



RAPPORT ANNUEL A LA COMMISSION EUROPEENNE

31 juillet 2017

Principaux développements des marchés français
de l'électricité et du gaz naturel
en 2016 et au premier semestre 2017

AVERTISSEMENT

En application de l'article R.134-5 du Code de l'énergie, la CRE vient de publier son rapport annuel.

En application de l'article 37.1.e de la directive 2009/72/CE et de l'article 41.1.e de la directive 2009/73/CE, le présent rapport présente les mesures prises et les résultats obtenus pour chacune des tâches énumérées confiées à la CRE dans lesdits articles. Il est transmis à la Direction générale de l'énergie de la Commission européenne ainsi qu'à l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie.

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 2016 ET AU PREMIER SEMESTRE 2017	6
1. PRESENTATION DE LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE	6
1.1 MESSAGE DU PRESIDENT	6
1.2 LES MISSIONS DE LA CRE	6
2. LE MARCHE DE L'ELECTRICITE	7
2.1 L'ACCES AUX RESEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	7
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)	8
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	13
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 2016	16
2.1.4.2 Les règles d'allocation et de calcul de capacité	16
2.1.4.3 Le développement des interconnexions françaises	17
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 la prise en compte des avis de l'ACER	19
2.1.5.2 La mise en œuvre des codes de réseau	19
2.2 LA CONCURRENCE ET LE FONCTIONNEMENT DU MARCHE DE L'ELECTRICITE	20
2.2.1 Le marché de gros	20
2.2.1.1 Production - consommation	20
2.2.1.2 Les prix de marché <i>day-ahead</i>	21
2.2.1.3 Les marchés organisés	21
2.2.1.4 Le marché de gré-à-gré	22
2.2.1.5 Le négoce transfrontalier	22
2.2.1.6 L'évolution du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) dans le contexte de remontée des prix du marché de gros	30
2.2.1.7 La surveillance des marchés de gros	31
2.2.2 Le marché de détail de l'électricité	33
2.2.2.1 Etat des lieux	33
2.2.2.2 Les prix de détail	38
2.3 LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT	43

2.3.1	Le suivi de l'équilibre offre / demande d'électricité.....	43
2.3.1.1	Évolutions relatives à la demande d'électricité.....	43
2.3.1.2	Évolutions relatives à l'offre d'électricité.....	43
2.3.2	La surveillance des investissements dans les capacités de production en relation avec la sécurité d'approvisionnement.....	44
2.3.1	Les mesures de réponse aux pics de demandes et aux déficits d'approvisionnement.....	45
2.3.1.1	L'équilibrage électrique en temps réel	45
3.	LE MARCHÉ DU GAZ.....	46
3.1	L'ACCES AUX INFRASTRUCTURES DE GAZ NATUREL	46
3.1.1	L'indépendance des gestionnaires de réseaux	46
3.1.1.1	Le suivi des obligations liées à la certification des gestionnaires de réseau de transport	46
3.1.1.2	L'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution et des entreprises locales de distribution (ELD).....	48
3.1.1.3	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	48
3.1.2	Les aspects techniques.....	49
3.1.2.1	Le système de comptage évolué de GRDF	49
3.1.2.1	La qualité de service	49
3.1.3	Les conditions d'accès aux réseaux, aux terminaux méthaniers et aux installations de stockage de gaz naturel	50
3.1.3.1	Les tarifs de raccordement au réseau	50
3.1.3.2	Les tarifs d'accès aux réseaux de transport.....	51
3.1.3.3	Les tarifs d'accès au réseau de distribution.....	54
3.1.3.4	Les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers.....	55
3.1.3.5	L'accès des tiers aux installations de stockage	55
3.1.4	Les aspects transfrontaliers.....	56
3.1.4.1	Les règles d'allocation de la capacité de transport	56
3.1.4.2	Le développement des interconnexions françaises.....	56
3.1.5	La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs.....	57
3.1.5.1	Le respect des décisions juridiquement contraignantes et la prise en compte des avis de l'ACER.....	57
3.1.5.2	La mise en œuvre des codes de réseau – l'évolution des règles d'équilibrage.....	57
3.2	LA CONCURRENCE ET LE FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DU GAZ	58
3.2.1	Le marché de gros	58
3.2.1.1	Etat des lieux	58
3.2.1.2	Evolution des prix <i>day-ahead</i> sur le marché de gros du gaz	59
3.2.1.3	Les marchés intermédiés	63
3.2.1.4	Les livraisons aux PEG	63
3.2.1.5	Niveau de concentration du marché français	64
3.2.2	Le marché de détail du gaz naturel	65
3.2.2.1	Etat des lieux	65
	Source : Données 2016, Analyses CRE	69
3.2.2.2	Les prix de détail	71
3.3	LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT	74

3.3.1 Le suivi de l'équilibre offre / demande de gaz naturel.....	74
3.3.1.1 Hiver 2015-2016	75
3.3.1.2 Hiver 2016-2017	75
3.3.2 Le niveau de la demande prévue, des réserves disponibles et des capacités supplémentaires envisagées.....	76
3.3.2.1 La demande de gaz naturel en France	76
3.3.2.2 Les capacités de stockage.....	76
3.3.2.3 Les terminaux méthaniers.....	78
3.3.3 Les mesures de réponse aux pics de demandes et aux déficits d'approvisionnement.....	78
3.3.3.1 Les obligations des opérateurs de transport et de distribution de gaz.....	78
3.3.3.2 Les mesures d'urgence.....	79
4. LA PROTECTION DES CONSOMMATEURS.....	79
4.1 LA PROTECTION DES CONSOMMATEURS.....	79
4.1.1 Le respect des mesures prévues à l'annexe 1	79
4.1.2 Questions et les réclamations.....	80
4.1.3 La protection des clients vulnérables.....	80
4.1.3.1 Electricité	80
4.1.3.2 Gaz	81
4.2 DECISIONS MARQUANTES EN MATIERE DE REGLEMENT DE DIFFERENDS.....	82
4.2.1 Cour d'appel de Paris, 12 janvier 2017, ENEDIS / VALSOPHIA.....	82
4.2.2 Cour de cassation, pourvoi n° 14-25830, RETZVOLTS/ ERDF.....	83
4.2.3 Cour d'appel de Paris, 2 juin 2016, GRDF, DIRECT ENERGIE ET ENI.....	83
4.2.4 CoRDIS, Elicio Bretagne, 31 août 2016	84
4.2.5 CoRDIS, Moulin du Teulel/Enedis, 17 octobre 2016	85
4.2.6 CoRDIS, Monsieur A / ERDF, (n° 16-05-30), 30 mai 2016	85
4.2.7 CoRDIS, décision du 20 janvier 2016 relative à l'exécution de la décision du 19 septembre 2014	86
4.2.8 CoRDIS, décision du 18 mai 2016 relative à l'exécution des décisions du 19 septembre 2014 et du 20 janvier 2016.....	87

PRINCIPAUX DEVELOPPEMENTS DES MARCHES FRANÇAIS DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL EN 2016 ET AU PREMIER SEMESTRE 2017

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

1.1 Message du Président

La transition écologique, élément essentiel de la lutte contre le changement climatique, entraîne un bouleversement majeur de nos systèmes énergétiques. Elle fixe le cap en nous donnant des objectifs de très long terme, 2040, 2050 et au-delà. La mobilisation de toute la société est recherchée, et nous sommes tous concernés dans notre vie quotidienne : logement, mobilité, consommation d'énergie, etc.

Mais comment atteindre ces objectifs lointains ? Quel chemin emprunter ? Comment s'assurer que, tout en allant dans la bonne direction et en faisant progressivement les changements nécessaires, le système énergétique reste efficace et ne pénalise pas les consommateurs, les entreprises et l'économie ?

Dans ce contexte de changement accéléré, tel que souhaité par le Ministre d'État en charge de l'énergie, la mission de la CRE est double : faire fonctionner les marchés électriques et gaziers, dans les meilleures conditions d'efficacité et d'équité, en s'assurant que tous les acteurs, et notamment les gestionnaires de réseau, ont les bonnes incitations pour innover et s'engager activement dans les transformations nécessaires. Quels que soient les changements en cours, les consommateurs doivent bénéficier d'offres et de services toujours plus innovants, et l'intégration européenne des marchés de l'énergie doit se poursuivre tout en préservant nos spécificités nationales ; éclairer les pouvoirs publics, et plus largement la communauté nationale, sur les enjeux, les risques mais aussi les opportunités qui sont devant nous. Les décisions doivent être prises sur la base d'une parfaite connaissance des coûts qu'elles entraînent à court et à long terme. Je n'oublie pas que nous payons encore aujourd'hui, et pour longtemps, plus de 2 milliards d'euros par an pour les installations photovoltaïques installées jusqu'en 2010.

Le chantier est immense, tant les changements possibles sont divers et complexes. Le cap est fixé mais l'avenir est à écrire.

L'innovation technologique avance à un rythme toujours plus rapide : le photovoltaïque, l'éolien offshore mais aussi l'éolien terrestre voient leurs coûts de production diminuer de façon spectaculaire. Demain, le stockage d'électricité pourrait lui aussi devenir compétitif.

La révolution numérique est une opportunité fantastique pour accompagner, voire accélérer la transition énergétique. Grâce notamment aux compteurs communicants, elle permet de mettre en œuvre de nouvelles politiques de maîtrise de la demande, et de gérer de façon efficace le mouvement général de décentralisation des systèmes énergétiques.

Les sujets de société sont nombreux, au-delà des problèmes de mix énergétique et de la part du nucléaire dans celui-ci : comment accompagner le développement de l'autoconsommation tout en préservant les valeurs de solidarité qui sont celles de notre système énergétique ? Pour la mobilité électrique, comment concilier la liberté individuelle à laquelle nos concitoyens sont attachés pour leurs déplacements et la nécessité de gérer collectivement la recharge de millions de véhicules électriques ? Pour le chauffage, doit-on revenir vers le tout électrique comme certains le préconisent, alors que nous disposons d'infrastructures de gaz modernes et performantes ?

Devant la complexité des défis qui sont devant nous, la CRE peut et doit aider la société française à faire des choix éclairés. C'est la raison pour laquelle elle va se doter d'un comité de prospective qui sera un lieu d'échanges et de débats sur les questions environnementales, économiques, industrielles et sociétales en lien avec le secteur de l'énergie. J'espère que cette initiative contribuera à ce que nous choissions collectivement le meilleur chemin pour le consommateur d'énergie d'aujourd'hui et de demain.

1.2 Les missions de la CRE

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

La CRE est présidée depuis le 16 février 2017 par Monsieur Jean-François Carencu, nommé sur décret du Président de la République. La CRE a également vu sa structure organisationnelle modifiée, afin 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 mettra en place courant 2017 un Comité prospectif qui s'intéressera 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 2016, pour effectuer ses missions, le collège de la CRE a rendu 267 délibérations et s'est réuni 102 fois en séance formelle (une séance correspond à une journée). De plus, 160 auditions ont eu lieu devant le collège.

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.

De plus, depuis le 1^{er} janvier 2017, la CRE a été 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, la 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 2016, la CRE comptait 130 agents (hors commissaires) 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. RTE compte 8500 salariés et est détenu en 2016 à 100 % par EDF.

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). 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 la délibération de certification et qu'il prend, dans les délais déterminés, les mesures définies par la CRE dans cette même délibération. L'octroi initial 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 2016, dix-huit contrats conclus entre RTE et l'EVI EDF 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 22 juin 2016, la liste des emplois de dirigeants ainsi que la liste des emplois de la majorité des dirigeants. La modification de ces listes est intervenue à la suite de la nomination d'un nouveau directoire en septembre 2015 et de la mise en place d'une nouvelle organisation le 1er décembre 2015.

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 (RCBCL) 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.

En particulier, la CRE avait constaté, à de nombreuses reprises, que l'identité sociale et le logo d'ERDF, gestionnaire de réseau de distribution d'électricité créé en 2008, étaient excessivement proches de ceux d'EDF.

En application des articles L. 135-1 à L. 135-16 du code de l'énergie, la CRE a ouvert une enquête en 2015 sur les pratiques susceptibles de porter atteinte aux dispositions du code de l'énergie relatives notamment à l'indépendance du gestionnaire de réseau. Les conclusions de cette enquête ont conduit le président de la CRE à saisir le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS), le 20 juillet 2015, d'une demande de sanctions à l'encontre d'EDF et d'ERDF. En conséquence, ERDF a changé son identité sociale, le sigle associé et sa marque pour devenir Enedis le 1er juin 2016, supprimant ainsi toute confusion avec la marque du fournisseur historique EDF.

Le gestionnaire de réseau a engagé le déploiement de sa nouvelle marque sur deux ans pour les vêtements de travail, les véhicules et tous les supports de communication tels que les publications et le site internet. La priorité est donnée aux outils de communication les plus visibles. Fin 2017, plus de 90 % des mises à jour seront 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 sera 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

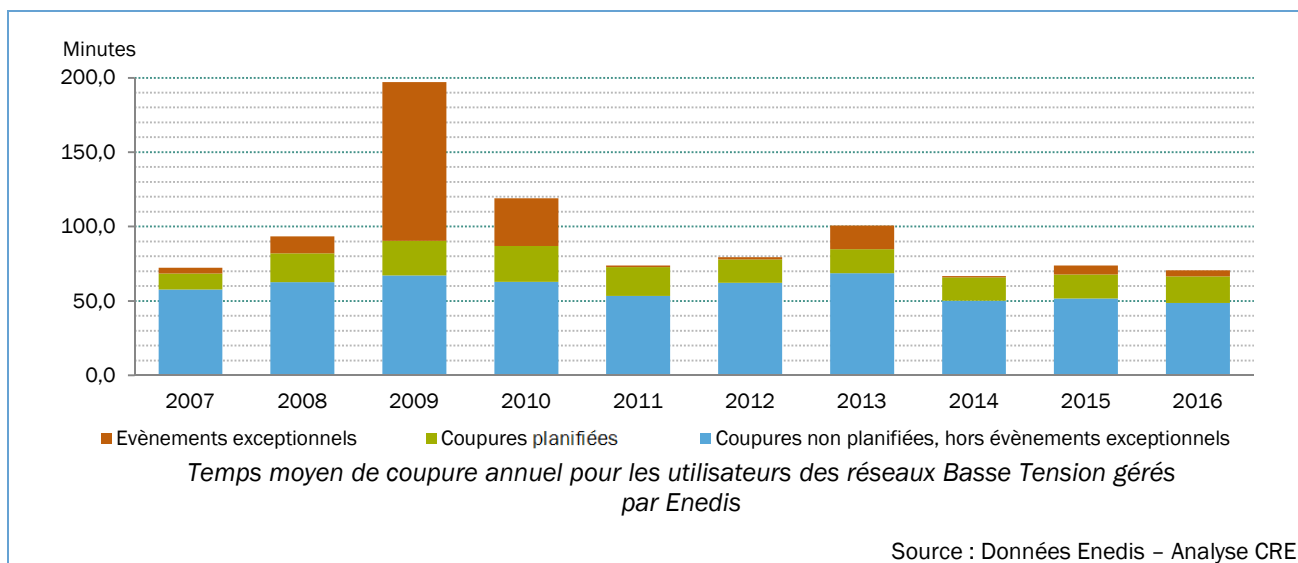
2.1.2.1 La qualité de l'électricité

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. 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.

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 verse 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 est 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 qui entrera 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 2015, la qualité du service rendu par Enedis concernant la relation avec ses clients est bonne, toutefois la performance d'Enedis doit encore s'améliorer pour les indicateurs relatifs aux raccordements. Enedis a bénéficié d'un bonus de 220 000 €.

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 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 1er avril 2016 sans que la CRE ait été saisie pour avis.

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-heurales 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.

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 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. 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. En revanche, en juillet 2017, la CRE n'avait toujours pas été saisie pour avis du projet d'arrêté mentionné au 4° de l'article L. 341-2 du code de l'énergie (i.e. sur la part des indemnités versées aux producteurs par le gestionnaire de réseau en cas de retard de raccordement).

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. Il est prévu qu'un arrêté fixe les taux de cette participation par le TURPE (taux de réfaction). Cependant, bien que la CRE ait été saisie d'un projet d'arrêté et ait rendu un avis défavorable concernant les taux de réfaction pour le raccordement d'installation de production à partir de sources d'énergie renouvelable le 13 avril 2017, aucun arrêté n'a été publié.

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 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 proposera aux ministres des projets d'arrêtés en septembre 2017.

Tableau 1 : Les délibérations de la CRE relatives aux barèmes de raccordement

Gestionnaires de réseau desservant plus de 100.000 clients	Approbation par la CRE du dernier barème notifié	Date d'entrée en vigueur du dernier barème notifié à la CRE
Électricité de France – Systèmes Énergétiques Insulaires (EDF SEI)	Pour la Corse : Délibération du 29 janvier 2009	29 janvier 2009
	Pour l'Outre-mer : Délibération du 29 janvier 2009	29 janvier 2009
Électricité de Strasbourg Réseaux (ESR)	Délibération du 4 février 2010	4 mai 2010
Enedis (ex-ERDF)	Délibération du 30 juin 2016	30 septembre 2016
Gérédis Deux-Sèvres	Délibération du 20 septembre 2016	20 décembre 2016
Sorégies Réseaux de distribution (SRD)	Délibération du 14 juin 2011	14 septembre 2011
URM	Délibération du 17 juin 2010	17 septembre 2010

Source : CRE

À la suite de l'arrivée du compteur évolué 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 un nouveau projet de barème de raccordement pour tenir compte de ces évolutions. Ce projet de barème a été approuvé par la CRE le 30 juin 2016 et est entré en vigueur le 30 septembre 2016. La CRE a également approuvé le barème de raccordement de Gérédis Deux-Sèvres le 20 septembre 2016 pour une entrée en vigueur le 20 décembre 2016.

o **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 proposera un nouveau projet d'arrêté en septembre 2017.

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 modificatif² du 11 avril 2016, pour lequel la CRE n'a pas été consultée, prévoit :

- des adaptations et des révisions de schémas, dont les conditions de mises en œuvre sont les suivantes :

² Décret n° 2016-434 du 11 avril 2016 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables



- 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.

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. Dans la mesure où l'arrêté fixant les taux de réfaction n'a pas encore été publié, une incertitude demeure sur la hauteur du taux de réfaction selon les niveaux de puissance, sachant que les taux peuvent être différenciés pour les ouvrages propres et les quotes-parts.

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 évolutions tarifaires annuelles en 2016

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ont respectivement connu une évolution de +1,4 % et +1,1 % au 1^{er} août 2016, en application des règles tarifaires en vigueur.

Il est à noter que, de manière exceptionnelle, la CRE a décidé d'introduire une composante spécifique d'évolution de la grille tarifaire applicable au domaine de tension HTB afin de couvrir sur l'année 2016 les surcoûts associés à la mise en œuvre du dispositif d'interruptibilité, en application des dispositions de l'article L. 321-19 tel que modifié par l'article 158 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV).

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

Les tarifs en vigueur dits « TURPE 4 », décrits en détail aux §2.1.3.2 et 2.1.3.3 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, ont été fixés par la CRE en 2013, date à laquelle la CRE a exercé pour la première fois sa nouvelle compétence en matière de tarification des réseaux d'électricité³.

Au cours de l'année 2016, la CRE a poursuivi et achevé ses travaux d'élaboration des nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics, dits « TURPE 5 » (cf. encadré ci-dessous). La CRE a ainsi adopté, le 17 novembre 2016, deux délibérations portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB, d'une part, et dans les domaines de tension HTA et BT, d'autre part.

Ces décisions constituent l'aboutissement de travaux engagés dès 2015 afin d'anticiper le besoin de visibilité exprimé par les parties prenantes, la complexité des sujets à traiter et les délais nécessaires pour adapter, le cas échéant, les systèmes d'information des opérateurs de réseaux et des acteurs de marché. Le TURPE 5 entrera en vigueur le 1^{er} août 2017 pour une durée d'environ quatre ans.

La préparation des cinquièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité de RTE et d'Enedis (TURPE 5)

La CRE a engagé dès 2015 les travaux d'élaboration des prochains tarifs de transport et de distribution d'électricité de RTE et d'Enedis, dits « tarif TURPE 5 HTB » et « TURPE 5 HTA-BT », qui s'appliqueront à partir du 1^{er} août 2017, pour une durée d'environ quatre ans, en application des délibérations de la CRE du 17 novembre 2016.

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 54, 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

³ En effet, depuis l'entrée en vigueur le 1^{er} juin 2011 du code de l'énergie, il appartient à la CRE de fixer les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité en application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, et non plus seulement de les proposer aux ministres compétents comme le prévoyait la loi du 10 février 2000.

⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 février 2016 portant décision de modification du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) pour définir un dispositif transitoire de pointe mobile pour le domaine de tension HTA et portant orientations sur la structure des prochains TURPE

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 sur les prochains tarifs ont fixé une hausse au 1er août 2017 de 2,71 % pour le TURPE HTA-BT et de 6,76 % pour le TURPE HTB.

Compte tenu de la part du tarif de distribution dans le prix final de vente de l'électricité, cette hausse devrait conduire, toutes choses égales par ailleurs, à une augmentation, au 1er juillet 2017, de 2 % des tarifs de vente (hausse de facture moyenne, toutes taxes comprises, des consommateurs résidentiels ayant souscrit une offre de fourniture « Heures Pleines – Heures Creuses » avec une puissance souscrite de 6 ou 9 kVA).

2.1.4 Les aspects transfrontaliers

2.1.4.1 Bilan de l'utilisation et de la gestion des interconnexions aux frontières françaises en 2016

La rente de congestion perçue par RTE en 2016 s'élève à 392,9 M€, en baisse de 17,3 % par rapport à 2015. L'augmentation de la rente de congestion sur la frontière France-Espagne n'a pas compensé la baisse des revenus sur les frontières France-Italie, France-Angleterre, et France-CWE.

Tableau 2 : Évaluation de la rente de congestion en 2016 (perçue par RTE)

	Rente de congestion 2015 (en M€)	Rente de congestion 2016 (en M€)
Italie	104,1	92,3
Grande-Bretagne	193,8	123,7
Allemagne & Belgique (région CWE*)	96,5	64,6
Espagne	71,8	103,1
Suisse	9	9,2
Total	475,2	392,9

*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

En 2016, RTE a consacré 222 M€ à des investissements destinés à maintenir ou accroître les capacités d'interconnexion, et 5 M€ à des mesures opérationnelles pour garantir la disponibilité réelle des capacités attribuées.

2.1.4.2 Les règles d'allocation et de calcul de capacité

2.1.4.2.1 Le calcul des capacités

En application de l'article 15 du règlement « Capacity Allocation and Congestion Management » (CACM)⁵, 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 que seront développées les méthodologies régionales de calcul coordonné de capacité à toutes les échéances, ainsi que les méthodologies liées au redispatching et au countertrading.

⁵ 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

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'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

Les méthodologies de calcul de capacité aux échéances journalière et infra-journalière devront être soumises par les GRT de chaque région au plus tard le 17 septembre 2017, en application de l'article 20 du règlement CACM. Elles devront permettre, en améliorant la coordination des GRT dans le calcul de capacité, d'optimiser la capacité d'interconnexion mise à disposition du marché.

2.1.4.2.2 L'allocation des capacités à long terme

La Commission européenne a adopté, le 26 septembre 2016, le règlement (UE) 2016/1719 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme, dit règlement FCA. Celui-ci vise à harmoniser à l'échelle européenne les règles de calcul et d'allocation des capacités transfrontalières 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 entre zones résultant du fonctionnement des marchés journaliers. Entré en vigueur le 17 octobre 2016, il a déjà donné lieu au premier semestre 2017 à la soumission par les GRT, pour approbation par les autorités de régulation à l'échelle européenne ou régionale, de méthodologies portant sur le type de produits de long terme alloués, l'établissement d'une plateforme d'allocation unique et les règles harmonisées d'allocation (Harmonised Allocation Rules, dites HAR).

La mise en œuvre de ces 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. Par sa délibération du 27 octobre 2016, la CRE a approuvé une nouvelle version de ces HAR anticipées applicable pour l'allocation des produits avec livraison à partir du 1^{er} janvier 2017, renforçant 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 la 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 devrait avoir lieu en 2018. Les frontières françaises devraient faire partie de la première vague de frontières à rejoindre effectivement ce projet.

L'année 2016 a été caractérisée par le retrait de la Suisse du projet européen XBID. En effet, le règlement CACM conditionne toute extension du couplage de marché au respect par la Suisse de l'acquis communautaire et à la conclusion d'un accord intergouvernemental sur la coopération dans le domaine de l'électricité. En l'absence d'un tel accord, les parties prenantes suisses ont décidé de ne plus participer au projet européen XBID. A la frontière entre la Suisse et la France, cela se traduira, à terme, par un arrêt de l'allocation implicite des capacités en infra-journalier.

Enfin, à l'échéance infra-journalière, une allocation implicite de produits 30 minutes a été lancée aux interconnexions françaises avec la Suisse et l'Allemagne en novembre 2015, ainsi que sur le marché français, en mars 2017.

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.

o **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 1400 MW de la France vers l'Espagne et d'environ 1000 MW de l'Espagne vers la France. Une nouvelle interconnexion entre Baixas et Santa Llogaia a été mise en service le 5 octobre 2015. Elle devait initialement permettre de doubler les capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne, pour les porter à 2800 MW à l'import et à l'export. La capacité commerciale constatée n'a cependant été en moyenne que de 2400 MW à l'export et de 1900 MW à l'import en 2016. Les travaux de renforcements du réseau interne espagnol réalisés au premier semestre 2017 devraient permettre d'atteindre l'objectif de 2800 MW de capacité commerciale initialement prévu.

RTE et Red Electrica de España ont en outre déposé auprès des régulateurs français et espagnol une demande d'investissement pour le projet Golfe de Gascogne en mars 2017, visant à établir un partage des coûts du projet. Ce projet consiste à construire deux lignes de 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.

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.

o **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 en 2013 et en 2015. Le projet Savoie-Piémont a été approuvé par la CRE en 2015. Les travaux de construction de la liaison en France, qui ont commencé en 2015, doivent s'achever en 2019.

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.

o **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.

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, la société Aquind Ltd, développant un projet d'interconnexion de 2000 MW pour un coût prévisionnel de 1,2 Mrd€ et une mise en service prévue en 2022, a déposé le 17 mai 2017 auprès de la CRE et de l'Ofgem une demande d'exemption d'une durée de 25 ans à plusieurs dispositions du règlement (CE) n° 714/2009 et de la directive 2009/72/CE. Cette demande sera examinée par les deux régulateurs dans un délai de six mois à compter de la réception du dossier complet.

