



RAPPORT ANNUEL A LA COMMISSION EUROPEENNE

31 juillet 2018

Principaux développements des marchés français
de l'électricité et du gaz naturel
en 2017 et au premier semestre 2018

AVERTISSEMENT

En vertu de l'article 32 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, transposant les articles 23.1 et 25.1 des directives 2003/54 et 2003/55, la Commission de régulation de l'énergie vient de publier son rapport annuel.

La Direction générale de l'énergie de la Commission européenne souhaite, toutefois, obtenir des informations complémentaires dont disposent les autorités de régulation nationales. À ce titre, le présent rapport est transmis à la DG ENER.

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. Ainsi, en matière de service public (article 15 de la directive 2009/72/CE et 3.11 de la directive 2009/73/CE) et de sécurité d'approvisionnement (article 4 de la directive 2009/72/CE et article 5 de la directive 2009/73/CE), la Commission de régulation de l'énergie détient des compétences partagées avec les ministres de l'économie et de l'énergie.

SOMMAIRE

AVERTISSEMENT	2
PRINCIPAUX DEVELOPPEMENTS DES MARCHES FRANÇAIS DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL EN 2017 ET AU PREMIER SEMESTRE 2018	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 MARCHÉ DE L'ELECTRICITE.....	8
2.1 L'ACCES AUX RESEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	8
2.1.1 L'indépendance des gestionnaires de réseaux	8
2.1.1.1 Le suivi des obligations liées à la certification du gestionnaire du réseau de transport	8
2.1.1.2 La dissociation et l'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution et des entreprises locales de distribution (ELD)	9
2.1.2 Les aspects techniques.....	9
2.1.2.1 La qualité de l'électricité.....	9
2.1.2.2 Le raccordement et l'accès aux réseaux publics d'électricité	11
2.1.2.3 Le cadre applicable aux énergies renouvelables	14
2.1.3 Les tarifs d'accès aux réseaux.....	15
2.1.3.1 Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité	15
2.1.4 Les aspects transfrontaliers.....	16
2.1.4.1 Bilan de l'utilisation et de la gestion des interconnexions aux frontières françaises en 2017.....	16
2.1.4.2 Les règles d'allocation et de calcul de capacité.....	16
2.1.4.3 Le développement des interconnexions françaises	18
2.1.5 La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs.....	19
2.1.5.1 Le respect des décisions juridiquement contraignantes et des avis de l'ACER	19
2.1.5.2 La mise en œuvre des codes de réseau	20
2.2 LA CONCURRENCE ET LE FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DE L'ELECTRICITE	22
2.2.1 Le marché de gros	22
2.2.1.1 Production - consommation.....	22
2.2.1.2 Les prix de marché <i>day-ahead</i>	22
2.2.1.3 Les marchés organisés	23
2.2.1.4 Le marché gré-à-gré	23
2.2.1.5 Le négoce transfrontalier.....	23
2.2.1.6 L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique	31
2.2.1.7 La surveillance du marché de gros	31
2.2.2 Le marché de détail	32
2.2.2.1 Etat des lieux	32
2.2.2.2 Les prix et les offres	36
2.3 LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT	41
2.3.1 Le suivi de l'équilibre offre / demande d'électricité.....	41
2.3.1.1 Évolutions relatives à la demande d'électricité.....	41
2.3.1.2 Évolutions relatives à l'offre d'électricité.....	41
2.3.2 La surveillance des investissements dans les capacités de production en relation avec la sécurité d'approvisionnement.....	42

2.3.2.1	L'équilibrage électrique en temps réel	42
2.3.2.1	Le mécanisme de capacité	44
3.	LE MARCHÉ DU GAZ.....	44
3.1	L'ACCES AUX INFRASTRUCTURES DE GAZ NATUREL	44
3.1.1	L'indépendance des gestionnaires de réseaux	44
3.1.1.1	Le suivi des obligations liées à la certification des gestionnaires de réseau de transport	44
3.1.1.2	L'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution et des entreprises locales de distribution (ELD).....	46
3.1.2	Les aspects techniques.....	47
3.1.2.1	Le système de comptage évolué de GRDF	47
3.1.2.2	La qualité de service	47
3.1.3	Les conditions d'accès aux réseaux, aux terminaux méthaniers et aux installations de stockage de gaz naturel	49
3.1.3.1	Les tarifs de raccordement au réseau	49
3.1.3.2	Les tarifs d'accès aux réseaux de transport.....	49
3.1.3.3	Les tarifs d'accès au réseau de distribution.....	51
3.1.3.4	Les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers.....	52
3.1.3.5	L'accès des tiers aux installations de stockage	53
3.1.4	Les aspects transfrontaliers.....	54
3.1.4.1	Les règles d'allocation de la capacité de transport	54
3.1.4.2	Le développement des interconnexions françaises.....	55
3.1.5	La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs.....	56
3.1.5.1	Le respect des décisions juridiquement contraignantes et des avis de l'ACER	56
3.1.5.2	La mise en œuvre des codes de réseau – l'évolution des règles d'équilibrage.....	56
3.2	LA CONCURRENCE ET LE FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DU GAZ	57
3.2.1	Le marché de gros	57
3.2.1.1	Etat des lieux	57
3.2.1.2	Evolution des prix <i>day-ahead</i> sur le marché de gros du gaz	57
3.2.1.3	Les marchés intermédiés	60
3.2.1.4	Les livraisons aux PEG	61
3.2.1.5	Niveau de concentration du marché français	62
3.2.2	Le marché de détail	63
3.2.2.1	Etat des lieux	63
3.2.2.2	Les prix et les offres	67
3.3	LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT	70
3.3.1	Le suivi de l'équilibre offre / demande de gaz naturel.....	70
3.3.1.1	Hiver 2016-2017	70
3.3.1.2	Hiver 2017-2018	71
3.3.2	Le niveau de la demande prévue, des réserves disponibles et des capacités supplémentaires envisagées.....	72
3.3.2.1	La demande de gaz naturel en France	72
3.3.2.2	Les capacités de stockage.....	73
3.3.2.3	Les terminaux méthaniers	75
3.3.3	Les mesures de réponse aux pics de demandes et aux déficits d'approvisionnement.....	75
3.3.3.1	Les obligations des opérateurs de transport et de distribution de gaz.....	75
3.3.3.2	Les mesures d'urgence.....	75

4. LA PROTECTION DES CONSOMMATEURS.....	76
4.1 LA PROTECTION DES CONSOMMATEURS	76
4.1.1 Respect des mesures prévues à l'annexe 1	76
4.1.2 Questions et les réclamations.....	76
4.1.3 La protection des clients vulnérables	77
4.1.3.1 Electricité	77
4.1.3.2 Gaz	78
4.2 DECISIONS MARQUANTES EN MATIERE DE REGLEMENT DE DIFFERENDS.....	79
4.2.1 CoRDIS, décision du 8 décembre 2017 relative aux conditions d'utilisation par la société GRTgaz d'une modulation des flux apportés par la société ENGIE au point d'interconnexion Taisnières B – Blaregnies	79
4.2.2 CoRDIS, décision du 16 mars 2018 relative à la contribution financière pour une extension du réseau public de distribution d'électricité.....	80
4.2.3 CoRDIS, décision de sanction du 11 juin 2018, la société Enedis est condamnée à hauteur de 3 millions d'euros pour ne pas avoir respecté une décision de règlement des différends.....	80
4.2.4 CoRDIS, décision du 18 juin 2018 relative aux conditions financières des prestations de gestion de clientèle effectuées par les fournisseurs pour le compte des GRD auprès des clients en contrat unique	81

PRINCIPAUX DEVELOPPEMENTS DES MARCHES FRANÇAIS DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL EN 2017 ET AU PREMIER SEMESTRE 2018

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

1.1 Message du collège

Concilier transition énergétique et efficacité de la dépense publique

L'énergie tient une place prépondérante dans nos sociétés où elle s'affirme comme un bien vital. Les innovations technologiques, le développement du numérique et les objectifs de transition énergétique induisent de profondes évolutions. Par ses travaux sur les marchés du gaz et de l'électricité, sur les réseaux, le collège de la Commission de Régulation de l'énergie (CRE) accompagne et anticipe ces changements au bénéfice du consommateur et des territoires.

L'année 2017 a été marquée par une accélération significative de la concurrence. Sur les volumes totaux de consommation, la part de marché des fournisseurs alternatifs s'élève à 31 % en électricité et à 57 % sur le marché du gaz. Avec 24 entrants et une trentaine d'offres en électricité et en gaz, une dynamique plus active s'est enclenchée sur le marché des clients résidentiels. Les innovations technologiques et le développement du numérique ouvrent des opportunités commerciales pour capter l'intérêt du consommateur sur la maîtrise de la demande. Un intérêt dont on perçoit les frémissements avec l'autoconsommation. Les initiatives toujours plus nombreuses dans ce domaine ont conduit le collège de la CRE à se saisir du sujet. Il a également engagé un travail conséquent sur les données numériques. Il a en particulier dressé un état des lieux avec une typologie juridique et technique pour en déterminer les enjeux sur la gestion des infrastructures. Il a aussi formalisé quinze recommandations pour faire des données numériques un levier d'efficacité du système énergétique.

En coopération avec les autres régulateurs de l'énergie, les travaux européens sur la construction du marché intégré se poursuivent en vue de définir les règles communes de fonctionnement.

La CRE a mené en 2017 des travaux majeurs afin d'améliorer le fonctionnement des marchés français de l'électricité et du gaz et d'apporter de la visibilité à l'ensemble des acteurs : en électricité, avec la définition d'une feuille de route sur l'équilibrage ; en gaz, avec la préparation de la fusion des zones pour une entrée en vigueur au 1er novembre 2018 ; mais surtout avec la mise en œuvre de la régulation des opérateurs de stockage consécutive à la réforme de l'accès aux stockages de gaz. Opérationnelle depuis le 1er avril 2018, cette réforme a permis la souscription de la quasi-totalité des stockages pour l'hiver prochain et ainsi de garantir la sécurité d'approvisionnement.

Concernant les investissements dans les infrastructures, le développement et l'optimisation des interconnexions facilitent la diversification des sources d'approvisionnement, valorisent les énergies renouvelables et renforcent la sécurité d'approvisionnement et la sûreté du système. Toujours très vigilante à la maîtrise des coûts, la CRE entend s'assurer de l'utilité des nouvelles infrastructures pour le consommateur. Dans le contexte particulier du Brexit, mis à part les projets d'interconnexions ElecLink et IFA2 en cours de réalisation, le collège a décidé d'attendre d'avoir davantage de visibilité sur les conditions de sortie du Royaume-Uni pour engager tout nouveau projet d'interconnexion. Du côté espagnol, la CRE et son homologue, la CNMC, ont conclu un accord pour une nouvelle liaison électrique qui doublera les capacités d'interconnexion entre la France et la péninsule Ibérique et bénéficiera du soutien financier de l'Union européenne à hauteur de 30 %.

Dans un monde en profonde transformation, le développement des énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque) prend de l'ampleur. Son souci de l'efficacité économique a amené la CRE à recommander avec insistance de recourir aux appels d'offres pour les filières matures. Les résultats sont au rendez-vous : avec le jeu de la concurrence, les prix des énergies renouvelables ont très sensiblement diminué. Le prix du MWh photovoltaïque qui a culminé à 600 € il y a dix ans, se situe aujourd'hui pour certaines installations aux environs de 60 €. Cette procédure utilisée pour la première fois en 2017 pour l'éolien terrestre a également entraîné une baisse significative des prix qui avoisinent aujourd'hui 64 € par MWh. La France obtient enfin des prix proches de ses voisins européens.

Dans les territoires insulaires non reliés au réseau électrique de la France continentale, les caractéristiques géographiques et climatiques ainsi que les contraintes liées aux infrastructures renchérissent les coûts de production de l'énergie qui, au final, pèsent sur la facture de tous les consommateurs. Or ces territoires doivent, eux aussi, et le plus rapidement possible, relever les défis de la transition énergétique, en particulier porter à 50 % la part d'énergies renouvelables dans leur consommation en 2020 et devenir autonomes énergétiquement en 2030.

Dans ce contexte, concilier transition énergétique et efficacité de la dépense publique est un impératif. Impératif que la CRE donne à l'accomplissement de toutes ses missions.

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 Carencio, 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 2017, pour effectuer ses missions, le collège de la CRE a rendu 291 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.

Depuis 2017, la CRE régule l'accès au stockage de gaz dans le cadre 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.

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.

Les missions et l'activité de la CRE se sont considérablement accrues depuis 2010 avec la transposition des directives du 3^e paquet énergie (pouvoir de décision pour la fixation des tarifs d'utilisation des réseaux, certification, examen des schémas décennaux d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport), l'entrée en vigueur de la loi NOME (ARENH, surveillance des marchés de détail), le lancement de nombreux appels d'offres en matière d'énergies renouvelables, l'entrée en vigueur du règlement REMIT et les travaux européens pour l'élaboration des règles relatives à l'intégration des marchés. La loi dite LTECV a également ajouté douze missions supplémentaires. En 2016, le ministre de l'Énergie a décidé d'attribuer à la CRE les ressources nécessaires pour lui permettre de répondre à l'ensemble de ses missions et, pour la première fois depuis 2008, les effectifs de la CRE ont connu une augmentation à hauteur de 20 ETP (équivalent temps plein). Cette mesure a pu être mise en œuvre sans attendre la loi de finances pour 2017 puisqu'un décret de transfert a permis à la CRE de bénéficier des ressources en fonctionnement et en masse salariale dès le 1^{er} septembre 2016. Cette augmentation significative des effectifs a ensuite été actée par la loi n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017 qui a fixé le plafond d'emploi de la CRE à 149 ETP au 1^{er} janvier 2017. Au 31 décembre 2017, la CRE comptait 144 agents (hors commissaires) dont 65 femmes et 79 hommes (elle comptait 130 agents en 2016 dont 57 femmes et 73 hommes).

2. LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

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 148 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 1,3 million de km de lignes, et dessert 35 millions de clients. 4 autres GRD desservent plus de 100 000 clients. Il s'agit des sociétés Gérédis Deux-Sèvres, SRD, Strasbourg Electricité Réseaux et URM. Enfin, 143 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 2012, 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'évolution du capital 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 décision du 11 janvier 2018.

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 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 2017, quatorze 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.

S'agissant de la gouvernance de RTE, la CRE a approuvé, le 16 mars 2017 et le 30 mars 2017, la proposition de nomination de nouveaux membres de la minorité au sein du Conseil de surveillance de RTE. Cette évolution est intervenue concomitamment à l'évolution de l'actionnariat de RTE.

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. La CRE a approuvé, par délibération du 29 juin 2016, la proposition de nomination ainsi que le contrat de travail du nouveau responsable de la conformité proposé 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.

2.1.1.2 La dissociation et l'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution et des entreprises locales de distribution (ELD)

Le principe de séparation juridique des GRD vis-à-vis des activités de production ou de fourniture d'électricité est transposé en droit français aux articles L.111-57 et suivants du code de l'énergie. Au 31 décembre 2012, les cinq GRD d'électricité desservant plus de 100 000 clients (Enedis, Strasbourg Electricité Réseaux, URM, SRD et Gérédis Deux-Sèvres) étaient juridiquement séparés.

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 marquer leur différence 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 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 dixième édition de son rapport sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux (RCBCI) publiée en janvier 2017, que les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité ont mis en œuvre de nombreuses actions pour remédier à une majorité des situations de non-conformité qui avaient été identifiées dans son précédent rapport.

Fin 2017, plus de 90 % des mises à jour étaient effectives. Pour sensibiliser et mobiliser l'ensemble de ses salariés, Enedis a créé un outil de signalement des situations de confusion détectées lors du déploiement de la nouvelle marque.

De son côté, EDF a pris en compte l'ensemble de ce dispositif dans ses outils de communication et fait notamment explicitement référence à Enedis dans les nouvelles conditions générales de vente du Tarif Réglementé de Vente (TRV) Bleu. Ses factures font aussi mention d'Enedis à côté du numéro de dépannage.

Par ailleurs, une enquête ouverte par la CRE en septembre 2014 sur l'achat et la pose par Enedis de millions de compteurs et autres matériels portant le marquage « EDF » a notamment révélé, d'une part, le manque d'indépendance d'Enedis dans son processus d'achat de compteurs et autres matériels et, d'autre part, l'ineffectivité des procédures d'alerte interne et de la sensibilisation des employés d'Enedis au principe d'indépendance. Des mesures correctrices et des engagements forts ont été pris en 2016 par EDF et Enedis pour y remédier, notamment la reprise par Enedis des achats de matériels électriques auparavant réalisés par EDF pour le compte du GRD. La CRE a été en 2017 particulièrement attentive à la bonne mise en œuvre, d'une part, des engagements pris par Enedis et EDF et, d'autre part, des demandes qui leur ont été adressées par le président de la CRE à la suite de l'enquête, visant à renforcer les engagements d'Enedis au regard du constat de défaillance des procédures d'alerte interne et concernant la sensibilisation des employés d'Enedis au principe d'indépendance. Concernant les compteurs évolués Linky, l'ensemble des matériels produits, notamment les matériels de série installés depuis septembre 2015, ne comporte aucune marque ERDF.

2.1.2 Les aspects techniques

2.1.2.1 La qualité de l'électricité

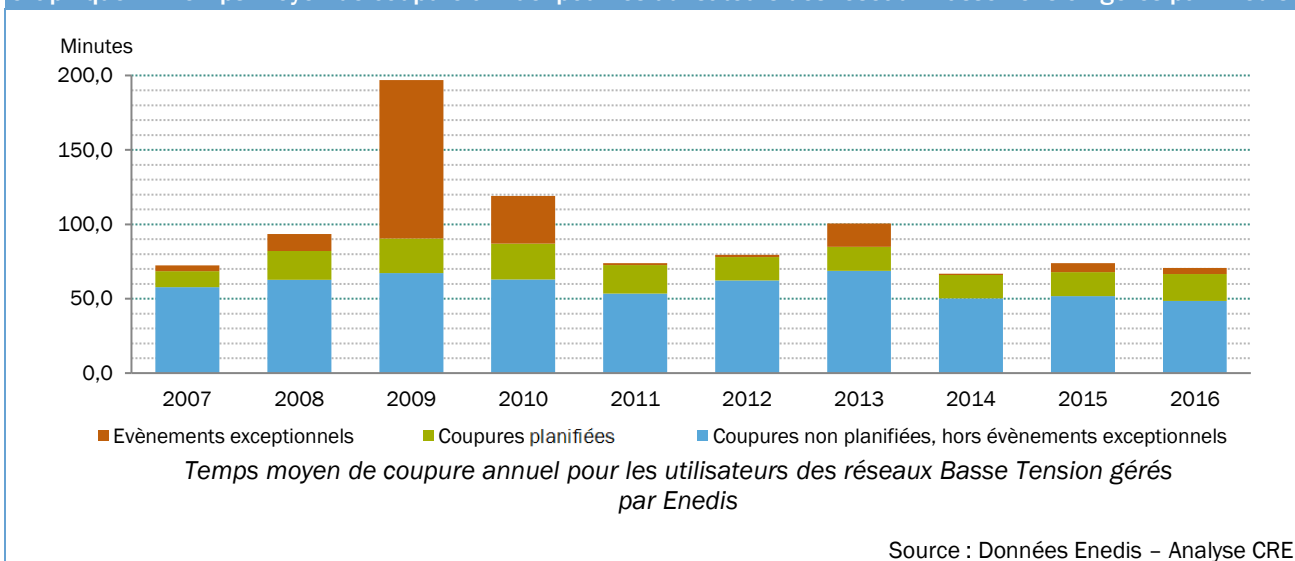
2.1.2.1.1 Les niveaux de la qualité de l'électricité en France

L'appréciation de la qualité de l'électricité doit reposer autant que possible sur des éléments quantifiés et vérifiables. Dans le cadre de ses missions, la CRE veille à l'appréciation objective de la qualité de l'électricité. À ce titre, elle publie régulièrement un certain nombre d'indicateurs portant sur la qualité d'alimentation électrique, sur son site internet, dans des publications nationales ou par l'intermédiaire de rapports du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER). À titre d'exemple, le graphique ci-dessous illustrant le temps moyen de coupure sur les réseaux Basse Tension est issu du site internet de la CRE.

La CRE a déploré par le passé une dégradation de la qualité de l'électricité sur les réseaux publics de distribution d'électricité, marquée notamment par l'augmentation de la durée moyenne de coupure. Il faut toutefois noter une légère amélioration avec une durée moyenne de coupure stable sur les trois dernières années. En 2016, l'alimentation des consommateurs domestiques a été coupée en moyenne 70,6 minutes, toutes coupures confondues et incluant les événements exceptionnels. Cette durée moyenne de coupure cache toutefois d'importantes disparités entre les utilisateurs, qui s'expliquent notamment par le fait que les réseaux sont naturellement plus « robustes » en zone urbaine.

En 2017, le temps de coupure des clients BT s'élevait à 65,1 minutes (14,74 minutes dues aux interruptions planifiées plus 50,36 minutes dues aux interruptions non planifiées) hors événements exceptionnels, à comparer avec une valeur de 64,1 minutes pour l'année 2016.

Graphique 1 : Temps moyen de coupure annuel pour les utilisateurs des réseaux Basse Tension gérés par Enedis



2.1.2.1.2 Le mécanisme de pénalité pour les coupures longues

Dans le cadre du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE) 4, Enedis versait aux consommateurs une pénalité égale à 20 % de la part fixe annuelle du TURPE par période de 6 heures d'interruption due à une défaillance des réseaux publics de distribution, y compris lors d'événements exceptionnels, hors défaillance due au réseau public de transport. Pour les Entreprises Locales de Distribution (ELD) et EDF Systèmes Energétiques Insulaires (SEI), ce montant était ramené à 2% de la part fixe annuelle du TURPE par période de 6 heures. En 2015, 1,3 million de tranches de 6 heures ont été indemnisées par Enedis aux clients résidentiels concernés pour un montant total de 24,1 M€.

Pour le TURPE 5, adopté en novembre 2016 et entré en vigueur au 1^{er} août 2017, la CRE a décidé de ramener cette durée d'interruption de 6 heures à 5 heures dans un souci d'amélioration continue de la qualité d'alimentation. Par ailleurs, la pénalité versée aux consommateurs est maintenant 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 kW 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.

Le versement de cette pénalité ou de cet abattement 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.

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

Dans le cadre du TURPE 5, la CRE a souhaité adapter le cadre de régulation prévu pour renforcer la qualité rendue aux utilisateurs. En 2016, elle a lancé une étude externe pour comparer les cadres de régulation incitative relatifs à la continuité d'alimentation des opérateurs européens de réseaux électriques et évaluer les marges d'amélioration des dispositifs incitatifs en vigueur. Une partie des recommandations issues de cette étude, publiée sur le site de la CRE, a été mise en œuvre dans le TURPE 5. Les principales évolutions portent sur le renforcement des incitations et la création de nouveaux indicateurs.

En ce qui concerne la continuité d'alimentation, la CRE a instauré, pour Enedis, des incitations financières sur la durée moyenne de coupure au niveau de tension HTA, en complément de celles qui existaient déjà sur le niveau de tension BT, ainsi que sur les fréquences moyennes de coupure en HTA et en BT. 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.

Pour la qualité de service, les évolutions retenues dans le TURPE 5 visent à renforcer, en le simplifiant, le mécanisme d'attribution des incitations financières. Ces évolutions permettent également d'assurer une stabilité du système incitatif en offrant une meilleure visibilité aux opérateurs et aux autres parties prenantes.

La CRE a fait évoluer la liste des indicateurs de qualité de service en cohérence à la fois avec les pratiques opérationnelles des gestionnaires de réseaux, et avec les recommandations de la CRE issues de ses rapports de 2014 et 2015 relatifs à la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux électriques et gaziers. Par exemple, les évolutions prises en compte dans le TURPE 5 HTA-BT visent à améliorer les relations entre Enedis et les fournisseurs qui conditionnent la qualité de service pour les consommateurs finals.

Afin qu'Enedis 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 financière, un unique objectif de référence en-dessous duquel l'opérateur versera une pénalité et au-dessus duquel il percevra un bonus. En complément, des valeurs plafond et plancher correspondant aux valeurs maximales et minimales du montant de l'incitation financière pour chacun de ces indicateurs sont 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.

Dans le but d'offrir une meilleure visibilité à Enedis et aux autres parties prenantes, la CRE a établi une liste de quatre indicateurs¹ dont les définitions, les niveaux d'objectifs et d'incitations financières seront fixés pour l'ensemble de la période tarifaire TURPE 5. Par ailleurs, la CRE se réserve la possibilité de modifier annuellement les autres indicateurs qui ont été récemment mis en place ou qui pourraient être sujets à de fortes variations en termes de définition, de niveaux d'objectifs et d'incitations financières.

La CRE se réserve également la possibilité, d'une part, d'ajouter ou de supprimer des indicateurs en cours de période tarifaire et, d'autre part, de décider de mettre en œuvre ou de supprimer des incitations financières sur des indicateurs existants si cela s'avérait nécessaire notamment dans le cadre de l'application de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV). Enedis devra par exemple mettre à disposition des personnes publiques les données disponibles de consommation et de production d'électricité dont ils assurent la gestion. La CRE considère que la transmission de ces données constitue un enjeu important qui pourrait faire l'objet d'un suivi particulier : de nouveaux indicateurs seront, si nécessaire, mis en place en cours de période tarifaire dans le cadre du dispositif de régulation incitative de la qualité de service.

Sur l'année 2017, la qualité du service rendu par Enedis à ses clients est relativement bonne, des marges de progression restant visibles en particulier concernant les respects des délais de mise en service. La régulation incitative appliquée à Enedis concernant la qualité de service conduit à un bonus versé à Enedis de 1.33 M€.

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

2.1.2.2.1 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 trois kilovoltampères (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 au 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 de dépassement du délai de deux mois, et le cas échéant, à 50 euros par mois complet supplémentaire.

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) a complété l'article L.342-3 en introduisant 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 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 trois kilovoltampères, pour lequel la CRE a rendu un avis favorable sous réserve de la prise en compte de certaines modifications le 14 septembre 2016, 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

¹ Les quatre indicateurs concernés sont (i) les rendez-vous planifiés non respectés par Enedis, (ii) le délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre, (iii) le taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires et (iv) l'énergie calée et normalisée en Recotemp.

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 bénéficieraient d'un taux d'indemnité plus important que pour les raccordements effectués en tensions plus élevées.

La loi du 24 février 2017 a modifié les dispositions législatives concernant les coûts que couvrent les 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, qui concerne le cas spécifique du délai de raccordement des installations offshore. La CRE a rendu un avis sur ce décret le 9 mars 2017. 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 2017. 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. La CRE a rendu un avis sur ce décret le 15 février 2018.

L'article L. 341-2 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 « [l]orsque 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 2018, 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.

2.1.2.2.2 Les tarifs de raccordement aux réseaux publics d'électricité

o 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 2017.

o 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 des projets d'arrêtés en février 2018. Pour l'heure, aucune suite n'a été donnée à ce jour.

Après avoir fait évoluer son barème pour tenir compte des avantages du compteur Linky, (qui enregistre à la fois les index de production et de consommation et qui permet de réduire le nombre de compteurs posés et ainsi les coûts de raccordement), Enedis a notifié à la CRE un nouveau projet de barème de raccordement dont la majorité des prix est calculée à partir des coûts constatés des opérations réalisées sur les affaires passées (et non plus d'hypothèses). Ce projet de barème a été approuvé par la CRE le 26 avril 2018 et est entré en vigueur le 26 juillet 2018. La CRE a également approuvé les trois barèmes de raccordement d'EDF SEI pour différentes zones le 27 juillet 2017 pour une entrée en vigueur le 27 octobre 2017.

Tableau 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
Délibérations du 27 juillet 2017 (x 3)	Électricité de France - Systèmes Énergétiques Insulaires (EDF SEI)	27 octobre 2017
Délibération du 4 février 2010	Strasbourg Électricité Réseaux (ESER)	4 mai 2010
Délibération du 30 juin 2016	Enedis, ex. Électricité Réseau Distribution France (ERDF)	26 juillet 2018
Délibération du 20 septembre 2016	Gérédis Deux-Sèvres	20 décembre 2016
Délibération du 14 juin 2011	SRD	14 septembre 2011
Délibération du 17 juin 2010	URM	17 septembre 2010

○ **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.

En ce qui concerne les modalités de révisions du barème de raccordement pour le gestionnaire du réseau public de transport, 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.

2.1.2.3 Le cadre applicable aux énergies renouvelables

2.1.2.3.1 Le raccordement des énergies renouvelables

La description des schémas régionaux de raccordement des énergies renouvelables reste identique à celle fournie au §2.1.2.4.a 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.

Un décret modificatif du 11 avril 2016, pour lequel la CRE n'a pas été consultée, prévoyait :

- des adaptations et des révisions de schémas, dont les conditions de mises en œuvre sont les suivantes :
 - les adaptations du schéma régional ne doivent intervenir que si elles ont pour effet:
 - d'augmenter sa capacité d'accueil globale de plus de 100 MW ;
 - d'augmenter sa quote-part unitaire de plus de 4000 €/MW ;
 - d'augmenter le coût des investissements supplémentaires des gestionnaires de réseau de plus de 100 000 € par MW de capacité créée.
 - les révisions du schéma régional de raccordement interviennent:
 - à la demande du préfet de région ;
 - en cas de révision du schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie ;
 - lorsqu'une difficulté de mise en œuvre importante du schéma est identifiée dans le cadre de l'état technique et financier ;
 - lorsque plus des deux tiers de la capacité d'accueil globale ont été attribués.
- une suspension des délais de traitement des demandes de raccordement lors de l'adaptation d'un schéma ;
- lors de la saturation d'un schéma, c'est-à-dire quand la totalité de la capacité d'accueil globale du schéma régional de raccordement a été réservée, les producteurs dont les installations entrent dans la file d'attente en vue de leur raccordement sont redevables de la quote-part définie par ce schéma.

Ce décret modificatif a été annulé par le Conseil d'État en décembre 2017. Fin juin 2018, aucun décret n'a été repris, bien que la CRE ait été saisie pour avis d'un projet de décret similaire à celui qui a été annulé.

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 30 novembre 2017 qui fixe les taux de réfaction prévoit un taux de réfaction de 40 % sur les ouvrages propres et la quote-part jusqu'à 500 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.

Les premiers schémas régionaux de raccordement ont été approuvés fin 2012. En juin 2017, tous les schémas régionaux ont été approuvés, à l'exception des schémas des zones non-interconnectées au réseau métropolitain. Parmi ces schémas adoptés, un schéma régional a été révisé.

2.1.2.3.2 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.

Le droit d'accès au réseau implique l'accès sans limitation de production liée à des congestions. Cependant, dans certaines situations, afin notamment d'obtenir un raccordement plus rapide ou moins coûteux, certaines installations de production peuvent être raccordées avec des limitations d'injection.

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 30 %. Au-delà de ce seuil, 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 de nouveaux seuils, plus élevés, à atteindre aux horizons 2018 et 2023.

2.1.2.3.3 La responsabilité d'équilibre

Dans le cas général, les producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable vendent leur production à l'acheteur obligé (EDF le plus souvent), dans les conditions prévues par la réglementation. Dans ce cas, l'acheteur obligé assure la responsabilité d'équilibre et en est responsable financièrement. Dans les autres cas, qui sont aujourd'hui rares, le producteur est responsable de l'équilibre de ses injections, mais peut, comme tout utilisateur du réseau, déléguer cette responsabilité à une autre entité, souvent responsable d'équilibre sur un périmètre plus large. Toutefois, la France a mis en place un nouveau mécanisme de soutien, le complément de rémunération, qui a vocation à devenir le mécanisme de référence pour les énergies renouvelables. Contrairement à l'obligation d'achat, le producteur est responsable d'équilibre et commercialise son énergie sur les marchés. Il peut déléguer ces opérations. EDF n'intervient plus que pour verser l'aide.

2.1.3 Les tarifs d'accès aux réseaux

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

2.1.3.1.1 Les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics, dits « TURPE 5 »

Les nouveaux tarifs de transport et de distribution d'électricité de RTE et d'Enedis, dits « TURPE 5 HTB » et « TURPE 5 HTA-BT » sont entrés en vigueur au 1^{er} août 2017, pour une durée d'environ quatre ans, en application des délibérations de la CRE du 17 novembre 2016.

Au cours des années 2015 et 2016, la CRE a mené des travaux d'élaboration des nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics, dits « TURPE 5 ».

Pour définir ces nouveaux tarifs, la CRE a organisé quatre consultations publiques, de juillet 2015 à juillet 2016 afin de partager avec l'ensemble des acteurs de marché, les orientations envisagées quant à leur structure, leur niveau et leur cadre de régulation incitative.

