gatica (ES) et Cubnezais (FR) : il devrait ainsi permettre d'atteindre des capacités d'interconnexion d'environ 5000 MW entre les deux pays, à l'import comme à l'export. Le projet s'est vu accorder début 2018 une subvention européenne de 578 M€ dans le cadre du mécanisme pour l'interconnexion en Europe (MIE). Le projet a rencontré des difficultés liées au franchissement du Golf de Cap-Breton, qui ont conduit à la révision de son tracé. La CRE considère que sa réalisation est prioritaire.

Au-delà du projet Golfe de Gascogne, d'autres développements ont été évoqués dans le cadre du Groupe de Haut Niveau sur les interconnexions en Europe du Sud-Ouest mis en place par la Commission européenne à la suite de la Déclaration de Madrid du 4 mars 2015. La CRE considère qu'il convient de traiter les différents projets les uns après les autres, la priorité étant donnée à la réalisation du projet Golfe de Gascogne. Le schéma décennal de développement de réseau de RTE met en avant des incertitudes techniques, économiques et sociétales rencontrées lors de la phase d'étude, ainsi que des coûts de congestion très importants sur le réseau français et des besoins de renforcement des réseaux amont conséquents. Par ailleurs, ces projets soulèvent des questions d'acceptabilité locale majeures. A ce stade, les analyses coûts-bénéfices réalisées n'ont pas démontré que les bénéfices apportés par ces projets dépassaient les coûts, au vu des risques potentiels associés à ce projet.

○ **Finalisation de l'interconnexion Savoie Piémont (France-Italie)**

La mise en service de l'interconnexion par RTE et Terna est prévue pour le second semestre 2022, mais le projet a fait l'objet d'importants retards pendant la crise sanitaire du COVID-19 et est affecté par des difficultés significatives de développement d'un contrôle commande fonctionnel, affectant certaines sous-stations.

Ce projet a obtenu une dérogation pour 10 ans à l'obligation de dissociation de la propriété ainsi qu'à l'utilisation obligatoire des recettes liées à l'allocation de la capacité d'interconnexion (décision de la Commission européenne du 9 décembre 2016). Cette dérogation porte exclusivement sur la partie italienne du projet et sur un des deux câbles qui doivent être posés, elle doit permettre le financement d'une partie du projet par des grands consommateurs industriels italiens. Une deuxième demande d'exemption a été effectuée sur la seconde portion de 250 MW par la société Pi.Sa.2. Elle a cependant été refusée par une décision de la Commission en date du 11 septembre 2020.

○ **Interconnexion France – Grande-Bretagne**

De nombreux projets de nouvelles interconnexions entre la France et la Grande-Bretagne, dont certains sont portés par des acteurs privés, sont actuellement en phase d'étude, voire en début de réalisation.

D'une part, l'interconnexion ElecLink (liaison de 1000 MW dont le coût est estimé à 400 M€) a bénéficié d'une décision d'exemption accordée en 2014 par la CRE et son homologue britannique, l'Ofgem. Le chantier de l'interconnexion a été formellement lancé le 23 février 2017, par la pose de sa première pierre. Toutefois, la Commission Intergouvernementale (CIG) du Tunnel sous la Manche, qui avait accordé à ElecLink en 2014 l'agrément lui permettant de réaliser les travaux d'installation de l'interconnexion électrique dans le tunnel et de l'exploiter ensuite, a suspendu cet agrément le 18 octobre 2017 afin d'obtenir des garanties supplémentaires et de réaliser des tests. La suspension de cet agrément a entraîné des retards dans la réalisation des travaux et a nécessité de prolonger à plusieurs reprises la durée de validation de l'exemption accordée à ElecLink. La CIG a rétabli l'agrément le 10 décembre 2020, permettant à ElecLink de reprendre les travaux. En conséquence, ElecLink a transmis à la CRE, le 31 mars 2021, une demande visant à ce que la période de validité de la décision de dérogation soit prolongée jusqu'au 15 août 2022. La CRE a émis un avis favorable concernant cette demande le 15 avril 2021. ElecLink a obtenu la validation par la CIG de son dossier de sécurité le 17 février 2022, qui permet de garantir la compatibilité

⁶¹ NTC moyenne constatée en 2017

de l'interconnexion avec les installations ferroviaires. Cette étape a permis au projet de passer à la phase suivante, le transfert technique d'électricité entre RTE et National Grid. ElecLink a réalisé ses premiers échanges commerciaux le 25 mai 2022.

Les règles d'accès à l'interconnexion ElecLink ont été approuvées par la CRE et l'Ofgem au premier semestre 2016 et modifiées le 17 octobre 2019 : les capacités qui seront allouées aux échéances de long terme, aux échéances journalières et infra-journalière, seront soumises à des règles d'accès identiques à celles en vigueur sur l'interconnexion France – Grande-Bretagne existante (IFA).

Par ailleurs, trois autres projets d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni sont en cours d'étude, bien qu'à des phases de maturité inégales : le projet Aquind (2 000 MW), le projet FAB (1 400 MW) ainsi que le projet GridLink (1 400 MW). La mise en œuvre de l'ensemble de ces projets porterait ainsi la capacité d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni à 8,8 GW.

La société Aquind a déposé une première demande d'exemption le 17 mai 2017 auprès de la CRE et de l'Ofgem, demande qui a été transmise à l'ACER pour être instruite, faute d'accord entre les deux régulateurs concernés. Le 19 juin 2018, l'ACER a adopté une décision dans laquelle elle refuse d'accorder une dérogation à ce projet. Cette décision a été confirmée par la Chambre de Recours de l'ACER le 17 octobre 2018, décision contre laquelle Aquind a déposé un recours devant le Tribunal de l'Union européenne (TUE). Le TUE a annulé cette décision dans son arrêt du 18 novembre 2020 « Aquind Ltd c/ ACER » (T-735/18). La commission des recours de l'ACER a toutefois jugé l'appel irrecevable dans une décision du 4 juin 2021, s'estimant incompétente à la suite de la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne.

En août 2019, Aquind a saisi les régulateurs français, britannique, allemand et espagnol d'une demande d'investissement et d'une répartition transfrontalière des coûts en application des dispositions de l'article 12 du règlement (UE) n° 347/2013. Les régulateurs concernés par la demande, la CRE et l'Ofgem, par un courrier conjoint en date du 15 avril 2020, ont notamment informé Aquind qu'ils avaient arrêté l'instruction de la demande à la suite de la perte du statut PIC d'Aquind. En effet, Aquind, listé comme un projet d'intérêt commun depuis le 23 novembre 2017, n'a pas été sélectionné pour la quatrième liste PIC 2019. Aquind a demandé, sur le fondement de l'article 263 du TFUE, l'annulation du règlement délégué 2020/389 de la Commission européenne du 31 octobre 2019 en ce qu'il supprime son projet de la liste des PIC. Un premier recours au fond avait été formé, lequel était assorti d'une procédure en référé. Le référé a été rejeté par ordonnance en date du 22 avril 2020. Le recours au fond a été rejeté pour irrecevabilité par ordonnance en date du 5 mars 2021. Cette ordonnance fait l'objet d'un appel introduit par Aquind (procédure C-310/21). Parallèlement au premier recours au fond, Aquind avait introduit un second recours, consciente du risque d'irrecevabilité de son premier recours. Ce second recours, qui fait l'objet de l'instance n° T- 295/20, est toujours pendant.

Par ailleurs, Aquind a déposé auprès de la CRE et de l'Ofgem une nouvelle demande d'exemption portant sur la partie française de l'interconnexion en date du 2 juin 2020. Les deux régulateurs ont fait une demande conjointe d'éléments additionnels afin de pouvoir considérer le dossier complet. Une consultation publique a été lancée fin 2020. Toutefois, au regard du nouvel accord de commerce et de coopération conclu entre le Royaume-Uni et l'UE du 24 décembre 2020, qui fait suite à la sortie du Royaume-Uni de l'UE, la CRE et l'Ofgem ont dû considérer que le processus de demande d'exemption défini par le Règlement n'était applicable que pour des projets d'interconnexion développés entre des Etats Membres de l'UE et qu'ils n'ont plus la compétence juridique nécessaire pour instruire et prendre une décision concernant une demande d'exemption. Par conséquent, ils ont décidé conjointement de mettre un terme à la consultation publique en cours, ainsi qu'au processus d'instruction. Le projet Aquind n'a à ce jour pas fait de nouvelle demande auprès du régulateur.

S'agissant du projet FAB, la CRE a été saisie, le 25 juillet 2018, d'une demande d'investissement déposée par la société FAB Link Ltd. Par courrier du 18 octobre 2018, la CRE a indiqué au porteur de projet que sa demande d'investissement n'était pas recevable dans la mesure où elle n'avait pas été déposée conjointement par l'ensemble des porteurs de projets, conformément aux dispositions du paragraphe 3 de l'article 12 du règlement (UE) n° 347/2013. A ce jour, la CRE n'a pas été saisie à nouveau.

S'agissant du projet GridLink, la CRE a été saisie d'une nouvelle demande le 17 mars 2021. Dans le cadre de l'analyse du projet par la CRE, une consultation publique a été menée du 28 juin au 26 juillet 2021 afin d'interroger les acteurs sur l'analyse des bénéfices et des coûts d'un nouveau projet à la frontière France-Royaume Uni. Dans sa délibération du 19 janvier 2022, la CRE a rejeté la demande d'investissement du projet GridLink, en raison d'une absence de certitude raisonnable sur les coûts et bénéfices attachés à ce projet, dans un contexte juridique particulier où les incertitudes provenant de la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne demeuraient fortes. La société portant le projet GridLink envisage de revenir avec une nouvelle proposition de développement de l'interconnexion auprès du régulateur.

○ **La création d'une interconnexion France-Irlande**

Les études de faisabilité d'une interconnexion entre la France et l'Irlande, baptisée Celtic Interconnector, ont été lancées en 2014 par RTE et le GRT irlandais EirGrid. Cette interconnexion, d'une capacité de 700 MW et d'une longueur totale de 600 km est reconnue Projet d'Intérêt Commun par la Commission européenne. Elle représente un investissement de 930M€ et devrait être mise en service en 2026.

La CRE et le régulateur irlandais ont conclu en avril 2019 un accord de partage des coûts du projet, qui reflète les bénéfices apportés par l'interconnexion aux deux pays. RTE portera ainsi 35% des coûts d'investissement. Le projet s'est vu accorder, le 2 octobre 2019, une subvention pour travaux d'un montant de 530,7 M€ dans le cadre du Mécanisme pour l'Interconnexion en Europe (MIE). Les deux régulateurs ont confirmé, le 10 octobre 2019, les modalités de partage des coûts entre RTE et Eirgrid.

- **Les autres projets à l'étude**

En plus des frontières précédemment mentionnées, RTE répertorie également dans son schéma décennal de développement de réseau des développements d'interconnexion avec l'Allemagne (le passage en 400 kV de la ligne 225 kV Muhlbach – Eichstetten ainsi que le renforcement Vigy - Uchtelfangen), la Belgique (liaison entre Avelin et Avelgem) et la Suisse (renforcement des capacités d'interconnexion). En particulier, les travaux sur la liaison Avelin – Avelgem ont débuté, tandis que la première phase du renforcement de la liaison avec la Suisse (augmentation de la capacité de transit de la ligne Génissiat Verbois) est opérationnelle depuis fin 2017. Les autres projets restent en phase d'étude, dont un autre projet franco-belge Lonny-Achene-Gramme dont les premières évaluations montrent une valeur positive.

2.1.4.3.2 L'analyse de la cohérence du plan d'investissement du GRT français avec le plan européen de développement du réseau

La CRE examine le schéma décennal de développement de réseau (SDDR) établi par RTE afin de vérifier que tous les besoins en matière d'investissements sont couverts et que le schéma décennal est cohérent avec le *Ten Year Network Development Plan* élaboré par l'ENTSO-E (ci-après « TYNDP »).

Le dernier SDDR a été publié en septembre 2019. A la suite d'une consultation publique, la CRE a rendu son examen le 23 juillet 2020.

Les différences observées sur les hypothèses des scénarios sont liées à des évolutions des objectifs énergie-climat français et européens que le SDDR a intégrées. La CRE considère que ces différences ne remettent pas en cause la cohérence entre les deux schémas, car les hypothèses prises en compte dans le SDDR sont fondées sur des sources et des objectifs de politique énergétique plus récents et ont vocation à être intégrées dans au moins un des scénarios du TYNDP 2020. En revanche, l'articulation entre les scénarios du TYNDP et du SDDR pourrait être présentée de manière plus transparente, au moyen d'une comparaison chiffrée aux échéances adéquates. Les éléments de comparaison présentés dans le SDDR sont principalement qualitatifs et liés seulement à l'évaluation des projets d'interconnexions. La CRE considère que le SDDR est globalement cohérent avec le TYNDP.

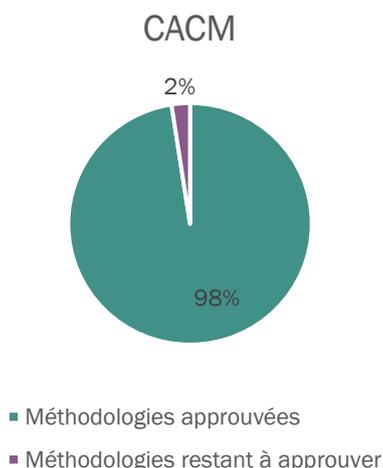
2.1.5 La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs

2.1.5.1 La mise en œuvre des codes de réseau

2.1.5.1.1 La mise en œuvre des règles relatives à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion

Entrée en vigueur le 14 août 2015, la ligne directrice CACM (pour *Capacity Allocation and Congestion Management*) régit le calcul et l'allocation de capacité aux échéances journalière et infra-journalière. Le règlement CACM est composé d'un corpus d'une quarantaine de méthodologies devant être élaborées par les GRT et/ou des NEMO européens et devant faire l'objet d'approbations des autorités de régulation nationales. Ces méthodologies peuvent être pan-européennes, régionales ou nationales. A mi-2021, une très large partie des méthodologies découlant du règlement CACM a été approuvée.

A l'initiative de la Commission, les régulateurs et l'ACER travaillent activement dans l'élaboration d'une proposition d'amendement de CACM. Ce règlement a été le premier « code réseau » européen et il convient de faire un bilan de ces six dernières années afin d'améliorer l'opérativité des mécanismes européens, particulièrement sur les sujets relatifs à la gouvernance entre NEMO et GRT ainsi que l'alignement des dispositions du code avec le Règlement (EU) 2019/943 sur le marché intérieur. La CRE participe activement dans l'élaboration de ces propositions afin de soumettre à la Commission un projet d'amendement qui assure des mécanismes de couplage au court terme robustes et efficaces. L'ACER a transmis une recommandation portant sur des propositions d'amendements du règlement CACM à la Commission Européenne.

Figure 4 Méthodologies CACM approuvées ou restant à approuver

Depuis le 1^{er} janvier 2021 :

- la CRE a approuvé, en accord avec les autorités de régulation régionales concernées :
 - l'amendement des procédures de repli en cas de défaillance du couplage de marché journalier pour les régions Europe du Sud-Ouest et Italie Nord, en application des dispositions des articles 9 et 44 du règlement CACM, le 18 mars 2021 ;
 - l'amendement de la méthodologie de calcul de capacité journalière de la région Core, en application des dispositions des articles 9 et 20 du règlement CACM, le 20 mai 2021 ;
 - la méthodologie de partage des coûts des actions de *redispatching* et échanges de contrepartie dans la région Italie Nord, en application des dispositions des articles 35 et 74 du règlement CACM, le 20 janvier 2022 ;
 - l'amendement de la méthodologie de calcul de capacité journalière de la région Europe du Sud-Ouest, en application des dispositions des articles 9 et 20 du règlement CACM, le 27 janvier 2022 ; et
 - l'amendement des procédures de repli en cas de défaillance du couplage de marché journalier pour les régions Core, Europe du Sud-Ouest et Italie Nord, en application des dispositions des articles 9 et 44 du règlement CACM, le 14 avril 2022.
- l'ACER, à la suite de l'avis favorable des régulateurs européens au sein du BoR, a approuvé les méthodologies pan-européennes suivantes :
 - la méthodologie déterminant les régions de calcul de capacité, en application des dispositions de l'article 15 du règlement CACM, le 7 mai 2021 ; et
 - l'amendement de la méthodologie de répartition de la rente de congestion, en application des dispositions de l'article 73 du règlement CACM, le 17 décembre 2021.
- à la suite d'un désaccord entre les autorités de régulation régionales concernées, l'ensemble des régulateurs européens, sous l'égide de l'ACER, a approuvé les méthodologies régionales suivantes concernant la France :
 - l'amendement des procédures de repli en cas de défaillance du couplage de marché journalier pour la région Core, en application des dispositions des articles 9 et 44 du règlement CACM, le 18 mars 2021 ; et
 - l'amendement de la méthodologie de calcul de capacité infra journalière de la région Core, en application des dispositions des articles 9 et 20 du règlement CACM, le 19 avril 2022.

2.1.5.1.2 La mise en œuvre des règles relatives à l'allocation de capacité à terme

Entrée en vigueur le 17 octobre 2016, la ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme, dite « règlement FCA », vise à harmoniser les règles de calcul et d'allocation des capacités d'interconnexion à long terme (produits annuels, trimestriels, mensuels...), qui permettent aux acteurs de marché de sécuriser leurs échanges transfrontaliers d'énergie et de se couvrir contre les différentiels de prix journaliers entre zones.

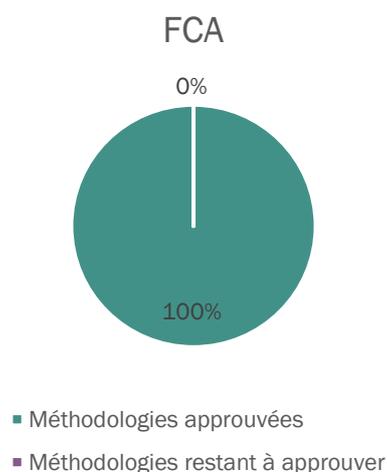
Comme dans le cas du règlement CACM, la mise en œuvre de ce règlement a donné lieu à l'approbation coordonnée, par les autorités de régulation ou l'ACER, de méthodologies soumises par les GRT :

- Au niveau européen :
 - exigences concernant la plateforme d'allocation unique, conformément à l'article 49 du règlement FCA, et méthodologie pour le partage des coûts entraînés par l'établissement, le développement

- et le fonctionnement de la plateforme d'allocation unique, conformément à l'article 59 du règlement FCA (décision de la CRE du 12 octobre 2017) ;
 - méthodologie pour la fourniture de données sur la production et la consommation, conformément à l'article 17 du règlement FCA (décision de la CRE du 6 décembre 2017) ;
 - méthodologie pour le modèle de réseau commun, conformément à l'article 18 du règlement FCA (décision de la CRE du 11 juillet 2018) ;
 - méthodologie pour la répartition du revenu de congestion, conformément à l'article 57 du règlement FCA (décision de la CRE du 13 juin 2019) ;
 - méthodologie pour le partage des coûts encourus afin de garantir la fermeté et la rémunération des droits de transport à long terme, conformément à l'article 61 du règlement FCA (décision de l'ACER du 23 octobre 2020 puis décision de l'ACER du 4 octobre 2021).
- Ou au niveau régional :
 - annexes régionales aux règles d'allocation harmonisées, conformément à l'article 52 du règlement FCA (décision de la CRE du 12 octobre 2017 pour les régions Manche, Europe du Sud-Ouest, Italie Nord et Core, décision de la CRE du 6 décembre 2018 pour la région Europe du Sud-Ouest, décision de la CRE du 4 avril 2019 pour les régions Manche et Core, décision de la CRE du 17 octobre 2019 pour la région Core, cette dernière amendée le 16 décembre 2021, décision de la CRE du 12 novembre 2020 pour la frontière France-Angleterre) ;
 - conception régionale des droits de transport à long terme, conformément à l'article 31 du règlement FCA (décisions de la CRE du 12 octobre 2017 pour les régions Europe du sud-ouest, Italie Nord et Core, cette dernière amendée le 12 juillet 2020) ;
 - méthodologies de calcul de la capacité pour les échéances de long terme pour la région Europe du Sud-Ouest (décision de la CRE du 5 mars 2020), Italie Nord (décision de la CRE du 15 décembre 2020) et Core (décision de l'ACER du 3 novembre 2021), conformément à l'article 10 du règlement FCA ;
 - méthodologies de répartition de la capacité pour les échéances de long terme pour la région Europe du Sud-Ouest (décision de la CRE du 5 mars 2020), Core (décision de la CRE du 30 juillet 2020) et Italie Nord (décision de la CRE du 15 décembre 2020), conformément à l'article 16 du règlement FCA.

Par ailleurs, en l'absence d'accord unanime des autorités de régulation, les principes communs applicables à tous les gestionnaires de réseaux de transport visés des HAR, soumis par l'ensemble des GRT européens en application de l'article 51 du règlement FCA, a été approuvé par décision de l'ACER le 2 octobre 2017. Cette version a été subséquemment modifiée par la décision de l'ACER du 29 octobre 2019 et par la décision de l'ACER du 29 novembre 2021. L'intégralité des méthodologies prévues par le règlement FCA a été approuvée

Figure 5 Méthodologies FCA approuvées ou restant à approuver



2.1.5.1.3 La mise en œuvre des codes de réseau relatifs aux conditions de raccordement aux réseaux électriques

En application de l'article 6 du 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, la Commission européenne a adopté en 2016, trois règlements établissant un code de réseau relatif aux conditions de raccordement au réseau électrique :

- le règlement (UE) 2016/631 du 14 avril 2016 *établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité*, entré en vigueur le 17 mai 2016 ;
- le règlement (UE) 2016/1388 du 17 août 2016 *établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des réseaux de distribution et des installations de consommation*, entré en vigueur le 7 septembre 2016 ; et
- le règlement (UE) 2016/1447 du 26 août 2016 *établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu*, entré en vigueur le 28 septembre 2016.

Certaines exigences techniques sont définies de manière exhaustive par les codes de raccordement et sont, en conséquence, directement applicables sans qu'il soit nécessaire pour les États membres de les préciser. En revanche, pour d'autres exigences, il appartient à chaque État membre de déterminer les paramètres détaillés d'application.

Adoption des mesures pour la mise en œuvre des codes de raccordement

Le ministre de l'Énergie est compétent pour approuver par arrêté certaines prescriptions techniques relatives aux conditions de raccordement aux réseaux publics d'électricité, après avis de la CRE. Cet arrêté a été adopté le 9 juin 2020 par le ministre chargé de l'énergie et publié le 25 juin 2020 au Journal officiel de la République française.

Application des codes de raccordement en cas de modification substantielle d'une unité, installation, réseau ou système

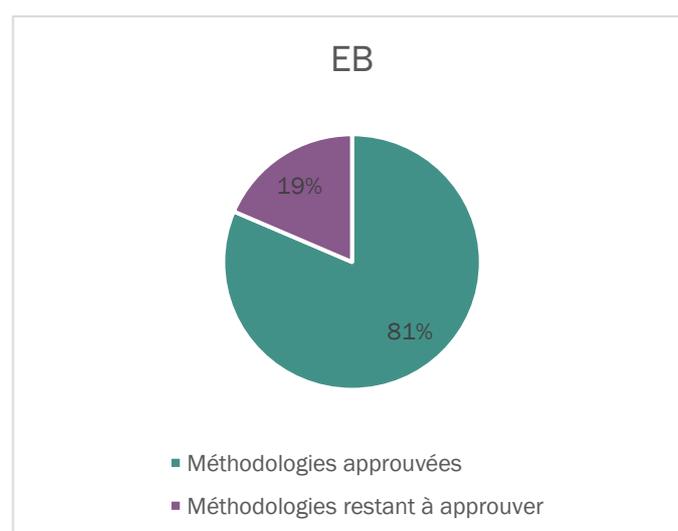
Par une délibération en date du 16 juillet 2020, la CRE a décidé, sur la base de critères fixés par le ministre chargé de l'énergie dans l'arrêté précité, quelles exigences des codes de raccordement sont applicables à la suite d'une modification substantielle d'une unité de production, d'une installation de production ou de consommation, d'un réseau de distribution ou d'un système en courant continu et si la convention de raccordement jusqu'alors applicable doit être modifiée ou si l'établissement d'une nouvelle convention de raccordement est requis.

Demande de dérogation par le propriétaire d'une installation de production d'électricité

La CRE a accordé, conformément à l'article 62 du règlement (UE) 2016/631, des dérogations à certaines exigences de ce règlement à 3 propriétaires d'installations de production d'électricité par 3 délibérations en date du 28 octobre 2021⁶².

2.1.5.1.4 L'élaboration des règles relatives à l'équilibrage du système électrique

Figure 6 Méthodologies EBL approuvées ou restant à approuver



⁶² Délibération de la CRE du 28 octobre 2021 portant décision d'octroi des dérogations à certaines exigences du règlement (UE) 2016/631 pour la société B+T Energie France SAS : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/derogations-reglement-ue-2016-631-b-t-energie-france-sas> ; Délibération de la CRE du 28 octobre 2021 portant décision d'octroi des dérogations à certaines exigences du règlement (UE) 2016/631 pour la société SAICA Paper France : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/derogations-reglement-ue-2016-631-saica-paper-france> ; Délibération de la CRE du 28 octobre 2021 portant décision d'octroi des dérogations à certaines exigences du règlement (UE) 2016/631 pour la société Green Valley Energy : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/derogations-reglement-ue-2016-631-green-valley-energy>

Le règlement européen relatif à l'équilibrage (Electricity Balancing Guidelines) est entré en vigueur le 18 décembre 2017. Ce règlement vise à renforcer l'intégration des marchés européens et est fondé sur la généralisation du recours à des produits standards d'équilibrage échangés sur des plateformes de marché européennes. La mise en œuvre de ce règlement a donné lieu à plusieurs méthodologies pan-européennes ou régionales soumises à l'approbation des régulateurs.

Deux nouvelles méthodologies régionales ont été adoptées en 2021 :

- méthodologie relative à un processus d'allocation de la capacité transfrontalière pour le partage et l'échange de capacités d'équilibrage fondée sur le marché (article 41) le 1^{er} juin 2021 pour la région Italie Nord ;
- méthodologie relative à un processus d'allocation de la capacité transfrontalière pour le partage et l'échange de capacités d'équilibrage fondée sur le marché (article 41) le 13 juillet 2021 pour la CORE.

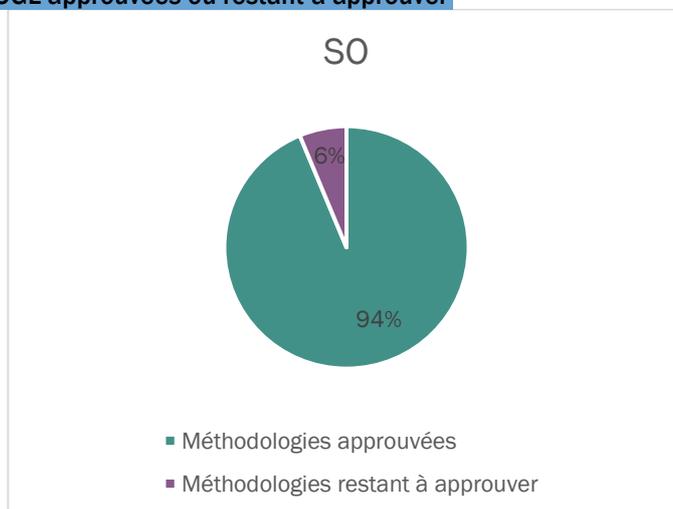
Trois méthodologies adoptées précédemment ont également fait l'objet d'amendements en 2021 et au 1^{er} trimestre 2022 :

- méthodologie relative au cadre de mise en œuvre de la plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de remplacement le 5 juillet 2021 ;
- méthodologie relative à la fixation du prix de l'énergie d'équilibrage et de la capacité entre zones utilisées pour l'échange d'énergie d'équilibrage ou pour la mise en œuvre du processus de compensation des déséquilibres (article 30) le 26 janvier 2022 ;
- méthodologie établissant des règles communes pour l'échange et la contractualisation de réserve primaire (article 33) le 28 avril 2022.

2.1.5.1.5 L'élaboration des règles relatives à l'exploitation du système électrique

Entré en vigueur le 14 septembre 2017, le règlement (UE) 2017/1485 du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (règlement « SOGL ») décrit les exigences et les principes relatifs à l'exploitation du système électrique avec l'objectif d'assurer une exploitation sûre du système électrique européen. Le règlement SOGL est composé d'un corpus de méthodologies devant être élaborées par les GRT européens et devant faire l'objet d'approbations des autorités de régulation nationales. Ces méthodologies peuvent être pan-européennes, régionales ou nationales.

Figure 7 Méthodologies SOGL approuvées ou restant à approuver



Depuis le 1^{er} janvier 2021, la CRE a approuvé, en accord avec l'ensemble des autorités de régulations européennes concernées :

- la proposition de propriétés supplémentaires pour les réserves de stabilisation de la fréquence (FCR) pour la zone synchrone Europe continentale (CE) en application de l'article 154, paragraphe 2 du règlement SOGL, le 28 janvier 2021 ;
- la proposition amendée de RTE concernant les méthodologies et conditions de l'accord opérationnel de bloc RFP (Réglage Fréquence-Puissance) France, en application de l'article 119 du règlement SOGL, le 17 juin 2021.
- la méthodologie amendée relative à la coordination de la sécurité d'exploitation dans la région de calcul de capacité Italie Nord, en application de l'article 76 du règlement SOGL, le 19 janvier 2022 ; et
- la proposition d'amendement de la définition des blocs de réglage fréquence-puissance pour la zone synchrone Europe continentale, en application de l'article 141 du règlement SOGL, le 24 mars 2022.

L'ACER a quant à elle pris des décisions relatives à :

- l'amendement de la méthodologie de coordination des analyses de la sécurité d'exploitation en application de l'article 75 du règlement SOGL, le 14 juin 2021 ; et
- la demande des autorités de régulation de la zone synchrone Europe continentale de prolonger le délai pour parvenir à un accord sur la proposition de durée minimale d'activation à assurer par les fournisseurs de réserves de stabilisation de la fréquence soumise par les gestionnaires de réseau de transport en application de l'article 156 du règlement SOGL, le 18 juillet 2022.

En outre, en application de l'article 36 du règlement (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, l'ACER a approuvé le 7 avril 2022 la proposition de définition des régions d'exploitation du réseau. A la suite de cette nouvelle décision de l'ACER, en application de l'article 35 du règlement (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, la CRE a approuvé le 30 juin 2022, en accord avec l'ensemble des autorités de régulation concernées, la proposition amendée de création des centres de coordination régionaux de la région d'exploitation du réseau Europe Centrale ainsi que la proposition de création du centre de coordination régional de la région d'exploitation du réseau Sud-Ouest.

2.2 La concurrence et le fonctionnement du marché de l'électricité

2.2.1 Le marché de gros

2.2.1.1 Production – consommation

Selon RTE, la consommation intérieure brute, incluant les pertes sur les réseaux de distribution et de transport, s'est élevée en 2021 à 472 TWh, supérieure à la consommation de 2020 de 5,1 %.

L'année 2021 a vu une reprise de la consommation dans un contexte d'amélioration de la crise sanitaire et de températures plus fraîches qu'en 2020 (année qui avait été la plus chaude depuis 1900). En définitif, après correction des aléas météorologiques et calendaires, la consommation corrigée atteint 468 TWh, soit une augmentation de 1,7 % par rapport à la consommation corrigée de 2020. Cette hausse de consommation peut s'expliquer par la reprise économique, la crise sanitaire ayant fortement impacté la consommation en 2020.

En 2021, la consommation maximale a été atteinte le 11 janvier à 9h30, à 88,4 GW, ce pic est dans la moyenne des 20 dernières années.

La puissance installée en France s'élevait à 139,1 GW au 31 décembre 2021, contre 135,8 GW l'année précédente, soit une augmentation de 2,4 %, grâce au développement des énergies renouvelables. En particulier, l'année 2021 a été marquée par l'accélération du parc solaire (+ 2,7 GW), soit une hausse de 26 % du parc installé par rapport à fin 2020.

Outre EDF, qui exploite plus de 70 % de la puissance installée du parc français, les deux autres producteurs significatifs sont Engie et Total Energies.

Ces trois producteurs détenant au total plus de 80 % de la puissance installée, la production d'électricité en France reste donc un marché très concentré.

Le tableau ci-dessous représente la structure du marché français en fonction des différents types d'utilisation des moyens de production.

Figure 8 Structure du marché français

Filières	Nombre de producteurs	Liste des producteurs
Energies renouvelables	3 principaux et plusieurs milliers d'autres exploitants	EDF, Total Energies et Engie sont les principaux producteurs. Petits producteurs indépendants, entreprises locales de distribution, industriels (autoproduction), acteurs étrangers (Iberdrola, Statkraft, etc.)
Nucléaire	1	EDF
Gaz	3	EDF, Total Energies, ENGIE
Hydraulique	2 principaux et plus d'une centaine d'exploitants de petites centrales hydrauliques	EDF, ENGIE (CNR, SHEM) Petits producteurs indépendants
Charbon	2	EDF, Gazel Energie
Turbine à Combustion	1	EDF

La disponibilité du parc nucléaire est restée basse en début d'année, très affectée par les perturbations des maintenances liées à la crise sanitaire en 2020, mais s'est rapidement améliorée pour revenir à la normale à l'été, avant de se dégrader à nouveau en fin d'année, impactant à la baisse la production d'électricité d'origine nucléaire

La production thermique, rendue compétitive en fin d'année par des prix de l'électricité augmentant plus vite que les prix des combustibles, a contribué avec les importations à combler ce déficit de production. S'agissant du gaz en particulier, le prix du charbon ayant augmenté moins vite, la production par le gaz ne reprend réellement qu'en fin d'année avec les baisses importantes de disponibilité du nucléaire.

La production d'origine renouvelable, à 60 TWh en 2021, a été proche de celle de 2020, malgré une hausse significative de la capacité installée, en raison de conditions climatiques défavorables.

2.2.1.2 Les prix de marché *day-ahead*

Il existe en France des références de prix *day-ahead* représentatives et sur lesquelles s'appuient les acteurs de marché. S'il n'y a pas de pool obligatoire en *day-ahead*, il existe néanmoins plusieurs plateformes sur lesquelles les acteurs de marché peuvent échanger ce type de produits. Deux bourses d'électricité se partagent le marché français : EPEX SPOT et plus récemment Nord Pool qui a débuté ses activités sur le marché journalier français en août 2019.

- Le prix issu de l'enchère journalière est un prix horaire (enchère journalière unique appariant les offres d'achat et de vente et allouant conjointement les capacités transfrontalières).
- Le *trading* continu a représenté environ 20 TWh en 2021. Les produits journaliers échangés donnent des références en continu de prix en base, pointe, hors-pointe, et pour d'autres blocs horaires. Ces produits sont échangés sur les plateformes de *brokers*.

Le prix *spot* moyen base a connu une forte hausse en 2021 pour s'établir à 109,2 €/MWh, soit une hausse de 239 % par rapport à 2020. Le prix *spot* moyen pointe a suivi la même tendance et s'est établi à 116,6 €/MWh, soit une hausse de 233 % par rapport à 2020. Cette évolution s'explique par la hausse exceptionnelle des prix des matières premières, et particulièrement du gaz, surtout au deuxième trimestre 2021.

2.2.1.3 Les marchés organisés

Au cours de l'année 2021, 219 responsables d'équilibre étaient présents sur le marché de gros français. Par ailleurs, 112 responsables d'équilibre étaient présents sur les bourses.

Parmi les volumes d'électricité commercialisés en 2021 sur les bourses (EPEX SPOT, Nord Pool et EEX) :

- les volumes traités en infrajournalier ont baissé, avec 16,3 TWh échangés en 2021 contre 17,2 TWh en 2020, soit une baisse de 5 % ;
- les volumes traités sur l'enchère *day-ahead* ont augmenté, passant de 122 TWh en 2020 à 123 TWh en 2021 (+ 1 %) ;
- les volumes traités sur les produits *futures* ont augmenté : 164 TWh ont été négociés sur EEX en 2021, soit une baisse de 8 % par rapport à 2020.

2.2.1.4 Le marché gré-à-gré

L'essentiel des transactions sur le marché français est réalisé de gré-à-gré (OTC). Le marché OTC est constitué d'un segment direct (ou bilatéral direct) et d'un segment intermédié, c'est-à-dire couvrant les négociations conclues par l'intermédiaire des sociétés de courtage (ou *brokers*). Dans le cadre de ses activités de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz, la CRE reçoit régulièrement des données de la part de courtiers (prix, volumes, contreparties, etc.).

Sur le segment OTC intermédié, en 2021, une dizaine de courtiers étaient actifs sur le marché de gros français de l'électricité, servant d'intermédiaire à 163 acteurs intervenant sur le marché français. Sur ce segment de marché, il a été constaté que :

- les volumes négociés en produit journalier continu ont reculé (- 13 %) en un an, pour s'établir à 20 TWh en 2021 ;
- les volumes traités sur les marchés à terme sont en baisse : 468 TWh de *forward* ont été négociés sur l'OTC intermédié en 2021 contre 729 TWh en 2020 (- 36 %).

Une mesure de la liquidité des marchés intermédiés est donnée par les écarts entre les offres à l'achat et les offres à la vente (*Bid-ask spread*). La valeur moyenne de ce différentiel en 2021 pour des produits à différentes maturités est présentée dans le tableau ci-dessous.

Figure 9 Différentiel moyen entre les offres à l'achat et les offres à la vente

Différentiel <i>bid-ask</i> en €/MWh	Day-ahead		Month-ahead		Quarter-ahead		Year-ahead	
	base	pointe	base	pointe	base	Pointe	base	pointe
	0,52	0,48	0,51	0,78	0,55	0,90	0,51	0,83

Source : Heren – Analyse : CRE

2.2.1.5 Le négoce transfrontalier

2.2.1.5.1 Le marché de gros français intégré à des marchés supranationaux

Les marchés de l'électricité en Europe sont souvent considérés comme nationaux. Cependant, les interconnexions entre pays pouvant permettre l'émergence de marchés supranationaux, il s'agit de déterminer si la France est incluse dans un marché plus large. Trois critères (capacités d'interconnexion au regard de la capacité de production installée, existence de congestion sur les interconnexions, et proximité et corrélation entre les prix dans les différentes zones) peuvent être utilisés pour déterminer un marché géographique. Il est à noter que ces indicateurs, bien qu'analysés individuellement, sont corrélés : avec une importante capacité d'interconnexion disponible, les congestions devraient être limitées, et par conséquent, les prix très corrélés.

- **Les capacités d'interconnexion aux frontières françaises**

Le tableau suivant donne les maxima d'import et d'export à chaque interconnexion et représente donc une estimation des capacités d'interconnexion sur les différentes frontières en 2021.

Figure 10 Maximum des échanges entre la France et ses pays voisins en 2021 (en MW)

	Grande Bretagne	CWE (Belgique et Allemagne)	Suisse	Italie	Espagne	Echanges physiques globaux ⁶³
Import	3013	10738	1780	1160	3838	12978
En % du parc installé français	2,2 %	7,7 %	1,3 %	0,8 %	2,8 %	9,3 %
Export	4014	7771	3761	4029	3792	17283
En % du parc installé français	2,9 %	5,6 %	2,7 %	2,9 %	2,7 %	12,4 %

Source : RTE – Analyse CRE

Les capacités d'interconnexion à l'export entre la France et les pays voisins représentent l'équivalent de plus de 12 % des capacités de production installées en France. Ce pourcentage est conforme au critère publié dans les conclusions du Conseil Européen de Barcelone de mars 2002 visant à établir le niveau d'interconnexion des pays à 10 % de la capacité installée. La France étant nettement plus exportatrice qu'importatrice, le chiffre du maximum d'imports physiques globaux réalisés ne représente pas la capacité maximale d'importation de la France.

Pour les échanges avec le Royaume-Uni, la Suisse, l'Italie et l'Espagne, les capacités transfrontalières sont calculées par frontière avant le calcul de capacité (méthode « Net Transfer Capacity ») par les gestionnaires de réseau de chaque côté de la frontière en amont. La valeur minimale entre celles calculées par les deux gestionnaires de réseau est retenue. Les règles de fonctionnement des interconnexions avec le Royaume-Uni ont dû être adaptées en 2020, en vue du Brexit, permettant la poursuite des échanges d'électricité entre les deux pays au 1^{er} janvier 2021, malgré la sortie du Royaume-Uni du marché intérieur de l'électricité.

Pour les échanges avec la Belgique et l'Allemagne en revanche, les calculs sont coordonnés au sein d'une zone, la zone « Central Western Europe ». Ils sont effectués selon une méthode fondée sur les flux (également appelée « Flow-Based ») qui alloue conjointement les capacités de transport et les flux d'électricité afin de donner priorité aux zones qui en ont le plus besoin. Ici, le calcul ne s'effectue pas aux frontières avec chaque pays mais de manière optimisée au sein de la zone de calcul de capacité deux jours avant l'échéance. En 2021, la France a échangé jusqu'à 22,2 TWh à l'exportation et 12,1 TWh à l'importation avec la Belgique et l'Allemagne.

Bien que la France ait été globalement exportatrice d'électricité en 2021 comme les années précédentes (solde commercial à l'export de 43,1 TWh), la France a davantage importé que les années précédentes avec un total de 44 TWh contre 34,6 TW en 2020 et 28,3 TWh en 2019. Les importations ont en particulier été plus marquées sur les frontières avec la Belgique et l'Allemagne. Ces imports ont été particulièrement significatifs en novembre et décembre alors que la disponibilité du parc nucléaire français était plus faible que les années passées. Finalement, les exports sont globalement en hausse par rapport à 2020 et 2019 avec un total de 87,1 TWh exportés en 2021 contre 77,8 TWh en 2020 et 84,3 TWh en 2019.

⁶³ Somme des échanges physiques à toutes les interconnexions françaises

- **Les congestions aux frontières françaises**

Le travail mené au sein des initiatives régionales accélère l'intégration des marchés et élargit la délimitation des marchés pertinents en améliorant la gestion des congestions. Depuis la mise en œuvre du couplage des marchés fondés sur les flux (*flow-based*) en mai 2015 dans la région Centre-Ouest Europe (CWE, qui regroupe l'Allemagne, la Belgique, la France, les Pays-Bas et le Luxembourg), la capacité d'échange aux frontières avec l'Allemagne et la Belgique est maintenant calculée et allouée de façon dynamique en prenant en compte le bénéfice économique engendré par les flux. Le mécanisme de couplage des marchés journaliers, progressivement étendu à l'ensemble de l'Union européenne et couvrant aujourd'hui les marchés correspondant à 99 % de la consommation dans l'Union, permet une utilisation optimale des capacités d'interconnexion (à 100 % dans le sens du différentiel de prix), et par conséquent une convergence accrue des prix entre la France et les pays frontaliers (par rapport à une allocation par enchères explicites, sans couplage).

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, mais moins en 2019, ce qui a entraîné une baisse de la sollicitation des interconnexions. En 2020, la tendance de l'année précédente s'est poursuivie alors que le marché était fortement détendu à cause de la crise sanitaire et de la baisse de consommation associée, résultant sur une moindre sollicitation de certaines interconnexions favorisant donc la convergence des prix, passant d'environ 35 % entre 2016 et 2018 à plus de 45 % en 2019 et en 2020. En 2021, la convergence des prix est restée globalement stable par rapport à 2020. Les taux de convergence sont en hausse pour la France et la Belgique (51 % en moyenne en 2021 contre 48 % en 2020) et l'Allemagne (49 % en moyenne en 2021 contre 46 % en 2020), tandis qu'ils ont baissé avec entre la France et l'Espagne (35 % en moyenne en 2021 contre 39 % en 2020) et l'Italie (31 % en moyenne en 2021 contre 37 % en 2020).

La convergence des prix entre les pays varie selon la saison. En particulier, pendant l'hiver les températures plus froides impliquent une sollicitation plus importante des interconnexions, se traduisant par des découplages plus fréquents et des écarts de prix plus importants entre les différents pays européens ayant une thermosensibilité de leur consommation et un mix électrique différents. Ainsi, la France est souvent importatrice pendant l'hiver tandis qu'elle exporte largement en été lorsque le surplus de sa production nucléaire de base est moins coûteuse que celle de ses voisins européens plus dépendants du gaz et du charbon.