Deux autres projets, dont la CRE n'avait pas encore été officiellement saisie au 1^{er} juillet 2017, sont également à l'étude : le projet FABLink (1400 MW, mise en service prévue fin 2021), qui serait réalisé dans un cadre régulé (l'interconnexion bénéficiant du régime *Cap & Floor* côté anglais), et le projet GridLink (1400 MW, mise en service prévue fin 2022, à laquelle l'Ofgem prévoit également d'octroyer le bénéfice du régime *Cap & Floor* côté anglais).

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 lancé au premier semestre 2017 une étude sur la capacité optimale d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne, dont les résultats seront connus au second semestre 2017.

- **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. La CRE considère que la poursuite des études en vue de préciser le design du projet est nécessaire afin d'affiner les estimations de coûts, et donc son évaluation socio-économique.

- **Les autres projets à l'étude**

En plus des frontières précédemment mentionnées, RTE répertorie également dans son schéma décennal des possibilités de développement d'interconnexion supplémentaires avec l'Allemagne (passage en 400 kV d'une ligne à 225 kV), la Belgique (liaison entre Avelin et Avelgem) et la Suisse (augmentation de la capacité de la ligne Génissiat-Verbois). Ces projets sont aujourd'hui en phase d'étude (seule la première phase du renforcement de l'interconnexion avec la Suisse, avec l'augmentation de la capacité de la ligne Génissiat-Verbois, est en cours et devrait être réalisée en 2018, tandis que les phases 2 et 3 sont 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 a examiné la cohérence du schéma décennal de développement de réseau (SDDR) 2016 de RTE avec le Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2016 élaboré par ENTSO-E. Si les deux documents sont globalement cohérents entre eux, trois catégories de différences ont été relevées. Premièrement, quelques divergences sont apparues concernant les caractéristiques des ouvrages (capacité, date prévisionnelle de mise en service, etc.). Ces différences s'expliquent en grande majorité par le décalage dans les dates de publication des deux documents. Deuxièmement, la CRE a noté une approche différente dans la prise en compte des projets portés par les tiers. Si le TYNDP mentionne tous les projets d'infrastructures de manière équivalente quel que soit le porteur de projet, le SDDR ne fait référence aux projets portés par des tiers qu'à partir du moment où ces derniers ont signé une proposition technique et financière de raccordement avec RTE. Enfin, il apparaît que le SDDR met à la disposition des acteurs moins d'informations chiffrées que ne le fait le TYNDP, notamment en ce qui concerne le coût prévisionnel des ouvrages et les bénéfices des projets.

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 la prise en compte 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.⁶

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

En application du règlement CACM, la CRE a approuvé en octobre 2016 la solution technique permettant d'accueillir plusieurs NEMO (opérateurs de marché journalier et infra-journalier désignés) en France (articles 45 et

⁶ 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).

57 du règlement CACM). Cette solution devra permettre à EPEX SPOT et Nord Pool, tous deux désignés en tant que NEMO par la CRE en décembre 2015, d'être actifs sur le marché français.

Début 2017, la CRE a aussi approuvé, de façon conjointe avec l'ensemble des régulateurs, les méthodologies soumises par l'ensemble des GRT visant à construire les modèles de réseau commun ainsi que les données liées à ces modèles de réseau. Ces méthodologies sont une première étape vers l'élaboration des méthodologies régionales de calcul de capacité.

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

Ces codes⁷ 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 ;
- une décision en date du 1^{er} juin 2017 sur les critères d'octroi des dérogations en application de l'article 78 du règlement HVDC.

2.1.5.2.3 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, entrera en vigueur pendant l'été 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 2016 à 483 TWh, supérieure à la consommation de 2015 de 1,5 %. En 2016, la consommation maxi-

⁷ 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.

male a été atteinte le 18 janvier, à 88 571 MW, ce qui est inférieur de 3,8 % à la consommation maximale constatée en 2015 (91 934 MW). La puissance installée en France s'élevait à 130 818 MW au 31 décembre 2016, contre 129 310 MW l'année précédente, soit une augmentation de 1,3 %.

Outre EDF, qui exploite environ 75,4 % de la puissance installée du parc français, les deux autres producteurs significatifs sont :

- La Compagnie Nationale du Rhône (CNR) qui exploite 4,3 % de la puissance installée ;
- UNIPER (ex-SNET, désormais filiale du groupe E.On), qui détient 2,1 % de la puissance installée.

Ces trois producteurs détenant au total plus de 81,8 % 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 28,1 TWh en 2016. 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 diminué en 2016 pour atteindre 36,7 €/MWh, soit une baisse de 4,5 % par rapport à 2015. Le prix spot moyen pointe a suivi la même tendance et s'est établi à 45,7 €/MWh, soit une baisse de 2% par rapport à 2015. Cette diminution des prix spot moyens s'explique par un niveau très bas des prix spots au cours du premier et deuxième trimestre 2016 en raison d'une part, de températures plus douces et d'autre part, de la faiblesse des prix des combustibles en début d'année.

2.2.1.3 Les marchés organisés

Au cours de l'année 2016, 204 responsables d'équilibre étaient présents sur le marché de gros français. Par ailleurs, 102 responsables d'équilibre étaient présents sur le segment Day-Ahead Auction d'EPEX SPOT et 99 sur le segment infra-journalier.

Parmi les volumes d'électricité commercialisés en 2016 sur EPEX SPOT et EEX Power Derivatives France (EPD France) :

- les volumes traités en infra-journalier ont légèrement augmenté, avec 6,06 TWh échangés en 2016 contre 5,44 TWh en 2015. Les volumes échangés hors échanges transfrontaliers ont peu évolué, passant ainsi de 2,09 TWh en 2015 à 2,12 TWh en 2016, soit une augmentation de 1,4 %, pour un total de 114 099 transactions.
- les volumes traités sur l'enchère *day-ahead* ont progressé, passant de 106,36 TWh en 2015 à 110,68 TWh en 2016 (+ 4,1 %);

- les volumes traités sur les produits *futures* ont très fortement augmenté : 186 TWh ont été négociés sur EPD France en 2016, soit une augmentation de 82% par rapport à 2015. Les transactions *clearées* affichent également une progression de 28% par rapport à 2015, s'établissant ainsi à 248 TWh.

2.2.1.4 Le marché de 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 intermédiaire, 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 intermédiaire, en 2016, cinq courtiers étaient actifs sur le marché de gros français de l'électricité, servant d'intermédiaire à 141 acteurs intervenant sur le marché français, soit 18 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 (- 59 %) en un an, pour s'établir à 28,1 TWh en 2016, pour un total de 48 316 contrats échangés ;
- les volumes traités sur les marchés à terme sont en augmentation : 1124 TWh de *forward* ont été négociés sur l'OTC intermédiaire en 2016 contre 2015 TWh en 2015 (+ 11 %).

Une mesure de la liquidité des marchés intermédiaires 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 2016 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
	0,27	0,26	0,29	0,64	0,33	0,72	0,21	0,63

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.

- **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 2016.

Tableau 5: Maximum des échanges entre la France et ses pays voisins en 2015 (en MW)

	Grande Bretagne	Allemagne-Belgique	Suisse	Italie	Espagne	Echanges physiques globaux ⁸
Import	2000	8206	1709	1160	2983	8457
En % du parc installé français	1,5%	6,3%	1,3%	0,9%	2,3%	6,5%
Export	2431	7014	3308	3459	3500	16222

⁸ Somme des échanges physiques à toutes les interconnexions françaises

En % du parc installé français	1,9%	5,4%	2,5%	2,6%	2,7%	12,4%
--------------------------------	------	------	------	------	------	-------

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 2016, les capacités d'échange aux frontières avec l'Espagne, l'Italie, la Grande-Bretagne et la Suisse ont été, en moyenne, de 9,7 GW à l'exportation et 5,8 GW à l'importation (contre 9,4 GW à l'exportation et 5,8 GW en 2015).

L'augmentation des capacités à l'export est due à la mise en service de l'interconnexion Baixas-Santa Llogaia entre la France et l'Espagne en octobre 2015 qui a permis d'atteindre 2400 MW à l'export et 1900 MW à l'import. La mise en service du transformateur déphaseur d'Arkale en juin 2017 et la mise en place d'un calcul de capacité coordonné à l'échéance journalière à la frontière prévue en 2017 devraient permettre d'augmenter encore ces capacités d'échange.

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 maintenant calculée et allouée de façon dynamique en prenant en compte le bénéfice économique engendré par les flux. Le mécanisme de couplage des marchés journaliers permet ainsi 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 ainsi permis d'augmenter les niveaux historiques maximaux d'échanges aux frontières avec la Belgique et l'Allemagne, qui ont atteint 7,7 GW à l'exportation (juillet 2015) et 8,2 GW à l'importation (décembre 2016) 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 travaille 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.

o **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 2016 font apparaître une augmentation du niveau de corrélation de ces prix spots par rapport à 2015 avec tous les pays à l'exception de l'Allemagne et de la Suisse.

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

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

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

La corrélation des prix entre la France et l'Espagne a fortement augmenté par rapport à 2014 et 2015, passant successivement de 14 %, 41 % à 62. La diminution de 16 points du coefficient de corrélations France-Allemagne entre 2015 et 2016 est due à la montée des prix de l'électricité en France durant les derniers mois de 2016 causée par les indisponibilités du parc nucléaire français. Cependant, 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. Au global, les prix moyens se rapprochent grâce à une meilleure optimisation des capacités d'interconnexion.

o **Les différentiels de prix**

Les différentiels de prix spot ont diminué en 2016 par rapport à l'année précédente sur toutes les frontières, à l'exception de la frontière franco-allemande, dont le différentiel de prix a augmenté de 0,9 €/MWh.

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	Espagne – France (Omel –	Grande Bretagne – France	Italie – France	Belgique – France (Belpex –	Suisse – France

	(EPEX SPOT – EPEX SPOT)	EPEX SPOT)	(Heren – EPEX SPOT)	(IPEX – EPEX SPOT)	EPEX SPOT)	(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

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 diminutions des écarts de prix moyens ont été enregistrées sur les frontières espagnole, italienne, et belge (respectivement 9 €/MWh, 7,7 €/MWh et 6,1 €/MWh). L'écart de prix moyen s'est réduit de près de 5 €/MWh avec la Grande-Bretagne.

La réduction des écarts de prix moyens a été particulièrement marquée au cours du mois de décembre 2016 (par rapport à décembre 2015) aux frontières espagnole, italienne, suisse et britannique. L'écart de prix avec l'Italie est par exemple passé de 20,5 €/MWh en moyenne en décembre 2015, à -2,8 €/MWh en décembre 2016. Au contraire, les écarts de prix moyens ont augmenté à la frontière belge en novembre et décembre 2016 (par rapport à la même période en 2015), alors qu'ils étaient en baisse depuis le début de l'année. L'augmentation des écarts de prix moyens avec l'Allemagne est également plus marquée au cours du dernier trimestre 2016 que sur le reste de l'année.

Cette situation est due à la forte augmentation des prix moyens en France à la fin de l'année 2016, reflétant la situation liée à l'indisponibilité de nombreuses centrales nucléaires sur le territoire.

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

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 2016 par rapport à 2015, passant ainsi de 7,19 €/MWh à 6,76 €/MWh (le prix étant plus élevé en France). Le différentiel entre la France et l'Allemagne au cours du dernier trimestre 2016 a atteint en moyenne 10,9€/MWh sur le produit Y+1 dans le contexte de faible disponibilité du parc nucléaire français.

2.2.1.5.2 Les transactions aux frontières en 2016

En 2016, les exportations ont baissé de près de 20 TWh (passant de 91 TWh à 72 TWh), pour une progression de 3 TWh des importations. Au total, le solde exportateur net français est passé de 61,7 TWh à 39,1 TWh, soit une baisse de 36,6 %.

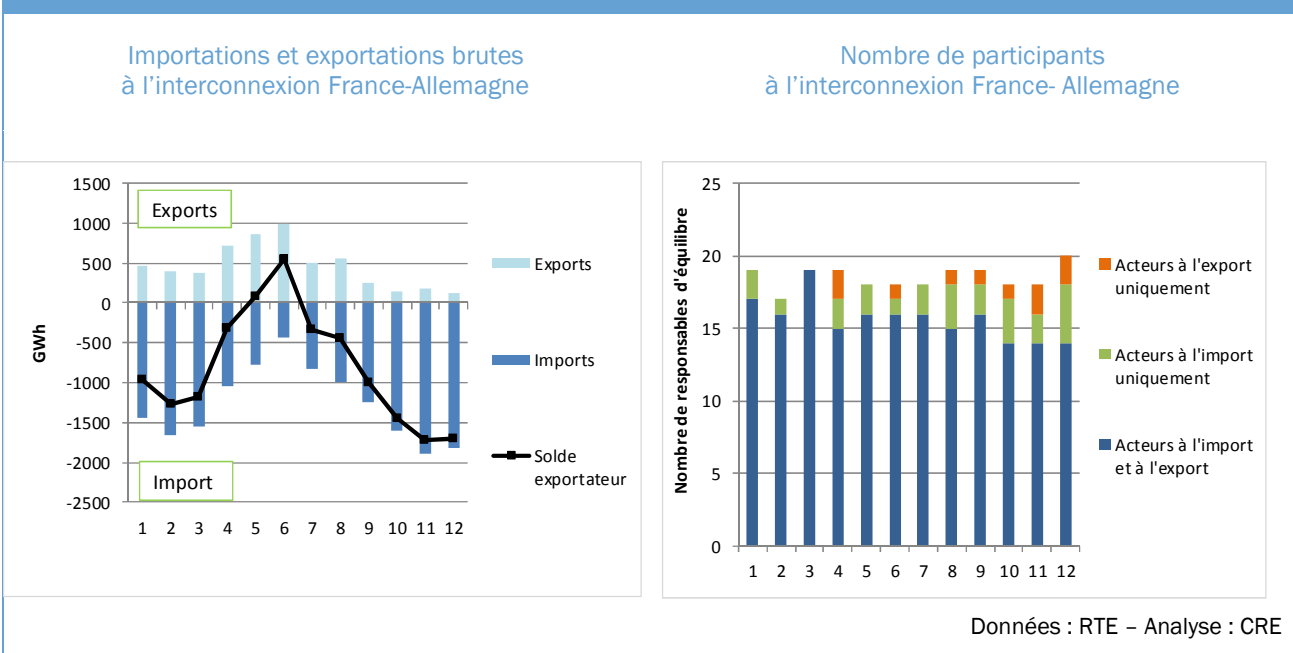
Cette situation est liée à une forte augmentation des importations au cours du dernier trimestre 2016 (due à l'indisponibilité de certains réacteurs nucléaires et à l'augmentation de la consommation liée à la vague de froid). La France a été importatrice nette sur un mois complet, en décembre, ce qui n'était plus arrivé depuis février 2012. Au total, la France a été importatrice nette 46 jours de l'année, plus haut niveau depuis 2010 (la France avait alors été importatrice nette pendant 60 jours).

o France-Allemagne

Le marché français a été importateur net depuis l'Allemagne, d'environ 9,7 TWh en 2016.

En 2016, 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 2016

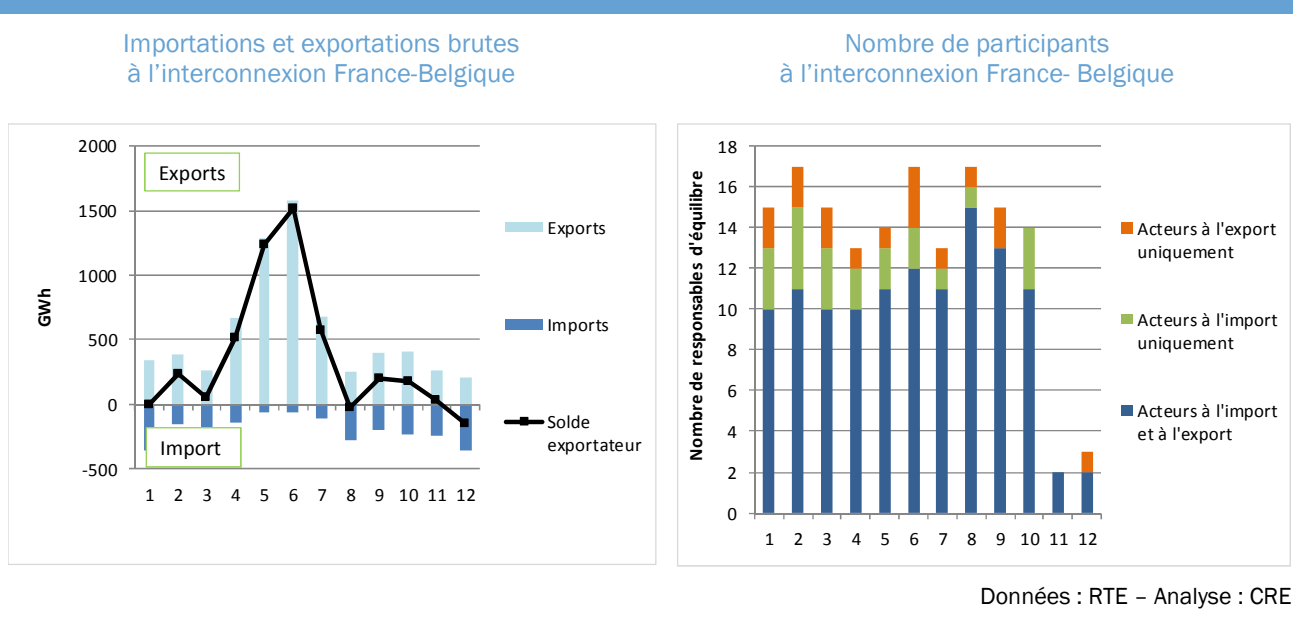


o **France-Belgique**

Le marché français a été exportateur net vers la Belgique d'environ 4,4 TWh en 2016. Le marché français a été importateur net depuis la Belgique seulement en décembre dans un contexte de faible disponibilité nucléaire en France.

Le nombre de sociétés actives sur cette frontière s'élève à 15 jusqu'à novembre 2016, en diminution (ils étaient au nombre de 19 en 2015). A partir de novembre 2016, l'interconnexion n'est plus disponible en explicite, d'où la forte baisse du nombre d'acteurs. 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 2016

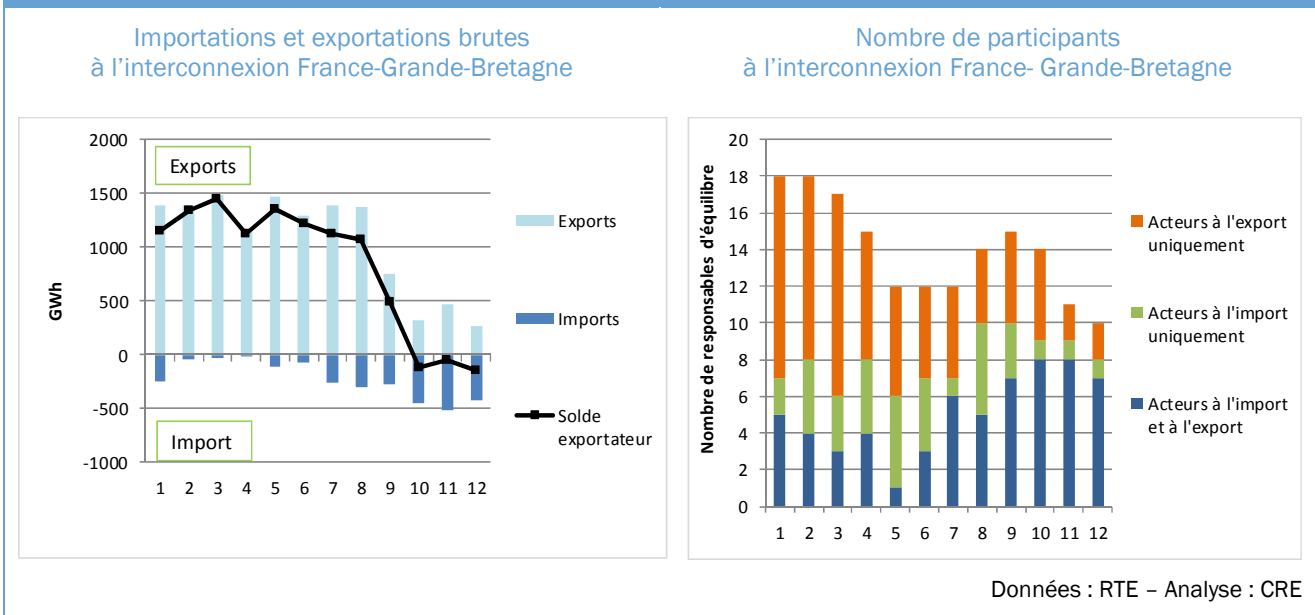


o **France-Grande-Bretagne**

Le marché français a été exportateur net vers la Grande-Bretagne d'environ 10 TWh en 2016. Le marché français a été importateur net depuis la Grande-Bretagne à partir d'octobre dans un contexte d'indisponibilité de nombreuses centrales nucléaires françaises.

Le nombre de sociétés actives sur la frontière britannique s'élève à 14 au cours de l'année 2016, en forte diminution par rapport à 2015. La plupart étaient des producteurs français et européens intégrés et des acteurs financiers.

Graphique 4 : Transactions à l'interconnexion France – Grande-Bretagne en 2016

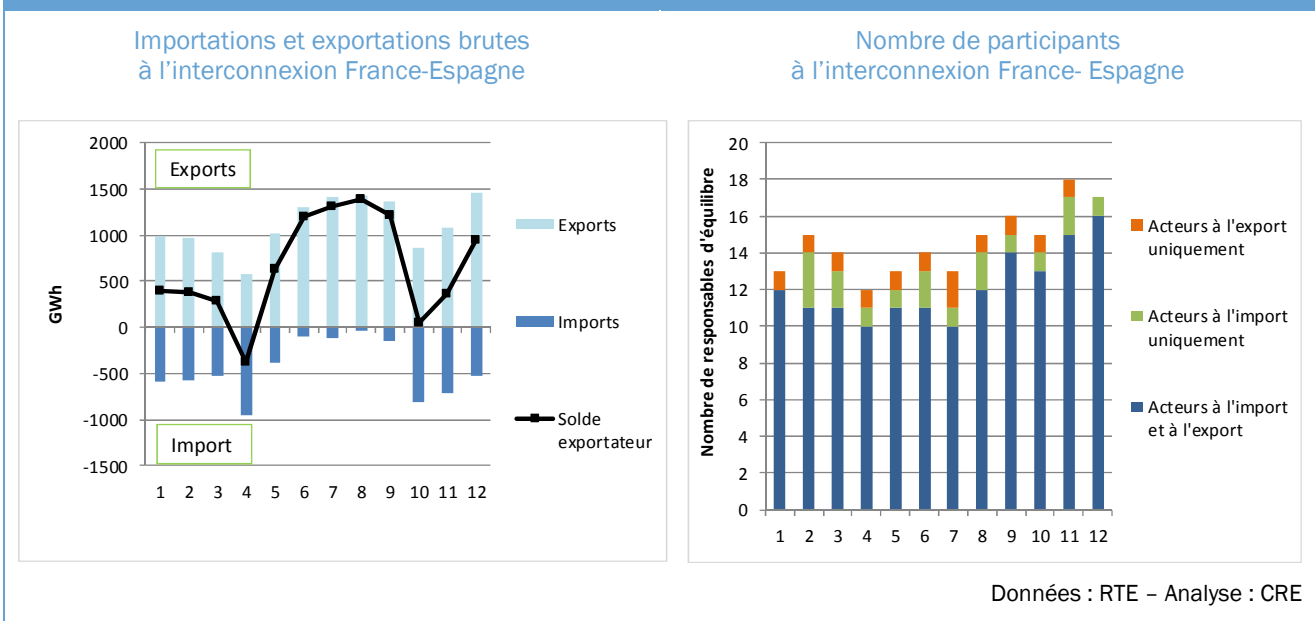


o **France-Espagne**

Le marché français a été exportateur net vers l'Espagne d'environ 7,8 TWh en 2016.

En moyenne, 14 participants étaient actifs à la frontière espagnole en 2016, comme en 2015. La plupart étaient des producteurs français et européens intégrés.

Graphique 5 : Transactions à l'interconnexion France – Espagne en 2016

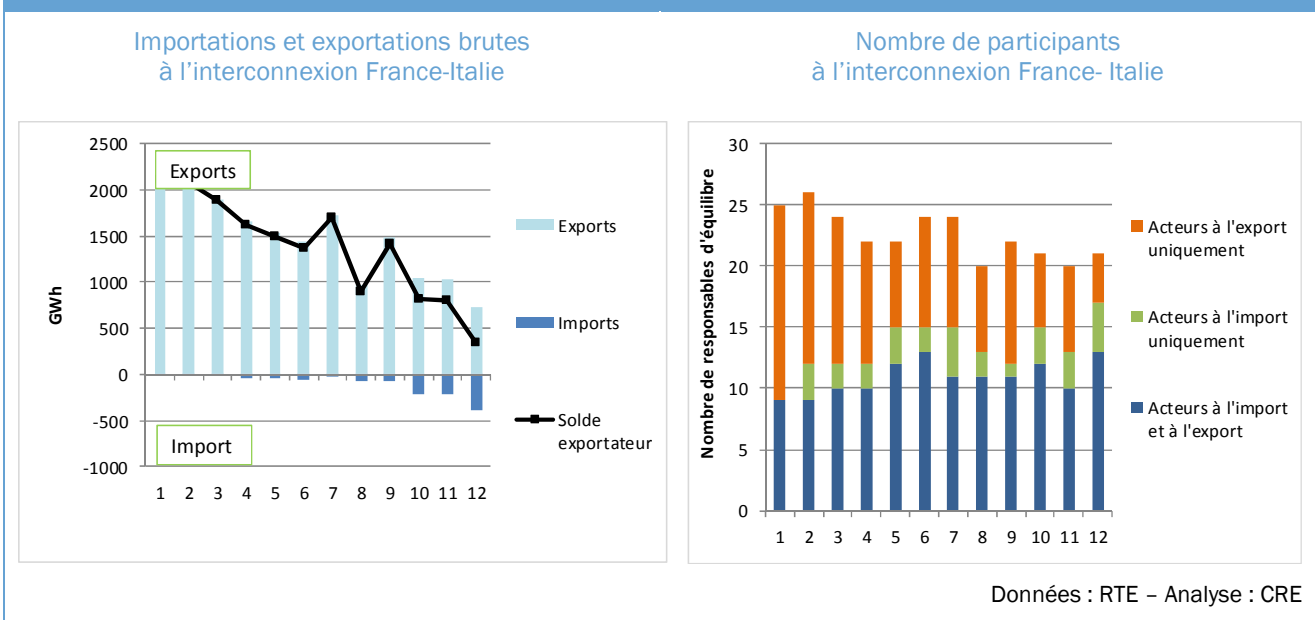


○ **France-Italie**

Le marché français a été exportateur net vers l'Italie d'environ 16,5 TWh en 2016.