Après la première consultation publique, la CRE a auditionné les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité et a organisé une table ronde réunissant les fournisseurs et les consommateurs ayant répondu à la consultation.

Elle a ensuite adopté, le 18 février 2016, une délibération portant orientations sur la structure du TURPE 5, qui prévoit l'introduction d'une option tarifaire à quatre plages temporelles en BT, d'une option tarifaire à pointe mobile en HTA et une entrée en vigueur des TURPE 5 au 1^{er} août 2017. La CRE a transmis un rapport au Parlement en juin 2016 présentant ces orientations ainsi que l'ensemble des travaux effectués.

A la suite de l'ensemble de ces travaux, la CRE a organisé une nouvelle table ronde avec les fournisseurs et les associations de consommateurs. Elle a également procédé à des auditions de RTE et d'Enedis, de leur actionnaire, des entreprises locales de distribution (ELD), des administrateurs salariés d'Enedis et des représentants des autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE).

La CRE a mené des analyses approfondies sur les charges prévisionnelles présentées par RTE et Enedis. Elle s'est par ailleurs appuyée sur plusieurs études réalisées en 2015 afin de comparer le cadre de régulation tarifaire des activités de transport et de distribution de gaz et d'électricité avec d'autres pays européens. Une analyse a également été faite sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC) des infrastructures d'électricité et de gaz naturel en France. Des audits ont été diligentés sur les demandes d'Enedis et de RTE concernant le CMPC pour la période couverte par le tarif. Les charges d'exploitation et leur comparaison avec celles des autres gestionnaires de réseaux européens ont aussi été examinées.

La CRE a ainsi reconduit le cadre général de régulation des tarifs TURPE 4. Cependant, elle a apporté quelques améliorations aux mesures incitatives touchant aux dépenses d'investissement, à la qualité de service, à la couverture des pertes et aux dépenses liées au déploiement des réseaux électriques intelligents.

À partir de l'ensemble de ces éléments, les décisions tarifaires de la CRE ont fixé une hausse au 1^{er} août 2017 de 2,71 % pour le TURPE HTA-BT et de 6,76 % pour le TURPE HTB.

2.1.3.1.2 Les travaux portant sur la tarification de l'autoconsommation

Pour répondre aux nombreux enjeux liés à l'essor de l'autoconsommation et à l'émergence du consomm'acteur, la CRE a lancé un vaste chantier sur le sujet.

La CRE a publié le 31 juillet 2017 des éléments de réflexion sur le sujet pour poser, sous forme de questions ouvertes, les principaux enjeux du débat.

La phase de concertation lancée en septembre 2017 s'est poursuivie à l'automne avec l'organisation d'une série de cinq ateliers de travail. Les débats ont ensuite pris la forme de trois appels à contribution portant sur les tarifs

et offres de fourniture, le cadre contractuel et les mécanismes de soutien. En parallèle, la CRE a également sollicité ses homologues européens pour obtenir des données sur le développement de l'autoconsommation en Europe et les cadres de régulation associés.

A la suite de cette large concertation, la CRE a préparé deux délibérations : une délibération tarifaire, et une délibération portant orientations et recommandations sur le cadre contractuel et les mécanismes de soutien, en vue d'une publication en 2018.

2.1.3.1.3 Les travaux préparatoires à « TURPE 6 »

Au cours de l'année 2017, la CRE a démarré les travaux avec les gestionnaires de réseau en vue des prochains tarifs « TURPE 6 » qui pourraient entrer en vigueur au 1^{er} août 2021. L'objectif est de faire évoluer la structure des tarifs afin d'améliorer le reflet des coûts et l'accompagnement de la transition énergétique : production décentralisée, autoconsommation, stockage, véhicules électriques.

2.1.4 Les aspects transfrontaliers

2.1.4.1 Bilan de l'utilisation et de la gestion des interconnexions aux frontières françaises en 2017

La rente de congestion perçue par RTE en 2017 s'élève à 389,4 M€, en baisse de 1 % par rapport à 2016.

	Rente de congestion 2016 (en M€)	Rente de congestion 2017 (en M€)
Italie	92,3	95,4
Grande -Bretagne	123,7	95
Allemagne & Belgique (région CWE*)	64,6	86,7
Espagne	103,1	109,6
Suisse	9,2	91,7
Total	392,9	389,4

*La région centre-ouest de l'Europe (CWE, Central-West Europe) regroupe la France, l'Allemagne, la Belgique, les Pays-Bas et le Luxembourg, ainsi que l'Autriche en tant que pays observateur. Depuis la mise en place du *flow-based* dans la région CWE (mai 2015), la rente de congestion n'est plus calculée par frontière mais par pays.

Source : Données RTE – Analyse CRE

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

En application de l'article 15 du règlement « Capacity Allocation and Congestion Management » (CACM)², l'ensemble des GRT européens a soumis le 17 novembre 2015 à l'ensemble des régulateurs européens une proposition de définition des régions de calcul de capacité. C'est au sein de ces régions de calcul de capacité qu'ont été développées les méthodologies régionales de calcul coordonné de capacité à toutes les échéances, ainsi que les méthodologies liées au *redispatching* et au *countertrading* (articles 35 et 74 de CACM).

Faute d'accord des régulateurs en date du 17 mai 2016, et en application de l'article 9 du règlement CACM, la décision est revenue à l' *Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (ACER) qui avait alors six mois pour approuver ou amender la proposition des GRT européens. Dans la décision finale de l'ACER datée du 17 novembre 2016, la France fait partie de quatre régions de calcul de capacité :

- Région CORE : FR, BE, NL, DE/LU, AT, PL, CZ, SK, HU, SI, HR, RO
- Région Europe du Sud-Ouest : FR, PT, ES
- Région Manche : GB, NL, FR
- Région Italie Nord : FR, IT Nord, AT, SI

² 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

Le 17 juillet 2017, l'ensemble des GRT a soumis à l'ensemble des autorités de régulation une proposition de modification de la région Manche pour inclure une nouvelle frontière à la suite de la mise en service de l'interconnexion Nemo Link entre la Belgique et la Grande-Bretagne. Cette modification a été approuvée par l'ensemble des autorités de régulation le 18 septembre 2017.

Les méthodologies de calcul de capacité aux échéances journalière et infra-journalière pour ces quatre régions de calcul de capacité ont fait l'objet de saisines de la part des GRT de chaque région en application de l'article 20 du règlement CACM. Une fois mises en œuvre, ces méthodologies devront permettre d'optimiser la capacité d'interconnexion mise à disposition du marché en améliorant la coordination des GRT dans le calcul de capacité. Ces méthodologies sont en cours d'instruction par les autorités de régulation.

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 de modalités différentes suivant les frontières, avec un degré de coordination variable entre GRT. Le règlement « *Forward Capacity Allocation* », dit règlement FCA³, dispose en son article 10 que cette capacité de long terme devra également faire l'objet d'un calcul coordonné dans chaque région de calcul de capacité. Chaque méthodologie de calcul de capacité à long terme sera 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.

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 (cf. §**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**).

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).

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

Les services de la CRE sont pleinement impliqués dans la mise en œuvre du modèle infra-journalier et en particulier dans le projet « XBID » de construction de la plateforme européenne permettant le couplage des marchés à l'échéance infra-journalière. 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 font partie de la première vague de frontières à rejoindre ce projet. C'est à l'interconnexion avec l'Espagne que les changements sont les plus substantiels, puisque la capacité d'interconnexion était jusqu'alors allouée par deux enchères explicites. Le lancement d'XBID et la mise en œuvre d'un couplage unique devraient donc permettre d'optimiser l'allocation de capacité à cette frontière. Cependant, les enchères complémentaires régionales entre l'Espagne et le Portugal telles qu'approuvées par la CNMC et ERSE dans leur décision du 12 avril 2018 vont affecter les échanges à la frontière avec la France. Ainsi, au lancement d'XBID, les sessions de trading en continu entre la France et l'Espagne seront restreintes aux heures comprises entre deux enchères ibériques (c'est-à-dire des plages de quelques heures avant la livraison physique, au lieu du trading possible toute la journée sur les frontières allemande et belge). Cette limitation de la plage des sessions d'échanges en continu devrait perdurer jusqu'en novembre 2018, date à partir de laquelle l'intégralité des heures de la journée électrique sera disponible pour la frontière entre la France et l'Espagne sur la plateforme XBID, à certaines exceptions près. En effet, des interruptions sur cette frontière sont à prévoir à la fin de chaque enchère ibérique : elles devraient être limitées à une durée de 10 minutes maximum selon l'article 63 du règlement CACM. Les modalités des enchères approuvées par les régulateurs ibériques étant de nature à limiter les possibilités d'échange sur la plateforme XBID entre la France et l'Espagne, la CRE, en collaboration avec ses homologues de la CNMC et d'ERSE, travaille à une mise en œuvre pleine et effective du projet XBID et s'assure du respect des dispositions du règlement CACM. En particulier, la CRE œuvre à ce que la mise en œuvre des projets européens ne se matérialise pas par des retours en arrière pour les acteurs de marché et veille à ce que l'accès aux interconnexions soit optimisé, en particulier dans un contexte de développement des interconnexions.

³ Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme

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'export⁴ suite aux 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).

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 Golfe de Gascogne. A ce stade, les analyses coûts-bénéfices réalisées n'ont pas démontré que les bénéfices apportés par ces projets dépassaient les coûts qui devraient être engagés.

○ **Le renforcement de la frontière électrique avec l'Italie**

Les opérateurs RTE et Terna ont entamé la construction d'un nouvel axe d'interconnexion (projet Savoie-Piémont) par le tunnel de Fréjus pour traverser les massifs montagneux frontaliers. Ce projet, qui devrait permettre d'augmenter la capacité d'interconnexion entre les deux pays de 1200 MW, a été déclaré d'utilité publique à l'été 2012 et inclus dans les listes de projets d'intérêt commun de l'Union européenne depuis 2013. Le projet Savoie-Piémont a été approuvé par la CRE en 2015. Les travaux de construction de la liaison en France ont commencé en 2015. RTE prévoit un décalage probable de fin 2019 à mi-2020 pour la mise en service de l'interconnexion.

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.

○ **L'accroissement de l'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€ et la mise en service à 2019) a bénéficié d'une décision d'exemption accordée en 2014 par la CRE et son homologue britannique, l'Ofgem. Les règles d'accès à l'interconnexion ElecLink ont été approuvées par la CRE et l'Ofgem au premier semestre 2016 : les capacités qui seront allouées aux échéances de long terme, aux échéances journalière et infra-journalière, seront soumises à des règles d'accès identiques à celles en vigueur sur l'interconnexion France – Grande-Bretagne existante. Le chantier de l'interconnexion a été formellement lancé le 23 février 2017, par la pose de sa première pierre.

⁴ NTC moyenne constatée en 2017

D'autre part, l'interconnexion IFA 2, portée par RTE et National Grid Interconnector Holdings Ltd (capacité de 1000 MW, mise en service prévue en 2020, coût prévisionnel de 740 M€), a fait l'objet d'une demande d'incitation financière de la part de RTE en avril 2016. Par sa délibération du 2 février 2017, la CRE a approuvé le projet IFA 2, mais a assorti sa décision de la définition d'une régulation incitative spécifique au projet, faisant porter à RTE une part des risques et bénéfices du projet plus grande que celle qui résulterait de l'application du cadre défini dans le TURPE 5. Cette régulation incitative spécifique a pour but de prendre en compte les incertitudes sur l'intérêt du projet induites par la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne.

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.

Compte tenu de cet afflux de projets, dans un contexte marqué par les incertitudes liées à la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne, la CRE a considéré, dans une décision du 16 novembre 2017, qu'elle n'était pas en mesure de se prononcer sur l'intérêt pour la collectivité européenne de tout nouveau projet d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni avant que ne soient clarifiées ses conditions de sortie de l'Union européenne.

Dans le cas particulier de la demande de dérogation déposée le 17 mai 2017 par la société Aquind auprès de la CRE et de l'Ofgem, cette décision de la CRE a eu pour conséquence de renvoyer à l'ACER l'instruction de ce dossier. Le 19 juin 2018, l'ACER a adopté une décision dans laquelle elle refuse d'accorder une dérogation à ce projet.

o **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, pourrait être mise en service en 2026. Elle est reconnue Projet d'Intérêt Commun par la Commission européenne et s'est vu octroyer en juin 2017 une subvention de 4 M€ dans le cadre du mécanisme de financement européen Connecting Europe Facility (CEF), destinée à financer les études de conception détaillée. Le TYNDP 2018 devrait proposer une mise à jour de l'analyse coûts-bénéfices de ce projet, pour lequel les GRT envisagent de saisir les régulateurs d'une demande d'investissement à l'automne 2018.

o **Les autres projets à l'étude**

En plus des frontières précédemment mentionnées, RTE répertorie également dans son programme d'investissements 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 pourraient commencer fin 2018, 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.

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 »).

RTE est actuellement en phase d'élaboration du SDDR et saisira la CRE pour vérification au mois d'octobre 2018.

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

2.1.5.1 Le respect des décisions juridiquement contraignantes et des avis de l'ACER

À ce jour, l'Agence n'a pas rendu de décision juridiquement contraignante à laquelle la CRE serait tenue de se conformer. De même, l'ACER n'a pas émis d'avis sur la conformité des décisions de la CRE aux orientations de la Commission, sur le fondement de l'article 39 de la directive 2009/72/CE.⁵

⁵ S'agissant de la détermination des régions pour le calcul de capacité, RTE - et non la CRE - était destinataire de la décision de l'ACER n° 06/2016 du 17 novembre 2016 adoptée sur le fondement de l'article 8 du règlement 713/2009/CE et de l'article 9(11) du règlement (EU) 2015/1222 (CACM).

2.1.5.2 La mise en œuvre des codes de réseau

2.1.5.2.1 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. Après presque 3 ans de mise en œuvre 14 méthodologies ont été adoptées, 18 sont en cours d'instruction par les régulateurs ou l'ACER, et 9 sont en cours de préparation par les GRT et les NEMO.

Depuis l'entrée en vigueur du règlement CACM, 14 méthodologies ont déjà été soumises aux régulateurs et 9 ont déjà fait l'objet soit d'une approbation des régulateurs (6), soit d'une décision de l'ACER (3).

La CRE a ainsi approuvé, en accord avec l'ensemble des autorités de régulations européennes :

- la méthodologie pour la fourniture des données sur la production et la consommation, en application des dispositions de l'article 16 du règlement CACM, le 5 janvier 2017 ;
- la méthodologie relative au modèle de réseau commun, en application des dispositions de l'article 17 du règlement CACM, le 11 mai 2017 ;
- la proposition d'heure limite de fermeté journalière, en application des dispositions de l'article 69 du règlement CACM, le 8 juin 2017 ;
- le plan de l'ensemble des opérateurs de marché journalier et infra journalier désignés (NEMO) décrivant les dispositions nécessaires pour mettre en œuvre la fonction d'opérateur de couplage de marché, en application des dispositions de l'article 7 du règlement CACM, le 22 juin 2017 ;
- les produits pris en charge par les algorithmes de couplage journalier et infra journalier, en application des dispositions des articles 40 et 53 du règlement CACM, le 1^{er} février 2018 ;
- le fonctionnement en mode dégradé de l'algorithme de couplage, en application des dispositions de l'article 36 du règlement CACM, le 1^{er} février 2018.

En outre, les désaccords entre régulateurs européens sur certaines propositions ont conduit à l'ACER à prendre décisions sur :

- la définition des régions de calcul de capacité, en application des dispositions de l'article 15 du règlement CACM, le 17 novembre 2016 ;
- la méthodologie de partage de la rente de congestion, en application des dispositions de l'article 73 du règlement CACM, le 14 décembre 2017 ;
- les prix minimaux et maximaux aux échéances journalière et infra journalière, en application des dispositions des articles 41 et 54 du règlement CACM, le 25 décembre 2017 ;
- les heures d'ouverture et de fermeture du marché infra journalier transfrontalier, en application des dispositions de l'article 59 du règlement CACM, le 24 avril 2018.

La plupart des méthodologies régionales sont proposées par les GRT actifs au sein d'une région de calcul de capacité et portent sur le calcul et l'allocation des capacités d'interconnexion. Au total, 20 propositions régionales sont prévues par le règlement CACM et trois ont été approuvées à ce stade. Il s'agit des propositions des gestionnaires de réseau de transport des régions Manche, Italie Nord et Europe du sud-ouest relative aux procédures de repli en cas de défaillance du couplage de marché journalier de repli, en application de l'article 44 du règlement CACM, approuvées respectivement par la CRE le 15 juin 2017, le 11 janvier 2018 et le 12 juillet 2018. Les autres méthodologies régionales sont en cours d'instruction ou d'élaboration. La CRE instruit actuellement, en partenariat avec ses homologues européens, les méthodologies de calcul de capacité d'interconnexion (article 20 du règlement CACM), de coordination des actions de *redispatching* et de *countertrading* (article 35 du règlement CACM) et de partage des coûts des actions de *redispatching* et de *countertrading* (article 74 du règlement CACM).

Enfin, le règlement CACM dispose que trois méthodologies doivent faire l'objet d'une élaboration et d'une approbation nationales. Deux d'entre elles ont déjà été approuvées par la CRE. Le 3 décembre 2015, la CRE a ainsi désigné EPEX Spot et Nord Pool comme opérateurs des marchés journalier et journalier en France, en application des dispositions de l'article 4 du règlement CACM. Le 13 octobre 2016, la CRE a également approuvé la solution technique de RTE permettant l'accueil de plusieurs opérateurs des marchés journalier et infra-journalier en France et qui devrait être mise en œuvre d'ici la fin de l'année 2018 pour l'échéance journalière et en juin pour l'échéance infra-journalière. La méthodologie relative à la contribution des GRT aux coûts des NEMO pour le couplage des marchés est actuellement en cours d'instruction.

2.1.5.2.2 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, de méthodologies soumises par les GRT :

- au niveau européen :
 - 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) ;
 - 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) ;
- ou au niveau régional :
 - 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, et du 15 mars 2018 pour la région Manche) ;
 - annexes régionales aux règles d'allocation harmonisées, conformément à l'article 52 du règlement FCA (décision de la CRE du 12 octobre 2017).

Par ailleurs, en l'absence d'accord unanime des autorités de régulation, le corps principal 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.

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

Ces codes⁶ définissent un cadre d'exigences techniques pour le raccordement des nouvelles installations, des nouveaux réseaux ou des nouveaux systèmes à courant continu, mais aussi des dispositions sur les procédures de contrôle de conformité avant leur mise en service et pendant leur durée de vie.

Parmi ces dispositions, certaines sont définies de manière exhaustive par les règlements et sont, en conséquence, d'application directe tandis que pour d'autres, les règlements fournissent des plages de valeurs ou des principes pour lesquels il appartient à chaque État membre de fixer les paramètres détaillés d'application.

Pour cela, le gestionnaire de réseau compétent doit proposer, après concertation avec les acteurs de marché, les paramètres soumis à l'approbation de l'autorité nationale compétente. L'autorité compétente est définie dans un décret en Conseil d'Etat pris, après avis de la CRE, en application des dispositions de l'article L. 342-5 du code de l'énergie.

Dans le cadre de la mise en œuvre des codes de réseau sur le raccordement, certaines dispositions ont déjà été définies, car les délais de leur mise en œuvre étaient contraints. La CRE, désignée autorité compétente par les règlements européens en l'absence de textes nationaux contraires, a pris plusieurs délibérations au premier semestre 2017 :

- une délibération en date du 25 avril 2017 sur la liste des technologies émergentes en application de l'article 69 du règlement RfG ;
- une décision en date du 2 février 2017 sur les critères d'octroi des dérogations en application de l'article 61 du règlement RfG ;
- une décision en date du 1^{er} juin 2017 sur les critères d'octroi des dérogations en application de l'article 51 du règlement DCC ;

⁶ Règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité, dit règlement RfG ; Règlement (UE) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation, dit règlement DCC ; Règlement (UE) 2016/1447 de la Commission du 26 août 2016 établissant un code de réseau relatif aux 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, dit règlement HVDC.

- une décision en date du 1er juin 2017 sur les critères d'octroi des dérogations en application de l'article 78 du règlement HVDC

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

La ligne directrice relative à l'exploitation du système électrique (*System Operation Guideline*) adoptée par les Etats membres le 4 mai 2016 définit les règles de sécurité et de planification opérationnelle du système électrique ainsi que les règles de dimensionnement des réserves et de contrôle de la fréquence.

Cette ligne directrice, pour laquelle un grand nombre de méthodologies devra être développé par les gestionnaires de réseau de transport et approuvé par les autorités compétentes, est entrée en vigueur le 14 septembre 2017.

Dans le cadre de la mise en œuvre de ce règlement, la CRE a déjà participé à des réunions de coordination avec ENTSO-E et l'ACER pour échanger sur le planning prévisionnel d'élaboration de ces méthodologies.

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, incluant les pertes sur les réseaux de distribution et de transport, s'est élevée en 2017 à 481 TWh, inférieure à la consommation de 2016 de 0,4 %. En 2017, la consommation maximale a été atteinte le 20 janvier, à 94 088 MW, ce qui est supérieur de 6,2 % à la consommation maximale constatée en 2016 (88 571 MW). La puissance installée en France s'élevait à 130 761 MW au 31 décembre 2017, contre 130 818 MW l'année précédente, soit une diminution de 0,1 %.

Outre EDF, qui exploite plus de 70 % de la puissance installée du parc français, les deux autres producteurs significatifs sont :

- La Compagnie Nationale du Rhône (CNR) ;
- UNIPER (ex-SNET, désormais filiale du groupe E.On).

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.

Tableau 3: Structure du marché français

Ordre de mérite	Nombre de producteurs	Liste des producteurs
Base	1	EDF
Semi-Base	5	EDF, UNIPER, Verbund, Alpiq, ENGIE
Pointe	2	EDF, ENGIE (CNR)
Hydraulique	2	EDF, ENGIE (CNR)
Petite production décentralisée	Plusieurs milliers	Petits producteurs indépendants, entreprises locales de distribution, industriels (auto production)

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. Des arbitrages s'opèrent entre ces différentes plateformes.

- Le prix issu de l'enchère EPEX SPOT est un prix horaire (confrontation automatique de courbes d'offres et de demandes). EPEX SPOT est considéré comme la bourse de l'électricité en France.
- Le *trading* continu a représenté environ 32,6 TWh en 2017. Les produits 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 augmenté en 2017 pour atteindre près de 45 €/MWh, soit une hausse de 22,5 % par rapport à 2016. Le prix spot moyen pointe a suivi la même tendance et s'est établi à 53,7 €/MWh, soit une hausse de 17 % par rapport à 2016. Cette hausse des prix spot moyens s'explique par un niveau très élevé des prix spots au cours du premier et dernier trimestre 2017 en raison de la faible disponibilité du parc nucléaire et de la production hydraulique faible ainsi que des températures basses.

2.2.1.3 Les marchés organisés

Au cours de l'année 2017, 233 responsables d'équilibre étaient présents sur le marché de gros français. Par ailleurs, 100 responsables d'équilibre étaient présents sur la bourse EPEX SPOT.

Parmi les volumes d'électricité commercialisés en 2017 sur EPEX SPOT et EEX Power Derivatives France (EPD France) :

- Les volumes traités en infra-journalier ont légèrement augmenté, avec 6,46 TWh échangés en 2017 contre 6,06 TWh en 2016. Les volumes échangés hors échanges transfrontaliers ont diminué, passant ainsi de 2,12 TWh en 2016 à 1,99 TWh en 2017, soit une baisse de 6 %, pour un total de 128 005 transactions.
- Les volumes traités sur l'enchère *day-ahead* ont diminué, passant de 110,68 TWh en 2016 à 105,68 TWh en 2017 (- 4,5 %);
- Les volumes traités sur les produits *futures* ont très fortement diminué : 126 TWh ont été négociés sur EPD France en 2017, soit une baisse de 30% par rapport à 2016. Les transactions *clearées* affichent également une diminution de 40 % par rapport à 2016, s'établissant ainsi à 149 TWh.

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 informations de la part de courtiers (prix, volumes, contreparties, etc.).

Sur le segment OTC intermédié, en 2017, six courtiers étaient actifs sur le marché de gros français de l'électricité, servant d'intermédiaire à 161 acteurs intervenant sur le marché français, soit 20 de plus que l'année précédente. Sur ce segment de marché, il a été constaté que :

- les volumes négociés en *day-ahead* continu ont fortement reculé (- 15 %) en un an, pour s'établir à 23,67 TWh en 2017, pour un total de 38 823 contrats échangés ;
- les volumes traités sur les marchés à terme sont en augmentation : 776 TWh de *forward* ont été négociés sur l'OTC intermédié en 2017 contre 1 124 TWh en 2016 (- 30 %).

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 2017 pour des produits à différentes maturités est présentée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 4: 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
	0,28	0,24	0,27	0,59	0,26	0,74	0,20	0,61

Source : HEREN

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 forte capacité d'interconnexion, les congestions devraient être limitées, et par conséquent, les prix très corrélés.

o **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 2017.

Tableau 5: Maximum des échanges entre la France et ses pays voisins en 2017 (en MW)

	Grande Bretagne	Allemagne-Belgique	Suisse	Italie	Espagne	Echanges physiques globaux ⁷
Import	2000	9221	1600	1160	3400	10613
En % du parc installé français	1,5%	7,1%	1,2%	0,9%	2,6%	8,1%
Export	2000	7060	3210	3450	3501	17888
En % du parc installé français	1,5%	5,4%	2,5%	2,6%	2,7%	13,7%

Source : CRE, sur la base de chiffres RTE

Les capacités d'interconnexion à l'export entre la France et les pays voisins représentent 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.

En 2017, les capacités d'échange aux frontières avec l'Espagne, l'Italie, la Grande-Bretagne et la Suisse⁸ ont été, en moyenne, de 9,8 GW à l'exportation et 6,2 GW à l'importation (contre 9,7 GW à l'exportation et 5,8 GW en 2016).

La mise en service du transformateur déphaseur d'Arkale en Espagne en juin 2017 a permis de compléter l'augmentation des capacités à la frontière espagnole liée à la mise en service de l'interconnexion Baixas Santa-Llogaia en octobre 2015.

o **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 fondé 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 calculée et allouée de façon dynamique, en prenant en compte l'interdépendance des échanges transfrontaliers pour maximiser le bénéfice économique généré par le couplage. Le mécanisme de couplage des marchés journaliers 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). L'introduction du *flow-based* a permis d'augmenter les niveaux historiques maximaux d'échanges aux frontières avec la Belgique et l'Allemagne, qui ont atteint 9 GW à l'exportation (octobre 2015) et 9,2 GW à l'importation (novembre 2017) contre respectivement 4,5 GW et 3,7 GW avant l'introduction.

Toutefois, depuis le 2^{ème} semestre 2016, les importations depuis la région CWE ont sensiblement diminué en raison notamment de contraintes internes sur le réseau allemand. Ceci a contribué, dans le contexte d'indisponibilité de certains réacteurs nucléaires en France, à faire émerger des écarts de prix significatifs entre la France et la Belgique d'une part, et l'Allemagne et les Pays-Bas d'autre part pendant l'hiver 2016-2017. La CRE a travaillé en étroite collaboration avec les autres régulateurs de la région CWE concernés afin que les évolutions nécessaires à l'amélioration du fonctionnement du couplage de marché journalier CWE soient mises en œuvre avant l'hiver 2017-2018. Un accord entre régulateurs a ainsi été conclu en décembre 2017, qui a conduit à introduire une marge minimale de 20% de la capacité thermique sur chaque branche critique de la région CWE, réservée aux échanges transfrontaliers. Cette mesure est effective depuis le 24 avril 2017.

⁷ Somme des échanges physiques à toutes les interconnexions françaises

⁸ Depuis la mise en place du *Flow Based* en mai 2015, les capacités d'échange dans la région CWE ne sont plus déterminées *ex ante* par frontière (France-Belgique d'une part et France-Allemagne d'autre part), mais pour l'ensemble des échanges de la région, en prenant en compte l'interdépendance des flux entre frontières.

○ **Corrélation et proximité des prix**

Le tableau suivant montre les corrélations de prix spot entre la France et les pays frontaliers. Les données pour l'année 2017 font apparaître une augmentation du niveau de corrélation de ces prix spots par rapport à 2016 avec tous les pays.

Tableau 6: Corrélations des prix entre la France et les pays voisins (spot J+1)

Année	Produit spot (J+1) base					
	Corrélation des prix					
	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%

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 : CRE d'après chiffres Heren, OMEL, IPEX, EEX, Belpex, EPEX SPOT

En effet, entre 2016 et 2017, la corrélation des prix entre la France et l'Espagne est passée de 62 % à 82 % et la corrélation des prix avec la Suisse est passée de 74% à 94%. La corrélation entre la Belgique et le France a peu évoluée, mais elle reste très élevée en raison des indisponibilités du parc nucléaire français. En effet, la mise en place du couplage de marché par les flux (flow-based), tend à rapprocher les prix de marché des pays interconnectés, ce qui a pour conséquence d'augmenter les coefficients de corrélations. La corrélation des prix allemands et anglais par rapport aux prix français reste encore plus faible que pour les prix des autres pays, mais montre une nette progression par rapport à l'année 2016.

○ **Les différentiels de prix**

Les différentiels de prix spot augmentent en 2017 par rapport à l'année précédente sur toutes les frontières, à l'exception de la frontière franco-anglaise et franco-suisse.

Tableau 7 : Écart 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

2009 * : hors pic de prix du 19/10/09
 2012 * : hors journée de pics de prix du 09/02/2012

Source : Données OMEL, IPEX, EEX, Belpex, EPEX SPOT, Heren - Analyse CRE

Les plus fortes augmentations des écarts absolus des prix en moyenne ont été enregistrées sur les frontières avec l'Allemagne et l'Espagne avec une augmentation de plus de 3 €/MWh puis avec l'Italie avec une hausse des écarts absolus de 1,9 €/MWh.

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

Tableau 8: Ecart de prix moyen entre la France et l'Allemagne (forward annuel Y+1)

Produit <i>forward</i> annuel (Y+1) base :	
Ecart de prix moyen (en €/MWh)	
Année	Allemagne - France (EEX-EPD)
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

Source : CRE d'après chiffres EEX, EPD France et Allemagne

L'écart de prix entre la France et l'Allemagne sur le produit à terme Y+1 s'est réduit en 2017 par rapport à 2016, passant ainsi de 6,76 €/MWh à 5,86 €/MWh (le prix étant plus élevé en France).

2.2.1.5.4 Les transactions aux frontières en 2017

En 2017, les exportations ont augmenté de près de 3 TWh (passant de 73,5 TWh à 76,4 TWh) et dans le même temps les importations ont progressé de 4 TWh. Au total, le solde exportateur net français est passé de 39,1 TWh à 37,9 TWh, soit une baisse de 3,1 %.

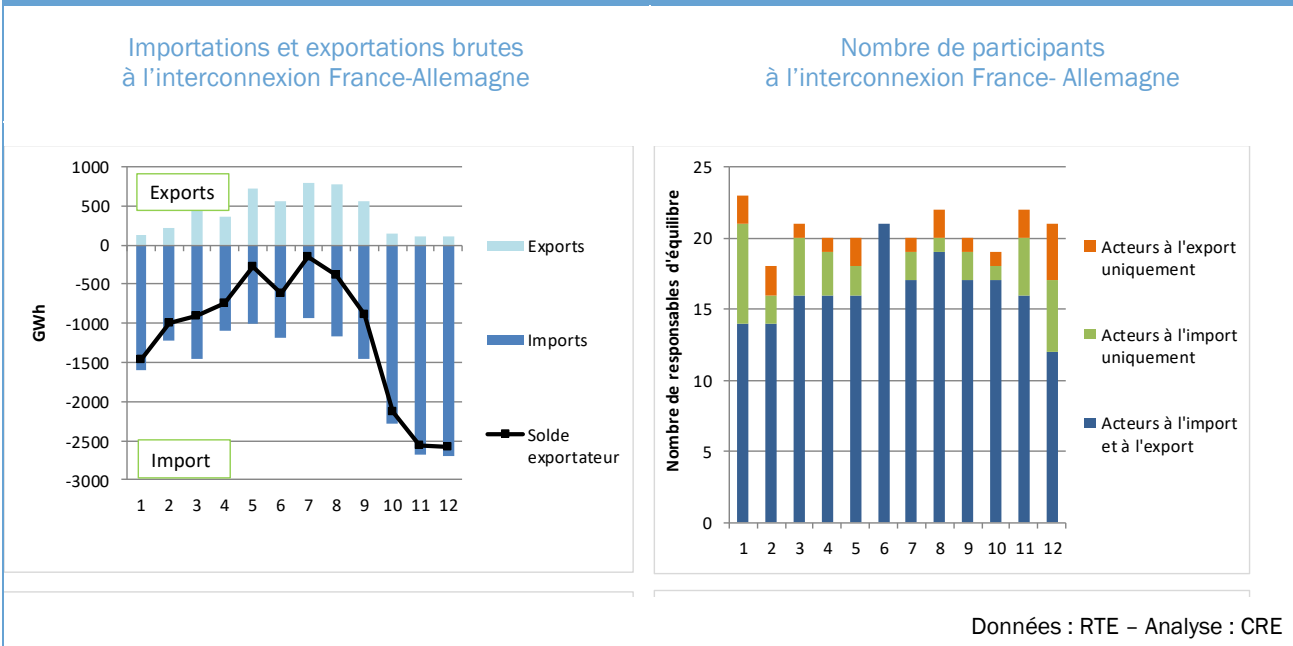
Cette situation est liée à l'utilisation des interconnexions venues pallier les tensions du système électrique, dues aux indisponibilités du parc nucléaire et à l'augmentation de la consommation durant cette période hivernale. La France a été importatrice nette durant les mois de janvier et novembre 2017 avec un solde importateur de respectivement 951 et 826 GWh qui sont deux niveaux records.