- **Corrélation et proximité des prix**

Le tableau suivant montre les corrélations de prix spot entre la France et les pays frontaliers.

Figure 11 Corrélation des prix entre la France et ses pays voisins (spot J+1)

Produit spot (J+1) base						
Corrélation des prix						
Année	Allemagne – France (EPEX SPOT – EPEX SPOT)	Espagne – France (Omel – EPEX SPOT)	Grande Bretagne – France (Heren – EPEX SPOT)	Italie – France (IPEX – EPEX SPOT)	Belgique – France (Belpex – EPEX SPOT)	Suisse – France (Swissix – EPEX SPOT)
2004	91 %	61 %	53 %	50 %		
2005	89 %	69 %	84 %	53 %		
2006	80 %	53 %	72 %	64 %		
2007	80 %	53 %	86 %	61 %	91 %	87 %
2008	88 %	36 %	56 %	67 %	88 %	91 %
2009	40 %	23 %	27 %	26 %	45 %	40 %
2009*	81 %	52 %	70 %	51 %	94 %	81 %
2010	80 %	30 %	45 %	33 %	94 %	83 %
2011	78 %	13 %	39 %	22 %	77 %	80 %
2011*	78 %	13 %	39 %	22 %	100 %	80 %
2012	63 %	32 %	49 %	48 %	78 %	81 %
2012*	82 %	42 %	46 %	45 %	90 %	92 %
2013	79 %	14 %	64 %	52 %	87 %	95 %
2014	80 %	14 %	61 %	63 %	82 %	88 %
2015	73 %	41 %	47 %	52 %	57 %	83 %
2016	57 %	62 %	55 %	70 %	94 %	74 %
2017	65 %	82 %	60 %	76 %	95 %	94 %
2018	78 %	63 %	65 %	78 %	83 %	89 %
2019	79 %	62 %	67 %	70 %	77 %	93 %
2020	88 %	78 %	76 %	87 %	94 %	94 %
2021	91 %	91 %	69 %	95 %	97 %	97 %

2009 * : hors pic de prix du 19/10/09

2011 * : hors découplage du 28/02/11

2012 * : hors journée de pics de prix du 09/02/2012

Source : ENTSOE – Analyse CRE

En 2021, la corrélation des prix entre la France et les pays voisins a nettement augmenté par rapport à 2020 comme évoqué *supra*. Les augmentations les plus importantes sont atteintes avec l'Espagne et l'Italie. La corrélation avec la Belgique a également connu une forte hausse atteignant 97 % de corrélation.

- **Les différentiels de prix**

Les différentiels de prix spot diminuent en 2021 par rapport à l'année précédente sur toutes les frontières, à l'exception de la frontière franco-belge et franco-suisse.

Figure 12 Ecart de prix moyen entre la France et les pays voisins (spot J+1)

Produit spot (J+1) base : Écart de prix moyen (en €/MWh)						
Année	Allemagne - France (EPEX SPOT - EPEX SPOT)	Espagne - France (Omel - EPEX SPOT)	Grande Bretagne - France (Heren - EPEX SPOT)	Italie - France (IPEX - EPEX SPOT)	Belgique - France (Belpex - EPEX SPOT)	Suisse - France (Swissix - EPEX SPOT)
2004	0,4	-0,2	4,7	24,2		
2005	-0,7	7,0	8,6	11,8		
2006	1,5	1,2	9,8	25,0		
2007	-2,8	-1,7	1,3	30,1	0,9	5,1
2008	-3,4	-4,8	21,1	18,0	1,5	5,3
2009	-4,2	-6,1	-1,8	20,7	-3,7	4,9
2009*	-2,7	-4,5	-0,3	22,2	-2,2	6,4
2010	-3,0	-10,5	0,5	16,6	-1,2	3,5
2011	2,3	1,0	6,19	23,3	0,5	7,2
2012	-4,3	0,3	8,4	28,6	0,0	2,6
2012*	-3,5	1,1	9,2	29,2	0,7	3,2
2013	-5,5	1,1	15,8	19,8	4,21	1,5
2014	-1,9	7,4	17,9	17,9	6,2	2,2
2015	-6,8	11,8	17,2	13,8	6,2	1,8
2016	-7,7	2,9	12,4	6,2	-0,1	1,2
2017	-10,9	7,3	6,8	8,3	-0,7	1
2018	-5,5	7,1	14,7	11,1	5,1	2
2019	-1,8	8,2	3,3	11,8	-0,1	1,5
2020	-1,7	1,8	3,1	5,6	-0,3	1,8
2021	-12,3	2,8	28,4	16,1	-5,1	5,8

2009 * : hors pic de prix du 19/10/09

2012 * : hors journée de pics de prix du 09/02/2012

Source : ENTSOE – Analyse CRE

Malgré l'amélioration du couplage des pays européens, les niveaux de prix très importants à cette période ont proportionnellement agrandi les écarts absolus de prix entre les pays. Les écarts de prix sont notables avec l'Allemagne, la Grande-Bretagne et l'Italie. La plus faible hausse des écarts est observée pour la Belgique.

Figure 13 Ecart de prix moyen entre la France et l'Allemagne (future annuel Y+1)

Produit future annuel (Y+1) base : Ecart de prix moyen (en €/MWh)	
Année	Allemagne – France (EEX)
2006	-1,4
2007	1,43
2008	-3,72
2009	-2,55
2010	-2,08
2011	0,5
2012	-0,87
2013	-4,22
2014	-7,33
2015	-7,19
2016	-6,76
2017	-5,86
2018	-4,84
2019	-2,71
2020	-4,38
2021	-5,9

Source : EEX – Analyse CRE

Les marchés à terme ont été fortement affectés par la hausse généralisée des prix des matières premières, particulièrement du gaz, et du CO₂ en Europe en 2021. Ils ont également été particulièrement affectés en fin d'année par des inquiétudes concernant le passage de l'hiver 2021-2022. Le produit calendaire français en Y+1 base⁶⁴ s'est négocié en 2021 en moyenne à 94,7 €/MWh soit une hausse de 111 % par rapport au prix moyen de 2020 (44,9 €/MWh) et de 86 % par rapport au prix moyen de 2019 (50,8 €/MWh). Le prix allemand s'est négocié en moyenne à 88,8 €/MWh en 2021, soit une hausse d'environ 119 % par rapport au prix de 2020 (40,5 €/MWh) ou une hausse de 85 % par rapport à 2019 (48,1 €/MWh).

La nature proprement française des craintes pour la sécurité d'approvisionnement électrique en France pour l'hiver 2021-2022, dans un contexte de faible disponibilité du parc nucléaire français s'est matérialisée par la forte hausse du différentiel de prix avec l'Allemagne dans la deuxième partie de l'année 2021. Finalement, sur l'année, le différentiel des prix du produit à terme Y+1 entre l'Allemagne et la France a fortement augmenté de 34 % par rapport à l'année précédente avec une moyenne de 5,9 €/MWh en 2021, contre 4,4 €/MWh en moyenne en 2020.

Les baisses de la disponibilité du parc nucléaire sont intervenues dans un contexte de disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire déjà historiquement basse (prévision inférieure à 50 GW en moyenne sur le T1 2022) et alors que les marges pour la sécurité d'alimentation électrique étaient faibles et placées sous « vigilance particulière » par RTE. Le marché français a fortement réagi avec des prix qui se sont envolés. Les annonces sur la disponibilité du parc nucléaire exercent une influence majeure sur le prix de gros français, et une influence beaucoup plus limitée sur le prix allemand.

2.2.1.5.2 Les transactions aux frontières en 2021

En 2021, La France est restée le pays le plus exportateur d'Europe avec notamment des volumes d'exports à leur plus haut niveau depuis 2017, tandis que les volumes d'importation en 2021 ont atteint 44 TWh (+27 % par rapport à 2020, + 55 % par rapport à 2019), leur plus haut niveau depuis dix ans.

Le solde s'est maintenu à un niveau quasiment identique à celui de 2020. La France conserve un solde commercial d'exportation positif en 2021 de 43,1 TWh, en forte diminution par rapport à 2019 (-22,4 %).

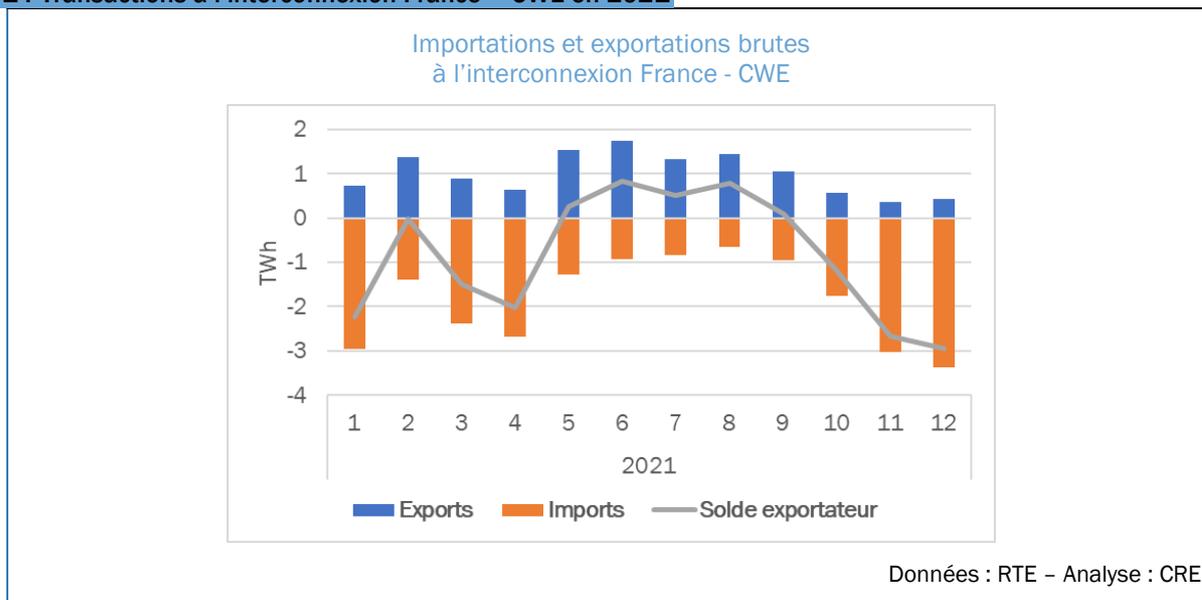
Ce bilan reflète la moindre disponibilité des moyens de production nucléaire.

⁶⁴ Un indice particulièrement intéressant à analyser est le produit calendaire pour livraison à l'année suivante (noté Y+1 pour « Year + 1 »). Ainsi en 2020, le produit Y+1 correspond au contrat de livraison d'électricité pour tous les jours de l'année 2021.

- **France-CWE (Allemagne et Belgique)**

Le marché français a été importateur net depuis la zone CWE d'environ 10,1 TWh en 2021.

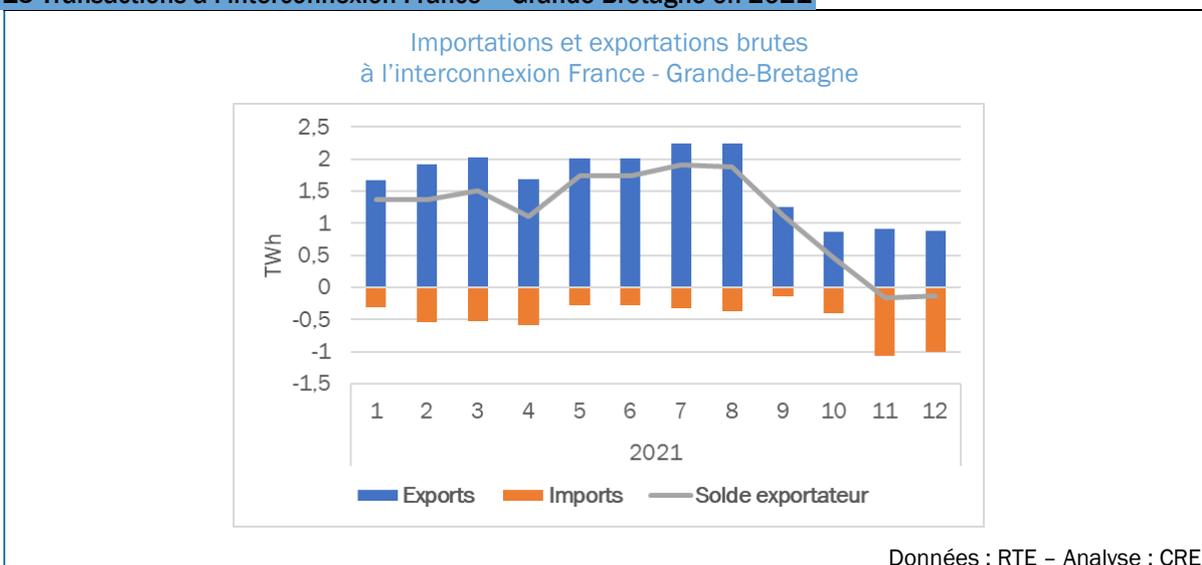
Figure 14 Transactions à l'interconnexion France - CWE en 2021



- **France-Grande-Bretagne**

Le marché français a été exportateur net vers la Grande-Bretagne d'environ 13,9 TWh en 2021, soit 59 % de plus qu'en 2020. Cette hausse du volume des exportations s'explique par l'augmentation de la capacité d'échange entre la France et la Grande-Bretagne après la mise en service en début d'année de la nouvelle interconnexion IFA 2.

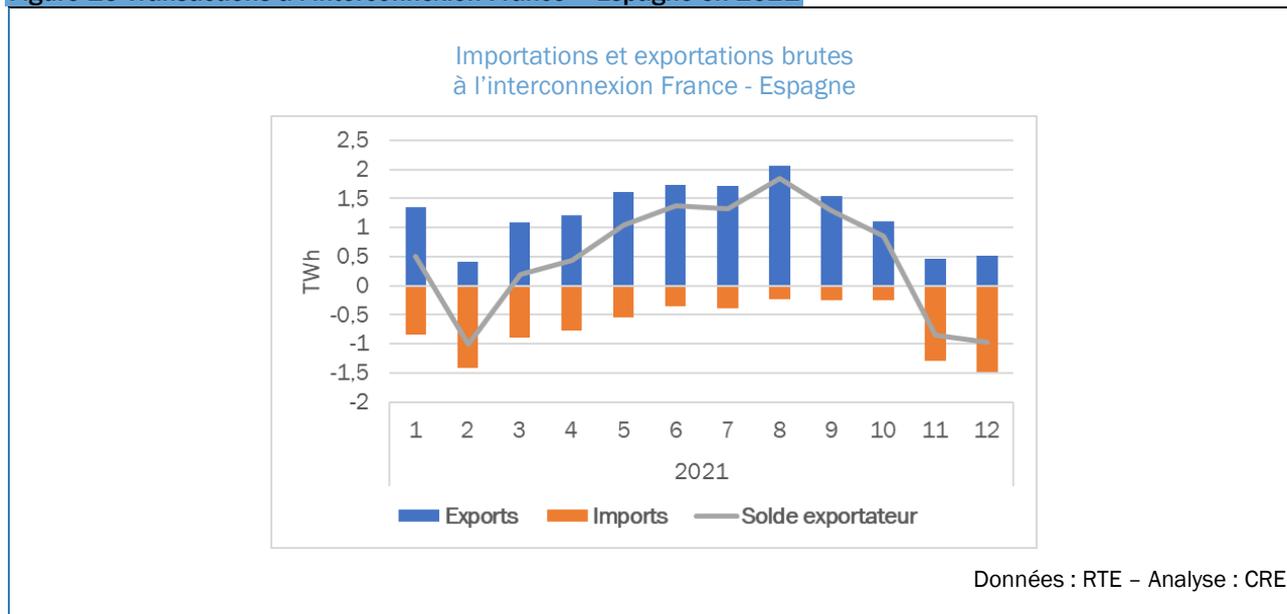
Figure 15 Transactions à l'interconnexion France - Grande-Bretagne en 2021



- **France-Espagne**

Le marché français a été exportateur net vers l'Espagne d'environ 6,1 TWh en 2021, soit 17 % de plus qu'en 2020. La hausse du volume des exportations s'explique par des conditions de marché défavorables en Espagne : un hiver rigoureux, un été caniculaire et des périodes de vent faible. Dans le même temps, le volume d'importation a fortement augmenté, + 65 %, par rapport à la moyenne des cinq dernières années. En février, le solde mensuel est importateur à hauteur de 1 TWh, un niveau jamais atteint auparavant.

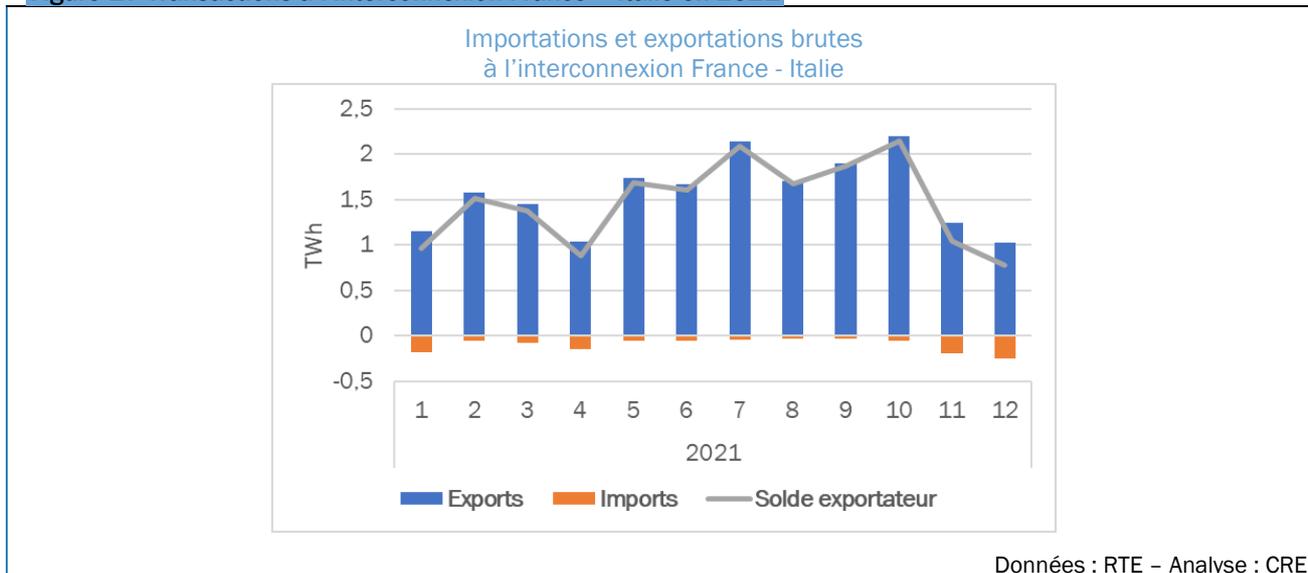
Figure 16 Transactions à l'interconnexion France - Espagne en 2021



- **France-Italie**

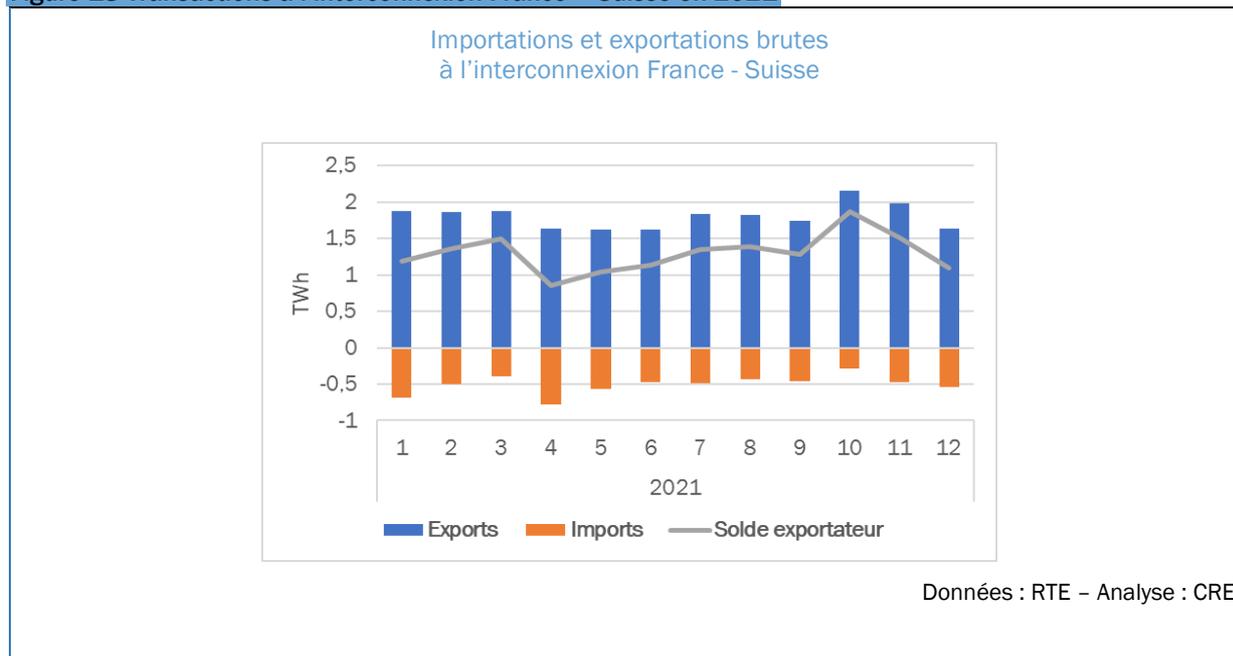
Le marché français reste fortement exportateur net vers l'Italie d'environ 17,6 TWh en 2021, soit une hausse de 15 % par rapport à 2020.

Figure 17 Transactions à l'interconnexion France - Italie en 2021



- **France-Suisse**

Le marché français a été exportateur net vers la Suisse d'environ 15,6 TWh en 2021, soit une hausse de 18 % par rapport à 2020. Contrairement aux années précédentes, le solde reste fortement exportateur de juillet à septembre. En effet, la production nucléaire suisse est réduite sur cette période par rapport aux autres années, la Suisse doit donc importer davantage pour répondre à une demande d'électricité croissante.

Figure 18 Transactions à l'interconnexion France – Suisse en 2021

2.2.1.6 L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique

2.2.1.6.1 Principes et prix de l'ARENH

Le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) a été instauré par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME). Entré en vigueur au 1er juillet 2011 pour une durée de 15 ans, ce dispositif consiste à permettre aux fournisseurs alternatifs de s'approvisionner en électricité produite par le parc nucléaire historique d'EDF, dans une limite de 100 TWh par an au total, à un prix fixé par le gouvernement.

Le prix de l'ARENH s'établit depuis le 1er janvier 2012 à 42 €/MWh.

Depuis 2014, les gestionnaires de réseaux peuvent bénéficier de l'ARENH pour la couverture de leurs pertes. Les volumes d'ARENH auxquels les fournisseurs ont droit sont alors augmentés de façon à tenir compte des quantités d'électricité qu'ils fournissent aux gestionnaires de réseaux. Ces volumes d'ARENH s'ajoutent au plafond de droits prévu par l'article L. 336-2 du code de l'énergie et fixé à 100 TWh par arrêté depuis 2011.

Depuis le 1er janvier 2016, le dispositif ARENH ne fait plus de distinction entre les catégories de consommateurs et sa livraison correspond uniquement à un profil plat.

Enfin, l'ARENH comprend une valeur capacitaire depuis l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité en 2017. La livraison d'un ruban d'1 MW à un fournisseur s'accompagne de la cession d'1 MW de garanties de capacité.

La loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (loi Energie-Climat) dispose que le volume maximal d'ARENH peut être porté à 150 TWh à compter du 1er janvier 2020, hors fourniture des pertes des gestionnaires de réseaux, sachant que les volumes demandés par les fournisseurs alternatifs excèdent le plafond actuel de 100 TWh depuis 2019.

La CRE a publié le 22 juillet 2020⁶⁵ un rapport évaluant les effets et enjeux de l'atteinte du plafond ARENH, et recommandait de porter ce plafond à 150 TWh, comme la loi le permet.

2.2.1.6.2 Les volumes ARENH en 2021

La CRE a constaté une augmentation importante des demandes d'ARENH depuis 2017, en raison de la stabilisation des prix sur le marché à terme au-dessus de 42 €/MWh et du développement de la concurrence sur le marché de détail. Le volume d'ARENH demandé à destination des consommateurs a ainsi atteint 146,2 TWh pour l'année de livraison 2021, auxquelles s'ajoutaient 26,3 TWh au titre des pertes des gestionnaires de réseaux. Conformément au plafond fixé pour l'ARENH (cf. *supra*), la CRE a procédé à un écrêtement des demandes à hauteur de 31,6% pour les livraisons en 2021.

⁶⁵ Rapport pris en application de l'article R. 336-39 du code de l'énergie analysant les causes et les enjeux de l'atteinte du plafond du dispositif ARENH

Cette configuration a été de nouveau observée en amont de l'année 2022 : 160 TWh d'ARENH ont été demandés à destination des consommateurs, entraînant un écrêtement des demandes à hauteur de 37,52%. En conséquence, 100 TWh d'ARENH ont été alloués en décembre 2021 pour l'année 2022, auxquels s'ajoutent 26,3 TWh d'ARENH à destination des pertes des gestionnaires de réseau.

2.2.1.6.3 Mise en œuvre de volumes d'ARENH additionnels

Face à la montée des prix de l'électricité, le gouvernement a annoncé en début d'année 2022 un certain nombre de mesures afin de mitiger la hausse des prix de l'électricité, parmi lesquelles le relèvement du volume d'ARENH de 20 TWh supplémentaires.

La mise en œuvre de ce dispositif exceptionnel s'est faite dans les conditions suivantes : les volumes additionnels d'ARENH ont été alloués sur la base des dossiers de demande d'ARENH déposés par les fournisseurs en novembre 2021. Les volumes d'ARENH additionnels sont livrés sur la seule période s'étendant du 1^{er} avril 2022 au 21 décembre 2022, et ils sont cédés par EDF au prix de 46,2 €/MWh.

La CRE a notifié un total de 19,5 TWh d'ARENH additionnels, sur les 20 TWh supplémentaires pouvant être cédés à titre exceptionnel par EDF pour 2022.

2.2.1.7 La surveillance du marché de gros

2.2.1.7.1 Les enjeux de la surveillance

Conformément aux dispositions de l'article L.131-2 du code de l'énergie, la CRE « *surveille, pour l'électricité et pour le gaz naturel, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières [...]. Elle surveille la cohérence des offres [...] faites par les producteurs, négociants et fournisseurs [...] avec leurs contraintes économiques et techniques.* » La mission de surveillance des marchés de gros de la CRE a ainsi pour objectif de s'assurer que les prix sur les marchés de gros de l'énergie sont cohérents avec les fondamentaux techniques et économiques de ces marchés. En particulier, la CRE s'attache à vérifier l'absence de manipulation de marché ou d'exercice d'un pouvoir de marché par lequel un acteur abuserait de sa situation pour obtenir des prix anormaux notamment au regard de ses coûts.

Cette mission s'inscrit aussi dans le cadre du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, dit REMIT, qui organise la surveillance des marchés de gros de l'énergie, interdit les abus de marché et oblige les acteurs de marché à publier les informations privilégiées qu'ils détiennent. REMIT confie la supervision des marchés au niveau européen à l'ACER, en coopération avec les régulateurs nationaux qui sont en charge des enquêtes et des sanctions au plan national.

Au niveau national, la loi du 15 avril 2013 a modifié le code de l'énergie pour conférer à la CRE la mission de garantir le respect du REMIT, et, en son sein, au Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) la compétence de sanctionner les manquements à REMIT. Elle a été complétée par l'ordonnance n° 2016-461 du 14 avril 2016 précisant les compétences de la CRE en matière de recueil d'information, de sanction et de coopération. Le cadre procédural spécifique au CoRDIS a par ailleurs été précisé par le décret n° 2015-206 du 24 février 2015. Le dispositif juridique est donc complet et pleinement opérationnel depuis plusieurs années et permet à la CRE, dans le cadre de REMIT, de :

- surveiller les marchés de gros ;
- mener des enquêtes en cas de suspicion de manipulation de marchés ;
- sanctionner les manquements éventuels.

2.2.1.7.2 La surveillance des marchés de gros par la CRE en 2021

La loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie a donné compétence à la CRE pour surveiller les marchés de gros. La CRE rend compte de ces activités dans ses rapports sur le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel, dont la 15^{ème} édition, portant sur l'année 2021, a été publiée en juin 2022⁶⁶.

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

Le périmètre surveillé par la CRE, dans le cadre du règlement REMIT, a représenté 5,2 millions de transactions sur les marchés de gros de l'énergie en 2021, soit l'équivalent de 1 399 TWh échangés ou plus de 111 Md€ en valeur.

Les mécanismes de surveillance mis en place par l'ACER, les régulateurs nationaux et les personnes qui organisent des transactions à titre professionnel (« *persons professionally arranging transactions* » ou PPAT) permettent de

⁶⁶ <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/rapport-de-surveillance-des-marches-de-gros-de-l-electricite-et-du-gaz-naturel-en-2021>

détecter un nombre croissant de cas susceptibles de constituer un manquement au règlement REMIT. La CRE a reçu de la part de l'ACER 622 alertes de comportement potentiellement suspect depuis octobre 2017.

De plus, la CRE s'appuie sur des outils de détection internes pour identifier les possibles cas d'abus de marché, mais aussi sur les notifications de suspicions reçues par différentes sources, et notamment par les personnes organisant des transactions à titre professionnel (PPAT) qui, en tant qu'organisateur des opérations de négoce sur leurs plateformes, représentent une source d'information de grande valeur. Les PPAT ont, en application de l'article 15 du règlement REMIT, l'obligation d'avertir sans délai l'autorité de régulation nationale si elles ont des raisons de suspecter un manquement aux articles 3 ou 5 du règlement REMIT. La CRE considère indispensables les activités de surveillance menées par les PPAT et entretient avec eux une collaboration active. A ce titre, la CRE a maintenu en 2021 ses échanges avec les bourses, courtiers et RTE (seul gestionnaire de réseau qualifié de PPAT en France) actifs en France. Ces échanges permettent notamment de suivre le développement et les évolutions des outils et procédures de surveillance mises en place par les PPAT et de partager les analyses de cas suspects détectés dans leur périmètre ; 12 notifications de transactions suspectes ont été ainsi reçues par la CRE en 2021. Le suivi des relations avec les courtiers installés en France est organisé conjointement avec l'Autorité des Marchés Financiers (AMF). A date, une quarantaine de cas sont en cours d'analyse approfondie par les services de la CRE.

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

A fin 2021, cinq enquêtes étaient en cours d'investigation par les services de la CRE et une enquête a fait l'objet en 2021 d'une saisine du CoRDIS par le Président de la CRE.

Dans le contexte d'une hausse des prix sans précédent depuis la création du marché intérieur de l'énergie, la CRE a renforcé en 2021 ses contrôles sur les marchés de gros au titre des articles 3, 4 et 5 du règlement REMIT (interdiction des opérations d'initiés et des manipulations de marché et obligation de publier les informations privilégiées). En particulier, elle s'est attachée à vérifier la cohérence entre les prix de l'électricité et les fondamentaux, dont les prix des matières premières et des quotas d'émissions de CO₂, ainsi que la disponibilité du parc de production nucléaire. La CRE a également concentré ses efforts de surveillance des transactions sur les périodes où la sensibilité des prix du gaz aux annonces, souvent de nature politique et non commerciale, concernant l'approvisionnement européen a été la plus forte. Sur le marché de l'électricité, la CRE a surveillé particulièrement la qualité des publications concernant l'état du parc de production d'électricité, étant donné leur impact majeur sur les prix.

La CRE est particulièrement attentive à la qualité des publications relatives aux indisponibilités du parc de production d'électricité. Dans ce cadre, elle surveille notamment les délais dans lesquels les informations privilégiées sont publiées par les acteurs de marché. Elle a par ailleurs publié en 2021 une ligne directrice concernant la publication des indisponibilités des moyens de production d'électricité en France, sur la base d'une étude visant à quantifier la sensibilité moyenne des prix de marché aux publications des indisponibilités des moyens de production en France.

La CRE attache une importance majeure aux travaux et projets européens pour la mise en place de règles et de pratiques communes de surveillance des marchés de l'énergie au sein de l'Union européenne. Ainsi, la CRE participe activement aux groupes de travail et forums européens relatifs à REMIT en étroite collaboration avec l'ACER, ainsi qu'avec les régulateurs de l'énergie des autres Etats membres de l'Union européenne et les autorités financières et de la concurrence.

L'ACER a publié, dès octobre 2021, des éléments d'analyse concernant la hausse des prix de gros de l'électricité, puis a été mandatée par la Commission européenne pour en réaliser une analyse approfondie. En coopération avec les régulateurs, l'ACER a par ailleurs publié de nouvelles orientations sur l'application du règlement REMIT, et en particulier la 6^{ème} édition de ses orientations générales, qui refond en profondeur le document, 10 ans après la publication de la première version, en prenant en compte les retours des régulateurs et des acteurs de marché.

Enfin, la CRE a contribué activement en 2021 aux travaux de l'ACER concernant l'amélioration de la qualité des données déclarées par les acteurs de marché à l'ACER au titre de l'article 8 de REMIT et leur exploitation. Dans ce cadre, l'ACER a mis à jour en 2021 ses orientations concernant la déclaration des données transactionnelles et fondamentales. Par ailleurs, les travaux menés en 2021 ont abouti à la publication en 2022 d'une décision de l'ACER relative à la déclaration de données additionnelles concernant le couplage de marché intrajournalier, visant à permettre une meilleure surveillance du marché intrajournalier de l'électricité par les régulateurs.

2.2.2 Le marché de détail

2.2.2.1 Etat des lieux

2.2.2.1.1 Les consommateurs

L'ouverture à la concurrence est effective pour l'ensemble des consommateurs français depuis 2007. Cela correspondait, au 31 décembre 2021, à 38,9 millions de sites, ce qui représentait 438 TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients peuvent disposer de deux types de contrats :

- les contrats aux tarifs réglementés de vente (uniquement pour les clients particuliers et pour les petits clients professionnels), dont les évolutions sont fixées par les pouvoirs publics⁶⁷ et qui ne peuvent être proposés que par les fournisseurs historiques ;
- les contrats en offre de marché, dont les prix sont fixés librement par les fournisseurs alternatifs et historiques.

Figure 19 Répartition des consommateurs finals par type de site (au 31 décembre 2021)

	Nombre de sites
Sites résidentiels	33 800 000
Sites non résidentiels	5 191 000

Source : Données 2021, GRD, RTE, Analyses CRE

Figure 20 Répartition de la consommation annuelle des consommateurs finals (au 31 décembre 2021)

	Consommation 2021 en TWh
Sites résidentiels	164,3
Sites non résidentiels	268,4

Source : Données 2021, GRD, RTE, Analyses CRE

Dans le contexte de la crise sanitaire puis de la crise des prix sur les marchés de gros, l'ouverture à la concurrence du **marché résidentiel** s'est maintenue en 2021 à un rythme similaire à celui de 2020 (année qui avait amorcé un certain ralentissement en comparaison des années antérieures) : 1 449 000 sites supplémentaires sont passés en offre de marché contre 1 399 000 en 2020. Sur la fin de l'année 2021, un ralentissement de la croissance du nombre de clients s'observe chez les fournisseurs alternatifs. Au 31 décembre 2021, environ 12 millions de sites résidentiels sur un total de 33,8 millions étaient en offre de marché en électricité, dont 86 % chez un fournisseur alternatif. Le nombre de clients qui souscrivent une offre de marché chez les fournisseurs historiques est en progression, avec 565 000 clients supplémentaires au cours de l'année 2021.

Sur le marché de l'électricité résidentiel, les offres aux tarifs réglementés de vente restent majoritaires, mais en baisse constante et représentent, au 31 décembre 2021, 64 % des sites (contre 69% au 31 décembre 2020).

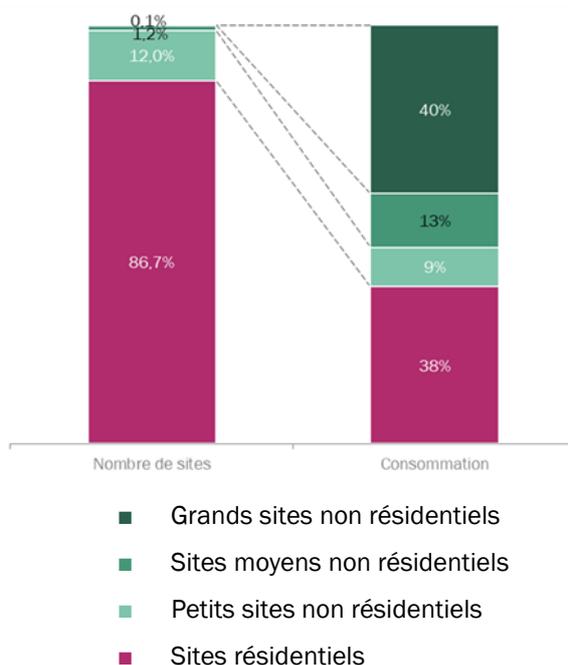
La dynamique concurrentielle sur le **marché non résidentiel** se confirme avec un développement important des offres de marché dû, en particulier, à la suppression partielle des TRV d'électricité au 1^{er} janvier 2021. Le nombre de sites non résidentiels en offre de marché a augmenté de 46% en 2021, soit 1 152 000 sites supplémentaires contre une hausse de 20% en 2020, soit 418 000 sites supplémentaires. Au 31 décembre 2021, 3,64 millions de sites sur un total de 5,1 millions étaient en offre de marché en électricité, dont environ 52% (59% en 2020) chez un fournisseur alternatif. Environ la moitié des clients ayant perdu l'éligibilité aux TRV au 1^{er} janvier 2021 sont passés chez un fournisseur alternatif.

Sur le marché non résidentiel, à partir du 1^{er} janvier 2021, seule une partie des petits sites professionnels est encore éligible aux tarifs réglementés⁶⁸. Au 31 décembre 2021, 34% des petits sites professionnels ont toujours un contrat au tarif réglementé de vente, représentant environ 1 547 000 sites éligibles.

⁶⁷ La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a pour mission de proposer, depuis le 8 décembre 2015, aux ministres de l'énergie et de l'économie ces tarifs réglementés de vente (TRV) de l'électricité.

⁶⁸ La loi n°2019-1147 relative à l'énergie et au climat (LEC), promulguée le 8 novembre 2019, a mis fin aux tarifs réglementés de vente (TRV) en électricité pour les consommateurs professionnels qui emploient plus de 10 personnes ou dont le chiffre d'affaires, les recettes et le total de bilan annuel excèdent 2 millions d'euros.

Figure 21 Typologie des sites au 31 décembre 2021



Source : données 2021 GRD, RTE, fournisseurs – Analyse : CRE

2.2.2.1.2 Les parts de marché – analyse en termes de nombre de sites

Figure 22 Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché (en nombre de sites au 31 décembre 2021)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
66%	52%	53%	63%	67%

Source : Données 2021, GRD, RTE, Analyses CRE

Figure 23 Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché (en nombre de sites au 31 décembre 2021)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
28%	31%	35%	31%	26%

Source : Données 2021, GRD, RTE, Analyses CRE

2.2.2.1.3 Les parts de marché – analyse en termes de volume de consommation

Figure 24 Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs pour chaque segment et sur l'ensemble du marché en volume (au 31 décembre 2021)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
56%	44%	49%	57%	71%

Source : Données 2021, GRD, RTE, Analyses CRE

Figure 25 Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché en volume (au 31 décembre 2021)

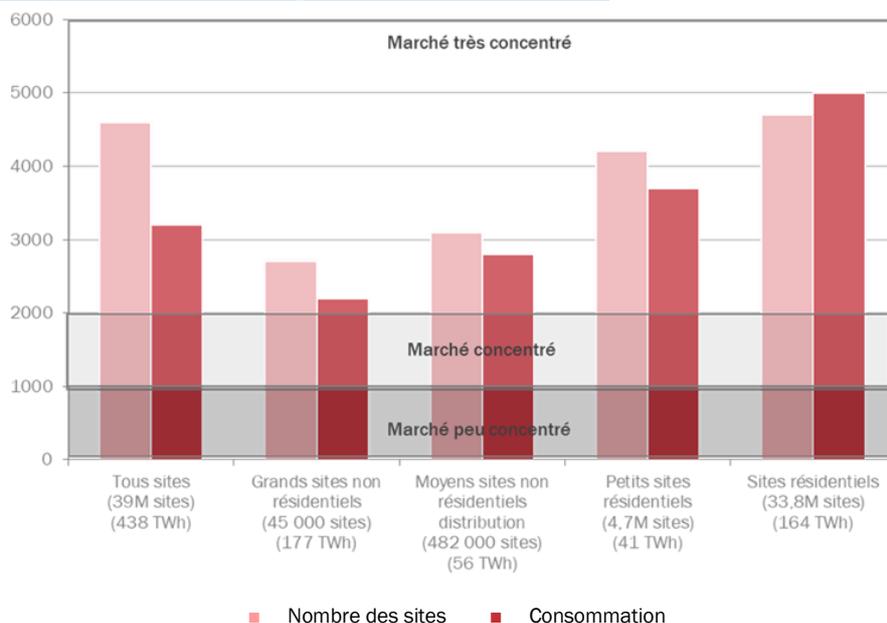
Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
27%	34%	38%	35%	24%

Source : Données 2021, GRD, RTE, Analyses CRE

2.2.2.1.4 La concentration du marché

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)⁶⁹ en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail. Cet indice mesure la concentration du marché sur chaque segment de clientèle.

En 2021, la concentration du marché a diminué sur tous les segments en volume et en sites. Le marché de détail de l'électricité reste néanmoins un marché très concentré en termes de sites, notamment sur le segment résidentiel.

Figure 26 Indice HHI pour les différents segments de clientèle (2021)

Source : GRD, RTE – Analyse : CRE

2.2.2.1.5 Les fournisseurs

Au 31 décembre 2021, 35 fournisseurs nationaux⁷⁰ et déclarés auprès de la CRE possédaient au moins un client résidentiel en portefeuille (stable par rapport à 2020). Sur le segment non résidentiel, 49 fournisseurs nationaux sont déclarés fin 2021 (soit 6 de plus qu'en 2020), ce nombre est en forte augmentation sur les dernières années.

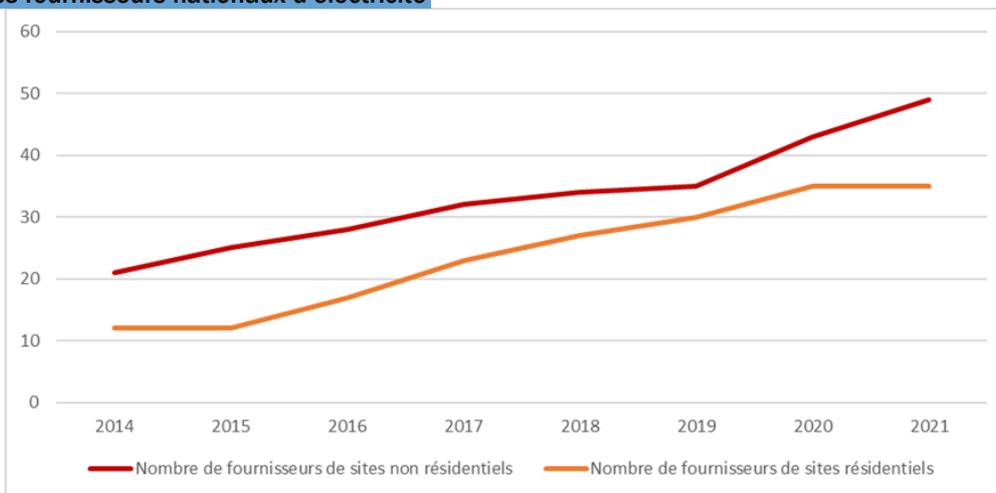
Le nombre de fournisseurs alternatifs présents sur les territoires des six principales ELD (Strasbourg Electricité Réseaux, URM, Gérédis Deux-Sèvres et GreenAlp) est en augmentation. Concernant le segment résidentiel, peu de fournisseurs alternatifs sont présents et leurs parts de marché restent à ce jour marginales.