En moyenne, 22 participants étaient actifs à la frontière italienne en 2016 (contre 33 en 2015). 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 2016



○ **France-Suisse**

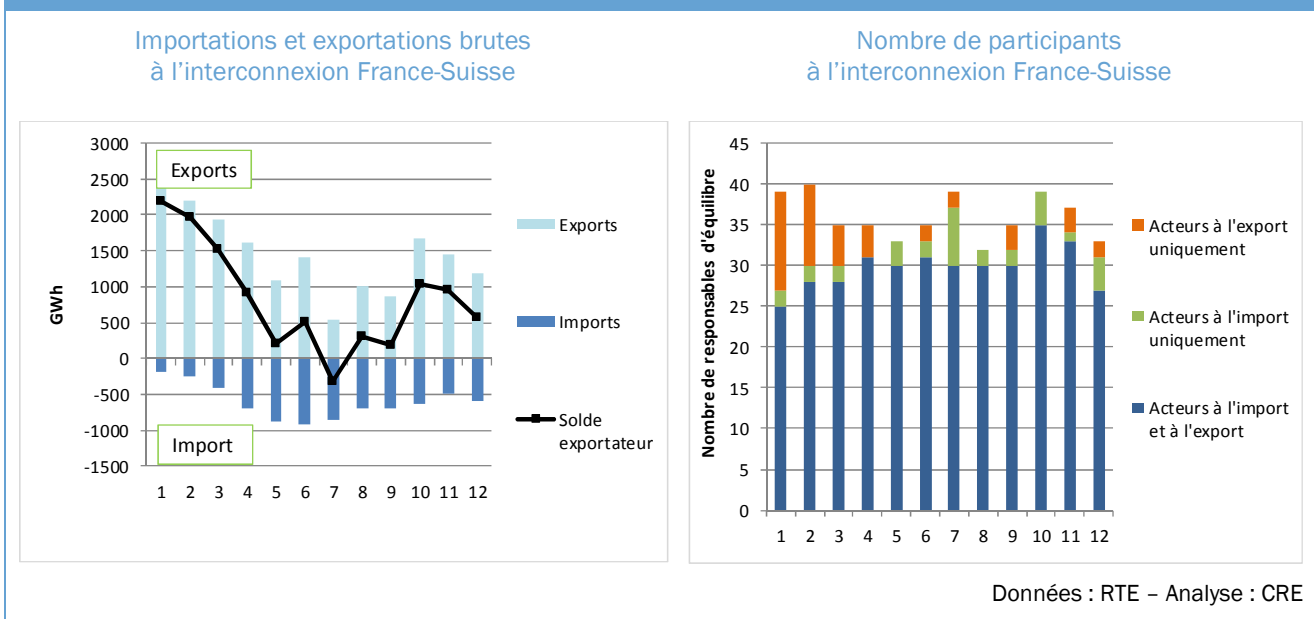
Le marché français a été exportateur net vers la Suisse d'environ 10,1 TWh en 2016.

En moyenne, 36 participants étaient actifs à la frontière suisse en 2016 (contre 38 en 2015). 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 dominant 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 2016



2.2.1.6 L'évolution du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) dans le contexte de remontée des prix du marché de gros

2.2.1.6.1 Principe 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 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 en 2016 est resté au niveau de 42 €/MWh.

2.2.1.6.2 Les volumes ARENH en 2016

En 2015, la CRE avait observé une baisse des demandes d'ARENH. En 2016, pour la première fois depuis le démarrage du dispositif, aucun volume d'ARENH n'a été livré aux fournisseurs alternatifs en raison du niveau des prix de marché de gros inférieur à celui de l'ARENH. En revanche, dans un contexte de remontée des prix de long terme, les fournisseurs alternatifs ont souscrit des volumes d'ARENH au guichet de novembre 2016 pour livraison en 2017. Au 31 décembre 2016, 52 fournisseurs avaient signé un accord-cadre avec EDF, préalable à toute demande de produit ARENH.

La CRE a par ailleurs souhaité faire évoluer le modèle du contrat d'achat d'ARENH entre EDF et les fournisseurs. L'ensemble des modifications proposées figurent dans sa délibération du 7 novembre 2016¹⁰.

En cohérence avec le principe d'annualité qui prévoit que les demandes d'ARENH portent sur une année complète, la CRE a fixé trois conditions aux acheteurs pour recourir à « la clause de résiliation anticipée » permettant de mettre un terme à leur livraison :

- une variation du prix de l'ARENH supérieure à 2 %,

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

¹⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 novembre 2016 portant proposition d'arrêté pris pour application de l'article L. 336-2 du code de l'énergie et portant modification de l'arrêté du 28 avril 2011 pris en application du II de l'article 4-1 de la loi n° 2000-108 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

- une modification substantielle de l'accord cadre,
- une évolution de la réglementation relative à l'ARENH défavorable aux acheteurs.

Dans la même optique, le ministre de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, en charge des Relations internationales sur le climat a communiqué à la CRE, dans un courrier du 2 novembre 2016, son intention « d'engager une révision de la partie réglementaire du code de l'énergie, afin de clarifier l'application de la clause dite de monotonie¹¹ ». Cette clause empêche les fournisseurs de faire évoluer dans des sens opposés leur demande d'ARENH à six mois d'intervalle. Afin d'articuler la modification de la clause de résiliation anticipée avec cette mesure, la CRE a précisé dans sa délibération du 7 novembre 2016 que la modification réglementaire envisagée ne constituerait pas une cause de résiliation dès lors qu'elle serait effective avant le 1^{er} avril 2017.

La ministre a saisi la CRE, le 15 novembre 2016, d'un projet de décret modifiant la partie réglementaire du code de l'énergie sur ces nouvelles modalités. La CRE a rendu un avis favorable le 26 janvier 2017. Ce décret a été publié le 21 mars 2017.

La publication, le 14 novembre 2016, de l'arrêté définissant l'accord cadre ARENH complétée par la publication du décret évoqué ci-dessus viennent répondre aux préoccupations principales générées par la hausse subite des prix sur les marchés de gros de l'électricité en 2016.

2.2.1.7 La surveillance des marchés 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 européen 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.

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 9^{ème} édition a été publiée en octobre 2016¹². Le rapport de la CRE sur le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel durant l'année 2016 est actuellement en cours de rédaction.

¹¹ L'article R. 336-16 du code de l'énergie prévoit cette clause.

¹² <http://www.cre.fr/marches/marche-de-gros/rapports-sur-le-fonctionnement-des-marches-de-gros>

2.2.1.7.3 Récents développements du règlement REMIT

Le règlement REMIT prévoit qu'avant de déclarer leur données, les acteurs de marché doivent s'enregistrer auprès de l'autorité de régulation nationale (ARN) de l'État membre où ils sont établis ou, s'ils ne sont pas établis dans un pays de l'Union européenne, auprès de l'ARN d'un État membre dans lequel ils exercent une activité¹³. En leur qualité de responsables des informations contenues dans le registre national, ces acteurs sont tenus de communiquer dans les plus brefs délais aux ARN tout changement concernant les informations qui les concernent¹⁴. En France, la CRE a choisi d'utiliser le système d'enregistrement « CEREMP » (*Centralised European Register for Market Participants*) développé par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), et qui est accessible depuis le 7 octobre 2014. Une page du site internet de la CRE est dédiée au règlement REMIT¹⁵ et permet d'accéder à la plateforme d'enregistrement. Toutes les informations relatives aux données à déclarer sont détaillées dans l'annexe du règlement d'exécution. Sur ce point, des précisions sont également apportées dans les documents techniques de l'ACER disponibles sur le *REMIT Portal*¹⁶. Le 31 décembre 2016, 1167 acteurs de marché s'étaient enregistrés auprès de la CRE.

En France, la CRE a organisé des réunions d'information avec des acteurs de marché actifs sur le territoire ou encore des associations de producteurs d'énergies renouvelables et entreprises locales de distribution. Ces réunions ont permis de présenter aux acteurs de marché le règlement REMIT et sa mise en œuvre opérationnelle. L'ensemble des documents est disponible sur le site de la CRE¹⁷. La CRE a également effectué un important travail d'accompagnement des acteurs de marché et d'aide à la compréhension du règlement afin de répondre à leurs questions pratiques relatives aux obligations d'enregistrement et de transmission de données.

A terme, les analyses de la CRE s'appuieront principalement sur les données collectées par l'ACER complétées, le cas échéant, par une collecte des données que la CRE estime nécessaires au niveau national. Pour ce faire, la politique de sécurité de l'information de la CRE a été certifiée en décembre 2015 par l'ACER, condition préalable au partage des données.

Dans ce cadre, l'année 2016 apparaît comme une année de transition, puisque la CRE a commencé à recevoir les flux de données relayés par l'ACER, sur une base quotidienne, tout en continuant par ailleurs de collecter les données directement auprès des acteurs de marché. La prolongation de façon transitoire du dispositif national de collecte de données permet en effet à la CRE de participer activement aux travaux menés par l'ACER afin de tester la qualité et la complétude des données collectées au niveau européen.

En outre, la CRE contribue activement à la mise en œuvre européenne du règlement REMIT, notamment en participant aux groupes de travail du Conseil des régulateurs européen de l'énergie (*Council of European Energy Regulators*, CEER) et de l'ACER sur l'intégrité et la transparence des marchés. Elle apporte par ailleurs son expertise au groupe de coordination constitué par l'ACER en 2015 et contribue, de façon coordonnée avec l'ACER et bilatérale avec certains régulateurs frontaliers, au partage de méthodologies et de bonnes pratiques de surveillance des marchés de l'énergie. Des rencontres bilatérales sont régulièrement organisées entre régulateurs.

La surveillance des marchés de l'énergie s'inscrit également dans le cadre de la révision de la réglementation financière, notamment au regard des nouveaux textes européens concernant les marchés d'instruments financiers (MIF II¹⁸) et les abus de marché (MAD/MAR, entré en vigueur en juillet 2016). Les textes MIF II qui entreront en vigueur en 2018, définissent notamment la liste des instruments financiers, qualifient le quota d'émission d'instrument financier¹⁹ et prévoient un cas d'exemption, dit le « *REMIT carve-out* » pour les produits énergétiques de gros à terme qui sont négociés sur un système organisé de négociation (*Organised trading facility* (OTF)) et font nécessairement l'objet d'une livraison physique²⁰.

¹³ Consulter la 4^{ème} édition des orientations de l'ACER à cet égard

¹⁴ Voir article 9(5) de REMIT

¹⁵ Voir les pages concernées : <http://www.cre.fr/marches/remi>

¹⁶ Consulter le TRUM, MoP, contrats standards et liste des places de marché organisées

¹⁷ Voir la page dédiée à REMIT

¹⁸ Directive (UE) 2014/65/UE du 15 mai 2014 concernant les marchés d'instruments financiers et modifiant la directive 2002/92/CE et Règlement (UE) 600/2014 du 15 mai 2014 concernant les marchés d'instruments financiers et modifiant le règlement (UE) no 648/2012

¹⁹ Voir l'annexe I, section C (11) de la directive 2014/65/UE

²⁰ Voir l'annexe I, section C (6) de la directive 2014/65/UE

2.2.2 Le marché de détail de l'électricité

2.2.2.1 Etat des lieux

2.2.2.1.1 Les consommateurs

Au 31 décembre 2016, 37,1 millions de sites étaient éligibles, ce qui représentait 441 TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients peuvent disposer de deux types de contrats :

- les tarifs réglementés de vente (uniquement pour les clients particuliers et pour les petits clients professionnels), dont les évolutions sont fixées par les pouvoirs publics 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 2016)

	Nombre de sites
Sites résidentiels	32 078 000
Sites non résidentiels	5 010 000

Source : Données 2016, GRD, RTE, Analyses CRE

Tableau 10 : Répartition de la consommation annuelle des consommateurs finals (au 31 décembre 2016)

	Consommation 2016 en TWh
Sites résidentiels	150,1
Sites non résidentiels	290,4

Source : Données 2016, GRD, RTE, Analyses CRE

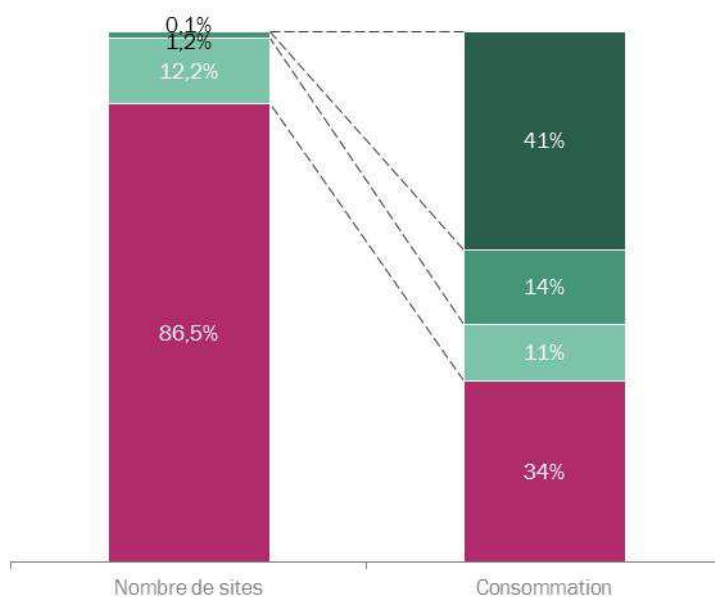
Au cours de l'année 2016, l'ouverture à la concurrence du marché résidentiel s'est accélérée avec 871 000 sites supplémentaires, soit + 23,6%, comparé à l'année 2015 (+ 21,5%, soit + 655 000 sites). Au 31 décembre 2016, 4 560 000 sites sur un total de 32,0 millions étaient en offre de marché en électricité, dont plus de 99 % chez un fournisseur alternatif.

Sur le marché de l'électricité résidentiel, les tarifs réglementés de vente sont toujours dominants représentant 86 % des sites et 88 % de la consommation.

L'ouverture à la concurrence du marché non résidentiel a progressé encore plus fortement qu'en 2015 avec la fin des tarifs réglementés de vente au 1^{er} janvier 2016. Le nombre de sites non résidentiels en offre de marché a augmenté de 58,6 % au cours de l'année 2016, contre seulement 39,8 % en 2015. Au 31 décembre 2016, 1 548 000 sites sur un total de 5,0 millions étaient en offre de marché en électricité, dont environ 56% chez un fournisseur alternatif.

Sur le marché non résidentiel, seuls les petits sites professionnels sont encore éligibles aux tarifs réglementés et représentent 76 % des sites (contre 83% en 2015), mais ne représentent que 76 % de la consommation.

Graphique 8 : Typologie des sites au 31 décembre 2016



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

Source : données 2016 GRD, RTE, fournisseurs – Analyse : CRE

2.2.2.1.2 La suppression des tarifs réglementés de vente

En électricité, la suppression des tarifs réglementés s’est effectuée en une seule étape, le 1^{er} janvier 2016, pour les sites disposant d’une puissance souscrite supérieure à 36 kVA. Il s’agit par exemple de moyens et grands centres commerciaux, tours de bureau, industries, grands hôtels, collectivités locales, etc.

Le nombre de sites concernés était conséquent : plus de 400 000 sites devaient souscrire une offre de marché avant le 1^{er} janvier 2016, soit près de trois fois plus qu’en gaz naturel.

Les sites bénéficiant de tarifs verts représentaient environ 20 % des sites concernés. Sur ce segment de clientèle, 45 % des sites et 19 % de la consommation étaient toujours aux tarifs réglementés au 31 décembre 2015.

Concernant les sites de consommation moyenne (sites C4, correspondant au tarif jaune), environ 50 % des sites et de la consommation étaient aux tarifs réglementés au mois de décembre 2015. Les sites disposant de tarifs jaunes représentent 80 % des sites, correspondant à 34 % des volumes, ne peuvent plus bénéficier du tarif réglementé depuis janvier 2016.

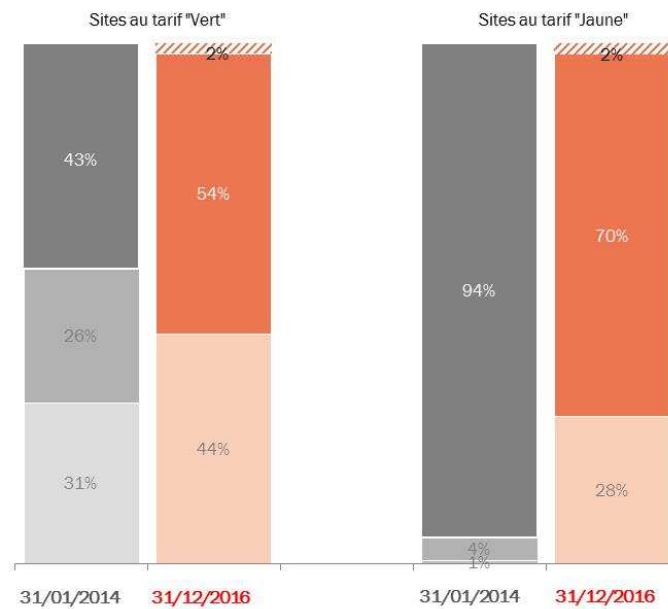
Graphique 9 : Évolution du nombre de sites par type d’offre pour les sites concernés par la suppression des tarifs réglementés au 1^{er} janvier 2016



- Offres aux tarifs réglementés
- Offres de marché fournisseurs historiques
- Offres de marché fournisseurs alternatifs
- ▨ Offre transitoire et post transitoire

Source : GRD - Analyse : CRE

Graphique 10 : Évolution du nombre de sites et de la consommation par type d'offre pour les sites concernés par la suppression des tarifs réglementés au 1er janvier 2016 sur le réseau d'ERDF



- Offres aux tarifs réglementés
- Offres de marché fournisseurs historiques
- Offres de marché fournisseurs alternatifs
- ▨ Offre transitoire et post transitoire

Source : GRD - Analyse : CRE

Sur le segment des sites anciennement au tarif vert comme montre les graphiques n°9 et 10, 90 %, des sites représentant 43 % du volume, étaient encore au TRV au 31 janvier 2014. Sur ce segment, au 31 décembre 2016,

94 % des sites avaient basculé en offre de marché, dont 69 % chez un fournisseur historique, et 6% des sites et 2% du volume étaient en offre post transitoire.

Sur le segment des sites anciennement au tarif jaune, 94 % des sites et 94 % du volume étaient encore au TRV au 31 janvier 2014. Au 31 décembre 2016, 98% des sites et 98 % du volume avaient basculé en offre de marché, majoritairement chez les fournisseurs historiques (70 %). 2% des sites et 2% du volume étaient encore en offre post transitoire.

2.2.2.1.3 Les parts de marché - Analyse en termes de nombre de sites

A part EDF, deux autres fournisseurs détiennent une part de marché supérieure à 5% du marché.

Tableau 11 : Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs (en nombre de site au 31 décembre 2016)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
85%	76%	82%	84%	85%

Source : Données 2016,, GRD, RTE, Analyses CRE

Tableau 12 : Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs (en nombre de sites au 31 décembre 2016)

Tous sites	Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites Résidentiels
13%	13%	14%	14%	13%

Source : Données 2016, GRD, RTE, Analyses CRE

2.2.2.1.4 Les parts de marché - Analyse en termes de volume de consommation

A part EDF, trois autres fournisseurs détiennent une part de marché supérieure à 5% du marché en 2016.

Tableau 13 : Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs en volume (au 31 décembre 2016)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
73%	58%	80%	83%	87%

Source : Données 2016, GRD, RTE, Analyses CRE

Tableau 14 : Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs en volume (au 31 décembre 2016)

Tous sites	Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites Résidentiels
15%	25%	14%	15%	10%

Source : Données 2016, GRD, RTE, Analyses CRE

2.2.2.1.5 La concentration du marché - Indicateur HHI

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)²¹ 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.

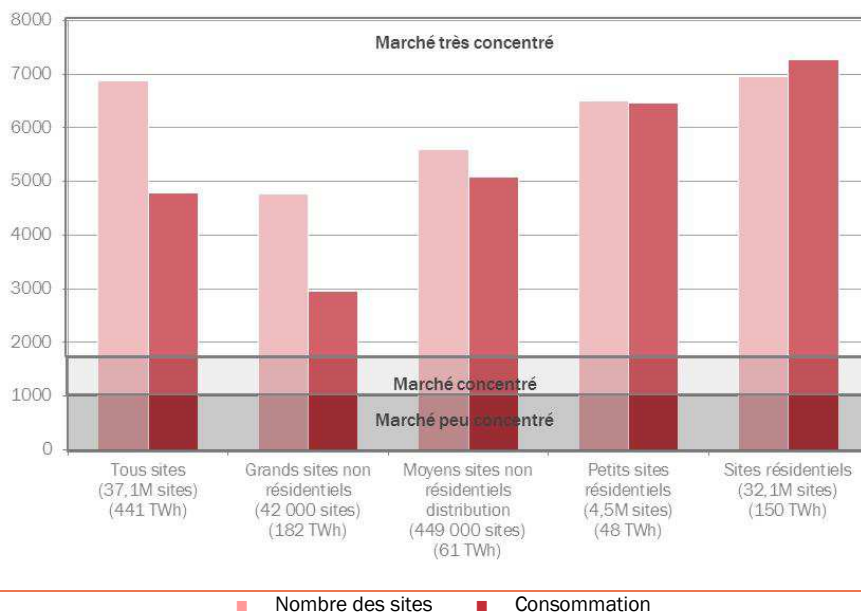
En 2016, la concentration du marché a diminué sur les segments des grands et moyens sites non résidentiels et surtout en volume, avec la fin des tarifs réglementé de vente au 1^{er} janvier 2016, mais reste toujours très concen-

²¹ 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.

tré. Le marché de détail de l'électricité reste un marché très concentré en termes de sites sur tous les segments, notamment sur le segment résidentiel qui est le segment le plus concentré.

Graphique 11: Indice HHI pour les différents segments de clientèle



Source : GRD, RTE – Analyse : CRE

2.2.2.1.6 Les fournisseurs

Au 31 décembre 2016, 28 fournisseurs alternatifs nationaux et déclarés auprès de la CRE possédaient au moins un client en portefeuille. Parmi ces fournisseurs alternatifs, 17 proposaient des offres aux clients résidentiels.

Graphique 12 : Les fournisseurs nationaux d'électricité



Source : énergie-info.fr, Analyses CRE

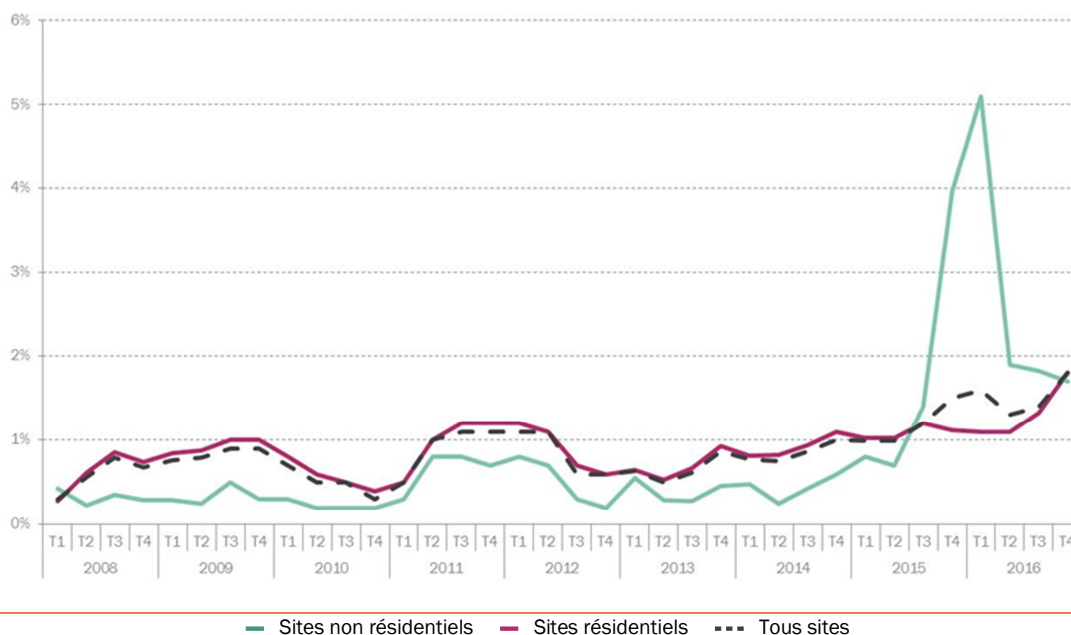
2.2.2.1.7 Analyse des taux de changement de fournisseur

Un switch (selon la définition de l'ERGEG) 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 service des fournisseurs alternatifs dans la zone desservant le client et les mises en service des fournis-

seurs historiques en dehors de leur zone de desserte, 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 renégo-ciés sans qu'il y ait changement de fournisseur.

Le taux de switch sur le segment résidentiel a progressé à un rythme continu depuis 2013. Il est à noter aussi la forte hausse du taux de switch sur les deux derniers trimestres de l'année 2016. Cette progression, s'explique notamment par la nouvelle campagne « Energie moins chère ensemble » de l'UFC-Que Choisir. En 2016, le taux de switch annuel s'élève à 5,4 % en électricité pour le segment résidentiel et de 9,7 % pour le segment non résidentiel (contre 6,8 % en 2015). Le taux de switch sur le segment non résidentiel a très nettement progressé du fait de la suppression des tarifs réglementés de vente.

Graphique 13: Taux de switch trimestriel



Source : Données 2016, GRD, RTE, Analyses CRE

2.2.2.2 Les prix de détail

2.2.2.2.1 Qui a droit à quel type d'offres ?

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 ayant souscrit une puissance strictement supérieure à 36 kVA, ont perduré jusqu'au 31 décembre 2015, date à partir de laquelle ils ont été supprimés.

Ces clients devaient nécessairement choisir une offre de marché avant le 1^{er} janvier 2016. À partir du 1^{er} janvier 2015, un client en offre de marché ne pouvait plus souscrire un tarif réglementé de vente. Cette catégorie de clients correspond principalement aux clients industriels et tertiaires, éligibles aux tarifs réglementés de vente « jaunes » et « verts ».

Il existe des cas particuliers : les clients aux tarifs bleus ayant une puissance souscrite strictement supérieure à 36 kVA, et les clients aux tarifs jaunes et verts ayant une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA. Ceux-

ci représentent un nombre limités de clients. Leur éligibilité aux tarifs réglementés est précisée dans la délibération de la CRE du 27 novembre 2014.

o **Les tarifs sociaux**

Les clients résidentiels dont les ressources ouvrent droit au bénéfice de l'ACS (Assurance Complémentaire Santé), 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.