○ **France-Allemagne**

Le marché français a été importateur net depuis l'Allemagne, d'environ 13,7 TWh en 2017.

En 2017, 18 acteurs en moyenne ont été actifs sur cette frontière. La plupart des acteurs actifs à cette frontière sont des producteurs français et européens intégrés ainsi que des acteurs financiers.

Graphique 2 : Transactions à l'interconnexion France – Allemagne en 2017

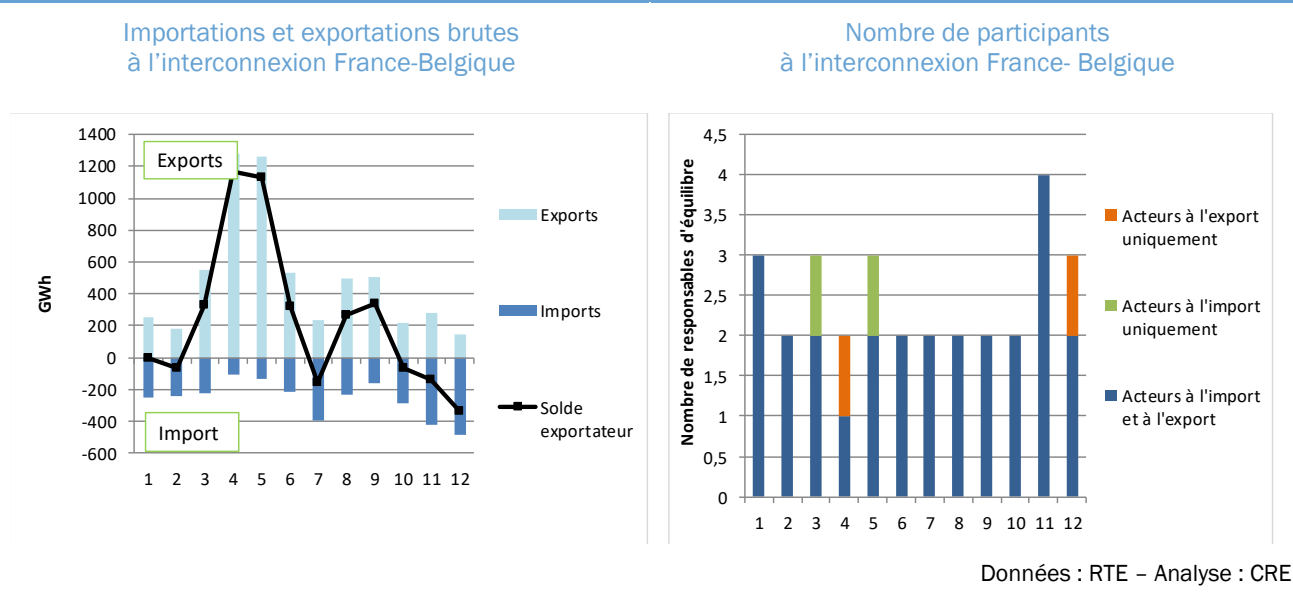


○ **France-Belgique**

Le marché français a été exportateur net vers la Belgique d'environ 2,8 TWh en 2017. Le marché français a été importateur net depuis la Belgique seulement en janvier, février, juillet et au dernier trimestre 2017.

Le nombre de sociétés actives sur cette frontière s'élève à 15. A partir de novembre 2016, l'interconnexion n'est plus disponible en explicite, d'où un nombre d'acteurs très faible. La plupart des acteurs actifs à cette frontière sont des producteurs français et européens intégrés, ainsi que des acteurs financiers.

Graphique 3 : Transactions à l'interconnexion France – Belgique en 2017

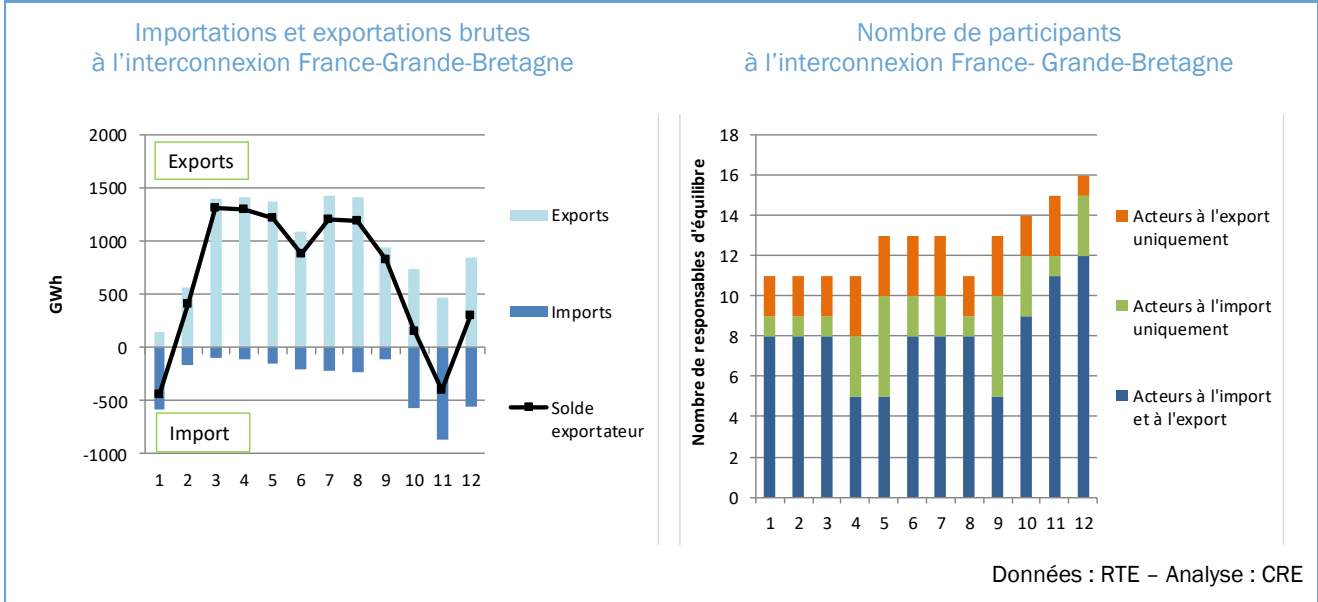


○ **France-Grande-Bretagne**

Le marché français a été exportateur net vers la Grande-Bretagne d'environ 8 TWh en 2017. Le marché français a été importateur net depuis la Grande-Bretagne en janvier et novembre.

Le nombre de sociétés actives sur la frontière britannique s'élève à 20 au cours de l'année 2017, en hausse par rapport à 2016. La plupart étaient des producteurs français et européens intégrés et des acteurs financiers.

Graphique 4 : Transactions à l'interconnexion France – Grande-Bretagne en 2017

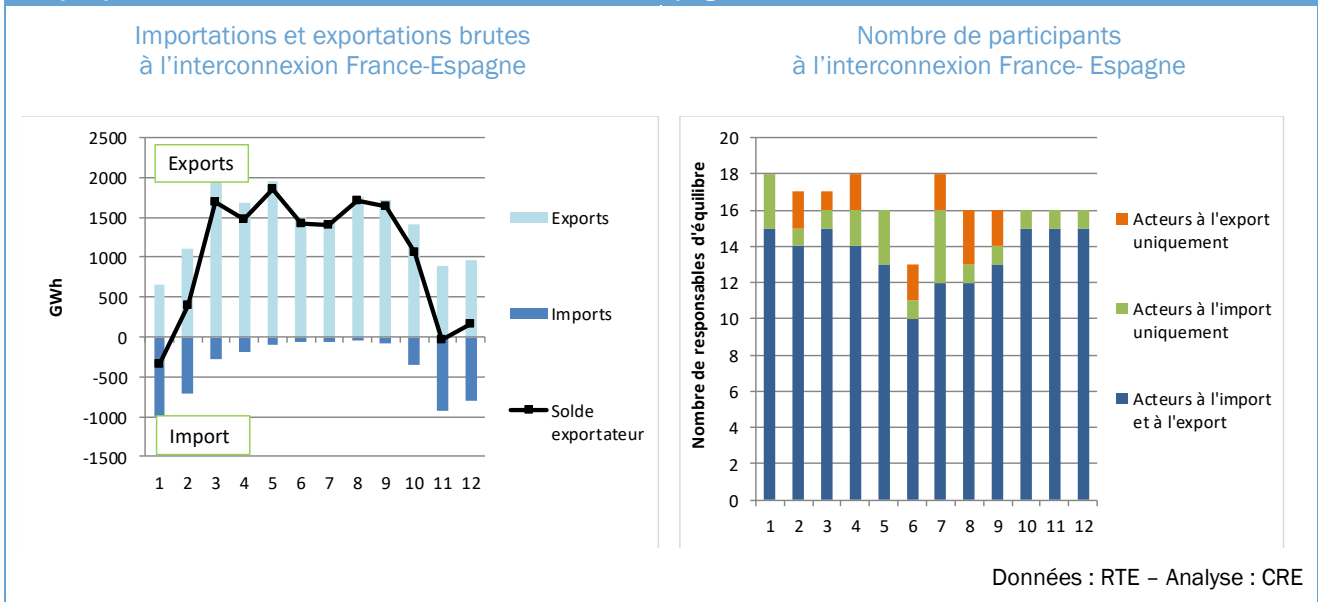


○ **France-Espagne**

Le marché français a été exportateur net vers l'Espagne d'environ 12,4 TWh en 2017.

20 participants étaient actifs à la frontière espagnole en 2017. La plupart étaient des producteurs français et européens intégrés.

Graphique 5 : Transactions à l'interconnexion France – Espagne en 2017

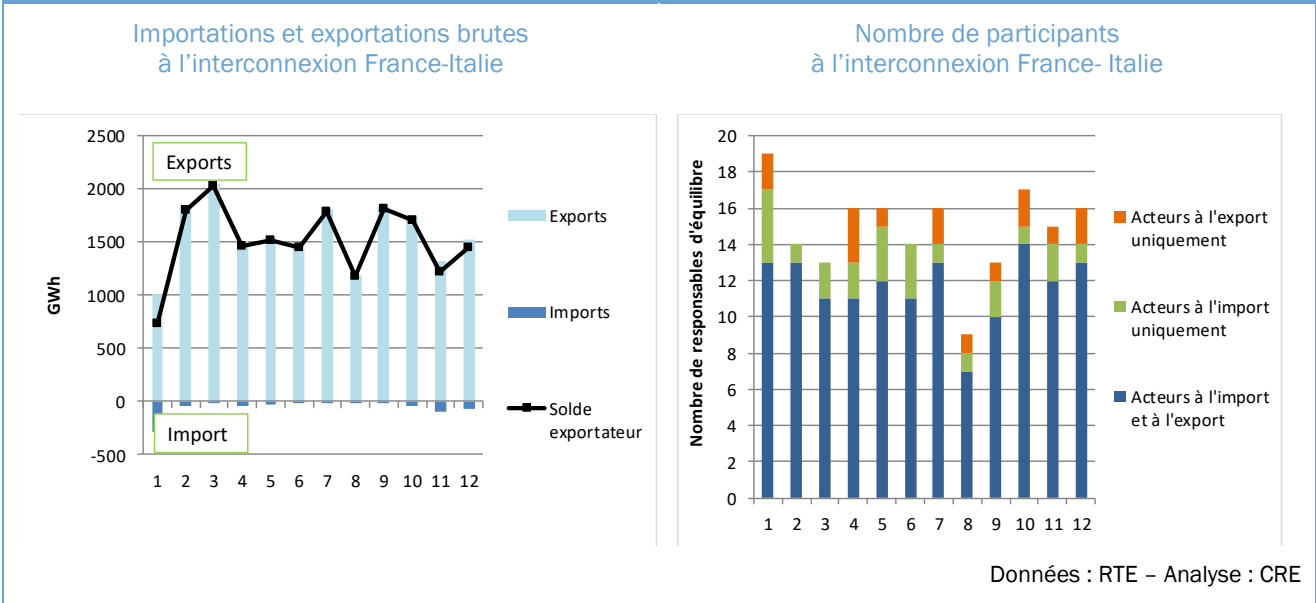


○ **France-Italie**

Le marché français a été exportateur net vers l'Italie d'environ 18,1 TWh en 2017.

23 participants étaient actifs à la frontière italienne en 2017 (contre 22 en 2016). Les producteurs français et européens intégrés ainsi que les acteurs financiers ont été à l'origine de la majorité des volumes de transaction.

Graphique 6 : Transactions à l'interconnexion France – Italie en 2017

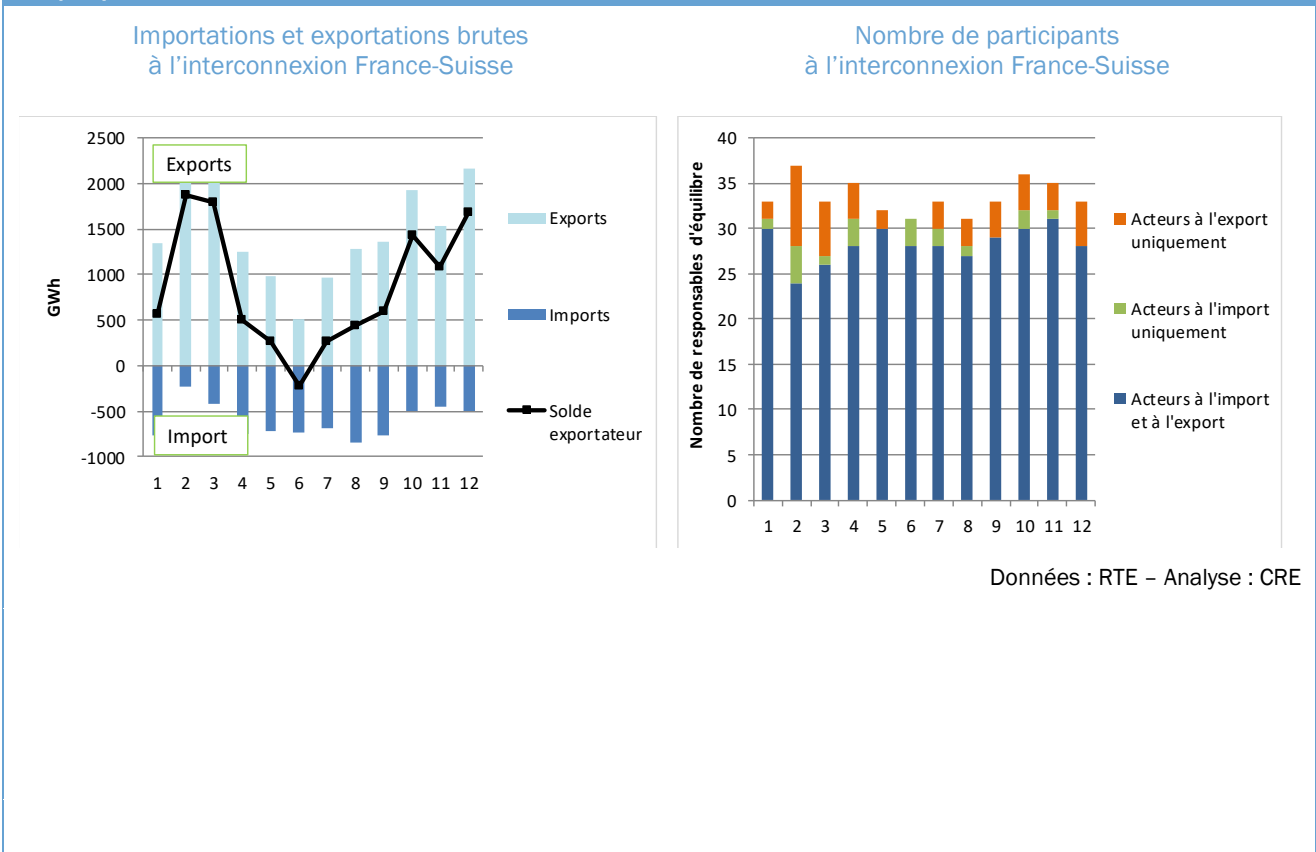


○ **France-Suisse**

Le marché français a été exportateur net vers la Suisse d'environ 10,3 TWh en 2017.

41 participants étaient actifs à la frontière suisse en 2017 (contre 36 en 2016). La grande majorité est constituée de producteurs français et européens intégrés, qui sont à l'origine de la quasi-totalité des flux. Les producteurs français dominent largement les nominations aux exports, du fait du maintien de la priorité d'accès à l'interconnexion des contrats d'exportation de long terme.

Graphique 7 : Transactions à l'interconnexion France – Suisse en 2017



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 produite par les centrales nucléaires historiques d'EDF (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 historique⁹ d'EDF, dans une limite de 100 TWh par an au total, à un prix fixé par le gouvernement. Il a pour objectif de permettre aux fournisseurs alternatifs, en leur donnant la possibilité de s'approvisionner à l'amont en électricité nucléaire historique aux conditions économiques de sa production par EDF, de concurrencer à l'aval EDF sur le marché de détail de l'électricité.

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

2.2.1.6.2 Les volumes ARENH en 2017

Dans un contexte de baisse des prix de marché de gros, les demandes d'ARENH des fournisseurs alternatifs ont diminué en 2015. Les volumes demandés pour le 1^{er} semestre 2014 et le 1^{er} semestre 2015 étaient, respectivement, de 36,8 TWh (dont 5,9 TWh au titre des pertes) et 15,7 TWh (dont 5,1 TWh au titre des pertes). En 2016, il n'y a pas eu de demande. Dans le contexte de hausse des prix de marché de gros de l'électricité en 2017, la CRE a constaté une augmentation importante des demandes d'ARENH des fournisseurs alternatifs pour l'année 2017. Le volume total d'ARENH demandé pour 2017 s'élève à 82,1 TWh (dont 0,8 TWh au titre des pertes).

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 désormais complet et pleinement opérationnel 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

⁹ En service à la date de promulgation de la loi NOME, c'est-à-dire à l'exclusion des nouveaux réacteurs en cours de développement

2.2.1.7.2 Les rapports de la CRE en matière de surveillance des marchés

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 11^{ème} édition a été publiée en juin 2018¹⁰.

2.2.1.7.2 Récents développements du règlement REMIT

La mise en œuvre opérationnelle du règlement REMIT se poursuit au niveau européen, avec comme clef de voûte la collecte centralisée de données par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et le partage de ces données avec les régulateurs européens. Pour l'ACER, comme pour la CRE, les travaux de mise en place des bases de données associées à ces flux se poursuivent. Dans son édition de février 2018 du bulletin trimestriel relatif à REMIT (« *REMIT Quarterly* »), l'ACER a fait part de ses contraintes en termes de ressources humaines et financières relatives aux systèmes d'information dédiés à REMIT. Dans ces conditions, la CRE a demandé aux places de marché organisées (bourses, courtiers) de prolonger le dispositif de collecte nationale de données au-delà de 2017 afin de prévenir toute discontinuité de fourniture des données rentrant dans le périmètre de surveillance de la CRE. Les travaux que mène la CRE en lien avec les données transmises par l'ACER et les tests de complétude et de qualité des données sont en cours.

Tout au long de l'année 2017, la CRE a contribué aux travaux européens portant sur l'élaboration de positions communes sur l'analyse et la qualification de différentes pratiques qui seraient susceptibles d'être constitutives de manipulation de marché au titre de l'article 5 du règlement REMIT. La CRE participe activement aux travaux européens également sur les questions relatives à l'articulation avec la réglementation financière et, au plan national, échange régulièrement avec l'Autorité des marchés financiers (AMF) sur l'interprétation des textes applicables concernant par exemple notamment la qualification des produits.

Le 9 avril 2018, la CRE a rendu publique sa délibération du 22 mars 2018¹¹ portant communication sur l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie. Dans cette délibération, la CRE a rappelé aux acteurs de marché les principales obligations qui leur incombent au titre du règlement REMIT.

Les mécanismes de surveillance mis en place par l'ACER, les régulateurs nationaux et les personnes qui organisent des transactions à titre professionnel (« *persons professionally arranging transactions* » ou PPAT) permettent de détecter un nombre croissant de cas susceptibles de constituer un manquement au règlement REMIT.

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

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

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

2.2.2 Le marché de détail

2.2.2.1 Etat des lieux

2.2.2.1.1 Les consommateurs

Au 31 décembre 2017, 37,4 millions de sites étaient éligibles, ce qui représentait 442 TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients peuvent disposer de deux types de contrats :

¹⁰ <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Rapport-sur-le-fonctionnement-des-marches-de-gros-2016-2017>

¹¹ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Communication/remit>

- les tarifs réglementés de vente (uniquement pour les clients particuliers et pour les petits clients professionnels), dont les évolutions sont fixées par les pouvoirs publics¹² et qui ne peuvent être proposés que par les fournisseurs historiques ;
- les offres de marché (ou offres libres), dont les prix sont fixés librement par les fournisseurs alternatifs et historiques.

Tableau 9 : Répartition des consommateurs finals par type de site (au 31 décembre 2017)

	Nombre de sites
Sites résidentiels	32 396 000
Sites non résidentiels	5 032 000

Source : Données 2017, GRD, RTE, Analyses CRE

Tableau 10 : Répartition de la consommation annuelle des consommateurs finals (au 31 décembre 2017)

	Consommation 2017 en TWh
Sites résidentiels	153,3
Sites non résidentiels	289,1

Source : Données 2017, GRD, RTE, Analyses CRE

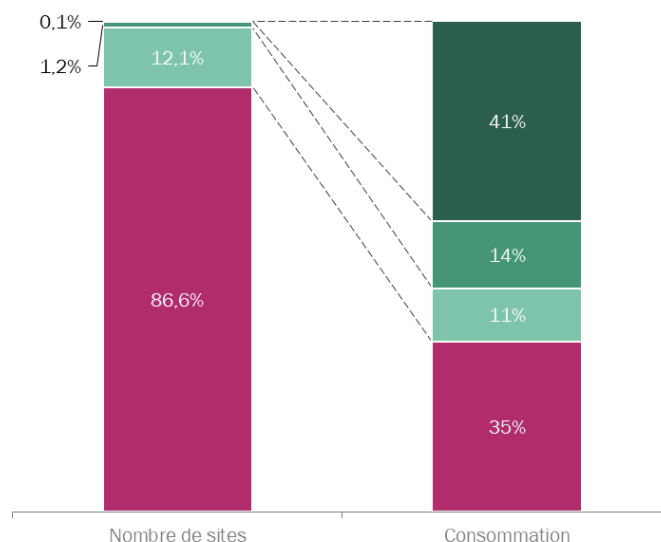
Au cours de l'année 2017, l'ouverture à la concurrence du **marché résidentiel** a continué à s'accélérer avec 1 320 000 sites supplémentaires en offre de marché, soit + 52%, comparé à l'année 2016 (871 000 sites). Au 31 décembre 2017, 5 800 000 sites sur un total de 32,4 millions étaient en offre de marché en électricité, dont plus de 99 % chez un fournisseur alternatif.

Sur le marché de l'électricité résidentiel, les tarifs réglementés de vente sont toujours dominants, représentant 82 % des sites et 85 % de la consommation.

L'ouverture à la concurrence du **marché non résidentiel** a progressé de manière moins soutenue qu'en 2016, qui avait néanmoins été une année exceptionnelle en raison de la fin des tarifs réglementés de vente pour les grands et moyens sites professionnels. Le nombre de sites non résidentiels en offre de marché a augmenté de 11,3 % au cours de l'année 2017, contre 58,6 % en 2016. Au 31 décembre 2017, 1 723 000 sites sur un total de 5,0 millions étaient en offre de marché en électricité, dont environ 58% chez un fournisseur alternatif.

Sur le marché non résidentiel, seuls les petits sites professionnels sont encore éligibles aux tarifs réglementés, 27 % de ces sites (contre 24% en 2016) souscrivent une offre de marché.

Graphique 8 : Typologie des sites au 31 décembre 2017



¹² 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.

- Grands sites non résidentiels
- Sites moyens non résidentiels
- Petits sites non résidentiels
- Sites résidentiels

Source : données 2017 GRD, RTE, fournisseurs – Analyse : CRE

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

Tableau 11 : Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs (en nombre de sites au 31 décembre 2017)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
81%	70%	74%	79%	81%

Source : Données 2017, GRD, RTE, Analyses CRE

Tableau 12 : Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs (en nombre de sites au 31 décembre 2017)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
17%	18%	20%	19%	17%

Source : Données 2017, GRD, RTE, Analyses CRE

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

Tableau 13 : Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs en volume (au 31 décembre 2017)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
69%	53%	72%	78%	83%

Source : Données 2017, GRD, RTE, Analyses CRE

Tableau 14 : Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs en volume (au 31 décembre 2017)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
18%	29%	20%	20%	14%

Source : Données 2017, GRD, RTE, Analyses CRE

2.2.2.1.4 La concentration du marché

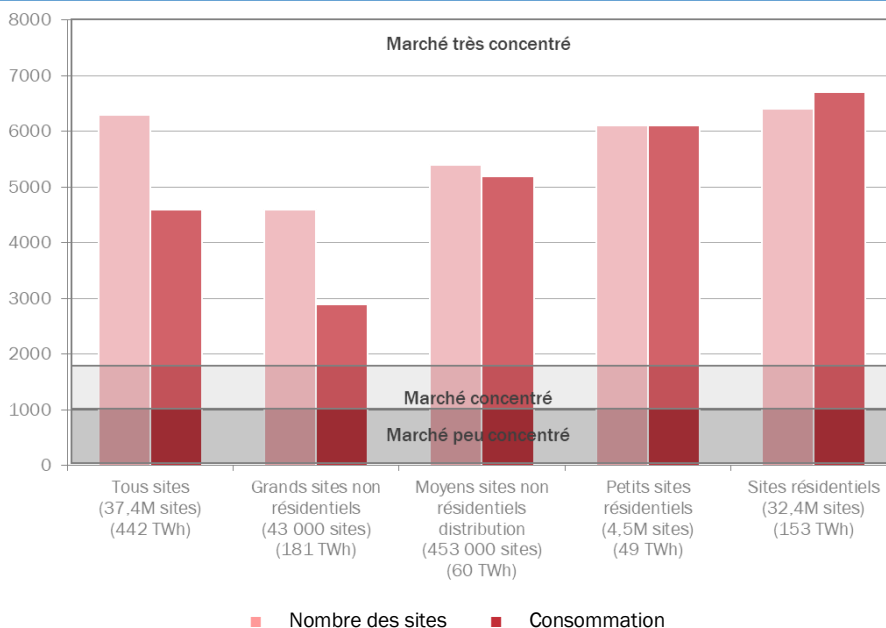
Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)¹³ en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail. Cet indice mesure la concentration du marché sur chaque segment de clientèle.

En 2017, 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 qui est le segment le plus concentré.

¹³ 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.

Graphique 9 : Indice HHI pour les différents segments de clientèle

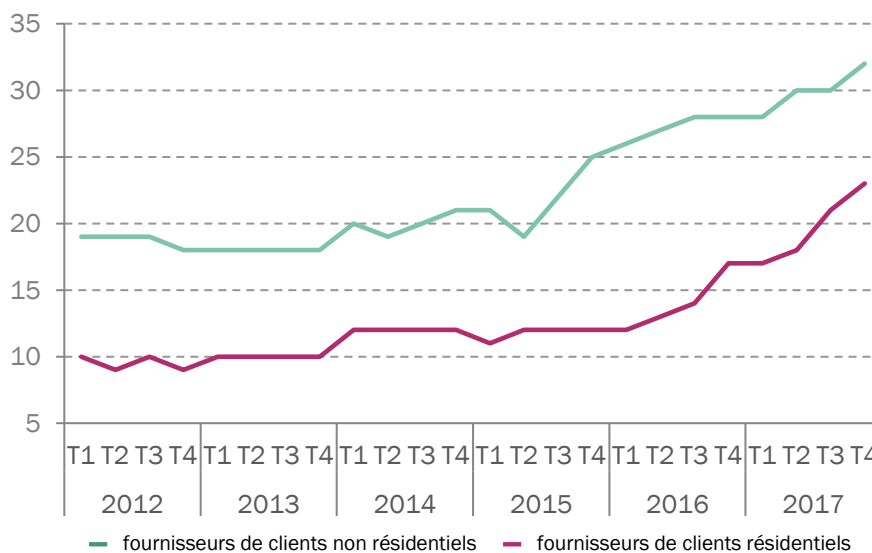


Source : GRD, RTE – Analyse : CRE

2.2.2.1.5 Les fournisseurs

Au 31 décembre 2017, 23 fournisseurs nationaux et déclarés auprès de la CRE possédaient au moins un client résidentiel en portefeuille. Le nombre de fournisseurs proposant des offres aux sites résidentiels a doublé en 2 ans. Sur le segment non résidentiel, 32 fournisseurs nationaux sont déclarés fin 2017, ce nombre est également en forte augmentation depuis 2 ans.

Graphique 10 : Les fournisseurs nationaux d'électricité



Source : énergie-info.fr, Analyses CRE

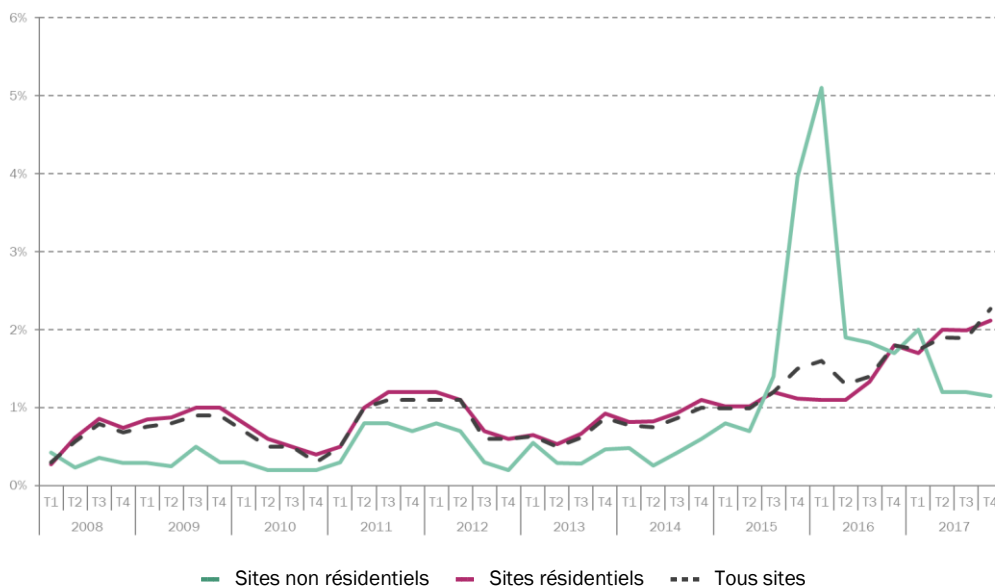
2.2.2.1.6 Analyse des taux de changement de fournisseur

Le changement de fournisseur est défini comme l'action par laquelle un consommateur change de fournisseur. Un switch est considéré comme le mouvement librement choisi d'un client (défini en termes d'un contrat ou les points d'approvisionnement et la quantité d'électricité ou de gaz associé au contrat) d'un fournisseur à un autre. L'activité de switch est définie comme le nombre de changements dans une période de temps donnée. Le taux de switch est alors le ratio du nombre de changements de fournisseurs ajouté aux mises en services 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 sur le segment résidentiel a progressé à un rythme continu depuis 2013. En 2017, le taux de switch annuel s'élève à 7,8 % en électricité pour le segment résidentiel et de 5,6 % pour le segment non résidentiel. Le taux de switch en 2017 sur le segment non résidentiel a très nettement diminué par rapport à 2016 qui avait connu un pic de changements de fournisseur du fait de la suppression des tarifs réglementés de vente au 1er janvier 2016 (pic observable sur la figure ci-dessous).

Graphique 11: Taux de switch trimestriel



Source : Données 2016, 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 ?