⁶⁹ L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800.

Étant données les spécificités des marchés d'électricité et du gaz, cet indice ne doit être utilisé comme un indicateur du degré de concurrence qu'avec précaution. En effet, dans le cas de l'électricité, concentration et concurrence ne sont pas liées de façon aussi directe que sur la plupart des marchés.

⁷⁰ Les fournisseurs nationaux sont ceux qu'ils ont déclaré proposer des offres dans au moins 90 % des communes de France métropolitaine raccordées au réseau de l'électricité (hors Corse).

Figure 27 Les fournisseurs nationaux d'électricité



Source : énergie-info.fr, Analyses CRE

2.2.2.1.6 Analyse des taux de changement de fournisseur

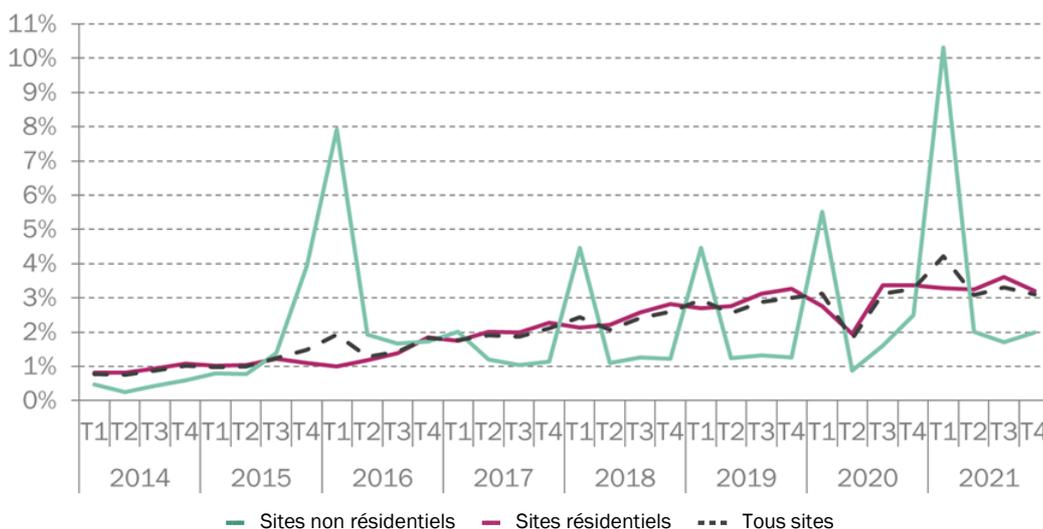
Un « switch » est considéré comme le mouvement librement choisi d'un client d'un fournisseur à un autre. Le taux de switch est alors le ratio du nombre de changements de fournisseurs ajouté aux mises en service des fournisseurs alternatifs dans la zone desservant le client sur le nombre total des clients éligibles dans chaque segment de clientèle.

Il est à noter que le taux de switch ne tient pas compte des contrats renégociés sans qu'il y ait changement de fournisseurs.

Le taux de switch trimestriel sur le segment résidentiel a progressé à un rythme continu depuis 2014 jusqu'à atteindre 3% au cours du quatrième trimestre 2019. La crise sanitaire Covid-19 a eu un effet important sur la mobilité des consommateurs résidentiels, les taux de switch ont fortement baissé au cours du 2^{ème} trimestre 2020, pour reprendre un rythme plus stable sur le reste de l'année. Cependant, le taux de switch annuel est resté relativement stable et s'est élevé à 11,5 % en 2020. En 2021, le taux de switch annuel sur le segment résidentiel est en hausse par rapport à 2020 et s'élève à 13%, avec un taux trimestriel le plus élevé au cours du troisième trimestre de l'année, période forte de déménagements.

Concernant le segment non résidentiel, la CRE note un pic de mobilité structurel au 1^{er} janvier de chaque année (échéance de renouvellement de contrats). De plus, le début de l'année 2021 a été marqué aussi par la suppression partielle des TRV pour les petits sites professionnels conduisant à un taux de switch trimestriel de 10,3% au premier trimestre de 2021 contre 5,5% à la même période en 2020. Le taux de switch annuel s'élève à 16% contre 10,5% en 2020. Cette hausse s'explique, comme évoqué plus haut, par la suppression partielle des TRV pour les petits sites professionnels au 1er janvier 2021.

Figure 28 Taux de switch trimestriel



Source : Données 2021, GRD, RTE, Analyses CRE

2.2.2.2 Les prix et les offres

2.2.2.2.1 Qui a droit à quel type d'offre ?

- **Clients dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA**

Cette catégorie de clients correspond aux clients résidentiels et petits professionnels, c'est-à-dire au marché dit « de masse ».

Ces clients peuvent changer d'offre à tout moment, sans délai et sans frais, pour une offre de marché ou pour un tarif réglementé de vente de mêmes caractéristiques de consommation s'ils y sont éligibles.

La loi n° 2019-1147 relative à l'énergie et au climat (LEC), promulguée le 8 novembre 2019, a mis fin aux tarifs réglementés de vente (TRV) en électricité pour les consommateurs professionnels qui emploient plus de 10 personnes ou dont le chiffre d'affaires, les recettes et le total de bilan annuel excèdent 2 millions d'euros. A partir du 1er janvier 2021, seule une partie des petits sites professionnels est encore éligible aux tarifs réglementés.

- **Clients dont la puissance souscrite est strictement supérieure à 36 kVA**

Selon les dispositions antérieures de l'article L.337-9 du code de l'énergie, les tarifs réglementés pour les clients ayant souscrit une puissance strictement supérieure à 36 kVA, ont perduré jusqu'au 31 décembre 2015, date à partir de laquelle ils ont été supprimés.

L'article L. 337-7 du code de l'énergie exclut désormais tout site souscrivant à une puissance supérieure à 36 kVA du bénéfice des tarifs règlementés de vente. Ils peuvent donc exclusivement souscrire des offres de marché auprès du fournisseur de leur choix.

2.2.2.2.2 Les tarifs réglementés de vente

- **Méthodologie de calcul des tarifs réglementés**

Les tarifs réglementés sont établis, conformément aux articles L.337-5 et L.337-6 du code de l'énergie, par addition du prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des charges d'acheminement et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture.

Les dispositions des articles R. 337-18 à R. 337-24 du code de l'énergie mettent en œuvre la tarification par empilement en niveau et en structure des TRV.

Cette méthodologie de calcul des tarifs réglementés vise à garantir la « contestabilité » de ces tarifs par les fournisseurs alternatifs, c'est-à-dire « la faculté pour un opérateur concurrent d'EDF présent ou entrant sur le marché de la fourniture d'électricité de proposer, sur ce marché, des offres à prix égaux ou inférieurs aux tarifs réglementés » (Conseil d'Etat, décision du 7 janvier 2015, N° 386076).

Deux mouvements tarifaires ont eu lieu en 2021 et un en début d'année 2022.

La CRE a proposé dans sa délibération du 14 janvier 2021⁷¹ une évolution des TRVE (+2,17% HT, soit 1,74%TTC). Cette évolution est la conséquence :

⁷¹ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Proposition/tarifs-reglementes-de-vente-d-electricite6>

- de l'augmentation du coût de l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité hors effet de l'écrêtement de l'ARENH (+ 0,7 % TTC, dont - 0,8 % TTC en énergie et + 1,5 % TTC au titre de la capacité) ;
- de l'augmentation du coût du complément d'approvisionnement en énergie et en capacité consécutif à l'écrêtement de l'ARENH (+ 0,6 % TTC) ;
- de l'évolution des coûts de commercialisation d'EDF due aux effets de la crise sanitaire liée à la Covid-19 qui se décompose en :
 - 0,2 % TTC pour les clients résidentiels
 - 0,9 % TTC pour les clients non résidentiels, hausse liée notamment à la réduction du périmètre d'éligibilité des clients non résidentiels aux TRVE à partir du 1er janvier 2021. Les clients restant aux TRV, en moyenne plus petits, ont des coûts de commercialisation exprimés en €/MWh plus élevés ;
- du rattrapage de l'écart entre coûts et tarifs au titre des exercices 2019 et 2020 qui est dû principalement aux effets de la crise sanitaire liée à la Covid-19 et à la hausse des impayés (+0,5 % TTC).

Les barèmes proposés par la CRE sont entrés en vigueur au 1^{er} février 2021 à la suite de la décision du gouvernement du 28 janvier 2021⁷².

*

La CRE a proposé dans sa délibération du 8 juillet 2021⁷³ une évolution des TRVE (+1,05 % HT, soit 0,47%TTC). Cette évolution est la conséquence :

- de l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1er août 2021 (soit + 0,33 % sur les TRVE TTC) ;
- de la hausse de la contrepartie financière reçue par les fournisseurs au titre de la gestion des clients pour le compte du gestionnaire de réseau et qui vient en déduction des coûts de commercialisation (soit - 0,07 % sur les TRVE TTC) ;
- de la remise à jour de la composante de rattrapage des montants non couverts en 2019 pour achever de le solder en deux ans comme la CRE l'avait annoncé (soit + 0,21 % sur le TRVE TTC).

Les barèmes proposés par la CRE sont entrés en vigueur au 1^{er} août 2021 concomitamment à l'évolution des tarifs d'acheminement (TURPE) à la suite de la décision du gouvernement du 29 juillet 2021⁷⁴.

*

Dans un contexte de hausse historique des prix, la CRE a proposé dans sa délibération du 18 janvier 2022⁷⁵ une évolution très importante des TRVE (+44,5 % HT). Cette évolution est la conséquence :

- de l'augmentation du coût de l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité hors effet de l'écrêtement de l'ARENH (+ 7,7 % HT, dont + 8,3 % HT en énergie et - 0,6 % HT au titre de la capacité) ;
- de l'augmentation du coût du complément d'approvisionnement en énergie et en capacité consécutif à l'écrêtement de l'ARENH (+ 41,6 % HT, dont + 41,8 % HT en énergie et - 0,2 % HT en capacité) ;
- de l'évolution des coûts de commercialisation (- 0,4 % HT) ;
- de la fin du rattrapage de l'écart entre coûts et tarifs au titre des exercices 2019 et 2020, ainsi que d'un léger rattrapage à la baisse au titre de 2021 (- 2,7 % HT) ;
- du maintien du niveau de marge inchangé par rapport au niveau en vigueur.

Le gouvernement a mis en place dans la loi de finances 2022 des mesures de protection des consommateurs (dit « bouclier tarifaire ») qui lui permettent de réduire la taxe TICFE à son taux minimal et de geler l'évolution des TRVE HT si l'évolution des TRVE excède +4%TTC par rapport aux TRVE précédemment en vigueur. Cette loi consacre la nécessité de rattraper en 2023 les montants non couverts par les TRVE et instaure un mécanisme de compensation pour soutenir les fournisseurs.

Ainsi dans son arrêté du 28 janvier 2022⁷⁶, le gouvernement refuse la proposition de la CRE et a mis en place des TRVE à partir du 1^{er} février 2022 gelés à un niveau de +4%TTC par rapport aux TRVE précédemment en vigueur.

Ces évolutions n'intègrent pas les bénéfices des volumes d'ARENH supplémentaires cédés au fournisseur, mesure qui a été décidée postérieurement et qui sera prise en compte dans les prochaines propositions de la CRE.

⁷² <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043080945>

⁷³ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Proposition/proposition-des-tarifs-reglementes-de-vente-d-electricite-1er-aout-2021>

⁷⁴ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043876430>

⁷⁵ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Proposition/proposition-des-tarifs-reglementes-de-vente-d-electricite4>

⁷⁶ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000045084221>

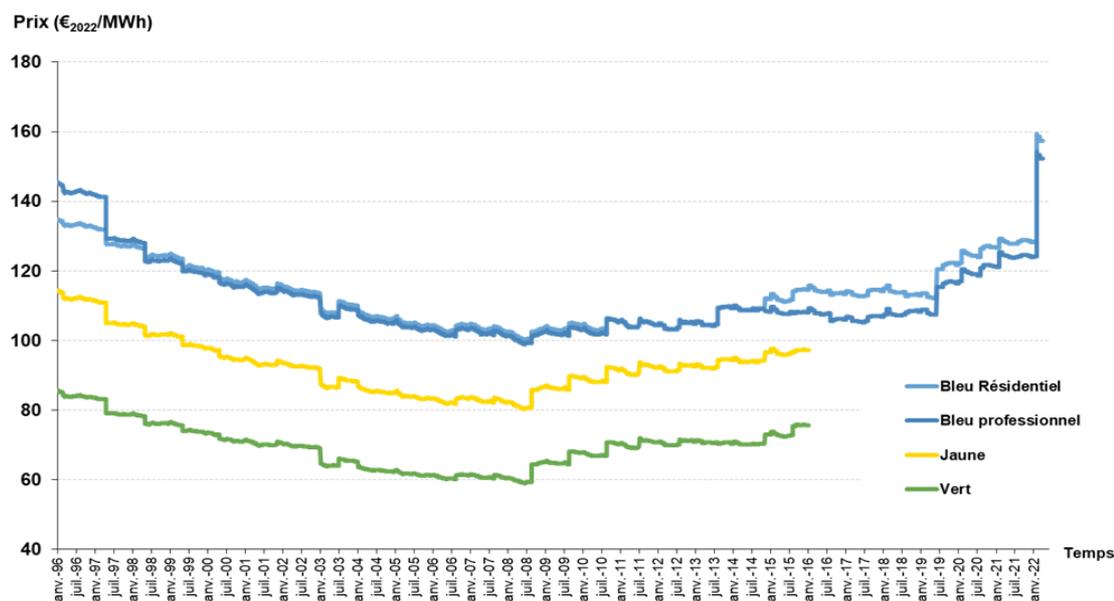
Figure 29 Augmentation des tarifs réglementés de vente (évolution en moyenne, hors taxes)

Date	Tarifs bleus résidentiels	Tarifs bleus non résidentiels	Tarifs jaunes	Tarifs verts
15 août 2010*	+3,0 %	+4,0 %	+4,5 %	+5,5 %
1 ^{er} juillet 2011	+1,7 %		+3,2 %	+3,2 %
23 juillet 2012	+2,0 %		+2,0 %	+2 %
1 ^{er} août 2013*	+5,0 %		+2,7 %	+0,0 %
1 ^{er} novembre 2014*	+2,5 %	-0,7 %	+2,5 %	+3,7 %
1 ^{er} août 2015	+2,5 %	+0,0 %	+0,9 %	+4,0 %
1 ^{er} août 2016*	- 0,5 %	- 1,5 %		
1 ^{er} août 2017 *	+1,7%	+1,7%		
1 ^{er} février 2018	+0,7%	+1,6%		
1 ^{er} août 2018	- 0,5 %	+1,1%		
1 ^{er} juin 2019	+7,7 %	+7,7 %		
1 ^{er} août 2019	+ 1,49 %	+ 1,34%		
1 ^{er} février 2020	+ 3,00 %	+ 3,10 %		
1 ^{er} août 2020	+ 1,82 %	+ 1,81 %		
1 ^{er} février 2021	+ 1,93 %	+ 3,23 %		
1 ^{er} août 2021	+ 0,48%	+ 0,38%		
1 ^{er} février 2022	+ 24,29%**	+ 23,64%**		

*Hausse moyenne tenant compte d'une modification tarifaire en structure

**L'évolution des TRVE HT après gel pour les clients résidentiels et pour les clients non résidentiels. Avec l'application du bouclier tarifaire, l'évolution TTC résultante est de 4%.

Source : CRE

Figure 30 Evolution du Tarif Réglementé de Vente de vente de l'électricité hors taxes en euros constants 2022

Source : Analyse CRE

- **Composantes de la facture de clients type aux tarifs réglementés de vente d'électricité tels que proposés au 28 février 2022**

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture de clients type aux tarifs réglementés de vente d'électricité au 28 février 2022 (les hypothèses de consommation pour ces clients types sont présentées en dessous du tableau).

Les niveaux des contributions et des taxes retenues sont présentés ci-après :

Figure 31 Facture aux tarifs réglementés de vente d'électricité au 28 février 2022 (€/MWh)

	Dc	la ⁷⁷
Tarif intégré HT (hors CTA)	130,9	139,0
dont Tarif réseau (TURPE 5 au 1 ^{er} août 2020)	58,7	57,2
dont Part fourniture	72,2	81,8
CTA*	6,4	6,0
TLCFE **	9,8	9,8
TICFE ***	22,5	22,5
TVA ****	28,4	29,3
Tarif TTC	198,0	206,6

Source : CRE

NB : Il s'agit de factures pour des clients type, qui ne sont a priori pas représentatifs des clients moyens de chacune des catégories tarifaires considérées. Ces clients types sont définis ci-dessous.

La CRE ne présente plus que des décompositions de prix relatives au client type « Dc » (comme dans ses derniers rapports) ainsi que pour un client de type « la ».

La définition des clients type est celle d'Eurostat :

Dc : client résidentiel consommation entre 2500 et 5000 kWh.

la : client industriel consommation inférieure à 20 MWh.

⁷⁷ Client type PRO HPHC 24kVA 18MWh/an (65% conso en HP)

Réseau : Part du tarif réglementé de vente couvrant les coûts d'acheminement. Ces coûts sont évalués par le TURPE 6 (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité) en vigueur depuis le 1^{er} août 2021.

Fourniture : Part du tarif réglementé de vente ayant vocation à couvrir les coûts de production et de commercialisation de l'électricité

CTA : La Contribution Tarifaire d'Acheminement permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières.

TCFE : Les Taxes sur la Consommation Finale d'Électricité (TCFE) sont définies par chaque commune. Ces taxes sont payées par tous les consommateurs d'électricité dont la puissance maximale souscrite est inférieure ou égale à 250 kVA. Depuis le 1^{er} janvier 2021, les TCFE n'intègrent désormais plus que la taxe Communale sur la Consommation Finale d'Électricité (TCCFE), la taxe Départementale sur la Consommation Finale d'Électricité (TDCFE) ayant été intégrée à la CSPE/TICFE.

CSPE : La Contribution au service public de l'énergie (CSPE), nommée également Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), est perçue pour le compte des Douanes et intégrée en tant que recette au budget de l'État. Son taux plein s'élève à 25.82€/MWh depuis le 1^{er} janvier 2022. Pour limiter la hausse des prix, le gouvernement a choisi d'appliquer le taux minimal soit 1€/MWh pour l'année 2022.

2.2.2.2.3 Les offres de marché

Pour les clients résidentiels, deux grands types de structures de prix existent dans les offres de marché :

- **les offres à prix variable** peuvent être indexées sur les tarifs réglementés de vente ou sur différents produits (prix spot, ARENH, etc...) ou évoluer selon une formule propre au fournisseur ;

- **les offres à prix fixe** regroupent une diversité de modalités contractuelles. En effet, si pour certaines, seule la composante énergie du prix, hors taxes, est inchangée pendant la durée contractuelle, d'autres offres rendent constants les prix du kWh et de l'abonnement hors taxes pendant la durée contractuelle.

Au-delà de ces deux grands types de structure de prix, il existe d'autres types d'offres qui se sont fortement développées ces dernières années comme les offres vertes, les offres innovantes s'appuyant sur les compteurs évolués et les offres de marché biénergies.

S'agissant des offres vertes :

La mise en place du marché européen des garanties d'origine et le souhait des consommateurs de participer plus activement à la transition énergétique ont contribué au développement massif des offres dites « vertes », c'est-à-dire des offres sur lesquelles les fournisseurs présentent des certificats de garantie d'origine renouvelable. Le développement de la concurrence sur le segment résidentiel s'appuie principalement sur les offres vertes depuis 2017 et ces offres constituent un axe de développement majeur chez un grand nombre de fournisseurs.

S'agissant des offres innovantes s'appuyant sur les compteurs évolués :

Le déploiement des compteurs communicants a ouvert la porte à un nouveau panel d'offres et sont apparues, notamment, des offres s'appuyant sur de nouveaux postes horo-saisonniers. Les exemples les plus parlants sont les offres « week-end » proposées par ENGIE ou EDF, avec un tarif plus faible le weekend ou encore l'offre « super heures creuses » proposée par Total Direct Energie, dont le tarif est réduit pendant les heures de la nuit les moins « chargées » à l'échelle nationale et donc les moins chères pour le système.

Ces offres permettent de récompenser, pour les consommateurs qui le peuvent, leur capacité à consommer sur les périodes les moins coûteuses pour le système électrique dans son ensemble. L'activation de telles flexibilités est une réponse au besoin de participation des consommateurs à la transition énergétique et s'inscrit parfaitement dans la mutation actuelle du système électrique.

Ce vecteur pilotage de la consommation devrait être encore plus utilisé dans les années à venir avec le déploiement d'offres à signaux plus fins complémentaires aux nouveaux usages, en particulier les véhicules électriques.

S'agissant des offres à tarification dynamique :

La directive européenne 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité prévoit la mise en place d'offres d'électricité à tarification dynamique, ainsi que l'obligation pour les fournisseurs de plus de 200 000 clients finals de développer, au moins, une offre à tarification dynamique. Ces dispositions ont été transposées en mars 2021 dans le nouvel article L. 332-7 du code de l'énergie qui dispose, en outre, que la CRE est chargée de définir les modalités selon lesquelles l'offre à tarification dynamique proposée par les fournisseurs de plus de 200 000 sites prennent en compte les variations du marché

Celles-ci ont été définies par la délibération n°2021-135⁷⁸ qui prévoit que les fournisseurs de plus de 200 000 sites devront proposer aux clients souscrivant une puissance électrique inférieure ou égale à 36kVA une offre :

⁷⁸ Délibération de la CRE du 20 mai 2021 portant décision relative aux modalités selon lesquelles l'offre à tarification dynamique prévue au II de l'article L332-7 du code de l'énergie prend en compte les variations des prix de marché et dressant la liste des fournisseurs concernés par l'obligation prévue au II de l'article L332-7 du code de l'énergie

- dont le prix de l'énergie est indexé, pour au moins 50%, sur un ou plusieurs indices de prix des marchés de gros au comptant (marché journalier ou infra-journalier) ;
- qui reflètent les variations de ces prix de marché à minima au pas horaire.

Afin de protéger les consommateurs souscrivant une offre à tarification dynamique des situations exceptionnelles de pics de prix, la CRE a introduit un plafond mensuel de la facture hors taxes dans l'offre obligatoirement proposée par les fournisseurs qui est égal au double de la facture mensuelle hors taxes que le consommateur aurait payée au tarif réglementé de vente base correspondant.

L'ensemble des fournisseurs d'électricité restent libres de développer d'autres offres à tarification dynamique qui peuvent s'éloigner de la définition s'appliquant aux offres obligatoirement proposées par les fournisseurs de plus de 200 000 sites.

Dans sa délibération, la CRE définit, par ailleurs, les modalités de suivi des offres à tarification dynamique, ainsi que les principes à respecter en termes d'information du consommateur. Un arrêté conjoint des ministres chargés de l'énergie et de la consommation encadrera l'information du consommateur par le fournisseur sur les offres à tarification dynamique.

En février 2021, le fournisseur Barry a commencé de proposer aux consommateurs français une offre à tarification dynamique reflétant les variations horaires du marché journalier. La cible de ce fournisseur était principalement les clients possédant un véhicule électrique, dont les besoins sont plus en adéquation avec ce type d'offre. Mais, en octobre 2021, Barry a suspendu son offre de prix dynamique en raison de la crise des prix de l'électricité sur le marché de gros. En décembre 2021, Barry annonce la fin de son activité de fournisseur. Les clients de Barry ont eu la possibilité de retourner chez le fournisseur historique ou choisir un autre fournisseur alternatif sur le marché.

E.Leclerc Energies était le deuxième fournisseur alternatif à annoncer le lancement d'une offre à tarification dynamique pour octobre 2021. Comme ce fournisseur disposait auparavant d'une offre standard, tous ses clients devaient soit modifier leur contrat actuel et souscrire la nouvelle offre à tarification dynamique, soit changer de fournisseur avant la date de lancement. Mais, encore une fois, la crise des prix n'a pas permis le lancement de cette offre et Leclerc Energies a décidé de reporter son lancement pour une période mieux adaptée.

S'agissant des offres de marché bi-énergies :

Il existe un intérêt fort des consommateurs résidentiels pour les offres « bi-énergies » qui permettent, au travers d'un même contrat et d'une même facture, de souscrire une offre de fourniture d'électricité et de gaz naturel. La part des clients résidentiels disposant des deux énergies, ayant souscrit une offre de marché gaz et une offre de marché électricité chez le même fournisseur a augmenté de manière continue depuis 2017.

Ces offres créent un pont entre les marchés de détail du gaz et de l'électricité et donc un lien entre leurs dynamismes respectifs. Par ailleurs, les offres bi-énergies permettent aux fournisseurs de proposer un rabais sur les prix en mutualisant les coûts communs à la fourniture d'électricité et de gaz naturel. Les fournisseurs historiques n'ont pas le droit de proposer une offre bi-énergies liée comportant le TRV dans l'une des deux énergies.

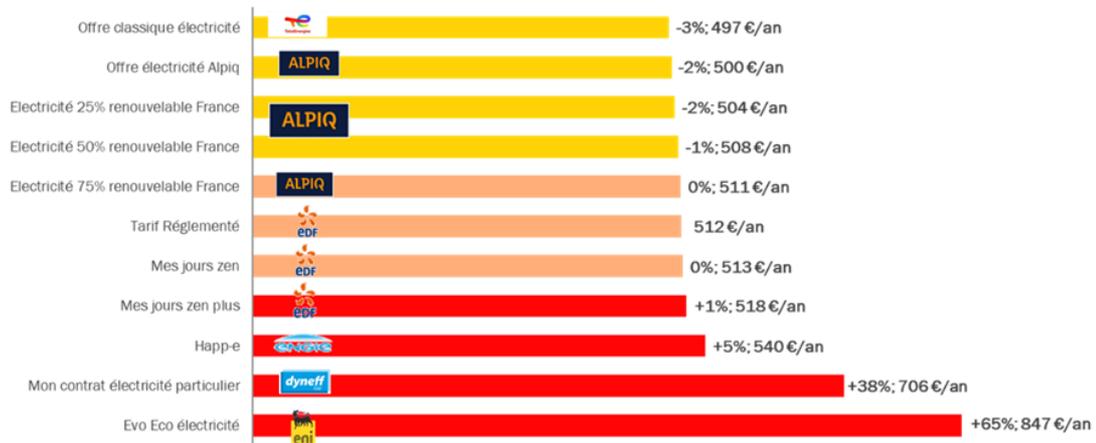
Comparaisons de quelques types d'offres :

Les graphiques suivants montrent la comparaison des offres proposées par les fournisseurs dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation annuelle de 2 400 kWh par an (client Base) et dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation de 8 500 kWh par an (client HP/HC) les deux étant situés à Paris. Ces graphiques s'appuient sur les données disponibles sur le comparateur d'offres du Médiateur national de l'énergie disponible sur le site www.energie-info.fr.

La crise des prix sur les derniers mois de l'année 2021, a fortement réduit le nombre d'offres de marché proposées au consommateur, avec, par exemple, 10 offres à prix variable au dernier trimestre de 2021 au lieu de 18 au troisième trimestre.

La crise a également vu l'attractivité des offres de marché par rapport aux TRV se réduire fin 2021 alors qu'auparavant la grande majorité des fournisseurs proposaient des offres à des prix inférieurs aux TRV. Par exemple, au 31 décembre 2021, pour le client Base, l'offre à prix variable la moins chère était proposée par Total Energies (497€/an soit -3% par rapport au TRV). Pour le même type de client, l'offre verte à prix variable la moins chère est celle d'Alpiq (515 €/an, soit -1% par rapport au TRV) et la plus chère est proposé par Ekwateur (772€/an, soit +51% par rapport au TRV).

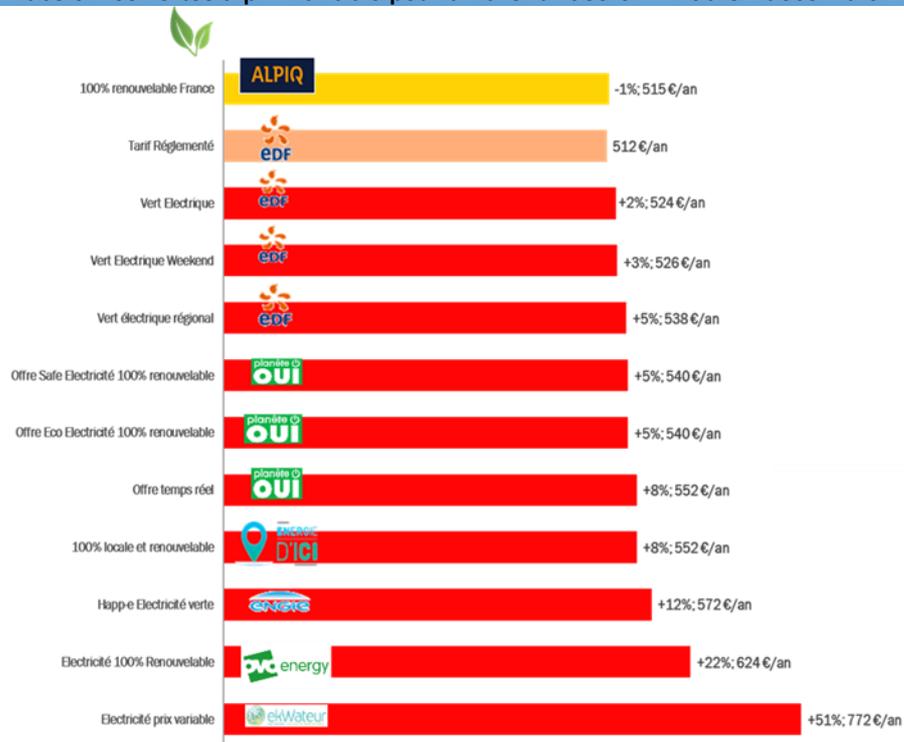
Figure 32 Comparaison des offres à prix variable pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2021



- Offres moins chères que le TRV
- Offres au même niveau que le TRV
- Offres plus chères que le TRV

Source: Comparateur d'offres énergie-info

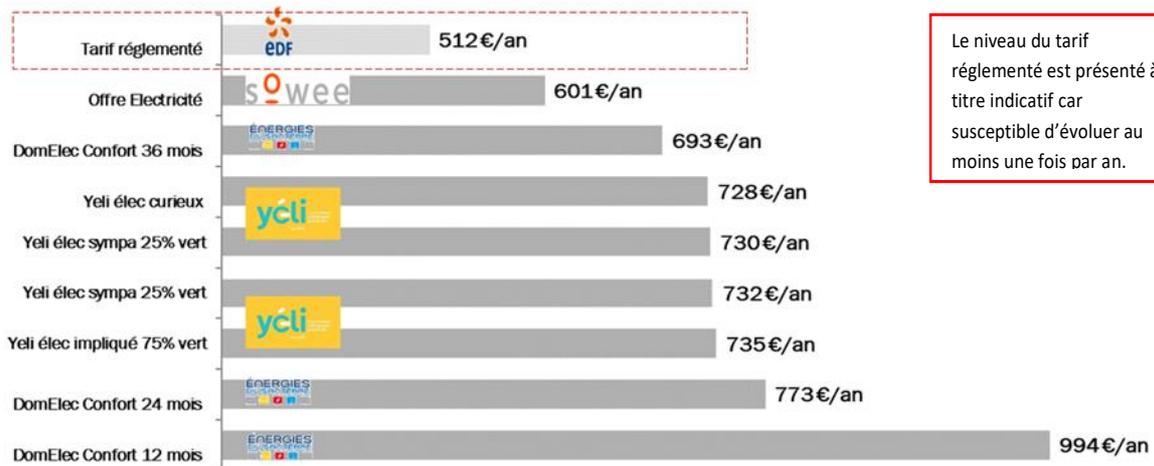
Figure 33 Comparaison des offres vertes à prix variable pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2021



- Offres moins chères que le TRV
- Offres au même niveau que le TRV
- Offres plus chères que le TRV

Source: Comparateur d'offres énergie-info

Figure 34 Comparaison des offres à prix fixe pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2021



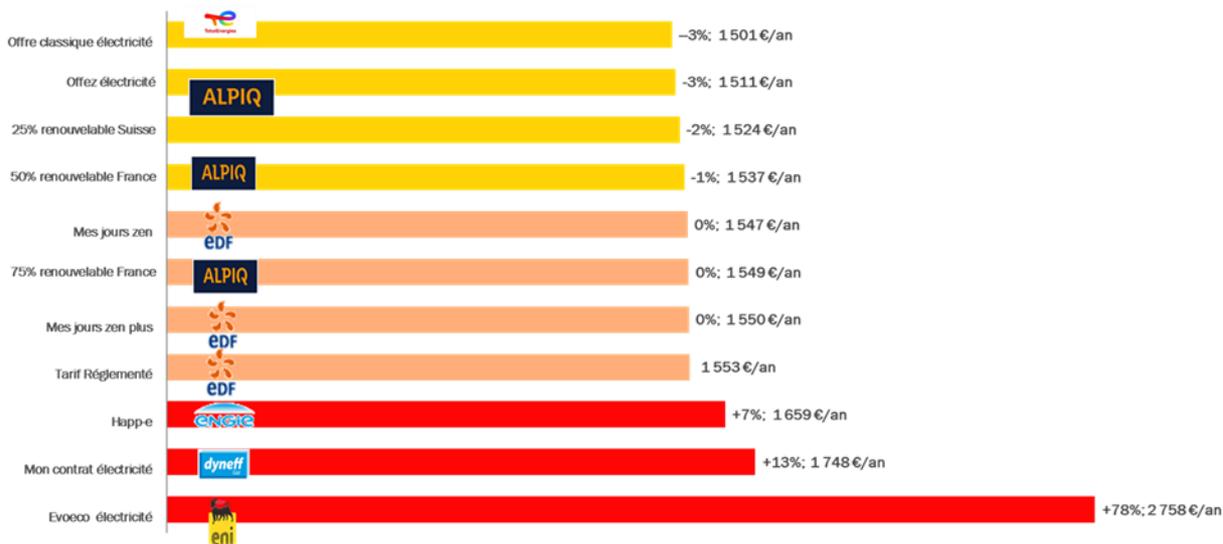
Source: Comparateur d'offres énergie-info

Figure 35 Comparaison des offres vertes à prix fixe pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2021



Source: Comparateur d'offres énergie-info

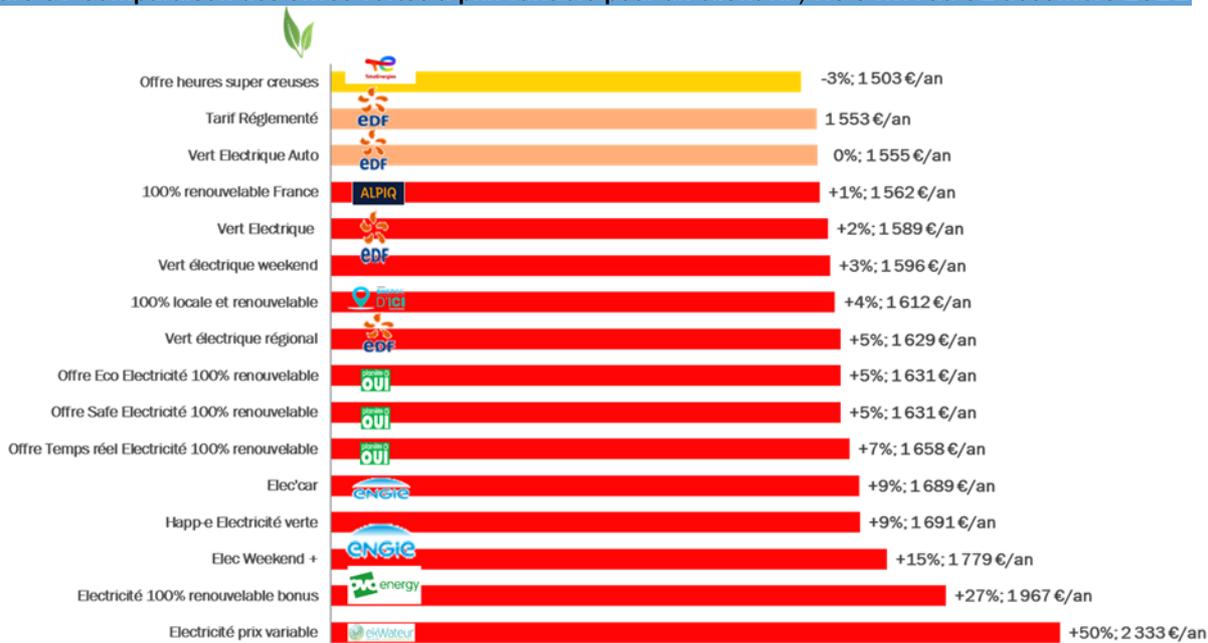
Figure 36 Comparaison des offres à prix variable pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2021



■ Offres moins chères que le TRV ■ Offres au même niveau que le TRV ■ Offres plus chères que le TRV

Source: Comparateur d'offres énergie-info

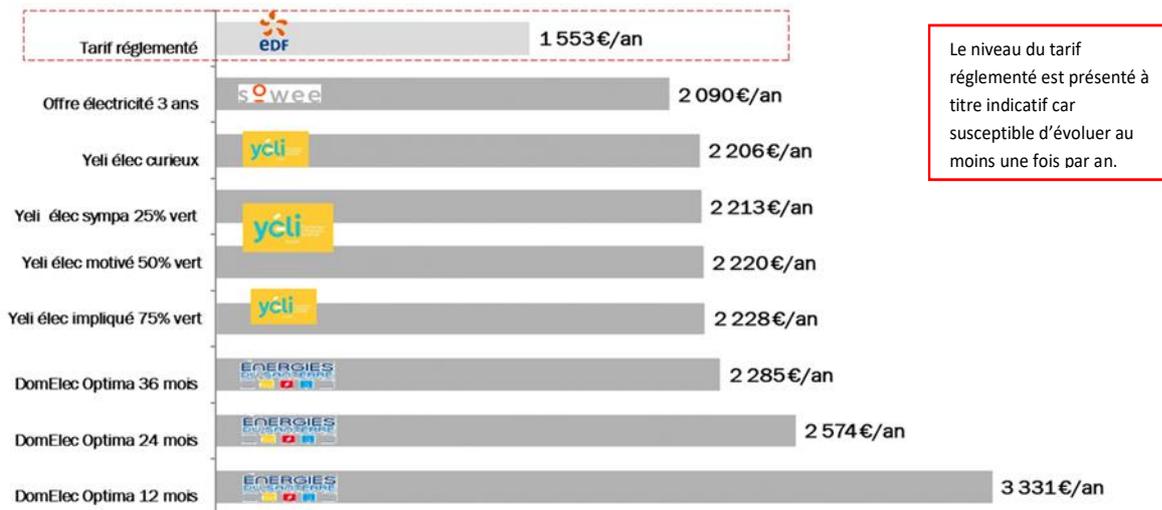
Figure 37 Comparaison des offres vertes à prix variable pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2021



■ Offres moins chères que le TRV ■ Offres au même niveau que le TRV ■ Offres plus chères que le TRV

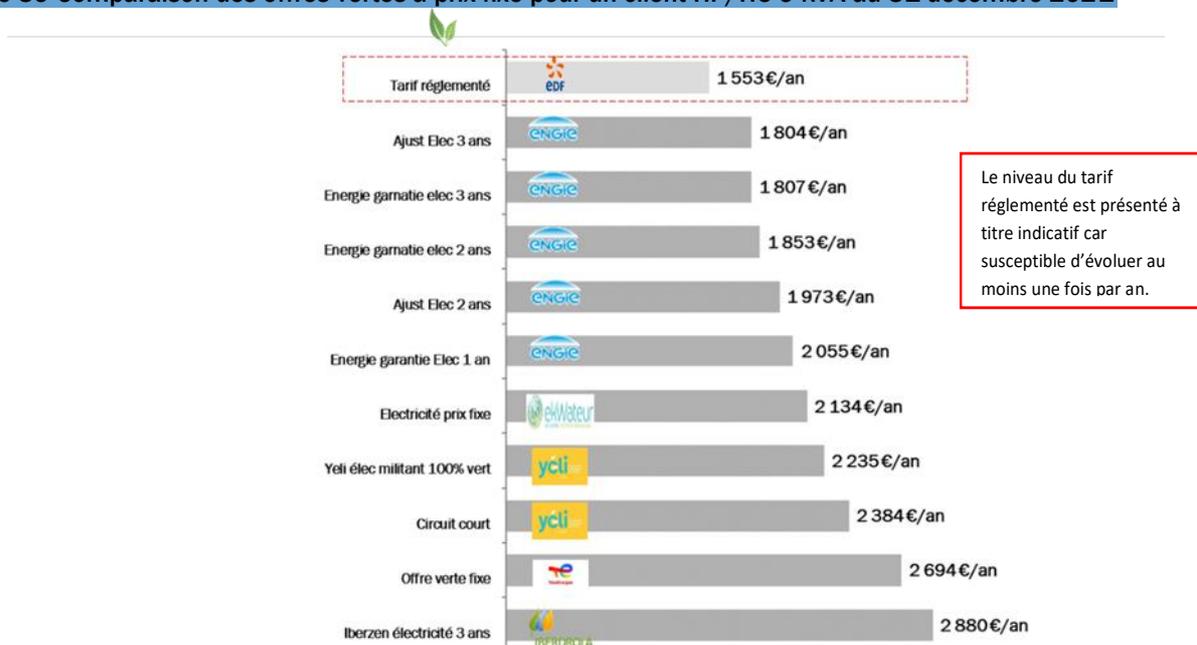
Source: Comparateur d'offres énergie-info

Figure 38 Comparaison des offres à prix fixe pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2021



Source: Compateur d'offres énergie-info

Figure 39 Comparaison des offres vertes à prix fixe pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2021



Source: Compateur d'offres énergie-info

2.3 La sécurité d’approvisionnement

2.3.1 Le suivi de l’équilibre offre / demande d’électricité

2.3.1.1 Évolutions relatives à la demande d’électricité

La consommation annuelle d’électricité s’est élevée à 468 TWh en 2021, soit 1,7 % de plus qu’en 2020. Après la baisse d’activité économique enregistrée en 2020 en raison de la crise sanitaire, l’année 2021 a été caractérisée par une reprise économique en raison de mesures sanitaires moins restrictives que l’année précédente. Ainsi, la consommation en électricité s’est redressée en 2021, atteignant un niveau proche de celui d’avant crise. Malgré l’augmentation forte des prix de gros de l’électricité au dernier trimestre de 2021, la consommation d’électricité s’est maintenue à des niveaux proches de ceux d’avant crise sanitaire en raison des mesures de protection mises en œuvre par le gouvernement depuis l’automne 2021 pour protéger les consommateurs.

L’édition 2021 du bilan prévisionnel de RTE fournit des prévisions relatives à l’équilibre offre-demande à moyen terme (horizon 2021-2030). Le cas de base du Bilan prévisionnel 2021 repose, comme l’exercice précédent, sur une hypothèse de stabilité de la consommation électrique en France à l’horizon 2025, mais tient compte d’une

consommation plus faible pour les prochaines années liée à l'impact de la crise sanitaire et le temps de la reprise économique.