2.2.2.2.1 Les tarifs réglementés de vente

o **Méthodologie de calcul des tarifs réglementés**

Les tarifs règlementés 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 règlementés 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 règlementés » (Conseil d'Etat, décision du 7 janvier 2015, N° 386076).

Le mouvement tarifaire en 2016, en baisse par rapport à 2015, consiste en une évolution du niveau moyen de :

-0,5% pour les tarifs bleus résidentiels ;

-1,5% 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 règlementés de vente en moyenne hors taxes et par couleur tarifaire en France sont présentées dans le tableau ci-après :

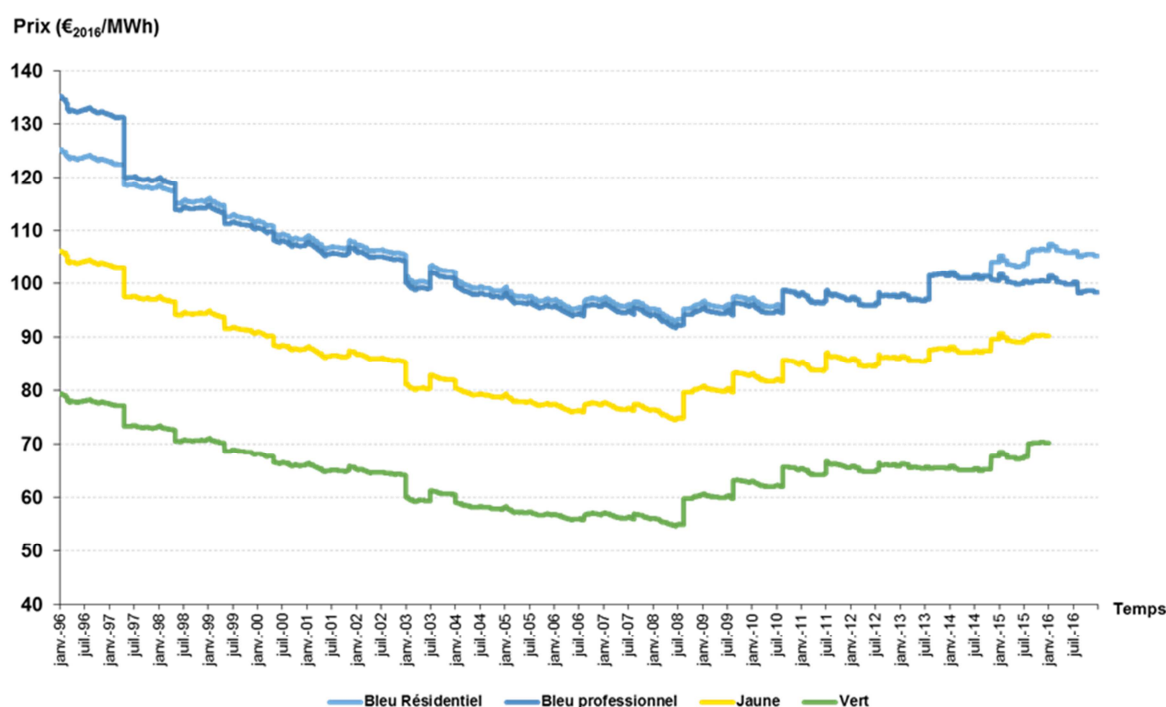
Tableau 15 : Réduction des tarifs règlementés de vente en 2016 par rapport à 2015 (évolution en moyenne, hors taxes)

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 %		

*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 2016

Graphique 14 : Evolution du Tarif Réglementé de Vente de vente de l'électricité hors taxes en euros constants 2016



Source : Analyse CRE

○ Composantes de la facture de clients type aux tarifs réglementés de vente d'électricité tels que proposés au 31 décembre 2016

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture de clients type aux tarifs réglementés de vente d'électricité au 31 décembre 2016 (les hypothèses de consommation pour ces clients types sont présentées en dessous du tableau). Les niveaux des contributions et des taxes retenus sont présentés ci-après :

Tableau 16 : Facture aux tarifs réglementés de vente d'électricité au 31 décembre 2016

	Dc	la
Tarif intégré HT (hors CTA)	111,0	97,4
dont Tarif réseau (TURPE 4 au 1 ^{er} août 2015)	49,2	39,3
dont Part fourniture	61,8	58,1
CTA*	3,8	1,8
TCFE **	9,6	9,6
CSPE ***	22,5	22,5
TVA ****	25,6	23,6
Tarif TTC	172,5	154,9

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 la première fois 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)

(*) 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.

(**) La CSPE (contribution au service public de l'électricité) finance les dispositifs de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables, la péréquation tarifaire nationale et les dispositifs sociaux, le budget du médiateur national de l'énergie ainsi qu'une partie des charges liées au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché. Au 31 décembre 2016, elle était fixée à 22,5 €/MWh (hors TVA).

(***) Les TCFE (taxes sur la consommation finale d'électricité) retenues sont de 9,6 €/MWh (hors TVA) pour les clients dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36kVA. Il s'agit du montant maximum applicable, certaines municipalités ou départements pouvant choisir d'appliquer un taux de taxation plus bas.

(****) Au 31 décembre 2016, le taux de TVA réduit de 5,5% s'appliquait sur :

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

Au 31 décembre 2016, 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 2016 ;
- le tarif intégré HT est calculé par application des barèmes tarifaires appliqué au 1^{er} août 2016 ;
- 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.

2.2.2.2.2 Les offres de marché

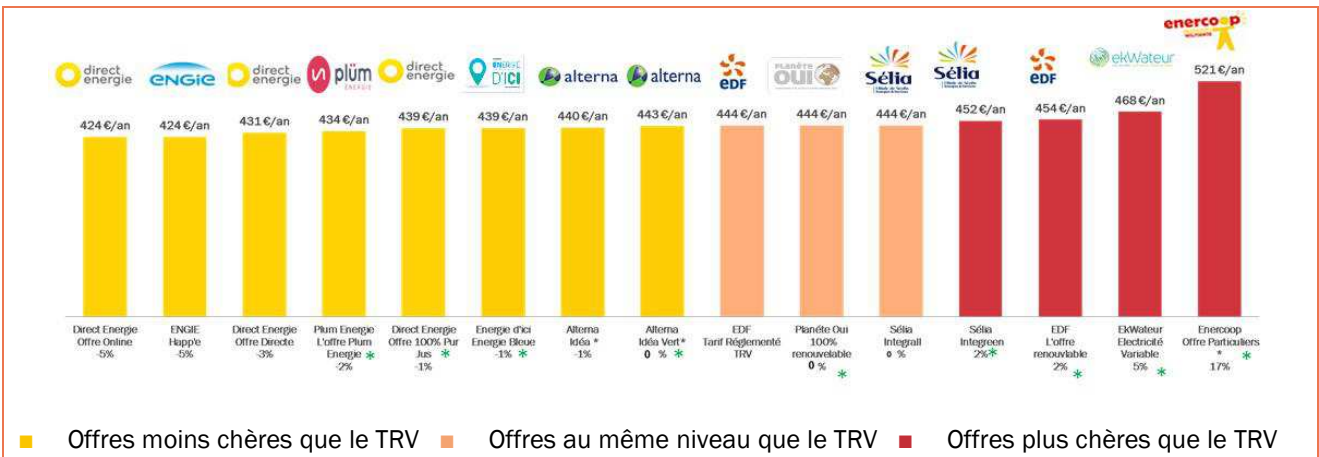
L'ensemble des clients sont depuis 2007 éligibles à des offres de marché. Pour construire leurs offres de marché, les fournisseurs s'approvisionnent notamment à l'ARENH ou sur le marché de gros.

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, indépendamment 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.

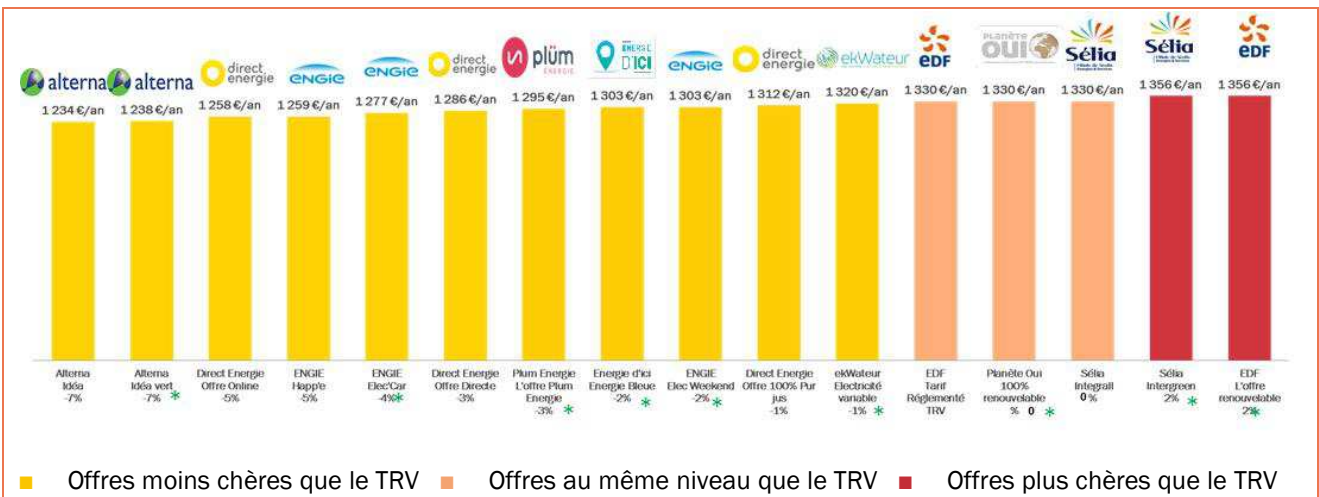
Les offres sont comparées par rapport au tarif réglementé de vente d'EDF. Par exemple, au 31 décembre 2016, pour le client Base, l'offre à prix variable la moins chère était proposée par Direct Energie (424€/an soit -5% par rapport au TRV) et la plus chère par Enercoop (521€/an soit +17% par rapport au TRV).

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



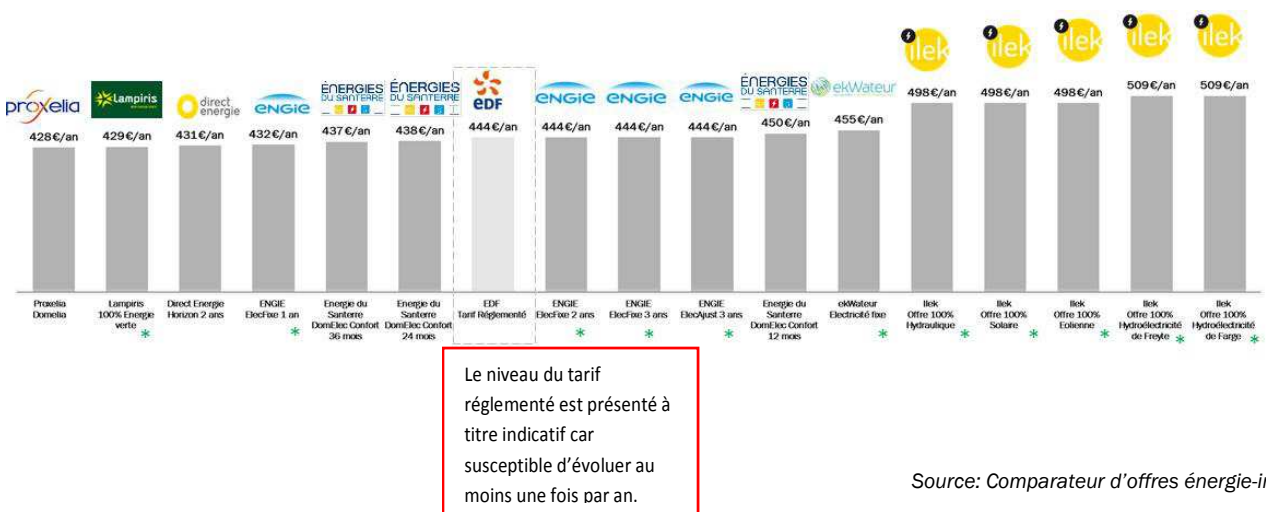
Source: Comparateur d'offres énergie-info

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



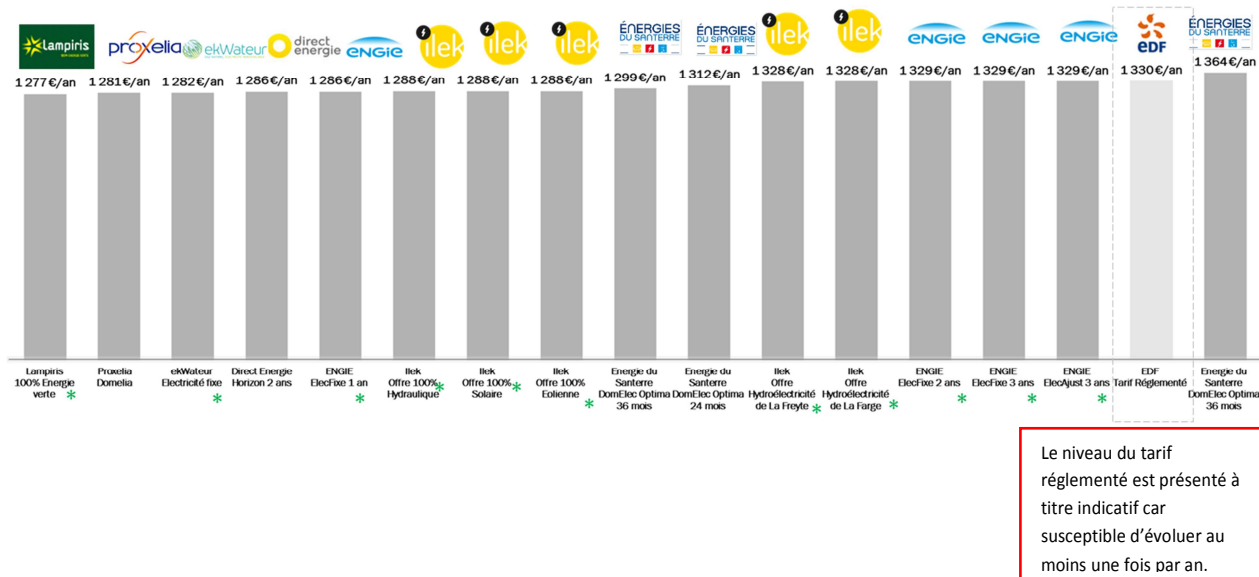
Source: Comparateur d'offres énergie-info

Graphique 17 : Comparaison des offres à prix fixe pour un client Base 6 kVA



Source: Comparateur d'offres énergie-info

Graphique 18 : Comparaison des offres à prix fixe pour un client HP/HC 9 kVA



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 2016 du bilan prévisionnel de RTE sur l'équilibre offre-demande dresse les prévisions pour les cinq hivers à venir, de 2016-2017 à 2020-2021.

La consommation et la pointe de consommation dite « à une chance sur dix » présentent pour la première fois une 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 évoluerait de 479 TWh consommés en 2015 à 471 TWh en 2021 dans le scénario de référence. La consommation à la pointe estimée pour l'hiver 2019-2020 est inférieure de 2,2 GW par rapport aux prévisions de 2015.

Tableau 17 : Évolution de la pointe « à une chance sur dix » sur les cinq prochaines années

En GW	2015/2016	2016/2017	2017/2018	2018/2019	2019-2020	2020-2021
BP 2015	101,0	101,5	101,8	102,2	102,5	-
BP 2016	-	101,1	100,9	100,7	100,3	100,0
Évolution	-	-0,4	-0,9	-1,5	-2,2	-

Source : RTE

2.3.1.2 Évolutions relatives à l'offre d'électricité

L'évolution des prévisions d'offre d'électricité par rapport à 2015 repose sur les nouveaux éléments suivants :

- une clarification des objectifs de développement des énergies renouvelables avec 1 GW de capacité photovoltaïque installée par an ;
- la fermeture des groupes fioul d'ici 2018 en raison d'une rentabilité insuffisante due à une faible durée de fonctionnement, inférieure à cinquante heures en 2015 ;
- de nouvelles incertitudes sur l'évolution du parc thermique liées d'une part aux perspectives du prix du CO2 et d'autre part à l'enquête de la Commission européenne sur le mécanisme de capacité, qui conduisent RTE à considérer deux variantes : le scénario « thermique haut » et le scénario « thermique bas » ;

- la stabilité du parc nucléaire dans le scénario de référence.

Au 1^{er} janvier 2016, la capacité totale des moyens de production électrique installés en France continentale s'élevait à 130,5 GW.

Tableau 18 : Le parc électrique installé en France au 1^{er} janvier 2016 et dans les 5 prochaines années

Valeurs au 1 ^{er} janvier (en GW)	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Nucléaire	63,1	63,1	63,1	63,1	63,0	63,0
Charbon*	2,4	2,4/1,2	2,9/0	2,9/0	2,9/0	1,7/0
Cycles combinés au gaz*	5,2	6,2/2,8	5,8/2,8	5,8/2,8	5,8/2,8	6,2/2,8
Fioul et turbines à combustion	5,1	3,7	2,5	0,0	0,0	0,0
Thermique décentralisé non EnR*	4,7	4,2	4,2/3,2	4,2/3,2	4,2/3,2	4,2/3,2
Thermique décentralisé EnR	1,7	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3
Hydroélectricité (turbinage)	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4
Éolien	10,3	11,3	12,3	13,3	15,3	17,3
Photovoltaïque	6,1	6,9	7,8	8,8	9,8	10,8
Effacements de consommation	3,5	3,2	3,2	3,3	3,3	3,3

* Deux scénarios différenciés relatifs au thermique à flamme sont considérés.

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.

Dans l'hypothèse du scénario « thermique haut » prévu par RTE, la marge du système reste confortable et le critère de défaillance de 3 h par an est respecté pour chacune des cinq prochaines années.

En revanche, dans l'hypothèse du scénario « thermique bas », le critère de défaillance n'est plus respecté pour les hivers 2017-2018, 2018-2019 et 2019-2020 en raison des retraits de 8 CCG, de 5 centrales à charbon et de 4 groupes fioul. Il est à nouveau respecté pour l'hiver 2020-2021 grâce à l'EPR et à de nouvelles interconnexions avec l'Italie et la Grande-Bretagne.

Tableau 19 : L'adéquation du système et le critère de sécurité

Scénario		Hiver 2016/2017	Hiver 2017/2018	Hiver 2018/2019	Hiver 2019/2020	Hiver 2020/2021
Scénario « thermique haut »	Energie de défaillance	2,0 GWh	1,4 GWh	2,5 GWh	2,7 GWh	0,8 GWh
	Espérance de durée de défaillance	0h45	0h30	1h00	0h45	0h15
	Marge ou déficit de capacité	4700 MW	5400 MW	3600 MW	3700 MW	6600 MW
Scénario « thermique bas »	Energie de défaillance	8,6 GWh	13,4 GWh	26,5 GWh	26,2 GWh	7,6 GWh
	Espérance de durée de défaillance	2h30	3h45	6h45	6h15	2h15
	Marge ou déficit de capacité	600 MW	-700 MW	-2500 MW	-2400 MW	900 MW

Source : RTE

2.3.1 Les mesures de réponse aux pics de demandes et aux déficits d’approvisionnement

2.3.1.1 L’équilibrage électrique en temps réel

2.3.1.1.1 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).

2.3.1.1.2 Le mécanisme de calcul des écarts et des 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 20 : Le prix des écarts depuis avril 2017

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

Source: RTE

- PMPH représente le prix moyen pondéré par les volumes des ajustements à la hausse que RTE a dû activer pendant la demi-heure concernée ;
- PMPB représente le prix moyen pondéré par les volumes des ajustements à la baisse que RTE a dû activer pendant la demi-heure concernée ;
- k est un paramètre visant à équilibrer sur un an les flux financiers liés au paiement des ajustements et au règlement des écarts.

2.3.1.1.3 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 actuellement en cours d'examen par le Parlement et le Conseil européens. Ce projet de 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 :

- Une des premières étapes de la mise en œuvre de ce règlement sera la mise en place de la plateforme TERRE. Ce projet vise à permettre des échanges européens d'énergie d'équilibrage issue des réserves complémentaires d'ici 2019. La CRE et les régulateurs européens impliqués dans ce projet (Espagne, Grande-Bretagne, Italie, Portugal et Suisse) ont publié en septembre 2016 un document commun qui présente des orientations formelles concernant les différents éléments de l'architecture de TERRE. Les acteurs de marchés seront à nouveau consultés sur cette architecture au cours de l'année 2017.
- 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. Enfin, 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.

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.

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.

TIGF 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, TIGF 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. TIGF 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 GRTgaz

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, vingt-sept contrats conclus entre GRTgaz et l'EVI Engie ou entre GRTgaz et les filiales de l'EVI Engie ont été soumis à l'approbation de la CRE. Dix-huit de ces contrats ont fait l'objet d'une approbation de la CRE et neuf sont en cours d'instruction. Par ailleurs, onze contrats dont la CRE avait été saisie en 2016 ont été approuvés au cours de l'année 2016.

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.

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

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. Suite au 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.

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 TIGF dans son activité de gestionnaire de réseau de transport. En particulier, la CRE a demandé à la société TIGF de lui transmettre des rapports annuels sur la mise en œuvre des obligations de confidentialité prévues dans les statuts de TIGF S.A. et TIGF Investissements et sur la conformité de l'organisation et du fonctionnement des organes de gouvernance de TIGF Holding avec les conditions de sa décision de certification.

TIGF a régulièrement 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 TIGF S.A. (TIGF Investissements et TIGF Holding). Enfin, TIGF 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 étudié courant 2015 le maintien de la certification de TIGF en modèle de séparation patrimoniale suite à 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.

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 TIGF 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 2017²². La CRE y a relevé des évolutions positives sur les années 2015 et 2016. D'une

²² 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>.

part, la CRE a pu constater l'achèvement du désengagement des prestations d'achats qui étaient auparavant fournies par ENGIE et de la séparation des locaux entre GRTgaz et ENGIE, le fait que GRTgaz a suivi la plupart des 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. D'autre part, GRTgaz a soumis à la CRE un plan d'internalisation partielle du CRIGEN (Centre de Recherche et Innovation Gaz et Energies Nouvelles d'ENGIE).

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.

3.1.1.3 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.

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 2013²³ et une en 2014²⁴, 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.

3.1.2.1 La qualité de service

3.1.2.1.1 Evolution de la qualité de service des GRT

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 2017.

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 TIGF suivent actuellement dix 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 2016, la régulation incitative de la qualité de service de GRTgaz et TIGF a généré des bonus globaux de, respectivement, 828 k€ et 585 k€. Les niveaux de ces bonus générés au titre de l'année 2016 sont supérieurs à ceux perçus par GRTgaz et TIGF au titre de l'année 2015 (respectivement 48 et 428 k€). Ces écarts

²³ 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 [...] ».

²⁴ Dans ce cadre, la délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF a défini le cadre de régulation incitative spécifique du système de comptage évolué de GRDF, ainsi que les modalités de prise en compte des coûts et gains prévisionnels du projet dans le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF (dit « tarif ATRD4 »). Ainsi, l'évolution du tarif ATRD4 de GRDF au 1^{er} juillet 2015 de + 3,93 % intègre le facteur d'évolution C, correspondant à la prise en compte des coûts du projet de comptage évolué entre le 1^{er} juillet 2013 et le 31 décembre 2015 sur le périmètre de la zone de desserte de GRDF bénéficiant du tarif péréqué ATRD4, et fixé dans la délibération de la CRE du 17 juillet 2014 à + 1,32 %.

s'expliquent notamment par l'amélioration de la qualité des mesures de quantités aux PITD et aux points de livraison des consommateurs raccordés aux réseaux de transport.

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

o **Qualité de service de GRDF**

Le tarif ATRD5 de GRDF, entré en vigueur au 1^{er} juillet 2016, a 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 financière²⁵, 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.

o **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.

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 TIGF, dit tarif ATRT6, introduit une nouvelle répartition des coûts de raccordement au réseau de transport de gaz.

²⁵ 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.

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

3.1.3.2.1 La CRE a publié le nouveau tarif de transport de GRTgaz et TIGF

Le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF, 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 TIGF 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 TIGF, 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. Ainsi, le tarif ATRT6 de GRTgaz et de TIGF a baissé au 1^{er} avril 2017, en raison principalement de la baisse du coût du capital de 6,5 % à 5,25 % due au contexte financier actuel de taux d'intérêts bas et d'inflation faible. Il augmentera modérément les années suivantes, principalement du fait des coûts d'investissements associés à la création de la place de marché unique en novembre 2018.

La méthode de détermination du Niveau de Tarif Régional (NTR)²⁶ en vigueur dans le tarif ATRT5 a conduit à des écarts de tarif de transport très importants entre les points de livraison en France par comparaison aux autres pays européens. Dans le contexte de sortie des tarifs réglementés de vente, qui opéraient historiquement une péréquation ayant pour effet de mitiger les conséquences de ces écarts de NTR, des déraccordements préjudiciables à l'ensemble des utilisateurs du réseau pourraient intervenir. Le tarif ATRT6 prévoit par conséquent un plafonnement du coefficient multiplicateur constituant le NTR à 10 à compter du 1^{er} avril 2017.

3.1.3.2.2 Les tarifs d'accès aux réseaux de transport

o **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 :
 - o la trajectoire de charges de capital normatives définie par la CRE ;

²⁶ La structure du tarif ATRT tient compte, pour le réseau régional, de la distance des sites raccordés par rapport au réseau. Ainsi, plus le site est éloigné, plus il paie cher.

- 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.
- **Le mécanisme du CRCP**

Le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) est un compte fiduciaire qui est alimenté à intervalle régulier par tout ou partie des écarts de coûts ou de revenus constatés sur des postes prédéfinis.

L'apurement du solde de ce compte est réalisé sur quatre ans, en annuités constantes, prises en compte dans le cadre des évolutions tarifaires mises en œuvre au 1^{er} avril de chaque année, de manière automatique, par une diminution ou une augmentation du revenu à recouvrer par le tarif

- **La régulation incitative des charges d'exploitation**

La trajectoire des charges nettes d'exploitation de GRTgaz et de TIGF 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 TIGF 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 TIGF 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 TIGF se trouvait modifié d'au moins 1%.

- **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 nouveau tarif de transport 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. (cf. 3.1.2.1.1)

- **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 TIGF 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.