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

Conformément aux dispositions des articles L. 337-7 et suivants du code de l'énergie, les clients dont la puissance est inférieure ou égale à 36 kVA peuvent choisir à tout moment entre une offre aux tarifs réglementés de vente et une offre de marché. Cette catégorie de clients correspond principalement aux clients résidentiels et petits professionnels, éligibles aux tarifs réglementés de vente « bleus ».

Ces clients peuvent changer d'offre à tout moment, sans délai et sans frais, pour une offre à prix de marché ou pour un tarif réglementé de vente de même caractéristiques de consommation. En cas de modification de la puissance souscrite ou du dispositif de comptage, des frais additionnels peuvent s'ajouter, comme prévu par le catalogue des prestations d'Enedis.

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

Selon les dispositions de l'article L. 337-9 du code de l'énergie, les tarifs réglementés pour les clients en France métropolitaine continentale ayant souscrit une puissance strictement supérieure à 36 kVA, ont été supprimés au 1^{er} janvier 2016.

- o **Les tarifs sociaux**

Les clients résidentiels dont les ressources ouvrent droit au bénéfice de l'Assurance Complémentaire Santé (ACS), à la Couverture Maladie Universelle Complémentaire (CMU-C) ou répondant au critère de revenu fiscal de référence établi par la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 peuvent bénéficier des tarifs sociaux auprès de tous les fournisseurs. Ces tarifs sociaux ont été remplacés en 2018 par un dispositif de chèque énergie.

2.2.2.2 Les tarifs réglementés de vente

o **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.

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).

Le mouvement tarifaire en 2017, en hausse par rapport à 2016, consiste en une évolution du niveau moyen de :

- +1,7% pour les tarifs bleus résidentiels ;
- +1,7% pour les tarifs bleus professionnels.

Le mouvement s'accompagne d'une évolution en structure des tarifs, afin d'atteindre progressivement une structure tarifaire construite par empilement. Les évolutions depuis 2008, prévues par arrêtés tarifaires, des niveaux des tarifs réglementés de vente en moyenne hors taxes et par couleur tarifaire en France sont présentées dans le tableau ci-après :

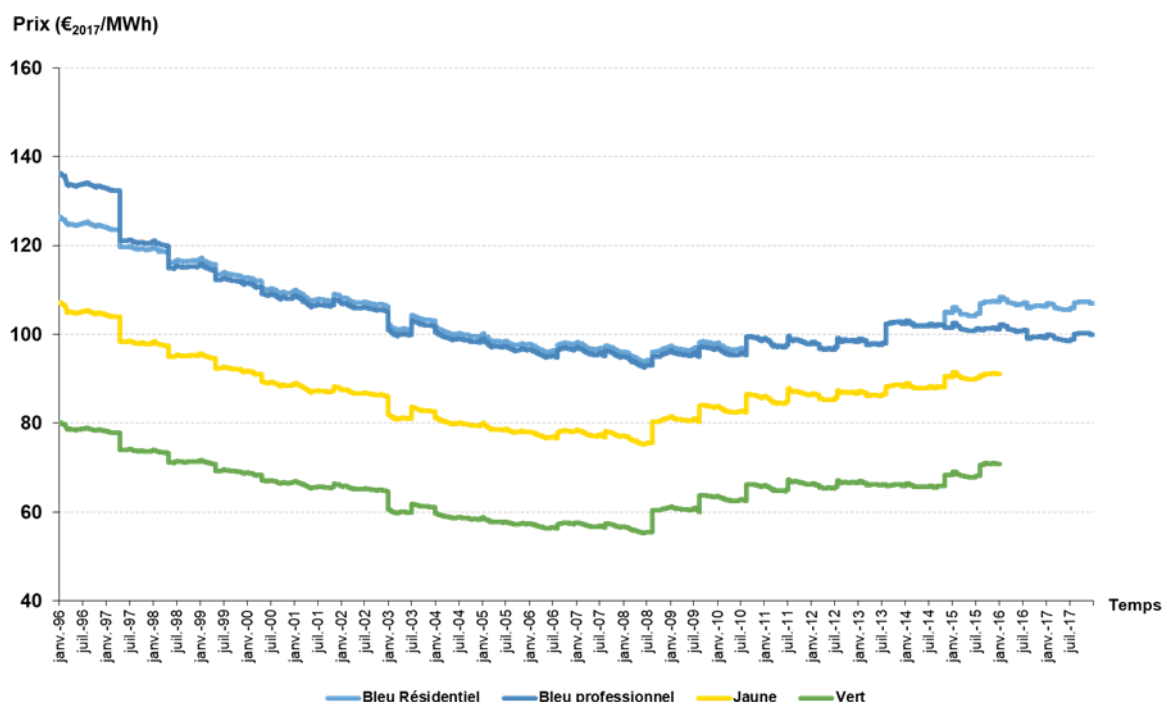
Tableau 15 : Augmentation des tarifs réglementés de vente en 2017 par rapport à 2016 (évolution en moyenne, hors taxes)

Date	Tarifs bleus résidentiels	Tarifs bleus non résidentiels	Tarifs jaunes	Tarifs verts
16 août 2008		+2,0 %	+6,0 %	+8 %
15 août 2009*		+1,9 %	+4,0 %	+5 %
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%		

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

- Evolution du Tarif Réglementé de Vente de vente de l'électricité hors taxes en euros constants 2017

Graphique 12 : Evolution du Tarif Réglementé de Vente de vente de l'électricité hors taxes en euros constants 2017



Source : Analyse CRE

- Composantes de la facture de clients type aux tarifs réglementés de vente d'électricité tels que proposés au 31 décembre 2017

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture de clients type aux tarifs réglementés de vente d'électricité au 31 décembre 2017 (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 :

Tableau 16 : Facture aux tarifs réglementés de vente d'électricité au 31 décembre 2017

	Dc	la
Tarif intégré HT (hors CTA)	113,3	102,7
dont Tarif réseau (TURPE 5 au 1 ^{er} août 2017)	51,7	44,5
dont Part fourniture	61,6	58,2
CTA*	4,1	2,9
TCFE **	9,6	9,6
CSPE ***	22,5	22,5
TVA ****	25,69	25,0
Tarif TTC	175,3	162,8

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.

Les tarifs réglementés pour les clients dont la puissance souscrite est supérieure à 36kVA ont été supprimés au 1^{er} janvier 2016. 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 (3 500 kWh – option Base 6kVA)

la : client industriel consommation inférieure à 20 MWh (10 MWh – option Heures Pleines / Heures Creuses 12kVA - consommation répartie à 65% en heures pleines et 35 en heures creuses)

(*) La CTA (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. Le montant de la CTA est égal

à 27,04% (hors TVA) de la partie fixe du tarif d'acheminement appliqué par les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité. Celui-ci dépend du tarif d'acheminement choisi par le fournisseur pour ses clients.

(**)

Les Taxes sur la Consommation Finale d'Electricité (TCFE) sont définies par chaque commune et chaque département. Ces taxes sont payées par tous les consommateurs d'électricité dont la puissance maximale souscrite est inférieure ou égale à 250 kVA. Depuis le 1er janvier 2016, les TCFE se déclinent en :

1. Taxe Communale sur la Consommation Finale d'Électricité (TCCFE) ;
2. Taxe Départementale sur la Consommation Finale d'Électricité (TDCFE).

(***)

La Contribution au service public de l'énergie (CSPE) est perçue pour le compte des douanes et intégrée en tant que recette au budget de l'État. Elle s'élève à 22,5€/MWh depuis le 1er janvier 2016.

(****) Au 31 décembre 2017, le taux de TVA réduit de 5,5% s'appliquait sur :

- La part abonnement hors taxes du tarif ;
- La CTA.

Au 31 décembre 2017, le taux de TVA à 20,0% s'appliquait sur :

- La part variable hors taxe du tarif ;
- La CSPE ;
- La TCFE.

Remarques sur les hypothèses de calcul :

- la part réseau de la facture est calculée par application du tarif d'utilisation des réseaux de distribution appliqué au 1^{er} août 2017 ;
- le tarif intégré HT est calculé par application des barèmes tarifaires appliqué au 1^{er} août 2017 ;
- la part fourniture de la facture est obtenue par différence entre la facture totale hors taxes et la facture réseau.

La description de ces taxes et contributions est également disponible sur le site de la Direction Générale de l'Énergie et du Climat.

NB : Les taxes et les contributions s'appliquent de la même manière pour les tarifs réglementés et pour les offres de marché.

2.2.2.2.3 Les offres de marché

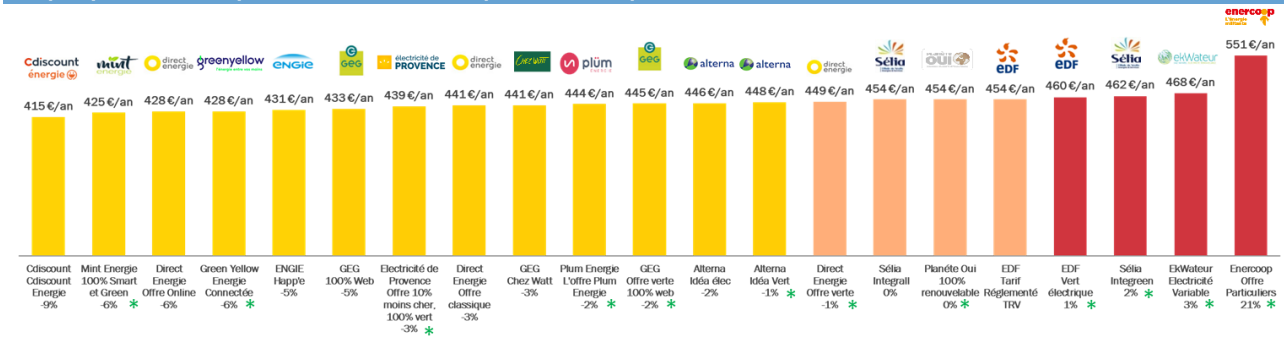
L'ensemble des clients sont depuis 2007 éligibles à des offres de marché. Pour construire leurs offres de marché, les fournisseurs s'approvisionnent notamment à l'ARENH ou sur le marché de gros.

Pour les clients résidentiels, deux types d'offres de marché existent sur le marché, les offres de marché à prix variable dont le prix est défini par rapport au tarif réglementé de vente et les offres à prix fixe, indépendant des tarifs réglementés de vente (dont le prix est fixé pour une durée d'au moins un an ici).

Les offres proposées par les fournisseurs sont comparées ci-dessous 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. Les offres présentées ont été déclarées au préalable volontairement par chacun des fournisseurs sur le comparateur d'offre du site www.energie-info.fr. Il est donc possible que les offres présentées ne soient pas complètement exhaustives.

Les offres sont comparées par rapport au tarif réglementé de vente d'EDF. Par exemple, au 31 décembre 2017, pour le client Base, l'offre à prix variable la moins chère était proposée par Direct Energie (428€/an soit -6% par rapport au TRV) et la plus chère par Enercoop (551€/an soit +21% par rapport au TRV).

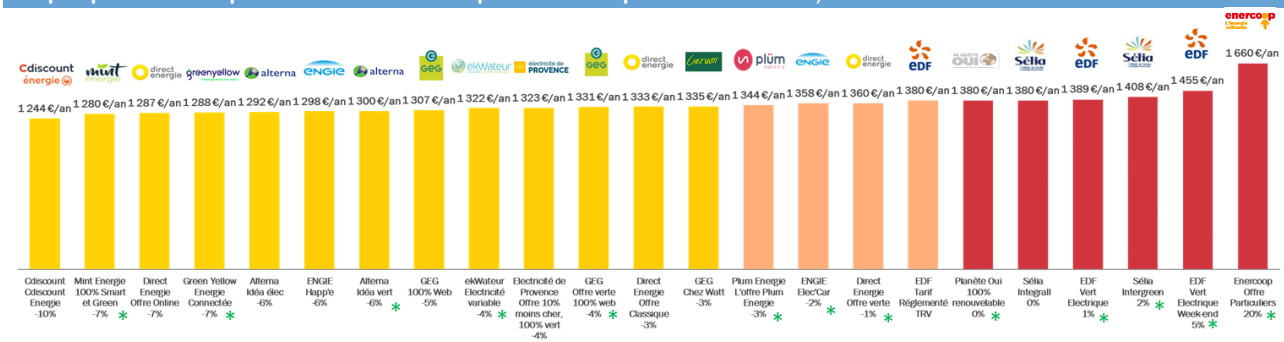
Graphique 13 : Comparaison des offres à prix variable pour un client Base 6 kVA



■ 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

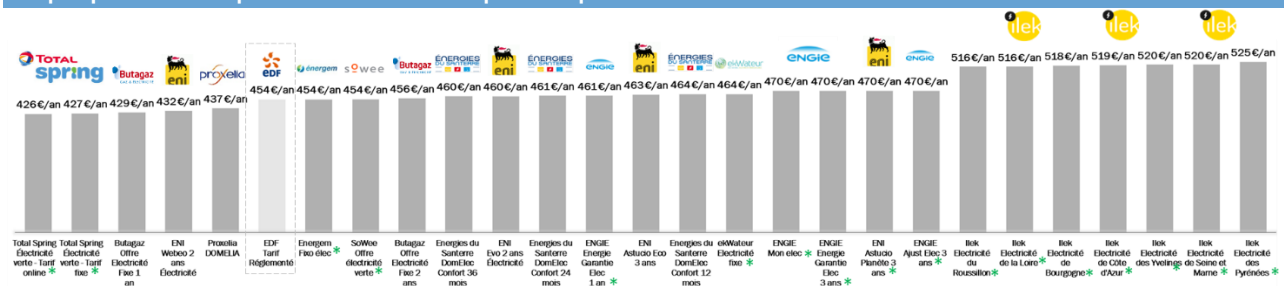
Graphique 14: Comparaison des offres à prix variable pour un client HP/HC 9 kVA



■ 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

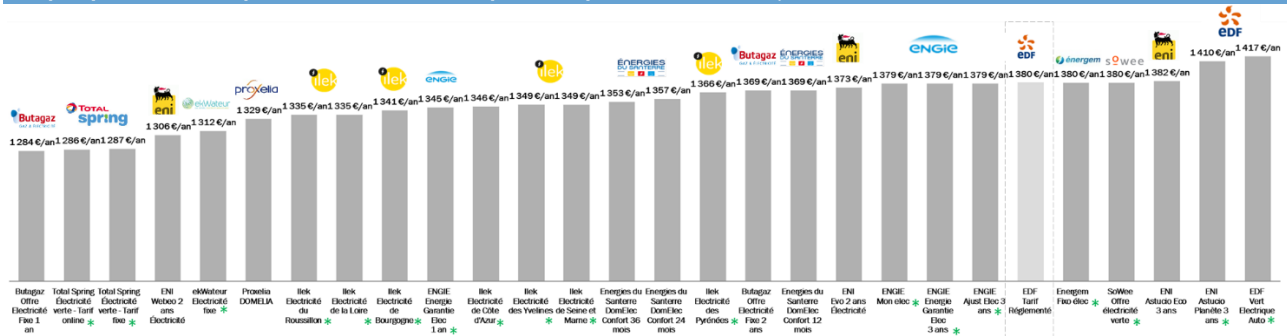
Graphique 15 : Comparaison des offres à prix fixe pour un client Base 6 kVA



Le niveau du tarif réglementé est présenté à titre indicatif car susceptible d'évoluer au moins une fois par an.

Source: Comparateur d'offres énergie-info

Graphique 16 : Comparaison des offres à prix fixe pour un client HP/HC 9 kVA



Le niveau du tarif réglementé est présenté à titre indicatif car susceptible d'évoluer au moins une fois par an.

Source: Comparateur d'offres énergie-info

* offres vertes

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

L'édition 2017 du bilan prévisionnel de RTE fournit des prévisions relatives à l'équilibre offre-demande à moyen (horizon 2022) et long terme (horizon 2035).

La consommation et la pointe de consommation dite « à une chance sur dix » maintiennent leur trajectoire décroissante sur les 5 prochaines années. Les principales raisons sont la stabilisation du chauffage électrique et la progression de l'efficacité énergétique.

La consommation annuelle, aujourd'hui d'environ 480 TWh consommés, pourrait diminuer pour atteindre 410 à 440 TWh à l'horizon 2035 (trajectoires intermédiaires). La consommation à la pointe est également anticipée à la baisse, la pointe « à une chance sur dix » pouvant s'établir entre 87 et 93 GW à l'horizon 2035 (trajectoires intermédiaires).

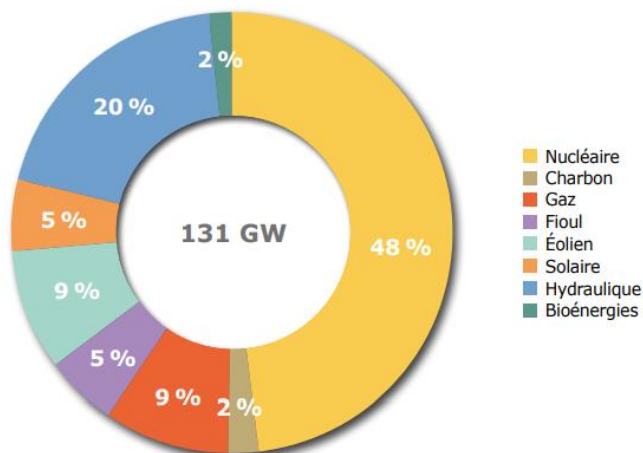
2.3.1.2 Évolutions relatives à l'offre d'électricité

Le bilan prévisionnel 2017 de RTE comprend notamment deux évolutions marquantes :

- à moyen terme, l'analyse de RTE montre que pour atteindre l'objectif de 50 % de nucléaire en 2025, la fermeture des centrales au charbon devrait être repoussée au-delà de 2025 (sauf à remplacer ces dernières par des centrales à gaz) ;
- à long terme, les scénarios explorés par RTE supposent tous un objectif de 40 % de production d'électricité renouvelable à l'horizon 2035. L'accomplissement de la transition énergétique est donc considéré comme une contrainte exogène à la construction des scénarios étudiés.

Au 1^{er} janvier 2017, la capacité totale des moyens de production électrique installés en France continentale s'élevait à 131 GW.

Graphique 17 : Le parc électrique installé en France au 1^{er} janvier 2017



(source : RTE)

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

L’équilibre offre-demande sera très dépendant de l’évolution des capacités installées des filières thermiques à flamme.

Si le système électrique français présentera des marges de capacité importantes en cas de prolongation des parcs nucléaire et charbon (de l’ordre de 4,6 GW en 2021-2022), cette marge pourrait diminuer à l’horizon 2025 en cas de fermeture des centrales à charbon et/ou de réduction de la part du nucléaire à 50 %. RTE estime que l’atteinte simultanée de ces deux objectifs à l’horizon 2025 n’est pas compatible avec le maintien de la sécurité d’approvisionnement. Les mesures de réponse aux pics de demandes et aux déficits d’approvisionnement

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 le maintien d’une valeur satisfaisante 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 par le biais d’automatismes (réglages primaire et secondaire), soit par l’action manuelle des opérateurs (réglage tertiaire). La CRE approuve, d’une part, les règles relatives (i) aux services système fréquence et (ii) à la programmation, au mécanisme d’ajustement et au recouvrement des charges d’ajustement et, d’autre part, les méthodes de calcul des écarts et les charges relatives aux contractualisations de RTE.

En 2016, la CRE a ainsi approuvé des modifications concernant la couverture des charges qui découlent de l’équilibrage entre la production et la consommation électriques et de la résolution des congestions. Les coûts de la contractualisation des capacités d’équilibrage (réserves primaire, secondaire et réserves rapide et complémentaire) sont dorénavant portés par les utilisateurs du réseau de transport via le TURPE alors que les coûts des activations d’énergie de réserves sont portés par les responsables d’équilibre (via le prix de règlement des écarts).

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, entité chargée du paiement 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. Le mode de calcul du prix des écarts a été revu par la délibération de la CRE du 10 mars 2016. Il est calculé de la façon suivante depuis le 3 avril 2017 :

Tableau 17 : 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 BAISSSE ($P > C$ 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 ;
- k est un paramètre visant à équilibrer sur un an les flux financiers liés au paiement des ajustements et au règlement des écarts.

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

Le modèle français de l'ajustement va être amené à évoluer profondément ces prochaines années, sous l'effet, d'une part, du renforcement de l'intégration des marchés européens, et, d'autre part, de la nécessité d'accompagner la transition énergétique, qui entraîne des besoins accrus de flexibilité du système électrique français et européen afin d'intégrer les énergies intermittentes. A cet effet, la CRE a mené des travaux en coopération avec l'ensemble des acteurs de marché français pour établir une feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, décrivant la cible du modèle d'équilibrage ainsi que les étapes intermédiaires à mettre en œuvre en vue de la réalisation de ces évolutions. Cette coopération a pris la forme de réunions informelles avec les acteurs de marchés et d'une consultation publique menée au premier trimestre 2017 où la CRE faisait part de son analyse préliminaire concernant les 10 axes de travail proposés par RTE dans son livre vert, publié en juillet 2016. La CRE a pris sa délibération sur cette feuille de route le 22 juin 2017.

Cette feuille de route prend notamment en compte les lignes directrices portées par le projet de règlement européen relatif à l'équilibrage (*Electricity Balancing Guidelines*), qui a été voté par les États membres le 16 mars 2017 et est entré en vigueur le 18 décembre 2017. Ce règlement vise en effet 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 CRE et RTE ont joué un rôle moteur afin de mettre en œuvre de manière anticipée ces plateformes européennes d'échanges d'énergie d'équilibrage :

- Le projet TERRE (pour « Trans European Replacement Reserves Exchanges ») vise à mettre en œuvre une plateforme d'échanges d'énergie de réserve complémentaire, c'est-à-dire des produits d'équilibrage activables en moins de 30 minutes. Compte tenu de l'ampleur des évolutions futures, plusieurs GRT dont RTE ont amorcé la définition de l'architecture de la plateforme dès 2013. Ces travaux ont été menés avec un groupe de régulateurs piloté par la CRE qui a assuré leur cohérence avec ceux sur le développement du règlement européen relatif à l'équilibrage. Ils ont donné, de manière anticipée, des orientations communes sur l'architecture du projet, après deux consultations publiques menées par les GRT. Dans le cadre de la mise en œuvre formelle de la ligne directrice, les GRT utilisant des produits de réserve complémentaire ont saisi leurs régulateurs d'une proposition d'architecture pour la plateforme le 18 juin 2018.
- La CRE a donné en juin 2016 une orientation favorable à la constitution de réserve primaire par appels d'offres transfrontaliers hebdomadaires avec les GRT allemands, autrichien, néerlandais et suisse. Cette évolution a été inscrite dans les règles services système à la suite de la délibération de la CRE datant du 1^{er} décembre 2016 qui permet à RTE de participer à cette constitution commune depuis janvier 2017. RTE a rejoint en février 2016 le projet *International Grid Control Cooperation* (« iGCC »), qui permet aux huit GRT participants de compenser entre eux leurs besoins d'équilibrage dans la limite des capacités disponibles aux interconnexions afin de réduire leurs activations de réserve secondaire. Cette coopération va être amenée à être étendue en 2019 puisque l'ensemble des GRT utilisant la réserve secondaire devront utiliser la plateforme de compensation des besoins. Tout comme la plateforme TERRE, ce projet a également fait l'objet d'une soumission de la part des GRT en juin 2018.
- Le règlement relatif à l'équilibrage impose la mise en œuvre de deux autres plateformes pour les échanges d'énergie de réserve secondaire et tertiaire rapide. Les GRT ont lancé en mai 2018 deux consultations publiques en parallèle sur les architectures de plateformes qu'ils proposent. La CRE et les régulateurs

impliqués dans ces projets ont préparé une réponse à cette consultation publique qu'ils ont adressé aux GRT.

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. Un marché secondaire de garanties de capacité est organisé par EPEX SPOT. La première enchère de ce type s'est déroulée en décembre 2016 pour l'année 2017 fixant un prix à 9999,8 €/MW.

3. LE MARCHÉ DU GAZ

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 TIGF, devenu Teréga depuis le 30 mars 2018.

Depuis juillet 2011, GRTgaz appartient à Engie à hauteur de 75 % et à un consortium public composé de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC), de CDC Infrastructures et de CNP Assurances à hauteur de 25 %. GRTgaz opère un réseau de canalisations long d'environ 32 000 km, divisé en deux zones d'équilibrage (zone Nord et zone Sud depuis le 1^{er} janvier 2009). GRTgaz achemine environ 600 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 GIC, un fonds d'investissement de l'état singapourien, à hauteur de 18 % par EDF et à hauteur de 10 % par Predica, Prévoyance Dialogue du Crédit Agricole S.A. Teréga achemine environ 100 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 2012.

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, 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 2017, 38 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.

Enfin, la CRE a examiné au premier semestre 2017 le maintien de la certification de GRTgaz dans le cadre de l'opération d'acquisition de la société Elengy (gestionnaire et exploitant de terminaux méthaniers) par GRTgaz, et a pris une délibération approuvant la conformité de la situation de GRTgaz et des contrats liés à l'opération le 6 juillet 2017. En outre, dans sa délibération du 24 juillet 2018, la CRE a approuvé, d'une part, une nouvelle liste des emplois de dirigeants de GRTgaz, ainsi qu'une nouvelle liste des emplois constituant la majorité, et d'autre part par la nomination du Directeur Général Adjoint.

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

Comme GRTgaz, TIGF a été certifié par la CRE en tant que gestionnaire de transport indépendant de l'entreprise verticalement intégrée (modèle) le 26 janvier 2012. A la suite du changement de l'actionnariat du GRT, la CRE a ouvert une procédure de réexamen de la certification de TIGF. 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 Prédica et a pris une délibération approuvant la conformité de la situation de TIGF le 4 février 2016.

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.

Enfin, 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.

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.

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.

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 dixième 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 février 2017¹⁴. La CRE y a relevé des évolutions positives sur les années 2015 et 2016. La CRE a également pu constater dans le plan d'actions 2017 de GRTgaz le fait que GRTgaz a suivi les demandes qu'elle a formulées dans son précédent rapport (telles que celles sur la publication d'une convention de communication avec la maison-mère ou de mesures de protection des informations commercialement sensibles), et la mise en œuvre d'une solution alternative au recours à Engie University et l'achèvement de la désimbrication des SI avec les SI

¹⁴ Ce rapport est disponible sur le site internet de la CRE à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/respect-des-codes-de-bonne-conduite-et-independance-2015-et-2016>.

d'Engie. Enfin, la CRE a accueilli favorablement le plan d'internalisation partielle du CRIGEN (Centre de Recherche et Innovation Gaz et Energies Nouvelles d'ENGIE) grâce à la création de RICE (*Research and Innovation Center for Energy*), le 1^{er} janvier 2018, approuvée par délibération de la CRE du 30 novembre 2017.

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

On compte en France 26 gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel (GRD), de tailles très inégales, alimentant environ 11,5 millions de consommateurs en France. Tandis que GRDF assure la distribution de plus de 96 % des quantités de gaz naturel distribuées en France, Régaz-Bordeaux et Réseau GDS assurent chacun la distribution d'environ 1,5 % du marché, tandis que les 23 autres 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, Réseau 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, Réseau GDS et Régaz-Bordeaux).

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 dixième édition de son rapport sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux (RCBCI) publiée en janvier 2017, que les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz ont mis en œuvre de nombreuses actions pour remédier à une majorité des situations de non-conformité qui avaient été identifiées dans son précédent rapport. Elle note toutefois qu'à cette occasion, s'agissant de l'indépendance des entreprises locales de distribution (ELD), le plein respect du principe d'indépendance par Régaz-Bordeaux vis-à-vis de ses filiales de fourniture de gaz naturel et de production de biométhane et par Réseau GDS vis-à-vis de sa filiale de production de biométhane nécessitait la mise en œuvre des mesures demandées par la CRE.

La CRE a de plus découvert fin 2016 qu'un petit nombre de cadres dirigeants, dont certains membres du comité exécutif de GRDF, sont mis à disposition de GRDF par le groupe Engie, ce qui est de nature à remettre en cause l'indépendance des personnes concernées ainsi que l'indépendance de GRDF. En conséquence, la CRE considère que les cadres dirigeants concernés ne sauraient rester durablement employés par Engie et a demandé à GRDF de lui transmettre d'ici la fin du premier semestre 2017, et de mettre en œuvre, dans les meilleurs délais et en tout état de cause d'ici la fin du premier semestre 2018, un plan d'actions pour mettre fin à cette situation. Ces situations seraient en cours de résolution. Les travaux de la CRE pour mettre fin à la confusion entre la marque d'un gestionnaire de réseau et celle d'un fournisseur appartenant au même groupe

En avril 2015, la maison mère de GRDF avait annoncé un changement de sa marque commerciale GDF SUEZ en ENGIE. Dans sa délibération du 23 juin 2015, la CRE a considéré que « *le changement du nom de GDF SUEZ en ENGIE est de nature à résoudre la question de la confusion entre GRDF et sa maison-mère, fournisseur historique de gaz naturel* ».

Toutefois, en septembre 2015, Engie a annoncé à la CRE qu'il utiliserait la marque Tarif Réglementé Gaz GDF SUEZ dans les supports de communication destinés aux clients particuliers au TRV pour leur permettre de distinguer les tarifs réglementés des offres de marché. La CRE considère que cette décision constitue un changement important mettant en cause les conclusions de sa délibération du 23 juin 2015.

Cette nouvelle marque s'inscrit dans une stratégie de communication susceptible de recréer le risque de confusion qui avait été écarté avec l'apparition de la marque Engie. En effet, dans ses échanges avec ses clients au TRV, sur les factures notamment, Engie fait référence à la fois à GDF SUEZ et à GRDF. De plus, Engie a créé un onglet spécifique Tarif Réglementé Gaz GDF SUEZ sur son site internet.

La CRE considère que ces pratiques sont susceptibles de créer, ou d'entretenir, un risque de confusion de nature à porter atteinte aux dispositions de l'article L. 111-64 du code de l'énergie. A ce titre, elle a demandé à Engie de supprimer, d'ici le 30 juin 2018 au plus tard, toute référence à GDF SUEZ dans le cadre de la commercialisation des TRV et de leur mise en œuvre.

ENGIE a changé, avec au moins 6 mois d'avance pour répondre à la demande de la CRE, la marque « Tarif Réglementé Gaz GDF SUEZ » par « Gaz Tarif Réglementé » qui apparaissait sur son site sur les pages relatives aux TRV et

sur les documents accessibles depuis ces mêmes pages. S'agissant du changement de marque sur les factures, une vérification est en cours par la CRE.

3.1.2 Les aspects techniques

3.1.2.1 Le système de comptage évolué de GRDF

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 cinq délibérations de la CRE, une en 2009, une en 2011, deux en 2013¹⁵ et une en 2014¹⁶, précédées chacune d'une consultation publique.

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 2017 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. Au 30 avril 2018, 1.196 million de compteurs Gazpar étaient installés et 2180 concentrateurs posés.

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

La CRE publie depuis 2009 un rapport annuel sur le bilan de la régulation incitative de la qualité de service des opérateurs de réseaux de gaz et d'électricité. La septième édition de ce rapport, portant sur la période allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 2015, a été publiée par la CRE le 2 février 2017. Les gestionnaires de réseaux publient également 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. Une nouvelle publication de ces rapports annuels est prévue pour la fin de l'année 2018.

Les tarifs de transport (dits « tarifs ATRT6 ») en vigueur depuis le 1^{er} avril 2017 comportent 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 15 indicateurs, dont cinq, 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 cinq 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 et en s'assurant que ces seuils correspondent à des situations exceptionnelles qui justifient l'interruption du mécanisme de régulation incitative.

Sur l'année 2017, la régulation incitative de la qualité de service de GRTgaz et TIGF a généré des bonus globaux de, respectivement, 1042 k€ et 766 k€. Les niveaux de ces bonus générés au titre de l'année 2017 sont supérieurs

¹⁵ 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 [...] »

¹⁶ 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 1er 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 1er 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 %.

à ceux perçus par GRTgaz et Teréga au titre de l'année 2016 (respectivement 828 et 585 k€). Ces écarts s'expliquent notamment par l'amélioration de la qualité des quantités télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises le lendemain.

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

○ **Qualité de service de GRDF**

Le tarif ATRD5 de GRDF, entré en vigueur au 1^{er} juillet 2016, a été reconduit en le faisant évoluer le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service introduit dans le tarif précédent (ATRD4). 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 ATRD5 la liste des indicateurs de qualité de service suivis en cohérence avec les pratiques opérationnelles de GRDF ainsi qu'avec les recommandations de la CRE faites dans son rapport 2013-2014 relatif au respect des codes de bonne conduite et à l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel. Désormais GRDF suit 31 indicateurs dont 18 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 financière¹⁷, 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.