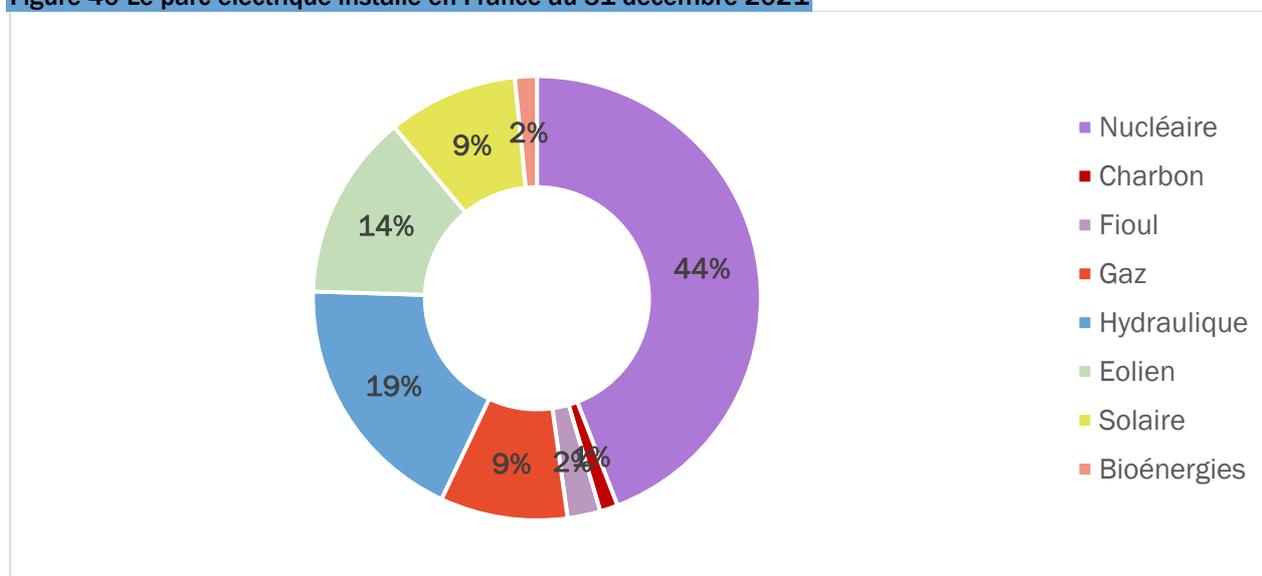
Pour prendre en compte le retard potentiel que la crise sanitaire a pu générer sur les chantiers et les appels d'offres dans l'énergie, le Bilan Prévisionnel 2021 se fonde sur un scénario de référence de relance progressive de l'économie et des investissements, et d'atteinte des objectifs énergie-climat (Programmation Pluriannuelle de l'Énergie et Stratégie Nationale Bas Carbone) à la fin de leur horizon en 2028. Ce scénario est caractérisé par un ralentissement de l'activité en 2020 en début de période suivi d'un retour au niveau de consommation précédemment connu (à environ 473 TWh) à l'horizon 2021-2025. RTE modélise également un deuxième scénario en cas d'atteinte partielle des objectifs à l'horizon 2030. Des variantes encadrantes sont également étudiées afin d'évaluer la sensibilité des résultats en matière de sécurité d'approvisionnement à l'évolution de la consommation.

2.3.1.2 Évolutions relatives à l'offre d'électricité

Au 31 décembre 2021, la capacité totale des moyens de production électrique installés en France continentale s'élevait à 139,1 GW, en augmentation de 2,9 GW par rapport à l'année précédente avec notamment une augmentation du parc solaire (+2713 MW), éolien (+1184 MW) et gazier (+233 MW), et une réduction de la puissance installée de centrales à charbon de 1178 MW et de fioul de 89 MW.

Dans les quatre premiers mois de 2022, le développement des énergies renouvelables s'est poursuivi. Le parc de production éolien a augmenté sur cette période de 300 MW et le parc solaire de 700 MW.

Figure 40 Le parc électrique installé en France au 31 décembre 2021



Source : Bilan Electrique 2021, RTE

Le bilan prévisionnel 2021 de RTE distingue trois périodes différentes :

- la période 2021-2024, qui présente un niveau de sécurité d'approvisionnement relativement tendu, lié à une baisse de la disponibilité du parc nucléaire due en partie à la désoptimisation du programme d'arrêts par la crise sanitaire et au délai de mise en service de l'EPR de Flamanville.
- Une amélioration progressive de la sécurité d'approvisionnement en 2024-2026 : la consommation d'électricité devrait retrouver un niveau équivalent à celui d'avant crise sanitaire tandis que la capacité de production augmente par une amélioration de la disponibilité du nucléaire et le développement des énergies renouvelables.
- A l'horizon 2030, la sécurité d'approvisionnement pourrait être renforcée toujours grâce au développement des renouvelables et par des actions de maîtrise de la pointe de consommation. RTE identifie une décorrélation future entre l'évolution de la consommation à l'horizon 2030 (+5% par rapport à 2019) et une baisse des pointes de consommation.

A long terme, les scénarios explorés par RTE supposent une augmentation notable de la production d'électricité renouvelable en cohérence avec les annonces du gouvernement. Le scénario d'atteinte des objectifs prévoit notamment une trajectoire de production reprenant les objectifs de la PPE à savoir :

- une capacité de 47 GW pour le solaire,
- une capacité de 38 GW de production éolienne,
- une capacité éolienne en mer de 6 GW.

Lors de la publication du bilan prévisionnel 2021, les principaux facteurs d'incertitude pesant sur l'évolution à court terme du parc de production électrique identifiés par RTE étaient le calendrier définitif de l'EPR de Flamanville et la disponibilité de la centrale de Cordemais. Toutefois, de nouvelles incertitudes sont apparues à partir de la fin de l'année 2021. D'une part, le conflit en Ukraine fait peser des risques sur l'approvisionnement en gaz, ce qui pourrait avoir un impact sur la production d'électricité à partir de centrales à gaz. D'autre part, la disponibilité du parc nucléaire français à court terme reste incertaine depuis la détection d'anomalies de corrosion sous contrainte sur certains réacteurs nucléaires depuis décembre 2021. En juillet 2022, la moitié des réacteurs nucléaires étaient à l'arrêt (29 sur un parc de 56 réacteurs), dont 12 pour problèmes de corrosion. Selon les estimations les plus récentes d'EDF, la production nucléaire en 2022 devraient s'élever à un niveau historiquement faible : 280-300 TWh, contre 380-400 TWh entre 2016 et 2019, avant la crise sanitaire. Face à la faible disponibilité de son parc nucléaire, la France a ainsi été dans une situation régulièrement importatrice à partir de la fin de l'année 2021, afin de garantir la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver 2021-2022. L'évolution à court terme du parc de production électrique dépendra également du recours aux deux centrales à charbon disponibles en France, via un allègement des limitations sur leur fonctionnement ou le report de leur fermeture. En février 2022, le plafond d'émissions qui limitait le fonctionnement des centrales à charbon a été réhaussé par décret⁷⁹, autorisant une durée de fonctionnement plus importante des centrales à charbon jusqu'en 2023.

RTE a également mené une large étude à plus long terme sur l'évolution du système électrique à l'horizon 2050, publiée fin 2021. Le cadre de référence de cette étude table sur une augmentation à long terme de la consommation électrique (645 TWh de consommation en 2050), portée par l'électrification croissante des usages, une relance économique et la croissance démographique. Elle porte sur 6 scénarios de mix électrique différents et les analyse suivant leurs aspects technique, économique, environnemental et sociétal. Trois scénarios envisagent un mix 100% renouvelable à l'horizon 2050 selon différentes configurations : production diffuse basée sur un déploiement massif du solaire, ou déploiement de grands parcs avec deux combinaisons différentes de mix éolien onshore, offshore et solaire photovoltaïque. Trois autres scénarios envisagent un mix entre énergies renouvelables et nucléaire en 2050, avec des variations sur l'importance des réinvestissements dans de nouveaux réacteurs nucléaires et sur la prolongation de la durée de vie du parc existant.

2.3.2 La surveillance des investissements dans les capacités de production en relation avec la sécurité d'approvisionnement

Le dernier bilan prévisionnel de RTE, publié en mars 2021, décrit la sécurité d'approvisionnement sur l'horizon 2021-2025. Comme mentionné précédemment, le bilan prévisionnel 2021 distingue 3 périodes. Dans un premier temps, les fermetures de la centrale nucléaire de Fessenheim en 2020 et des dernières centrales au charbon d'ici 2022 réduiraient la marge de capacité et conduiraient à une période de tension dans un contexte de désoptimisation de la maintenance nucléaire entre 2021 et 2024, avec un déficit de capacité à horizon 2022-2023. Cette situation de forte vigilance ne prendrait fin qu'à la mise en service de l'EPR, qui couplée au développement de l'éolien offshore permettrait de dégager des marges plus favorables à partir de 2026.

Toutefois, depuis la publication du bilan prévisionnel 2021, les nouvelles incertitudes relatives au parc de production électrique, apparues depuis la fin de l'année 2021, pourraient avoir un impact défavorable sur l'évolution des marges du système à court et moyen terme. En particulier, les risques de rupture d'approvisionnement en gaz et les problèmes de corrosion limitant la disponibilité du parc nucléaire pourraient dégrader ces marges dans les années à venir, c'est pourquoi RTE prévoit d'actualiser ses prévisions.

L'architecture du mécanisme de capacité permet en théorie d'envoyer un signal au marché afin de développer les leviers (effacement, stockage, mise en service d'unité sous cocon) nécessaires au rétablissement de la sécurité d'approvisionnement. Cette incitation se matérialise notamment par une hausse du prix de la capacité reflet de la tension sur le marché des garanties de capacité.

RTE avait adapté à titre exceptionnel certaines modalités des règles du mécanisme de capacité pour l'hiver 2020-2021 afin d'assouplir certaines contraintes réglementaires pouvant peser sur les exploitants de capacité souhaitant augmenter leur disponibilité sur cet hiver. En prenant en compte ces modalités exceptionnelles et en se basant sur le retour d'expérience des trois premières années du mécanisme de capacité publié par RTE en août 2021, de nouvelles règles du mécanisme ont été adoptées en décembre 2021, dont l'un des principaux objectifs est la simplification du mécanisme.

2.3.2.1 L'équilibrage électrique en temps réel

2.3.2.1.1 Les services système et le mécanisme d'ajustement

Face aux évolutions normales de la consommation et aux divers aléas rencontrés en exploitation (pertes de groupes de production ou de charge...), le maintien de l'équilibre production-consommation et de la stabilité de la fréquence nécessitent d'adapter en permanence le niveau de la production à celui de la consommation.

Pour réaliser cette adaptation du niveau de production, RTE dispose de réserves de puissance mobilisables soit automatiquement (réglages primaire – FCR et secondaire – aFRR), soit par l'action manuelle des opérateurs (réglage

⁷⁹ Décret n° 2022-123 du 5 février 2022 modifiant le plafond d'émission de gaz à effet de serre pour les installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles

tertiaire – mFRR et RR). La CRE approuve les règles relatives (i) aux services système fréquence et (ii) à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges d'ajustement ainsi que les méthodes de calcul des écarts et les charges relatives aux contractualisations de RTE. De plus, la CRE approuve l'accord opérationnel du bloc réglage fréquence-puissance France.

En 2021 et au 1^{er} semestre 2022, la CRE a ainsi approuvé des modifications de ces règles concernant notamment :

- le dimensionnement de la réserve secondaire. La nouvelle méthode de dimensionnement est basée sur l'analyse statistique des écarts de réglage en boucle ouverte, c'est-à-dire sur l'analyse de la différence entre les flux physiques et commerciaux sans activation de réserve secondaire, correspondant au déséquilibre résiduel en France avant l'activation de réserve secondaire ;
- le passage à une contractualisation de réserve secondaire à l'aide d'un appel d'offres journalier. L'ouverture de ce marché a été interrompue le 23 novembre 2021. Constatant un dysfonctionnement du marché après trois semaines d'ouverture, la CRE a demandé au gestionnaire de réseau RTE de déclencher la procédure de « relai de fonctionnement », prévue dans les règles services systèmes, permettant de suspendre de façon temporaire l'appel d'offres. Pendant cette période, les règles services systèmes prévoient l'application des modalités antérieurement en vigueur, correspondant à une prescription régulée des producteurs disposant de capacités constructives de réglage ;
- la révision du processus français d'équilibrage, faisant suite à la participation continue de RTE à la plateforme européenne d'équilibrage d'échange de RR, plateforme TERRE, afin de rapprocher le fonctionnement français du modèle cible européen d'équilibrage défini dans le règlement (UE) 2017/20195.

2.3.2.1.2 Le mécanisme de calcul des écarts et prix associés

Tout acteur voulant effectuer des transactions d'énergie utilisant le réseau de RTE doit signer un accord de rattachement à un responsable d'équilibre (RE), entité responsable financièrement des écarts observés au sein de son périmètre. Les écarts des responsables d'équilibre sont calculés sur chaque demi-heure de la journée, et définis comme la différence entre l'injection totale et le soutirage total sur leurs périmètres, comprenant d'une part la différence entre l'injection physique et le soutirage physique mesurés mais aussi la différence entre les transactions nationales d'achat/vente et les transactions d'import/export aux interconnexions déclarées.

Les consommations profilées sont estimées lors de deux processus distincts : un premier calcul des écarts a lieu 1 semaine après le temps réel (avec recalcul 1 mois après le temps réel, et, potentiellement, 3 mois, 6 mois et 12 mois après le temps réel) et un deuxième calcul, plus précis et utilisant l'ensemble des données de comptage, intervient 14 mois après le temps réel.

La méthode de calcul des consommations utilisée dans le cadre de la reconstitution des flux et du calcul des écarts a évolué progressivement en tirant parti des possibilités offertes par les compteurs communicants.

La reconstitution de la consommation de la majorité des consommateurs résidentiels et petits professionnels s'appuie sur des profils. Au 1^{er} juillet 2018, le profilage dit « dynamique » a été introduit, permettant une réduction significative des incertitudes de profilage en suivant la consommation en temps réel de panelistes équipés de compteurs Linky et un meilleur reflet des consommations réelles. Il s'applique aux profils de clients résidentiels et petits professionnels.

Le déploiement des compteurs communicants a également permis la mesure de la consommation de certains sites directement à partir des courbes de mesure au pas 30 minutes, notamment dans le cas où les profils étaient moins adaptés. Depuis le 2 janvier 2021, sont venus s'ajouter à tous les grands consommateurs qui disposaient déjà de courbes de charges, 90 000 clients auparavant « profilés » (clients raccordés en BT>110kVA et HTA>110kW). Ce périmètre sera étendu aux 9 000 sites BT>36kVA et HTA restants à partir du 31 décembre 2022.

Par ailleurs, la facturation des écarts calculés lors de la réconciliation temporelle (c'est-à-dire la seconde étape de calcul), initialement réglée au prix spot, a été passée au prix de règlement des écarts au 1^{er} juillet 2020. Cela permet de plus efficacement inciter les acteurs sur la base de leurs écarts constatés, alors que l'incitation reposait principalement sur les résultats du premier calcul réalisé.

Au 1^{er} janvier 2019, le coefficient « k » utilisé pour le calcul du prix de règlement des écarts (présenté en détail à la figure 41), est passé de 0,08 à 0,05, réduisant ainsi l'écart entre le prix de règlement des écarts positifs et négatifs. Ce facteur « k » est recalculé *ex post* après le dernier calcul d'écart afin de viser la neutralité financière de RTE sur l'exercice annuel. Le jeu du facteur « k » vient ainsi modifier l'intégralité des factures de règlements des écarts des responsables d'équilibre de l'année (voir figure 42).

Figure 41 Le prix des écarts depuis avril 2017

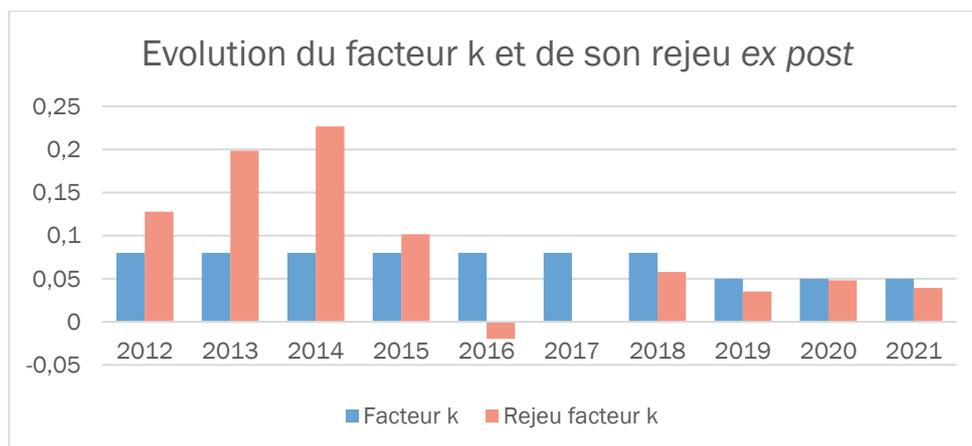
Pour chaque période de règlement des écarts	TENDANCE A LA HAUSSE ($P < C$ sur le périmètre France)	TENDANCE A LA BAISSÉ ($P > C$ sur le périmètre France)
Prix de règlement des écarts positifs ($P > C$ sur le périmètre du RE)	Min (PMPH * (1-k); PMPH * (1+k))	Min (PMPB * (1-k); PMPB * (1+k))
Prix de règlement des écarts négatifs ($P < C$ sur le périmètre du RE)	Max (PMPH * (1-k); PMPH * (1+k))	Max (PMPB * (1-k); PMPB * (1+k))

Source: RTE

- PMPH représente le prix moyen pondéré par les volumes des ajustements à la hausse que RTE a dû activer pendant la demi-heure concernée ;
- PMPB représente le prix moyen pondéré par les volumes des ajustements à la baisse que RTE a dû activer pendant la demi-heure concernée ;

Au 1^{er} semestre 2022, la CRE a approuvé une modification de la méthode de fixation du coefficient « k » afin de supprimer son rejeu *ex post*, et ainsi raccourcir le processus de règlement des écarts. A partir du 1^{er} janvier 2023, le facteur « k » sera défini *ex ante* et évoluera chaque mois en fonction du solde du compte ajustements-écarts constitué de la somme des charges et produits provenant de l'équilibrage du système électrique par RTE.

Figure 42 : Evolution du facteur k et de son rejeu entre 2012 et 2021



Note : les rejeux du facteur « k » pour les années 2020 et 2021 sont des estimations.

2.3.2.1.3 Evolutions du paysage français de l'ajustement du système électrique

RTE s'est connecté à la plateforme TERRE le 2 décembre 2020. Cette plateforme permet aux gestionnaires de réseaux de transport (GRT) européens d'échanger des offres d'énergie de RR dites « standard », c'est-à-dire avec certaines caractéristiques techniques prédéfinies et harmonisées entre les GRT participant à la plateforme.

RTE n'a pas utilisé la plateforme TERRE de façon nominale dès le début, mais a débuté par une phase dite « d'exploitation sous contrôle » durant laquelle il a progressivement augmenté sa participation, passant de quelques heures par jours début 2021 à une connexion permanente en avril 2022.

Au 4^{ème} trimestre 2021, RTE a activé 1/3 de ses besoins de RR sur la plateforme TERRE, contre moins de 5% au 1^{er} trimestre 2021. Cette progression montre l'adoption progressive de la plateforme par RTE et son inclusion dans le processus d'équilibrage français. Cependant, l'utilisation de la plateforme TERRE reste contrainte par la faible liquidité des offres françaises déposées par les acteurs d'ajustement français au regard des offres disponibles dans les autres pays participants et du besoin de RTE. Une utilisation accrue de la plateforme par RTE passera nécessairement par une hausse de la liquidité des offres françaises.

2.3.2.1 Le mécanisme de capacité

Le code de l'énergie établit, dans ses articles L. 335-1 et suivants, un dispositif d'obligation de capacités. Chaque fournisseur est ainsi tenu de s'approvisionner en garanties de capacité pour couvrir la consommation de l'ensemble de ses clients en périodes de pointe de consommation nationale. Ce mécanisme incite à développer, à moyen terme, des capacités de production ou d'effacement.

Les garanties de capacité peuvent être obtenues en investissant dans des moyens de production ou d'effacement ou auprès des exploitants de capacités. Ces derniers se voient attribuer par RTE des garanties pour la disponibilité effective (contrôlée par RTE) de leurs capacités lors des périodes de tension du système électrique.

Le respect des engagements et obligations des différents acteurs est assuré par un dispositif de règlements financiers incitatifs à l'issue de l'année de livraison. Des enchères de garanties de capacité sont organisées par EPEX SPOT. Le résultat de ces enchères est utilisé comme référence au calcul du prix du règlement des écarts.

Six enchères de capacité se sont déroulées sur le marché d'EPEX SPOT courant 2020 pour l'année de livraison 2021, ainsi qu'une visant l'année de livraison 2017, une pour l'année de livraison 2019, et 4 pour l'année de livraison 2022. Par ailleurs, 3 enchères pour l'année 2020 ont été organisées en cours d'année pour permettre la valorisation de nouvelles capacités en anticipation d'un épisode de tension sur l'hiver 2020-2021 découlant de perturbations créées par la crise sanitaire.

A ce jour, trois enchères se sont déroulées en 2021 pour l'année de livraison 2022, ainsi qu'une enchère de rééquilibrage pour l'année de livraison 2018 et une pour l'année de livraison 2021.

Les enchères réalisées en 2020 pour l'année de livraison 2021 et 2022 ont montré une hausse sensible des prix des garanties de capacité à partir de l'enchère de juin 2020. Cette enchère a enregistré le prix record depuis le fonctionnement du mécanisme à hauteur de 47 401 €/MW. Les prix ont baissé par la suite mais demeurent supérieurs aux niveaux constatés les années précédentes.

Au total, la moyenne des prix des enchères, prise en compte par la CRE dans le calcul des tarifs réglementés de vente pour 2021, hors effet de rationnement de l'ARENH⁸⁰, s'est établie à 19 458 €/MW contre 17 365 €/MW l'année précédente.

À la suite de la crise sanitaire, un épisode de tension du système électrique était anticipé pour l'hiver 2020-2021. Des mesures d'adaptation du mécanisme de capacité avaient été mises en œuvre en fin d'année 2020 afin de permettre l'urgence à court-terme de nouvelles flexibilités :

- une hausse du plafond de rémunération pour l'appel d'offres effacement (AOE), qui a permis d'augmenter le volume de capacités lauréates (1 982 MW en 2022 contre 1366 en 2021 et 770 MW en 2020 avant la hausse du plafond de rémunération) ;
- un assouplissement des conditions de participation tardive des effacements au mécanisme de capacité.

Ces aménagements exceptionnels ont permis d'augmenter significativement les capacités d'effacements certifiées sur le mécanisme de capacité qui atteignait ainsi 3,3 GW en 2022 (contre 2.2 GW en 2019).

Les autorités françaises et RTE ont mené en 2020 un retour d'expérience sur le fonctionnement du mécanisme de capacité français, dont les conclusions seront publiées mi-2021. Ce retour d'expérience servira de base dans les réflexions qui sont menées actuellement autour d'une refonte éventuelle du mécanisme de capacité.

Enfin, comme précédemment, RTE a conduit dans son BP2021 une étude sur les marges du système électrique français. Cette étude conclut qu'il est nécessaire de maintenir un mécanisme de rémunération capacitaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement les prochaines années.

3. LE MARCHÉ DU GAZ

Une différence structurelle distingue en France le marché du gaz du marché de l'électricité : alors que l'électricité consommée en France est majoritairement produite sur le territoire français, notamment en raison de l'impossibilité de la stocker ou d'importer des volumes suffisants, et avec un producteur largement dominant, l'approvisionnement en gaz naturel dépend uniquement d'importations. Très concurrentiel, le marché mondial du gaz contribue à faciliter l'accès des fournisseurs alternatifs au marché de détail. Depuis l'ouverture à la concurrence des marchés de détail pour les petits consommateurs le 1^{er} juillet 2007, la dynamique sur le marché du gaz naturel est intense. Dans le cadre de ses missions, la CRE veille à ce que l'accès aux infrastructures de gaz naturel soit garanti (3.1), à ce que la concurrence soit de mise sur le marché (3.2) et au respect de la sécurité d'approvisionnement (3.3).

3.1 L'accès aux infrastructures de gaz naturel

3.1.1 L'indépendance des gestionnaires de réseaux

3.1.1.1 Le suivi des obligations liées à la certification des gestionnaires de réseau de transport

Depuis le 1^{er} janvier 2005, il existe en France deux gestionnaires de réseaux de transport (GRT) : les sociétés GRTgaz et Teréga (ex-TIGF).

GRTgaz appartient à Engie à hauteur de 60,8 % et à un consortium public composé de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC), et de CNP Assurances à hauteur de 38,6 %. Le FCPE GRTgaz Alto (Fonds Commun du Plan d'Épargne pour les salariés) détient également des parts à hauteur de 0,5 %. GRTgaz possède elle-même des parts

⁸⁰ Le coût de l'approvisionnement en capacité dans les TRVE tient compte, le cas échéant, des garanties de capacité contenues dans l'ARENH. Le coût moyen de la capacité considéré dans les TRVE s'est établi à 3,5 €/MWh en 2020 et 5,9 €/MWh en 2021.

à hauteur de 0,1 % correspondant à des rachats de parts Alto (liées à la vente de parts par les salariés) mais qui ne donnent pas droit à vote. GRTgaz opère un réseau de canalisations long d'environ 32 500 km, recouvrant une grande partie du territoire français à l'exception du Sud-Ouest. GRTgaz achemine environ 650 TWh de gaz par an.

Teréga opère un réseau long d'environ 5 000 km dans le Sud-Ouest de la France, qui constitue une zone d'équilibrage unique. Depuis le premier semestre 2015, Teréga est détenu à hauteur de 40,5 % par SNAM Rete Gas, opérateur de transport et de stockage de gaz italien, à hauteur de 31,5 % par Pacific Mezz Luxembourg S.a.r.l. (société de droit luxembourgeois gérée par GIC Special Investments Private Limited, société de droit singapourien), à hauteur de 18 % par Société C31 S.A.S. (détenue en totalité par Electricité de France S.A.) et à hauteur de 10 % par Predica, Prévoyance Dialogue du Crédit Agricole S.A. Teréga achemine environ 120 TWh de gaz par an.

3.1.1.1.1 Le suivi de la mise en œuvre des demandes de la CRE dans la décision de certification de GRT gaz

GRTgaz a été certifié par la CRE en tant que gestionnaire de transport indépendant de l'entreprise verticalement intégrée (EVI) selon le modèle de séparation patrimoniale (ITO, *Independent Transmission Operator*) le 26 janvier 2012⁸¹.

La CRE s'assure régulièrement que GRTgaz respecte ses obligations en matière d'indépendance vis à vis de l'EVI. À cette fin, elle vérifie qu'il respecte les engagements qu'il a pris et qu'il met en œuvre, dans les délais déterminés, les demandes formulées par la CRE dans cette même délibération de certification, notamment en matière de séparation des locaux et des systèmes d'information, ainsi que de pratiques de communication.

Conformément aux dispositions du code de l'énergie, les GRT appartenant à une EVI ont l'obligation de soumettre à la CRE, pour approbation, le renouvellement ou la signature de tout accord commercial et financier, ou de tout contrat de prestations de services conclu et fourni par l'EVI ou toute société contrôlée par l'EVI, au plus tard deux mois avant son entrée en vigueur. La CRE veille à ce que ces accords et contrats ne portent pas atteinte à l'indépendance des GRT.

Au cours de l'année 2021, 52 contrats conclus entre GRTgaz et l'EVI ou entre GRTgaz et les sociétés contrôlées par l'EVI ont été examinés par la CRE. L'ensemble de ces contrats a fait l'objet d'une décision favorable de la CRE.

La CRE reste également attentive à ce qu'en matière de déontologie, les règles internes garantissent l'indépendance des salariés et des dirigeants de GRTgaz vis-à-vis de la maison-mère. Enfin, la CRE s'assure régulièrement que le GRT dispose de toutes les ressources humaines, financières, matérielles et techniques nécessaires à l'accomplissement de ses missions en toute indépendance.

3.1.1.1.2 Le suivi de la mise en œuvre des demandes de la CRE dans la décision de certification de Teréga

Comme GRTgaz, Teréga (ex-TIGF) a été certifié par la CRE en tant que gestionnaire de transport indépendant de l'entreprise verticalement intégrée (modèle ITO, *Independent Transmission Operator*) le 26 janvier 2012⁸². A la suite du changement de l'actionnariat du GRT, la CRE a ouvert une procédure de réexamen de la certification de Teréga. Le GRT n'appartenant plus à un groupe intégré, la CRE a certifié TIGF en modèle de séparation patrimoniale (modèle OU, *Ownership Unbundling*) le 3 juillet 2014.

Enfin, la CRE a étudié courant 2015 le maintien de la certification de TIGF en modèle de séparation patrimoniale à la suite de l'acquisition de 10% du capital de TIGF par la société Predica Prévoyance Dialogue du Crédit Agricole S.A et a pris une délibération approuvant la conformité de la situation de TIGF le 4 février 2016.⁸³

La certification est valable sans limitation de durée, mais le GRT est tenu de notifier à la CRE tout élément susceptible de justifier un nouvel examen de son indépendance effective vis-à-vis des autres sociétés de l'EVI. Par ailleurs, la CRE a formulé un certain nombre de demandes dans sa délibération du 3 juillet 2014 afin d'assurer un suivi régulier de l'indépendance de Teréga dans son activité de gestionnaire de réseau de transport. En particulier, la CRE a demandé à la société Teréga de lui transmettre des rapports annuels sur la mise en œuvre des obligations de confidentialité prévues dans les statuts de Teréga et Teréga S.A.S. (ex-TIGF Investissements) et sur la conformité de l'organisation et du fonctionnement des organes de gouvernance de Teréga Holding (ex-TIGF Holding) avec les conditions de sa décision de certification.

Teréga a transmis à la CRE, conformément à cette délibération, l'exhaustivité des ordres du jour des réunions des conseils d'administration et des assemblées générales des actionnaires de Teréga (Teréga S.A.S. et Teréga Holding). Enfin, Teréga a adressé à la CRE un rapport annuel sur la conformité de l'organisation et du fonctionnement des organes de gouvernance avec les conditions de la décision de certification pour chacun des actionnaires susmentionnés.

La CRE a assorti sa décision de maintien de la certification de Teréga de l'obligation de notifier à la CRE, sans délai, toute prise de participation de plus de 5% des sociétés du groupe Crédit Agricole dans une entreprise de production ou de fourniture de gaz ou d'électricité en Europe et dans les pays qui possèdent une interconnexion électrique ou gazière avec l'Europe.

⁸¹ Délibération de la CRE du 26 janvier 2012 portant décision de certification de la société GRTgaz

⁸² Délibération de la CRE du 26 janvier 2012 portant décision de certification de la société TIGF

⁸³ Délibération de la CRE du 4 février 2016 portant décision sur le maintien de la certification de la société TIGF à la suite de l'entrée de la société Predica dans le capital de TIGF Holding

Ainsi, le Crédit Agricole a notifié à la CRE plusieurs prises de participation dans des sociétés de production d'énergie. Dans ce cadre, la CRE a été amenée à se prononcer sur le maintien de la certification de Teréga à plusieurs reprises :

- par délibération du 20 juillet 2017, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite de deux prises de participation du groupe Crédit Agricole dans des entreprises de production ou de fourniture d'énergie (Opérations Cogestar et Quadrica) ;
- par délibération du 12 avril 2018, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite de deux prises de participation du groupe Crédit Agricole dans des entreprises de production ou de fourniture d'énergie (Opérations FEI3 et LCV) ;
- par délibération du 27 septembre 2018, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite d'une prise de participation du groupe GIC dans une entreprise de production d'énergie (Opération ContourGlobal) ;
- par délibération du 25 juin 2019, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite de trois prises de participation du groupe Crédit Agricole dans des entreprises de production ou de fourniture d'énergie (Opérations Cogestar 3 et Wood) ;
- par délibération du 16 juillet 2020, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite de deux prises de participation du groupe Crédit Agricole dans des entreprises de production ou de fourniture d'énergie (Opérations Eurowatt Energies et FEIH2).
- par délibération du 28 juillet 2021, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite d'une prise de participation du groupe Crédit Agricole dans des entreprises de production d'énergie (Opérations FEIH/FEIH2, Quadrica/Leuret et Eurowatt Energies)
- par délibération du 18 novembre 2021, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite d'une prise de participation du groupe GIC Special Investments Private Limited dans la société China Three Gorges International qui elle-même détient des participations dans des sociétés actives dans la production et la commercialisation d'énergie.

3.1.1.1.3 Le suivi du respect du code de bonne conduite des GRT

Le code de l'énergie impose la création, au sein de chaque GRT appartenant à une EVI, de la fonction de responsable de la conformité. Chaque responsable de la conformité est chargé de veiller au respect des engagements fixés dans le code de bonne conduite de son entreprise, ainsi que de veiller à la conformité des pratiques des opérateurs avec les règles d'indépendance. Il a également la responsabilité de la rédaction d'un rapport annuel sur la mise en œuvre du code de bonne conduite, présenté à la CRE. La CRE a approuvé la proposition de nomination et la lettre de missions du nouveau responsable de la conformité de GRTgaz le 16 avril 2020.

Les dispositions du code de l'énergie n'imposant pas aux GRT certifiés en modèle OU l'obligation de se doter d'un responsable de la conformité et d'un code de bonne conduite, cette obligation ne concerne donc que GRTgaz. La CRE continue toutefois à réaliser le suivi de l'indépendance de Teréga dans le cadre de son rapport annuel sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz.

En application de l'article L. 134-15 du code de l'énergie, la CRE a publié la douzième édition du rapport sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel (RCBCI) en avril 2021. La CRE y a relevé des évolutions positives sur les années 2019 et 2020 et considère que l'indépendance de GRTgaz vis-à-vis de sa maison-mère s'est améliorée. GRTgaz s'est conformé à la plupart des demandes formulées par la CRE dans le cadre de sa certification.

En particulier, GRTgaz a conclu avec Engie la convention, approuvée par la CRE, encadrant la remontée des données économiques et financières dans le cadre du dialogue de gestion. La convention permet de s'assurer que la granularité des données financières communiquées à Engie dans le cadre de l'exercice de son pouvoir de supervision économique sur sa filiale régulée ne remet pas en cause l'indépendance de GRTgaz dans la gestion souveraine de son budget. Par ailleurs, après l'internalisation d'une partie du CRIGEN d'Engie pour créer RICE (Research and Innovation Center for Energy), la Direction de la R&D de GRTgaz en 2018, la CRE constate à la fois la finalisation de la sensibilisation des personnels de RICE aux exigences du code de bonne conduite et d'indépendance ainsi que l'achèvement du plan de désimbrication et de migration des outils informatiques de la direction.

En ce qui concerne Teréga, l'opérateur a tenu ses engagements en matière de transparence, objectivité, non-discrimination et protection des ICS sur la période 2020-2021.

3.1.1.2 L'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution et des entreprises locales de distribution (ELD)

Sur le réseau de distribution en France métropolitaine, 96 % des utilisateurs de gaz naturel sont desservis par GRDF. Les quelques 4 % restant sont raccordés à des réseaux gérés par les Entreprises Locales de Distribution (ELD). Parmi elles, Régaz-Bordeaux et R-GDS assurent chacun la distribution d'environ 1,5 % du marché, tandis que 21 autres Gestionnaires de Réseaux de Distribution (GRD) se partagent moins de 1 % du marché de la distribution de gaz naturel.

Le principe de séparation juridique des GRD vis-à-vis des activités de production ou de fourniture de gaz est transposé en droit français aux articles L. 111-57 et suivants du code de l'énergie. En conséquence, depuis le 31 décembre 2012, les trois GRD de gaz desservant plus de 100 000 clients (GRDF, Régaz-Bordeaux, R-GDS) sont juridiquement séparés. Comme pour les GRT appartenant à une EVI, le code de l'énergie impose l'élaboration d'un code de bonne conduite et le suivi de sa mise en œuvre par les GRD desservant plus de 100 000 clients (GRDF, Régaz-Bordeaux et R-GDS).

Dans le cadre de sa mission générale portant sur le bon fonctionnement des marchés, la CRE s'assure que les gestionnaires de réseaux sont indépendants de leur maison mère. Cette vérification se fait à partir de l'organisation interne et des règles de gouvernance, de l'autonomie de fonctionnement et de la mise en place d'un responsable de la conformité chargé des obligations d'indépendance et du respect du code de bonne conduite.

La CRE a constaté, dans la douzième édition de son rapport sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux (RCBCI) publiée en avril 2021, que les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz respectent de manière globalement satisfaisante les règles d'indépendance et de bonne conduite. Ce constat avait déjà été formulé à l'occasion de la onzième édition du même rapport. Ainsi, depuis plusieurs années, les principes de base de l'accès aux réseaux sont bien respectés en France et la CRE reste très vigilante pour que cette situation perdure.

À l'occasion de l'élaboration de la douzième édition du RCBCI, la CRE n'a constaté aucune nouvelle situation de non-conformité majeure et note que les GRD de gaz ont, pour la plupart, remédié ou lancé des actions visant à remédier aux situations de non-conformité identifiées dans les précédents rapports :

- le seuil au-delà duquel les projets d'investissement SI de GRDF font l'objet d'une validation par son conseil d'administration a bien été revu à la hausse, conformément aux demandes de la CRE ;
- une convention définissant les conditions de transmission et le niveau de détail de données économiques et financières que GRDF fournit à Engie dans le cadre du dialogue de gestion a bien été réalisée et transmise à la CRE ;
- les contrats d'accès aux réseaux publics de distribution de GRDF et des ELD ont évolué afin de notamment prendre en compte l'entrée en vigueur du RGPD.

Si toutes les ELD ont mis en conformité (ou se sont engagées à le faire) leur organisation et leur structure juridique avec les dispositions de l'article L. 111-61 et suivants du code de l'énergie, visant à améliorer leur indépendance vis-à-vis du fournisseur historique ou des filiales de production, des évolutions sont toutefois encore attendues sur certains points précis, dont plusieurs déjà pointés dans les précédents rapports, tels que la détention d'actions d'une société de production par R-GDS qui n'est pas encore réglée, la situation relative à certains dirigeants mis à disposition de GRDF par le groupe ENGIE ou encore les prestations effectuées par l'entreprise verticalement intégrée pour certaines ELD.

La CRE poursuivra les analyses réalisées dans son douzième rapport afin d'instruire l'évolution de la concurrence sur le segment résidentiel dans les territoires des entreprises locales de distribution (ELD) de gaz et d'électricité. La quasi-inexistence de concurrence avait été relevée par la CRE, et avait conduit à l'adoption d'une délibération le 10 juin 2021⁸⁴ visant à remédier à cette situation.

La CRE publiera son prochain RCBCI en début d'année 2023.

3.1.2 Les aspects techniques

3.1.2.1 Le système de comptage évolué des GRD de gaz

GRDF prépare depuis 2007 un projet de comptage évolué pour le marché de détail du gaz naturel, représentant environ 11 millions de consommateurs, résidentiels et petits professionnels desservis par GRDF. Ce projet a pour objet le remplacement de l'ensemble des compteurs de ces consommateurs par des compteurs évolués, baptisés « Gazpar », permettant notamment la relève à distance et la transmission des index réels de consommation aux fournisseurs sur un pas de temps mensuel ou lors d'événements contractuels (mises en service, évolutions tarifaires, etc.). Le projet de GRDF a fait l'objet de six délibérations de la CRE entre 2009 et 2021, une en 2009, une

⁸⁴ Délibération de la CRE n°2021-121 du 10 juin 2021 portant orientations sur les mesures à mettre en place par les GRD pour permettre le développement de la concurrence sur les territoires des ELD

en 2011, deux en 2013⁸⁵, une en 2014⁸⁶ et une en 2021⁸⁷ précédées chacune d'une consultation publique. Une délibération sera publiée dans le courant de l'été 2022 pour actualiser le cadre de régulation incitative de la performance du système de comptage évolué.

Début 2016, GRDF a lancé la phase pilote de déploiement de ses compteurs évolués Gazpar, portant sur environ 150 000 compteurs répartis sur 4 régions. En septembre 2016, cette phase pilote s'est élargie aux fournisseurs et à leurs clients afin de tester les fonctionnalités autour des données de consommation. Le lancement du déploiement industriel, initialement prévu début janvier 2017, a été décalé au 2 mai 2017⁸⁸ afin de permettre à GRDF de sécuriser la capacité d'approvisionnement de matériels auprès des fabricants et de constituer des stocks de sécurité, d'optimiser les performances et stabiliser les fonctionnalités des systèmes d'information et des outils de mobilité et d'enrichir les expérimentations avec les fournisseurs et les consommateurs. Ce déploiement industriel se poursuivra jusqu'en 2022 avec un objectif de 95 % de compteurs évolués déployés.

Cinq ans après le lancement de la généralisation du déploiement du projet « Gazpar », plus de 9,8 millions de compteurs évolués étaient posés à la fin du mois de mai 2022, en ligne avec la trajectoire prévue.

Par ailleurs, les deux entreprises locales de distribution (ELD) Régaz-Bordeaux et GreenAlp, qui desservent respectivement 230 000 et 47 000 consommateurs environ, ont également lancé le déploiement massif de leur système de comptage évolué après que la CRE a procédé à l'analyse technico-économique de ces derniers, et proposé leur approbation aux ministres⁸⁹.

Régaz-Bordeaux, dont le projet Datagaz a débuté en 2019, a posé 138 000 compteurs à la fin du mois de mai 2022. La fin du déploiement est prévue pour 2026.

GreenAlp, dont le projet de comptage évolué a débuté en 2020, a posé près de 11 compteurs à la fin du mois de mai 2022. La fin du déploiement est prévue pour 2025.

Enfin, la CRE a mené avec les ELD de gaz naturel des travaux préparatoires au déploiement des projets de comptage résiduels, afin de mutualiser certaines dépenses et de s'assurer que le déploiement des projets de comptage résiduels se fera au coût le plus avantageux pour les consommateurs. A l'issue de ces travaux, la CRE a procédé en 2021 à l'analyse technico-économique de treize projets de comptage évolué respectant les pistes de mutualisation identifiées précédemment, et en a proposé l'approbation aux ministres⁹⁰. Le déploiement de ces projets s'échelonnait de 2023 à 2029.

3.1.2.2 La qualité de service

3.1.2.2.1 Evolution de la qualité de service des gestionnaires de réseaux de transport

Les gestionnaires de réseaux publient régulièrement les résultats des indicateurs de qualité de service sur leurs sites internet destinés au grand public. En complément à ces publications, la CRE a demandé à l'ensemble des gestionnaires de réseaux d'élaborer, à compter du 1^{er} janvier 2016, un rapport annuel *ad hoc* relatif à l'analyse qualitative de la totalité de leurs indicateurs de qualité de service.

Les tarifs de transport (dits « tarifs ATRT7 ») en vigueur depuis le 1^{er} avril 2020 prévoient un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service, fondée sur le suivi d'indicateurs transmis chaque mois par les GRT à la CRE et rendus publics sur leur site internet. GRTgaz et Teréga suivent actuellement quatorze indicateurs, dont quatre, considérés comme particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché, sont incités financièrement par des bonus et des pénalités en fonction de l'atteinte des objectifs fixés par la CRE. Pour ces quatre indicateurs, la CRE a déterminé des valeurs plafond et plancher correspondant aux valeurs maximales et minimales du montant de l'incitation financière pour chacun de ces indicateurs, fixées en cohérence avec l'historique de chaque indicateur

⁸⁵ La CRE a proposé, par délibération du 13 juin 2013, aux ministres chargés de l'énergie et de la consommation d'approuver la mise en œuvre du déploiement généralisé du système de comptage évolué de GRDF. Cette proposition a été faite au vu des résultats de l'évaluation technico-économique réalisée par la CRE en 2013, en particulier de la valeur actualisée nette (VAN) du projet et des bénéfices de ce projet pour les consommateurs.

Le même jour, la CRE a adopté une délibération portant orientations sur le cadre de régulation du système de comptage évolué de GRDF dans laquelle elle indique qu'« en cas de décision favorable des ministres, la CRE procédera à la modification du tarif ATRD4 de GRDF. Ces travaux feront l'objet d'une nouvelle délibération tarifaire de la CRE [...], en application des articles L.452-2 et L.452-3 du code de l'énergie encadrant les compétences tarifaires de la CRE. Cette délibération définira le traitement tarifaire du système de comptage évolué de GRDF [...] ».

⁸⁶ Dans ce cadre, la délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF a défini le cadre de régulation incitative spécifique du système de comptage évolué de GRDF, ainsi que les modalités de prise en compte des coûts et gains prévisionnels du projet dans le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF (dit « tarif ATRD4 »). Ainsi, l'évolution du tarif ATRD4 de GRDF au 1^{er} juillet 2015 de + 3,93 % intègre le facteur d'évolution C, correspondant à la prise en compte des coûts du projet de comptage évolué entre le 1^{er} juillet 2013 et le 31 décembre 2015 sur le périmètre de la zone de desserte de GRDF bénéficiant du tarif péréqué ATRD4, et fixé dans la délibération de la CRE du 17 juillet 2014 à + 1,32 %.