En fin de période tarifaire, la CRE mènera une analyse des trajectoires de mise en service des investissements concernés afin de s'assurer que les gains éventuels réalisés au cours de la période tarifaire n'ont pas pour contrepartie des charges plus élevées pour les périodes tarifaires suivantes, du fait par exemple de retards de certains projets.

o **La régulation incitative des dépenses de recherche et 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. Ce rapport inclura notamment les éléments suivants :

- description des projets menés et des partenariats conclus, avec les dépenses associées et les résultats obtenus ;

- liste des projets en cours et à venir avec les résultats attendus ;
- montants dépensés sur l'année écoulée ;
- prévisions de dépenses par année jusqu'à la fin de la période tarifaire ;
- nombre d'équivalents temps plein associés aux programmes de R&D ;
- soutiens et subventions perçus.

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)²⁷ ;

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.

²⁷ 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.

3.1.3.4 Les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers

Les trois terminaux de Fos Cavaou, Fos Tonkin et Montoir de Bretagne, ainsi que la mise en service du terminal de Dunkerque, opéré par la société Dunkerque LNG, en janvier 2017, cumulent les capacités de regazéification françaises à 34 milliards de m³/an (~370 TWh).

Les 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 « tarifs ATTM5 », sont entrés en vigueur le 1^{er} avril 2017.

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.

Les tarifs ATTM5 présentent une baisse significative par rapport aux tarifs 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. Ils introduisent une évolution de la structure de l'offre tarifaire. Ils créent notamment un service de base, offre principale des opérateurs de terminaux méthaniers, qui peut être complété par la souscription d'une option bandeau. Ils pérennisent plusieurs services expérimentaux initiés au cours de la période tarifaire ATTM4. Ils accroissent la flexibilité dont disposent les clients des terminaux sur leurs souscriptions. Enfin, ils donnent la possibilité à Fosmax LNG de proposer à long terme les 10 % de capacités auparavant réservés aux souscriptions de court terme.

3.1.3.5 L'accès des tiers aux installations de stockage

- Une réforme des modalités d'accès aux stockages annulée

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, sont négociées entre opérateurs de stockage et souscripteurs de capacités, dans des conditions transparentes et non-discriminatoires. Le système actuel, reposant sur des obligations de stockage pour les fournisseurs, fait l'objet de vives critiques de la part des fournisseurs, qui dénoncent :

- la libre fixation des prix par les opérateurs de stockage, qui sont 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 prévoit 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 la 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. Dans ce cadre, la CRE a été saisie, le 8 février 2016, d'un projet d'ordonnance modifiant les modalités d'accès des tiers aux stockages.

La CRE a rendu son avis le 10 mars 2016, se prononçant favorablement au principe de la réforme, qui comportait deux volets : la régulation du revenu des opérateurs de stockage et la commercialisation des capacités de stockage aux enchères, afin de rapprocher les tarifs de stockage de la valeur de marché du stockage, tout en garantissant aux opérateurs la récupération de leur revenu régulé. En effet, les écarts entre recettes de commer-

cialisation et revenu régulé seraient compensés par l'introduction d'un terme tarifaire dédié dans les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz (ATRT).

La CRE a toutefois estimé que les modalités prévues par le projet d'ordonnance ne permettaient pas une mise en œuvre efficace de la réforme, en ne fixant pas un partage clair des responsabilités entre la CRE et le gouvernement et en renvoyant à un nombre considérable de textes réglementaires. Elle a notamment considéré que :

- l'ordonnance devait se contenter de mentionner les principes généraux de fixation du revenu autorisé des opérateurs de stockage et laisser à la CRE la compétence d'en fixer la méthode de calcul ;
- la fixation des prix de réserve des enchères devait être incluse dans les modalités de commercialisation des capacités proposées par les opérateurs et approuvées par la CRE.

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.

- Un hiver 2017-2018 à risque pour le système gazier

Pour l'hiver 2017-2018, les stockages ont été souscrits à des niveaux historiquement bas, qui mettent en péril la sécurité d'approvisionnement et la viabilité économique des opérateurs de stockage. La réforme est devenue incontournable et urgente.

En effet, certains fournisseurs n'ont pas respecté leurs obligations de stockage par défiance envers le système en vigueur, et les travaux permettant de fusionner les zones Nord et Sud du réseau n'étant pas achevés, les conditions nécessaires au passage d'une pointe de froid au cours de l'hiver 2017-2018 ne sont pas garanties. La CRE travaille aux côtés des opérateurs et de la DGE, à la mise en place de solutions pour parer une éventuelle crise.

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 TIGF 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.

Enfin, les deux interconnexions reliant la France et la Belgique (Alveringem et Taisnières H/Blarégny) seront regroupés en un point d'interconnexion virtuel par GRTgaz et Fluxys avant la fin de l'année 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 2016.

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

Conformément à l'article L.431-6 du code de l'énergie, la CRE est tenu de vérifier la cohérence des plans décennaux des GRT avec le plan à 10 ans de l'ENTSOG. Pour se faire, la CRE a réalisé une consultation publique en novembre 2016.

Le plan de développement (TYNDP) 2015 de l'ENTSOG était, à cette période, la dernière version disponible. Depuis lors, l'ENTSOG a publié son TYNDP 2017 le 28 avril 2017. La conformité des plans décennaux des GRT avec ce nouveau TYND sera étudiée en décembre 2017.

Durant la consultation publique, aucun des contributeurs n'a signalé d'incohérence significative entre les plans à dix ans de GRTgaz et TIGF et le TYNDP.

La CRE a cependant noté que l'ENTSOG et les GRT français ne retenaient pas exactement les mêmes prévisions de consommations. Dans sa délibération du 17 décembre 2015, la CRE avait souligné que GRTgaz avait fourni à l'ENTSOG, dans le cadre des travaux de TYNDP 2015 deux scénarios de prévisions annuelles de consommation, reflétant des conditions économiques et financières favorables et défavorables. La CRE a, en revanche, demandé à TIGF d'inclure plusieurs scénarios d'évolution de la consommation lors du prochain exercice, un seul scénario d'évolution étant considéré dans le plan à dix ans actuel. Dans son TYNDP 2017, l'ENTSOG envisage quatre scénarios correspondant à des niveaux de croissance et de pénétration du gaz différenciés.

La CRE a également constaté que les données affichées par l'ENTSOG pour le TYNDP 2017 sont issues des plans à dix ans 2015-2024 des GRT. Les plans de l'ENTSOG et des GRT mettent en évidence un important développement de la filière biométhane en cohérence, pour la France, avec la dynamique instaurée par la loi de transition énergétique.

En ce qui concerne les caractéristiques des projets de développement de capacités, les différences notées entre les plans des GRT et le TYNDP 2015 portent sur des dates de mise en service et s'expliquent par les évolutions de calendrier des projets intervenues depuis le lancement des travaux du dernier plan de l'ENTSOG.

La CRE considère, dans sa délibération du 15 décembre 2016, que les plans à dix ans de GRTgaz et de TIGF sont cohérents avec le plan de développement de l'ENTSOG.

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 la prise en compte 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 1er 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 cou-

verture du besoin et les prix des interventions. En particulier, la CRE a autorisé TIGF 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 sont la Norvège (41 %), les Pays-Bas (11 %), l'Algérie (15 %) et la Russie (25 %) ²⁸. En ce qui concerne la part des fournisseurs alternatifs ²⁹ dans les exportations de l'ensemble des fournisseurs sur les zones GRTgaz et TIGF, celle-ci a augmenté en 2016 par rapport à 2015, passant de 57 % à 63 %.

Le tableau ci-dessous présente les importations, les exportations et la production par zone de GRT mesurées au cours de l'année 2016.

²⁸<https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>

²⁹ Les fournisseurs alternatifs sont les fournisseurs autres que les fournisseurs historiques (ENGIE, Tegaz et les ELD).

Tableau 21: Importations, exportations, et production de gaz par zone

Quantités en TWh	Ensemble de fournisseurs	Fournisseurs alternatifs (2)	
Flux de gaz, par zones de GRT (y compris les transits et les exportations)			
Zone GRTgaz			
Importations	554,28	212,05	38%
dont importations terrestres	474,50	205,43	43%
dont Gaz naturel liquifié	79,78	6,62	8%
Exportations	33,35	12,30	37%
Production	0,23	-	0%
Zone TIGF			
Importations depuis l'Espagne	6,95	6,74	97%
Exportations vers l'Espagne	90,96	66,12	73%
Production	0,03	0,03	100%

Source : GRTgaz, TIGF - Analyse CRE

Les deux fournisseurs historiques, ENGIE et Total, assurent à eux deux une part importante des importations. En 2016, les trois principaux importateurs ont représenté 76 % des volumes importés. Le nombre d'expéditeurs ayant réalisé des importations est passé de 44 en 2015 à 37 en 2016.

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 2004³⁰. Il s'agit de points virtuels, rattachés à chaque zone d'équilibrage des réseaux de GRTgaz et TIGF, 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 CRE a toutefois donné des orientations pour la création d'un PEG unique en France d'ici à fin 2018.

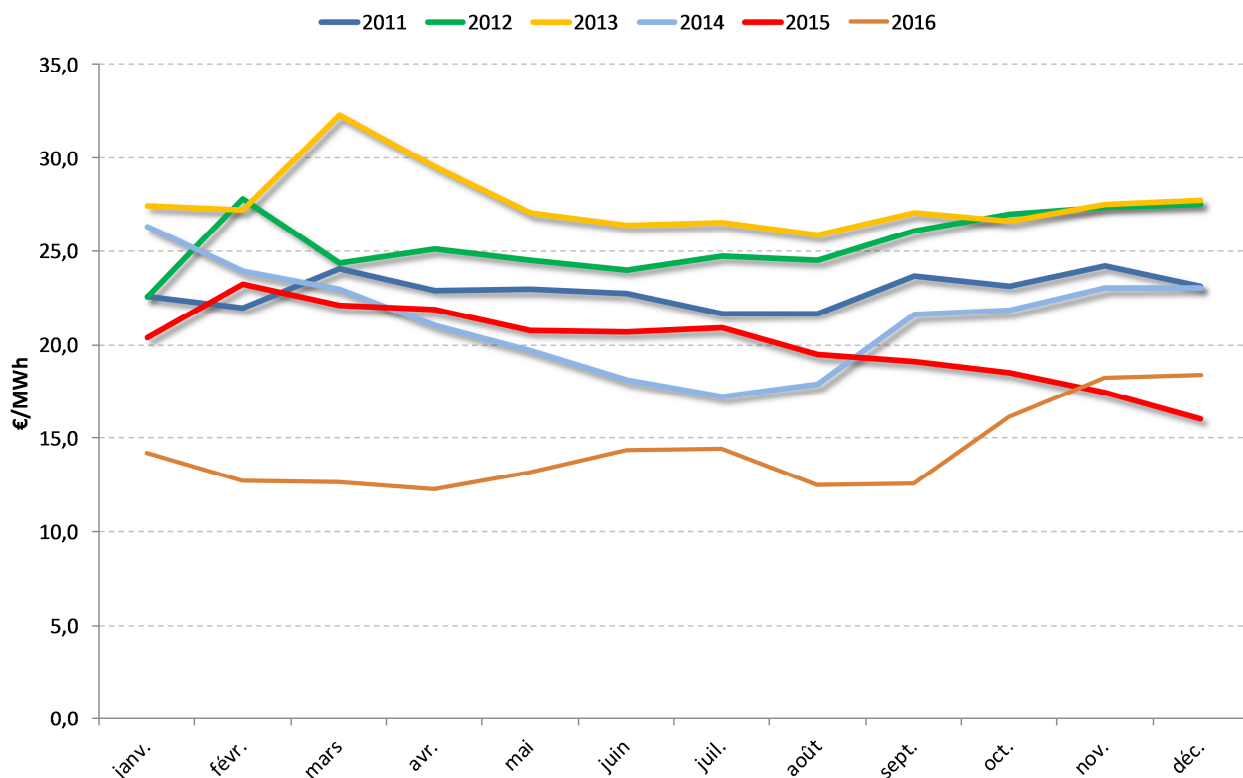
3.2.1.2 Evolution des prix *day-ahead* sur le marché de gros du gaz

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 14,29 €/MWh en 2016 contre 20,08 €/MWh en 2015 et ont donc enregistré une baisse de 28,8 %. L'année 2016 a été marquée dans un premier temps par une tendance de baisse générale des prix des matières premières. Cependant, à compter d'octobre 2016, une hausse de 34 % du prix PEG Nord a été observée.

³⁰ Des échanges de gaz peuvent également avoir lieu aux points frontières du réseau français.

Graphique 19: Prix du day-ahead au PEG Nord (moyennes mensuelles)

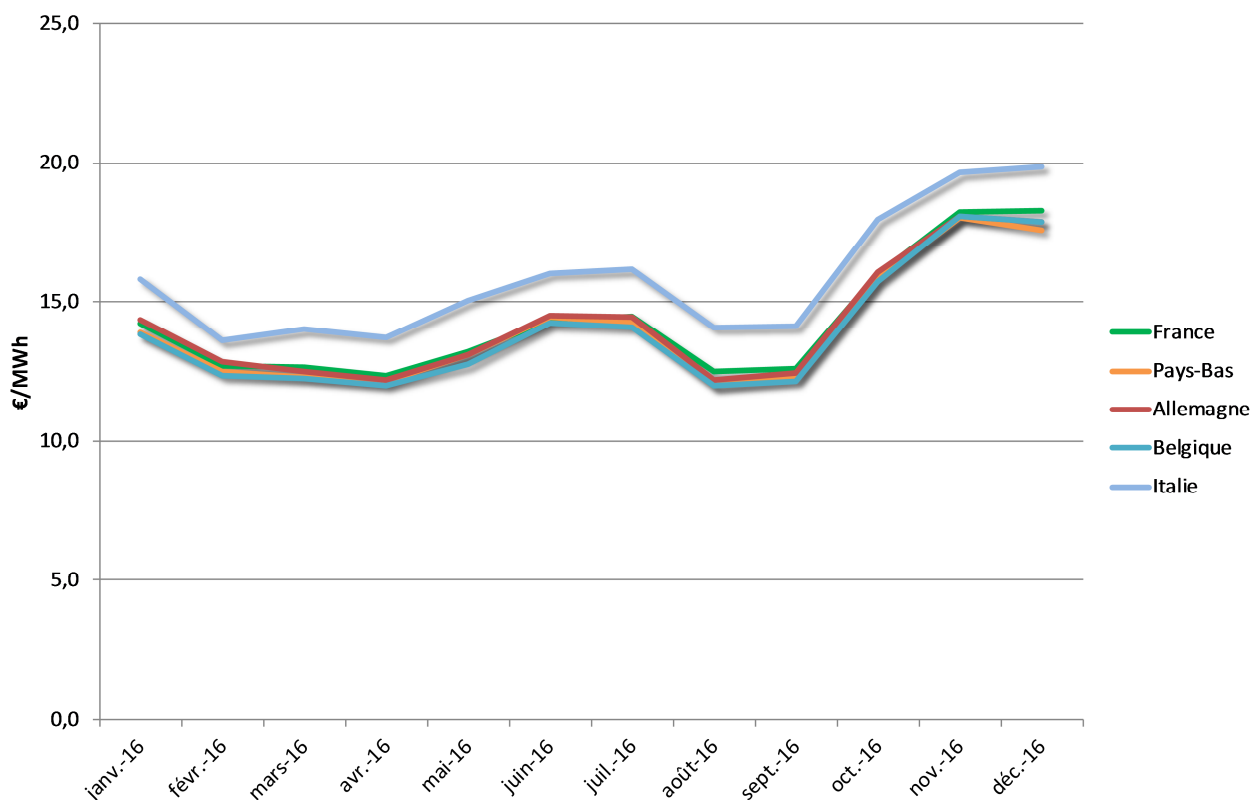


Source : Powernext

En 2016, la consommation française a progressé de 8,9 % par rapport à 2015. Cette hausse de consommation est observée à la fois sur les clients raccordés au réseau de distribution (+ 4,8 %) ainsi que sur les clients directement raccordés au réseau de transport (+ 15,7 %). Parmi ces derniers, la consommation des sites fortement modulés (essentiellement les centrales électriques fonctionnant au gaz), encouragée par la faiblesse des prix du gaz, a plus que doublé (de 20,7 TWh à 45,3 TWh).

Les prix des principaux hubs du Nord-Ouest de l'Europe ont suivi en 2016 la même tendance que les prix français et n'ont pas affiché de périodes de déconnexion importantes, 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 20: Prix du *day-ahead* sur les principaux hubs du nord-ouest de l'Europe

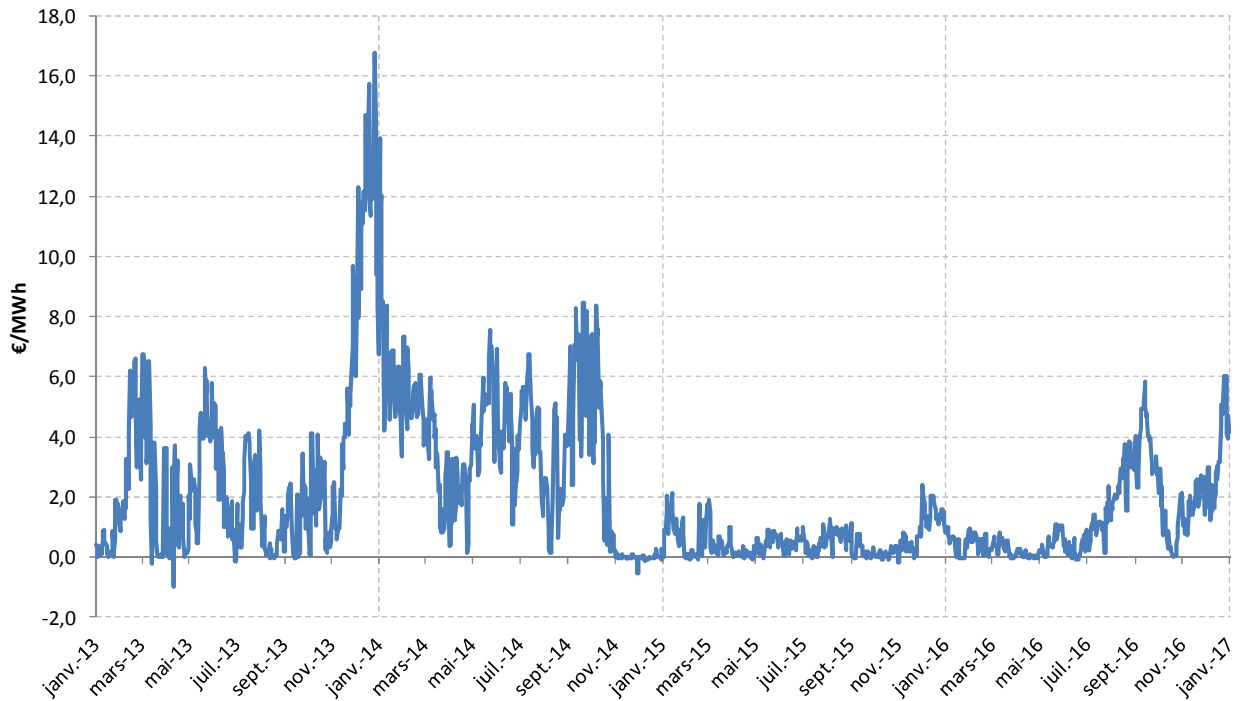


Source : Powernext, Heren

L'écart de prix *day-ahead* entre le PEG Nord et le TRS a fortement augmenté en 2016. En moyenne sur l'année, ce différentiel de prix s'est établi à 1,31 €/MWh, contre 0,53 €/MWh en 2015.

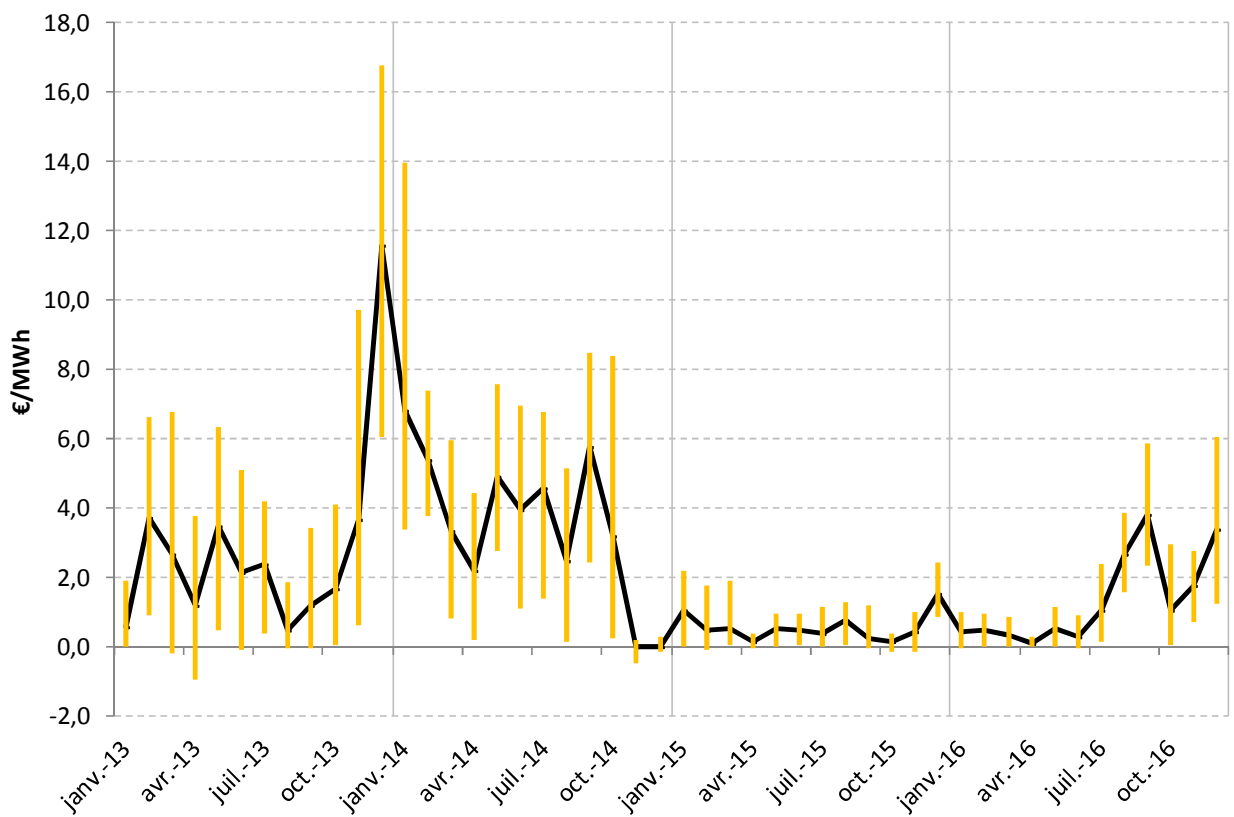
Historiquement, cet écart a atteint des sommets sur la fin de l'année 2013 suite à la saturation de la liaison Nord-Sud de GRTgaz, une baisse des émissions des terminaux méthaniers situés à Fos-sur-Mer, et des exportations très élevées vers l'Espagne. Entre octobre 2014 et juin 2016, la tension s'est relâchée du fait de l'amélioration des conditions d'approvisionnement en GNL et d'un niveau de stock satisfaisant. Toutefois, à compter de juillet 2016, le différentiel de prix spot entre le PEG Nord et le TRS a augmenté progressivement. Durant le troisième trimestre 2016, la hausse est notamment due à un faible apport en GNL à Fos et en Espagne ainsi qu'aux maintenances d'été sur la liaison Nord/Sud. Puis au cours du quatrième trimestre 2016, l'écart de prix a évolué de manière non homogène, atteignant jusqu'à 6 €/MWh. Ces variations s'expliquent par la combinaison d'un faible apport en GNL à Fos et en Espagne, ainsi qu'à la hausse de la consommation liée à la période hivernal et à la forte consommation des centrales électriques au gaz.

Graphique 21: Ecart de prix *day-ahead* entre le PEG Nord et le TRS



Source : Powernext

Graphique 22: 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 2016, le nombre d'acteurs actifs³¹ sur les plateformes de Powernext était de 59 pour le segment *spot* et de 47 pour le segment *futures* (contre 55 et 40, respectivement, en 2015).

Concernant les échanges de gré à gré, la CRE ne dispose pas d'informations sur les échanges strictement bilatéraux. Cependant, elle collecte des informations transactionnelles auprès des principaux courtiers actifs sur les marchés français du gaz. En 2016, 58 acteurs ont effectué des échanges par l'intermédiaire des courtiers (contre 62 en 2015).

Entre 2015 et 2016, les volumes échangés sur les marchés intermédiés ont augmenté sur le segment *spot* et sur le segment à terme. Sur le *spot*, les échanges par l'intermédiaire de Powernext ont continué à progresser en 2016 (+17 %) et représentaient près des trois quarts de l'activité de ce segment. De même, les échanges de produits à terme sur Powernext ont augmenté en 2016 bien que l'essentiel de l'activité sur ce segment reste dominée par les courtiers (près de 88 % des échanges).

Tableau 22 : Volumes échangés sur les marchés intermédiés

Volumes échangés (TWh)	2015	2016	Variation	
			En pourcentage	En valeur
Marché spot	177,9	187,9	6%	10,0
Intraday	18,5	26,7	44%	8,2
Day Ahead	102,3	105,4	3%	3,1
Bourse	118,8	138,9	17%	20,1
Broker	59,1	48,9	-17%	-10,2
Marché à terme	439,8	455,2	4%	15,4
M+1	108,1	129,3	20%	21,2
Q+1	51,0	43,4	-15%	-7,6
Y+1	45,9	6,7	-85%	-39,2
Bourse	45,0	54,3	21%	9,4
Broker	394,8	400,9	2%	6,0

Source : Powernext, courtiers – Analyse CRE

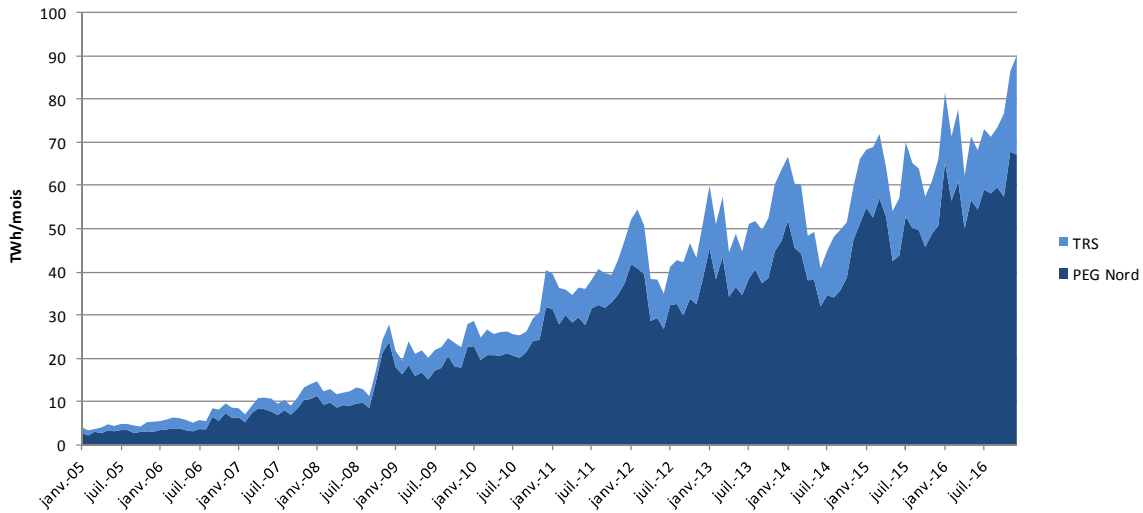
3.2.1.4 Les livraisons aux PEG

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 2016, 903 TWh ont été livrés aux PEG, contre 768 TWh en 2015 et 646 TWh en 2014. Bien que la plupart des volumes soient échangés entre les acteurs de marché au PEG Nord, les livraisons au TRS continuent à se développer et atteignent 21 % du total échangé en 2016.