Dans le but d'offrir une meilleure visibilité à GRDF et aux acteurs de marché, la CRE a établi une liste de 9 indicateurs parmi les 18 faisant l'objet d'une incitation financière, dont les définitions, les niveaux d'objectifs et d'incitations financières seront fixés pour l'ensemble de la période tarifaire ATRD5.

La CRE conserve la possibilité, d'une part, d'ajouter ou de supprimer des indicateurs en cours de période tarifaire et, d'autre part, de décider de mettre en œuvre ou de supprimer des incitations financières sur des indicateurs existants si cela s'avérait nécessaire. GRDF doit par exemple mettre à disposition des personnes publiques les données disponibles de consommation et de production de gaz naturel et de biométhane. La CRE considère que la transmission de ces données constitue un enjeu important qui pourrait faire l'objet d'un suivi particulier : de nouveaux indicateurs seront donc, si nécessaire, mis en place en cours de période tarifaire.

Sur l'année 2016, la régulation incitative de la qualité de service de GRDF a généré un bonus global de + 1,3 M€. Ce niveau est supérieur à celui perçu par GRDF au titre de l'année 2015 (+ 1,1 M€). Cet écart s'explique notamment par la valeur de l'un des indicateurs de suivi qui a généré un bonus de + 989 k€, contre + 481 k€ en 2015.

○ **Qualité de service des ELD**

Les tarifs ATRD4 des ELD sont, quant à eux, entrés en vigueur au 1^{er} juillet 2013. Les ELD disposent également d'un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service, analogue à celui mis en place pour le tarif ATRD4 de GRDF, qui est adapté à la taille et aux contraintes des opérateurs. Les neuf ELD disposant d'un tarif ATRD spécifique suivent entre 14 et 21 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 2016, la régulation incitative de la qualité de service des ELD a généré au total une pénalité de 5 k€ pour GEG et de 22 k€ pour Réseau GDS et un bonus compris entre 3 k€ et 69 k€ pour les autres ELD, qui sont venus se déduire (pour les pénalités) ou s'ajouter (pour les bonus) au montant du CRCP de chaque ELD à apurer. Par ailleurs, les rendez-vous non tenus du fait du GRD ont généré pour les ELD des pénalités comprises entre 0 et 83 €. Ces pénalités ont été versées directement aux fournisseurs.

¹⁷ 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 et de taux de réponse aux réclamations de consommateurs dans les 30 jours calendaires pour lesquels seul un objectif de base est défini.

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

Le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga, dit tarif d'Accès des Tiers aux Réseaux de Transport de gaz (ATRT6), introduit une nouvelle répartition des coûts de raccordement au réseau de transport de gaz par la délibération du 15 décembre 2016..

Pour chaque nouveau raccordement ou adaptation de poste, une « remise développement » peut être accordée au client. 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 10 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 ;
- 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

Le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga, dit tarif ATRT6, s'applique depuis le 1^{er} avril 2017, 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.

Le tarif ATRT6 donne à GRTgaz et Teréga tous les moyens nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique et prendre en compte les mutations du marché du gaz dans les prochaines années. Son niveau est fixé de manière à intégrer notamment les projets GRTgaz 2020 et Recherche et innovation de Teréga, à travers lesquels les GRT participent à la transition énergétique. Les évolutions liées au tarif ATRT6 s'inscrivent dans un cadre de maîtrise du niveau tarifaire du transport de gaz lié au contexte d'érosion de la demande.

3.1.3.2.1 La régulation incitative des charges d'exploitation

La trajectoire des charges nettes d'exploitation de GRTgaz et de Teréga est définie sur la période 2017 - 2020 et correspond à celle d'opérateurs efficaces. A partir du niveau retenu pour 2017, cette trajectoire est basée sur l'inflation et un coefficient d'évolution annuel qui intègre un objectif de productivité. Pour GRTgaz, le coefficient d'évolution a été fixé à +0,74% par an et pour Teréga à + 1,04% par an.

Les gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés par les GRT au-delà de la trajectoire fixée par le tarif ATRT6 (hors postes couverts par le CRCP) seront conservés intégralement par les GRT, comme pour le tarif ATRT5. De façon symétrique, les surcoûts éventuels seront intégralement supportés par les GRT.

Par ailleurs, le tarif ATRT6 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 2019 et 2020. 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%.

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 ATRT6 vise à améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs. La publication du tarif ATRT6 a été l'occasion de simplifier le dispositif existant (suppression de six indicateurs et de l'incitation financière d'un indicateur, fusion de deux indicateurs) et de renforcer des incitations.

3.1.3.2.3 La régulation incitative des investissements

L'article L. 452-3 du code de l'énergie donne la possibilité à la CRE de mettre en place « *des mesures incitatives appropriées à court ou long terme, pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances liées, notamment [...] à l'intégration du marché intérieur du gaz, à la sécurité d'approvisionnement [...]* ».

En conséquence, la CRE a mis en place un mécanisme d'incitation à la création de capacités aux interconnexions. Le mécanisme repose sur trois incitations distinctes :

- l'incitation financière à la réalisation des investissements d'interconnexion se matérialisera par l'attribution d'une prime fixe exprimée en euros et dont le montant sera défini par la CRE en amont de la décision d'engagement de dépenses du GRT. Cette prime fixe sera calculée en fonction du bénéfice pour la collectivité estimé par la CRE sur la base d'une analyse coûts/bénéfices du projet. Elle sera versée à la mise en service du projet, ce qui constitue une incitation à la réalisation des investissements dans les meilleurs délais ;
- l'incitation à la minimisation des coûts de réalisation du projet prendra la forme d'une prime ou d'une pénalité, fixée en fonction du différentiel entre le coût cible du projet et le coût réalisé, conformément aux modalités définies pour les projets dont le budget est supérieur à 20 M€ (voir ci-dessous). Dans le cas où le coût réalisé dépasserait le coût cible, le montant de cette pénalité sur la rémunération globale de GRTgaz et Teréga pour les projets d'interconnexion sera limité de façon à ce que l'ensemble des incitations cumulées ne puissent conduire à une rémunération des capitaux engagés pour le projet inférieure au CMPC - 1 % ;
- l'incitation sur l'utilisation de l'ouvrage prendra la forme d'une prime ou d'une pénalité, calculée chaque année à compter de la mise en service de l'ouvrage, dont le niveau dépendra des capacités réellement souscrites par rapport aux capacités initialement envisagées par les GRT et retenues par la CRE dans le cadre de l'étude coûts/bénéfices ayant permis la fixation de la prime fixe. Dans l'hypothèse où les capacités souscrites seraient inférieures aux capacités initialement réservées, la pénalité ne pourra pas excéder l'équivalent de l'annuité de la prime fixe définie par la CRE en amont de la décision d'engagement de dépenses. La prime ou la pénalité sera appliquée pendant les dix premières années d'exploitation de l'infrastructure.

Les paramètres utilisés pour le calcul des primes et pénalités seront fixés dans une décision tarifaire *ad hoc* relative à chaque projet concerné.

- Par ailleurs, le mécanisme d'incitation à la maîtrise des dépenses d'investissements mis en place pour les projets Val de Saône et Gascogne-Midi est étendu à l'ensemble des projets dont le budget est supérieur à 20 M€. Ainsi, 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 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 90 % et 110 % du budget cible, aucune prime ni pénalité ne sera attribuée ;
- si les dépenses d'investissement réalisées sont inférieures à 90 % du budget cible, le GRT bénéficiera d'une prime égale à 20 % de l'écart entre 90 % du budget cible et les dépenses d'investissement réalisées ;
- si les dépenses d'investissement réalisées sont supérieures à 110 % du budget cible, le GRT supportera une pénalité égale à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 110 % du budget cible.

Par ailleurs, le tarif ATRT6 a introduit 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.

Le mécanisme retenu consiste à définir, pour la période du tarif ATRT6, la trajectoire d'évolution de ces charges de capital qui seront exclues du périmètre du CRCP. Les gains ou les pertes réalisés seront donc conservés à 100 % par les opérateurs.

Pendant le tarif ATRT6, les charges de capital pour ces catégories d'actifs seront calculées à partir des valeurs prévisionnelles définies par la décision tarifaire. En fin de période, la valeur effective de ces immobilisations sera prise en compte dans la base d'actifs régulés (BAR) ce qui permettra, pour les périodes tarifaires suivantes, un partage de gains ou une mutualisation des surcoûts avec les utilisateurs.

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

Pour la période tarifaire ATRT6, la CRE met en place une régulation incitative des dépenses de R&D, similaire à celle du tarif ATRD5 et du TURPE. Les montants alloués à la R&D 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.

En outre, les GRT doivent transmettre un rapport annuel des projets de R&D à la CRE, destiné à être publié afin de rendre compte aux utilisateurs des projets innovants menés par les GRT.

3.1.3.2.5 La mise à jour annuelle

Le cadre tarifaire prévoit une mise à jour annuelle au 1^{er} avril de chaque année selon les principes suivants :

- prise en compte de la trajectoire du revenu autorisé définie pour quatre ans et constituée de :
- la trajectoire de charges de capital normatives définie par la CRE ;
- la trajectoire des charges d'exploitation fixée par la CRE et qui évolue chaque année selon l'inflation et un coefficient prédéfini ;
- la mise à jour du poste « énergie et quotas de CO₂ » ;
- l'apurement d'un quart du solde du CRCP au 31 décembre de l'année précédente ;
- l'annuité prévisionnelle du reversement inter-opérateur ;
- mise à jour des hypothèses de souscription de capacité ;
- évolutions de la structure tarifaire décidées par la CRE, notamment pour réduire le nombre de places de marché, mettre en œuvre les codes de réseau européens et prendre en compte les modifications significatives de l'offre des GRT.

A l'occasion de la mise à jour du tarif ATRT6 au 1^{er} avril 2018, la CRE a retenu une hausse moyenne de +3,0 % pour le tarif de GRTgaz, et de +4.6 % pour Teréga. Ces évolutions sont proches de celles anticipées dans la trajectoire initiale ATRT6 (respectivement +2,8 % et +4,6 %).

3.1.3.3 Les tarifs d'accès au réseau de distribution

Le cinquième tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF, dit « tarif ATRD5 », est entré en vigueur au 1^{er} juillet 2016, en application de la décision tarifaire de la CRE du 10 mars 2016, pour une durée d'environ quatre ans.

Ce nouveau 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.b).

Il donne à GRDF les moyens de s'adapter à la transition énergétique, notamment en prenant en compte pour établir le niveau du tarif :

- les charges liées aux lois « NOTRe » et « LTECV » ;
- les charges relatives au projet de comptage évolué « Gazpar » ;
- les dépenses et recettes liées aux injections de biométhane ;
- les dépenses de R&D, incluant notamment les projets « Smart Grids ».

Par ailleurs, il incite GRDF à développer le nombre de consommateurs desservis, dans un contexte de forte concurrence de la part des autres énergies, afin de réduire *in fine* le niveau du tarif pour chaque consommateur.

La grille tarifaire de GRDF est ajustée mécaniquement au 1^{er} juillet de chaque année par l'application à l'ensemble des termes tarifaires en vigueur du pourcentage de variation suivant :

$$Z = IPC - X + k$$

Avec :

Z : variation de la grille tarifaire au 1^{er} juillet, exprimé en pourcentage

IPC : variation annuelle moyenne constatée sur l'année calendaire précédente de l'indice des prix à la consommation hors tabac, telle que calculée par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852)¹⁸ ;

X : facteur d'évolution annuel de la grille tarifaire, égal à 0,80 % pour le tarif ATRD5 ;

k : évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, provenant de l'apurement du solde du CRCP. Le terme k ne peut entraîner, à lui seul, une hausse ou une baisse de plus de 2 % de la grille tarifaire en vigueur. L'évolution annuelle de la grille tarifaire de GRDF sera donc comprise entre $(IPC - 0,80 \% - 2 \%)$ et $(IPC - 0,80 \% + 2 \%)$.

La première évolution du tarif ATRD5 est intervenue au 1^{er} juillet 2017 en application de la délibération de la CRE du 13 avril 2017.

Les quatrièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution (ELD), qui couvrent environ 5% du territoire français, dits « ATRD4 », sont entrés en vigueur au 1^{er} juillet 2013, en application de la délibération tarifaire de la CRE du 25 avril 2013, pour une durée d'environ quatre ans. Le tarif péréqué actuel de Sorégies est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2014 en application de la délibération de la CRE du 22 mai 2014, pour une durée d'environ 3 ans.

Les travaux tarifaires pour élaborer les prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des ELD, dits tarifs « ATRD5 », sont engagés et se dérouleront sur la majeure partie de l'année 2017. En conséquence, et comme le permettent les délibérations du 25 avril 2013 et du 22 mai 2014, le cadre des tarifs ATRD4 des ELD a été maintenu au-delà du 30 juin 2017.

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 tarifs actuels d'utilisation des terminaux méthaniers régulés de Montoir-de-Bretagne (Montoir) et Fos Tonkin, gérés par la société Elengy, et de Fos Cavaou, géré par la société Fosmax LNG, dits « tarif ATTM5 », est entré en vigueur le 1^{er} avril 2017. 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 impacter leur activité. Il vise également à donner aux acteurs de marché une visibilité suffisante pour construire des stratégies d'approvisionnement de moyen et long termes. Il est fondé sur les principes suivants :

- 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.

Le tarif ATTM5 présente une baisse significative par rapport au tarif ATTM4 : la baisse du tarif unitaire moyen pour la période ATTM5 est de 6,5 % pour Montoir, 18,2 % pour Fos Tonkin et 18,6 % pour Fos Cavaou. Il introduit une évolution de la structure de l'offre tarifaire. Il crée notamment un service de base, offre principale des opérateurs de terminaux méthaniers, qui peut être complété par la souscription d'une option bandeau. Il pérennise plusieurs services expérimentaux initiés au cours de la période tarifaire ATTM4. Il accroît la flexibilité dont disposent les clients des terminaux sur leurs souscriptions. Enfin, il donne la possibilité à Fosmax LNG de proposer à long terme les 10 % de capacités auparavant réservés aux souscriptions de court terme.

Le tarif ATTM5 sera mis à jour fin 2018, pour une évolution tarifaire au 1^{er} avril 2019.

¹⁸ L'indice INSEE 1763852 remplace l'indice INSEE 641194 mentionné dans la délibération tarifaire de la CRE du 10 mars 2016. Le changement d'indice correspond à une actualisation sur une base 100 en 2015.

3.1.3.5 L'accès des tiers aux installations de stockage

- La mise en œuvre d'une réforme attendue

En vertu de l'article L.421-8 du code de l'énergie, les modalités d'accès aux capacités de stockage en France, et en particulier leurs prix, étaient négociées entre opérateurs de stockage et souscripteurs de capacités, dans des conditions transparentes et non-discriminatoires. Ce système, reposant sur des obligations de stockage pour les fournisseurs, a fait l'objet de vives critiques de la part des fournisseurs, qui dénonçaient :

- la libre fixation des prix par les opérateurs de stockage, qui étaient en parallèle assurés, grâce au système d'obligations, de vendre les deux tiers de leurs capacités ;
- le manque de transparence sur la méthode de vérification du respect des obligations par la DGEC : le code de l'énergie prévoyait que le Ministre apprécie le respect des obligations au regard des autres moyens de modulation (GNL, capacités d'interconnexion) dont le fournisseur dispose, mais ne définit pas de méthodologie précise de prise en compte de ces autres moyens de modulation.

La Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) a lancé de longue date une réflexion sur les conditions d'accès aux capacités de stockage, dans un contexte où l'érosion des souscriptions de capacités a poussé le gouvernement à renforcer fortement les obligations de stockage auxquelles sont soumis les fournisseurs afin de garantir la sécurité d'approvisionnement du territoire. En outre, la loi de transition énergétique du 17 août 2015 a habilité le Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie à légiférer par ordonnance en vue de passer d'un accès des tiers négocié à un accès régulé aux installations de stockage en France, dans un délai d'un an. Cette première tentative de réforme avortera, à la suite de l'avis négatif émis par le conseil d'Etat en avril 2016 : ce dernier a notamment considéré que la compensation tarifaire envisagée revêtait le caractère d'un impôt de répartition sur les fournisseurs de gaz naturel, et n'entrait de ce fait pas dans le champ de l'habilitation. La quasi-totalité des acteurs du marché du gaz en France était favorable à la réforme de l'accès au stockage. A la surprise générale, cette réforme n'a pas été présentée en Conseil des ministres et l'ordonnance n'a donc pas pu être prise avant la fin de l'habilitation.

Au cours de l'année 2017, la possible réforme de l'accès au stockage de gaz a été introduite dans les débats portant sur la loi relative à la fin de la recherche et l'exploitation des hydrocarbures. Cette loi n° 2017-1839, dite Loi Hydrocarbures, a été adoptée le 30 décembre 2017. Son article 12 prévoit que les installations de stockage de gaz considérées essentielles à la sécurité d'approvisionnement par la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) sont régulées, et que les capacités sont commercialisées aux enchères. Par ailleurs, l'article 12 prévoit l'introduction dans le tarif de transport de gaz d'une compensation, visant à permettre la couverture du revenu autorisé des opérateurs de stockage, par différence entre ce dernier et les recettes directement perçues par les opérateurs dans le cadre de leur activité.

La CRE, dans ses travaux, s'est attachée à impliquer de manière très large et le plus en amont possible les parties prenantes, afin de leur donner la meilleure visibilité possible. Elle a notamment organisé, le 13 octobre 2017, un atelier de travail avec les acteurs de marché portant sur la commercialisation aux enchères des capacités de stockage, ainsi que sur les modalités de compensation des coûts de stockage. Elle a par la suite mené une consultation publique, du 21 décembre 2017 au 23 janvier 2018, afin de recueillir l'avis des parties intéressées sur l'introduction d'un terme de compensation dans le tarif de transport, sur le cadre de régulation et sur le niveau du revenu autorisé des opérateurs de stockage, ainsi que sur les modalités de commercialisation des capacités de stockage. Enfin, elle a organisé en février 2018 une table ronde avec certains expéditeurs et consommateurs ayant contribué à la consultation publique, et auditionné à plusieurs reprises les opérateurs de stockage et leurs actionnaires.

- Une première campagne de commercialisation aux enchères marquée par un succès

La CRE a fixé dans sa délibération du 22 février 2018 les modalités de commercialisation des capacités de stockage pour l'année 2018-2019. 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, qui a atteint des niveaux particulièrement bas au cours des précédentes années, 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.

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.

Les enchères se sont déroulées du 5 au 26 mars 2018, et ont permis d'allouer la quasi-totalité des capacités, à des prix variant de 0 à 2,02 €/MWh/j. Ce niveau de souscriptions dépasse le seuil fixé par arrêté qui détermine le niveau minimal de stock permettant de garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz pendant l'hiver.

- Un premier tarif de stockage dans un cadre de régulation simplifié

La CRE a fixé dans sa délibération du 22 mars 2018 le revenu autorisé des trois opérateurs de stockage : Storengy, Teréga, et Géométhane. Le revenu calculé correspond à la somme des charges à couvrir au périmètre des actifs listés dans la PPE et considérés nécessaires à la sécurité d'approvisionnement

Compte tenu des délais contraints de mise en œuvre de la réforme, la CRE a fixé un cadre de régulation simplifié, selon les principes suivants :

- une période tarifaire courte, d'une durée de deux ans (2018-2019) ;
 - un cadre tarifaire dans lequel les écarts entre le prévisionnel et le réalisé pour l'ensemble des charges et recettes sont régularisés *a posteriori* via le CRCP ;
 - une mise à jour tarifaire annuelle, qui permettra d'apurer le solde du CRCP par une diminution ou une augmentation du revenu autorisé, dans la limite d'une variation du revenu autorisé par rapport au prévisionnel de chaque opérateur de +/- 5 %.
-
- L'introduction d'une compensation des coûts du stockage dans le tarif de transport

La CRE a fixé dans ses délibérations du 22 et du 27 mars le principe et le niveau de la compensation stockage. Cette compensation, à percevoir par chacun des trois opérateurs de stockage, correspond à la différence entre le revenu autorisé 2018 des opérateurs, fixé dans la délibération du 22 mars 2018, et les prévisions de recettes perçues directement par les opérateurs de stockage pour l'année 2018.

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 non-délestables et non-interruptibles raccordés aux réseaux de distribution publique de gaz.

La délibération du 22 mars 2018 prévoit que la modulation de chaque expéditeur correspond à la différence, lorsqu'elle est positive, entre, d'une part, la capacité souscrite ferme par chacun de ses clients sur chaque PITD et, d'autre part, la somme de la consommation moyenne journalière de chaque client et de la part de sa capacité déclarée interruptible.

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.

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 désormais à la nouvelle version du code CAM, publié 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 conduisent au second trimestre 2017 une première 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 nouveau mode de commercialisation proposé par GRTgaz a été approuvé par la CRE dans ses délibérations du 27 juillet 2017 et du 8 mars 2018. Il est entré en vigueur le 1^{er} juin 2018. Les nouvelles règles de commercialisation se rapprochent de celles prévues dans le code CAM en ce qui concerne les types de produits proposés, et les quotas

réservés aux échéances de plus court terme. Elles diffèrent notamment au regard du mode de commercialisation des produits (ventes par guichet ou règle du « premier arrivé, premier servi » selon les produits) et du calendrier de commercialisation (les capacités sont commercialisées avant celles des points CAM). De plus, les capacités amont sont commercialisées de manière indépendante par le réseau de transport adjacent (Gassco).

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.

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

3.1.4.2 Le développement des interconnexions françaises

3.1.4.2.1 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'infrastructure 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 transfrontaliers 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. Il n'y a ainsi pas eu de développement de nouvelles capacités transfrontalières en 2017.

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

Le TYNDP 2017 a été publié le 28 avril 2017. Pour son élaboration, les GRT ont transmis leurs hypothèses de prévisions de consommation et d'injection de gaz ainsi que la liste des projets présentés dans leurs plans décennaux 2015. Il a fait l'objet d'un avis de la part de l'Agence pour la Coopération des Régulateurs de l'Énergie (ACER) en date du 15 mars 2017.

Dans le cadre du TYNDP 2017, l'ENTSOG a retenu quatre scénarios :

- le scénario « *Slow progression* » présente une stabilité des indicateurs actuels et prévoit une baisse de 2 % de la consommation finale de gaz. La demande de gaz pour la production d'électricité, estimée à 1 000 TWh en 2017 reste à un niveau équivalent à l'horizon 2035 ;
- le scénario « *Blue transition* » prévoit une forte hausse de la consommation de gaz, en lien notamment avec un recours accru au gaz au détriment du charbon dans la production d'électricité et le développement du GNV. Il prévoit une hausse de 10 % de la consommation entre 2017 et 2035, soit une demande de gaz qui s'élève à 5 300 TWh, à comparer au niveau estimé en 2017 d'environ 4 650 TWh. La demande de gaz pour la production d'électricité, estimée à 1 000 TWh en 2017 devrait augmenter à 1 500 TWh à l'horizon 2035 ;
- le scénario : « *Vision 4* », composé de deux variantes « *Green evolution* » et « *European green revolution* ». Dans ces deux scénarios, le gaz est en forte concurrence avec l'électricité dans les secteurs du chauffage et de la mobilité. Il prévoit une baisse de 12 % de la consommation finale de gaz à l'horizon 2035, la consommation de gaz européenne étant estimée à 4 000 TWh.

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. Pour ce faire, la CRE a réalisé une consultation publique en novembre 2017. Afin de mener à bien cet exercice, la CRE a comparé les scénarios retenus dans le plan de l'ENTSOG aux scénarios retenus dans les plans décennaux des GRT publiés en 2015, date à laquelle ils ont transmis leurs scénarios pour l'élaboration du TYNDP 2017,

Dans ses délibérations du 22 mars 2018, la CRE considère que les scénarios présentés sont cohérents avec les scénarios du TYNDP. En effet, les scénarios « *Slow progression* » et « *Blue Transition* » de l'ENTSOG reprennent les fondamentaux du scénario de référence 2015 des GRT, et les scénarios « *European Green Revolution* » et « *Green*

Evolution » correspondent au scénario « Moins 30 ». Le scénario « Moins 30 » proposé dans les plans décennaux 2015-2024 des GRT, suppose une application uniforme à tous les combustibles fossiles de l'objectif de réduction de 30%. La principale différence avec le scénario de référence 2015 réside dans une diminution plus forte de la consommation de gaz sur le segment des consommateurs résidentiels et tertiaires (-42% entre 2012 et 2030 contre -27% dans le scénario de référence 2015).

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

3.1.5.1 Le respect des décisions juridiquement contraignantes et des avis de l'ACER

À ce jour, l'Agence n'a pas rendu de décision juridiquement contraignante à laquelle la CRE serait tenue de se conformer. De même, l'Agence n'a pas émis d'avis et la Commission européenne n'a pas rendu de décision sur la conformité des décisions de la CRE aux lignes directrices, sur le fondement de l'article 43 de la directive 2009/73/CE.

3.1.5.2 La mise en œuvre des codes de réseau – l'évolution des règles d'équilibrage

La délibération du 15 septembre 2016 introduit des évolutions marginales au système d'équilibrage français en gaz.

Depuis le 1^{er} avril 2015, à la suite de travaux avec les services de la CRE, GRTgaz a fait plusieurs fois évoluer ses méthodes d'intervention pour mieux couvrir ses besoins : le taux de couverture a atteint 89% en zone Nord et 85% en zone Sud sur la période de janvier à mars 2016.

Pour continuer à améliorer leurs interventions, la CRE a décidé de permettre aux GRT de diversifier les créneaux d'intervention afin de capter la liquidité sur d'autres moments de la journée et d'améliorer encore le taux de couverture du besoin et les prix des interventions. En particulier, la CRE a autorisé Teréga à avoir recours à un robot pour industrialiser ses interventions sur les marchés.

La CRE a également autorisé GRTgaz à poursuivre l'expérimentation sur les produits localisés, jusqu'au 1^{er} novembre 2018. Elle a néanmoins refusé la proposition de GRTgaz d'avoir recours à des produits localisés la veille pour le lendemain : les achats-ventes des GRT restent donc intra journaliers.

Enfin, la délibération du 15 septembre 2016 permet aux GRT de mettre en œuvre un suivi des garanties financières, en concordance avec l'article 31 du code de réseau équilibrage qui prévoit que « Le gestionnaire de réseau de transport est habilité à prendre les mesures nécessaires et à imposer aux utilisateurs de réseau les exigences contractuelles qui s'imposent, y compris des garanties financières, pour atténuer les défauts de paiement à l'égard de tout paiement dû au titre des redevances [d'équilibrage] ». L'article 30 §2 établit que « L'autorité de régulation nationale établit ou approuve et publie [...] les règles de gestion du risque de crédit. ». Les GRT ont défini un indicateur d'en-cours d'équilibrage, exprimé en pourcentage, permettant de détecter les situations où le déséquilibre d'un expéditeur ne serait plus couvert par ses garanties financières. La délibération met en place des seuils au-delà desquels les actions suivantes seront mises en place :

- 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 ;
- 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.
- à partir de 3 jours successifs au-delà 100% d'entame de la garantie théorique, le GRT aurait la possibilité de suspendre le contrat, après une mise en demeure de payer restée sans effet sous 2 jours. La suspension du contrat interdit à l'expéditeur de souscrire de nouvelles capacités et de nommer toute quantité sur les réseaux des GRT mais ne le délie pas de ses obligations contractuelles et notamment celle de payer les factures dont il est débiteur. Elle est appliquée sans préjudice de l'exercice des autres droits ouverts au titre du contrat d'acheminement.

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 quatre principaux pays producteurs depuis lesquels la France s'approvisionne en gaz naturel en 2017 sont la Norvège (40,4 %), la Russie (26 %), les Pays-Bas (11 %), l'Algérie (9,3 %)¹⁹. En ce qui concerne la part des fournisseurs alternatifs²⁰ dans les exportations de l'ensemble des fournisseurs sur les zones GRTgaz et Teréga, celle-ci a diminué en 2017 par rapport à 2016, passant de 63 % à 59 %.

Le tableau ci-dessous présente les importations, les exportations et la production mesurées au cours de l'année 2017.

Tableau 18: Importations, exportations, et production de gaz

Quantités en TWh	Ensemble de fournisseurs	Fournisseurs alternatifs	
Flux de gaz (y compris les transits et les exportations)			
Importations	594,49	236,43	40%
dont importations terrestres	492,00	220,09	45%
dont Gaz naturel liquifié	102,49	16,35	16%
Exportations	110,00	93,29	85%
Production	-	-	-

Source : GRTgaz, Teréga - Analyse CRE

En 2017, les trois principaux importateurs ont représenté 76 % des volumes importés. Le nombre d'expéditeurs ayant réalisé des importations est passé de 37 en 2016 à 40 en 2017.

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 2004²¹. 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*). Ainsi, le marché de gros du gaz en France est aujourd'hui organisé autour de deux places de marché : le PEG Nord et le TRS.

La délibération de la CRE du 26 octobre 2017 relative à la création d'une zone de marche unique du gaz en France au 1^{er} novembre 2018, a défini des mécanismes contractuels pour faire face aux situations de congestions de la zone sud-est afin d'assurer la disponibilité des capacités fermes.

3.2.1.2 Evolution des prix *day-ahead* sur le marché de gros du gaz

Les prix de gros du gaz en France sont disponibles publiquement sur le site web de la plateforme de négociation Pownext. Chaque jour, un indice *End of Day* et un indice *Daily Average Price* sont publiés pour le produit *day-ahead* pour les deux hubs français, le PEG Nord et le TRS. Un indice de clôture est également publié pour chaque produit à terme listé par la bourse Pownext. La méthodologie de calcul de ces indices est également disponible publiquement.

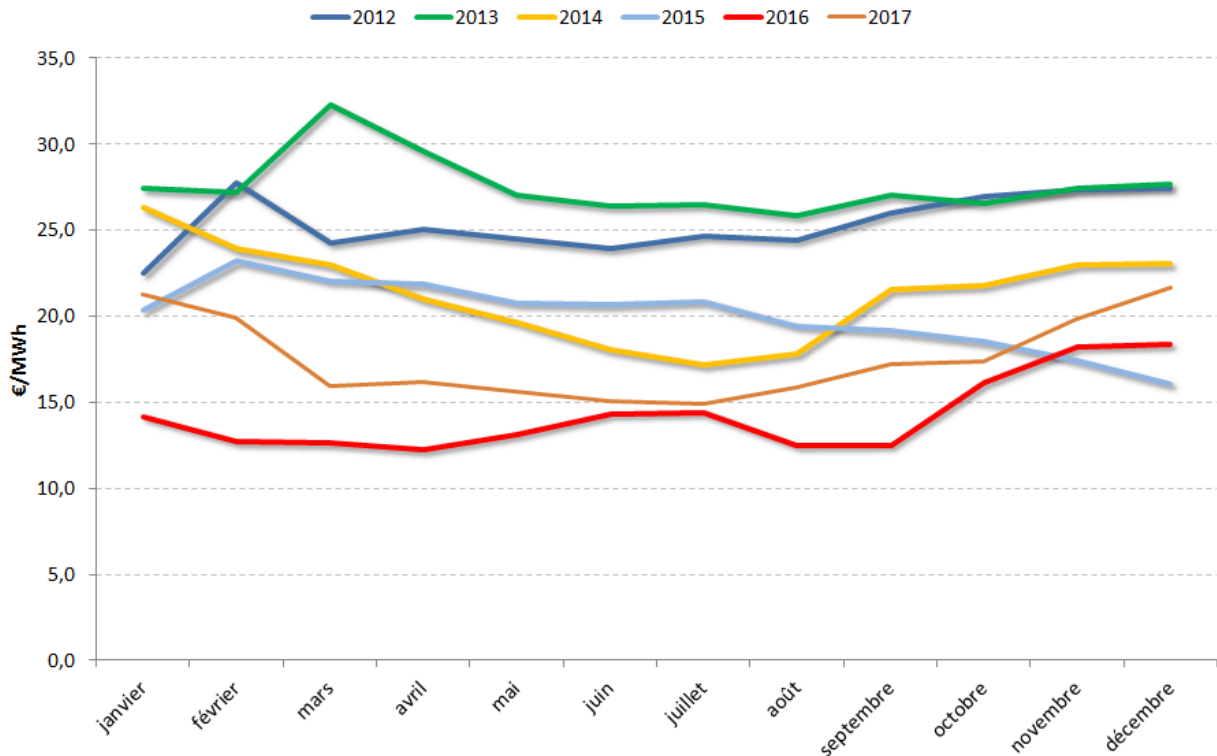
Les prix moyens du *day-ahead* au PEG Nord se sont établis à 17,56 €/MWh en 2017 contre 14,29 €/MWh en 2016 et ont donc enregistré une hausse de 22,8 %. L'année 2017 a été marquée par une forte saisonnalité, avec des prix très élevés durant le premier et le quatrième trimestre 2017 et des prix fortement baissiers durant l'été. Ainsi, au cours du dernier trimestre 2017, une hausse de 20 % du prix PEG Nord a été observée par rapport au troisième trimestre 2017.