⁸⁷ La délibération de la CRE n° 2021-246 du 28 juillet 2021 a prolongé et actualisé le cadre de régulation incitative du projet de comptage évolué de GRDF pour les dernières années du projet.

⁸⁸ Le décalage de cette date TO de lancement du déploiement industriel était prévu par la délibération de la CRE du 17 juillet 2014. La CRE a pris la délibération n° 2017-286 du 21 décembre 2017 portant décision sur la mise en œuvre du cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF afin de recalculer le mécanisme de régulation incitative sur la date effective du démarrage du déploiement industriel, le 2 mai 2017.

⁸⁹ Délibération de la CRE n° 2017-259 portant proposition d'approbation du lancement du déploiement des projets de comptage évolué de gaz naturel des gestionnaires de réseaux de distribution Régaz-Bordeaux et GEG.

⁹⁰ Délibérations de la CRE n° 2021-102 portant proposition d'approbation du lancement du déploiement du projet de comptage évolué de gaz naturel du gestionnaire de réseaux de distribution R-GDS, et délibération de la CRE n° 2022-31 portant proposition d'approbation du lancement du déploiement des projets de comptage évolué de gaz naturel des entreprises locales de distribution de gaz naturel

et en s'assurant que ces seuils correspondent à des situations exceptionnelles qui justifient l'interruption du mécanisme de régulation incitative.

Sur l'année 2021, la régulation incitative de la qualité de service de GRTgaz et Teréga a généré des bonus globaux de, respectivement, 1600 k€ et 625 k€. Les niveaux de ces bonus générés au titre de l'année 2021 sont légèrement inférieurs pour GRTgaz et Teréga à ceux générés en 2020 de respectivement, 1750 k€ et 747 k€. Pour GRTgaz et Teréga, on note une baisse du résultat observé sur la qualité des quantités mesurées aux PTD et transmises aux GRD le lendemain ayant pour effet une diminution du bonus par rapport à 2020. Il convient également de noter qu'outre les performances des GRT, l'indicateur sur le suivi de la mise à disposition des cinq informations les plus utiles à l'équilibrage sur les sites des GRT a été supprimé au 1er avril 2020, ce qui réduit le montant global d'incitation par rapport aux années antérieures.

3.1.2.2 Evolution de la qualité de service de GRDF et des ELD

Qualité de service de GRDF :

Le tarif ATRD6 de GRDF, entré en vigueur au 1^{er} juillet 2020⁹¹, a reconduit en le faisant évoluer le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service introduit dans le tarif précédent (ATRD5). Cette évolution vise à la fois à améliorer le suivi de la qualité de service, à assurer une stabilité du système incitatif afin d'offrir une meilleure visibilité à l'opérateur et aux acteurs de marché, et à simplifier le mécanisme d'attribution des incitations financières.

La CRE a fait évoluer dans ce tarif ATRD6 la liste des indicateurs de qualité de service suivis en cohérence avec les pratiques opérationnelles de GRDF et les nouveaux enjeux liés à l'activité de l'opérateur. Désormais GRDF suit 33 indicateurs dont 15 font l'objet d'une incitation financière.

Afin que GRDF reste mobilisé pour accroître sa performance quel que soit le niveau atteint, la CRE a défini, pour chaque indicateur faisant l'objet d'une incitation financière⁹², un unique objectif de référence en-dessous duquel l'opérateur versera une pénalité et au-dessus duquel il percevra un bonus. En complément, la CRE a déterminé des valeurs plafond et plancher correspondant aux valeurs maximales et minimales du montant de l'incitation financière pour chacun de ces indicateurs, fixées en cohérence avec l'historique de chaque indicateur et en s'assurant que ces seuils correspondent à des situations exceptionnelles qui justifient l'interruption du mécanisme de régulation incitative.

Sur l'année 2021, la régulation incitative de la qualité de service de GRDF a généré un bonus global de - 2,8 M€, soit - 2,6 M€ par rapport à l'année 2020.

Qualité de service des ELD :

Les tarifs ATRD6 des ELD entreront, quant à eux, en vigueur au 1^{er} juillet 2022⁹³. Les ELD disposent également d'un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service, analogue à celui mis en place pour le tarif ATRD6 de GRDF, qui est adapté à la taille et aux contraintes des opérateurs. Les neuf ELD disposant d'un tarif ATRD spécifique suivent entre onze et quinze indicateurs ; les ELD au tarif commun suivent un unique indicateur, celui relatif au nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD.

Sur l'année 2021, la régulation incitative de la qualité de service des ELD a généré au total un bonus/malus compris entre 15 k€ et - 9 k€ pour les ELD, qui sont venus s'ajouter au montant du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) de chaque ELD à apurer.

3.1.3 Les conditions d'accès aux réseaux, aux terminaux méthaniers et aux installations de stockage de gaz naturel

3.1.3.1 Les tarifs de raccordement au réseau

Dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga, dit tarif ATRT, une « remise développement » est prévue, qui peut être accordée au client pour chaque nouveau raccordement ou adaptation de poste. Dans ce cas, la participation financière demandée au client correspond au coût du raccordement diminué des recettes d'acheminement futures que le client versera sur une période de dix ans. Ce dispositif permet de garantir un investissement rentable pour le tarif sur une période inférieure ou égale à dix ans. La participation financière du client ne pourra être inférieure à 50 % du coût du raccordement.

Lors des études de faisabilité, les GRT déterminent :

- le coût de l'investissement (I) nécessaire pour construire ou adapter le branchement et le poste de livraison ;

⁹¹ Délibération de la CRE du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

⁹² A l'exception des indicateurs de nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD, de taux de réponse aux réclamations fournisseurs dans les 15 jours calendaires, de taux de réponse aux réclamations de consommateurs dans les 30 jours calendaires et du taux de raccordements réalisés dans les délais convenus pour le marché grand public et le marché d'affaires pour lesquels seul un objectif de base est défini.

⁹³ Délibération de la CRE n°2017-281 du 21 décembre 2017 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution

- les recettes d'acheminement (R) générées par le nouveau client sur dix années, actualisées au coût moyen pondéré du capital (CMPC) du tarif des GRT (tarif de sortie du réseau principal, tarif sur le réseau régional et tarif de livraison).

Deux cas peuvent se présenter en fonction de l'atteinte ou non du seuil de 50 % de prise en charge :

- si les recettes d'acheminement calculées sur dix années et actualisées au CMPC sont inférieures à 50 % du coût de l'investissement, le client paie la différence entre le coût de l'investissement et les recettes d'acheminement générées par le client sur dix années (I-R) ;
- si les recettes d'acheminement calculées sur dix années et actualisées au CMPC sont supérieures à 50 % du coût de l'investissement, le plafond de 50 % de prise en charge est atteint et le client paie donc 50 % du coût de l'investissement de raccordement ($I \times 50\%$).

Cette remise sur les coûts de raccordement s'accompagne de contreparties adaptées à chaque type de client (industriel ou distribution publique) et visant à garantir la viabilité financière du dispositif.

3.1.3.2 Les tarifs d'accès aux réseaux de transport

La tarification des réseaux de transport de gaz, et plus largement l'ensemble des règles d'accès à ce réseau, jouent un rôle majeur dans le bon fonctionnement du marché de gros du gaz.

Le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga, dit tarif ATRT7⁹⁴, s'applique depuis le 1^{er} avril 2020, pour une durée d'environ quatre ans. Il a été adopté après une large consultation des parties intéressées et à la suite d'études rendues publiques.

L'évolution du tarif unitaire ATRT7 s'établit à +1,4 % en moyenne par an pour GRTgaz et à + 0,7% pour Teréga. Cette évolution permet de concilier deux tendances contradictoires : la baisse des consommations de gaz, l'arrivée à échéance de certaines souscriptions de long terme en entrée et en sortie aux points d'interconnexion réseaux, et la fin d'un cycle de grands investissements d'une part, et d'autre part, l'apparition de nouveaux coûts pour permettre notamment l'insertion des gaz renouvelables dans les réseaux.

Le cadre de régulation du tarif ATRT7 incite les opérateurs à recourir à des solutions innovantes qui contribuent à réduire les coûts totaux pour la collectivité et/ou les risques de surinvestissements, voire de coûts échoués. Il leur donne aussi les moyens de mener à bien leurs projets d'innovation, essentiels pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs d'infrastructures en pleine modernisation, notamment de faire évoluer leurs outils d'exploitation des réseaux.

Ce tarif donne en outre les moyens aux opérateurs de répondre aux enjeux de la transition énergétique, notamment s'agissant des ressources allouées à l'accueil du biométhane dans les réseaux et à la recherche et au développement. Il leur donne également les moyens de maintenir un niveau de sécurité élevé sur leurs infrastructures, qu'il s'agisse par exemple de cybersécurité ou de la prise en compte du vieillissement des réseaux physiques.

Enfin, le niveau du coût moyen pondéré du capital, fixé à 4,25 %, assure une rémunération raisonnable des capitaux investis, permettant de maintenir l'attractivité des infrastructures d'énergie en France au regard des autres pays européens.

3.1.3.2.1 La régulation incitative des charges d'exploitation

La régulation incitative des charges nettes d'exploitation a pour objectif, en laissant aux opérateurs 100 % des écarts entre la trajectoire réalisée et la trajectoire tarifaire, de les inciter à améliorer leur efficacité sur la période tarifaire.

La trajectoire des charges nettes d'exploitation de GRTgaz et de Teréga est définie sur la période 2020 – 2023 et correspond à celle d'opérateurs efficaces. Cette trajectoire prend en compte le niveau d'efficacité révélé lors de la période tarifaire ATRT6 de sorte que les utilisateurs des réseaux bénéficient de ces gains de productivité dans la durée. Cette trajectoire correspond à une enveloppe globale. Les GRT ont en conséquence la liberté de répartir cette enveloppe entre les différentes natures de charges, en fonction de leurs choix.

Les gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés par les GRT au-delà de la trajectoire fixée par le tarif ATRT7 (hors postes couverts par le CRCP) seront conservés intégralement par les GRT, comme pour le tarif ATRT6. De façon symétrique, les surcoûts éventuels seront intégralement supportés par les GRT.

Par ailleurs, le tarif ATRT7 prévoit une clause de rendez-vous au bout de deux ans qui permettra, sous conditions, d'ajuster à la hausse ou à la baisse, la trajectoire des charges nettes d'exploitation de GRTgaz et Teréga sur les années 2022 et 2023. Les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront être examinées si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif de GRTgaz ou de Teréga se trouvait modifié d'au moins 1%. Cette clause n'a pas été activée par les opérateurs.

⁹⁴ Délibération de la CRE n°2020-012 du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga.

3.1.3.2.2 La régulation incitative de la qualité de service

Le dispositif de régulation incitative de la qualité de service mis en œuvre dans le tarif ATRT7 vise à améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs. La publication du tarif ATRT7 a été l'occasion de simplifier le dispositif existant (suppression de deux indicateurs), d'adapter les indicateurs relatifs aux programmes de maintenances, et d'introduire de nouveaux indicateurs de suivi du bon fonctionnement de la zone de marché unique ainsi qu'un nouvel indicateur relatif à l'environnement.

3.1.3.2.3 La régulation incitative des investissements

Au cours des quinze dernières années, GRTgaz et Teréga ont significativement développé leurs réseaux par la création de nouvelles capacités d'interconnexion avec les pays voisins, le développement des capacités d'entrée depuis les terminaux méthaniens et le renforcement du réseau national pour supprimer les congestions et réduire le nombre de zones de marché. Ces évolutions ont permis aux consommateurs de bénéficier de sources d'approvisionnement diversifiées et ont renforcé l'intégration de la France au sein du marché européen du gaz. La CRE considère que le réseau de transport français est maintenant suffisamment dimensionné. Dans ce contexte, la CRE a supprimé, dans le tarif ATRT7, toute incitation à la création de nouvelles capacités aux interconnexions.

Par ailleurs, la CRE a reconduit, en le modifiant à la marge, le dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements d'un budget supérieur à 20 M€ prévu dans le tarif ATRT6.

- Pour chaque projet concerné, la CRE détermine un budget cible après réalisation d'un audit par un consultant externe. Le mécanisme repose sur les principes suivants : quelles que soient les dépenses d'investissement réalisées par le GRT, l'actif entrera dans la base d'actifs régulés (BAR) à sa valeur réelle lors de sa mise en service (diminuée des subventions éventuelles).
- Si les dépenses d'investissement réalisées par le GRT pour ce projet se situent entre 95 % et 105 % du budget cible, aucune prime ni pénalité ne sera attribuée.
- Si les dépenses d'investissement réalisées sont inférieures à 95 % du budget cible, le GRT bénéficiera d'une prime égale à 20 % de l'écart entre 95 % du budget cible et les dépenses d'investissement réalisées.
- Si les dépenses d'investissement réalisées sont supérieures à 105 % du budget cible, le GRT supportera une pénalité égale à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 105 % du budget cible.

En outre, le tarif ATRT7 a introduit un mécanisme incitatif fondé sur la sélection sans critère prédéfini, par la CRE, de quelques projets dont le budget est en deçà du seuil de 20 M€, afin de les auditer et d'appliquer une régulation incitative identique à celle applicable aux projets d'investissements dont le budget est supérieur ou égal à 20 M€. En 2021, la CRE a ainsi audité et fixé le budget cible du projet Durance de GRTgaz, qui vise à modifier le tracé de la canalisation Cabriès-Manosque au niveau de la traversée de la Durance en raison de son exposition aux mouvements importants de la rivière dans cette zone, pour un montant d'environ 30 M€.

Enfin, le tarif ATRT6 prévoyait un mécanisme incitant les GRT à maîtriser leurs charges de capital au même titre que leurs charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements dits « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information (SI). Ces postes de charges étant, par nature, susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre investissements et charges d'exploitation, le mécanisme retenu incite les GRT à optimiser globalement l'ensemble des charges dans l'intérêt des utilisateurs des réseaux. Il consiste à définir, pour la période tarifaire, la trajectoire d'évolution de ces charges de capital qui seront exclues du périmètre du CRCP. Les gains ou les pertes réalisés sont donc conservés à 100 % par les opérateurs. En fin de période, la valeur effective de ces immobilisations sera prise en compte dans la BAR. Le tarif ATRT7 reconduit ce mécanisme pour GRTgaz et Teréga (véhicules et immobilier seulement).

S'agissant du SI de Teréga, la CRE a introduit, à titre d'expérimentation, un mécanisme incitatif de TOTEX (trajectoire commune OPEX et CAPEX), dans lequel les actifs entreraient dans la BAR de l'opérateur sur la base d'un montant fixé ex ante dans la trajectoire TOTEX, et non sur la base des dépenses réellement réalisées, et le taux de partage des gains ou pertes de l'opérateur est fixé à 50%. Ainsi, les écarts sur la trajectoire globale sont portés au CRCP à hauteur de 50 %.

3.1.3.2.4 La régulation incitative des dépenses de recherche et de développement (R&D)

Pour la période tarifaire ATRT7, la CRE maintient le dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts des charges liées à la R&D&I des opérateurs, avec la possibilité pour les GRT de réviser de cette trajectoire à mi-période tarifaire. Les montants alloués à la R&D&I et qui n'auraient pas été engagés seront restitués aux utilisateurs en fin de période tarifaire via le CRCP. En cas de dépassement par les GRT de la trajectoire fixée pour quatre ans, les écarts resteront à leur charge. A l'occasion de la mise à jour tarifaire de mi-période, la trajectoire de Teréga a été réévaluée de 0,5 M€ afin de prendre en compte des besoins plus importants en ce qui concerne la sécurité et l'injection d'hydrogène en mélange dans le réseau. GRTgaz n'a pas demandé de révision de sa trajectoire de charges de R&D.

En outre, les GRT doivent transmettre des informations annuelles techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés, et publier un rapport biannuel à destination du public afin de rendre compte aux utilisateurs des projets innovants menés par les GRT. Les rapports seront harmonisés entre les opérateurs, notamment grâce à des indicateurs standardisés, et enrichis d'éléments concrets concernant les bénéfices des projets pour les utilisateurs de réseau, ainsi que de retours d'expérience systématiques sur les démonstrateurs financés

par le tarif. Comme prévu dans le dispositif, les opérateurs ont consulté les acteurs de marché en juin 2021 sur les grands thèmes de recherche qu'ils prévoient de développer. Ils ont également entamé des travaux visant à harmoniser leurs rapports publics, qui seront publiés à l'été 2022.

Enfin, le guichet *smart grids* est étendu aux GRT de gaz : sous réserve de pouvoir justifier d'une analyse coûts bénéfiques favorable, et pour des projets dépassant 1 M€ relevant du déploiement des *smart grids*, les GRT pouvaient demander à mi-période tarifaire l'intégration à leur trajectoire des surcoûts de charges d'exploitation liés à ce type de projets. Les GRT n'ont pas fait de demande en ce sens à l'occasion de la mise à jour de mi-période.

3.1.3.2.5 La mise à jour annuelle

Le tarif ATRT7 met en œuvre des principes tarifaires permettant une stabilité de la répartition des coûts entre les différentes catégories d'utilisateurs du réseau. En particulier, pour préserver au cours de la période tarifaire l'équilibre entre les coûts du réseau principal portés par les utilisateurs effectuant du transit d'une part, et par les utilisateurs alimentant la consommation nationale d'autre part, l'évolution annuelle doit être identique pour tous les termes tarifaires du réseau principal.

Toutefois, les charges et recettes de chacun des opérateurs pouvant évoluer pour des raisons spécifiques à chaque réseau, le solde du CRCP en fin d'année de GRTgaz et de Teréga sera différent.

En conséquence, dans le tarif ATRT, le calcul du CRCP de chaque opérateur aboutit à un coefficient k_{GRTgaz} pour GRTgaz et $k_{\text{Teréga}}$ pour Teréga. Les termes du réseau principal évoluent chaque année du même coefficient national, dit « k_{national} », correspondant à la moyenne pondérée par les souscriptions de capacités des coefficients k_{GRTgaz} et $k_{\text{Teréga}}$. Les termes du réseau régional de GRTgaz évoluent du coefficient k_{GRTgaz} , et ceux du réseau régional de Teréga évoluent du coefficient $k_{\text{Teréga}}$.

Enfin, un reversement entre les deux GRT permet de compenser les écarts de recettes induits par l'application d'un coefficient moyen k_{national} sur les termes du réseau principal.

Le tarif ATRT7 évolue annuellement, à compter de 2021, le 1^{er} avril de chaque année, selon les principes suivants :

- pour les termes tarifaires du réseau principal en vigueur au 31 mars de l'année N, du pourcentage de variation suivant :

$$Z = \text{IPC} + X + k_{\text{national}}$$

Où :

- Z est la variation de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondi à 0,01 % près ;
- IPC est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N ;
- X est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire du réseau principal ;
- k_{national} est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-2 %, correspondant à la moyenne pondérée par les recettes de souscriptions de capacités des coefficients k_{GRTgaz} et $k_{\text{Teréga}}$.

Par exception, l'évolution des termes relatifs aux PIR s'applique à partir du 1^{er} octobre de chaque année.

- pour les termes tarifaires du réseau régional de GRTgaz en vigueur au 31 mars de l'année N ; du pourcentage de variation suivant :

$$Z_{\text{GRTgaz}} = \text{IPC} + X_{\text{GRTgaz}} + k_{\text{GRTgaz}}$$

Où :

- Z_{GRTgaz} est la variation de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondi à 0,01 % près ;
- IPC est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N ;
- X_{GRTgaz} est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire du réseau régional de GRTgaz ;
- k_{GRTgaz} est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-2 %, provenant principalement de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de GRTgaz.

- pour les termes tarifaires du réseau régional de Teréga en vigueur au 31 mars de l'année N, du pourcentage de variation suivant :

$$Z_{\text{Teréga}} = \text{IPC} + X_{\text{Teréga}} + k_{\text{Teréga}}$$

Où :

- $Z_{\text{Teréga}}$ est la variation de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondi à 0,01 % près ;
- IPC est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N ;
- $X_{\text{Teréga}}$ est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire du réseau régional de Teréga ;

- $k_{\text{Teréga}}$ est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-2 %, provenant principalement de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de Teréga.

En outre, la délibération ATRT 7 prévoit que la CRE puisse prendre en compte, lors des évolutions annuelles du tarif ATRT7, des évolutions de la structure tarifaire, liées notamment :

- à la mise en œuvre des codes de réseaux et/ou lignes directrices européens ;
- au fonctionnement de la zone de marché unique France ;
- à des modifications de l'offre des GRT ;
- aux évolutions de la régulation incitative de la qualité de service des opérateurs.

La deuxième mise à jour du tarif ATRT7 a eu lieu au 1^{er} avril 2022⁹⁵. La CRE a retenu une baisse des termes tarifaires du réseau principal de GRTgaz et de Teréga de 0,33%, ainsi qu'une baisse des termes tarifaires du réseau régional de GRTgaz de 0,68% et une hausse de ceux du réseau régional de Teréga de 2,16%. Ces évolutions tiennent compte de l'hypothèse d'inflation pour 2022 retenue dans le projet de loi de finances 2022, des facteurs d'évolution annuelle des termes tarifaires du réseau principal et des réseaux régionaux décrits ci-dessus, ainsi que de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits des gestionnaires de réseau de transport de gaz calculés au 31 décembre 2021.

La CRE a également fait évoluer les modalités de redistribution des excédents des recettes d'enchères de capacités. Ceux-ci étaient jusque-là redistribués à chaque expéditeur au prorata des quantités de gaz livrées à des consommateurs finals sur le réseau de transport. Ils seront désormais traités comme des revenus de souscriptions et directement reversés aux utilisateurs du réseau via le CRCP.

3.1.3.3 Les tarifs d'accès au réseau de distribution

Le sixième tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF, dit « tarif ATRD6 », est entré en vigueur au 1^{er} juillet 2020, en application de la décision tarifaire de la CRE du 23 janvier 2020⁹⁶, pour une durée d'environ quatre ans.

Ce tarif a reconduit, en le faisant évoluer, le cadre de régulation précédent incitant GRDF à améliorer son efficacité, tant du point de vue de la maîtrise de ses coûts, que de la qualité du service rendu aux utilisateurs de ses réseaux (cf. 3.1.2.2.2). S'agissant de la structure tarifaire, quelques adaptations ont été intégrées, justifiées par l'évolution des usages des réseaux de distribution.

Il a donné à GRDF les moyens de s'adapter aux nouveaux enjeux de son activité, notamment en prenant en compte pour établir le niveau du tarif :

- une hausse des charges d'exploitation liées à la sécurité, avec le financement, en plus des programmes déjà couverts pendant la période ATRD5, d'un programme de traitement des anomalies du bâti et de remplacement des conduits dans les immeubles collectifs ;
- les charges additionnelles liées au remplacement des appareils non adaptables dans le cadre du projet « Changement de gaz », qui n'avaient pas été prévues initialement dans les trajectoires fixées pour la phase pilote ;
- un renforcement de la R&D, portant en particulier sur l'arrivée des nouveaux gaz dans les réseaux (développement de l'injection d'hydrogène dans les réseaux notamment) ;
- une révision des montants associés aux actions en faveur du raccordement des clients, pour les recentrer sur l'animation de la filière qui devra comporter une part accrue de dépenses liées à la sécurité ainsi que sur la conversion fioul-gaz afin de supprimer, le plus rapidement possible, les installations fonctionnant au fioul ;
- l'atteinte des objectifs d'injection de biométhane fixés par le projet de programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE).

En ce qui concerne les ELD, le sixième tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de ces dernières, dit « tarif ATRD6 des ELD », entrera en vigueur au 1^{er} juillet 2022, en application des décisions tarifaires de la CRE du 28 janvier 2022 et du 28 avril 2022⁹⁷, pour une durée d'environ quatre ans.

⁹⁵ Délibération de la CRE du 16 décembre 2021 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1er avril 2022

⁹⁶ Délibération de la CRE du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

⁹⁷ Délibération de la CRE du 28 janvier 2022 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution et délibération de la CRE du 28 avril 2022 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de Caléo et des entreprises locales de distribution de gaz naturel disposant d'un tarif commun

Ces tarifs reproduisent, dans l'ensemble, le cadre de régulation applicable à GRDF, tout en l'adaptant aux enjeux spécifiques à l'activité des ELD. Les charges prévisionnelles associées à ces tarifs permettent notamment d'accompagner les ELD dans le déploiement des projets de comptage évolué, de soutenir l'augmentation des investissements de sécurité et d'assurer la bonne insertion du biométhane dans les réseaux de gaz naturel.

Certaines ELD font d'ores et déjà l'expérience d'une diminution des consommations de gaz naturel sur leur territoire de desserte, avec un impact fortement inflationniste sur le niveau de leur tarif de distribution. Par conséquent, les évolutions tarifaires qui entrent en vigueur au 1^{er} juillet 2022 sont contrastés, et vont de - 4,09 % à + 40,00 %.

3.1.3.3.1 La mise à jour annuelle du tarif de GRDF

En conséquence, le tarif ATRD6 évolue annuellement, le 1^{er} juillet de chaque année, selon les principes suivants :

- a) le niveau des grilles tarifaires, hors terme R_f et hors terme tarifaire d'injection pour les producteurs de biométhane évolue au 1^{er} juillet de chaque année N du pourcentage de variation suivant, par rapport au niveau du tarif en vigueur au 30 juin de l'année N :

$$Z = IPC + X + k$$

Où :

- Z est la variation de la grille tarifaire au 1^{er} juillet de l'année N exprimée en pourcentage et arrondi à 0,01 % près ;
 - IPC est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1^{er} juillet de l'année N , le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N ;
 - X est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire fixée par la CRE dans la présente délibération tarifaire, égal à - 1,9 % ;
 - k est l'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) ; k est compris entre + 2 % et - 2 % ;
- b) le terme R_f évolue selon les modalités prévues par la délibération de la CRE n° 2017-238 du 26 octobre 2017 susmentionnée, associées à une évolution à l'inflation ;
 - le niveau du terme tarifaire d'injection pour les producteurs de biométhane reste stable ;

Le tarif ATRD6 de GRDF évolue au 1^{er} juillet 2022, de -0,84 %.

3.1.3.3.2 La régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D)

Pour la période tarifaire ATRD6, la CRE maintient le dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts des charges liées à la R&D&I des opérateurs, avec la possibilité pour GRDF de réviser cette trajectoire à mi-période tarifaire. Les montants alloués à la R&D&I et qui n'auraient pas été engagés seront restitués aux utilisateurs en fin de période tarifaire via le CRCP. En cas de dépassement par les GRD de la trajectoire fixée pour quatre ans, les écarts resteront à leur charge.

En outre, les GRD doivent transmettre à la CRE des informations annuelles techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés, et publier un rapport biannuel à destination du public afin de rendre compte aux utilisateurs des projets innovants qu'ils mènent. Les rapports seront harmonisés entre les opérateurs, notamment grâce à des indicateurs standardisés, et enrichis d'éléments concrets concernant les bénéfices des projets pour les utilisateurs de réseau, ainsi que de retours d'expérience systématiques sur les démonstrateurs financés par le tarif. Comme prévu dans le dispositif, les opérateurs ont consulté les acteurs de marché en juin 2021 sur les grands thèmes de recherche qu'ils prévoient de développer.

Enfin, le guichet *smart grids* permet à GRDF et aux ELD de gaz, à mi-période tarifaire pour GRDF et une fois par an pour les ELD, de disposer de fonds supplémentaires. Les GRD peuvent y prétendre sous réserve de pouvoir justifier d'une analyse coûts bénéfiques favorable, et pour des projets dont les charges d'exploitation annuel dépassent 1 M€ pour GRDF, 150 k€ pour les ELD, et relevant du déploiement des *smart grids*.

3.1.3.3.3 La régulation incitative des investissements

La régulation incitative des investissements se décompose en deux mécanismes :

- une régulation incitative des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux qui concerne uniquement GRDF : un bonus ou une pénalité est appliqué à GRDF chaque année via le CRCP, équivalent à 20 % de l'écart entre un coût total théorique correspondant au volume réalisé des ouvrages et le coût réel total constaté. Ce mécanisme a généré un malus de 5 M€ en 2021;
- une incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors réseaux » qui concerne GRDF et qui n'a pas été reconduit pour les ELD pour la période tarifaire ATRD6 : la trajectoire d'évolution des charges

de capital pour les investissements concernant l'immobilier, les véhicules et certains systèmes d'information est incitée à 100%. Le montant retenu pour GRDF pour l'année 2021 est de 120,1 M€.

3.1.3.4 Les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers

Les trois terminaux régulés de Fos Cavaou, Fos Tonkin et Montoir de Bretagne, ainsi que le terminal de Dunkerque, mis en services en janvier 2017, cumulent les capacités de regazéification françaises à 34 milliards de m³/an (~370 TWh).

Le tarif actuel d'utilisation des terminaux méthaniers régulés de Montoir-de-Bretagne (Montoir), Fos Tonkin et de Fos Cavaou, gérés par la société Elengy, dit « tarif ATTM6 », est entré en vigueur le 1^{er} avril 2021 pour une durée de quatre ans. Le terminal de Dunkerque, opéré par la société Dunkerque LNG, fait l'objet d'une exemption.

Le cadre de régulation mis en place par la CRE vise à inciter les opérateurs à améliorer leur efficacité tout en minimisant leurs risques liés notamment aux évolutions législatives et réglementaires qui pourraient avoir un impact sur leur activité. Il vise également à donner aux acteurs de marché une visibilité suffisante pour construire des stratégies d'approvisionnement de moyen et long terme. Le cadre de régulation du tarif ATTM6 reconduit les principes suivants du tarif ATTM5 :

- un tarif individuel pour chaque terminal, afin de prendre en compte les coûts et les spécificités propres à chacune de ces infrastructures ;
- un tarif pluriannuel conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans, prévoyant une évolution à mi période, de la grille tarifaire de chaque opérateur selon des principes prédéfinis ;
- l'obligation de paiement des capacités souscrites (« *ship or pay* ») à 100 % ;
- un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) permettant de corriger, pour certains postes préalablement identifiés, tout ou partie des écarts entre, d'une part, les charges et les produits réels et, d'autre part, les charges et les produits prévisionnels pris en compte pour établir les tarifs des opérateurs.

Par ailleurs, ce tarif apporte des réponses aux quatre enjeux prioritaires suivants :

- le bon fonctionnement du marché du gaz : l'offre et les tarifs de ces infrastructures sont simples et prévisibles ;
- la maîtrise des charges, qui concourt à l'attractivité des terminaux méthaniers ;
- la concurrence directe entre les terminaux méthaniers européens, renforcée par l'essor des nouveaux usages : le tarif met en œuvre des évolutions des services visant à améliorer leur flexibilité pour les utilisateurs des terminaux, et à les adapter aux nouveaux usages liés au *small-scale* (GNL de détail). En outre, l'activité de chargement des microméthaniers n'est plus régulée ;
- le maintien d'un niveau de sécurité élevé dans les terminaux méthaniers : les tarifs donnent les moyens à Elengy de mettre en œuvre sa politique d'investissements et de maintenance, en particulier pour le terminal de Montoir qui atteint 40 ans.

Le tarif ATTM6 présente une baisse significative par rapport au tarif ATTM5 : la baisse du tarif unitaire moyen pour la période ATTM6 est de 24,7 % pour Montoir, 24,2 % pour Fos Tonkin et une légère hausse de 0,1 % pour Fos Cavaou. Ce tarif prévoit également des incitations pour Elengy à la maîtrise de ses dépenses d'investissements et de ses charges d'exploitation, au respect de l'environnement (émissions de gaz à effet de serre et fuites de méthane) ainsi qu'à sa qualité de service concernant le respect des programmes de maintenance.

A Fos Tonkin, Elengy a procédé à un appel au marché en octobre 2021 afin de proposer 2 TWh de capacités de regazéification pour l'année 2022. Les règles d'allocation ont été validées par la CRE dans une délibération du 23 septembre 2021. L'intégralité des 2 TWh ont été souscrits.

A Fos Cavaou, Fosmax LNG, (filiale d'Elengy à 100 %) a procédé à un appel au marché en avril 2022 afin de proposer 11 TWh en 2022, 13 TWh en 2023 et 30 TWh en 2024 de capacité non souscrite. Les règles de commercialisation ont été approuvées par la CRE le 31 mars 2022. Ces capacités primaires supplémentaires sont disponibles grâce à un dégoulotage technique et réglementaire. Les capacités proposées ont été intégralement souscrites.

A Dunkerque LNG, un appel au marché a été lancé en mai 2022 par Dunkerque LNG pour proposer les 3,5 Gm³ de capacités disponibles sur la période 2023-2036, dont la phase de qualification se termine en juin 2022. Les règles de commercialisation ont été approuvées par la CRE le 28 avril 2022.

3.1.3.5 L'accès des tiers aux installations de stockage

- **La réforme du régime d'accès des tiers**

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement a modifié le régime d'accès des tiers aux stockages, qui est régulé depuis le 1^{er} janvier 2018.

La mise en place de l'accès régulé des tiers aux stockages souterrains de gaz naturel a pour objectif de garantir le remplissage des stockages nécessaire à la sécurité d'approvisionnement, tout en apportant de la transparence quant aux coûts du stockage et en supprimant la complexité liée au système précédent d'obligations individuelles de stockage. Par ailleurs, l'introduction d'une régulation des revenus des opérateurs vise à assurer que le consommateur final paie le juste prix pour le stockage nécessaire à la sécurité d'approvisionnement.

L'article L. 421-3-1 du code de l'énergie prévoit que « les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel qui garantissent la sécurité d'approvisionnement du territoire à moyen et long terme et le respect des accords bilatéraux relatifs à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel [...] sont prévues par la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnée à l'article L. 141-1. Ces infrastructures sont maintenues en exploitation par les opérateurs ». En contrepartie et dans les limites de cette obligation de maintien en exploitation des sites de stockage prévus par la PPE (cf 3.3.2.2), les opérateurs de stockage ont la garantie de voir leurs charges couvertes, dans la mesure où ces charges sont celles d'un opérateur efficace.

L'article L. 452-1 du code de l'énergie prévoit que la différence entre le revenu autorisé des opérateurs de stockage et les recettes directement perçues par les opérateurs de stockage, notamment grâce à la commercialisation de leurs capacités aux enchères, est compensée via le tarif ATRT, par un terme spécifique appelé « terme tarifaire stockage ».

La mise en œuvre de la réforme du stockage de gaz a permis la commercialisation et le remplissage des stockages aux niveaux nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Elle a en outre renforcé la transparence sur les modalités de commercialisation, ainsi que sur les coûts des opérateurs. Enfin, le coût unitaire du stockage a baissé par rapport à la période précédant la réforme.

À l'issue d'une enquête approfondie ouverte en février 2020, la Commission a conclu que le mécanisme de régulation du stockage de gaz naturel en France était conforme aux règles de l'UE en matière d'aides d'État. En particulier, elle a indiqué que la mesure est nécessaire et proportionnée pour assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique des citoyens et des entreprises et les effets négatifs que la mesure pourrait produire en termes de distorsions de concurrence sont suffisamment limités pour que l'équilibre général de la mesure soit positif.

- **Le tarif ATS2**

Le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane, dit tarif ATS2 a été adopté début 2020 après une large consultation des parties intéressées et à la suite d'études rendues publiques.

Le tarif ATS2 met en œuvre les principes de régulation incitative appliqués aux autres infrastructures régulées, avec notamment une période tarifaire d'environ 4 ans et des incitations à la maîtrise des coûts et à la qualité du service rendu aux utilisateurs du stockage. Par ailleurs, le tarif ATS2 renforce la régulation incitative à la commercialisation des capacités de stockage en prenant en compte la performance des offres des opérateurs de stockage.

Le niveau moyen des charges à couvrir des opérateurs de stockage pour la période ATS2 évoluera, par rapport à 2018, de +1,4 % en moyenne par an pour Storengy, de +1,3 % en moyenne par an pour Teréga et de +4,7 % en moyenne par an pour Géométhane. Ces évolutions sont le résultat d'une augmentation des charges d'exploitation et des investissements liés à l'activité accrue des stockages souterrains de gaz depuis l'entrée en vigueur de la régulation, partiellement compensée par une baisse du taux de rémunération de 4,75 % réel avant impôts, égale à celle appliquée aux réseaux de transport.

- **La commercialisation aux enchères des capacités de stockages**

La CRE fixe les modalités de commercialisation des capacités de stockage. L'objectif premier poursuivi par la CRE dans le contexte de la réforme du stockage a été de maximiser les souscriptions de capacités, afin d'améliorer le remplissage des stockages et ainsi d'améliorer la sécurité d'approvisionnement. A cet effet, la CRE a fixé un prix de réserve nul pour l'ensemble des capacités commercialisées. Dans un second temps, l'objectif de maximisation du revenu issu des enchères est recherché.

La CRE a fixé des modalités de participations transparentes et simples, sur le principe d'enchères à *fixing*, c'est-à-dire que tous les acteurs transmettent simultanément leurs courbes de demande/prix aux opérateurs, sans tours d'enchères successifs. L'attribution est faite avec un prix d'adjudication identique pour tous les acheteurs (*pay as cleared*), au prix qui maximise la quantité vendue.

La campagne de commercialisation des produits de stockages souterrains de gaz naturel s'est tenue dans un contexte de prix élevé et de différentiel de prix été – hiver nettement plus faible que lors des campagnes précédentes. Pour un fournisseur, la participation ou non aux enchères est déterminée pour bonne partie par l'espérance de gain issue de la comparaison des prix de marchés entre les prix plus bas de l'été à venir (période d'injection) et les prix

plus élevés de l'hiver suivant (période de soutirage pour fournir les clients) au regard du coût d'immobilisation du gaz naturel pendant 6 mois. Malgré ce contexte peu favorable, le système d'enchères à prix de réserve nul instauré par la CRE à l'occasion de l'entrée des stockages français dans la régulation a permis de vendre la quasi-totalité des capacités de stockages (95,4 % des capacités de stockage 2022 -2023 ont trouvé un acquéreur).

- **La compensation stockage**

La CRE fixe, à l'issue de la campagne d'enchères et avant le 1^{er} avril de chaque année, le montant de la compensation, pour chacun des trois opérateurs de stockage, correspondant à la différence entre le revenu autorisé des opérateurs pour l'année considérée et les prévisions de recettes liées à la commercialisation des capacités de stockage directement perçues par les opérateurs.

Le montant de cette compensation est recouvré auprès des expéditeurs présents sur les réseaux de transport de GRTgaz et de Teréga, en leur appliquant un terme tarifaire stockage fonction de la modulation hivernale de leurs clients raccordés aux réseaux de transport et de distribution publique de gaz. Dans le cas où les recettes d'enchères sont supérieures au revenu autorisé des opérateurs de stockage, le terme tarifaire stockage est négatif et se traduit par un reversement aux expéditeurs.

La délibération du 23 janvier 2020⁹⁸ relative au tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel (la délibération dite ATRT7) prévoit que la modulation de chaque expéditeur correspond à la somme des modulations de chacun de ses clients soumis au paiement de la compensation stockage.

Le terme tarifaire stockage est calculé comme le rapport entre le montant prévisionnel de la compensation à la maille France et la valeur prévisionnelle de l'assiette de perception de cette compensation. La valeur de l'assiette de compensation correspond à la somme, à la maille France, des modulations des expéditeurs.

A l'issue des enchères des capacités de stockage 2022-23, la CRE a fixé le terme tarifaire stockage à 261,08 €/MWh/j/an à partir du 1^{er} avril 2022.

3.1.4 Les aspects transfrontaliers

3.1.4.1 Les règles d'allocation de la capacité de transport

Pour permettre l'harmonisation requise par les lignes directrices et codes de réseaux européens, la CRE et les transporteurs français ont engagé dès 2012 des discussions sur l'adaptation du cadre de régulation français.

Pour chaque point d'interconnexion transfrontalier, une coopération forte s'est mise en place avec les GRT et régulateurs adjacents pour permettre une mise en œuvre progressive et cohérente des nouvelles règles qui viennent compléter les dispositions du Règlement (CE) n° 715/2009 en ce qui concerne l'accès aux infrastructures transfrontalières.

Ces efforts ont permis d'introduire les mécanismes prévus par l'annexe 1 au Règlement (CE) n° 715/2009 sur les procédures de gestion de la congestion à la date de mise en œuvre obligatoire, c'est-à-dire au 1^{er} octobre 2013. De même, les dispositions du code de réseau sur les mécanismes d'allocation de capacités (CAM) établi par le règlement (UE) n° 984/2013 de la Commission ont été mises en œuvre progressivement à partir d'avril 2013, et sont totalement appliquées depuis le 1^{er} novembre 2015.

Les GRT français se conforment à la nouvelle version du code CAM, publiée le 16 mars 2017 (règlement UE n° 459/2017).

En plus des mesures déjà appliquées depuis l'entrée en vigueur de la première version du code, GRTgaz et Teréga ont notamment élaboré un service dit « de conversion » pour permettre de grouper des capacités souscrites séparément de part et d'autre d'une interconnexion.

Les GRT français appliquent également les nouvelles dispositions relatives aux capacités supplémentaires et ont conduit au second trimestre 2017 une évaluation de la demande du marché pour déterminer si de nouvelles capacités devraient être développées aux interconnexions.

Souhaitant appliquer des règles cohérentes aux différents points d'interconnexion français, la CRE a aussi pris la décision d'appliquer certaines règles du code CAM à l'interconnexion de Dunkerque bien que son application ne soit pas obligatoire aux points d'interconnexion avec les pays n'appartenant pas à l'Union européenne. Le mode de commercialisation proposé par GRTgaz a été approuvé par la CRE dans ses délibérations du 27 juillet 2017, puis du 8 mars 2018. Pour faire suite aux demandes de plusieurs expéditeurs, la CRE a de nouveau fait évoluer les règles de commercialisation des capacités au PIR Dunkerque dans sa délibération du 23 avril 2020, achevant ainsi le processus d'harmonisation des pratiques avec les autres PIR français et européens. Ainsi, à compter du 1^{er} octobre 2020, les capacités du PIR Dunkerque sont commercialisées sur la plateforme européenne PRISMA, selon le calendrier et le système de vente par enchères propres au code CAM.

La CRE a également approuvé les règles de commercialisation des capacités d'entrée au point d'interconnexion d'Oltingue en juillet 2017, ainsi que la mise en place du mécanisme de surréservation et de rachat pour le point d'interconnexion virtuel Pirineos en septembre 2017.

⁹⁸ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga

Par ailleurs, les deux interconnexions reliant la France et la Belgique (Alveringem et Taisnières H/Blarégny) ont été regroupées en un point d'interconnexion virtuel par GRTgaz et Fluxys (appelé Virtualys) en décembre 2017.

3.1.4.1.1 Le renforcement des capacités transfrontalières

Avant toute augmentation de capacité aux frontières, la CRE a eu recours aux procédures d'appels au marché (« open seasons »). Le projet d'amendement au code de réseau sur les allocations de capacité (CAM) portant sur la capacité incrémentale reprend ce principe d'un test économique pour valider un investissement au regard du niveau de demande.

S'agissant des projets d'infrastructures pouvant contribuer à la sécurité d'approvisionnement en Europe, et pour lesquels la demande de marché est trop faible pour justifier l'investissement, la CRE estime qu'une analyse coûts-bénéfices doit être systématiquement menée pour éclairer la décision. En outre, si des projets d'infrastructures transfrontalières devaient être développés pour des raisons de sécurité d'approvisionnement à l'échelle de l'Europe, la CRE considère qu'un partage des coûts entre pays bénéficiaires du projet devrait être effectué.

Les nombreux investissements réalisés en France et au niveau des interconnexions permettent aujourd'hui au système gazier français de disposer d'une grande capacité de résilience aux différentes crises d'approvisionnement envisageables.

Le 1^{er} juin 2018, ont été mises en service les 100 GWh/j de capacités physiques en entrée depuis la Suisse, dont la création avait été validée par la CRE en décembre 2014 afin d'ouvrir un accès aux sources d'approvisionnement en gaz passant par l'Italie et la Suisse (et provenant par exemple de Libye, d'Algérie ou d'Azerbaïdjan, via le futur gazoduc Trans Anatolian Pipeline), pour un coût d'investissement estimé à 17 M€.