³¹ Effectuant au moins une transaction sur la période.

Graphique 23: Volume des livraisons nettes de gaz sur le marché de gros français (Données mensuelles)



Sources : GRTgaz, TIGF - Analyse CRE

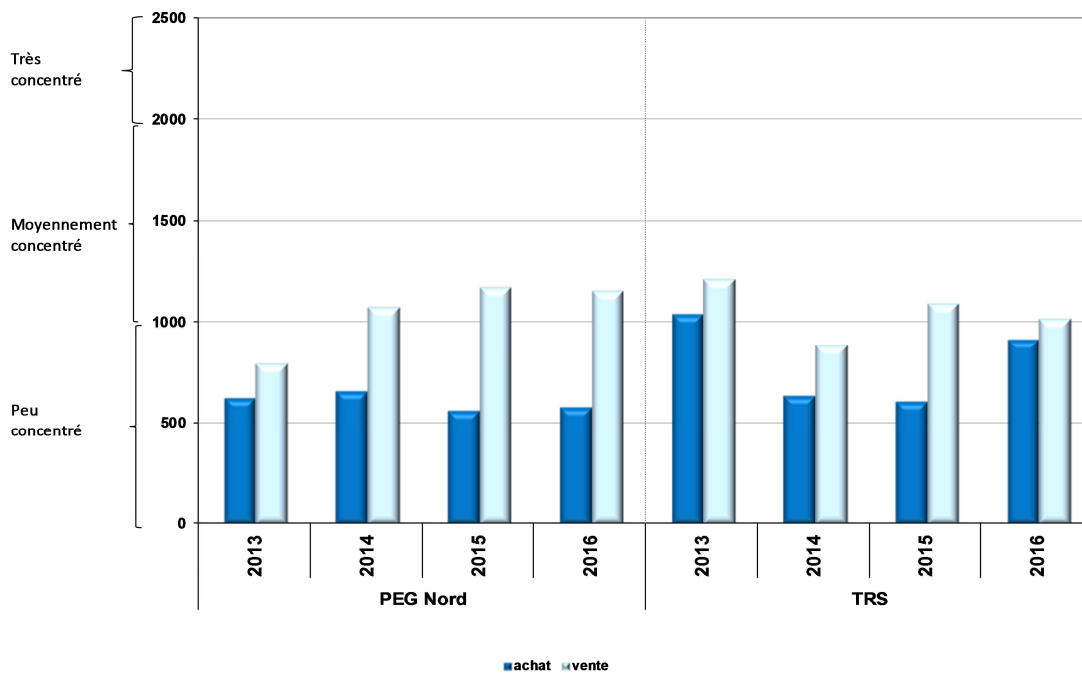
3.2.1.5 Niveau de concentration du marché français

Les deux graphiques suivants présentent le niveau de concentration (Indice HHI) des marchés intermédiés français pour les segments *spot* et à terme et par PEG.

Le PEG 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.

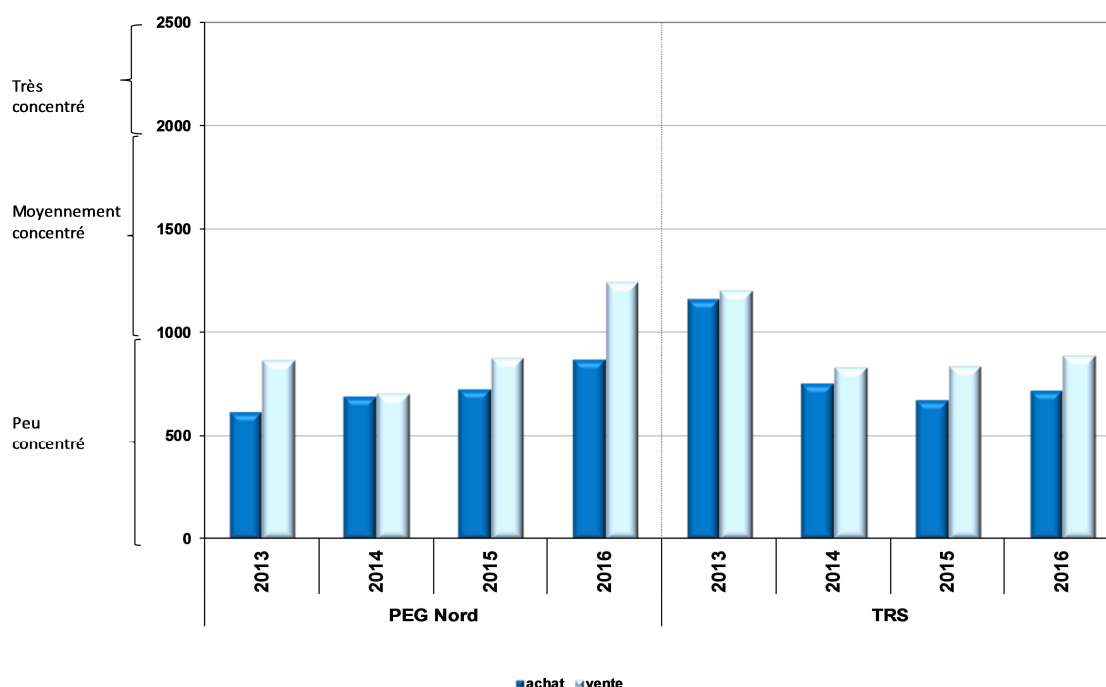
La liquidité au TRS continue à se développer sur le *spot* et le marché à terme et atteint des niveaux comparables au PEG Nord.

Graphique 24: Niveau de concentration des marchés intermédiés français (Segment *spot*)



Sources : Powernext, courtiers - Analyse CRE

Graphique 25: Niveau de concentration des marchés intermédiés français (Segment à terme)



Sources : Powernext, courtiers – Analyse CRE

3.2.2 Le marché de détail du gaz naturel

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 2016, l'ensemble du marché représentait 11,4 millions de sites et une consommation annuelle de gaz naturel d'environ 457 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.

Tableau 23 : Répartition des consommateurs finals par type de site (au 31 décembre 2016)

	Nombre de sites
Sites résidentiels	10 648 000
Sites non résidentiels	664 000

Source : Données 2016, GRD, GRT, Analyses CRE

Tableau 24 : Répartition de la consommation annuelle des consommateurs finals (au 31 décembre 2016)

	Consommation 2016 en TWh
Sites résidentiels	122
Sites non résidentiels	335

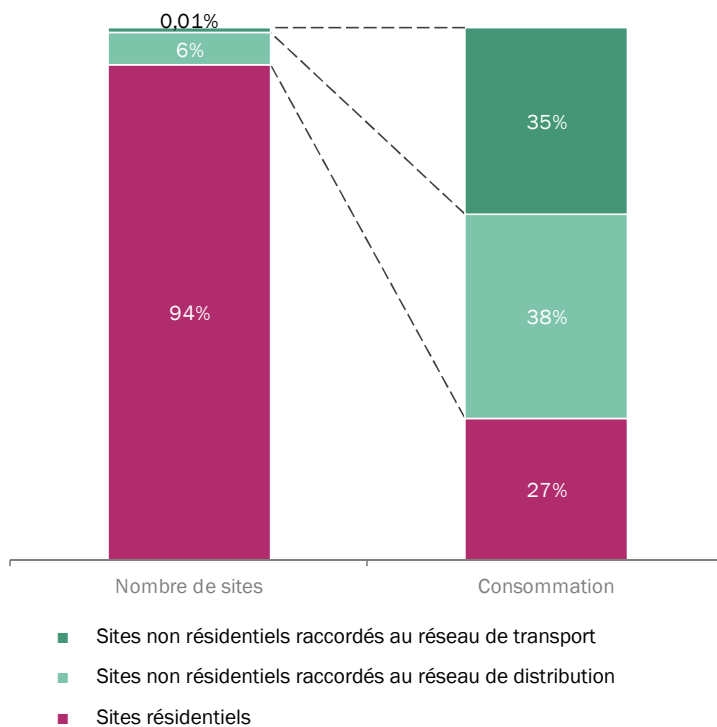
Source : Données 2016, GRD, GRT, Analyses CRE

L'ouverture du **marché résidentiel** à la concurrence s'est poursuivie en 2016. Au 31 décembre 2016, les fournisseurs alternatifs disposaient d'un portefeuille de 2 475 000 clients résidentiels sur un total de 10,6 millions. Les fournisseurs historiques se partageaient le reste du marché. 5 049 000 sites résidentiels étaient en offre de marché (dont 49 % chez un fournisseur alternatif), soit une augmentation de 688 000 sites sur l'année 2016 (+16 %) correspondant à 57 000 sites supplémentaires en moyenne par mois en offre de marché (contre 76 000 en 2015). Contrairement à la tendance observée durant les trois dernières années, en 2016 les clients se sont davantage tournés vers les fournisseurs alternatifs lors de la souscription d'une offre de marché. En 2016, 55 % des sites ayant souscrit une offre de marché ont choisi un fournisseur alternatif contre 35 % en 2015 et 2014 et 31 % en 2013

Le rythme d'ouverture à la concurrence sur le **marché non résidentiel** a ralenti en 2016 après un 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 2016, on comptait 260 000 clients non résidentiels chez les fournisseurs alternatifs sur un total de 664 000. Le reste du marché était partagé entre les fournisseurs historiques. Par ailleurs, 584 000 sites non résidentiels étaient en offre de marché, dont 44 % chez un fournisseur alternatif. Le nombre de sites non résidentiels en offre de marché a augmenté de 7 % en 2016 (contre 36% en 2015).

Sur le marché résidentiel, les tarifs réglementés restaient prépondérants avec 53 % des sites et de la consommation, malgré une nette progression des offres de marché au cours de l'année 2016. A l'inverse, sur le segment non résidentiel, les tarifs réglementés ne représentaient plus que 12 % du nombre de sites et 1 % de la consommation totale. Au 31 décembre 2016, seuls 79 000 sites non résidentiels demeuraient aux tarifs réglementés sur les 664 000 sites non résidentiels (sites dont la consommation annuelle est inférieure à 30 MWh).

Graphique 26: Typologie des sites en gaz naturel au 31 décembre 2016



Source : données 2016 GRT, GRD – Analyse : CRE

3.2.2.1.2 La suppression des tarifs réglementés de vente

La suppression progressive des tarifs réglementés de vente pour les professionnels a débuté en 2014. Les dispositions de l'article L. 445-4 du code de l'énergie issues de la loi du 17 mars 2014 prévoient la suppression progressive des tarifs réglementés de vente de gaz naturel selon un calendrier en trois étapes :

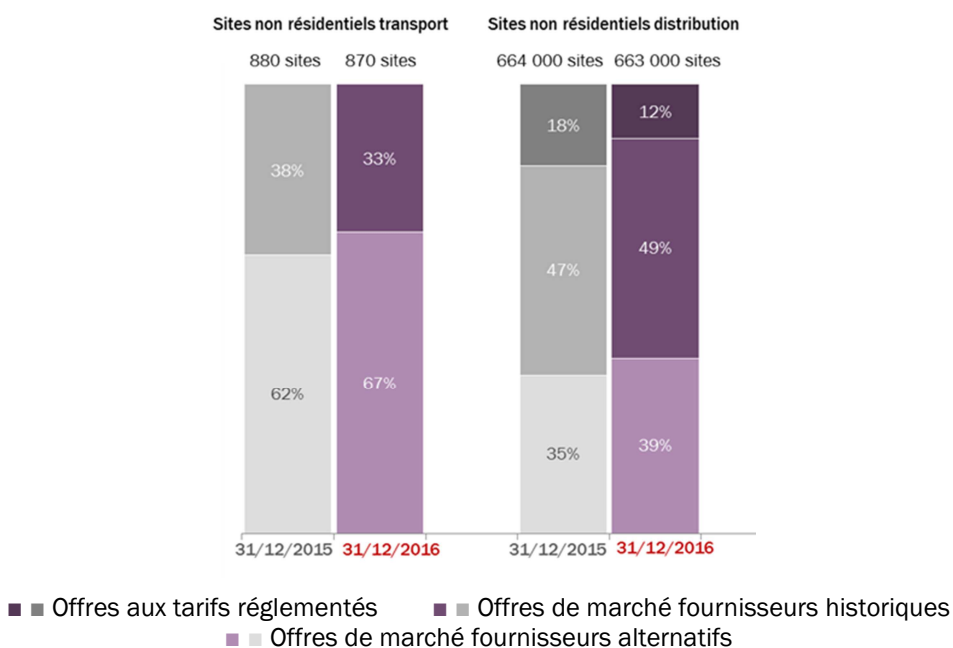
- le 19 juin 2014 pour les très gros consommateurs de gaz naturel raccordés au réseau de transport ;
- le 31 décembre 2014 au plus tard, pour les consommateurs non domestiques dont la consommation annuelle est supérieure à 200 000 kWh de gaz par an ;

- le 31 décembre 2015 au plus tard, pour les consommateurs non domestiques dont la consommation annuelle est supérieure à 30 000 kWh de gaz par an et pour les immeubles à usage principal d'habitation consommant plus de 150 000 kWh par an.

Sur le marché du gaz naturel, la concurrence était déjà bien installée. La progression des parts de marché des fournisseurs alternatifs n'en est pas moins notable. Sur le segment des sites non résidentiels raccordés au réseau de distribution (copropriétés et grands sites industriels), leur part de marché en volume est passée de 46 % en décembre 2014 à 54 % en décembre 2015, puis 61 % au 31 décembre 2016. Sur le segment des sites non résidentiels raccordés au réseau de transport, 74 % du gaz était fourni par les alternatifs au 31 décembre 2016.

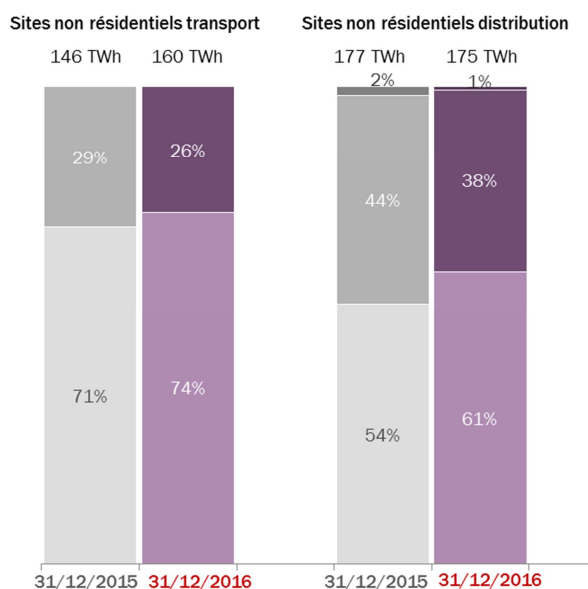
L'impact de la fin des TRV sur la concurrence est toutefois relatif puisque les consommateurs non résidentiels ont majoritairement opté pour un contrat en offre de marché proposé par leur fournisseur historique. Néanmoins, la situation s'améliore en gaz naturel, puisqu'au 31 décembre 2016, 56 % des sites (49 % au 31 décembre 2014) et 61 % des volumes en offre de marché (57 % au 31 décembre 2014) étaient livrés par les fournisseurs alternatifs.

Graphique 27 : Évolution du nombre de sites par type d'offre pour les sites non résidentiels concernés par la suppression de leurs tarifs réglementés de vente de gaz



Source : données 2015, 2016 GRT, GRD – Analyse : CRE

Graphique 28 : Évolution de la consommation annuelle par type d'offre pour les sites non résidentiels concernés par la suppression de leurs tarifs réglementés de vente de gaz



■ Offres aux tarifs réglementés ■ Offres de marché fournisseurs historiques
 ■ Offres de marché fournisseurs alternatifs

Source : données 2015, 2016 GRT, GRD – Analyse : CRE

3.2.2.1.3 Les parts de marché - Analyse en termes de nombre de sites

Au 31 décembre 2016, la part de marché des fournisseurs alternatifs, rapportée au nombre total de sites, était de 24 % (soit 55 % 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 (74 % et 61 % de la consommation annuelle respectivement pour les sites raccordés au réseau de transport et de distribution) que sur le segment des sites résidentiels (23 % de la consommation annuelle).

Tableau 25: Parts de marché des 3 plus gros fournisseurs historiques sur chaque segment (en nombre de sites, au 31 décembre 2016)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
75%	33%	59%	76%

Source : Données 2016, GRD, GRT, Analyses CRE

Tableau 26 : Parts de marché des 3 plus gros fournisseurs alternatifs sur chaque segment (en nombre de sites au 31 décembre 2015)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
22%	33%	29%	21%

Source : Données 2016, GRD, GRT, Analyses CRE

3.2.2.1.4 Les parts de marché - Analyse en terme de volume de consommation

Tableau 27 : Parts de marché des 3 plus gros fournisseurs historiques en volume sur chaque segment (au 31 décembre 2016)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels

44%	26%	37%	76%
-----	-----	-----	-----

Source : Données 2016, GRD, GRT, Analyses CRE

Tableau 28 : Parts de marché des 3 plus gros fournisseurs alternatifs en volume sur chaque segment (au 31 décembre 2016)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
22%	30%	32%	21%

Source : Données 2016, GRD, GRT, Analyses CRE

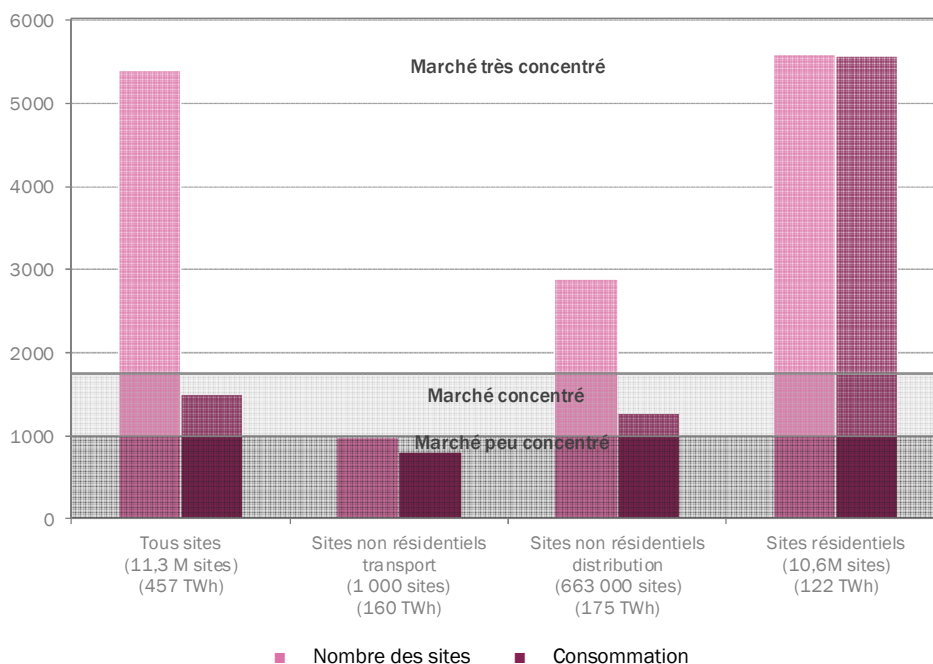
3.2.2.1.5 La concentration du marché - Indicateur HHI

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)³² 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 2016, la concentration du marché a continué de diminuer sur les segments non résidentiels. 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 29 : Indice HHI au 31 décembre 2016



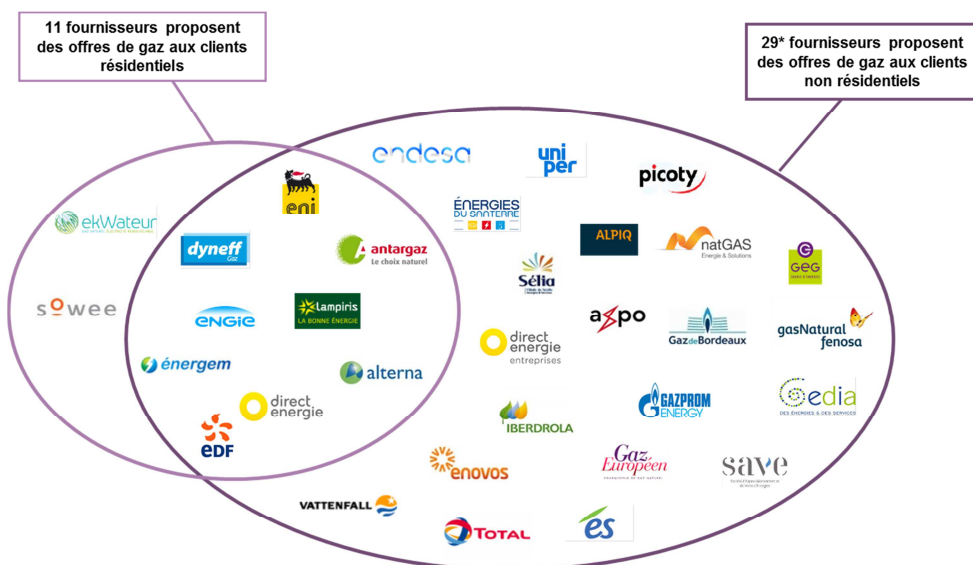
Source : Données 2016, Analyses CRE

3.2.2.1.6 Les fournisseurs

Au 31 décembre 2016, 31 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 (soit deux fournisseurs de plus qu'en 2015). Sur les zones de desserte des ELD, les fournisseurs alternatifs étaient quasiment inexistants, 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.

³² 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 30 : Les fournisseurs nationaux du gaz naturel



*Logos différents entre les résidentiels et les professionnels pour Direct Energie.

Source : énergie-info.fr, Analyses CRE

3.2.2.1.7 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.

Sur le segment non résidentiel, après une année 2015 très dynamique avec la suppression d'une partie des tarifs réglementés de vente de gaz, le taux de switch a légèrement baissé en 2016. Le taux de switch annuel reste toutefois à un niveau élevé : 15,2 % en 2016 contre 18,3 % en 2015, et 13,3 % en 2014. 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 de progresser en 2016 et s'élève désormais à 10,4 % en (contre 9,4 % en 2015). Au deuxième semestre, le taux de switch a sensiblement augmenté du fait notamment de la nouvelle campagne « Énergie moins chère ensemble » de l'UFC-Que Choisir. Selon l'association, plus de 100 000 consommateurs ont exprimé le souhait de souscrire à l'offre qui leur a été adressée lors de cette campagne et auraient ainsi changé de fournisseur.

Graphique 31 : Taux de switch trimestriel de 2008 à 2016



Source : Données 2016 Analyses CRE

3.2.2.2 Les prix de détail

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 2016

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture des clients aux tarifs réglementés de vente de gaz au 31 décembre 2016 :

Tableau 29 : Facture aux tarifs réglementés de vente d'Engie au 31 décembre 2016 (€/MWh)

en €/MWh	Client D3	Client I1
Part fourniture	22,9	21,2
Part transport	5,4	5,1
Part distribution	14,2	9,5
Part stockage	3,0	3,0
Facture hors taxes aux tarifs réglementés	45,5	38,9
Prélèvements réglementaires sur les frais de réseaux (CTA)	1,4	0,3
TICGN	4,3	4,3
TVA	8,8	8,7
Facture TTC aux tarifs réglementés	60,1	51,9

Source : Données 2016, 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 :

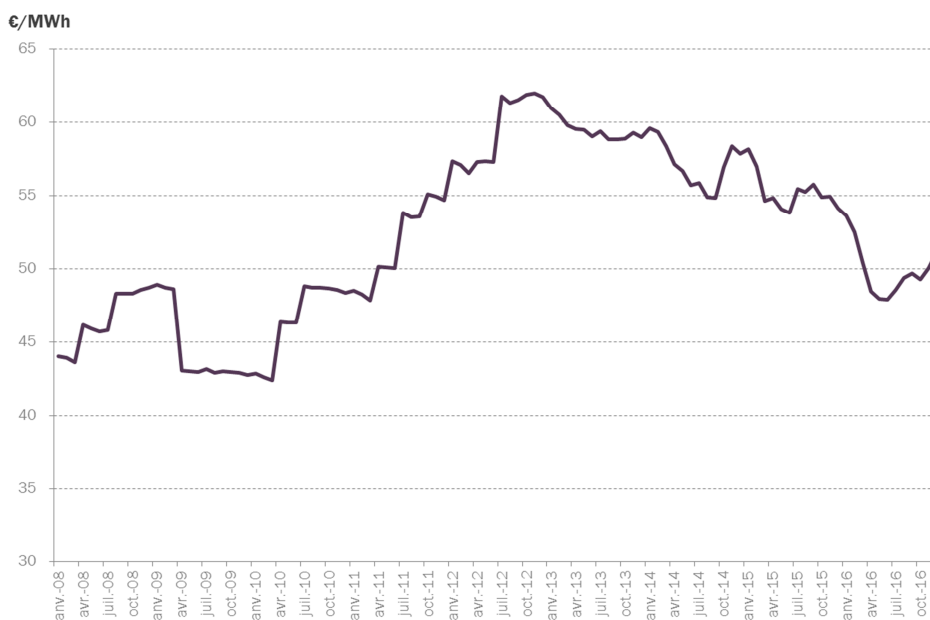
- toutes les données s'entendent en €/MWh
- la TVA s'applique à hauteur de 20% sur la part variable et sur la TICGN et de 5,5% sur la part fixe et la CTA.
- les clients types présentent les caractéristiques suivantes :
 - Client D3 = ménage ayant une consommation annuelle de 23,26 MWh (tarif B1)
 - Client 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 -3,4 % sur l'année 2016. La hausse des TRV au 4ème trimestre 2016, liée à une hausse du prix du gaz sur le marché de gros des Pays-Bas et sur le marché du Nord de la France (PEG Nord), a quasiment compensé la baisse importante observée sur les quatre premiers mois de l'année. Les TRV de gaz hors taxe ont néanmoins baissé de 16,4 % en moyenne, depuis le 1er janvier 2014.