¹⁹ <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>

²⁰ Les fournisseurs alternatifs sont les fournisseurs autres que les fournisseurs historiques (ENGIE, Tégaz et les ELD).

²¹ Des échanges de gaz peuvent également avoir lieu aux points frontières du réseau français.

Graphique 18: Prix du *day-ahead* au PEG Nord (moyennes mensuelles)

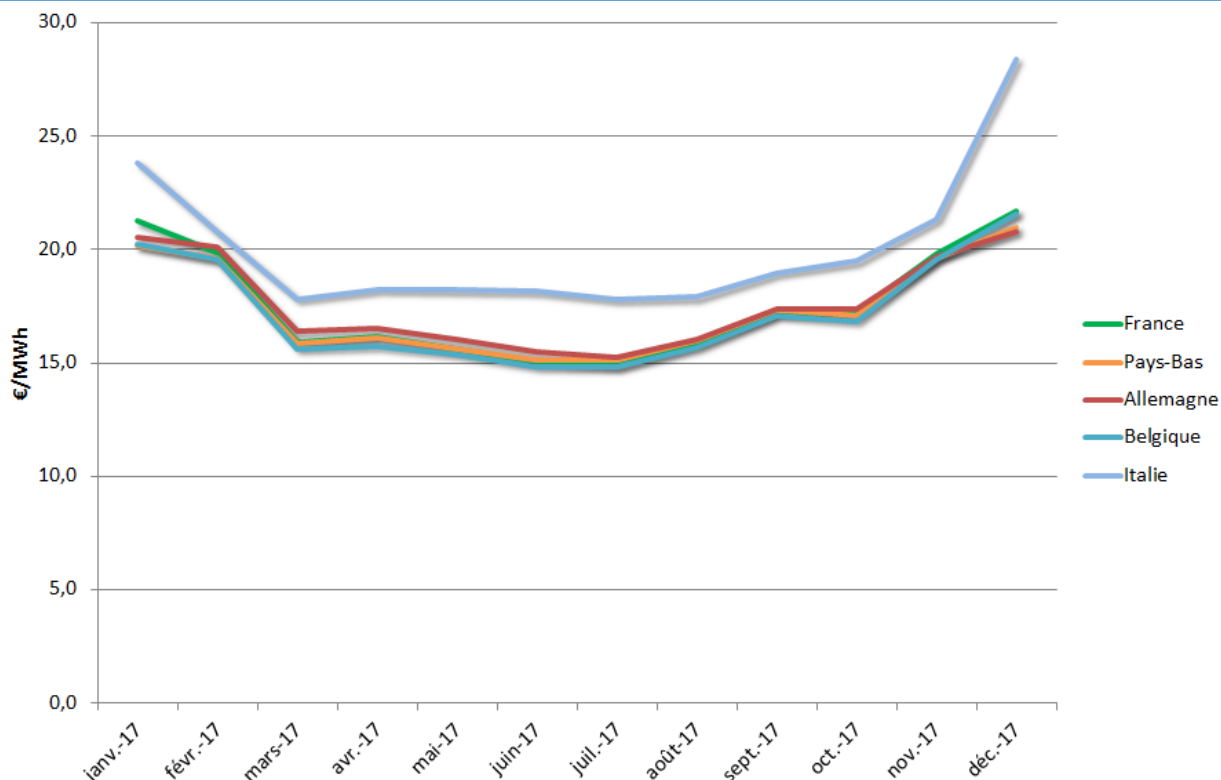


Source : Powernext

En 2017, la consommation française a été stable par rapport à 2016 (+0,4 %). On constate une baisse de la consommation des clients raccordés au réseau de distribution (- 2 %). Cependant une hausse de la consommation des clients directement raccordés au réseau de transport est observée (+ 4,8 %), dont notamment une hausse de la consommation des sites fortement modulés (essentiellement les centrales électriques fonctionnant au gaz), encouragée par la faiblesse des prix du gaz, a augmenté de près de 20 %, passant de 45,3 TWh à 54 TWh.

Les prix des principaux hubs du Nord-Ouest de l'Europe ont suivi en 2017 la même tendance que les prix français et n'ont pas affiché de périodes de déconnexion importante, ce qui témoigne d'une absence de congestion physique entre ces marchés, du fait notamment des conditions d'approvisionnement confortables et d'un bon fonctionnement de ces marchés.

Graphique 19: Prix du *day-ahead* sur les principaux hubs du nord-ouest de l'Europe

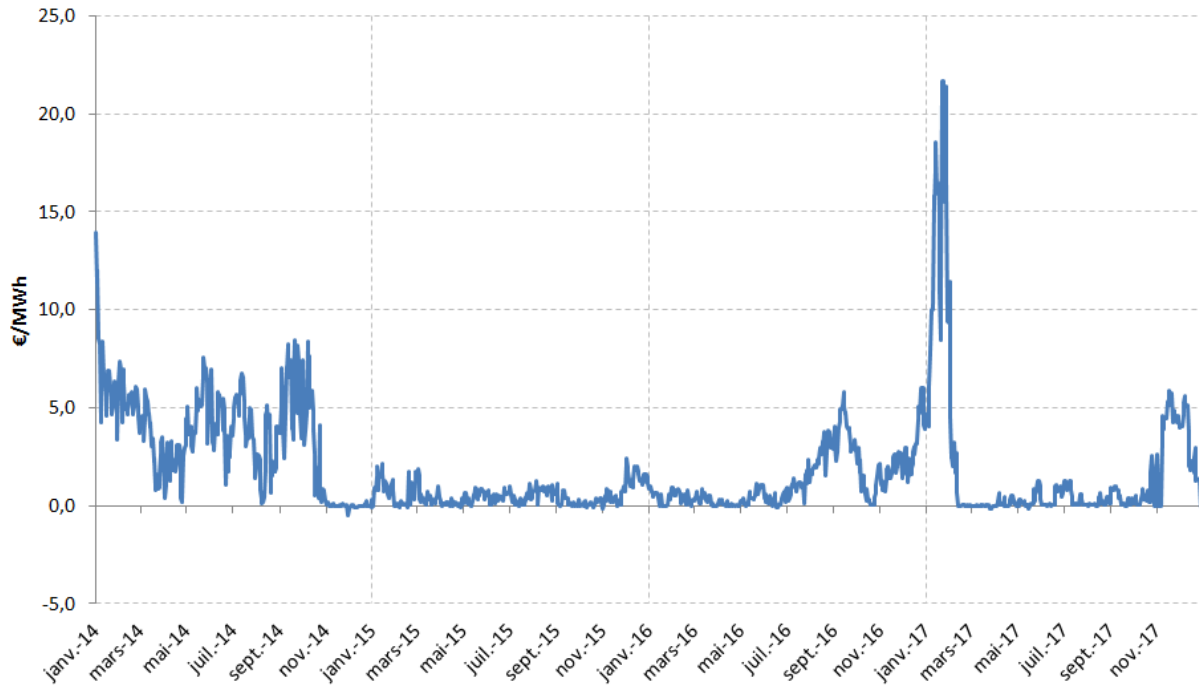


Source : Powernext, Heren

L'écart de prix *day-ahead* entre le PEG Nord et le TRS a augmenté en 2017. En moyenne sur l'année, ce différentiel de prix s'est établi à 1,99 €/MWh, contre 1,31 €/MWh en 2016.

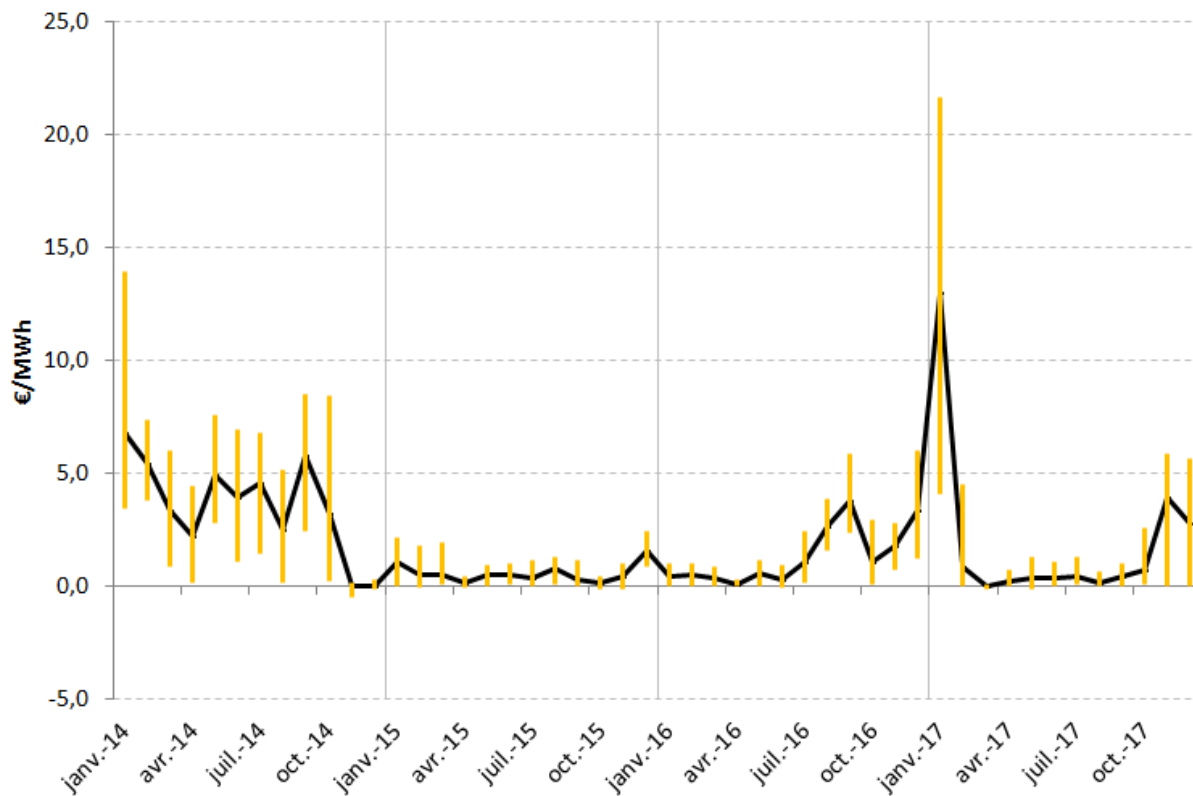
Historiquement, cet écart a atteint des sommets sur la fin de l'année 2013 suite à la saturation de la liaison Nord-Sud de GRTgaz, une baisse des émissions des terminaux méthaniers situés à Fos-sur-Mer, et des exportations très élevées vers l'Espagne. Entre octobre 2014 et juin 2016, la tension s'est relâchée du fait de l'amélioration des conditions d'approvisionnement en GNL et d'un niveau de stock satisfaisant. Au cours du quatrième trimestre 2016, l'écart de prix a évolué de manière non homogène, atteignant jusqu'à 6 €/MWh. Au 1^{er} trimestre 2017, l'écart de prix sur les marchés spot en France (TRS et PEG Nord) est resté élevé, en continuité avec le dernier semestre 2016 pour s'établir à 4,72 €/MWh en moyenne et a atteint un pic de plus de 21 €/MWh le 21 janvier 2017. A la suite du pic de prix de janvier 2017, le spread TRS/PEG Nord est descendu à des niveaux proches de zéro. Ainsi, le spread TRS/PEG Nord s'établit en moyenne à près de 0,3 €/MWh durant l'été 2017. Cependant, le spread entre le TRS et le PEG Nord a augmenté à partir du quatrième trimestre 2017, pour s'établir à 2,49 €/MWh en moyenne.

Graphique 20: Ecart de prix day-ahead entre le PEG Nord et le TRS



Source : Powernext

Graphique 21: Variation mensuelle du spread Nord-Sud



Source : Powernext

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 2017, le nombre d'acteurs actifs²² sur les plateformes de Powernext était de 62 pour le segment *spot* et de 46 pour le segment *futures* (contre 59 et 47, respectivement, en 2016).

La CRE collecte des informations transactionnelles auprès des principaux courtiers actifs sur les marchés français du gaz. En 2017, 61 acteurs ont effectué des échanges par l'intermédiaire des courtiers (contre 58 en 2016).

Entre 2016 et 2017, les volumes échangés sur les marchés intermédiés ont augmenté sur le segment *spot* et ont baissé sur le segment à terme. Sur le *spot*, les échanges par l'intermédiaire de Powernext ont continué à progresser en 2017 (+16 %) et représentaient près de 86% de l'activité de ce segment. A l'inverse, les échanges de produits à terme sur Powernext ont baissé en 2017 étant donné que l'essentiel de l'activité sur ce segment reste dominé par les courtiers (près de 95 % des échanges).

Tableau 19 : Volumes échangés sur les marchés intermédiés

Volumes échangés (TWh)	2016	2017	Variation	
			En pourcentage	En valeur
Marché spot	188,1	185,5	-1%	-2,6
Intraday	26,6	28,1	5%	1,5
Day Ahead	105,0	105,8	1%	0,8
Bourse	138,9	161,2	16%	22,3
Broker	49,2	24,4	-50%	-24,9
Marché à terme	455,7	402,7	-12%	-53,1
M+1	128,4	115,4	-10%	-13,0
Q+1	43,7	47,4	9%	3,8
Y+1	6,8	25,7	276%	18,9
Bourse	54,3	25,2	-54%	-29,2
Broker	401,4	377,5	-6%	-23,9

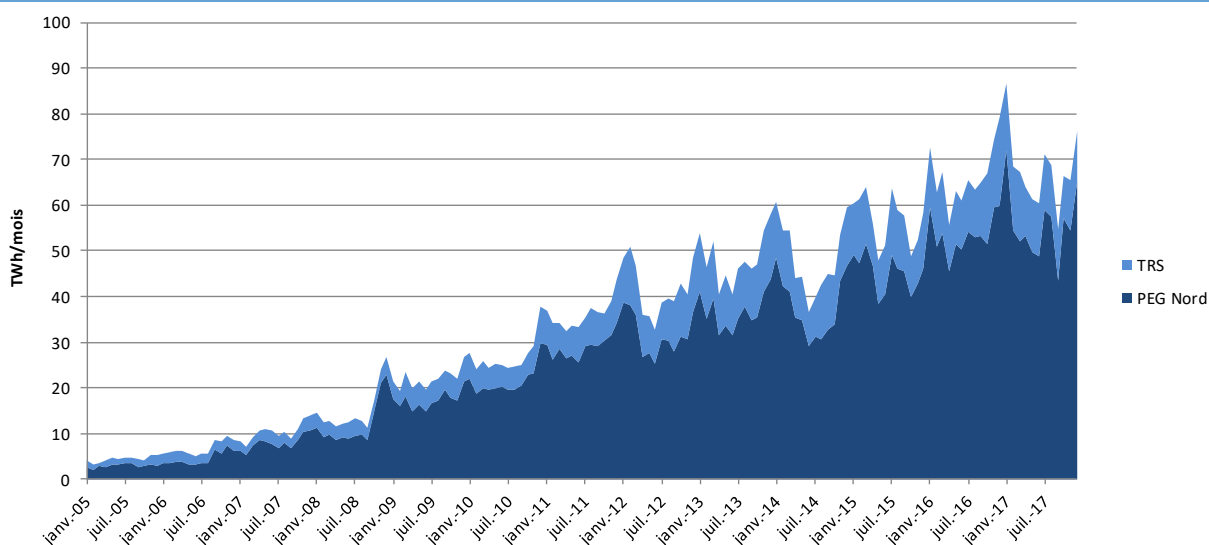
Source : Powernext, courtiers – Analyse CRE

3.2.1.4 Les livraisons aux PEG

Les livraisons aux PEG 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 PEG actuels depuis leur mise en place. En 2017, 813 TWh ont été livrés aux PEG, contre 797 TWh en 2016 et 681 TWh en 2015. Bien que la plupart des volumes soient échangés entre les acteurs de marché au PEG Nord, les livraisons au TRS représentent près de 25 % du total échangé en 2017.

Graphique 22: Volume des livraisons nettes de gaz sur le marché de gros français (Données mensuelles)



Sources : GRTgaz, Teréga - Analyse CRE

²² Effectuant au moins une transaction sur la période.

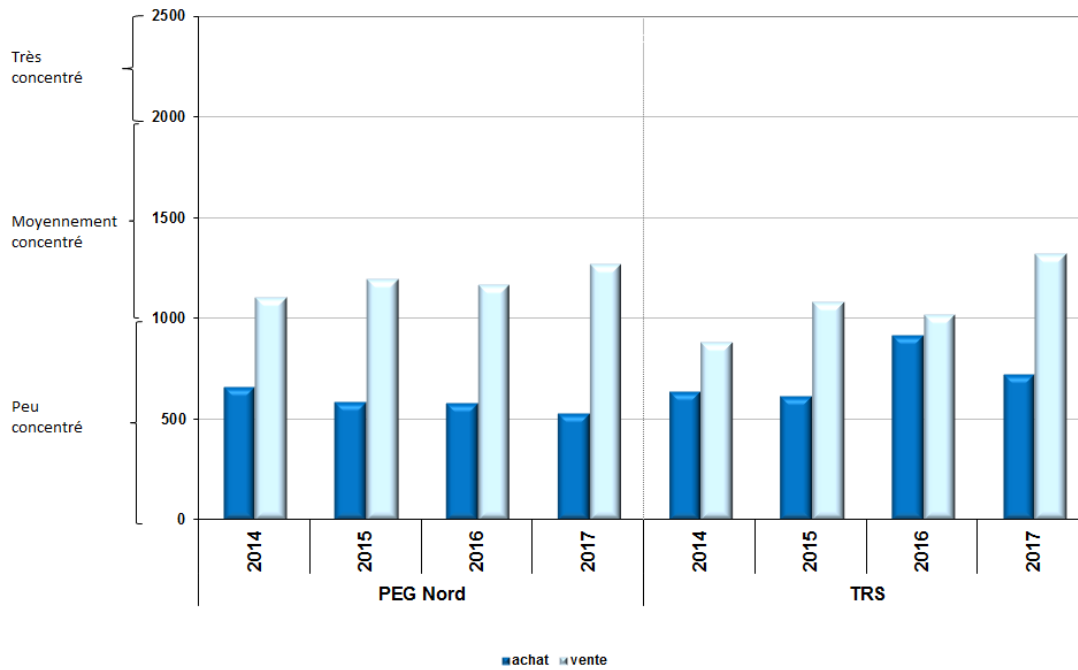
3.2.1.5 Niveau de concentration du marché français

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 Nord affiche des niveaux de concentration caractéristiques d'un marché où la concurrence est bien développée. Cette faible concentration traduit une liquidité importante au PEG Nord, 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.

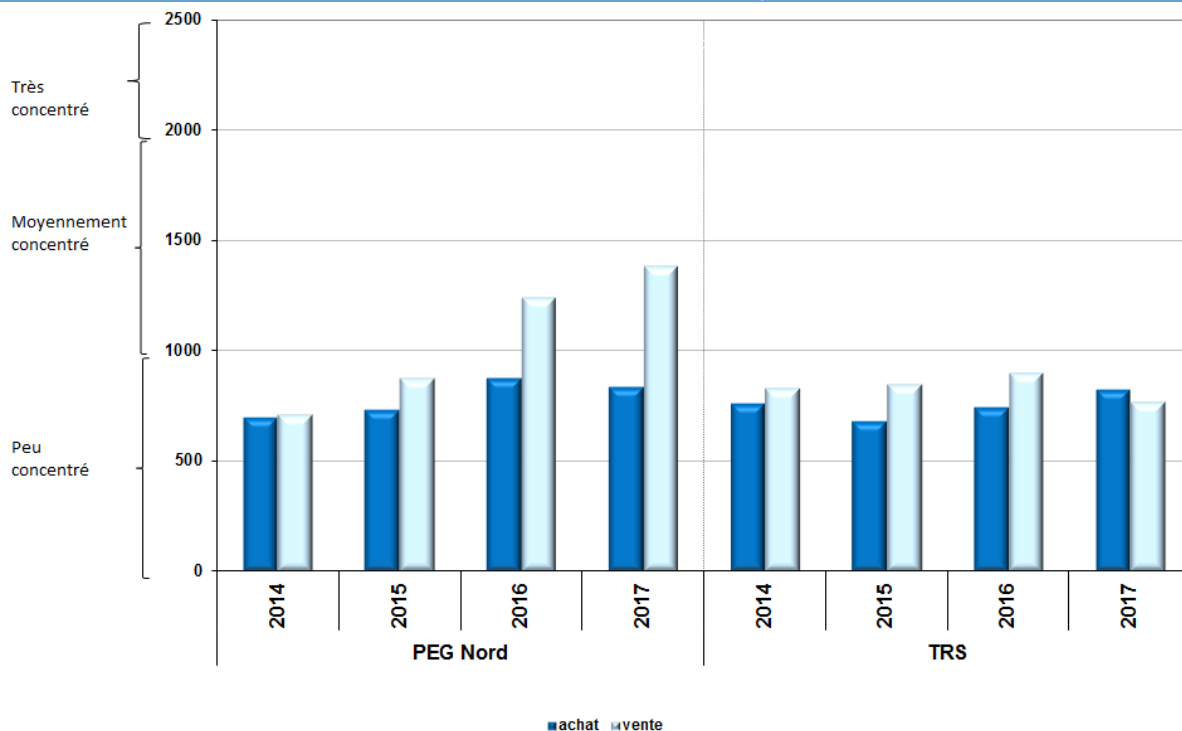
La liquidité au TRS continue à se développer sur le *spot* et le marché à terme et atteint des niveaux comparables au PEG Nord.

Graphique 23: Niveau de concentration des marchés intermédiés français (Segment *spot*)



Sources : Powernext, courtiers - Analyse CRE

Graphique 24: Niveau de concentration des marchés intermédiés français (Segment à terme)



Sources : Powernext, courtiers - Analyse CRE

3.2.2 Le marché de détail

3.2.2.1 Etat des lieux

3.2.2.1.1 Les consommateurs

L'ouverture du marché français du gaz a connu plusieurs étapes de l'année 2000 à 2008. 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 2017, l'ensemble du marché représentait 11,4 millions de sites et une consommation annuelle de gaz naturel d'environ 481²³ TWh.

Deux types d'offres existent sur le marché de détail :

- 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.

Le Conseil d'État, saisi d'une requête de l'association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE), a annulé, par une décision du 19 juillet 2017, le décret relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel.

Tirant les conséquences d'une décision de la CJUE du 7 septembre 2016 (affaire C-121/15), le Conseil d'État a estimé que : « l'entrave à la réalisation d'un marché du gaz naturel concurrentiel que constitue la réglementation tarifaire contestée ne poursuit aucun objectif d'intérêt économique général. Dès lors, les dispositions législatives du code de l'énergie contestées sont incompatibles avec les objectifs poursuivis par la directive 2009/73/CE ». Il a par conséquent prononcé l'annulation du décret relatif au tarifs réglementés de vente de gaz naturel.

Les dispositions relatives aux tarifs réglementés de vente ayant néanmoins été codifiées dans le code de l'énergie, la réglementation relative aux tarifs réglementés de gaz demeure en vigueur. Il appartient aux autorités françaises compétentes (parlement et gouvernement) de prendre les mesures permettant d'assurer la conformité de la réglementation française relative aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel avec la décision du Conseil d'Etat du 19 juillet 2017.

Tableau 20: Répartition des consommateurs finals par type de site (au 31 décembre 2017)

	Nombre de sites
Sites résidentiels	10 673 000
Sites non résidentiels	662 000

Source : Données 2017, GRD, GRT, Analyses CRE

Tableau 21: Répartition de la consommation annuelle des consommateurs finals (au 31 décembre 2017)

	Consommation 2017 en TWh
Sites résidentiels	122
Sites non résidentiels	357

Source : Données 2017, GRD, GRT, Analyses CRE

L'ouverture du **marché résidentiel** à la concurrence s'est poursuivie en 2017. Au 31 décembre 2017 les fournisseurs alternatifs disposaient d'un portefeuille de 2 799 000 clients résidentiels sur un total de 10,6 millions (26% des sites). Les fournisseurs historiques se partageaient le reste du marché (74%). 5 758 000 sites résidentiels étaient en offre de marché (dont 49 % chez un fournisseur alternatif), soit une augmentation de 709 000 sites sur l'année 2017 (+14 %) correspondant à 59 000 sites supplémentaires en moyenne par mois en offre de marché (contre 57 000 en 2016). Contrairement à la tendance observée en 2016, en 2017 les clients se sont davantage tournés vers les fournisseurs historiques lors de la souscription d'une offre de marché ; ce comportement avait par ailleurs aussi été observé en 2013, 2014 et 2015. En 2017, 54 % des sites ayant souscrit une offre de marché ont choisi un fournisseur historique contre 45 % en 2016.

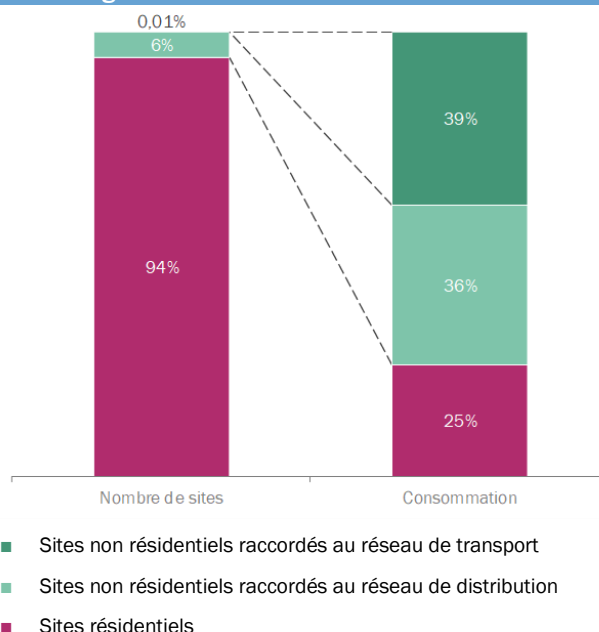
Le rythme d'ouverture à la concurrence sur le **marché non résidentiel** continue de ralentir en 2017, comme en 2016, suite au fort développement des offres de marché et de la concurrence en 2014 et 2015, lié aux échéances de suppression des tarifs réglementés. Au 31 décembre 2017, on comptait 273 000 clients non résidentiels chez

²³ Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité aux clients raccordés aux principaux réseaux (distribution et transport) qui représentent 478 TWh de consommation annualisée.

les fournisseurs alternatifs sur un total de 662 000. Le reste du marché était partagé entre les fournisseurs historiques. Par ailleurs, 589 000 sites non résidentiels étaient en offre de marché, dont 46 % chez un fournisseur alternatif.

Sur le marché résidentiel, le poids des tarifs réglementés restait important avec 46 % des sites et 45% de la consommation, malgré une nette progression des offres de marché au cours de l'année 2017. A l'inverse, sur le segment non résidentiel, les tarifs réglementés ne représentaient plus que 11 % du nombre de sites et moins de 1 % de la consommation totale. Au 31 décembre 2017, seuls 72 000 sites non résidentiels demeuraient aux tarifs réglementés sur les 662 000 sites non résidentiels (sites dont la consommation annuelle est inférieure à 30 MWh).

Graphique 25 : Typologie des sites en gaz naturel au 31 décembre 2017



Source : données 2017 GRT, GRD – Analyse : CRE

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

Au 31 décembre 2017, la part de marché des fournisseurs alternatifs, rapportée au nombre total de sites, était de 27 % (soit 57 % du volume de consommation total). Ce chiffre masque une réalité disparate sur les différents segments. Ainsi, la pénétration des fournisseurs alternatifs était beaucoup plus importante sur le segment des sites non résidentiels (71 % et 63 % de la consommation annuelle respectivement pour les sites raccordés au réseau de transport et de distribution) que sur le segment des sites résidentiels (26 % de la consommation annuelle).

Tableau 22: Parts de marché des 3 plus gros fournisseurs historiques sur chaque segment (en nombre de sites, au 31 décembre 2017)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
72%	32%	56%	73%

Source : Données 2017, GRD, GRT, Analyses CRE

Tableau 23: Parts de marché des 3 plus gros fournisseurs alternatifs sur chaque segment (en nombre de sites au 31 décembre 2017)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
25%	34%	30%	24%

Source : Données 2017, GRD, GRT, Analyses CRE

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

Tableau 24: Parts de marché des 3 plus gros fournisseurs historiques en volume sur chaque segment (au 31 décembre 2017)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
43%	29%	35%	74%

Source : Données 2016, GRD, GRT, Analyses CRE

Tableau 25: Parts de marché des 3 plus gros fournisseurs alternatifs en volume sur chaque segment (au 31 décembre 2017)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
24%	31%	33%	23%

Source : Données 2017, GRD, GRT, Analyses CRE

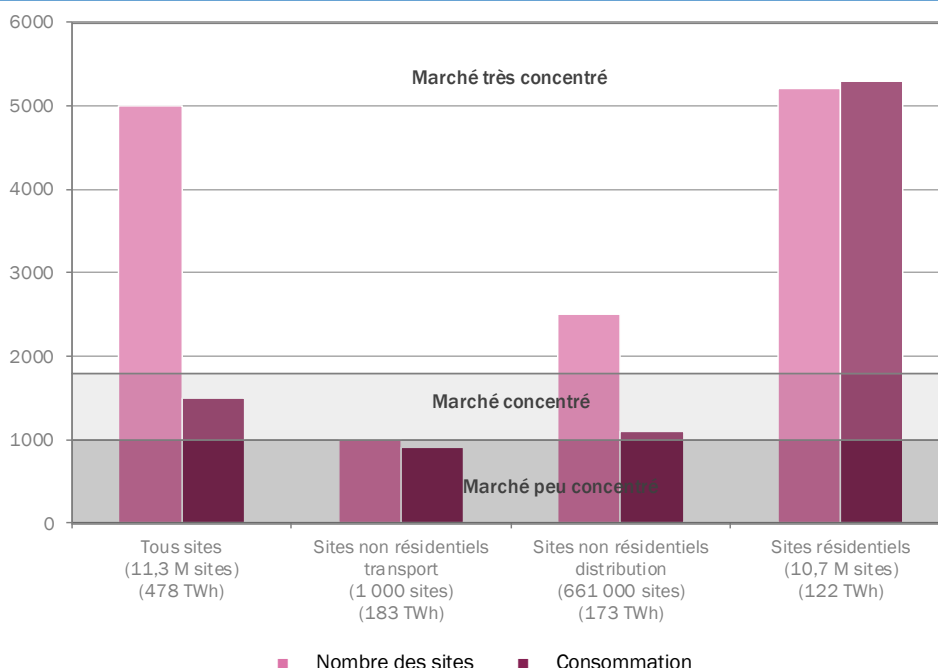
3.2.2.1.4 La concentration du marché

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)²⁴ 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 2017, la concentration du marché a continué de diminuer sur tous les segments. Sur le réseau de transport le marché est désormais peu concentré aussi bien en nombre de site qu'en consommation.

Néanmoins, le marché de détail du gaz reste un marché très concentré en terme de sites, notamment sur le segment résidentiel.

Graphique 26: Indice HHI au 31 décembre 2017



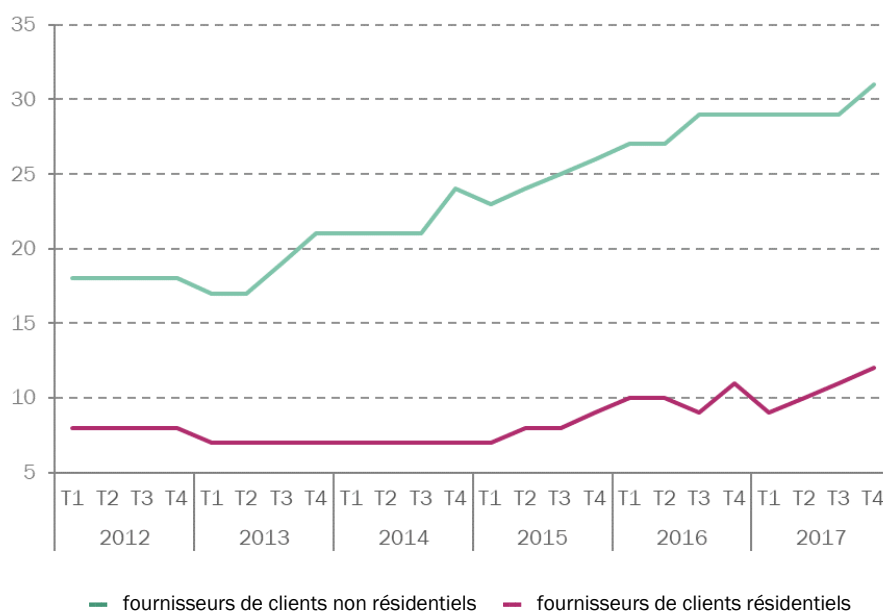
Source : Données 2017, Analyses CRE

3.2.2.1.5 Les fournisseurs

Au 31 décembre 2017, 34 fournisseurs nationaux possédaient au moins un client en portefeuille sur le marché de détail du gaz naturel. Parmi ces fournisseurs, 11 fournisseurs proposaient des offres aux clients résidentiels et 31 aux clients non résidentiels. Sur les zones de desserte des ELD, les fournisseurs alternatifs étaient quasiment inexistantes, 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.