Teréga et Enagás, le GRT espagnol, ont soumis le 23 juillet 2018 une demande d'investissement et de partage des coûts du projet STEP aux autorités de régulation française et espagnole (CNMC), en application du règlement (UE) n° 347/2013. Ce projet d'interconnexion gazière entre la France et l'Espagne vise à la création de capacités d'échange additionnelles entre ces deux pays à hauteur de 180 GWh/j de la France vers l'Espagne et 230 GWh/j de l'Espagne vers la France. Les coûts du projet s'élèvent, selon les deux gestionnaires de réseaux, à 442 M€, dont 290 M€ sur le réseau de Teréga. Les capacités créées seraient interruptibles.

Le 17 janvier 2019, la CRE et la CNMC ont conjointement rejeté la demande d'investissement présentée par Teréga et Enagás, considérant que le projet STEP ne répond pas aux besoins du marché et 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. Le 20 juin 2019, l'ACER a confirmé le manque de maturité du projet STEP après une saisine du régulateur portugais ERSE. Le projet STEP ne figure par ailleurs pas sur la 4^{ème} liste des projets PIC publiée le 31 octobre 2019 par la Commission européenne.

Le code CAM prévoit (article 26) l'évaluation par les GRTs nationaux, en collaboration avec les GRT transfrontaliers, de la demande du marché concernant les capacités supplémentaires, et ce tous les 2 ans à partir de 2017. En 2019 et 2021, GRTgaz et Teréga ont mené des évaluations aux frontières avec la Belgique et avec l'Espagne respectivement et aucune demande de capacité additionnelle n'a été exprimée.

3.1.4.1.2 L'analyse de la cohérence du plan d'investissement du GRT français avec le plan européen de développement du réseau

Conformément à l'article L.431-6 du code de l'énergie, la CRE est tenue de vérifier la cohérence des plans décennaux des GRT avec le plan à 10 ans de l'ENTSOG. En 2021, la CRE a mené une consultation publique sur les plans décennaux de développement des deux GRT sur une période allant du 28 octobre au 30 novembre.

Malgré un décalage structurel entre les données retenues pour le PDD et le TYNDP (en raison de la durée d'élaboration de ce dernier), dans sa délibération du 27 janvier 2022⁹⁹, la CRE a considéré que les scénarios présentés dans les plans de développement décennaux 2020-2029 des opérateurs étaient cohérents avec les scénarios du TYNDP. En effet, même si chaque scénario du PDD ne correspond pas à un scénario particulier du TYNDP, ils restent dans l'ensemble cohérents en ce qui concerne le niveau de consommation de gaz en 2030. Les scénarios du PDD sont en revanche moins contrastés que du TYNDP.

3.1.5 La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs

3.1.5.1 La mise en œuvre des codes de réseau – l'évolution des règles d'équilibrage

Il n'y a pas eu d'évolution des règles d'équilibrage en 2021.

La CRE a fait évoluer pour la dernière fois les règles d'équilibrage dans la délibération du 12 décembre 2019, qui a renforcé la sécurisation financière du système d'équilibrage. Ainsi, des actions sont mises en place par les GRT en fonction de l'atteinte des seuils suivants :

- le premier seuil d'alerte, défini et paramétré à la discrétion du GRT, dans une procédure interne consultable par la CRE, déclenche un rappel à l'expéditeur des mesures ultérieures, par téléphone ou par mail ;

⁹⁹ Délibération de la CRE du 27 janvier 2022 relative à l'examen des plans décennaux de développement de GRTgaz et Teréga pour la période 2020-2029

- le deuxième seuil, fixé à 50%, entraîne une notification formelle de l'expéditeur du dépassement du seuil ;
- le troisième seuil, fixé à 90% d'entame de la garantie théorique, permet aux GRT de demander à l'expéditeur de payer une facture d'acompte sur le déséquilibre constaté, de manière anticipée, sous 2 jours ouvrables ;
- dès que le seuil 100% d'entame de la garantie théorique est dépassé, le GRT a la possibilité de suspendre totalement ou partiellement le contrat d'acheminement, sans mise en demeure préalable et avec effet immédiat.

La précédente évolution des règles d'équilibrage datait du 15 septembre 2016, décision de la CRE ayant introduit des évolutions marginales au système d'équilibrage français en gaz, notamment afin de permettre aux GRT d'améliorer leurs interventions sur le marché.

3.1.5.2 La mise en œuvre du code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires des réseaux de transport de gaz

Le code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires des réseaux de transport de gaz (dit 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 ATRT7 (accès des tiers au réseau de transport de gaz naturel), entré en vigueur le 1^{er} avril 2020. Elle a en particulier conduit, du 23 juillet au 4 octobre 2019¹⁰⁰, une consultation portant sur l'ensemble des sujets (niveau comme structure du tarif) relatifs au tarif ATRT7 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 2019¹⁰¹.

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 2020¹⁰².

La méthodologie retenue par la CRE détermine les tarifs aux points d'entrée et de sortie du réseau principal en s'appuyant sur la capacité et la distance comme inducteurs de coûts, sur la base de scénarios de flux économiquement pertinents.

3.2 La concurrence et le fonctionnement du marché du gaz

3.2.1 Le marché de gros

3.2.1.1 Etat des lieux

Le marché français du gaz repose, pour l'essentiel des approvisionnements, sur des contrats à long terme signés entre les fournisseurs historiques et les sociétés nationales des pays producteurs. Les six principaux pays producteurs depuis lesquels la France s'approvisionne en gaz naturel en 2021 sont la Norvège (31 %), la Russie (21 %), l'Algérie (9 %), les Etats-Unis (9 %), les Pays-Bas (7%) et le Nigeria (7 %) ¹⁰³. En ce qui concerne la part des fournisseurs alternatifs¹⁰⁴ dans les importations et les exportations de l'ensemble des fournisseurs sur les zones GRTgaz et Teréga, celle-ci a diminué de 5 % en 2021 par rapport à 2020 pour les importations et de 2 % pour les exportations.

Le tableau ci-dessous présente les importations et les exportations mesurées au cours de l'année 2021.

¹⁰⁰ 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

¹⁰¹ ACER, Analysis of the Consultation Document on the Gas Transmission Tariff Structure for France : https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Agency%20Report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20France.pdf

¹⁰² 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

¹⁰³ <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/bilan-energetique-de-la-france-en-2021-donnees-provisaires-0> ; Refinitiv

¹⁰⁴ Les fournisseurs alternatifs sont les fournisseurs autres que les fournisseurs historiques (ENGIE, Tégaz et les ELD).

Figure 43 Importations, exportations, et production de gaz (flux commerciaux) 2021

Quantités en TWh	Ensemble de fournisseurs	Fournisseurs alternatifs	
Flux de gaz			
Importations	550	313	57%
dont importations terrestres	386	196	51%
dont gaz naturel liquéfié	164	117	71%
Exportations	71	57	80%

Source : GRTgaz, Teréga - Analyse : CRE

En 2021, les trois principaux importateurs ont représenté 74% des volumes importés. Le nombre d'expéditeurs actifs sur les points d'interconnexions réseau (PIR) est passé de 53 en 2020 à 62 en 2021.

La majeure partie du négoce sur le marché de gros du gaz en France se matérialise par des échanges aux Points virtuels d'échanges de gaz (ou PEG), mis en place au début de l'année 2004¹⁰⁵. Il s'agit de points virtuels, rattachés à chaque zone d'équilibrage des réseaux de GRTgaz et Teréga, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.

Au 1^{er} janvier 2009, à la suite de la fusion des zones GRTgaz Nord-H, Est et Ouest, le nombre de PEG a été réduit à quatre (PEG Nord H, PEG Nord B, PEG Sud et PEG TIGF). En avril 2013, les zones Nord-H et Nord-B ont fusionné créant un PEG Nord unique. En avril 2015, les PEG Sud et TIGF ont été fusionnés, créant le TRS (*Trading Region South*).

Le 1^{er} novembre 2018, les deux zones françaises PEG Nord et TRS ont fusionné pour finalement créer une zone unique de marché la *Trading Region France* (TRF). Ce lancement représente ainsi l'achèvement de 15 ans de travaux renforçant l'attractivité et le bon fonctionnement de la zone et affichant un prix unique PEG.

3.2.1.2 Evolution des prix *day-ahead* sur le marché de gros du gaz

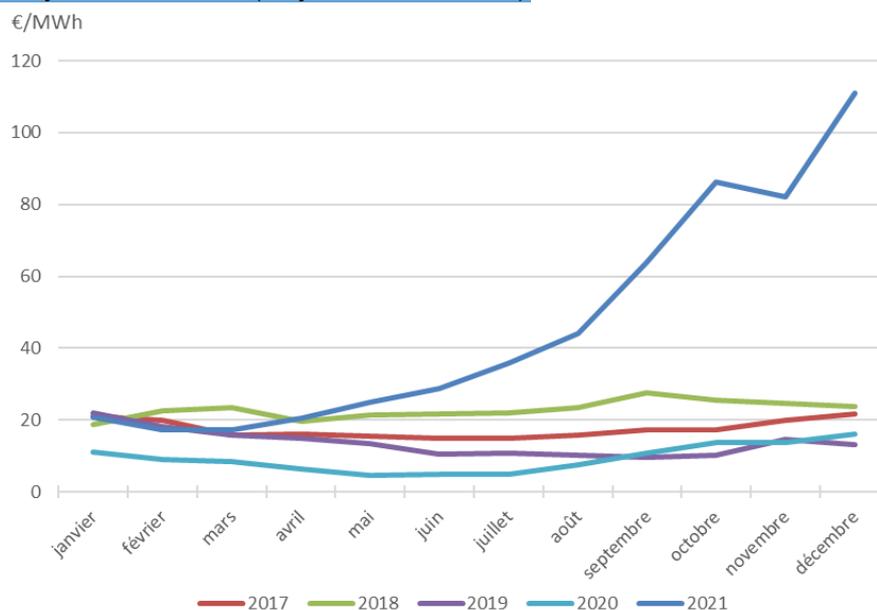
Le groupe EEX a absorbé au 1^{er} janvier 2020 les activités de Powernext, l'ancienne bourse du gaz en France. Les prix de gros du gaz en France sont disponibles publiquement sur le site web d'EEX. Chaque jour sont entre autres publiés pour le segment *spot* au PEG (à partir du 1^{er} novembre 2018) un indice *End of Day* et un indice *Daily Average Price*. Un indice de clôture est également publié pour chaque produit à terme listé par la bourse EEX. La méthodologie de calcul de ces indices est disponible publiquement.

L'année 2021 a été marquée par une crise mondiale des prix du gaz qui a été alimentée par une offre restreinte. Les prix de gros du gaz en Europe ont en effet observé une croissance quasi-continue à partir de mars pour atteindre des niveaux stratosphériques au quatrième trimestre.

De fait, sur 2021, le prix moyen du contrat PEG *day-ahead* (46,5 €/MWh) a été de l'ordre de cinq fois supérieur par rapport à celui de 2020 (9,3 €/MWh), et plus du double du niveau moyen historique de l'ordre de 20 €/MWh. Après avoir atteint son plus faible niveau historique fin mai 2020 (2,9 €/MWh), le contrat PEG *day-ahead* a atteint un pic historique le 21 décembre 2021 (183,5 €/MWh) dans un contexte extrêmement tendu en fin d'année.

L'écart de prix entre les contrats PEG et TTF *day-ahead* était en moyenne de -0,16 €/MWh en 2021. La décote du prix au PEG s'est en effet accentuée par rapport à 2020 (-0,10 €/MWh) et 2019 (0,06 €/MWh), mais reste très faible relativement au niveau des prix. Les mouvements de prix très importants sur les derniers mois de l'année ont cependant entraîné une variabilité plus importante des écarts de prix entre les points d'échanges en Europe. A titre d'exemple, la décote du PEG par rapport au TTF était de 12,1 €/MWh le 1^{er} octobre 2021.

¹⁰⁵ Des échanges de gaz peuvent également avoir lieu aux points frontières du réseau français

Figure 44 Prix du day-ahead au PEG * (moyennes mensuelles)

*PEG Nord avant le 1^{er} novembre 2018

Source : ICIS - Analyse : CRE

La consommation totale en France a atteint 474 TWh en 2021, soit une hausse de 7 % par rapport à 2020. La hausse de la consommation a été portée par une baisse moyenne des températures de 1,4 °C par rapport à 2020, année la plus chaude jamais enregistrée.

L'amélioration de la disponibilité du parc nucléaire sur l'été et la moindre rentabilité de cette production à cette période ont influé sur la baisse de la consommation de gaz pour la production thermique d'électricité en glissement annuel (39 TWh, soit -11 %).

En 2021, la consommation des clients industriels est restée stable par rapport à 2020, totalisant 132 TWh (-1 TWh). Sur le premier semestre de l'année, elle a été supérieure en glissement annuel à celle de 2020 où la production industrielle avait été impactée à la baisse par les mesures sanitaires. La consommation des clients industriels a en revanche été en moyenne inférieure à celle de 2020 sur la quasi-totalité des mois du second semestre 2021, conséquence des prix élevés du gaz sur la période se répercutant sur les coûts de production de ces industries.

Dans la poursuite de décembre 2020, l'année 2021 a débuté par des soutirages intensifs des stockages européens. L'Asie du Nord-Est a en effet été frappée par une vague de froid d'une ampleur exceptionnelle sur cette période et a par conséquent proposé des prix d'achat du GNL nettement supérieurs à l'Europe, qui a dû recourir à ses stockages de manière intensive pour faire face à la forte baisse d'approvisionnement en GNL.

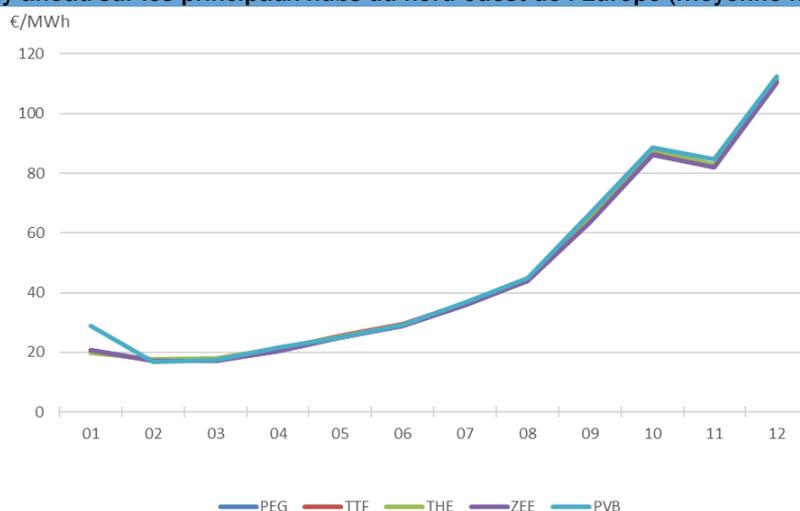
Le remplissage des stockages amorcé en mars a été freiné par des soutirages sur les mois d'avril et mai, en réponse à des températures en dessous des normes saisonnières. Les injections de l'été ont permis d'atteindre un niveau de remplissage des stockages français de 94,5 % au 1^{er} novembre, date à laquelle la réglementation nationale exige un niveau de remplissage minimal de 85 %^{106,107}. En revanche, contrairement à la France, plusieurs pays européens ne possédaient pas de législation imposant un niveau minimal de stockage avant l'hiver. Le niveau agrégé des stockages européens a montré un déficit au début de l'hiver 2021-2022, notamment dû à l'absence d'injections de Gazprom dans ses stockages sur le continent, principalement détenus en Allemagne, en Autriche et aux Pays-Bas, durant le printemps et l'été 2021.

Concernant les écarts de prix entre les contrats PEG et TTF day-ahead, ceux-ci ont enregistré en moyenne -0,16 €/MWh en 2021. La décote du prix au PEG s'est en effet accentuée par rapport à 2020 (-0,10 €/MWh) et 2019 (0,06 €/MWh), mais reste très faible relativement au niveau des prix. Les mouvements de prix très importants sur les derniers mois de l'année ont cependant entraîné une variabilité plus importante des écarts de prix entre les points d'échanges en Europe.

On relèvera également que l'afflux de GNL vers l'Asie en janvier a significativement impacté les prix espagnols, très sensibles à l'offre de GNL, que les prix des autres points d'échanges européens. L'écart de prix entre le PVB et le PEG en janvier s'élevait ainsi en moyenne à 8,1 €/MWh.

¹⁰⁶ Code de l'énergie, Article L421-7 : https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000036436013/

¹⁰⁷ Arrêté du 9 mai 2018 précisant certaines dispositions relatives au stockage souterrain de gaz naturel, Article 2 : <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000036936721>

Figure 45 Prix du day-ahead sur les principaux hubs du nord-ouest de l'Europe (moyenne mensuelle)

*NCG jusqu'à la fusion des points d'échanges allemands le 1^{er} octobre 2021, puis THE à partir de cette date

Source : ICIS - Analyse : CRE

3.2.1.3 Les marchés intermédiés

Le négoce entre les différents acteurs du marché de gros du gaz en France peut se faire de gré à gré (OTC) ou au sein de marchés organisés. Les échanges de gré à gré peuvent se faire de manière strictement bilatérale ou par l'intermédiation de courtiers.

Le marché organisé du gaz en France a été créé en novembre 2008 avec le lancement des plateformes Powernext Gas Spot et Powernext Gas Futures. En 2021, le nombre d'acteurs actifs¹⁰⁸ sur les plateformes d'EEX était de 82 pour le segment *spot* et de 54 pour le segment *futures* (contre 71 et 48, respectivement, en 2020). La CRE collecte également des informations transactionnelles auprès des principaux courtiers actifs sur les marchés français du gaz. En 2021, 71 acteurs ont effectué des échanges par l'intermédiaire des courtiers (contre 63 en 2020).

Comme les prix *spot*, les prix à terme du gaz ont également observé une hausse spectaculaire en 2021 par rapport à l'année précédente. Le prix moyen du contrat calendaire livré sur l'année suivante est passé de 14,4 €/MWh à 33,7 €/MWh, soit une hausse de 152 %. Les contrats à échéances plus lointaines ont également observé des hausses significatives, de 59,0 % pour le Y+2 et 28,9 % pour le Y+3.

La structure des prix en *backwardation* qui avait débuté en décembre 2020 s'est poursuivie en 2021. Pour ce type de structure de prix, les niveaux de prix des contrats à échéances plus courtes sont supérieurs par rapport à ceux à échéance plus lointaine. L'écart entre les prix des contrats s'est exacerbé sur l'année au fur et à mesure de l'aggravation de la crise, ce qui a eu pour effet de notamment soutenir les prix des contrats à échéance plus courte. Ainsi entre le premier et le second semestre de 2021, l'écart moyen entre les contrats Y+1 et Y+2 a été multiplié par plus de dix et celui entre les contrats Y+2 et Y+3 par plus de seize.

Figure 46 Volumes échangés sur les marchés intermédiés

Négoce				Variation annuelle 2020/2021	
	2019	2020	2021	En pourcentage	En Valeur
Volumes échangés sur le marché intermédié français					
Marché spot (TWh)	173	193	207	7%	14
Intraday	33	35	39	11%	3,8
Day Ahead	88	91	107	18%	16,5
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	137	161	194	20%	32,8
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	37	32	13	-58%	-18,5
Marché à terme (TWh)	564	470	417	-11%	-53
M+1	112	106	95	-11%	-11,2
Q+1	40	36	36	0%	0,1
S+1	124	67	66	-2%	-1,1
Y+1	25	25	2	-91%	-22,4
Bourse (toutes échéances)	17	21	21	-1%	-0,2
Brokers (toutes échéances)	547	449	396	-12%	-52,9

Source : EEX, courtiers - Analyse : CRE

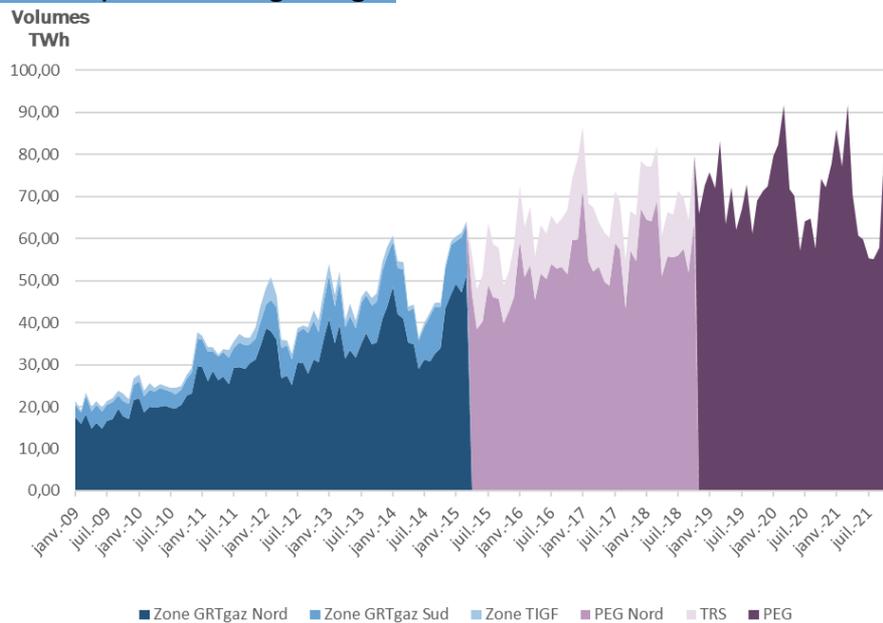
¹⁰⁸ Effectuant au moins une transaction sur la période

3.2.1.4 Les livraisons aux points d'échange de gaz

Les livraisons aux points d'échange de gaz représentent la matérialisation des échanges de gaz sur le marché de gros en France. Elles résultent des transactions physiques sur le marché organisé et de gré à gré (courtiers ou bilatéral).

Le graphique ci-dessous détaille l'évolution des livraisons aux points d'échange de gaz depuis le 1^{er} janvier 2009. Après une baisse annuelle de 2,4 % en 2020, les livraisons au PEG ont augmenté de 1,1 % en 2021 pour atteindre 853 TWh.

Figure 47 Livraisons aux points d'échanges de gaz



Source : GRTGaz, Teréga - Analyse : CRE

3.2.1.5 Niveau de concentration du marché français

Les deux graphiques suivants présentent le niveau de concentration (Indice HHI) des marchés intermédiés français pour les segments *spot* et à terme et par PEG.

Le PEG affiche des niveaux de concentration caractéristiques d'un marché où la concurrence est bien développée. Cette faible concentration traduit une liquidité importante au PEG, laquelle s'explique en partie par la taille relativement importante de cette place de marché et par les nombreux points d'interconnexion et d'approvisionnement de la zone.

Avec les années et la fusion des zones pour former le PEG unique, la concentration des marchés sur les segments *spot* et à terme montre une tendance baissière ce qui est gage de l'amélioration de la compétitivité du marché français.

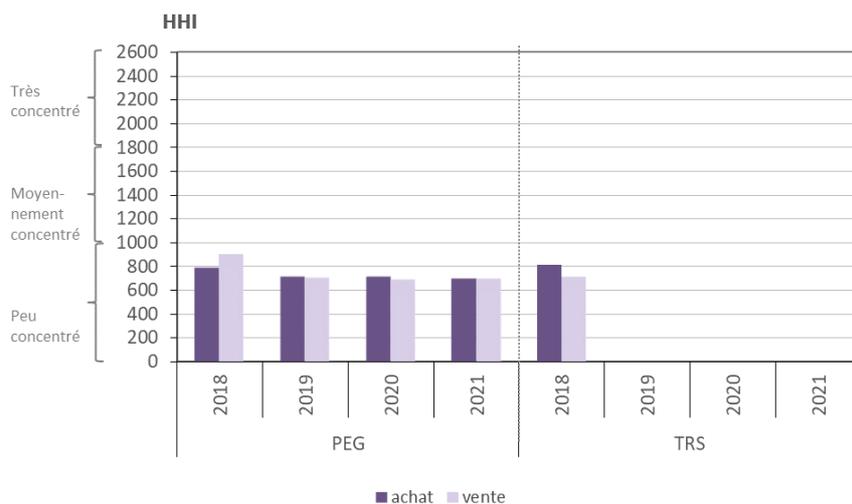
Figure 48 Niveau de concentration des marchés intermédiés français (Segment spot)



*PEG Nord avant le 1^{er} novembre 2018

Source : EEX, courtiers - Analyse CRE

Figure 49 Niveau de concentration des marchés intermédies français (Segment à terme)



*PEG Nord avant le 1^{er} novembre 2018

Source : EEX, courtiers - Analyse CRE

3.2.2 Le marché de détail de gaz naturel

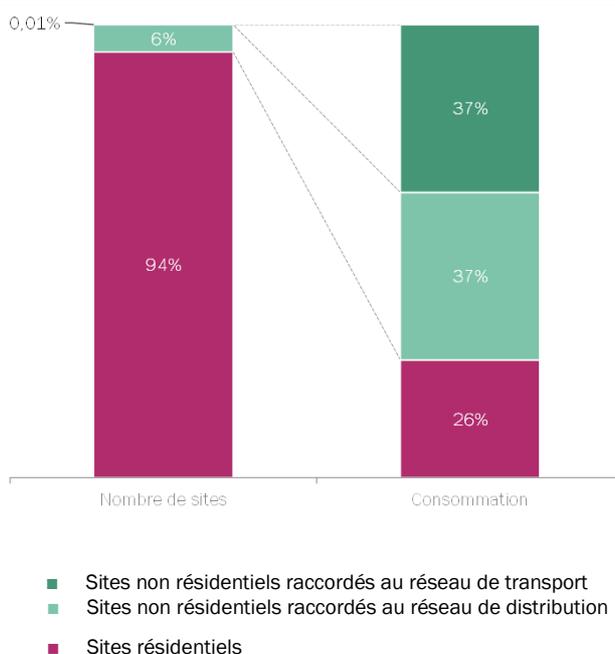
3.2.2.1 Etat des lieux

3.2.2.1.1 Les consommateurs

Depuis le 1^{er} juillet 2007, tous les consommateurs, y compris les clients résidentiels peuvent choisir librement leur fournisseur de gaz naturel.

Au 31 décembre 2021, l'ensemble du marché représentait 11,4 millions de sites et une consommation annuelle de gaz naturel d'environ 461Wh¹⁰⁹.

Figure 50 Typologie des sites en gaz naturel, au 31 décembre 2021



Source : données 2021, GRT, GRD – Analyse : CRE

Deux types d'offres existent sur le marché de détail :

¹⁰⁹ Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité aux clients raccordés aux principaux réseaux de distribution et de transport qui représentent 458 TWh de consommation annualisée.

- les tarifs réglementés de vente, proposés uniquement par des fournisseurs historiques, dont les évolutions sont fixées par les pouvoirs publics, après avis de la CRE ;
- les offres de marché, proposées par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs, dont les prix sont fixés librement par les fournisseurs.

Les tarifs réglementés de vente de gaz naturel ont été supprimés entre 2014 et 2016 pour les consommateurs professionnels dont la consommation annualisée de référence (CAR) est supérieure à 30 MWh par an.

La loi n° 2019-1147 relative à l'énergie et au climat (LEC), promulguée le 8 novembre 2019, met fin aux tarifs réglementés de vente (TRV) de gaz naturel, pour toutes les catégories de consommateurs, en plusieurs étapes :

- les clients professionnels dont la consommation annuelle ne peuvent plus bénéficier des TRV depuis le 1^{er} décembre 2020 ;
- les clients résidentiels ainsi que les syndicats de copropriétés et les propriétaires uniques d'immeuble à usage unique d'habitation dont la consommation annuelle est inférieure à 150 MWh devront, eux, opter pour une offre de marché d'ici le 1^{er} juillet 2023.

Les TRV de gaz ne sont plus commercialisés depuis le 8 décembre 2019. Néanmoins, pour les contrats en cours d'exécution à la date de publication de la LEC et jusqu'aux échéances mentionnées ci-dessus, les dispositions du code de l'énergie relatives au mode de construction et aux missions de la CRE abrogées par la LEC restent applicables dans leur rédaction antérieure à cette loi.

Les tarifs réglementés de vente en distribution publique d'Engie sont encadrés par les articles L. 445-1 à L. 445-4 et R. 445-1 à R. 445-7 du code de l'énergie.

Figure 51 Répartition en nombre de sites des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2021

	Nombre de sites
Sites résidentiels	10 719 000
Sites non résidentiels	659 000

Source : Données 2021, GRD, GRT, Analyses CRE

Figure 52 Répartition en volume des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2021

	Consommation annualisée (TWh)
Sites résidentiels	118
Sites non résidentiels	340

Source : Données 2021, GRD, GRT, Analyses CRE

Après un ralentissement en 2020 dû à la crise sanitaire, la progression de l'ouverture à la concurrence reprend en 2021 sur le marché du gaz naturel. Contrairement à l'électricité et malgré le gel des tarifs réglementés de vente du gaz à compter du 1^{er} novembre 2021, il n'y a pas eu de ralentissement du développement des offres de marché. Les fournisseurs historiques connaissent une forte croissance de leurs offres de marché et les fournisseurs alternatifs continuent leur développement.

Au 31 décembre 2021, les fournisseurs alternatifs disposaient d'un portefeuille de 4 318 000 clients résidentiels (contre 4 009 000 en 2020, soit +7,7%) sur un total de 10,7 millions (40% des sites contre 37% au 31 décembre 2020). Les fournisseurs historiques se partagent le reste du marché (60%).

Au 31 décembre 2021, 7 870 000 sites résidentiels étaient en offre de marché (dont 55 % chez un fournisseur alternatif), soit une augmentation de 544 000 sites sur l'année 2021 contre une hausse de 423 000 sites sur l'année 2020 correspondant à 45 000 sites supplémentaires en moyenne par mois en offre de marché en 2021 (contre 35 000 en 2020 et 43 000 en 2019). Le poids des tarifs réglementés est en baisse continue avec 27% des sites et 27% de la consommation contre 32% en nombre de site et en volume en 2020.

En ce qui concerne les sites non résidentiels, au 1^{er} décembre 2020, les tarifs réglementés de vente de gaz naturel ont été supprimés pour les consommateurs non domestiques. La quasi-totalité des sites concernés ont été basculés automatiquement dans une offre de marché de leur fournisseur historique (offre dite « de bascule »), conformément à la loi n° 2019-1147, mais représentait un nombre faible de clients. Il est à noter que, les copropriétés et les propriétaires uniques d'immeuble à usage principal d'habitation sont considérés dans les analyses de la CRE comme des sites non résidentiels mais ne sont pas concernés par l'échéance de suppression des TRVG au 1^{er} décembre 2020. La catégorie des « sites non résidentiels au TRV » qui apparaît dans plusieurs graphiques de cette section correspond ainsi aux cas de ces consommateurs pour ceux bénéficiant encore des TRV. Ils sont environ 13 000 sites au 31 décembre 2021 représentant une volumétrie très faible (0,3 TWh) au regard du segment professionnel dans sa globalité. Au 31 décembre 2021, on compte 392 000 clients non résidentiels chez les

fournisseurs alternatifs sur un total de 659 000 (387 000 en 2020 sur un total de 659000). Les fournisseurs alternatifs se sont beaucoup développés en 2020 avec la fin des TRV, avec 85 000 sites supplémentaires au cours de l'année 2020. Au cours de l'années 2021, les fournisseurs alternatifs ont gagné 5 000 clients supplémentaires contre une perte de 6 000 clients chez les fournisseurs historiques.

3.2.2.1.2 Les parts de marché – analyse en termes de nombre de sites

Au 31 décembre 2021, la part de marché des fournisseurs alternatifs, rapportée au nombre total de sites, était de 40,9 % (soit 61.3 % volume de consommation total¹¹⁰), contre 38,2 % au 31 décembre 2020. Ce chiffre masque une disparité sur les différents segments. Ainsi, la pénétration des fournisseurs alternatifs était beaucoup plus importante sur le segment des sites non résidentiels (71,1 % et 68,0 % de la consommation annuelle respectivement pour les sites raccordés au réseau de transport et de distribution) que sur le segment des sites résidentiels (37,7 % de la consommation annuelle).

Figure 53 Parts de marché, en nombre de sites, des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2021

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
61%	27%	46%	60%

Source : Données 2021, GRD, GRT, Analyses CRE

Figure 54 Parts de marché, en nombre de sites, des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2021

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
35%	34%	36%	35%

Source : Données 2021, GRD, GRT, Analyses CRE

3.2.2.1.3 Les parts de marché – analyse en termes de volume de consommation

Figure 55 Parts de marché, en volume, des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2021

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
39%	29%	32%	62%

Source : Données 2021, GRD, GRT, Analyses CRE

Figure 56 Parts de marché, en volume, des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2021

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
30%	30%	28%	33%

Source : Données 2021, GRD, GRT, Analyses CRE

3.2.2.1.4 La concentration du marché

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)¹¹¹ en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail. Cet indice mesure la concentration du marché sur chaque segment de clientèle.

¹¹⁰ Les données prennent en compte la consommation des CCG

¹¹¹ 24 L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 2 000.

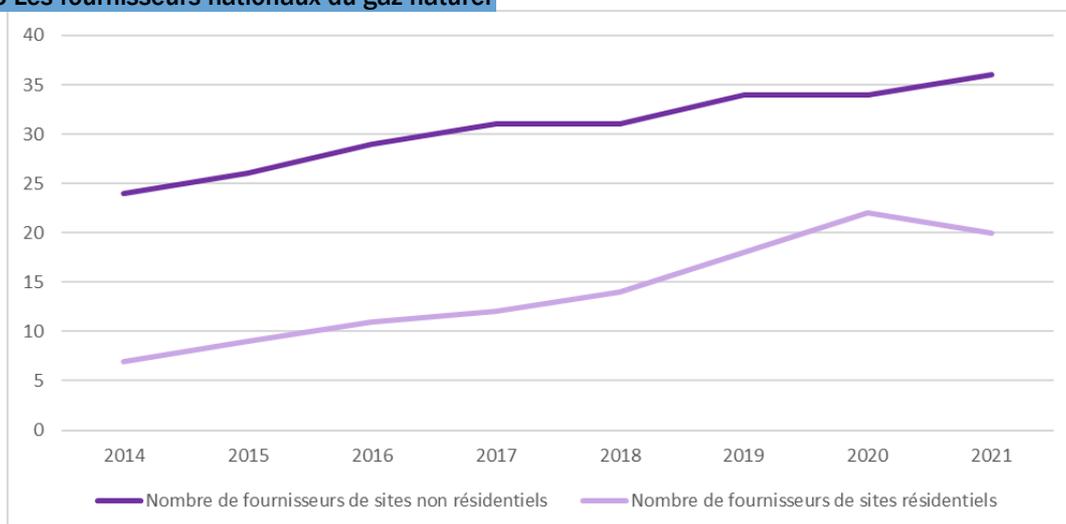
Figure 57 Indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail

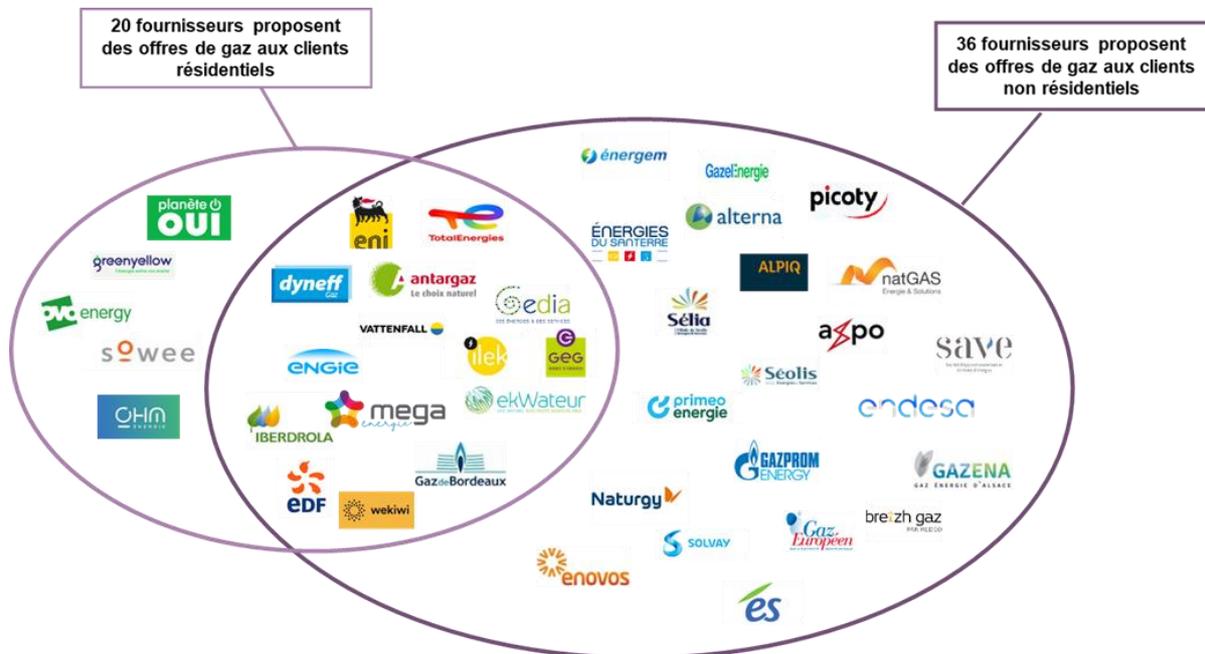


3.2.2.1.5 Les fournisseurs

Au 31 décembre 2021, 41 fournisseurs nationaux possédaient au moins un client en portefeuille sur le marché de détail du gaz naturel (contre 40 en 2020). Parmi ces fournisseurs, 20 fournisseurs proposaient des offres aux clients résidentiels et 36 aux clients non résidentiels. Sur les zones de desserte des ELD, les fournisseurs alternatifs sont peu présents, en particulier sur le segment des clients résidentiels. Dans la situation actuelle du marché français, les fournisseurs alternatifs se concentrent en effet sur le territoire de GRDF.

Figure 58 Les fournisseurs nationaux du gaz naturel





Source : énergie-info.fr, Analyses CRE

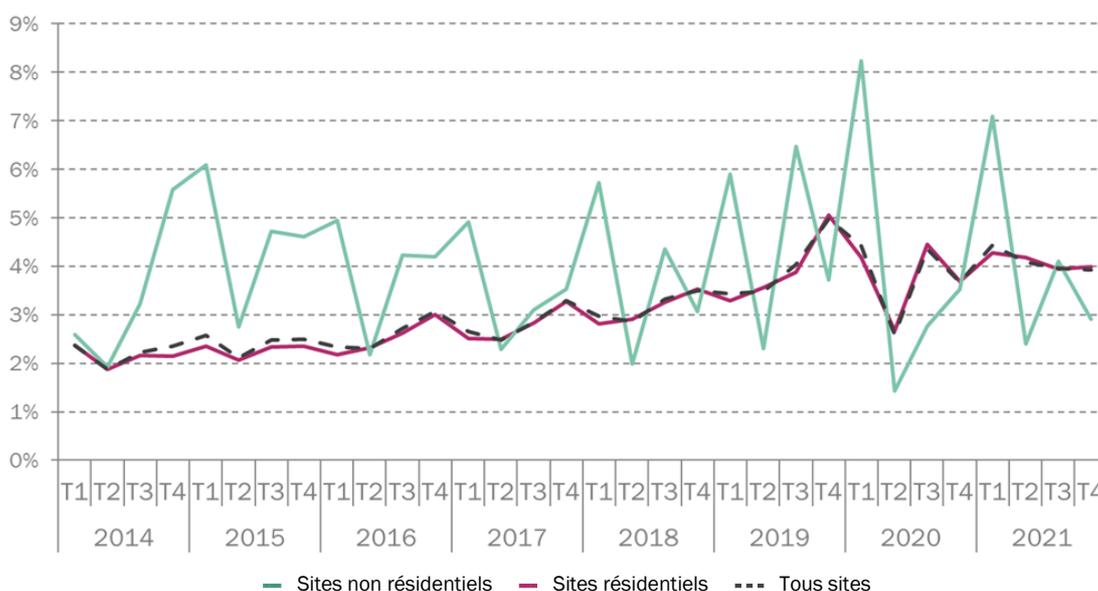
3.2.2.1.6 Analyse des taux de changement de fournisseurs

Il est à noter que le taux de switch ne tient pas compte des contrats renégociés sans qu'il y ait changement de fournisseurs.

Sur le segment non résidentiel, le taux de switch annuel est en hausse en 2021 comparé à 2020 marqué par la crise sanitaire. Le taux de switch annuel s'est élevé à 16,5% en 2021 contre 15,9 % en 2020. De même qu'en électricité, l'année 2020 est marquée par la crise sanitaire qui a conduit à une forte baisse du taux de switch au deuxième trimestre.

Sur le segment résidentiel, le taux de switch annuel a augmenté en 2021 comparé à celui de 2020. Le taux de switch est égal à 16,4 % en 2021 contre 15,0 % en 2020. De même qu'en électricité, l'année 2020 est marquée par la crise sanitaire qui a conduit à une forte baisse du taux de switch au premier semestre. Bien qu'ayant augmenté depuis, il s'est stabilisé autour de valeurs inférieures à celles observées fin 2019.

Figure 59 Taux de switch trimestriel de 2008 à 2021



Source : Données 2021, Analyses CRE

3.2.2.2.1 Composantes de la facture de clients type aux tarifs réglementés de vente de gaz tels que proposés au 31 décembre 2020

3.2.2.2 Les prix et les offres

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture des clients aux tarifs réglementés de vente de gaz au 31 décembre 2021 :

Figure 60.1 Décomposition de la facture TTC aux tarifs réglementés de vente d'Engie au 31 décembre 2021 en l'absence de bouclier tarifaire (mis en place en octobre 2021)

En €/MWh	Client D2	Client I1
Part fourniture	90.4	88.3
Part transport	5.3	5.0
Part distribution	18.2	13.3
Part stockage	2.7	2.7
Facture hors taxes aux tarifs réglementés	116.6	109.3
Prélèvements réglementaires sur les frais de réseaux (CTA)	2,4	1,2
TICGN	8,4	8,4
TVA	23,1	22,6
Facture TTC aux tarifs réglementés	150,5	141,5

Source : Données 2021, Analyses CRE

Figure 61.2 Décomposition de la facture TTC aux tarifs réglementés de vente d'Engie au 31 décembre 2021 - tarifs effectivement appliqués à la suite de la mise en place du gel tarifaire d'octobre,)

En €/MWh	Client D2	Client I1
Part fourniture	52.8	50.6
Part transport	5.3	5.0
Part distribution	18.2	13.3
Part stockage	2.7	2.7
Facture hors taxes aux tarifs réglementés	79.0	71.6
Prélèvements réglementaires sur les frais de réseaux (CTA)	2,4	1,2
TICGN	8,4	8,4
TVA	15.6	15.1
Facture TTC aux tarifs réglementés	105.4	96.3

Source : Données 2021, Analyses CRE

Concernant les grands clients industriels, la CRE disposait auparavant des données concernant les sites aux tarifs réglementés de vente d'Engie. À la suite de la suppression des TRV pour les clients raccordés au réseau de transport en juin 2014, le tarif STS applicable aux sites industriels a disparu et la CRE ne dispose plus de données de coûts sur ce type de clients.