La part d'indexation sur le marché de gros du gaz de la formule de calcul des coûts d'approvisionnement d'Engie est prépondérante depuis quelques années (elle s'élève à 77,6 % depuis le 1er juillet 2016).

Graphique 32 : Evolution du Tarif Réglementé de Vente de vente de gaz naturel d'ENGIE, hors taxes en euros constants 2015 par mégawattheure



Source : CRE

3.2.2.2.2 Les offres de marché

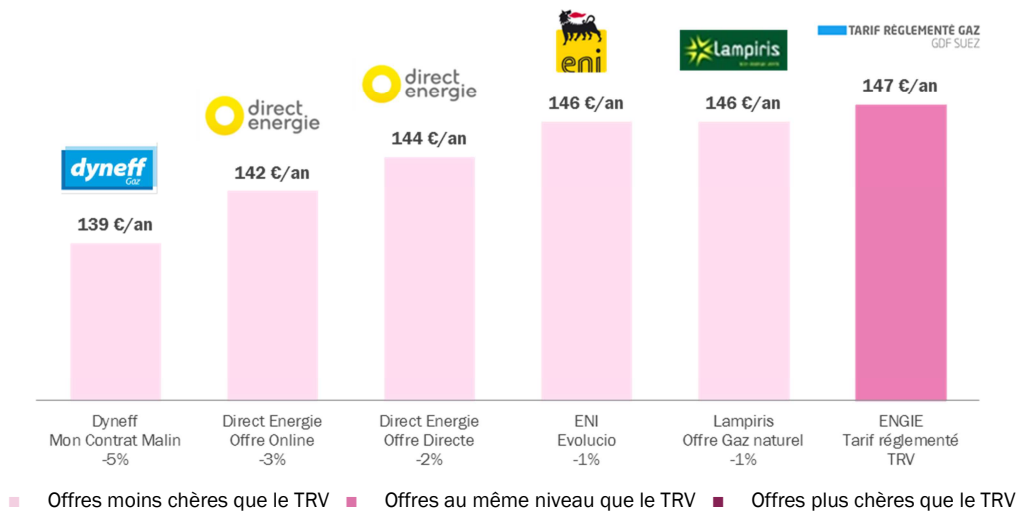
Les offres proposées par les fournisseurs sont comparées ci-dessous dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation annuelle de 750 kWh par an (client dit « Cuisson ») et dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation de 17 000 kWh par an (client dit « Chauffage »), les deux étant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

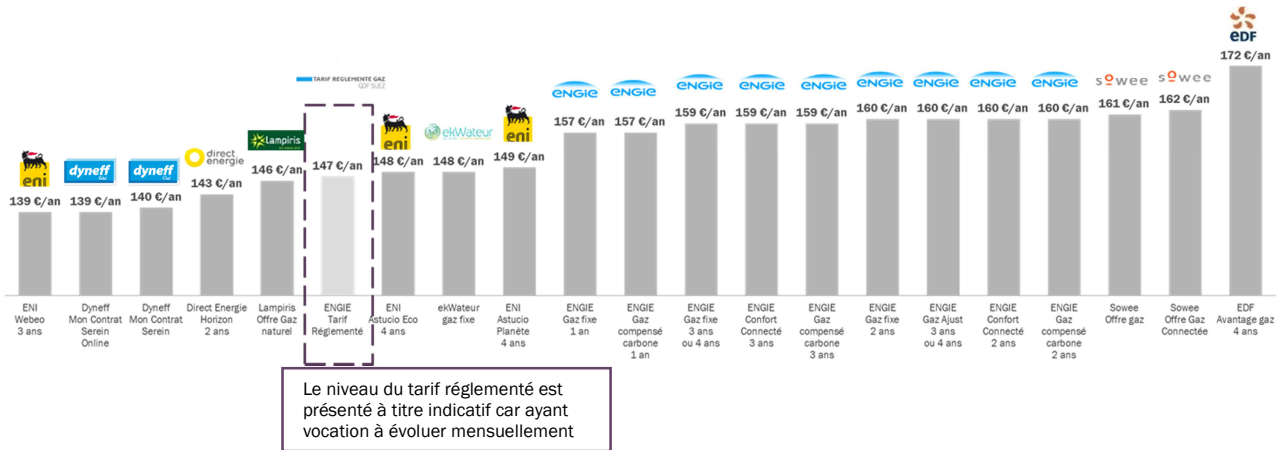
Les offres présentées ont été déclarées au préalable volontairement par chacun des fournisseurs sur le comparateur d'offre du site www.energie-info.fr. Il est donc possible que les offres présentées ne soient pas complètement exhaustives.

Les factures sont présentées TTC et hors promotion éventuelle.

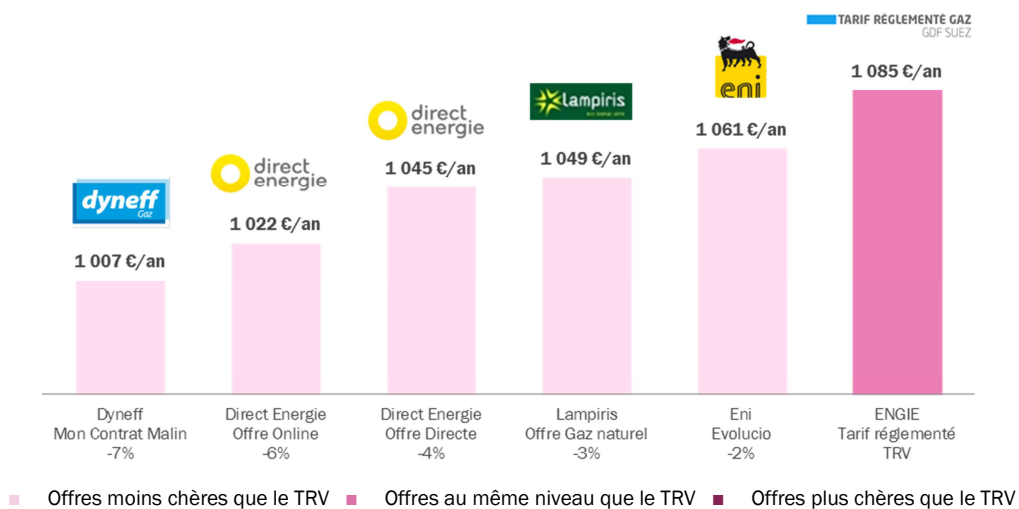
Graphique 33 : Comparaison des offres à prix variable pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2016



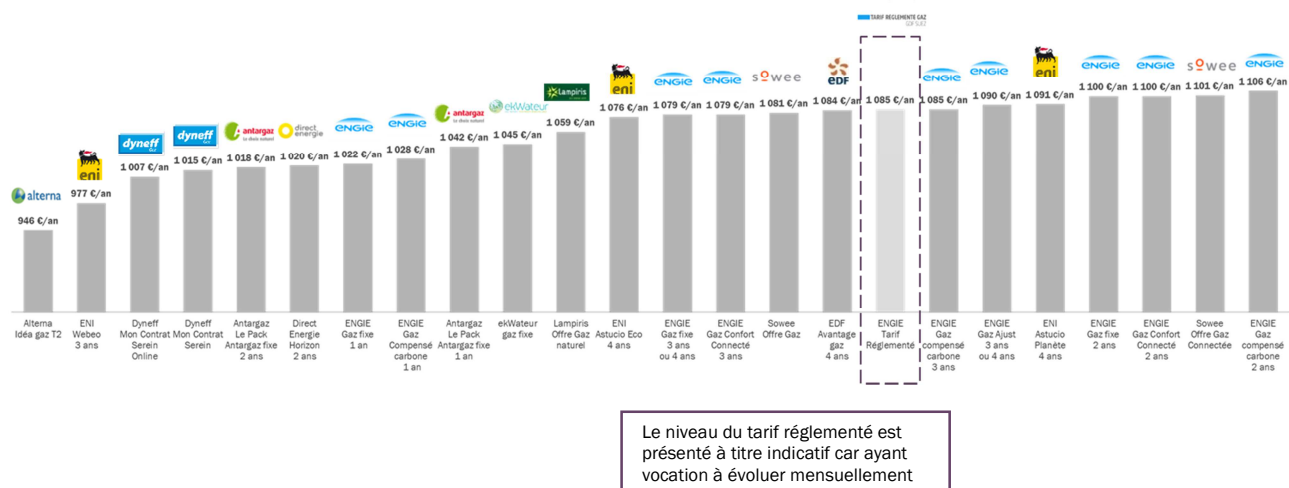
Graphique 34: Comparaison des offres à prix fixe pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2016



Graphique 35: Comparaison des offres à prix variable pour un client type « Chauffage » au 31 décembre 2016



Graphique 36 : Comparaison des offres à prix fixe pour un client type « Chauffage » au 31 décembre 2016



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, l'offre à prix variable la moins chère est proposée par Dyneff et correspond à un prix annuel 5 % et 7 % 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. 100%³³ du gaz consommé en France en 2016 a été importé.

Tableau 30 : Bilan du marché français en 2016, en comparaison avec 2015 (en TWh)

En TWh					
Approvisionnements			Débouchés		
	2015	2016		2015	2016
Déstockage	119	117	Stockage	114	113
Production	0	0	Exportations	61	65
Importations (gazoducs et terminaux)	516	552	Consommations clients finals	449	491

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

En 2016, la consommation nette (hors pertes) s'est établie à 491 TWh, ce qui représente une hausse de 9% par rapport à 2015. La reprise de la demande des centrales électriques au gaz compte-tenu de la tension sur le réseau électrique constatée en fin d'année 2016 et des températures plus froides qu'en 2015 à cette même époque, expliquent la hausse de la consommation totale de gaz en France.

Les quantités de gaz injectées sur le réseau français par gazoducs ont atteint 474 TWh, en hausse de 4% par rapport à 2015. 79 TWh de gaz sont par ailleurs entrés en France par des terminaux méthaniers, contre 62 TWh en 2015 et 67 TWh en 2014. Les soutirages depuis les stockages ont atteint 117 TWh, soit un niveau stable par rapport à 2015.

³³ Source : base de données DGEC Pégase



3.3.1.1 Hiver 2015-2016

L'hiver 2015-2016 s'est caractérisé par des températures particulièrement douces. Au premier trimestre 2016, GRTgaz a enregistré sur son périmètre des températures moyennes supérieures de près de 1°C à celles du premier trimestre 2015, à 6,1°C en moyenne.

Alors que les consommations domestiques sont restées relativement stables par rapport au premier trimestre 2015, le 1^{er} trimestre 2016 s'est caractérisé par une reprise de la consommation industrielle, principalement pour la production d'électricité (+1,7% sur le périmètre de GRTgaz).

Du côté de l'offre de gaz, le haut niveau de remplissage des stockages (112,9 TWh), bien que légèrement inférieur à celui de l'hiver précédent (117,9 TWh), a permis de garantir la continuité de l'approvisionnement des clients, au nord comme au sud.

Au cours de cet hiver 2015-2016, environ 10 cargaisons par mois ont été livrées aux différents terminaux français, portant le taux d'utilisation de ces infrastructures à près de 27%.

Les arrivées de GNL et le fort remplissage des stockages dans un contexte de températures clémentes ont poussé à la baisse les importations par voie terrestre ainsi que le transit. GRTgaz a ainsi enregistré une baisse des quantités transportées sur son réseau de près de 4% au 1^{er} trimestre par rapport à l'année dernière.

Tout comme l'hiver précédent, des épisodes de congestion au Sud-est sont apparus. Ils se produisent en l'absence d'arrivée de GNL aux terminaux de Fos, lorsque les expéditeurs préfèrent soutirer au stockage TIGF de Lussagnet plutôt qu'au groupement salin situé en zone GRTgaz sud.

3.3.1.2 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 TIGF.

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'en fin de 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.

Dans le cadre de la fusion des zones, des travaux qui permettront d'acheminer du gaz depuis TIGF vers le sud-est sont réalisés par GRTgaz et TIGF. Le risque de congestion sud-est disparaîtra donc en novembre 2018. Il est

maintenu pour l'hiver 2017-2018 ; une congestion Nord est également possible, dans la configuration actuelle du réseau.

Les GRT ont entamé dès le mois de mars des travaux au sein du groupe de travail Concertation Gaz ³⁴ 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.

En particulier, les GRT proposent d'avoir recours à l'achat-vente simultané de produits localisés de part et d'autre de la congestion. Ce dispositif permettrait de rémunérer les expéditeurs qui cèderaient leur flexibilité au GRT, au lieu de les y contraindre par les AIO.

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

Les consommations européenne et française de gaz naturel ont stagné au cours des dix dernières années, sous le triple effet des efforts de maîtrise de la consommation énergétique, de la crise économique et du faible niveau de production électrique à partir de gaz : entre 2005 et 2014, la consommation française de gaz naturel, corrigée du climat, a diminué de 528 à 466 TWh, soit une baisse de 13%.

Pour la période 2015-2024, GRTgaz anticipe une baisse annuelle de la consommation d'environ 0,3% par an, provenant principalement de la baisse des consommations dans les secteurs résidentiels (-0,8 % par an) et pour l'industrie (-0,7 % par an) ; ces baisses sont partiellement compensées par une reprise de la consommation de gaz pour la production d'électricité à partir de 2017-2018.³⁵ TIGF anticipe pour sa part une baisse des consommations de gaz d'environ 0,1% par an, liée principalement à la baisse des consommations du secteur résidentiel (-0,3% par an), partiellement compensée par une hausse des consommations industrielles dans le sud de la France.³⁶

3.3.2.2 Les capacités de stockage

La capacité de stockage en France s'est élevée à 135,0 TWh en 2016-2017, 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 TIGF sur 2 sites en nappes aquifères dans le sud-ouest de la France (zone TIGF).

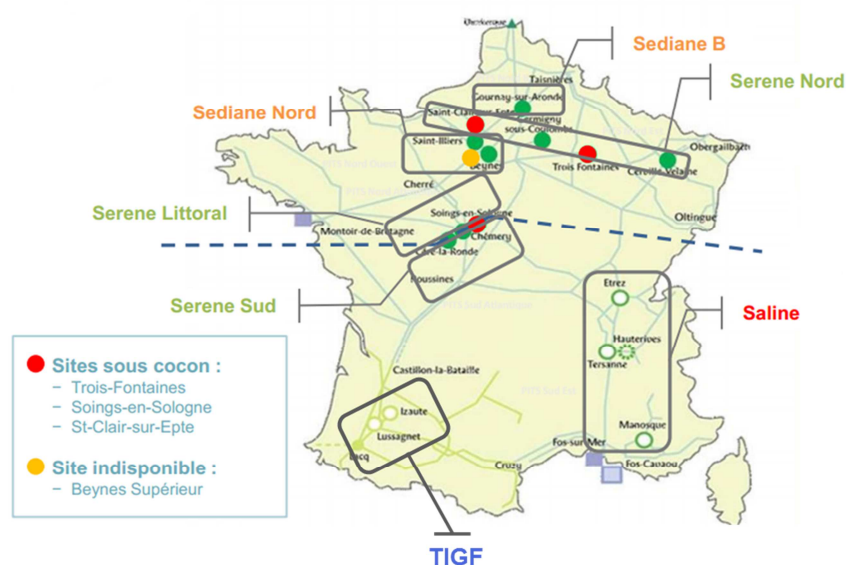
Le tableau suivant détaille les caractéristiques des produits de stockage.

³⁴ Instance de concertation avec les acteurs de marché présidée par GRTgaz et TIGF et instituée par la délibération de la CRE du 18 septembre 2008

³⁵ Plan Décennal de GRTgaz

³⁶ Plan prospectif de développement du réseau de TIGF

Graphique 37: sites de stockage souterrain de gaz naturel en France



Source : Storengy – Analyse CRE

TIGF 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.

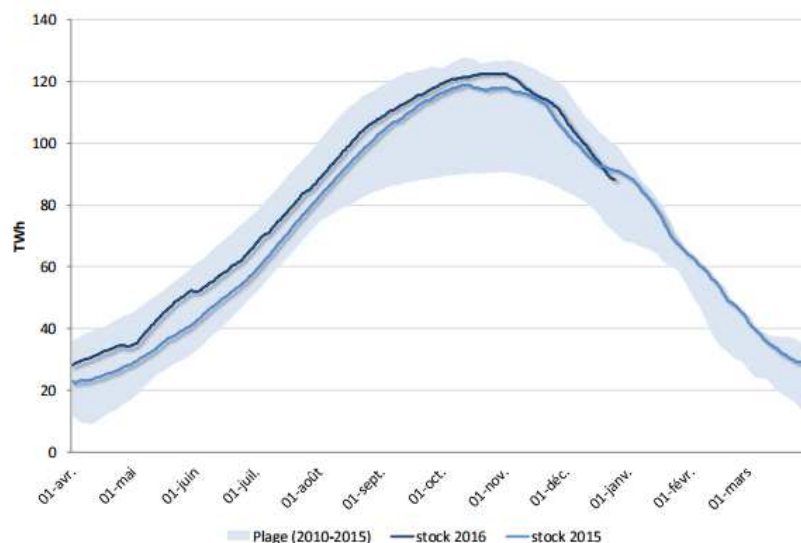
Tableau 31 : capacités de stockage et d'injection / soutirage en 2017-2018 par produit

	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	17,01	134,0	131,6
Serene Sud PEG	7	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 38: niveaux de stock 2010 - 2016



Source : Storengy, TIGF – 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.

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 du groupe Engie. 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 tiers³⁷.

En 2016, le taux d'utilisation des capacités commercialisables des terminaux GNL français régulés était de 30%. La France est l'un des principaux importateurs de GNL en Europe et a reçu en 2016 environ 14% de ses imports en gaz sous forme de gaz liquide (79 TWh en 2015).

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 2020³⁸.

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.

³⁷ 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.

³⁸ 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.

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.

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.

4. LA PROTECTION DES CONSOMMATEURS

4.1 La protection des consommateurs

4.1.1 Le respect des mesures prévues à l'annexe 1

L'article 202 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit qu'aucune consommation d'électricité ou de gaz naturel antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou autorelevé ne peut être facturée, sauf en cas de défaut d'accès au compteur, d'absence de

transmission par le consommateur d'un index relatif à sa consommation réelle, après un courrier adressé au client par le gestionnaire de réseau par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, ou de fraude.

Ces dispositions sont entrées en vigueur le 18 août 2016.

En électricité et en gaz, des procédures ont été élaborées pour préciser les modalités d'envoi des courriers recommandés par les gestionnaires de réseau de distribution.

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.

En 2016, le service téléphonique Energie-Info a renseigné 226 000 consommateurs (dont 60% appelant pour connaître les coordonnées des différents fournisseurs par l'intermédiaire d'un serveur vocal interactif). De plus, sur cette même période, le site Internet a reçu 1,7 millions de visites. Au total, 2,1 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)).

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 12 260 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 12 260 réclamations reçues par le médiateur national de l'énergie, 3 499 sont des litiges recevables (saisine écrite, délais respectés et entrant dans le champ de compétence du médiateur). Le médiateur national de l'énergie a émis 3183 recommandations en 2016 dont 42% d'accords amiables.

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

Le décret n°2001-531 du 20 juin 2001 relatif à l'aide aux personnes en situation de précarité pour préserver ou garantir leur accès à l'électricité instaure un dispositif permettant de « préserver ou garantir l'accès à l'électricité » des personnes en situation de précarité.

Le décret n°2004-325 du 8 avril 2004 relatif à la tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité met en place la fourniture d'électricité à un tarif réduit (tarif de première nécessité – TPN) pour les consommateurs à faible revenu. La réduction est fonction de la puissance souscrite et du nombre de personnes composant le foyer.

Environ 3,2 millions de foyers bénéficiaient du TPN fin 2016.

Les coûts 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 (CSPE). Le coût prévisionnel du dispositif, y compris les coûts de gestion, est évalué à 309,5 M€ pour 2017.

Le décret n°2001-531 a été complété par le décret 2005-971 du 10 août 2005 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés. Il a été abrogé par 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. Ainsi, 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).

Le décret n° 2012-309 du 6 mars 2012 modifiant le décret n° 2004-325 du 8 avril 2004 vise à automatiser les procédures d'attribution du tarif spécial de l'électricité comme produit de première nécessité et prolonge de six mois le bénéfice du TPN au-delà de la fin des droits à la Couverture Maladie Universelle Complémentaire (CMU-C).

Par arrêté du 21 décembre 2012 portant modification de l'annexe au décret n° 2004-325 du 8 avril 2004, le montant des ressources permettant de bénéficier du TPN a été remplacé par celui ouvrant droit à l'aide au paiement d'une assurance complémentaire de santé, dite ACS.

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 15 mars, y compris par résiliation de contrat. Seules des réductions de puissance seront possibles pendant cette période sauf pour les consommateurs bénéficiaires du TPN. Le décret du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau a été modifié pour prendre en compte ces modifications.

Cette même loi :

- a modifié l'article L. 121-5 du code de l'énergie. Désormais tous les fournisseurs d'électricité autorisés à exercer l'activité d'achat pour revente peuvent proposer le TPN à leurs clients ;
- a étendu les critères d'éligibilité en introduisant un critère de revenu fiscal de référence par part. Le fichier des ayants droit est désormais établi à partir d'information provenant des organismes d'assurance maladie et de l'administration fiscale ;
- a octroyé le bénéfice du TPN aux gestionnaires de résidences sociales, au sens de l'article L. 633-1 du code de l'habitation et de la construction.

Le décret n° 2013-1031 du 15 novembre 2013 portant l'application de la loi n° 2013-312 a remplacé les réductions accordées aux clients bénéficiant du TPN par une remise forfaitaire dépendant de la composition du foyer et de l'abonnement souscrit.

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 2016, 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, et sur la base d'un rapport d'évaluation remis au Parlement, le chèque énergie sera généralisé au plus tard le 1er janvier 2018, en remplacement des tarifs sociaux.

En revanche, en application de l'article R. 124-16 du code de l'énergie, les bénéficiaires du chèque énergie prévu à l'article L. 124-1 dudit code 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.

4.1.3.2 Gaz

La loi du 7 décembre 2006 prévoit que 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 décret n° 2008-778 du 13 août 2008 relatif à la fourniture de gaz naturel au tarif spécial de solidarité précise les modalités de mise en œuvre du TSS :

- Le TSS peut être proposé par l'ensemble des fournisseurs de gaz auprès des consommateurs ayant droit au TPN ;
- 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 ;
- A l'instar du 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.

Environ 1,6 million de foyers bénéficiaient du TSS fin 2016. 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).

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. Les charges prévisionnelles pour 2017, incluant les coûts de gestion, s'élèvent à 109,4 M€.

L'arrêté du 22 décembre 2011 portant modification de l'annexe au décret n°2008-778 du 13 août 2008 a augmenté de 10% les déductions et versements forfaitaires.

Le décret n°2012-309 du 6 mars 2012 modifiant le décret n°2008-778 du 13 août 2008 vise à automatiser les procédures d'attribution du tarif social du gaz naturel et prolonge de six mois le bénéfice du TSS au-delà de la fin des droits CMU-C.

Par arrêté du 21 décembre 2012 portant modification de l'annexe au décret n°2008-778 du 13 août 2008, le montant des ressources permettant de bénéficier du TSS a été remplacé par celui ouvrant droit à l'aide au paiement d'une assurance complémentaire de santé, dite ACS.

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 15 mars, y compris par résiliation de contrat. Le décret du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau a été modifié pour prendre en compte ces modifications. Cette loi modifie aussi les critères d'attribution du TSS selon les mêmes termes que pour le TPN.

En application de l'arrêté du 21 mars 2014, le niveau de déductions et versements forfaitaires a été revu à la hausse à partir du 1^{er} avril 2014 pour compenser en totalité l'instauration de la contribution climat énergie prévue à l'article 32 de la loi n°2013-1278 du 29 décembre 2013 de finances pour 2014.

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. Ce dispositif permet aux ménages bénéficiaires de régler leur facture d'énergie, quel que soit leur moyen de chauffage (électricité, gaz naturel, GPL, fioul, bois...). Afin d'être généralisé au plus tard le 1^{er} janvier 2018, le chèque énergie est mis en place progressivement en commençant par le remplacement des tarifs sociaux dans les départements de l'Ardèche, de l'Aveyron, des Côtes d'Armor et du Pas de Calais à compter de mai 2016.

En revanche, en application de l'article R. 124-16 du code de l'énergie, les bénéficiaires du chèque énergie prévu à l'article L. 124-1 dudit code 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.

4.2 Décisions marquantes en matière de règlement de différends

4.2.1 Cour d'appel de Paris, 12 janvier 2017, ENEDIS / VALSOPHIA

[Le raccordement d'un ensemble immobilier en un seul point du réseau public de distribution méconnaît le monopole de gestion des réseaux de distribution d'électricité](#)

La société Valsophia avait saisi le CoRDIS d'un différend l'opposant à la société ERDF, devenue Enedis, relatif aux conditions de raccordement d'un ensemble immobilier neuf en construction au réseau public de distribution d'électricité.

Par une décision en date du 6 mai 2015, le CoRDIS a enjoint à la société Enedis de communiquer à la société Valsophia une proposition technique et financière avec un seul point de raccordement d'électricité pour l'ensemble du projet immobilier, assortie d'une prestation de comptage en décompte.

La société Enedis a formé un recours en annulation contre ladite décision devant la cour d'appel de Paris.

Par un arrêt rendu le 12 janvier 2017, la Cour l'a annulée au motif que le raccordement indirect d'installations de consommation d'électricité n'était pas autorisé par le droit en vigueur à la date des faits.

En effet, en l'absence de transposition en droit interne de l'article 28 de la directive 2009/72 relatif aux réseaux fermés de distribution, « seules les entreprises visées à l'article L.111-52 du Code de l'énergie étaient autorisées à gérer, sur le territoire national, un réseau de distribution d'électricité ».

La cour d'appel de Paris précise que les installations électriques privatives gérées par la société Valsophia, permettant de transporter l'électricité jusqu'aux consommateurs finaux que sont les propriétaires et locataires des lots, doivent être qualifiées de réseau de distribution d'électricité. Elle juge que la solution du raccordement unique imposée à Enedis implique, par conséquent, de confier à la société Valsophia la gestion d'un réseau de distribution d'électricité. Cette solution méconnaît le monopole de gestion des réseaux de distribution d'électricité en France, et viole l'article L. 111-52 du Code de l'énergie.