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 1 800.

Graphique 27: Les fournisseurs nationaux du gaz naturel



Source : énergie-info.fr, Analyses CRE

3.2.2.1.6 Analyse des taux de changement de fournisseurs

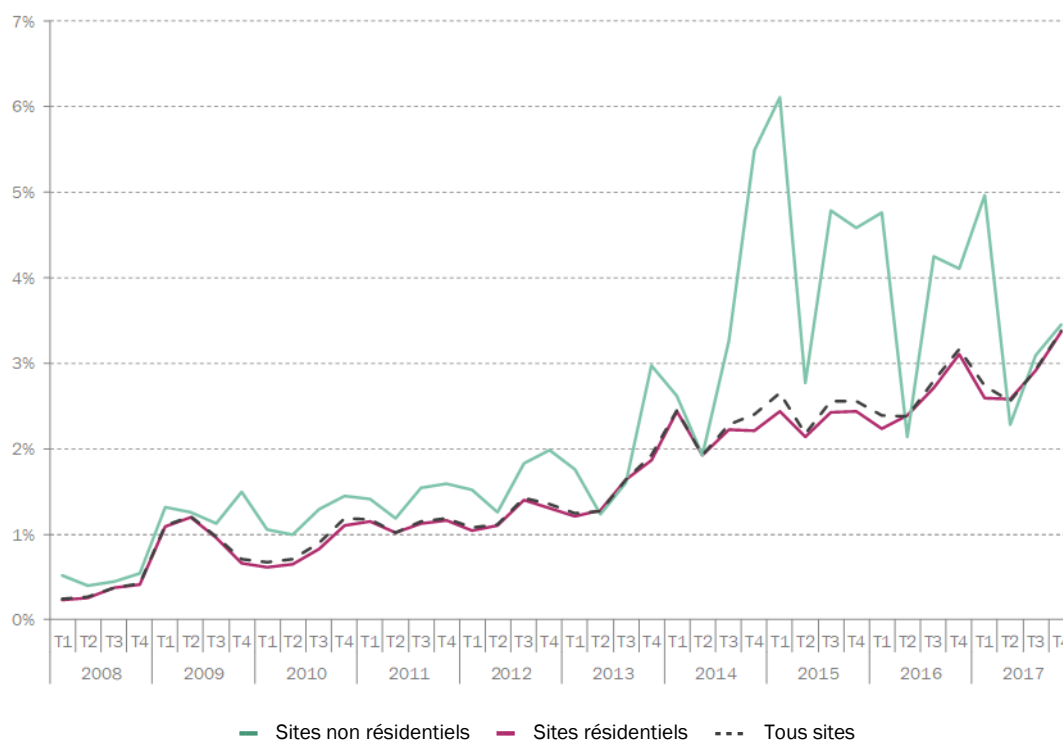
Le changement de fournisseur est défini comme l'action par laquelle un consommateur change de fournisseur. Un *switch* est considéré comme le mouvement librement choisi d'un client (défini en termes d'un contrat ou les points d'approvisionnement et la quantité d'électricité ou de gaz associé au contrat) d'un fournisseur à un autre. L'activité de *switch* est définie comme le nombre de changements dans une période de temps donnée. Le taux de *switch* est alors le ratio du nombre de changements de fournisseurs ajouté aux mises en services 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.

Sur le segment non résidentiel, après des années 2015 et 2016 très dynamiques avec la suppression d'une partie des tarifs réglementés de vente de gaz, le taux de *switch* a légèrement baissé en 2017. Le taux de *switch* annuel reste toutefois à un niveau élevé : 13,8 % en 2017 contre 15,2 % en 2016, et 18,3 % en 2015. Ce taux élevé traduit le dynamisme du marché lié à une meilleure connaissance des clients sur l'ouverture des marchés à la concurrence.

Sur le segment résidentiel, le taux de *switch* continue d'augmenter en 2017 et s'élève désormais à 11,4 % (contre 10,4 % en 2016). Ce chiffre confirme le bon rythme d'ouverture du marché résidentiel, une grande partie du taux de *switch* étant expliqué par la souscription d'offres de marché par des clients précédemment aux tarifs réglementés, notamment lors des achats groupés.

Graphique 28: Taux de switch trimestriel de 2008 à 2017



Source : Données 2017 Analyses CRE

3.2.2.2 Les prix et les offres

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 2017

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture des clients aux tarifs réglementés de vente de gaz au 31 décembre 2017 :

Tableau 26: Facture aux tarifs réglementés de vente d'Engie au 31 décembre 2017 (€/MWh)

en €/MWh	Client D3	Client I1
Part fourniture	20,1	18,7
Part transport	5,2	4,9
Part distribution	17,5	12,7
Part stockage	2,7	2,7
Facture hors taxes aux tarifs réglementés	45,5	39,1
Prélèvements réglementaires sur les frais de réseaux (CTA)	1,4	0,3
TICGN	5,9	5,9
TVA	9,2	8,8
Facture TTC aux tarifs réglementés	62,0	54,1

Source : Données 2017, Analyses CRE

Concernant les gros clients industriels, la CRE disposait auparavant des données concernant les sites aux tarifs réglementés de vente d'Engie. Suite à 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 :
 - Client D3 = ménage ayant une consommation annuelle de 23,26 MWh (tarif B1)
 - Client I1 = industriel ayant une consommation annuelle de 116,3 MWh (tarif B2i)

Les TRV d'Engie varient tous les mois pour répercuter les évolutions des coûts 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 baisse cumulée du tarif moyen de -1,6 % sur l'année 2017.

Graphique 29: Evolution du Tarif Réglementé de Vente de vente de gaz naturel d'ENGIE, hors taxes en euros constants 2015 par mégawattheure



Source : CRE

3.2.2.2 Les offres de marché

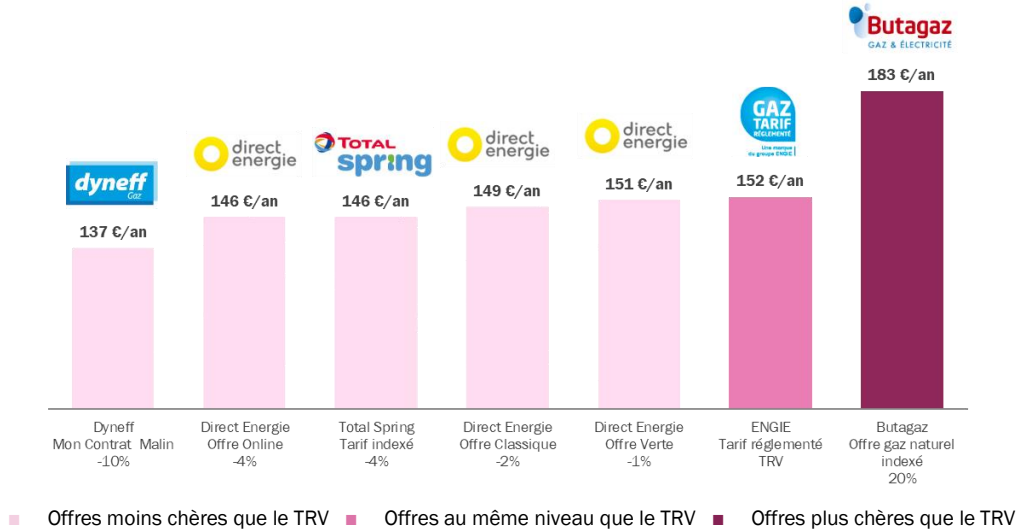
Les offres proposées par les fournisseurs sont comparées ci-dessous dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation annuelle de 750 kWh par an (client dit « Cuisson ») et dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation de 17 000 kWh par an (client dit « Chauffage »), les deux étant situés à Paris.

Cette comparaison distingue les deux grands types d'offres de marché proposées par les fournisseurs : les offres à prix fixe et les offres prix variable qui peuvent être indexées sur le tarif réglementé de vente ou sur différents produits (prix spot, produits pétroliers ou gaziers...) ou évoluer selon une formule propre au fournisseur.

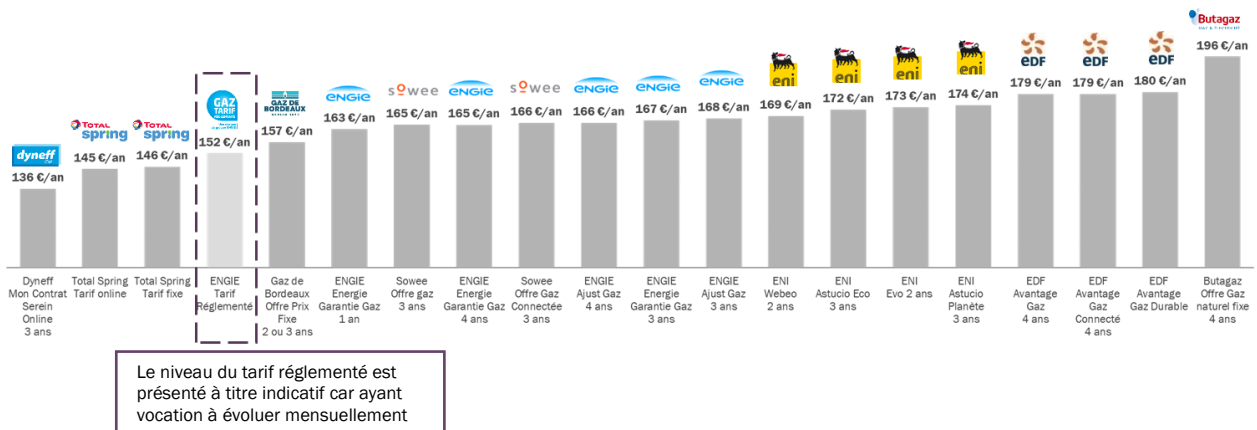
Les offres présentées ont été déclarées au préalable volontairement par chacun des fournisseurs sur le comparateur d'offre du site www.energie-info.fr. Il est donc possible que les offres présentées ne soient pas complètement exhaustives.

Les factures sont présentées TTC et hors promotion éventuelle.

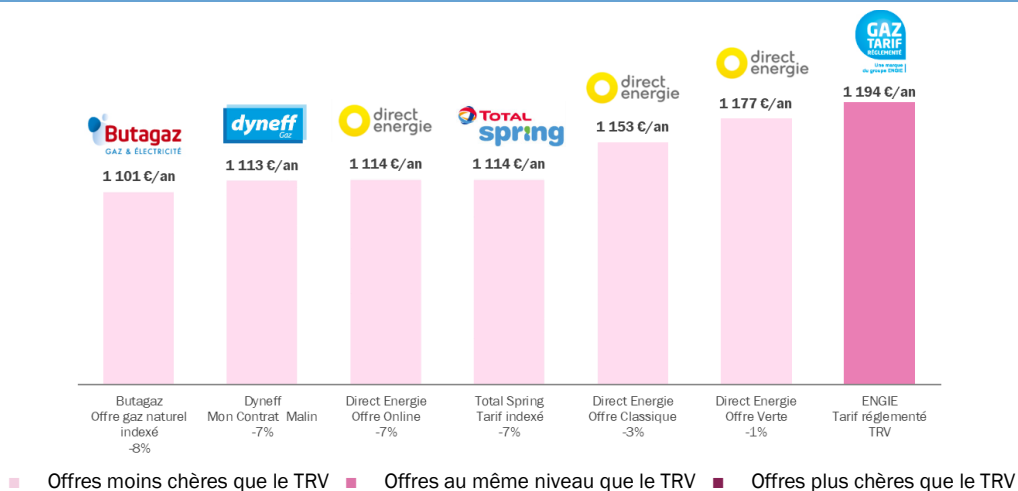
Graphique 30 : Comparaison des offres à prix variable pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2017



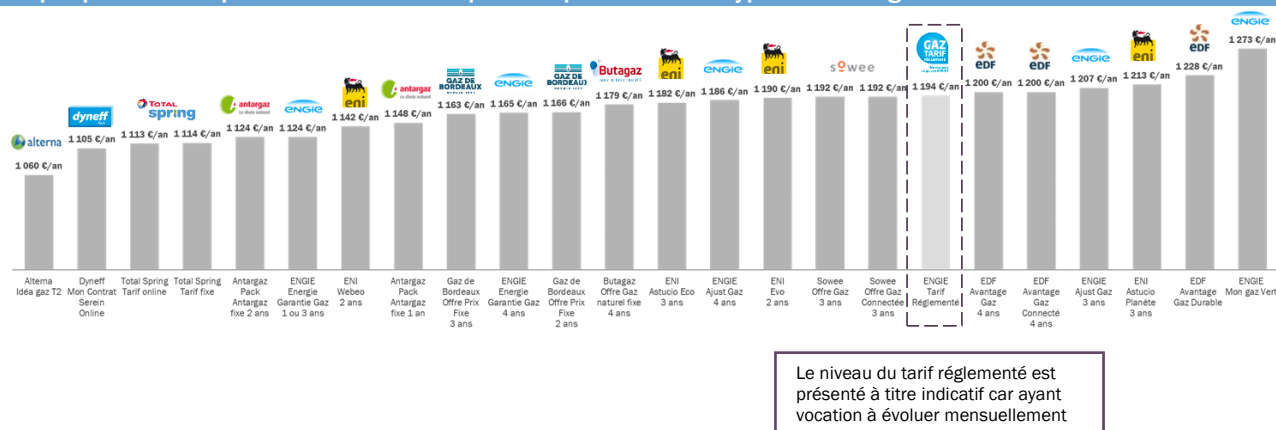
Graphique 31: Comparaison des offres à prix fixe pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2017



Graphique 32 : Comparaison des offres à prix variable pour un client type « Chauffage » au 31 décembre 2017



Graphique 33: Comparaison des offres à prix fixe pour un client type « Chauffage » au 31 décembre 2017



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 (ex GDF Suez). Pour les deux types de clients, les offres à prix variable les moins chères sont proposées par Dyneff et Butagaz correspondant à un prix annuel respectivement 10 % et 8 % inférieur au TRV respectivement pour le client type « cuisson » et le client type « chauffage ».

Concernant les offres à prix fixe, l'offre à prix fixe la plus compétitive permet a priori de réaliser des économies encore plus importantes pour le client type chauffage. Néanmoins, le gain effectivement réalisé par rapport au tarif réglementé ne pourra être évalué qu'a posteriori car il dépend de l'évolution des tarifs réglementés (qui varie tous les mois pour ENGIE).

3.3 La sécurité d'approvisionnement

3.3.1 Le suivi de l'équilibre offre / demande de gaz naturel

L'approvisionnement en gaz de la France repose essentiellement sur les importations.

Tableau 27 : Bilan du marché français en 2016, en comparaison avec 2015 (en TWh)

En TWh					
Approvisionnements			Débouchés		
	2016	2017		2016	2017
Déstockage	117	109	Stockage	113	97
Production	0	0	Exportations	65	100
Importations (gazoducs et terminaux)	552	583	Consommations clients finals	491	494

Source : CRE, d'après données GRTgaz et Teréga (flux commerciaux ; données non corrigées du climat)

En 2017, la consommation nette (hors pertes) s'est établie à 494 TWh, ce qui représente une hausse de 1,5% par rapport à 2016. Cette hausse est liée à la demande des centrales électriques et à la reprise des consommations des consommateurs industriels.

Les quantités de gaz injectées sur le réseau français par gazoducs ont atteint 481 TWh, en hausse de 0,6% par rapport à 2015. 102 TWh de gaz sont par ailleurs entrés en France par des terminaux méthaniers, contre 79 TWh en 2016 et 62 TWh en 2015. Les soutirages depuis les stockages ont atteint 109 TWh, soit une baisse de 7% par rapport à 2016.

3.3.1.1 Hiver 2016-2017

L'hiver 2016-2017 a été marqué par des épisodes de forte congestion Sud Est. Le sud-est de la France fait partie d'une place de marché plus large : la *Trading Region South* (TRS). Il est alimenté par trois points en hiver:

- l'artère du Rhône, acheminant le gaz depuis le Nord de la France ;
- les deux terminaux de Fos, accueillent du GNL notamment depuis l'Algérie ;

- les stockages salins, notamment ceux de Manosque.

La configuration actuelle des ouvrages ne permet pas d'alimenter le sud-est par l'Espagne ou la zone Teréga.

En hiver, la consommation de la zone sud-est est telle que l'artère du Rhône n'est pas suffisante pour couvrir toute la consommation : des flux depuis Fos et les stockages sont nécessaires

En l'absence de flux en provenance de Fos ou des stockages, la zone sud-est est congestionnée : GRTgaz ne peut y acheminer tout le gaz nécessaire même s'il y a suffisamment de gaz en zone TRS.

Le début de l'hiver 2016-2017 a été marqué par de faibles approvisionnements en GNL dans le Sud de la France. Cette pénurie de GNL est principalement due à des incidents techniques survenus sur plusieurs trains de liquéfaction algériens.

Pour compenser ce manque de GNL, les stockages du sud-est ont été fortement utilisés, d'autant plus que les températures sont devenues très faibles dès la fin du mois de décembre. Les stockages salins ont ainsi atteint un niveau de remplissage bien inférieur à ce qui était observé les autres années.

Bien que la pénurie de GNL ait entraîné une hausse des prix au Sud de la France en janvier 2017 et qu'*in fine* l'approvisionnement GNL ait été plus important en février et mars, un certain nombre de jours GRTgaz n'aurait pas été en mesure d'alimenter le Sud-Est sans un soutirage accru des stockages du Sud-Est en raison d'une congestion (alors même que la zone TRS était équilibrée par ailleurs).

En conséquence, GRTgaz a eu recours à des avis d'instructions opérationnelles (AIO) au cours du mois de janvier 2017. Les avis d'instructions opérationnelles permettent au GRT de forcer un expéditeur à modifier ses nominations. Ces AIO sont prévus par l'article 14 du contrat d'acheminement. A l'hiver 2017, GRTgaz a ainsi contraint certains expéditeurs à soutirer des stockages salins, en particulier de Manosque. Ces AIO ont atteint au maximum 70 GWh/j, pour un total de 210 GWh/j, au cours de l'hiver 2016-2017.

Les expéditeurs soumis aux AIO ont été doublement contraints : en plus de désoptimiser leur portefeuille (Engie indique avoir été obligé d'amener du GNL au terminal de Fos Cavaou, à perte), les AIO les ont déséquilibrés, les exposant au prix de règlement des déséquilibres.

Les GRT ont entamé dès le mois de mars des travaux au sein du groupe de travail Concertation Gaz²⁵ pour informer les expéditeurs des risques pesant sur l'hiver 2017-2018. Ces risques sont accrus par les faibles souscriptions aux stockages, notamment ceux du Sud-Est de la France. Les GRT ont proposé à la CRE des mesures qui pourraient être mises en œuvre à l'hiver, en cas de congestion.

3.3.1.2 Hiver 2017-2018

Dans le cadre de la fusion des zones, des travaux qui permettront d'acheminer du gaz depuis Teréga vers le sud-est sont réalisés par GRTgaz et Teréga. Le risque de congestion sud-est disparaîtra donc en novembre 2018. Toutefois, il est resté présent au cours de l'hiver 2017-2018.

Les GRT ont ainsi été amenés, à plusieurs reprises, à mettre en œuvre le mécanisme de marché de *spread* localisé, dont la création a été approuvée par la CRE en octobre 2017.

Le *spread* localisé est un mécanisme contractuel dont disposent les gestionnaires du réseau de transport (GRT) de gaz naturel pour résoudre des situations de congestion. Concrètement, si une congestion apparaît, le GRT va simultanément acheter du gaz en aval de la congestion et le revendre en amont de celle-ci. Il peut ainsi modifier les flux programmés par les expéditeurs, tout en étant neutre pour l'équilibrage du réseau. Le coût pour le GRT est la différence de prix entre les points d'achat du gaz et les points de vente. Ces points d'achat et de vente sont les points d'interconnexion avec les pays adjacents, les terminaux méthaniers et les stockages souterrains.

La fréquence d'utilisation du *spread* localisé dépendra fortement des flux, une fois créée la place de marché unique du gaz en novembre 2018. Il est estimé que ce mécanisme sera utilisé entre 0 et 10 % des jours pour lever les congestions Nord-Sud. Il pourrait être utilisé jusqu'à 1 jour sur 3 en cas d'absence totale de GNL et d'une forte utilisation des centrales à gaz du Sud. Utilisé au cours de l'hiver 2017-2018, il a permis de lever les congestions dans le sud-est.

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

Conformément à l'article L. 141-10 du code de l'énergie, GRDF, GRTgaz, le SPEGNN et Teréga ont publié le 27 octobre 2016 le premier bilan prévisionnel pluriannuel présentant leurs prévisions d'évolution de la consommation de gaz et de la production de gaz renouvelable en France à l'horizon 2035. Ce bilan prévisionnel se structure autour de trois scénarios A (scénario de référence), B (scénario volontariste) et C (scénario bas). En 2017, le bilan prévisionnel a fait l'objet d'une mise à jour de certaines hypothèses, notamment en tenant compte de l'évolution de la consommation de gaz réalisée en 2016.

- Le scénario A – trajectoire centrale

Le scénario A sert de référence, avec un choix d'hypothèses conforme à l'évolution probable du contexte structurel, économique et réglementaire.

Il se base sur un ensemble d'hypothèses visant à maintenir la tendance actuelle de développement des énergies renouvelables et des économies d'énergie. Cette baisse du volume global des consommations de gaz en France est principalement due à la réduction des consommations unitaires. La baisse décrite est partiellement compensée par une hausse du recours au gaz dans le secteur résidentiel et tertiaire, ainsi que par le renforcement de la place du gaz dans l'industrie et la production d'électricité, du fait de sa compétitivité économique et de son avantage environnemental vis-à-vis du charbon et du fioul – notamment sur les émissions de CO₂ et de particules. Le scénario A retient que les mécanismes d'aide à l'acquisition de véhicules GNV et de soutien au développement des stations GNV participeront à la croissance de la filière mobilité.

- Le scénario B – trajectoire haute

Le scénario B constitue la trajectoire haute. Ce scénario s'inscrit dans un contexte où le gaz est largement disponible sur le marché, avec un retour du GNL vers l'Europe et une meilleure compétitivité du gaz. Le gaz est notamment utilisé de manière accrue pour la production d'électricité. Son usage progresse également dans l'industrie et pour le chauffage domestique et tertiaire. Le gaz carburant est par ailleurs incité, ainsi que le développement de la production de gaz renouvelable.

- Le scénario C – trajectoire basse

Ce scénario est marqué par les conséquences de nouvelles réglementations environnementales visant à réduire la demande de gaz. L'objectif de réduction de 30 % de la consommation d'énergie fossile par rapport au niveau de 2012 est appliqué uniformément aux usages du gaz, du pétrole et du charbon sans tenir compte des meilleures performances environnementales du gaz par rapport au pétrole et au charbon.

- Une trajectoire unique pour la production d'électricité à partir de gaz

Compte tenu de la demande de gaz élevée en 2016 pour les centrales électriques et les cogénérations, les opérateurs retiennent une trajectoire haute dans la mise à jour en 2017 du bilan prévisionnel.

Ainsi, GRTgaz propose une trajectoire unique avec un niveau soutenu de consommation. Sur la période 2017-2025, le parc de centrales électriques a une puissance de 6,3 GWe et il est complété en 2022 par la centrale de Landivisiau. La demande de gaz des centrales est fixée à 40 TWh par an, complétée de 30 TWh/an pour les cogénérations, soit au total 70 TWh/an.

Sur la zone de Teréga, l'opérateur considère deux scénarios alternatifs : un scénario où la production d'électricité à partir de gaz ne varie pas à l'horizon du bilan prévisionnel, en l'absence d'installations de production (scénarios A et C). Dans le scénario B, Teréga envisage la mise en service d'une centrale sur sa zone en 2021 (+4 TWh/an).

3.3.2.1.1 La demande de gaz naturel sur le réseau de GRT gaz

La consommation sur les zones d'équilibrage de GRTgaz s'élève à 465 TWh en 2017, en hausse de 1 % par rapport au niveau de 2016. Cette légère hausse est liée à la demande des centrales électriques et à la reprise des consommations des consommateurs industriels. Il estime un écart de consommation total sur ses zones d'équilibrage de 49 TWh entre le scénario haut (B), qui s'élève à 462 TWh et le scénario bas (C) à 413 TWh à l'horizon 2026. En outre, GRTgaz prévoit une baisse de la consommation dans deux scénarios sur trois, dans le scénario central et le scénario baissier. Dans le scénario central, GRTgaz prévoit un niveau de consommation en baisse par rapport au niveau réalisé en 2016, à 435 TWh.

3.3.2.1.2 La demande de gaz naturel sur le réseau de Teréga

La consommation sur la zone d'équilibrage de Teréga s'élève à 29 TWh en 2017, stable par rapport au niveau de 2016. Sur la base des scénarios du bilan prévisionnel revu en 2017, Teréga estime un écart de consommation total sur sa zone d'équilibrage de 9 TWh entre le scénario haut (B), qui s'élève à 36 TWh et le scénario bas (C) à 27 TWh à l'horizon 2026.

Teréga prévoit une baisse de la consommation dans deux scénarios sur trois, dans le scénario central et dans le scénario baissier. A l'horizon 2026, l'opérateur prévoit un niveau de consommation en légère diminution par rapport au niveau de 2016, à 28,9 TWh. Dans le scénario volontariste (B), Teréga prévoit notamment l'installation d'une centrale à cycle combiné et un fort développement de la mobilité gaz.

3.3.2.2 Les capacités de stockage

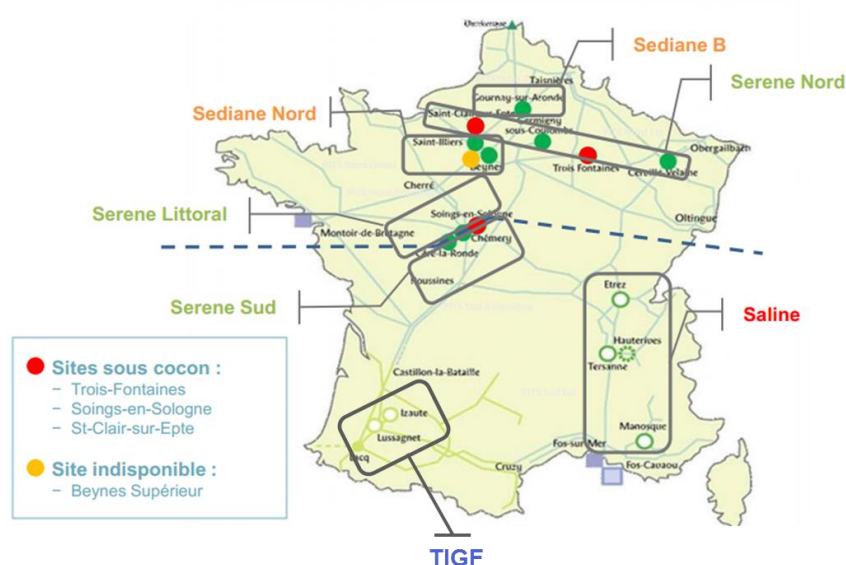
La capacité de stockage en France s'est élevée à 135,0 TWh en 2017-2018, représentant près de 30% de la consommation française de gaz naturel. La capacité maximale de soutirage des stockages français atteint 2192,8 GWh/j. Les sites de stockage jouent un rôle essentiel dans la couverture des variations de la demande et sont un facteur clé de la sécurité d'approvisionnement en gaz de la France.

Ces capacités de stockage se répartissent entre opérateurs de la façon suivante :

- 101,9 TWh (80% de la capacité totale) pour Storengy sur 14 sites, dont 10 en nappes aquifères (centrés sur le bassin parisien) et 4 en cavités salines (dans le sud-est), répartis en 6 groupements sur le réseau de GRTgaz ;
- 33,1 TWh (20% de la capacité totale) pour Teréga sur 2 sites en nappes aquifères dans le sud-ouest de la France (zone Teréga).

Le tableau suivant détaille les caractéristiques des produits de stockage.

Graphique 34: Sites de stockage souterrain de gaz naturel en France



Source : Storengy – Analyse CRE

Teréga exploite deux sites de stockage, Izaute et Lussagnet, situés dans le sud-ouest de la France, tandis que Storengy exploite la totalité des autres sites de stockage. Les sites de Storengy sont répartis en 6 groupements (Sediane Nord, Serene Littoral, Saline, etc.). Dans un contexte de forte réduction des souscriptions aux stockages, Storengy a été contraint de placer sous cocon trois de ses sites : Trois-Fontaines, Soings-en-Sologne et St-Clair-sur-Epte.

Tableau 28 : Capacités de stockage et d'injection / soutirage en 2017-2018 par produit

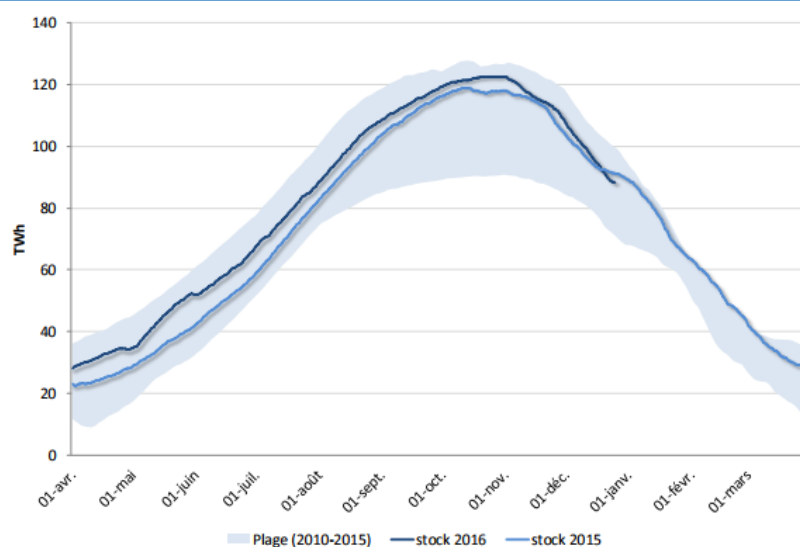
	Capacité TWh	Injection GWh/j	Soutirage GWh/j (pointe)

Sediane B	13,4	96,0	248,0
Serene Nord	9,7	89,0	73,5
Serene Nord +	7	64,0	75,4
Sediane Nord	11,6	145,0	220,9
Serene Littoral	24,8	196,0	292,0
Serene Sud	17,0	134,0	131,6
Serene Sud PEG	7,0	55,0	54,6
Saline	11,4	107,0	541,8
TIGF Equilibre	9,2	82,8	63,8
TIGF Dynamique	20,0	200,0	384,0
TIGF Super dynamique	1,9	19,3	107,3
TIGF Volume seul	2,0	0	0

Source : Storengy et TIGF – Analyse CRE

Les stockages salins sont les plus performants au soutirage, mais les volumes associés sont relativement faibles.

Graphique 35: Niveaux de stock 2010 - 2016



Source : Storengy, Teréga – Analyse CRE

Les stockages sont remplis en été et vides en hiver, pour faire face à la hausse de consommation hivernale. La totalité des stocks souscrits est remplie au 1^{er} novembre.

Les capacités de stockage pour l'hiver 2017-2018 sont les dernières commercialisées dans le cadre du régime négocié des opérateurs de stockage. Dans le contexte d'incertitudes liées à la réforme du stockage, le niveau des capacités souscrites a été particulièrement faible, avec seulement 64% des capacités souscrites, contre 83% lors de la campagne précédente.

La CRE a fixé en février 2018 les modalités de commercialisation des premières enchères dans le mode régulé. Ces modalités, simples, transparentes et visant à maximiser les souscriptions, ont été mises en œuvre par les opérateurs du 5 au 26 mars 2018. Les enchères ont permis d'allouer la quasi-totalité des capacités, à des prix variant de 0 à 2,02 €/MWh/j. Ce niveau de souscriptions dépasse le seuil fixé par arrêté qui détermine le niveau minimal de stock permettant de garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz pendant l'hiver.

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 deux premiers sont gérés par la société Elengy, filiale de GRTgaz depuis 2017. Le terminal de Fos Cavaou est quant à lui géré par Fosmax LNG, détenu par Elengy et Total. Le terminal de Dunkerque est détenu par Dunkerque LNG, filiale à 65,01% d'EDF, 25% de Fluxys et 9,99% de Total. Il a une capacité de regazéification de 13 Gm3/an. Ce dernier terminal bénéficie d'une exemption totale à l'accès régulé des tiers²⁶.