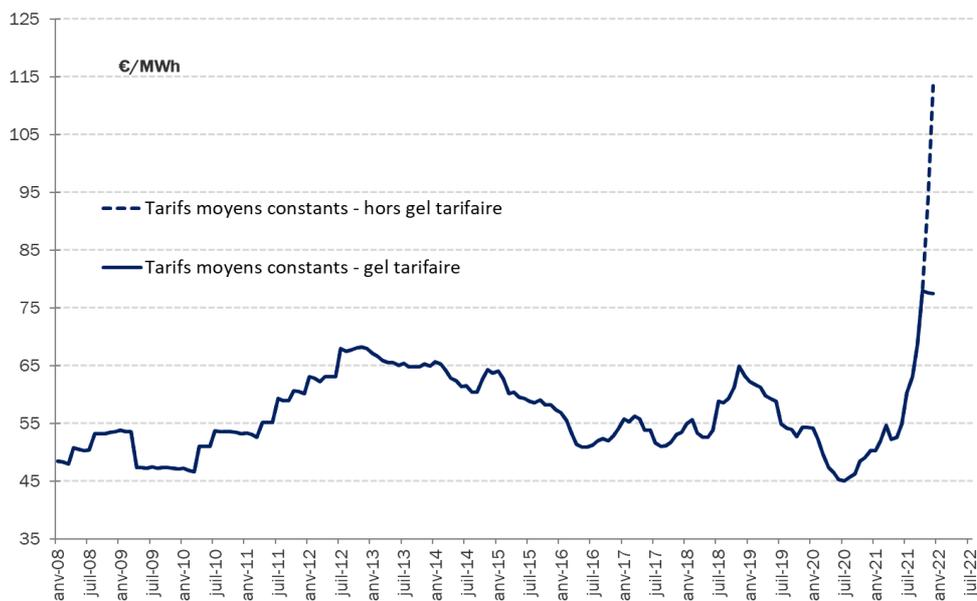
Remarques sur les hypothèses de calcul :

- toutes les données s'entendent en €/MWh
- la TVA s'applique à hauteur de 20% sur la part variable et sur la TICGN et de 5,5% sur la part fixe et la CTA.
- les clients types présentent les caractéristiques suivantes :
 - o client domestique D2 = ménage ayant une consommation annuelle de 14,3 MWh (tarif B1, avec niveau de prix 2), correspondant à un client moyen B1 au TRV Engie.
 - o Client industriel I1 = industriel ayant une consommation annuelle de 100 MWh. Un tel client ne peut bénéficier du tarif réglementé de vente. Cependant, il est supposé ici que la structure des tarifs B2I d'Engie s'applique à ce consommateur.

En dehors de la période de gel tarifaire, les TRV d'Engie varient tous les mois pour répercuter les évolutions du coût d'approvisionnement d'Engie estimées par la formule tarifaire inscrite dans l'arrêté en vigueur. Le gouvernement publie chaque année, fin juin, un nouvel arrêté, après avis de la CRE, sur la base du rapport d'audit qu'elle remet en mai.

Les évolutions du barème des TRV de gaz naturel hors taxes d'Engie représentent une hausse cumulée du tarif moyen de +64,9 €/MWh en euro constants janvier 2008 et décembre 2021 (en l'absence de mise en place du bouclier tarifaire). Le gel tarifaire a limité cette hausse à 29,0€/MWh.

Figure 62 Evolution du tarif réglementé de vente de gaz naturel d'Engie, hors taxes et CTA, en € constants 2021 par mégawattheure



Source : CRE

3.2.2.2.2 Les offres de marché

Deux offres existent sur le marché :

- les tarifs réglementés de vente. Depuis le 8 décembre 2019, les consommateurs ne peuvent plus souscrire de nouveaux contrats aux tarifs réglementés.
- Les offres de marché. Ces offres peuvent être à prix fixe ou à prix variable.
 - Les offres à prix variable peuvent être indexées sur les tarifs réglementés de vente ou sur différents produits (prix spot, produits pétroliers ou gaziers...) ou évoluer selon une formule propre au fournisseur.
 - Les offres à prix fixe regroupent une diversité de modalités contractuelles. En effet, si pour certaines, seule la composante énergie du prix, hors taxes, est inchangée pendant la durée contractuelle, d'autres offres rendent constants les prix du kWh et de l'abonnement hors taxes pendant la durée contractuelle.

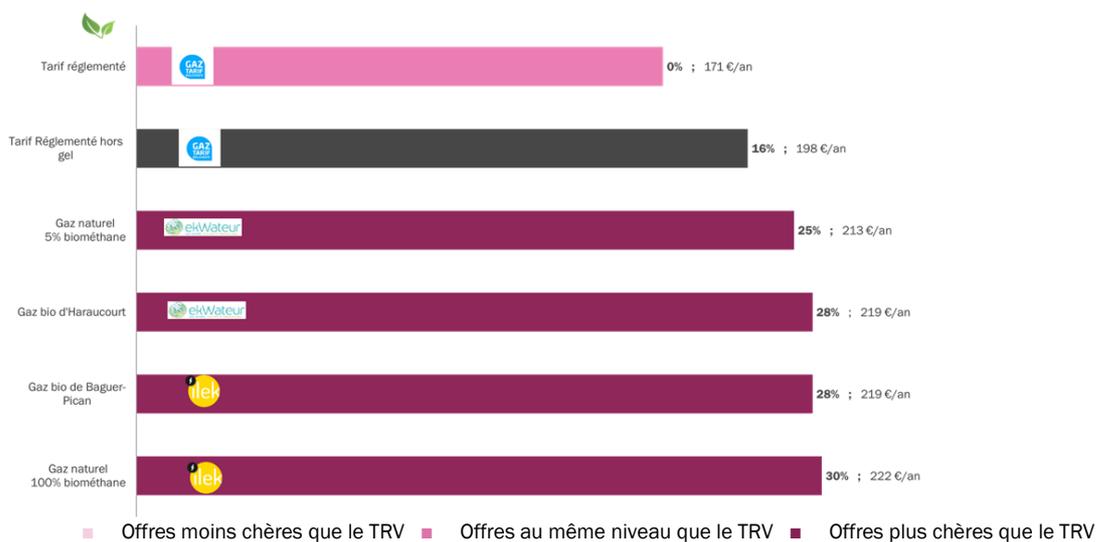
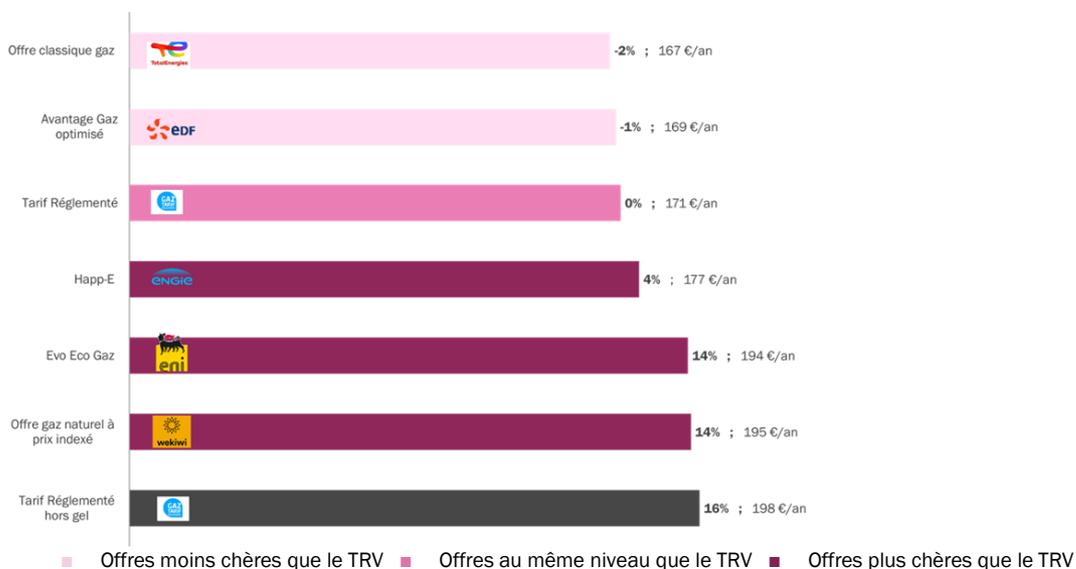
Les graphiques suivants présentent les différentes offres proposées par les fournisseurs de gaz naturel au 31 décembre 2021 pour deux types de clients situés à Paris :

- un client-type « Cuisine » avec une consommation de 610 kWh/an ;
- un client-type « Chauffage » avec une consommation de 14 000 kWh/an.

Les factures sont présentées TTC et hors promotion éventuelle.

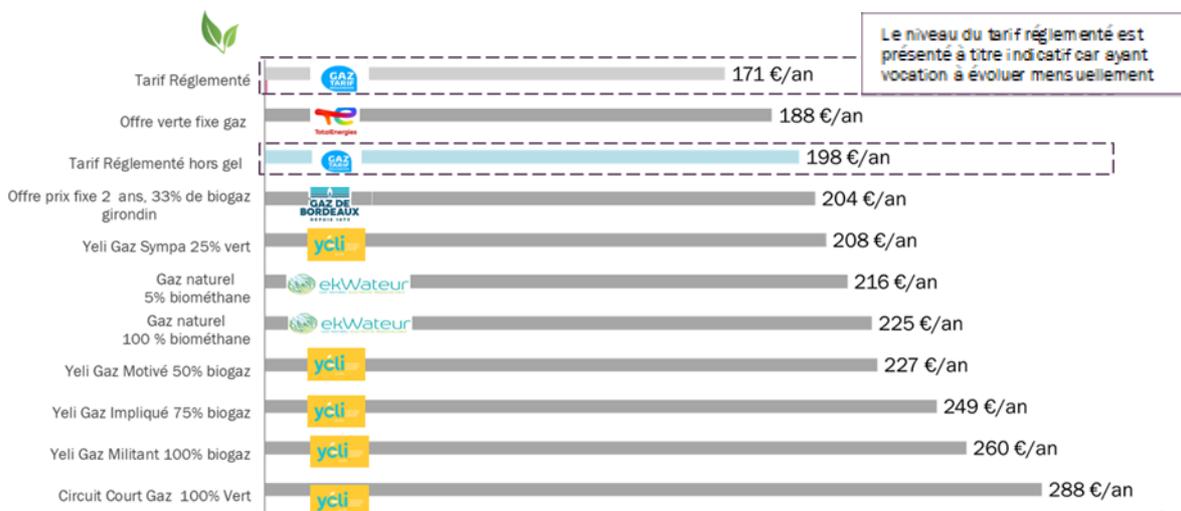
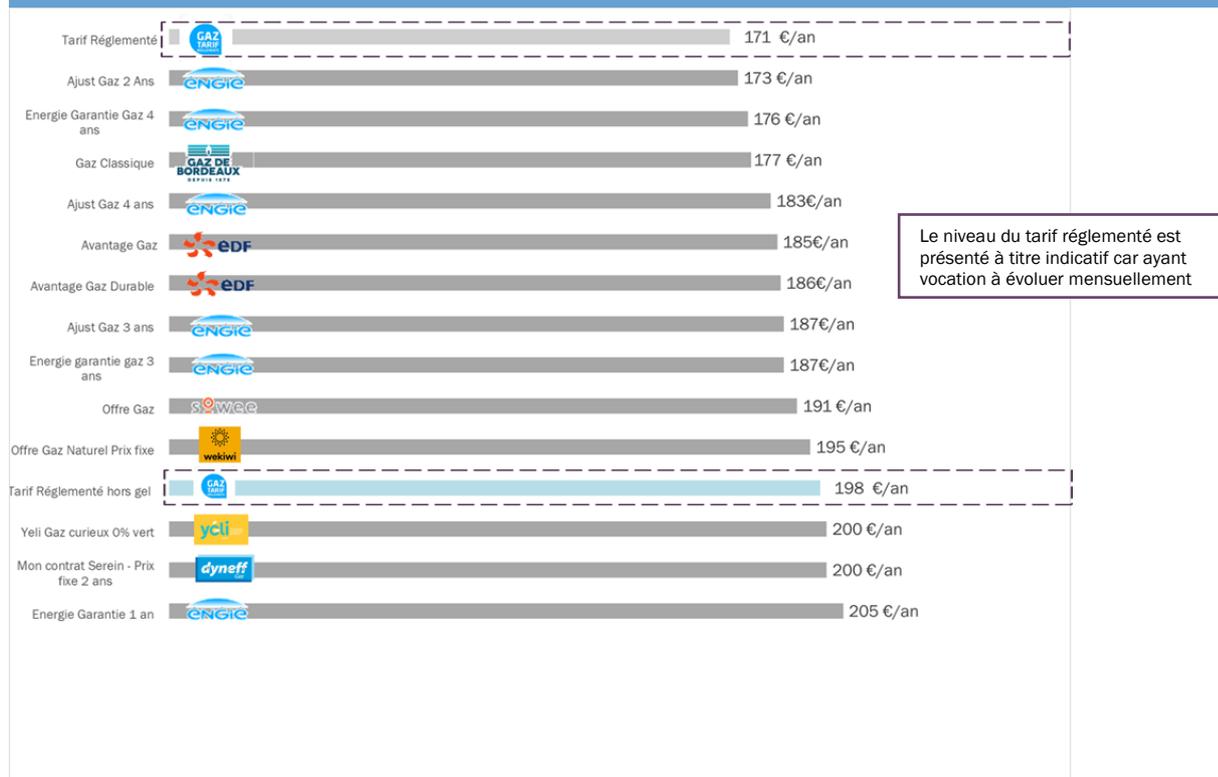
Il est à noter que même si la part des offres de marché augmente, le nombre d'offres de marché à prix variables proposées au consommateur s'est réduit, à la suite de la crise des prix, avec 5 offres au lieu de 12 en gaz naturel sur le dernier trimestre de 2021.

Figure 63 Comparaison des offres de gaz naturel à prix variable pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2021, offres standards et offres vertes



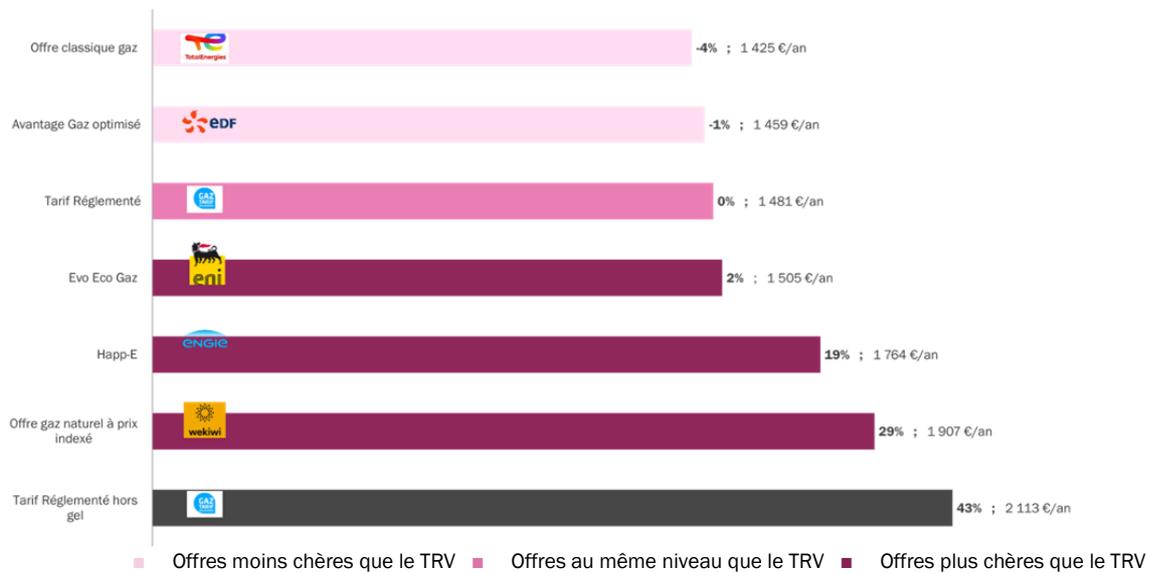
Source : Comparateur d'offre www.energie-info.fr

Figure 64 Comparaison des offres de gaz naturel à prix fixe pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2021, offres standards et offres vertes



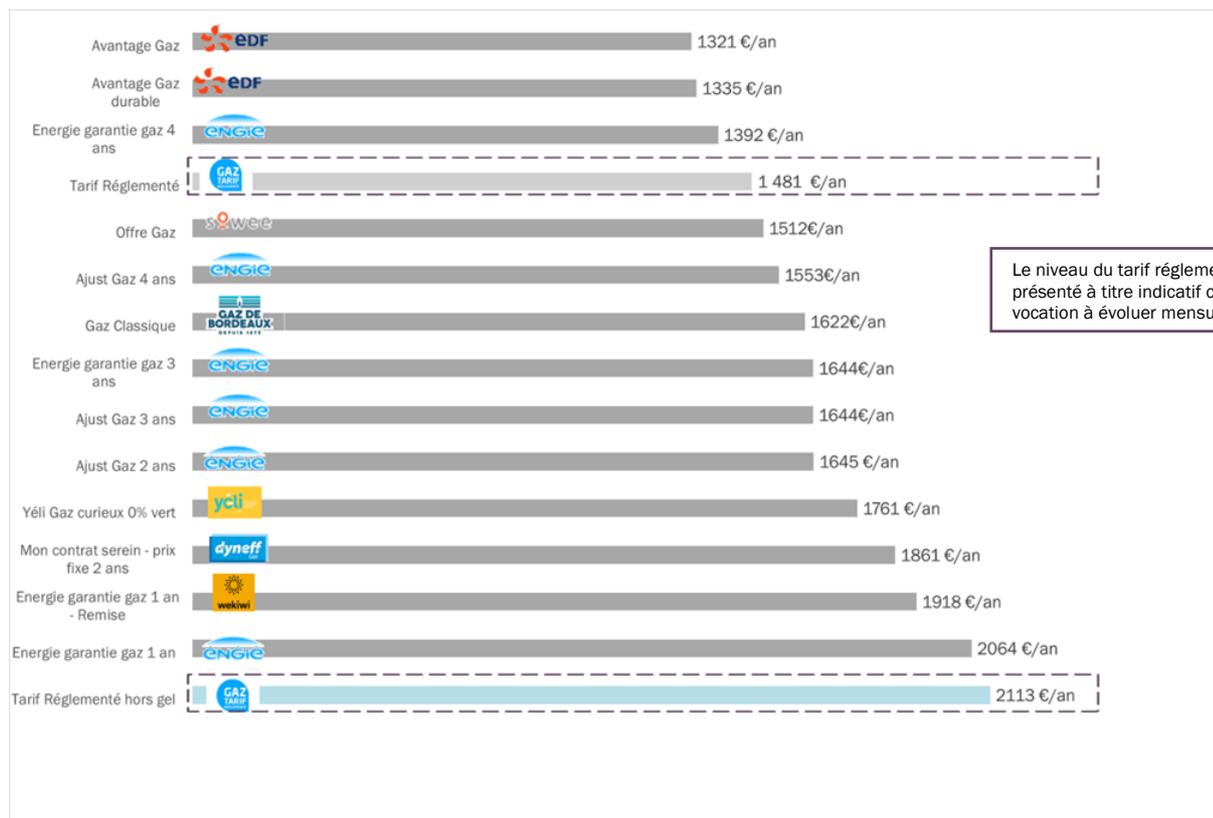
Source :
Comparateur d'offre www.energie-info.fr

Figure 65 Comparaison des offres à prix variable pour un client type « chauffage » au 31 décembre 2021, offres standards et offres vertes

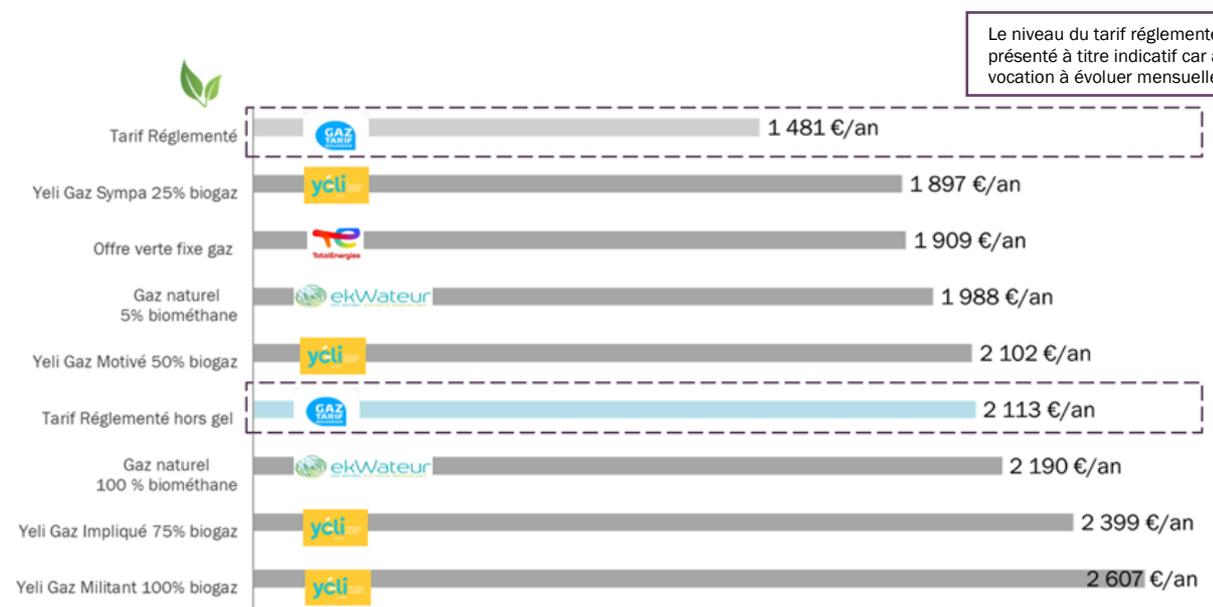


Source : Comparateur d'offre www.energie-info.fr

Figure 66 Comparaison des offres à prix fixe pour un client type « chauffage » au 31 décembre 2021, offres standards et offres vertes



Le niveau du tarif réglementé est présenté à titre indicatif car ayant vocation à évoluer mensuellement



Le niveau du tarif réglementé est présenté à titre indicatif car ayant vocation à évoluer mensuellement

Source : Comparateur d'offre www.energie-info.fr

Les offres à prix variable sont comparées par rapport au tarif réglementé de vente d'Engie. Pour le type de client « cuisson », l'offre à prix variable la moins chère est proposée par Total Energies correspondant à un prix annuel TTC 2% inférieur au TRV et pour le client type « chauffage », il s'agit aussi de l'offre de Total Energies qui est 4% inférieur au TRV.

3.3 La sécurité d'approvisionnement

3.3.1 Le suivi de l'équilibre offre / demande de gaz naturel

3.3.1.1 Hiver 2020-2021

Durant l'hiver 2020-2021, aucune congestion n'est survenue. Par ailleurs, il n'y a eu aucune tension sur l'approvisionnement de la France.

La consommation totale au cours de l'hiver 2020-2021 a été de 291 TWh, couverte par 152 TWh d'imports aux interconnexions, 59 TWh depuis les terminaux méthaniers et 104 TWh soutirés des stockages. Ces entrées de gaz ont également permis d'exporter 21 TWh aux interconnexions.

3.3.1.2 Hiver 2021-2022

Durant l'hiver 2020-2021, des congestions sont apparues pour la première fois en saison hivernale et dans un schéma de flux Sud-Nord. Ces congestions ont été résolues grâce à la mise en œuvre de 3 spreads localisés en janvier 2021 pour un coût global de 148 k€.

La TRF a été conçue en prenant pour hypothèse des flux principalement du nord vers le sud. Sur la période hivernale, les tensions sur le gaz russe ont entraîné l'apparition de schémas de flux inversés Sud-Nord avec une baisse des entrées depuis la Belgique et l'Allemagne conjuguée à des arrivées de GNL en forte hausse (+82%). Également, les exportations vers l'Espagne ont significativement baissé cet hiver et à partir de la mi-février nous avons constaté des inversions de flux significatives à Pirinéos dans la direction Espagne > France pour alimenter l'Europe du Nord.

Néanmoins malgré ce contexte, le réseau de transport de gaz a démontré une bonne adaptation à ces nouveaux schémas de flux et la TRF a pu fonctionner normalement.

La consommation totale au cours de l'hiver 2021-2022 a été de 291 TWh, couverte par 150 TWh d'imports aux interconnexions, 104 TWh depuis les terminaux méthaniers et 104 TWh soutirés des stockages. Ces entrées de gaz ont également permis d'exporter 53 TWh aux interconnexions.

3.3.2 Le niveau de la demande prévue, des réserves disponibles et des capacités supplémentaires envisagées

3.3.2.1 La demande de gaz naturel en France

La consommation totale de gaz de la France en 2021 s'élève à 471 TWh, contre 444 TWh en 2020, soit une hausse de 6 %. La consommation sur les réseaux de distribution a augmenté de 12% en raison de températures plus froides qu'en 2020. La consommation des centrales produisant de l'électricité a baissé de 10%, avec une baisse importante pendant l'été (-30%) en raison d'une meilleure disponibilité de la production nucléaire et une hausse pendant l'hiver (+5%). Enfin, la consommation des industriels directement raccordés aux réseaux de transport est restée stable.

3.3.2.1.1 La demande de gaz naturel sur le réseau de GRT gaz

La consommation totale de gaz au sein de la zone d'équilibrage de GRTgaz en 2021 s'élève à 444 TWh, en hausse de 6 % par rapport à 2020.

3.3.2.1.2 La demande de gaz naturel sur le réseau de Teréga

La consommation totale de gaz au sein de la zone d'équilibrage de Teréga en 2021 s'élève à 27 TWh, en hausse de 8 % par rapport à 2020.

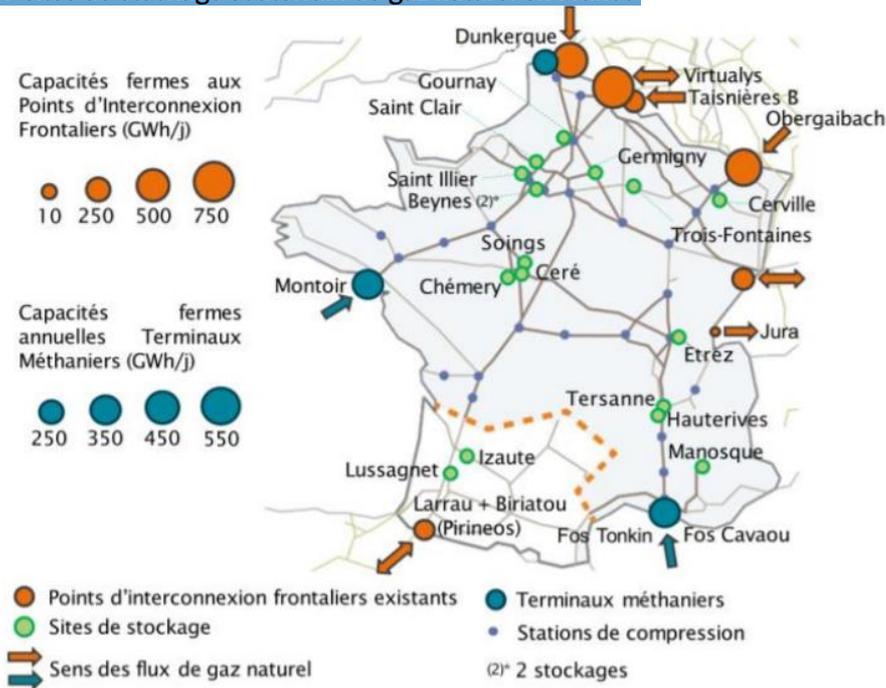
3.3.2.2 Les capacités de stockage

En France, une grande part du gaz naturel est utilisée pour le chauffage, d'où de fortes variations de consommation entre l'été et l'hiver. Les stockages souterrains couvrent cette saisonnalité, avec une alternance entre des périodes de remplissage estival, puis de soutirage hivernal.

Les capacités de stockage se répartissent entre opérateurs de la façon suivante :

- 102,1 TWh (74% de la capacité totale) pour Storengy sur 9 sites, dont 7 en nappes aquifères (centrés sur le bassin parisien) et 2 en cavités salines (dans le Sud-Est) ;
- 33,1 TWh (24% de la capacité totale) pour Teréga sur 1 site en nappes aquifères dans le Sud-Ouest de la France (zone Teréga) ;
- 3,3 TWh (2% de la capacité totale) pour Géométhane sur 1 site en cavité saline dans le Sud-Est.

Figure 67 sites de stockage souterrain de gaz naturel en France



Source : Storengy – Analyse CRE

Les capacités de stockages prévues par la PPE

L'article L. 421-3-1 du code de l'énergie prévoit que « les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel qui garantissent la sécurité d'approvisionnement du territoire à moyen et long terme et le respect des accords bilatéraux relatifs à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel [...] sont prévues par la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnée à l'article L. 141-1. Ces infrastructures sont maintenues en exploitation par les opérateurs ».

A l'entrée dans la régulation, le décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016¹¹² relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie prenait en compte dans ce périmètre l'ensemble des sites en activité et en exploitation réduite.

Par la suite, le décret du 26 décembre 2018 a fait évoluer ce périmètre selon les dispositions suivantes : « Durant la deuxième période de la programmation pluriannuelle de l'énergie, les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement à moyen et long terme sont celles listées ci-dessous, représentant un volume utile de 138,5 TWh et une capacité de soutirage de 2376 GWh/j pour un remplissage correspondant à 45 % du volume utile » :

¹¹² Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Infrastructure	Exploitant	Année de mise en service	Type de stockage
Beynes	Storengy	1956	Aquifère
Céré-la-Ronde	Storengy	1993	Aquifère
Cerville-Velaine	Storengy	1970	Aquifère
Chémery	Storengy	1968	Aquifère
Etrez	Storengy	1980	Salin
Germigny-sous-Coulomb	Storengy	1982	Aquifère
Gournay	Storengy	1976	Aquifère
Lussagnet/ Izaute	Teréga	1957	Aquifère
Manosque	Géométhane	1993	Salin
Saint-Illiers-la-Ville	Storengy	1965	Aquifère
Tersanne/ Hauterives	Storengy	1970	Salin

Ainsi, le décret du 26 décembre 2018¹¹³ a retiré de la liste des infrastructures prévues par la PPE les trois sites en exploitation réduite de Storengy (Trois-Fontaines, Saint-Clair-sur-Epte et Soings-en-Sologne). Les infrastructures en question continuent d'être régulées jusqu'à l'expiration du délai de préavis fixé à deux ans par arrêté¹¹⁴, soit jusqu'au 31 décembre 2020.

La commercialisation aux enchères des capacités est assortie d'une obligation de remplissage

Les capacités de stockage sont commercialisées aux enchères, selon des modalités fixées par la CRE sur proposition des opérateurs de stockage (c.f. 3.1.3.5).

Pour garantir la sécurité d'approvisionnement tout au long de l'année, la loi impose aux fournisseurs un remplissage minimal de 85% au 1^{er} novembre des capacités de stockage qu'ils ont souscrites (article L. 421-7 du code de l'énergie). En cas de non-respect de cette obligation, les fournisseurs peuvent se voir appliquer une sanction pécuniaire jusqu'à deux fois le prix moyen observé pendant la période de remplissage appliqué au volume manquant ainsi que le retrait ou la suspension provisoire de leur autorisation de fourniture.

Un mécanisme, appelé « filet de sécurité », vise à remplir les capacités non souscrites. Le mécanisme se déroule en deux temps. Dans un premier temps, un arrêté fixe le niveau de stock minimal nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver à venir. Dans un second temps, s'il constate après la fin du cycle d'enchères que les souscriptions sont insuffisantes pour atteindre les stocks minimaux, le ministre chargé de l'énergie, peut imposer, en dernier recours, soit aux fournisseurs, soit aux opérateurs de stockage, soit aux fournisseurs et aux opérateurs de stockage de constituer des stocks complémentaires.

3.3.2.3 Les terminaux méthaniers

Depuis janvier 2017, quatre terminaux méthaniers sont opérationnels (Fos Tonkin, Montoir-de-Bretagne, Fos Cavaou et Dunkerque). Les trois premiers sont gérés par la société Elengy, filiale de GRTgaz depuis 2017. Le terminal de Fos Cavaou était géré par Fosmax LNG, détenu par Elengy et Total jusqu'en février 2020, jusqu'à la vente de la part de Total à Elengy.

Le terminal de Dunkerque est détenu par Dunkerque LNG, filiale à 61 % d'un consortium composé de Fluxys, Axa et Crédit Agricole et 39 % d'un consortium composé d'IMP et Samsung. Il a une capacité de regazéification de 13 Gm³/an. Ce dernier terminal bénéficie d'une exemption totale à l'accès régulé des tiers.

En 2021, le taux d'utilisation des terminaux méthaniers français était de 45 %, contre 52 % l'année précédente et 64 % en 2019.

Avec 230 navires méthaniers ayant déchargé, l'année 2021 a été marquée par un léger recul de l'activité des terminaux français qui ont émis 153 TWh dans le réseau français (contre 177 TWh en 2020). Le GNL carburant prend son essor dans les terminaux d'Elengy : 14 715 camions citernes ont été chargés en GNL en 2021 sur les

¹¹³ Décret n° 2018-1248 du 26 décembre 2018 relatif aux infrastructures de stockage de gaz nécessaires à la sécurité d'approvisionnement

¹¹⁴ Arrêté du 19 février 2019 relatif au délai de préavis prévu à l'article L. 421-3-1 du code de l'énergie

terminaux régulés, soit une hausse de 32 % par rapport à 2020. Par ailleurs, le premier avitaillement en GNL marin en France a été réalisé en mai 2021 à partir d'un navire souleveur chargé au terminal de Dunkerque et un premier chargement a eu lieu au terminal de Fos Cavaou en décembre 2021.

Depuis 2017, l'approvisionnement a fortement évolué avec l'arrivée massive de GNL américain, à compter de fin 2018 avec la mise en service de différentes unités de liquéfaction sur les côtes caraïbes et atlantique (Cameron LNG, Sabine Pass et Corpus Christi) ainsi que du GNL russe en provenance de la péninsule de Yamal. C'est principalement le terminal de Montoir qui capte l'essentiel de cet approvisionnement bénéficiant, d'une part, d'une position géographique intéressante pour le GNL russe et américain et, d'autre part, de la mise en œuvre de la TRF et d'un prix unique au PEG français.

Sur les quatre premiers mois de 2022, le conflit russo-ukrainien n'a pas encore réellement modifié la répartition des provenances des cargaisons de GNL bien que la part du GNL américain ait fortement augmenté.

3.3.3 Les mesures de réponse aux pics de demandes et aux déficits d'approvisionnement

3.3.3.1 Les obligations des opérateurs de transport et de distribution de gaz

Les articles R. 121-8 et R. 121-11 du code de l'énergie, relatifs aux obligations de service public assignées respectivement aux opérateurs de réseaux de transport et aux opérateurs de réseaux de distribution de gaz, imposent que ces derniers soient en mesure d'assurer la continuité de l'acheminement du gaz pour les clients finals n'ayant pas accepté contractuellement une fourniture susceptible d'interruption, même dans les situations suivantes :

- hiver froid tel qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans ;
- température extrêmement basse pendant une période de trois jours au maximum telle qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans.

Ces dispositions induisent un dimensionnement du réseau français au risque 2%, c'est-à-dire pour passer une pointe de froid comme il en advient tous les 50 ans.

3.3.3.2 Les mesures d'urgence

En cas de crise d'approvisionnement de gaz, deux types de mesures sont mis en œuvre de manière séquentielle :

- dans un premier temps sont appliquées des mesures fondées sur le marché, c'est-à-dire sur un engagement contractuel de réduction de la consommation par les principaux consommateurs ;
- dans le cas où l'activation des capacités interruptibles n'a pas permis de satisfaire la demande de gaz, des mesures supplémentaires pouvant aller jusqu'au délestage sont mises en œuvre.

L'activation des capacités interruptibles constitue le premier levier sur la demande en gaz naturel en situation de crise.

Les consommateurs raccordés aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel justifiant d'une consommation annuelle supérieure à 5 GWh ont la possibilité de souscrire librement auprès des gestionnaires de réseau des capacités interruptibles. En cas de crise d'approvisionnement, celles-ci les contraignent à interrompre leurs consommations à hauteur des capacités souscrites, dans les 24h suivant un ordre d'activation, et pour une durée maximale de 240h dans l'année. En contrepartie, le souscripteur bénéficie d'une réduction ou d'une suppression du montant dont il doit s'acquitter au titre de la compensation stockage.

Les capacités souscrites pour la période du 1^{er} avril 2021 au 31 mars 2022 sont les suivantes :

- 14 GWh/j sur le réseau de distribution, réparties entre 128 sites ;
- 26 GWh/j sur le réseau de transport, réparties entre 39 sites, dont 20,7 GWh/j souscrites par les centrales électriques à cycle combiné gaz (CCG).

En pratique, les centrales à cycle combiné ne sont interrompues qu'avec l'accord du GRT d'électricité, afin d'éviter toute répercussion dommageable sur le système électrique. Le gisement activable sans réserve sur l'année gazière 2021-2022 était de 20 GWh/j environ, soit un niveau plutôt modeste au regard de la consommation nationale en cas de pointe de froid exceptionnelle, estimée à 4 000 GWh/j environ. Actuellement, des travaux sont en cours afin de mettre en place un dispositif fondé sur une rémunération plus attractive, permettant de mobiliser un gisement d'interruptibilité plus conséquent que le dispositif d'interruptibilité actuel.

En cas d'insuffisance de ces mesures, l'urgence peut être déclarée par la DGEC et des mesures supplémentaires, non fondées sur le marché, sont mises en œuvre :

- recommandation de modérer la consommation d'énergie. A cet effet, des annonces sont diffusées à l'échelle nationale et/ou locale dans les médias par l'autorité compétente (télévision, radio, journaux) Compte tenu de l'interdépendance des réseaux gazier et électrique, cette mesure porte à la fois sur le gaz naturel et l'électricité, la consommation de cette dernière étant également fortement corrélée à la température ;

- application stricte de la limitation de température et limitation de la durée du chauffage dans les locaux de certains établissements recevant du public ;
- délestages.

En application du règlement (UE) n° 217/1938 du 25 octobre 2017, les articles L. 434-1 à L. 434-4 du code de l'énergie, ainsi que le décret n° 2022-495 du 7 avril 2022, précisent les dispositions relatives au délestage de la consommation de gaz.

Pour un site de consommation le délestage consiste à procéder à une diminution importante de consommation en moins de 2h. C'est une obligation réglementaire qui s'impose à tous les clients sollicités par les opérateurs de réseau. En cas de manquement à cette obligation des sanctions financières et pénales pouvant aller jusqu'à 2 ans d'emprisonnement et 75 000 € d'amende sont prévues.

En pratique, le dispositif de délestage repose sur la réalisation par les gestionnaires de réseaux d'enquêtes annuelles auprès des consommateurs disposant d'une consommation annuelle supérieure à 5 GWh. Ces enquêtes visent à recueillir :

- les moyens de contact et coordonnées à utiliser pour la transmission des ordres de délestage par le gestionnaire de réseau ;
- les conséquences économiques majeures subies en cas de réduction ou d'arrêt de la consommation de gaz naturel, ainsi que le niveau d'alimentation en gaz naturel en-dessous duquel ces conséquences économiques majeures sont susceptibles d'être observées.

A l'issue de ces enquêtes les préfets établissent par arrêté :

- la liste des consommateurs consommant plus de 5 GWh/an assurant des missions d'intérêt général liées à la satisfaction des besoins essentiels de la nation, en matière notamment d'administration, d'éducation, de sécurité, de défense et de santé ;
- la liste des consommateurs consommant plus de 5 GWh/an ne rentrant pas dans la précédente catégorie mais qui sont susceptibles de subir des conséquences économiques majeures en cas de réduction ou d'arrêt de leur consommation de gaz naturel, ainsi que pour chacun de ces consommateurs le niveau d'alimentation en gaz naturel en-dessous duquel ces conséquences économiques majeures sont susceptibles d'être observées.

Sur la base de ces listes, le décret n° 2022-495 prévoit que les consommateurs de gaz naturel sont délestés selon l'ordre de priorité suivant :

- les consommateurs de gaz naturel consommant plus de 5 GWh/an ne figurant dans aucune des deux listes préfectorales, et, d'autre part, les consommateurs figurant dans la liste des consommateurs susceptibles de subir des conséquences économiques majeures mais uniquement, pour chacun de ces consommateurs, jusqu'au niveau d'alimentation lui permettant de ne pas subir ces conséquences économiques majeures, ou, en ce qui concerne les moyens de production d'électricité, jusqu'au niveau d'alimentation susceptible de remettre en cause la sécurité d'approvisionnement en électricité ;
- puis, sont délestés les consommateurs mentionnés dans la liste des consommateurs susceptibles de subir des conséquences économiques majeures en cas de délestage, sans considération du niveau minimal d'alimentation permettant d'éviter ces conséquences ;
- enfin, est délesté le reste des consommateurs, soit les consommateurs de gaz naturel consommant moins de 5 GWh/an et les consommateurs mentionnés dans la liste des consommateurs assurant des missions d'intérêt général liées à la satisfaction des besoins essentiels de la nation.

4. LA PROTECTION DES CONSOMMATEURS

Agir dans l'intérêt du consommateur est le fil rouge qui guide l'action de la CRE dans toutes ses composantes : prix, qualité de service, innovation, sécurité d'approvisionnement, enjeux de transition énergétique et, enfin, résilience des systèmes (infrastructures physiques et marchés). Il convient toutefois d'apporter quelques précisions supplémentaires qui ne ressortent pas nécessairement des parties 2 et 3 dédiées aux marchés de l'électricité et du gaz.

4.1 Accès des consommateurs aux données de consommation

En 2017, deux décrets sont venus préciser les modalités d'accès des consommateurs aux données de consommation :

- le premier décret définit les modalités d'accès aux données via les fournisseurs et est entré partiellement en vigueur le 1^{er} juillet 2017 pour les fournisseurs de plus de 150 000 clients, puis complètement pour tous les fournisseurs depuis le 1^{er} juillet 2018 ;
- le second définit les modalités d'accès via le gestionnaire de réseau de distribution et est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2017.

Ces textes ont depuis été codifiés depuis le 1^{er} juillet 2018 aux articles D. 224-26 à D. 224-29 du code de la consommation.

4.2 Questions et réclamations

Commun aux marchés de l'électricité et du gaz naturel, énergie-info constitue le « guichet-unique » fournissant aux consommateurs d'énergie l'ensemble des informations nécessaires concernant leurs droits, la législation en vigueur et les voies de règlement des litiges à leur disposition. Il permet aux consommateurs de poser une question, de comparer les offres d'énergie et d'être conseillés et assistés dans le cadre d'un litige avec une entreprise du secteur de l'énergie.

En 2021, au total, 3,6 millions de consommateurs ont été informés par le médiateur national de l'énergie. Environ 158 000 consommateurs ont appelé le numéro vert énergie-info : 75 000 d'entre eux ont utilisé le serveur vocal pour écouter la liste des fournisseurs et 82 000 ont préféré parler à un conseiller. 3,5 millions ont utilisé un des sites internet du médiateur, dont 3,2 millions le site énergie-info et la moitié le comparateur d'offres. La cellule d'expertise de deuxième niveau du service énergie-info a géré environ 11 800 demandes en 2021.

En 2021, le médiateur national de l'énergie a enregistré 30 626 litiges électricité, gaz et autres énergies de chauffage (fioul, GPL, bois), contre 27 203 en 2020, directement (par courrier ou sur SOLLEN, sa plateforme de règlement des litiges en ligne) ou via son service d'information énergie-info de la part de consommateurs résidentiels, professionnels et non professionnels. Parmi ces réclamations, 9 959 sont des litiges recevables (saisine écrite, délais respectés et entrant dans le champ de compétence du médiateur). Parmi les litiges recevables, le plus grand nombre concerne la contestation des niveaux de consommations facturées, soit 51%.

9 051 médiations ont été menées à terme en 2021, soit une augmentation de 18 % en regard de 2020. Compte tenu de la hausse des litiges reçus, il a fallu 107 jours en moyenne pour instruire un litige recevable, vs 83 jours en 2020. 68 % des dossiers ont donné lieu à un accord amiable et au total, les opérateurs se sont rangés à l'avis du médiateur dans 92 % des cas.

Enfin, 92 % des consommateurs qui ont saisi le médiateur se disent prêt à le recommander à un proche et 86 % des personnes se disent satisfaites des actions du médiateur.

4.3 La protection des clients vulnérables

Des dispositions sociales en vue de la protection des consommateurs vulnérables (exclusivement des clients particuliers et non des entreprises) ont été adoptées en application de loi n°2015-992 du 17 août 2015 dite de transition énergétique pour la croissance verte avec l'instauration d'un « chèque énergie » octroyant aux ménages disposant de revenus modestes une aide pour payer les factures d'énergie.

4.3.1 Electricité

Les personnes en situation de précarité peuvent bénéficier d'un dispositif permettant de « préserver ou garantir l'accès à l'électricité ».

La loi n°2015-992 du 17 août 2015 dite de transition énergétique pour la croissance verte a instauré un « chèque énergie » octroyant aux ménages disposant de revenus modestes une aide pour payer les factures d'énergie. Les dispositions relatives au « chèque énergie » ont été codifiées aux articles L. 124-1 à L. 124-5 du code de l'énergie.