En 2017, le taux d'utilisation des capacités commercialisables des terminaux GNL français régulés était de 36%. La France est l'un des principaux importateurs de GNL en Europe et a reçu en 2017 environ 19% de ses imports en gaz sous forme de gaz liquide (107 TWh en 2017).

Les souscriptions au terminal de Fos Tonkin cessent en 2020. Elengy étudie actuellement les différentes possibilités pour l'avenir de ce terminal au-delà de 2020²⁷.

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

Le décret 2004-251 du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz impose que les opérateurs de transport et les opérateurs de distribution de gaz 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%.

3.3.3.2 Les mesures d'urgence

En application du règlement (UE) n° 994/2010, un arrêté du 28 novembre 2013 prévoit la mise en place d'un plan national d'urgence gaz dans les cas suivants :

- rupture ou insuffisance des approvisionnements de gaz, ayant notamment pour origine une tension économique, sociale ou politique dans un pays étranger, ou un incident technique sur une installation de stockage, de production, ou de transport située en dehors du territoire national ;
- défaillance d'un fournisseur qui ne permettrait plus, le cas échéant, d'assurer de façon transitoire ou durable l'équilibre entre l'offre et la demande sur le territoire national ;
- dysfonctionnement et, plus généralement, tout événement ayant des répercussions d'ampleur nationale sur les réseaux et installations gazières situés sur le territoire national ;
- dysfonctionnement et, plus généralement, tout événement ayant des répercussions d'ampleur locale sur les réseaux et installations gazières situés sur le territoire national ;
- épisode climatique exceptionnel, tel que l'équilibre entre l'offre et la demande du marché français n'est plus assuré par les obligations faites aux entreprises ;
- participation de la France à la mise en œuvre de mesures d'urgence décidées en collaboration avec un ou plusieurs États membres de l'UE ou par celle-ci, en particulier au titre du règlement (UE) n° 994/2010.

L'objectif de ce plan d'urgence est de mettre en place un dispositif mobilisable très rapidement pour prévenir ou retarder les conséquences d'une crise d'approvisionnement en France ou dans un autre État Membre.

Ce plan d'urgence définit trois niveaux de crise : Alerte précoce ; Alerte ; et Urgence, qui constitue le seuil de mise en œuvre du plan.

²⁶ Le 26 juin 2009, la société Dunkerque LNG, détenue à 65,01% par EDF, 25% par Fluxys et 9,99% par Total, a sollicité auprès du ministre chargé de l'énergie une exemption totale à l'accès régulé des tiers pour le projet de terminal méthanier situé dans le port autonome de Dunkerque. La CRE a émis un avis favorable à cette demande d'exemption par la délibération du 23 juillet 2009. L'autorisation de bénéficier de l'exemption, pour l'ensemble de la capacité du terminal et pour une durée de 20 ans, a été accordée à la société Dunkerque LNG par arrêté du 18 février 2010, préalablement modifié conformément à l'avis de la Commission européenne du 20 janvier 2010.

²⁷ En conséquence, Elengy a transmis à la CRE des prévisions de dépenses d'investissement et d'amortissement, de façon à ce que la base d'actifs régulés du terminal soit nulle à fin 2020.

En cas de déclenchement du plan d'urgence, une cellule de crise réunissant les opérateurs gaziers et organismes concernés est mise en œuvre par la Direction générale de l'énergie et du climat. Cette cellule est chargée de fournir les éléments de synthèse nécessaires au ministre, d'assurer la communication externe et la coordination avec les opérateurs, de décider des mesures appropriées et de vérifier leur mise en œuvre.

L'arrêté du 28 novembre 2013 a également défini les mesures à mettre en œuvre en cas d'urgence. Celles-ci portent sur :

- la demande (incitations à la modération de la consommation, interruption des clients interruptibles ou des clients industriels en mesure de recourir à une source d'énergie alternative, réduction ou arrêt de la consommation dans les établissements publics ne recevant pas de public, réduction de la durée du chauffage dans les autres établissements) ;
- l'assouplissement des obligations de service public : en cas de déclaration d'urgence dans un autre État Membre, une partie du gaz réservé pour couvrir la consommation correspondant à une pointe de froid au risque 2 % pourrait être mise à disposition sur les marchés au titre de la solidarité ;
- les mesures conservatoires prises par les autorités françaises, telles que la soumission à contrôle et répartition, en tout ou en partie, des ressources en énergie. Ces mesures concernent la production, l'importation, l'exportation, la circulation, le transport, la distribution, le stockage, le déstockage, l'acquisition, la cession, l'utilisation et la récupération des produits ;
- le chauffage urbain ;
- en dernier ressort, les mesures de délestage.

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 donné pouvoir, pour un an, au gouvernement pour légiférer par ordonnance sur le sujet de la sécurité d'approvisionnement.

4. LA PROTECTION DES CONSOMMATEURS

4.1 La protection des consommateurs

4.1.1 Respect des mesures prévues à l'annexe 1

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 progressivement en vigueur entre le 1^{er} juillet 2017, pour les fournisseurs de plus de 150 000 clients, et le 1^{er} juillet 2018 pour tous les fournisseurs;
- Le second définit les modalités d'accès via le gestionnaire de réseau de distribution et est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2017.

4.1.2 Questions et les réclamations

Le dispositif Energie-Info, composé du site internet d'information des consommateurs particuliers et professionnels www.energie-info.fr et d'un service d'information consommateurs joignable par téléphone (appel et service gratuit : 0800 112 212) ou par écrit (courriel, télécopie ou courrier) est accessible gratuitement à tous les consommateurs français depuis le 1^{er} juillet 2007.

Commun aux marchés de l'électricité et du gaz naturel, Energie-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 ou d'être conseillés et assistés dans le cadre d'un litige avec une entreprise du secteur de l'énergie.

Un peu plus de 200 000 consommateurs ont appelé le numéro vert Energie-Info en 2017. 115 000 d'entre eux ont utilisé le serveur vocal pour écouter la liste des fournisseurs et 89 000 ont préféré parler à un conseiller. La cellule d'expertise de deuxième niveau du service Energie-Info a géré environ 9 000 demandes en 2017. 31 % sont des questions sur les offres et démarches ; parmi les 69 % de demandes concernant des litiges, ce sont les contestations des niveaux de consommation facturés qui arrivent en tête (13 %) avec les résiliations inexplicables (13 %). Suivent les appels de consommateurs dénonçant des pratiques commerciales déloyales (10 %), les litiges sur le règlement des factures (9 %) et les difficultés en cas de la suspension de fourniture (7 %).

De plus, sur cette même période, le site Internet a reçu 1,8 millions de visites. Au total, 2,2 millions de consommateurs ont été renseignés par le médiateur national de l'énergie (service Energie-Info téléphone ou Internet et site du médiateur (www.energie-mediateur.fr)).

En 2017, le médiateur a repensé sa stratégie globale d'information et de communication en renforçant sa présence sur les réseaux sociaux et sur internet. Ainsi, le médiateur a connu une hausse des abonnés sur Twitter, auprès des professionnels, avec 3 167 abonnés au 31 décembre 2017 contre 2 132 fin 2016. Sa page Facebook s'adresse au grand public, en proposant des informations pratiques. Son audience encore limitée reste à développer avec des nouveaux contenus : en 2017, elle recueillait 781 abonnés contre 571 l'année précédente.

Les réclamations reçues par le service Energie-Info portent essentiellement sur des litiges liés à la facturation et à l'estimation des consommations par les fournisseurs, des résiliations non demandées, résultant essentiellement d'erreurs techniques de la part des fournisseurs, des pratiques commerciales jugées déloyales, des suspensions de fourniture faisant suite à un litige de facturation ou à des difficultés de paiement et des litiges relatifs à la réalisation de raccordement aux réseaux de distribution d'électricité ou de gaz naturel. Le médiateur national de l'énergie a reçu 14 548 réclamations directement (par courrier ou sur SOLLEN, sa plateforme de règlement des litiges en ligne) ou via son service d'information Energie Info. Parmi les 14 548 réclamations reçues par le médiateur national de l'énergie, 4 039 sont des litiges recevables (saisine écrite, délais respectés et entrant dans le champ de compétence du médiateur). 3 724 médiations ont été menées à terme en 2017, soit une augmentation de 17 % en regard de 2016. 53 % se sont déroulées en moins de 2 mois et 87 % en moins de 90 jours. 53% des dossiers ont donné lieu à un accord amiable et au total, les opérateurs se sont rangés à l'avis du médiateur dans 81 % des cas.

4.1.3 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 la loi du 10 février 2000 pour l'électricité et de la loi du 7 décembre 2006 pour le gaz, reprises dans le Code de l'énergie respectivement aux articles L. 121-5, L. 337-7 et L. 445-5.

4.1.3.1 Electricité

Les personnes en situation de précarité peuvent bénéficier d'un dispositif permettant de « préserver ou garantir l'accès à l'électricité ».

Elles peuvent bénéficier, sur critère de ressources, d'un tarif de première nécessité – TPN, auprès du fournisseur de leur choix, consistant en une remise forfaitaire dépendant de la composition du foyer et de l'abonnement.

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 TPN 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.

En complément du TPN, les consommateurs les plus en difficulté peuvent bénéficier d'une aide au paiement de leurs factures en lien avec les services sociaux via le fonds de solidarité pour le logement (FSL).

L'article 19 de la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses propositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes 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 TPN.

Environ 3 millions de foyers bénéficiaient du TPN fin 2017, soit une diminution du nombre de bénéficiaires par rapport à la fin de l'année 2016 (3,2 millions de foyers) qui s'explique notamment par l'arrêt des tarifs sociaux au 31 décembre 2017 qui n'a pas permis aux fournisseurs de mener la campagne de renouvellement des droits de fin d'année avec la même efficacité que les années précédentes.

Les pertes de recettes et coûts de gestion supportés par les fournisseurs appliquant le TPN, à savoir les fournisseurs historiques (EDF, Électricité de Mayotte et les entreprises locales de distribution) et les fournisseurs alternatifs (dix fournisseurs ont déclaré fournir des clients au TPN à la date de rédaction du rapport), font l'objet d'une compensation au titre des charges de service public de l'énergie. En 2017, ces charges se sont élevées à 273,9 M€, et le coût prévisionnel du dispositif est évalué à encore 87,0 M€ pour 2018, correspondant à la fin de facturation de clients ayant bénéficié du TPN en 2017.

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. Le chèque énergie a remplacé les tarifs sociaux à partir du 1^{er} janvier 2018. Ce chèque énergie, d'un montant pouvant aller jusqu'à 227 €, 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 chèque énergie est mis en place progressivement, en commençant par une phase expérimentale de deux ans. En mai 2017, 170 000 chèques énergie ont ainsi été distribués aux premiers bénéficiaires dans les départements de l'Ardèche, de l'Aveyron, des Côtes-d'Armor et du Pas-de-Calais. À l'issue de cette phase expérimentale, un rapport d'évaluation a été remis au Parlement. A la fin de la première année d'expérimentation, le taux d'usage du chèque atteint près de 79%. Pour la deuxième année d'expérimentation, le taux d'usage est en avance par rapport à 2016, reflétant une meilleure connaissance du dispositif par les bénéficiaires. Cela correspond à une augmentation d'environ 3 % par rapport au nombre de bénéficiaires des tarifs sociaux dans ces 4 départements.

Le montant moyen du chèque énergie est de 150 € (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. Ainsi, certains ménages chauffés au gaz naturel ont vu leur aide diminuer, mais les autres ménages ont pu bénéficier d'augmentations sensibles. Pour les consommateurs aux ressources les plus modestes qui ne sont pas chauffés au gaz, le montant de l'aide augmente de 70 € par an (170 € au lieu de 100 €). Pour ces ménages chauffés au gaz, l'aide diminue en moyenne d'une dizaine d'euros par an (170 € au lieu de 180 €) alors qu'ils cumulaient les aides pour l'électricité et le gaz.

Les bénéficiaires du chèque énergie bénéficient des mêmes réductions portant sur les services liés à la fourniture que les clients bénéficiant du TPN, à savoir la gratuité de la mise en service et une réduction de 80% sur les frais de déplacement 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 0,25 M€ en 2017, dans les départements concernés par l'expérimentation du dispositif, et devraient augmenter avec la généralisation du dispositif pour atteindre 3,2 M€ en 2018 et 7,3 M€ en 2019.

Le chèque énergie a été généralisé à partir du 1er janvier 2018, en remplacement des tarifs sociaux.

4.1.3.2 Gaz

Les consommateurs ayant droit à la tarification spéciale de l'électricité bénéficient également d'un Tarif spécial de solidarité (TSS) applicable à la fourniture de gaz naturel. Le montant du TSS représenté par une réduction de la facture ou par un versement d'un chèque est établi en fonction des usages qui sont fait du gaz et du nombre de personnes composant le foyer. Comme pour le TPN, les bénéficiaires du TSS peuvent prétendre à la gratuité des mises en service ainsi qu'à une réduction de 80% sur les interventions pour impayés.

Comme pour le TPN, 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).

La loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses propositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes, a interdit par son article 19, les interruptions de fournitures pour impayés entre le 1^{er} novembre et le 31 mars, y compris par résiliation de contrat.

Environ 1,5 million de foyers bénéficiaient du TSS fin 2017, soit une légère diminution par rapport à la fin de l'année 2016 (1,6 millions de foyers) qui s'explique notamment par l'arrêt des tarifs sociaux au 31 décembre 2017 qui n'a pas permis aux fournisseurs de mener la campagne de renouvellement des droits de fin d'année avec la même efficacité que les années précédentes.

Les fournisseurs qui appliquent le TSS supportent des charges composées des pertes de recettes et des coûts de gestion spécifiques (frais de personnel, développement de SI, émission du chèque énergie, etc.). Ces charges font l'objet d'une compensation au titre des charges de service public de l'énergie. En 2017, ces charges se sont élevées à 92,8 M€, et le coût prévisionnel du dispositif est évalué à encore 36,9 M€ pour 2018, correspondant à la fin de facturation de clients ayant bénéficié du TSS en 2017.

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. Le chèque énergie viendra remplacer les tarifs sociaux à partir du 1er janvier 2018. Ce chèque énergie, d'un montant pouvant aller jusqu'à 227 €, 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 chèque énergie est mis en place progressivement, en commençant par une phase expérimentale de deux ans. En mai 2017, 170 000 chèques énergie ont ainsi été distribués aux premiers bénéficiaires dans les départements de l'Ardèche, de l'Aveyron, des Côtes-d'Armor et du Pas-de-Calais. À l'issue de cette phase expérimentale, un rapport d'évaluation a été remis au Parlement. A la fin de la première année d'expérimentation, le taux d'usage du chèque atteint près de 79 %. Pour la deuxième année d'expérimentation, le taux d'usage est en avance par rapport à 2016, reflétant une meilleure connaissance du dispositif par les bénéficiaires. Cela correspond à une augmentation d'environ 3 % par rapport au nombre de bénéficiaires des tarifs sociaux dans ces 4 départements.

Le montant moyen du chèque énergie est de 150 € (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. Ainsi, certains ménages chauffés au gaz naturel ont vu leur aide diminuer, mais les autres ménages ont pu bénéficier d'augmentations sensibles. Pour les consommateurs aux ressources les plus modestes qui ne sont pas chauffés au gaz, le montant de l'aide augmente de 70 € par an (170 € au lieu de 100 €). Pour ces ménages chauffés au gaz, l'aide diminue en moyenne d'une dizaine d'euros par an (170 € au lieu de 180 €) alors qu'ils cumulaient les aides pour l'électricité et le gaz.

Les bénéficiaires du chèque énergie bénéficient des mêmes réductions portant sur les services liés à la fourniture que les clients bénéficiant du TSS, à savoir la gratuité de la mise en service et une réduction de 80% sur les frais de déplacement 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 0,019 M€ en 2017, dans les départements concernés par l'expérimentation du dispositif, et devraient augmenter avec la généralisation du dispositif pour atteindre 0,6 M€ en 2018 et 0,7 M€ en 2019.

Le chèque énergie a été généralisé à partir du 1er janvier 2018, en remplacement des tarifs sociaux.

4.2 Décisions marquantes en matière de règlement de différends

4.2.1 CoRDIS, décision du 8 décembre 2017 relative aux conditions d'utilisation par la société GRTgaz d'une modulation des flux apportés par la société ENGIE au point d'interconnexion Taisnières B – Blaregnies

Le CoRDIS a été saisi d'un différend entre la société GRTgaz et la société Engie dans le cadre de l'approvisionnement en gaz à bas pouvoir calorifique (gaz B) pour les consommateurs finals de la zone Nord. En particulier, le différend portait sur l'existence et le montant de la rémunération d'une « prestation de flexibilité », réalisée par la société Engie au bénéfice de la société GRTgaz via l'importation de volumes de gaz B au point d'interconnexion Taisnières B – Blaregnies L, aux fins de garantir l'équilibrage du réseau.

Aux termes de sa décision, le CoRDIS a d'abord constaté l'utilisation par la société GRTgaz d'une modulation des flux de gaz B, apportés par la société Engie au point d'interconnexion Taisnières B-Blaregnies L, pour équilibrer, à tout instant, le réseau de transport de gaz naturel.

Le CoRDIS a constaté que tant dans le contrat d'acheminement que dans le contrat de conversion de gaz H en gaz B, il existe une possibilité de modulation des quantités journalières de gaz B, enlevées au point d'entrée Taisnières B-Blaregnies L, au bénéfice de la société GRTgaz, pour permettre l'équilibrage résiduel de la zone B, qui concourt in fine à la réalisation de l'équilibrage à tout instant du réseau de transport de gaz naturel en zone B.

Par conséquent, le CoRDIS a considéré qu'il résulte de la lecture combinée du contrat d'acheminement et du contrat de conversion de gaz H en gaz B conclus avec la société GRTgaz, que la société Engie a une obligation particulière, liée à la situation singulière de l'alimentation en gaz B de la zone B. Cette singularité est caractérisée à la fois par l'existence d'un unique point d'interconnexion Taisnières B – Blaregnies L et par le fait que la société Engie est la seule à disposer d'un contrat d'approvisionnement en gaz B et à détenir la quasi-totalité des capacités d'entrée en ce point.

La société Engie n'apporte pas la preuve suffisante que l'utilisation par la société GRTgaz de la modulation des flux de gaz B qui lui sont apportés au point d'interconnexion Taisnières B-Blaregnies L doit faire l'objet d'un encadrement contractuel spécifique, autre que celui qui résulte du contrat d'acheminement et du contrat de conversion de gaz H en gaz B.

Si la société Engie fait valoir que sous la menace de pénalités, dont elle ne justifie ni la réalité ni le montant, elle aurait signé un avenant au contrat d'approvisionnement conclu avec la société GasTerra qui aurait été plus désavantageux pour elle, elle n'apporte cependant pas la preuve qu'elle a effectivement supporté des surcoûts au-delà de la rémunération contractuelle dont elle bénéficie. Dans ces conditions, il n'y a pas lieu de faire droit aux demandes de la société Engie qui tendent à modifier les conditions de cette rémunération.

(CoRDIS, 8 déc. 2017, n° 12-38-16, Engie c/ GRTgaz, Journal officiel 23 janvier 2018, texte n° 79)

4.2.2 CoRDIS, décision du 16 mars 2018 relative à la contribution financière pour une extension du réseau public de distribution d'électricité

Le CoRDIS a été saisi d'un différend opposant la communauté d'agglomération Pau-Béarn-Pyrénées (CAPBP) et la communauté de communes des Luys en Béarn (CCLB) à la société Enedis dans le cadre de la création d'un nouveau transformateur au niveau du poste source de Pau Nord en raison du besoin de raccordement d'un projet de zone d'aménagement concerté sur le territoire d'une des communes desservies par ce même poste source.

Les communautés demanderesse soutiennent que l'opération de raccordement n'est pas une opération de raccordement de référence et, qu'à ce titre, les coûts de l'opération ne peuvent être mis à la charge du porteur du projet auquel elles se sont substituées mais uniquement à la charge de la société Enedis. La société Enedis soutient que la CAPBP et la CCLB n'ont pas le titre d'utilisateur du réseau et qu'elles n'ont donc pas intérêt à agir devant le comité de règlement des différends et des sanctions.

Le CoRDIS rappelle qu'il ne peut être saisi qu'en cas de différend entre les gestionnaires et les utilisateurs des réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité. Il ajoute que « *la circonstance qu'une collectivité publique accepte de prendre à sa charge tout ou partie des coûts exposés pour l'extension du réseau public dans le cadre du raccordement d'une zone d'aménagement concerté ne peut conférer à cette collectivité la qualité d'utilisateur du réseau* ». Dès lors, CAPBP et CCLB ne peuvent être considérées comme des utilisateurs du réseau.

En conséquence, le CoRDIS n'est pas compétent pour connaître du différend et rejette les demandes de la CAPBP et de la CCLB.

(CoRDIS, 16 mars 2018, n° 09-38-15 CAPBP et CCLB c/ Enedis)

4.2.3 CoRDIS, décision de sanction du 11 juin 2018, la société Enedis est condamnée à hauteur de 3 millions d'euros pour ne pas avoir respecté une décision de règlement des différends

En juillet 2014, la société Parc Éolien Lislet 2 avait saisi le CoRDIS d'une demande de règlement du différend qui l'opposait à la société Enedis relatif à l'exécution du contrat d'accès au réseau public de distribution d'électricité en injection (contrat CARD-I) de son installation de production. Elle demandait notamment au CoRDIS d'enjoindre à la société Enedis de proposer une modification des clauses contractuelles du contrat CARD-I relatives aux différents régimes de responsabilité en cas d'interruption du réseau.

Par une décision du 25 novembre 2015, le CoRDIS a enjoint à la société Enedis de transmettre à la société Parc Éolien Lislet 2 un nouveau contrat CARD-I dans un délai de six mois à compter de la notification de la décision, « *permettant d'assurer une totale transparence dans l'application des régimes de responsabilité en cas d'interruption du réseau* ».

En août 2016, sur le fondement de l'article L. 134-28 du code de l'énergie, la société Parc Éolien Lislet 2 a demandé au CoRDIS de constater que la société Enedis ne s'était pas conformée dans les délais requis à la décision de règlement de différend du 25 novembre 2015.

Dans sa décision du 11 juin 2018, le CoRDIS considère que la société Enedis n'a pas communiqué dans le délai de six mois imparti par sa décision de règlement de différend du 25 novembre 2015, un contrat produisant tous ses effets au moment de sa transmission.

Le CoRDIS relève également que la société Enedis a manqué à son obligation de transmettre un contrat qui garantisse une totale transparence dans l'application des régimes de responsabilité en cas d'interruption du réseau dans la mesure où certaines stipulations du contrat CARD-I relatives au régime de responsabilité de la société Enedis ne sont pas suffisamment précises ou sont incomplètes.

Le CoRDIS a par conséquent sanctionné la société Enedis à hauteur de 3 millions d'euros.

(CoRDIS, 11 juin 2018, n° 03-40-16, portant sanction à l'encontre de la société Enedis en application de l'article L. 134-28 du code de l'énergie, *Journal officiel* du 19 juin 2018, texte n° 92))

4.2.4 CoRDIS, décision du 18 juin 2018 relative aux conditions financières des prestations de gestion de clientèle effectuées par les fournisseurs pour le compte des GRD auprès des clients en contrat unique

Le CoRDIS rend une décision de règlement de différend relatif aux contrats d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel (CAD) conclus, d'une part, entre les sociétés DIRECT ENERGIE et GRDF, et d'autre part, entre les sociétés ENI GAS & POWER et GRDF.

Par une décision de renvoi en date du 2 juin 2016, la cour d'appel de Paris avait considéré qu'il appartenait bien au CoRDIS de préciser quelles étaient les conditions financières des prestations de gestion de clientèle liées à l'accès et à l'utilisation du réseau.

Le CoRDIS a sollicité au préalable l'avis du collège de la CRE, le 4 juillet 2016, tant en ce qui concernait la détermination de la rémunération des fournisseurs que le montant du versement rétroactif dû à la société DIRECT ENERGIE.

Sur le fond, le CoRDIS précise d'abord que la mise en oeuvre du contrat unique supposait nécessairement que le fournisseur accomplisse au nom et pour le compte du GRD les prestations de gestion de clientèle auprès du client final, tout en rappelant que le fournisseur ne devait pas pour autant en supporter les coûts.

Ensuite, s'agissant de la détermination de la rémunération, un point marquant à souligner est la promotion de la notion d'efficacité économique qui irrigue la décision du CoRDIS.

En plus des dispositions législatives et réglementaires encadrant la réalisation des prestations en cause, cette notion a guidé le raisonnement du CoRDIS, notamment pour apprécier quelle devait être la situation contrefactuelle à retenir, mais également pour définir le fournisseur de référence.

A ce titre, si le CoRDIS a repris à son compte la référence à un « fournisseur normalement efficace » proposée par le collège de la CRE, c'est pour en livrer une lecture, une conception, tout à fait spécifique au droit de la régulation économique et correspondant à ses finalités propres, bien qu'elle ne soit pas sans rappeler des références utilisées en droit de la concurrence. Le CoRDIS a ainsi considéré que :

« (...) la référence à un « fournisseur normalement efficace », si elle est propre au droit de la régulation économique qui ne poursuit pas exactement les mêmes objectifs que le droit de la concurrence, qui, en ce qui concerne les pratiques des opérateurs, s'inscrit dans un cadre répressif consistant à délimiter ce qui est licite et illicite, peut notamment être rapprochée de la référence au « concurrent aussi efficace » utilisée en matière de pratiques tarifaires abusives susceptibles d'exclure les concurrents du marché. Cette référence n'impose pas au régulateur de rechercher quels seraient les coûts d'un opérateur « idéalement efficace », mais de prendre en compte à partir de la réalité des modèles de coûts constatés sur le marché, une efficacité normalement attendue pour ce type d'opérateur. »

Il enjoint par conséquent à la société GRDF de proposer un nouvel avenant au CAD prévoyant notamment une rémunération des fournisseurs par la société GRDF égale aux montants suivants :

- 91,00 euros par an pour la gestion de chaque point de livraison en offre de marché ayant choisi les options tarifaires T3 ou T4 ou TP ;
- 8,10 euros par an pour la gestion de chaque point de livraison en offre de marché ayant choisi les options tarifaires T1 ou T2 ou ne disposant pas de compteur individuel.

S'agissant du versement rétroactif dû à la société DIRECT ENERGIE, le CoRDIS a considéré que la cour d'appel de Paris n'a pas entendu différencier les montants à appliquer au titre des périodes antérieures et postérieures à son arrêt.

(CoRDIS, 18 juin 2018, n° 11-38-13 Direct Energie et Eni Gas & Power c/ GRDF, dans le cadre de l'exécution de l'arrêt de la cour d'appel de Paris du 2 juin 2016, *Journal officiel* du 20 juin 2018, texte n° 96)

INDEX DES GRAPHIQUES

Graphique 1 : Temps moyen de coupure annuel pour les utilisateurs des réseaux Basse Tension gérés par Enedis	10
Tableau 1 : Les délibérations de la CRE relatives aux barèmes de raccordement	13
Tableau 2 : Évaluation de la rente de congestion en 2017 (perçue par RTE)	16
Tableau 3: Structure du marché français	22
Tableau 4: Différentiel moyen entre les offres à l'achat et les offres à la vente	23
Tableau 5: Maximum des échanges entre la France et ses pays voisins en 2017 (en MW)	24
Tableau 6: Corrélations des prix entre la France et les pays voisins (spot J+1)	25
Tableau 7 : Écart de prix moyen entre la France et les pays voisins (spot J+1)	26
Tableau 8: Ecart de prix moyen entre la France et l'Allemagne (forward annuel Y+1)	27
Graphique 2 : Transactions à l'interconnexion France – Allemagne en 2017	28
Graphique 3 : Transactions à l'interconnexion France – Belgique en 2017	28
Graphique 4 : Transactions à l'interconnexion France – Grande-Bretagne en 2017	29
Graphique 5 : Transactions à l'interconnexion France – Espagne en 2017	29
Graphique 6 : Transactions à l'interconnexion France – Italie en 2017	30
Graphique 7 : Transactions à l'interconnexion France – Suisse en 2017	30
Tableau 9 : Répartition des consommateurs finals par type de site (au 31 décembre 2017)	33
Tableau 10 : Répartition de la consommation annuelle des consommateurs finals (au 31 décembre 2017)	33
Graphique 8 : Typologie des sites au 31 décembre 2017	33
Tableau 11 : Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs (en nombre de sites au 31 décembre 2017)	34
Tableau 12 : Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs (en nombre de sites au 31 décembre 2017)	34
Tableau 13 : Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs en volume (au 31 décembre 2017)	34
Tableau 14 : Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs en volume (au 31 décembre 2017)	34
Graphique 9 : Indice HHI pour les différents segments de clientèle	35
Graphique 10 : Les fournisseurs nationaux d'électricité	35
Graphique 11: Taux de switch trimestriel	36
Tableau 15 : Augmentation des tarifs réglementés de vente en 2017 par rapport à 2016 (évolution en moyenne, hors taxes)	37
Graphique 12 : Evolution du Tarif Réglementé de Vente de vente de l'électricité hors taxes en euros constants 2017	38
Tableau 16 : Facture aux tarifs réglementés de vente d'électricité au 31 décembre 2017	38
Graphique 13 : Comparaison des offres à prix variable pour un client Base 6 kVA	40
Graphique 14: Comparaison des offres à prix variable pour un client HP/HC 9 kVA	40
Graphique 15 : Comparaison des offres à prix fixe pour un client Base 6 kVA	40
Graphique 16 : Comparaison des offres à prix fixe pour un client HP/HC 9 kVA	41
Graphique 17 : Le parc électrique installé en France au 1 ^{er} janvier 2017	42
Tableau 17 : Le prix des écarts depuis avril 2017	43
Tableau 18: Importations, exportations, et production de gaz	57
Graphique 18: Prix du <i>day-ahead</i> au PEG Nord (moyennes mensuelles)	58
Graphique 19: Prix du <i>day-ahead</i> sur les principaux hubs du nord-ouest de l'Europe	59
Graphique 20: Ecart de prix <i>day-ahead</i> entre le PEG Nord et le TRS	60
Graphique 21: Variation mensuelle du spread Nord-Sud	60
Tableau 19 : Volumes échangés sur les marchés intermédiés	61
Graphique 22: Volume des livraisons nettes de gaz sur le marché de gros français (Données mensuelles)	61
Graphique 23: Niveau de concentration des marchés intermédiés français (Segment <i>spot</i>)	62
Graphique 24: Niveau de concentration des marchés intermédiés français (Segment à terme)	62
Tableau 20: Répartition des consommateurs finals par type de site (au 31 décembre 2017)	63
Tableau 21: Répartition de la consommation annuelle des consommateurs finals (au 31 décembre 2017)	63
Graphique 25 : Typologie des sites en gaz naturel au 31 décembre 2017	64
Tableau 22: Parts de marché des 3 plus gros fournisseurs historiques sur chaque segment (en nombre de sites, au 31 décembre 2017)	64
Tableau 23: Parts de marché des 3 plus gros fournisseurs alternatifs sur chaque segment (en nombre de sites au 31 décembre 2017)	64
Tableau 24: Parts de marché des 3 plus gros fournisseurs historiques en volume sur chaque segment (au 31 décembre 2017)	65
Tableau 25: Parts de marché des 3 plus gros fournisseurs alternatifs en volume sur chaque segment (au 31 décembre 2017)	65
Graphique 26: Indice HHI au 31 décembre 2017	65

Graphique 27: Les fournisseurs nationaux du gaz naturel	66
Graphique 28: Taux de switch trimestriel de 2008 à 2017	67
Tableau 26: Facture aux tarifs réglementés de vente d'Engie au 31 décembre 2017 (€/MWh)	67
Graphique 29: Evolution du Tarif Réglementé de Vente de vente de gaz naturel d'ENGIE, hors taxes en euros constants 2015 par mégawattheure.....	68
Graphique 30 : Comparaison des offres à prix variable pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2017	69
Graphique 31: Comparaison des offres à prix fixe pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2017.....	69
Graphique 32 : Comparaison des offres à prix variable pour un client type « Chauffage » au 31 décembre 2017.	69
Graphique 33: Comparaison des offres à prix fixe pour un client type « Chauffage » au 31 décembre 2017	70
Tableau 27 : Bilan du marché français en 2016, en comparaison avec 2015 (en TWh).....	70
Graphique 34: Sites de stockage souterrain de gaz naturel en France	73
Tableau 28 : Capacités de stockage et d'injection / soutirage en 2017-2018 par produit.....	73
Graphique 35: Niveaux de stock 2010 - 2016	74