Le chèque énergie a été généralisé à partir du 1^{er} janvier 2018, en remplacement des tarifs sociaux. Ce chèque énergie, d'un montant pouvant aller jusqu'à 277 €¹¹⁵, est attribué sur la base d'un critère fiscal unique¹¹⁶, en tenant compte du niveau de revenu et de la composition des ménages. Ce dispositif permet donc aux ménages bénéficiaires de régler leur facture d'énergie, quel que soit leur moyen de chauffage (électricité, gaz naturel, GPL, fioul, bois...). S'ils le souhaitent, les bénéficiaires peuvent également utiliser le chèque pour financer une partie des travaux d'économies d'énergie qu'ils engagent dans leur logement.

Le montant moyen du chèque énergie est d'environ 150 € (contre environ 114 € en moyenne pour les tarifs sociaux). Le montant du chèque énergie est modulé selon le niveau de revenus et la composition du ménage bénéficiaire. Avec le chèque énergie, l'aide ne dépend plus de l'énergie de chauffage, alors que le niveau d'aide dans le cadre des tarifs sociaux pouvait varier du simple au triple.

Dans le contexte inédit de forte hausse des prix de l'énergie, un chèque énergie supplémentaire de 100€ a été attribué en 2021 aux ménages déjà bénéficiaires du chèque énergie¹¹⁷.

Le chèque énergie est couvert par la CSPE.

En outre, des dispositions règlementaires¹¹⁸ ont été adoptées afin de prévoir une offre gratuite de transmission des données de consommation d'électricité en temps réel aux consommateurs bénéficiaires du chèque énergie. Cette

¹¹⁵ Arrêté du 26 décembre 2018 modifiant le plafond et la valeur faciale du chèque énergie

¹¹⁶ Article 1 : Le bénéfice du chèque énergie est ouvert aux ménages dont le revenu de référence annuel par unité de consommation est inférieur à 10 800 €

¹¹⁷ Décret n° 2021-1541 du 29 novembre 2021 relatif à la revalorisation du chèque énergie au titre de l'année 2021

¹¹⁸ Décret n° 2021-608 du 19 mai 2021 relatif à l'offre de transmission des données de consommation d'électricité et de gaz naturel aux consommateurs précaires

offre sera systématiquement proposée par les fournisseurs d'électricité à compter du 1^{er} octobre 2022. Le coût du dispositif sera compensé par les charges de service public de l'énergie.

La CRE réalisera une évaluation technico-économique de ce dispositif au plus tard le 1^{er} avril 2026.

A Saint-Martin et Saint-Barthélemy, le tarif de première nécessité (TPN) introduit par l'article 4 de la loi n° 2000-108 est toujours en vigueur dans la mesure où les dispositions réglementaires relatives au chèque énergie n'ont pas été adoptées. Ce dispositif permet aux personnes en situation de précarité énergétique, sur critères de ressources, de bénéficier d'un tarif spécifique auprès du fournisseur de leur choix consistant en une remise forfaitaire dépendant de la composition du foyer et de l'abonnement. En raison du dysfonctionnement du dispositif, 132 234 € ont été versés en 2021. Le montant prévisionnel pour 2022 et 2023 est de 170 000 € par année.

Le décret n° 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau prévoit que les bénéficiaires du chèque énergie ont aussi droit à la gratuité de la mise en service et à une réduction de 80% des frais de déplacement en cas de coupure pour impayés.

Les coûts supportés par les fournisseurs à ce titre sont intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie. Ces charges se sont élevées à 4,2 M€ en 2021, et sont anticipées à 5,2 M€ en 2022 et 4,4 M€ en 2023.

L'article L. 115-3 alinéa 3 du code de l'énergie interdit les interruptions de fournitures pour impayés entre le 1^{er} novembre et le 31 mars, y compris par résiliation de contrat. Seules des réductions de puissance seront possibles pendant cette période sauf pour les consommateurs bénéficiaires du chèque énergie. Ces dispositions sont complétées par un décret du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau¹¹⁹.

En complément du chèque énergie, en application de l'article L. 121-8 du code de l'énergie, les consommateurs en difficulté peuvent bénéficier d'un service de maintien de l'énergie et d'une aide au paiement de leurs factures en liaison avec les services sociaux, à travers le Fonds de solidarité pour le logement (FSL) encadré par un décret du 2 mars 2005¹²⁰. Les coûts supportés par les fournisseurs intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie. Ces charges se sont élevées à 24,1 M€ en 2021, et sont anticipées à 24,8 M€ en 2022 et 4,4 M€ en 2023.

En outre, les dispositions réglementaires ont été adoptées afin de prévoir une offre gratuite de transmission des données de consommation d'électricité en temps réel aux consommateurs bénéficiaires du chèque énergie. Cette offre sera systématiquement proposée par les fournisseurs d'électricité à compter du 1^{er} octobre 2022. Le coût du dispositif sera compensé par les charges de service public de l'énergie. Ces charges sont nulles en 2021 et sont anticipées à 4,7 M€ en 2022 et 12,6 M€ en 2023.

La CRE réalisera une évaluation technico-économique de ce dispositif au plus tard le 1^{er} avril 2026.

4.3.2 Gaz

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 dite de transition énergétique pour la croissance verte a instauré un « chèque énergie » octroyant aux ménages disposant de revenus modestes une aide pour payer les factures d'énergie. Les dispositions relatives au « chèque énergie » ont été codifiées aux articles L. 124-1 à L. 124-5 du code de l'énergie.

Le chèque énergie a été généralisé à partir du 1^{er} janvier 2018, en remplacement des tarifs sociaux. Ce chèque énergie, d'un montant pouvant aller jusqu'à 277 €¹²¹, est attribué sur la base d'un critère fiscal unique, en tenant compte du niveau de revenu et de la composition des ménages. Ce dispositif permet donc aux ménages bénéficiaires de régler leur facture d'énergie, quel que soit leur moyen de chauffage (électricité, gaz naturel, GPL, fioul, bois...). S'ils le souhaitent, les bénéficiaires peuvent également utiliser le chèque pour financer une partie des travaux d'économies d'énergie qu'ils engagent dans leur logement.

Le montant moyen du chèque énergie est d'environ 200 € (contre environ 114 € en moyenne pour les tarifs sociaux). Le montant du chèque énergie est modulé selon le niveau de revenu et la composition du ménage bénéficiaire. Avec le chèque énergie, l'aide ne dépend plus de l'énergie de chauffage, alors que le niveau d'aide dans le cadre des tarifs sociaux pouvait varier du simple au triple.

Dans le contexte inédit de forte hausse des prix de l'énergie, un chèque énergie supplémentaire de 100€ a été attribué en 2021 aux ménages déjà bénéficiaires du chèque énergie¹²².

Le chèque énergie est couvert par la CSPE.

En complément du chèque énergie, en application de l'article L. 121-8 du code de l'énergie, les consommateurs en difficulté peuvent bénéficier d'un service de maintien de l'énergie et d'une aide au paiement de leurs factures en

¹¹⁹ Décret n° 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau

¹²⁰ Décret n° 2005-212 du 2 mars 2005 relatif aux fonds de solidarité pour le logement

¹²¹ Arrêté du 26 décembre 2018 modifiant le plafond et la valeur faciale du chèque énergie

¹²² Décret n° 2021-1541 du 29 novembre 2021 relatif à la revalorisation du chèque énergie au titre de l'année 2021

liaison avec les services sociaux, à travers le Fonds de solidarité pour le logement (FSL) encadré par un décret du 2 mars 2005¹²³.

En outre, les dispositions réglementaires ont été adoptées afin de prévoir une offre gratuite de transmission des données de consommation de gaz naturel aux consommateurs bénéficiaires du chèque énergie. Cette offre sera systématiquement proposée par les fournisseurs de gaz naturel à compter du 1^{er} octobre 2022. Le coût du dispositif sera compensé par les charges de service public de l'énergie.

La CRE réalisera une évaluation technico-économique de ce dispositif au plus tard le 1^{er} avril 2026.

L'article R. 124-16 I. du code de l'énergie relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau prévoit que les bénéficiaires du chèque énergie ont aussi droit à la gratuité de la mise en service et à une réduction de 80% des frais de déplacement en cas de coupure pour impayés. Les coûts supportés par les fournisseurs à ce titre sont intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie. Ces charges se sont élevées à 1,6 M€ en 2021, et devraient atteindre 1,8 M€ en 2022 et 1,8 M€ en 2023.

L'article L. 115-3 alinéa 3 du code de l'énergie interdit les interruptions de fournitures pour impayés entre le 1^{er} novembre et le 31 mars, y compris par résiliation de contrat. Ces dispositions sont complétées par l'article R. 124-16 I. du code de l'énergie relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau.

4.3.3 Les mesures d'urgence relatives à la pandémie de COVID-19 et au contexte des prix de l'énergie élevés, à destination des consommateurs

Face à l'épidémie de COVID-19 qui s'est propagée sur le territoire français, et compte tenu des mesures de confinement, plusieurs mesures d'urgence de lutte contre la précarité énergétique ont été mises en place.

D'une part, la validité du chèque énergie permettant aux ménages les plus modestes de régler leurs factures d'énergie a été prolongée jusqu'au 23 septembre 2020 par l'ordonnance n° 2020-306 du 25 mars 2020 relative à la prorogation des délais échus pendant la période d'urgence sanitaire et à l'adaptation des procédures pendant cette même période.

D'autre part pour l'année 2020, la période d'interdiction des interruptions pour impayés prévue à l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles a été prolongée jusqu'au 10 juillet 2020 par l'ordonnance n° 2020-331 du 25 mars 2020 relative au prolongement de la trêve hivernale et par la loi n° 2020-546 prorogeant l'état d'urgence sanitaire et complétant ses dispositions.

Pour l'année 2021, ladite trêve hivernale a été prolongée jusqu'au 31 mai 2021 en application de l'ordonnance n° 2021/141 du 10 février 2021.

Afin de d'atténuer l'impact sur les prix de la crise exceptionnelle qui touche le secteur de l'énergie depuis l'automne 2021, le gouvernement français a adopté des mesures visant à limiter la hausse (1) des prix de l'électricité et (2) du gaz.

Électricité : mise en place d'un bouclier tarifaire jusqu'à fin 2022

Annoncé en septembre 2021, un bouclier tarifaire énergétique a été introduit dans la loi de finances pour 2022. Celui-ci est composé de deux mécanismes complémentaires, d'une part, de l'abaissement de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), anciennement fixée à 22,5 €/MWh, à sa valeur minimale de 1 €/MWh pour les consommateurs résidentiels et de 0,5 €/MWh. D'autre part, de la possibilité pour le gouvernement de s'opposer aux propositions motivées de tarifs réglementés de vente d'électricité de l'autorité nationale de régulation (la Commission de régulation de l'énergie) lorsque ces derniers excèdent de plus de 4% les anciens barèmes et d'en fixer de nouveaux (ii). Le gouvernement s'est ainsi opposé à la proposition de l'autorité nationale de régulation et a plafonné la hausse des tarifs réglementés de l'électricité au 1^{er} février 2022 à +4% (TTC). Sans cette limite, le tarif réglementé de l'électricité aurait dû augmenter de 44,5%. Ce plafonnement du tarif de l'électricité concerne tous les consommateurs éligibles au tarif réglementé, qu'ils soient résidentiels ou professionnels.

La loi de finances pour l'année 2022 prévoit que les fournisseurs des consommateurs concernés par cette mesure pourront bénéficier d'une compensation de leurs pertes de recettes.

Gaz : gel des tarifs jusqu'au 31 décembre 2022

La crise exceptionnelle des prix de gros du gaz naturel a conduit le Gouvernement à geler les tarifs réglementés du gaz naturel proposés par ENGIE du 1^{er} novembre 2021 au 30 juin 2022, puis jusqu'au 31 décembre 2022, à leur niveau TTC en vigueur au 31 octobre 2021, c'est-à-dire en dessous des coûts d'approvisionnement supportés par les fournisseurs historiques et alternatifs. Le gel a été étendu aux grandes copropriétés (consommant plus de 150 MWh/an) et logements sociaux qui ne sont plus éligibles aux tarifs réglementés de vente de gaz par un dispositif *ad hoc*. Sans gel tarifaire, le niveau moyen du tarif réglementé du gaz au 1^{er} juin 2022 aurait été supérieur de 54% (hors TVA) au niveau en vigueur au 1^{er} octobre.

123 Décret n° 2005-212 du 2 mars 2005 relatif aux fonds de solidarité pour le logement

La loi de finances pour l'année 2022 prévoit que les fournisseurs des consommateurs concernés par cette mesure pourront bénéficier d'une compensation de leurs pertes de recettes.

Fourniture de secours

Le dispositif de fourniture de secours, pour l'électricité (articles L. 333-3 et R. 333-17 à R. 333-30 du code de l'énergie) comme pour le gaz naturel (articles L. 443-9-3 et R. 443-1 à R. 443-40 du code de l'énergie), vise à protéger les clients dont le fournisseur serait défaillant ou se verrait retirer ou suspendre son autorisation de fourniture. Le code de l'énergie prévoit que ses clients seraient alors automatiquement basculés vers une offre du fournisseur de secours et pourraient pendant un an quitter l'offre à tout moment, sans pénalité et sans préavis pour les consommateurs domestiques et moyennant un préavis de quinze jours pour les clients non domestiques.

Les fournisseurs de secours sont désignés par le ministre en charge de l'énergie pour cinq ans à la suite d'un appel à candidatures. Pendant ces cinq années, ils assurent la fourniture des clients de tout fournisseur défaillant. La remise d'une candidature vaut engagement des candidats à approvisionner la totalité des clients du lot concerné pour lesquels le fournisseur est défaillant. Pendant la durée d'engagement des fournisseurs de secours, le ministre peut, à tout moment, faire appel à un fournisseur de secours pour qu'il se substitue à un fournisseur défaillant.

En mai 2021, la ministre en charge de l'énergie a demandé à la CRE de lui transmettre des projets de cahiers des charges pour les appels à candidatures permettant de désigner les fournisseurs de secours en électricité et en gaz naturel. Dans sa délibération du 14 octobre 2021, la CRE a formulé sa proposition.

En gaz naturel, l'appel à candidatures a été publié sur le site de la CRE le 8 juin 2022. Les fournisseurs titulaires d'une autorisation de fourniture ont jusqu'au 31 juillet 2022 pour déposer ou envoyer leur dossier de candidature à la CRE. Les candidatures portent, sur 4 lots pour les GRD de plus de 100 000 clients, sur 2 lots pour les GRD de moins de 100 000 clients, et sur un lot pour les GRT. La CRE disposera alors de 2 mois et demi pour les instruire et proposer au ministre en charge de l'énergie la liste des candidatures conformes et celles non conformes, le classement des candidatures avec le détail des notes, la liste des candidatures qu'elle propose de retenir et un rapport de synthèse sur l'analyse des candidatures.

En électricité, la publication du cahier des charges de l'appel à candidatures d'un fournisseur de secours est prévue au deuxième semestre 2022.

La crise des prix de l'énergie a toutefois conduit le Gouvernement à désigner, à titre transitoire et de façon dérogatoire, des fournisseurs de secours en électricité¹²⁴. Ces fournisseurs sont EDF sur les territoires d'Enedis et de RTE, et les fournisseurs historiques des ELD sur leurs territoires, sauf si elles souhaitent transférer cette mission à EDF. Aucun fournisseur n'a été désigné à titre transitoire pour le gaz naturel.

Fourniture de dernier recours

Le dispositif de fourniture de dernier recours pour le gaz naturel est prévu aux articles L. 443-9-2 et R. 443-14 à 443-27 du code de l'énergie. Ce dispositif a pour vocation de rassurer les consommateurs dans le cadre de la fin des tarifs réglementés de gaz naturel et est destiné aux clients domestiques qui ne trouvent pas de fournisseur de gaz. L'étude d'impact accompagnant le projet de loi relatif à l'énergie et au climat précise que son rôle est « *d'accompagner les consommateurs vulnérables en assurant qu'ils disposent d'une offre de fourniture en cas de rejet de la part d'autres fournisseurs, d'assurer qu'une telle offre est disponible sur l'ensemble du territoire pour tous les consommateurs potentiellement concernés et d'encadrer les conditions de l'offre de dernier recours, afin qu'elle permette aux fournisseurs de couvrir leurs coûts tout en assurant la fluidité des consommateurs vers d'autres offres.* ».

Les fournisseurs de dernier recours sont désignés par le ministre en charge de l'énergie pour cinq ans à la suite d'un appel à candidatures. Pendant ces cinq années, ils assurent la fourniture de la totalité des clients finals domestiques qui ne trouvent pas de fournisseur.

Tout comme pour la fourniture de secours, la CRE est chargée de rédiger un cahier des charges de l'appel à candidatures qui est proposé à la ministre chargée de l'énergie. A ce stade, elle n'a pas encore formulé de proposition.

5. DECISIONS MARQUANTES EN MATIERE DE SANCTIONS ET DE REGLEMENTS DE DIFFERENDS

Le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDs), créée en 2006, est composé de quatre membres titulaires et quatre membres suppléants, avec autant de conseillers d'État que de conseillers à la Cour de cassation. Ils sont chargés de régler les différends portant sur l'accès aux réseaux publics d'électricité et de gaz et leur utilisation entre gestionnaires et utilisateurs, et de sanctionner les manquements au code de l'énergie.

¹²⁴ Arrêté du 3 novembre 2021 portant nomination à titre transitoire d'un fournisseur de secours en électricité et [Arrêté du 5 novembre 2021 portant nomination à titre transitoire d'un fournisseur de secours en électricité sur les zones de dessertes des entreprises locales de distribution](#)

5.1 Décisions marquantes en matière de sanctions

5.1.1 CoRDIS, décision de sanction du 7 décembre 2021, la société Enedis est condamnée à hauteur de 100 000 euros pour ne pas avoir exécuté une décision de règlement de différend du CoRDIS dans le délai qui lui était imparti

Le CoRDIS avait été saisi en 2016 par la société Moulin du Teulel, société exerçant une activité de production d'électricité par une centrale hydroélectrique, d'une demande de règlement d'un différend l'opposant à la société Enedis. Aux termes de sa décision du 8 décembre 2017, le comité avait notamment enjoint au gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité (GRD) de communiquer au demandeur, « *avant le 8 février 2018 au plus tard, une nouvelle convention de raccordement prenant en compte la protection de découplage conforme à la norme DIN VDE 0126-1-1/A1 disposant de réglages VFR2014 et les résultats de l'étude sur la puissance transitant dans le transformateur du poste de distribution publique* » [CoRDIS, 8 décembre 2017, n° 11-38-16, Moulin du Teulel c/ Enedis]. Constatant la non-exécution de cette injonction malgré plusieurs relances de sa part, la société Moulin du Teulel a saisi le CoRDIS d'une demande de sanction.

Par une décision du 7 décembre 2021, le comité estime que la société Enedis ne s'est pas conformée dans le délai qui lui était imparti à l'injonction précitée et retient à son encontre un manquement caractérisé à l'article L. 134-28 du code de l'énergie (non-respect d'une décision de règlement de différend).

Si la société Enedis doit être regardée comme ayant exécuté la décision du CoRDIS avec l'envoi d'un projet de convention conforme à son injonction à la date du 16 octobre 2019, le comité constate que le manquement n'a cessé qu'à compter de la connaissance par cette dernière de la demande de sanction, nonobstant les relances qui lui ont été faites à trois reprises avant cette saisine.

Le comité relève par ailleurs que l'absence de transmission par la société Enedis d'un projet de convention de raccordement dans les délais prescrits par sa décision aurait pu conduire la société Moulin du Teulel à devoir injecter sa production sans convention de raccordement, en méconnaissance des dispositions de l'article D. 342-10 du code de l'énergie qui rend pourtant obligatoire la signature d'une convention de raccordement avant la mise en service de toute installation raccordée à un réseau public d'électricité. À cet égard, le comité rappelle également « *qu'une décision de règlement de différend donne une solution à un différend mais ne saurait, par elle-même, créer une relation contractuelle ou se substituer à celle-ci, d'autant plus lorsque son dispositif enjoint au gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité de proposer les bases de cette relation contractuelle* ».

Le comité estime que le retard de la société Enedis est susceptible d'avoir empêché la société Moulin du Teulel de bénéficier d'un contrat d'obligation d'achat HO7R pendant vingt mois. Toutefois, si le comité estime que l'ampleur et la gravité du dommage résultent pour l'essentiel de la négligence et de la désorganisation interne du GRD, il relève qu'il n'a pas été démontré qu'il ait cherché à tirer un quelconque avantage de cette situation.

Compte tenu de la gravité du manquement, de la situation de l'entreprise intéressée, de l'ampleur du dommage et des avantages tirés ainsi évalués, le comité prononce une sanction pécuniaire de 100 000 € à l'encontre de la société Enedis et assortie cette sanction d'une publication de sa décision, d'une part, au *Journal officiel* et, d'autre part, sur le site internet de la CRE sans anonymisation pendant une durée de deux ans.

(CoRDIS, 7 décembre 2021, n° 02-40-19, Moulin du Teulel c/ Enedis, *Journal officiel* du 29 décembre 2021, texte n° 0302)

5.1.2 CoRDIS, décision de sanction du 25 avril 2022, les sociétés EDF et EDFT sont condamnées à hauteur, respectivement, de 500 000 euros et 50 000 euros pour des manquements au règlement « REMIT »

Par deux décisions du 25 avril 2022, le CoRDIS de la CRE sanctionne la société EDF et sa filiale de *trading* en raison de manquements au règlement européen du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (le règlement « REMIT »).

Le CoRDIS retient que la société EDF n'a pas rendu publique une information privilégiée qu'elle détenait au moins à compter du 17 octobre 2016 et qui était relative à la réalisation de contrôles sur cinq réacteurs de son parc nucléaire, devant très probablement entraîner l'arrêt de ces réacteurs. Le CoRDIS estime également que la société EDF a méconnu l'interdiction de procéder à des opérations d'initiés en utilisant cette information privilégiée afin d'acquérir des produits énergétiques de gros auxquels se rapporte cette information.

Le comité considère que la non-publication par EDF de l'information privilégiée en cause « *constitue un manquement d'une gravité particulière au regard de l'importance en volume de la production d'électricité concernée par ces indisponibilités et de l'impact potentiellement considérable de la publication d'une telle information sur les prix des produits énergétiques de gros et sur le rétablissement de l'intégrité des marchés.* »

Le CoRDIS prononce à l'encontre de la société EDF une sanction pécuniaire de 500 000 euros.

Par ailleurs, le CoRDIS sanctionne la société EDF Trading Limited, filiale d'EDF, pour des faits de manipulation de marché liés à la soumission en double d'ordres d'achats en amont d'enchères *day-ahead* qui se sont déroulées les 6 et 7 novembre 2016. Ces surplus d'achats ont induit une hausse de prix et ont par conséquent été susceptibles de donner une indication trompeuse sur l'état de l'offre et la demande sur le marché.

Le CoRDIS relève notamment que ce manquement a produit des effets limités dans le temps et que son caractère intentionnel n'a pu être établi. Il prononce une sanction pécuniaire de 50 000 euros à l'encontre de la société EDF Trading Limited. Le comité décide également que sa décision sera publiée, sous réserve des secrets protégés par la loi, au *Journal officiel* de la République française, sur le site internet de la Commission de régulation de l'énergie de manière non anonymisée pendant deux ans pour la société EDF et six mois pour la société EDF Trading Limited, et dans le communiqué financier de la société EDF prévu le 4 mai 2022.

(CoRDIS, 25 avril 2022, n° 02-40-18, EDF et EDT Trading Limited, *Journal officiel* du 4 mai 2022, texte n° 92)

5.1.3 CoRDIS, décision de sanction du 19 mai 2022, la société Engie est condamnée à hauteur de 80 000 euros pour des manquements au règlement « REMIT »

Le CoRDIS retient que l'information relative à la prolongation de l'indisponibilité d'une unité de production d'électricité, a revêtu, avant sa publication le 23 janvier 2017 à 06:01:24 sur le site de transparence d'Engie, le caractère d'une « information privilégiée » au sens du règlement REMIT.

En communiquant cette information au sein de l'entreprise entre l'équipe Dispatch et l'équipe Short Term Trading et en réalisant cinq transactions sur EPEX SPOT le matin du 23 janvier 2017, avant que cette information ne soit rendue publique, la société Engie a méconnu les dispositions de l'article 3 de ce règlement qui prohibe les opérations d'initiés.

Le Comité précise que l'intention, le caractère délibéré et l'existence ou l'ampleur de l'effet, direct ou indirect, sur le marché, ne sont pas des éléments opérants pour apprécier le manquement à l'interdiction d'opérations d'initiés.

Le CoRDIS ajoute également que la communication d'une information privilégiée dans le cadre normal de l'exercice d'un travail, d'une profession ou d'une fonction, doit s'entendre comme exigeant que cette communication, si elle n'est pas dénuée de tout lien avec cet exercice, soit d'une part nécessaire à ce dernier, et d'autre part, qu'elle soit proportionnelle.

Le CoRDIS prononce à l'encontre de la société Engie une sanction pécuniaire de 80 000 euros. Le comité décide également que sa décision sera publiée, sous réserve des secrets protégés par la loi, au *Journal officiel* de la République française, sur le site internet de la Commission de régulation de l'énergie de manière non anonymisée pendant deux ans, et dans le communiqué financier de la société Engie prévu le 29 juillet 2022.

(CoRDIS, 19 mai 2022, n° 01-40-20, Engie, *Journal officiel* du 25 juin 2022, texte n° 66)

5.2 Décisions marquantes en matière de règlements de différends

5.2.1 Décisions relatives aux terrains enclavés

Depuis janvier 2021, le CoRDIS a été saisi de seize demandes de règlement de différends relatifs au raccordement d'installations de consommation situées sur des terrains enclavés opposant des utilisateurs du réseau public de distribution d'électricité à la société Enedis.

Les différends portent sur les choix techniques du gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité (le GRD) pour établir l'opération de raccordement de référence (l'ORR). En procédant à une application systématique et contraignante des dispositions de la norme NF C 14-100 – dont le CoRDIS a pourtant rappelé le caractère non-obligatoire –, le GRD est amené à proposer des raccordements généralement plus onéreux et nécessitant des servitudes d'utilité publique pour traverser les parcelles de desserte, ce que refusent les demandeurs.

Par une dizaine de décisions, le CoRDIS est venu rappeler les obligations qui pèsent sur le GRD (1), les textes en vigueur (2) et préciser des points de droit, de procédure et de technique (3).

1. En application d'un arrêté du 28 août 2007¹²⁵ et conformément à son référentiel technique, le GRD est tenu d'établir l'ORR qui répond aux besoins en électricité du demandeur, qui emprunte un tracé techniquement et administrativement réalisable, et qui minimise la somme des coûts de réalisation des ouvrages de ce raccordement. Ces critères sont cumulatifs et doivent être pris en compte par le GRD, tout comme doivent également l'être les éléments de droit ou de fait dont il a connaissance au moment de l'élaboration de la proposition de raccordement.

2. Le CoRDIS est également venu rappeler que la solution technique retenue par le GRD doit être établie en conformité avec les arrêtés du 3 août 2016¹²⁶ et du 17 mai 2001¹²⁷ et être susceptible d'être reproduite dans des circonstances similaires, en répondant de manière équivalente aux objectifs poursuivis par ces arrêtés. En outre, le comité précise que si les ouvrages de branchement conçus et réalisés selon les prescriptions de la norme NF C 14-100 sont présumés satisfaire aux objectifs de l'arrêté du 3 août 2016 et ainsi, plus particulièrement, aux prescriptions de l'arrêté du 17 mai 2001, les dispositions de l'article 4 de l'arrêté du 3 août 2016 ne s'opposent pas à la mise en œuvre de toute autre solution technique selon les conditions susmentionnées. Enfin, alors que la société Enedis implante de manière systématique le coupe-circuit principal individuel (CCPI) sur la parcelle dont le demandeur a l'exclusivité de l'usage en application de la norme NF C 14-100, et non en bordure du domaine public

¹²⁵ Arrêté du 28 août 2007 fixant les principes de calcul de la contribution mentionnée aux articles 4 et 18 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

¹²⁶ Arrêté du 3 août 2016 portant réglementation des installations électriques des bâtiments d'habitation.

¹²⁷ Arrêté du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique.

pour des terrains enclavés, le CoRDIS constate qu'aucune disposition des deux arrêtés précités ne prévoit une telle obligation qui viendrait conforter la pratique du GRD.

3. Les décisions de règlement des différends ont par ailleurs permis au CoRDIS de préciser certains points de droit, de procédure ou de technique qui faisaient l'objet de débats entre les parties.

En premier lieu, les ouvrages du réseau public s'arrêtent au point de livraison. Ainsi, la responsabilité du GRD dans l'entretien du réseau et le respect de la chute de tension admissible au regard des prescriptions de la norme NF C 14-100 s'apprécient sur l'ensemble du raccordement du demandeur jusqu'à ce point de livraison qui marque la séparation technique entre réseau public et installations intérieurs. Partant, les installations électriques qui sont situées en aval de ce point relèvent de l'installation électrique intérieure du demandeur. Elles sont donc sous la responsabilité de ce dernier. Ce rappel s'applique également pour l'élaboration de l'ORR où le GRD est tenu d'évaluer la somme des coûts du raccordement jusqu'à ce point de livraison mais ne doit pas prendre en compte le coût de la réalisation des travaux relatifs à une installation intérieure.

En deuxième lieu, en ce qui concerne l'obtention de servitudes, le comité rappelle qu'en vue de la réalisation de ses missions de service public, le GRD doit se voir consentir une servitude pour réaliser les travaux nécessaires à l'implantation et à l'entretien d'ouvrages du Réseau public de distribution sur des parcelles traversées qui n'appartiendraient pas en propre au demandeur au raccordement. Toutefois, lorsque le GRD est confronté au refus d'un propriétaire de signer une telle convention, le comité précise qu'il incombe alors au GRD de demander que les travaux de raccordement soient déclarés d'utilité publique par l'autorité administrative compétente, sans que le demandeur au raccordement n'ait à engager de démarches auprès des juridictions compétentes pour assurer le respect de ses droits.

En troisième lieu, le comité énonce qu'en l'absence de texte précisant les modalités de traitement d'une demande de raccordement en cas de partage de la maîtrise d'ouvrage entre un GRD et une autorité organisatrice de la distribution d'électricité (AODE), rien ne fait obstacle à ce que le GRD transmette au demandeur, dans une seule proposition de raccordement, sa solution de raccordement ainsi que celle élaborée par l'AODE pour les travaux la concernant. En effet, la seule proposition de raccordement communiquée par le GRD est incomplète dans la mesure où elle ne concerne que la part du raccordement étant sous sa maîtrise d'ouvrage, ce qui ne permet pas à l'utilisateur d'identifier l'ORR.

La société Enedis a formé des recours contentieux contre certaines des décisions du CoRDIS, en faisant notamment valoir l'indispensable complémentarité selon elle entre les arrêtés de 2001 et 2016 et la norme NF C 14-100.

5.2.2 CoRDIS, décision du 4 novembre 20221 relative aux conditions d'accès au réseau de transport de gaz naturel

La société Gazonor injecte sur le réseau de transport de gaz naturel du « gaz de mine » issu d'anciennes galeries minières du nord de la France. Compte tenu de ses propriétés physico-chimiques, le gaz de mine doit préalablement être mélangé au gaz naturel prélevé sur le réseau de transport avant d'y être injecté.

La société Gazonor a saisi le CoRDIS à la suite d'un différend l'opposant au gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, la société GRTgaz, après avoir constaté des limitations d'injection de son gaz de mine sur le réseau. Elle demandait notamment que le contrat d'injection la liant à la société GRTgaz soit modifié afin qu'un débit minimal d'injection de son gaz de mine sur le réseau lui soit garanti et que la société GRTgaz lui fournisse des informations sur les volumes injectables mensuels de gaz de mine.

Le CoRDIS rappelle que le droit d'accès des opérateurs au réseau de transport de gaz naturel peut être limité pour des motifs tenant à la préservation du bon fonctionnement et du niveau de sécurité des infrastructures de gaz naturel. L'injection par la société Gazonor de son gaz de mine n'étant possible que dans la mesure où une quantité suffisante de gaz naturel est disponible sur le réseau au point d'injection afin de procéder à ce mélange, ce motif est de nature à justifier une limitation des quantités de gaz de mine injectées par la société Gazonor. Le comité rejette par conséquent la demande de la société Gazonor tendant à ce que lui soit garantie une ouverture permanente du mélangeur de gaz de mine avec un débit minimal.

Le comité rappelle cependant que, dans le cadre de son obligation de transparence, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel doit fournir aux utilisateurs de ce réseau une information aussi claire et complète que possible sur leurs conditions d'accès au réseau et, notamment, le cas échéant, sur les raisons justifiant une limitation de leur accès à ce réseau ainsi que sur l'ampleur et la durée prévisibles de ces limitations d'accès.

Par conséquent, il appartient à la société GRTgaz de fournir à la société Gazonor des prévisions relatives aux limitations d'accès à intervenir qui soient aussi complètes que possible afin de mettre cette société en mesure de prévoir et d'optimiser ses injections de gaz et de limiter les coûts liés au recyclage des quantités de gaz non injectées. En l'espèce, il apparaît au comité que la société GRTgaz est en mesure de fournir à la société Gazonor une estimation indicative des volumes injectables mensuels en se fondant sur l'historique des volumes de gaz présents sur le réseau.

Le comité enjoint par conséquent à la société GRTgaz de proposer à la société Gazonor un avenant au contrat d'injection qui les lie afin d'y inclure cette obligation de transmission d'information. Le CoRDIS décide également que les premières estimations fournies par la société GRTgaz devront parvenir à la société Gazonor dans un délai d'un mois à compter de la notification de sa décision.

(CoRDIS, 4 novembre 2021, n° 08-38-21, Gazonor c/ GRTgaz, *Journal officiel* du 29 décembre 2021, texte n° 143)

5.2.3 CoRDIS, décision de mesures conservatoires du 16 juin 2022 relative à la conclusion de contrats GRD-F, GRD-RE et GRD AO

La société SELFEE, fournisseur d'électricité, entendait participer à une consultation lancée par un avis de marché de la collectivité Saint-Louis Agglomération pour la fourniture d'électricité publié le 30 mai 2022, participation dont la recevabilité était notamment subordonnée à la production d'un mémoire technique exposant l'état des relations entre les gestionnaires de réseaux locaux – les sociétés HUNELEC et PRIMEO ENERGIE – en vue de la conclusion de contrats GRD-RE, GRD-F et GRD AO dont la date d'entrée en vigueur devait être fixée au 1^{er} juillet 2022. Les réponses à la consultation devaient intervenir avant le 16 juin 2022 à 10h.

Si la société SELFEE est parvenue à conclure avec la société HUNELEC les contrats faisant l'objet des conditions susmentionnées, la société PRIMEO ENERGIE, alertée le 31 mai 2022 par la demanderesse puis formellement saisie le 8 juin 2022 des formulaires renseignés, a fait savoir à la société SELFEE le 13 juin que la date d'entrée en vigueur des contrats ne pouvait être que le 1^{er} août 2022, en raison de délais d'instruction des demandes qui ne pouvaient être inférieurs à 15 jours.

Contestant ce délai fixé par le gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité qui l'empêchait de remplir les conditions de l'avis de marché et qui, en tout état de cause ne faisait pas obstacle en l'espèce à une entrée en vigueur au 1^{er} juillet des contrats souhaités, la société SELFEE a saisi le comité d'une demande de règlement de différend assortie d'une demande de mesures conservatoires.

Constatant que la situation était susceptible de constituer une atteinte grave et immédiate aux conditions d'accès au réseau, le CoRDIS a pris acte, par une décision du 16 juin 2022 à 9h42 de l'engagement de la société PRIMEO ENERGIE de communiquer une lettre de confort à la société SELFEE lui permettant de répondre aux conditions de la consultation menée par Saint-Louis Agglomération dans le délai prévu. La demanderesse, dont l'offre a été finalement retenue, a pu ainsi répondre à l'avis de marché.

Partant, le CoRDIS a, en statuant en 36h sur la demande de mesures conservatoires dont il était saisi, permis de lever les obstacles qui s'opposaient le cas échéant à une ouverture effective à la concurrence du marché de détail sur le territoire d'une entreprise locale de distribution.

(CoRDIS, 16 juin 2022, n° 08-38-22, SELFEE c/ PRIMEO ENERGIE, *Journal officiel* du 22 juin 2022, texte n° 148)

5.2.4 Cour de cassation, décision du 6 avril 2022, rejet du pourvoi de la CRE en matière de S3REnR

La Cour de cassation a, aux termes d'une décision en date du 6 avril 2022 rejeté le pourvoi introduit par la CRE à l'encontre de l'arrêt rendu par la Cour d'appel de Paris en date du 19 novembre 2020 en matière de paiement de la quote-part prévue par un schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR).

La cour d'appel avait réformé la décision du CoRDIS n° 02-38-19 en date du 29 octobre 2019 aux termes de laquelle le comité avait estimé que la société PMS7 n'était pas redevable de la contribution au titre des ouvrages propres et de la quote-part des ouvrages mutualisés en application du S3REnR de la région Lorraine. La CRE, prise en la personne du président du CoRDIS, avait donc introduit, tout comme la société PMS7, des pourvois à l'encontre de l'arrêt de la cour d'appel de Paris.

La Cour de Cassation juge que « l'article L. 342-1, et l'article L. 342-12 qui le complète, exigent uniquement que le raccordement s'inscrive dans un Schéma régional et non qu'il s'inscrive dans le périmètre de mutualisation défini par celui-ci, et encore moins que l'installation à raccorder soit un ouvrage inscrit dans ce périmètre de mutualisation, ce dont il déduit, à bon droit, que ne relèvent du périmètre de mutualisation que des ouvrages électriques du réseau public de transport permettant d'accueillir et de transporter l'énergie produite par les installations de production d'énergie renouvelable et que ces installations à raccorder ne peuvent, par définition, être inscrites dans ce périmètre ».

La Cour de cassation précise en outre que le S3REnR, qui a pour objet de planifier et d'organiser le raccordement au réseau de transport public d'électricité des installations de production par énergie renouvelable, a vocation à s'appliquer à tout raccordement au réseau dès lors qu'il dessert une installation de production d'énergie renouvelable, à l'exception de celles visées à l'article D. 321-10 du code de l'énergie.

En conséquence, la Cour de cassation retient que la société productrice est redevable de la quote-part prévue par le S3REnR dans le cadre duquel elle s'inscrit, du seul fait de son raccordement au réseau.

(Cour de cassation, Chambre commerciale, 6 avril 2022, pourvois n° 20-23.163 ; 20-23.339, Société Pays de Montmédy Solaire 7 - CRE)

INDEX DES GRAPHIQUES

Figure 1 Les délibérations de la CRE relatives aux barèmes de raccordement	17
Figure 2 Type de calcul envisagé et état d'avancement dans les régions dont fait partie la France	24
Figure 3 Statut de décision et date de mise en œuvre attendue des méthodologies RDCT	28
Figure 4 Méthodologies CACM approuvées ou restant à approuver	32
Figure 5 Méthodologies FCA approuvées ou restant à approuver	33
Figure 6 Méthodologies EBL approuvées ou restant à approuver	34
Figure 7 Méthodologies SOGL approuvées ou restant à approuver	35
Figure 8 Structure du marché français	36
Figure 9 Différentiel moyen entre les offres à l'achat et les offres à la vente	38
Figure 10 Maximum des échanges entre la France et ses pays voisins en 2021 (en MW)	38
Figure 11 Corrélations des prix entre la France et ses pays voisins (spot J+1)	39
Figure 12 Ecart de prix moyen entre la France et les pays voisins (spot J+1)	40
Figure 13 Ecart de prix moyen entre la France et l'Allemagne (future annuel Y+1)	41
Figure 14 Transactions à l'interconnexion France – CWE en 2021	42
Figure 15 Transactions à l'interconnexion France – Grande-Bretagne en 2021	42
Figure 16 Transactions à l'interconnexion France – Espagne en 2021	43
Figure 17 Transactions à l'interconnexion France – Italie en 2021	43
Figure 18 Transactions à l'interconnexion France – Suisse en 2021	44
Figure 19 Répartition des consommateurs finals par type de site (au 31 décembre 2021)	47
Figure 20 Répartition de la consommation annuelle des consommateurs finals (au 31 décembre 2021)	47
Figure 21 Typologie des sites au 31 décembre 2021	48
Figure 22 Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché (en nombre de sites au 31 décembre 2021)	48
Figure 23 Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché (en nombre de sites au 31 décembre 2021)	48
Figure 24 Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs pour chaque segment et sur l'ensemble du marché en volume (au 31 décembre 2021)	48
Figure 25 Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché en volume (au 31 décembre 2021)	49
Figure 26 Indice HHI pour les différents segments de clientèle (2021)	49
Figure 27 Les fournisseurs nationaux d'électricité	50
Figure 28 Taux de switch trimestriel	51
Figure 29 Augmentation des tarifs réglementés de vente (évolution en moyenne, hors taxes)	53
Figure 30 Evolution du Tarif Réglementé de Vente de vente de l'électricité hors taxes en euros constants	54
Figure 31 Facture aux tarifs réglementés de vente d'électricité au 28 février 2022 (€/MWh)	54
Figure 32 Comparaison des offres à prix variable pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2021	57
Figure 33 Comparaison des offres vertes à prix variable pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2021	57
Figure 34 Comparaison des offres à prix fixe pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2021	58
Figure 35 Comparaison des offres vertes à prix fixe pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2021	58
Figure 36 Comparaison des offres à prix variable pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2021	59
Figure 37 Comparaison des offres vertes à prix variable pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2021	59
Figure 38 Comparaison des offres à prix fixe pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2021	60
Figure 39 Comparaison des offres vertes à prix fixe pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2021	60
Figure 40 Le parc électrique installé en France au 31 décembre 2021	61
Figure 41 Le prix des écarts depuis avril 2017	64
Figure 42 : Evolution du facteur k et de son rejeu entre 2012 et 2021	64
Figure 42 Importations, exportations, et production de gaz (flux commerciaux) 2021	81
Figure 43 Prix du day-ahead au PEG * (moyennes mensuelles)	82
Figure 44 Prix du day-ahead sur les principaux hubs du nord-ouest de l'Europe (moyenne mensuelle)	83
Figure 45 Volumes échangés sur les marchés intermédiés	83
Figure 46 Livraisons aux points d'échanges de gaz	84
Figure 47 Niveau de concentration des marchés intermédiés français (Segment spot)	84
Figure 48 Niveau de concentration des marchés intermédiés français (Segment à terme)	85
Figure 49 Typologie des sites en gaz naturel, au 31 décembre 2021	85
Figure 50 Répartition en nombre de sites des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2021	86
Figure 51 Répartition en volume des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2021	86
Figure 52 Parts de marché, en nombre de sites, des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2021	87
Figure 53 Parts de marché, en nombre de sites, des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2021	87
Figure 54 Parts de marché, en volume, des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2021	87
Figure 55 Parts de marché, en volume, des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2021	87

Figure 56 Indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail.....	88
Figure 57 Les fournisseurs nationaux du gaz naturel.....	88
Figure 58 Taux de switch trimestriel de 2008 à 2021.....	89
Figure 59.1 Décomposition de la facture TTC aux tarifs réglementés de vente d'Engie au 31 décembre 2021 en l'absence de bouclier tarifaire (mis en place en octobre 2021).....	90
Figure 59.2 Décomposition de la facture TTC aux tarifs réglementés de vente d'Engie au 31 décembre 2021 - tarifs effectivement appliqués à la suite de la mise en place du gel tarifaire d'octobre,).....	90
Figure 60 Evolution du tarif réglementé de vente de gaz naturel d'Engie, hors taxes et CTA, en € constants 2021 par mégawattheure	91
Figure 61 Comparaison des offres de gaz naturel à prix variable pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2021, offres standards et offres vertes	92
Figure 62 Comparaison des offres de gaz naturel à prix fixe pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2021, offres standards et offres vertes	93
Figure 63 Comparaison des offres à prix variable pour un client type « chauffage » au 31 décembre 2021, offres standards et offres vertes	94
Figure 64 Comparaison des offres à prix fixe pour un client type « chauffage » au 31 décembre 2021, offres standards et offres vertes	95
Figure 65 sites de stockage souterrain de gaz naturel en France	97



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