La Cour opère également une distinction entre un raccordement indirect pour un producteur d'électricité et un raccordement indirect d'une installation de consommation au réseau public de distribution.

4.2.2 Cour de cassation, pourvoi n° 14-25830, RETZVOLTS/ ERDF

Procédure : précisions sur le contenu des recours en reformation devant la CA de Paris

La société Retzvolts avait saisi le CoRDIS d'un différend qui l'opposait à la société ERDF, devenue Enedis, relatif aux conditions de raccordement de son projet de centrale photovoltaïque au réseau public de distribution d'électricité.

Par une décision du 3 juillet 2013, le CoRDIS a décidé, d'une part, que le coût de l'extension pour le raccordement de l'installation de production au réseau public de distribution figurant dans la proposition technique et financière devait, en application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, être mis à la charge du gestionnaire, et, d'autre part, que le délai d'acceptation de cette proposition était suspendu à compter de la date d'introduction de la demande de règlement de différend et jusqu'à la date de notification de la décision du CoRDIS.

La société Retzvolts a formé un recours en annulation contre ladite décision.

Par un arrêt du 25 septembre 2014, la cour d'appel de Paris a jugé ce recours irrecevable en application de l'article 9 du décret n° 2000-894 du 11 septembre 2000. En effet, la société Enedis n'avait pas déposé un exposé complet des moyens dans le mois qui a suivi le dépôt de la déclaration de recours alors même qu'elle contenait un exposé sommaire des moyens.

La Cour de cassation a cassé et annulé cet arrêt en jugeant que seule l'absence d'un exposé sommaire des moyens dans la déclaration de recours formée dans le délai imparti est sanctionnée par l'irrecevabilité du recours. Dès lors, le fait de ne pas déposer un exposé complet des moyens dans le mois qui suit le dépôt de cette déclaration ne rend pas le recours irrecevable.

4.2.3 Cour d'appel de Paris, 2 juin 2016, GRDF, DIRECT ENERGIE ET ENI

Compétence du CoRDIS pour fixer les conditions financières des prestations réalisées par le fournisseur dans le cadre de la gestion de clientèle

Par une décision du 19 septembre 2014, le CoRDIS a enjoint à la société GRDF de transmettre dans un délai de 6 mois à la société Poweo Direct Energie, devenue Direct Energie, un nouveau contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel (ci-après « CAD ») afin de ne plus imposer au fournisseur des stipulations visant à le rendre redevable, en son nom et pour son compte, du paiement du tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel (ci-après « ATRD ») et de toute autre somme non couverte par ce tarif, notamment dans le cadre du traitement des impayés relatifs à la part acheminement.

Les sociétés GRDF, Eni et Direct Energie ont formé un recours contre la décision devant la cour d'appel de Paris.

Par un arrêt du 2 juin 2016, la Cour a confirmé la solution retenue s'agissant du traitement des impayés de la part acheminement, ainsi que le caractère rétroactif de la décision du CoRDIS. Elle a cependant réformé la décision du CoRDIS en ce qu'elle rejetait la demande de la société Direct Energie visant à ce que le CoRDIS détermine la rémunération des prestations qu'elle rend aux clients finals pour le compte de la société GRDF. La cour a précisé que « le CoRDIS n'avait à ce sujet nul besoin de définir quelle était la qualification du contrat par lequel la

société fournisseur agissait envers le gestionnaire de réseau auprès du client final, mais simplement de préciser quelles prestations étaient concernées et de fixer une méthode de calcul de la rémunération du fournisseur lorsqu'il agit pour le compte du gestionnaire de réseau auprès du client final ».

En conséquence, la cour d'appel de Paris a enjoint à la société GRDF de proposer à la société Direct Energie et à la société ENI un avenant au CAD prévoyant notamment « une rémunération équitable et proportionnée au regard des coûts évités par [la société GRDF] des prestations accomplies pour son compte auprès des clients ». Ces amendements ainsi que l'offre tarifaire afférente devront être proposés « dans le délai de deux mois à compter de la signification de l'arrêt et être soumis au CoRDIS dans le même délai ».

4.2.4 CoRDIS, Elicio Bretagne, 31 août 2016

Précisions s'agissant de la notion d'atteinte grave et immédiate aux règles régissant l'accès aux réseaux au sens de l'article L. 134-22 du code de l'énergie

La société Elicio Bretagne a saisi le CoRDIS d'une demande de mesures conservatoires dans le cadre d'un règlement de différend à l'encontre de la société Enedis relatif à l'exécution d'un contrat d'accès au réseau public de distribution d'électricité de son installation de production éolienne.

En 2009, la société Elicio Bretagne a conclu un contrat d'accès au réseau public de distribution d'électricité en injection (ci-après « CARD-I ») ainsi qu'une convention d'exploitation avec la société Enedis, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la commune où la société Elicio exploite un parc éolien.

En 2016, la société Enedis a informé la société Elicio Bretagne qu'une période de découplage (i.e. coupure de l'accès au réseau ou indisponibilité), était prévue en raison de travaux de maintenance lourde de type « travaux RTE » sur le poste source auxquelles sont raccordées les installations éoliennes. La coupure initialement prévue a ensuite été reportée et rallongée en raison de travaux de maintenance lourde de type « Renouvellement poste source ».

La société Elicio Bretagne a demandé à la société Enedis une compensation au titre de la perte de production pendant la période de découplage. La société Enedis a refusé de faire droit à ladite demande indemnitaires au motif que l'intervention consiste en un « Renouvellement d'ouvrage » et que les conditions générales et particulières du contrat ne prévoient pas une telle indemnisation.

La société Elicio estime que la société Enedis a violé les conditions générales et les conditions particulières du CARD-I en ce que :

- Les travaux pouvant engendrer une indisponibilité du réseau sans indemnisation sont limitativement énumérés par le contrat. Les travaux envisagés par Enedis ne figurent pas dans cette liste.
- La société Enedis a violé les stipulations du contrat en omettant d'organiser une concertation préalable avec la société Elicio s'agissant de cette indisponibilité.

A titre conservatoire, la société Elicio Bretagne a demandé au comité d'enjoindre à la société Enedis de maintenir l'accès de son site de production au réseau public de distribution à compter de la date de coupure du réseau et pour toute la période d'indisponibilité initialement prévue par le gestionnaire du réseau de distribution.

Dans sa décision du 31 août 2016, le CoRDIS a rejeté la demande de mesures conservatoires de la société Elicio Bretagne.

Le CoRDIS a en premier lieu considéré que la demande était recevable en relevant que :

l'obligation de production d'écritures récapitulatives prévue par l'article R.134-13 du code de l'énergie n'est pas applicable aux demandes de mesures conservatoires.

l'article R. 134-18 du code de l'énergie ne prévoit pas que la demande de mesures conservatoire doit être présentée par mémoire séparé. Dès lors, « la circonstance que le mémoire introductif ait été enregistré administrativement sous deux numéros distincts pour la demande de règlement de différend et pour la demande de mesures conservatoires est sans incidence sur la régularité de la procédure. »

la demande de mesures conservatoires a bien été présentée accessoirement à une demande au fond conformément à l'article R. 134-18 du code de l'énergie dès lors qu'elle est relative à l'interruption de l'accès au réseau public de distribution d'électricité et à un désaccord sur l'interprétation et l'exécution d'un contrat d'accès mentionné à l'article L. 111-91 du code de l'énergie.

le contrat n'instituait pas une procédure de conciliation obligatoire et préalable à la saisine du comité. Le fait qu'aucune proposition de règlement amiable du litige n'ait été présentée à ENEDIS n'est donc pas de nature à rendre irrecevable la saisine du Comité.

Sur le fond, le comité a relevé, d'une part, qu'une concertation a eu lieu entre la société Enedis et la société Elicio Bretagne afin de limiter, dans une certaine mesure, l'atteinte à la continuité du fonctionnement du réseau. D'autre part, le comité a relevé que la société ENEDIS a proposé une solution alternative à la société Elicio Bretagne, lui permettant une production à une puissance limitée à hauteur de 20% pendant la durée des travaux, et que la société Elicio Bretagne, qui n'a pas transmis un état prévisionnel annuel de productible, ne conteste pas cette solution alternative.

Dès lors, le CoRDIS a décidé que « *la société Elicio Bretagne ne justifie pas que les conditions de planification des travaux et de limitation de puissance envisagées par la société Enedis sont de nature à porter une atteinte grave et immédiate aux règles régissant l'accès au réseau susceptible d'entraîner la suspension des travaux concernés.* »

4.2.5 CoRDIS, Moulin du Teulel/Enedis, 17 octobre 2016

Précisions s'agissant de la notion d'atteinte grave et immédiate aux règles régissant l'accès aux réseaux au sens de l'article L. 134-22 du code de l'énergie

Le CoRDIS a été saisi d'une demande de mesures conservatoires présentée par la société Moulin du Teulel dans le cadre d'un différend qui l'oppose à la société ERDF, devenue Enedis, relatif à l'utilisation d'une protection de découplage de type DIN VDE 0126 dans une installation de production hydroélectrique.

Dans le cadre d'une demande de raccordement au réseau public de distribution, la société Moulin du Teulel a contesté le choix de protection de découplage prescrite dans la proposition technique et financière. En effet, la société Enedis proposait d'utiliser une protection de type B.1 dès lors que l'utilisation d'une protection de découplage de type DIN VDE 0126 n'est pas autorisée par les textes, d'autant plus s'agissant d'une installation hydraulique.

Selon la société Moulin du Teulel, le refus de la société d'Enedis d'installer la protection de découplage de type DIN VDE 0126, qui n'est justifié par aucune raison technique ou de sécurité, la priverait de l'accès au réseau public de distribution d'électricité et constituerait une atteinte grave et immédiate aux règles régissant l'accès aux réseaux au sens de l'article L. 134-22 du code de l'énergie.

En conséquence, la société Moulin du Teulel a demandé au comité d'ordonner des mesures conservatoires pour l'utilisation de sa protection de découplage de type VDE 0126, pour la période entre la mise en service de la centrale jusqu'au jugement au fond du comité.

Par une décision du 17 octobre 2016, le CoRDIS a décidé, à titre conservatoire, que l'utilisation temporaire d'une protection de découplage conforme à la norme DIN VDE 0126- disposant de réglage VFR2014 peut être mise en œuvre dans l'installation de production hydroélectrique de la société Moulin du Teulel.

Le CoRDIS a d'abord précisé que l'ancienneté du refus opposé par la société Enedis et contesté par l'exploitant ne saurait à elle seule exclure l'existence d'une atteinte immédiate aux règles régissant l'accès aux réseaux.

Puis, il a considéré que la gravité du refus opposé depuis plus de deux ans à la société Moulin du Teulel, qui a effectué de lourds investissements consistant en la rénovation de deux turbines existantes et l'installation de deux nouvelles turbines afin d'augmenter la puissance de sa centrale, alors qu'elle se trouve dans l'impossibilité d'injecter, n'est pas contestée. Dès lors, ce refus constitue une atteinte grave et immédiate aux règles régissant l'accès aux réseaux au sens de l'article L. 134-22 du code de l'énergie.

Enfin, le comité a considéré que l'utilisation d'une protection de découplage conforme à la norme DIN VDE 0126 n'est pas interdite pour les installations de production autres que celles photovoltaïques, dans la limite d'une puissance installée inférieure ou égale à 250 kVA.

4.2.6 CoRDIS, Monsieur A / ERDF, (n° 16-05-30), 30 mai 2016

Dépose d'une ligne électrique pour raison de sécurité

Monsieur A. a saisi le comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie du différend qui l'oppose à la société ERDF, devenue Enedis, s'agissant de la dépose d'une ligne électrique et du raccordement d'une construction au réseau public de distribution d'électricité.

La demande au fond était assortie d'une demande de mesures conservatoires rejetée par le CoRDIS dans une précédente décision (CoRDIS, 17 décembre 2014, n° 21-38-14).

D'une part, le CoRDIS a considéré que la ligne électrique concernée avait été déposée à bon droit par la société Enedis sur demande de la mairie, pour des raisons de sécurité.

D'autre part, s'agissant de la nouvelle demande de raccordement de Monsieur A., le comité a précisé qu'en application des dispositions de l'article L.111-6 du code de l'urbanisme et des stipulations de l'article 23 du cahier des charges de concession, c'est à bon droit que la société Enedis s'est conformée à l'avis défavorable rendu par le service compétent en matière d'urbanisme, et a informé le requérant que sa demande de raccordement ne pouvait aboutir.

Le comité a également déclaré irrecevable les demandes indemnitaires de Monsieur A., aucune disposition législative ou règlement ne lui permettant d'accueillir ce type de demande.

4.2.7 CoRDIS, décision du 20 janvier 2016 relative à l'exécution de la décision du 19 septembre 2014

Constatation de l'inexécution d'une décision du CoRDIS relative au contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel, et en particulier au traitement des impayés

Par une décision du 19 septembre 2014, le CoRDIS a enjoint à la société GRDF de transmettre à la société POWEO DIRECT ENERGIE, devenue Direct Energie, un nouveau contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel (ci-après « CAD ») dans un délai de six mois, conforme aux principes rappelés dans sa décision selon lesquels ce contrat ne peut avoir pour objet ou pour effet de faire supporter au seul fournisseur les sommes correspondant à la mission de distribution dévolue au gestionnaire de réseaux de distribution (ci-après « GRD »), notamment dans le cadre du traitement des impayés relatifs à la part acheminement.

Le comité a précisé qu'à défaut d'accord et de signature d'un nouveau contrat dans un délai de six mois à compter de la notification de la décision, les parties « pourront saisir à nouveau le CoRDIS pour apprécier la conformité du nouveau projet de contrat aux principes de la présente décision ».

Par une décision du 20 janvier 2016, le CoRDIS a considéré qu'en l'absence de signature d'un nouveau contrat du fait d'un désaccord entre les parties, il lui revenait d'apprécier la conformité du projet d'avenant du 20 octobre 2015 traitant du sort des impayés de la part acheminement.

Le comité a repris chaque élément litigieux du projet d'avenant afin d'en vérifier la conformité.

S'agissant du traitement du « flux » d'impayés, le comité a considéré que la mise en place d'un dispositif d'avance des sommes facturées au fournisseur au profit du GRD ne méconnaît pas, en lui-même, les principes énoncés par la décision du 19 septembre 2014. Le CoRDIS a par ailleurs estimé que le remboursement des créances détenues par le fournisseur sur le GRD peut être subordonné à leur qualification de « créances irrécouvrables ».

Toutefois, le CoRDIS a rappelé que ces aménagements contractuels ne pouvaient conduire « à faire supporter au fournisseur le paiement du tarif ATRD et de toute autre somme due au gestionnaire de réseau non couverte par ce tarif ». Il a relevé que certaines modalités contractuelles aboutissaient à transférer le risque financier lié au non-paiement des sommes dues au titre de l'acheminement sur le fournisseur et ne satisfaisaient donc pas à cette exigence. Le comité a ainsi relevé qu'il ne saurait être exigé du fournisseur qu'il établisse à ses frais et risques, au moyen d'une attestation émise par un tiers indépendant, que ses créances correspondent exactement aux sommes dues au titre de l'utilisation du réseau de distribution par chaque client final, alors que cette information ressort de la mission du GRD. Le CoRDIS a également considéré que les stipulations permettant au GRD de suspendre le remboursement des sommes dues au fournisseur, ou encore celles relatives à la fixation unilatérale des modalités d'audit des sommes concernées, telles qu'elles sont prévues par le projet d'avenant, sont de nature à permettre le transfert du risque qui s'attache à l'exercice de la mission de service public du gestionnaire de réseaux sur le seul fournisseur.

S'agissant du traitement du « stock » de créances dues à la société DIRECT ENERGIE au titre des impayés de la part acheminement, le comité a considéré que ce stock de créances continue de se constituer jusqu'à la date de signature de l'avenant. L'examen détaillé du projet d'avenant par le CoRDIS a ensuite donné lieu à des conclusions similaires à celles qu'il a développées sur le traitement du « flux » d'impayés.

Le comité a notamment rappelé que le calcul rétroactif du montant des créances, pour chaque point de livraison, relevait de la mission du GRD et qu'il ne saurait donc être imposé au fournisseur de procéder à ses frais et risques à ce calcul. Eu égard au grand nombre, à la variété et à la faible valeur unitaire des sommes à rembourser rétroactivement par le GRD, le comité a précisé que les parties pouvaient s'entendre sur une méthode statistique suffisamment précise afin de déterminer le montant d'impayés constitués sur la période antérieure à la mise en conformité du CAD.

Le CoRDIS en a conclu que la décision du comité en date du 19 septembre 2014 n'est pas exécutée et que la société GRDF devra dans un délai d'un mois transmettre à la société DIRECT ENERGIE un nouveau contrat conforme aux principes énoncés et le communiquer dans le même délai au CoRDIS.

4.2.8 CoRDIS, décision du 18 mai 2016 relative à l'exécution des décisions du 19 septembre 2014 et du 20 janvier 2016

Constatation de la bonne exécution d'une décision du CoRDIS relative au contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel, et en particulier au traitement des impayés

Par une décision du 18 mai 2016, le CoRDIS a constaté que le nouveau projet d'avenant au contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel (ci-après « CAD »), traitant du sort des impayés de la part acheminement et transmis le 23 mars 2016 par la société GRDF, satisfait aux principes rappelés dans les décisions du CoRDIS du 19 septembre 2014 et du 20 janvier 2016 et que ces décisions sont exécutées, sous réserve de l'application effective de la nouvelle rédaction du contrat.

S'agissant du traitement du « flux » d'impayés, le comité a rappelé que la mise en place d'un dispositif d'avance au profit du GRD ne constitue que l'une des solutions opérationnelles envisageables, et qu'il lui appartient de vérifier sa conformité.

Dans le cadre de ce dispositif, le CoRDIS a considéré que le projet d'avenant pouvait prévoir que le gestionnaire de réseaux rembourse les créances dues au fournisseur dès lors qu'elles ont été enregistrées en irrécouvrable dans sa comptabilité, sans méconnaître les principes dégagés par le CoRDIS dans ses précédentes décisions.

En application de ces principes, la nouvelle rédaction du projet d'avenant pouvait également prévoir que le montant de ces créances corresponde « aux sommes facturées par le fournisseur au client au titre de l'utilisation par le client du réseau de distribution » et des prestations fournies au client par le gestionnaire de réseaux.

Le comité a relevé que les autres stipulations ne prévoient plus la possibilité de suspendre le remboursement des sommes avancées par le fournisseur, et renvoient « à l'accord des parties, tant la détermination des modalités de l'audit que les conséquences éventuelles de cet audit ». Elles satisfont en conséquence aux décisions du CoRDIS du 19 septembre 2014 et du 20 janvier 2016.

S'agissant du traitement du « stock » de créances dues au fournisseur, le CoRDIS a notamment relevé que le projet d'avenant prévoyait de déterminer leur montant selon deux modalités alternatives : soit par le calcul d'une « proportion moyenne de part acheminement » à partir du montant total d'acheminement facturé par le fournisseur, soit en s'assurant que pour chaque point de livraison ou point de comptage et d'estimation concerné, le montant de la « part acheminement des créances clients irrécouvrables » corresponde bien au montant des sommes dues au titre de l'utilisation du réseau de distribution et des prestations fournies par le gestionnaire de réseaux. Il en a conclu que la rédaction issue du projet d'avenant « permet de ne plus transférer sur le fournisseur le risque financier lié au non-paiement des sommes dues au titre de l'utilisation des réseaux publics de distribution ».

Le comité a par ailleurs constaté, comme s'agissant des stipulations relatives au « flux » d'impayés, qu'en renvoyant à l'accord des parties, tant la détermination des modalités des audits du « stock » d'impayés que les conséquences éventuelles de ces audits, la nouvelle rédaction du projet d'avenant respecte bien les principes énoncés par le CoRDIS.

Le CoRDIS conclut de l'ensemble de ces éléments que la nouvelle proposition d'avenant est conforme aux principes énoncés dans ses précédentes décisions.

INDEX DES GRAPHIQUES

Graphique 1 : Temps moyen de coupure annuel pour les utilisateurs des réseaux Basse Tension gérés par Enedis	10
Graphique 2 : Transactions à l'interconnexion France – Allemagne en 2016	27
Graphique 3 : Transactions à l'interconnexion France – Belgique en 2016	27
Graphique 4 : Transactions à l'interconnexion France – Grande-Bretagne en 2016	28
Graphique 5 : Transactions à l'interconnexion France – Espagne en 2016	29
Graphique 6 : Transactions à l'interconnexion France – Italie en 2016	29
Graphique 7 : Transactions à l'interconnexion France – Suisse en 2016	30
Graphique 8 : Typologie des sites au 31 décembre 2016	34
Graphique 9 : Évolution du nombre de sites par type d'offre pour les sites concernés par la suppression des tarifs réglementés au 1er janvier 2016	34
Graphique 10 : Évolution du nombre de sites et de la consommation par type d'offre pour les sites concernés par la suppression des tarifs réglementés au 1er janvier 2016 sur le réseau d'ERDF	35
Graphique 11: Indice HHI pour les différents segments de clientèle	37
Graphique 12 : Les fournisseurs nationaux d'électricité	37
Graphique 13: Taux de switch trimestriel	38
Graphique 14 : Evolution du Tarif Réglementé de Vente de vente de l'électricité hors taxes en euros constants 2016	40
Graphique 15 : Comparaison des offres à prix variable pour un client Base 6 kVA	42
Graphique 16 : Comparaison des offres à prix variable pour un client HP/HC 9 kVA	42
Graphique 17 : Comparaison des offres à prix fixe pour un client Base 6 kVA	42
Graphique 18 : Comparaison des offres à prix fixe pour un client HP/HC 9 kVA	43
Graphique 19: Prix du <i>day-ahead</i> au PEG Nord (moyennes mensuelles)	60
Graphique 20: Prix du <i>day-ahead</i> sur les principaux hubs du nord-ouest de l'Europe	61
Graphique 21: Ecart de prix <i>day-ahead</i> entre le PEG Nord et le TRS	62
Graphique 22: Variation mensuelle du spread Nord-Sud	62
Graphique 23: Volume des livraisons nettes de gaz sur le marché de gros français (Données mensuelles)	64
Graphique 24: Niveau de concentration des marchés intermédiés français (Segment <i>spot</i>)	64
Graphique 25: Niveau de concentration des marchés intermédiés français (Segment à terme)	65
Graphique 26: Typologie des sites en gaz naturel au 31 décembre 2016	66
Graphique 27 : Évolution du nombre de sites par type d'offre pour les sites non résidentiels concernés par la suppression de leurs tarifs réglementés de vente de gaz	67
Graphique 28 : Évolution de la consommation annuelle par type d'offre pour les sites non résidentiels concernés par la suppression de leurs tarifs réglementés de vente de gaz	68
Graphique 29 : Indice HHI au 31 décembre 2016	69
Graphique 30 : Les fournisseurs nationaux du gaz naturel	70
Graphique 31 : Taux de switch trimestriel de 2008 à 2016	71
Graphique 32 : Evolution du Tarif Réglementé de Vente de vente de gaz naturel d'ENGIE, hors taxes en euros constants 2015 par mégawattheure	72
Graphique 33 : Comparaison des offres à prix variable pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2016	73
Graphique 34: Comparaison des offres à prix fixe pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2016	73
Graphique 35: Comparaison des offres à prix variable pour un client type « Chauffage » au 31 décembre 2016	73

Graphique 36 : Comparaison des offres à prix fixe pour un client type « Chauffage » au 31 décembre 2016.. 74
Graphique 37: sites de stockage souterrain de gaz naturel en France..... 77
Graphique 38: niveaux de stock 2010 - 2016..... 78

INDEX DES TABLEAUX

Tableau 1 : Les délibérations de la CRE relatives aux barèmes de raccordement.....	13
Tableau 2 : Évaluation de la rente de congestion en 2016 (perçue par RTE).....	16
Tableau 3: Structure du marché français.....	21
Tableau 4: Différentiel moyen entre les offres à l'achat et les offres à la vente.....	22
Tableau 5: Maximum des échanges entre la France et ses pays voisins en 2015 (en MW)	22
Tableau 6: Corrélations des prix entre la France et les pays voisins (spot J+1)	24
Tableau 7 : Écart de prix moyen entre la France et les pays voisins (spot J+1).....	24
Tableau 8: Ecart de prix moyen entre la France et l'Allemagne (forward annuel Y+1).....	26
Tableau 9 : Répartition des consommateurs finals par type de site (au 31 décembre 2016).....	33
Tableau 10 : Répartition de la consommation annuelle des consommateurs finals (au 31 décembre 2016) .	33
Tableau 11 : Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs (en nombre de site au 31 décembre 2016).....	36
Tableau 12 : Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs (en nombre de sites au 31 décembre 2016).....	36
Tableau 13 : Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs en volume (au 31 décembre 2016).....	36
Tableau 14 : Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs en volume (au 31 décembre 2016).....	36
Tableau 15 : Réduction des tarifs réglementés de vente en 2016 par rapport à 2015 (évolution en moyenne, hors taxes).....	39
Tableau 16 : Facture aux tarifs réglementés de vente d'électricité au 31 décembre 2016.....	40
Tableau 17 : Évolution de la pointe « à une chance sur dix » sur les cinq prochaines années	43
Tableau 18 : Le parc électrique installé en France au 1 ^{er} janvier 2016 et dans les 5 prochaines années	44
Tableau 19 : L'adéquation du système et le critère de sécurité	44
Tableau 20 : Le prix des écarts depuis avril 2017	45
Tableau 21: Importations, exportations, et production de gaz par zone	59
Tableau 22 : Volumes échangés sur les marchés intermédiés.....	63
Tableau 23 : Répartition des consommateurs finals par type de site (au 31 décembre 2016).....	65
Tableau 24 : Répartition de la consommation annuelle des consommateurs finals (au 31 décembre 2016) .	65
Tableau 25: Parts de marché des 3 plus gros fournisseurs historiques sur chaque segment (en nombre de sites, au 31 décembre 2016)	68
Tableau 26 : Parts de marché des 3 plus gros fournisseurs alternatifs sur chaque segment (en nombre de sites au 31 décembre 2015)	68
Tableau 27 : Parts de marché des 3 plus gros fournisseurs historiques en volume sur chaque segment (au 31 décembre 2016).....	68
Tableau 28 : Parts de marché des 3 plus gros fournisseurs alternatifs en volume sur chaque segment (au 31 décembre 2016).....	69
Tableau 29 : Facture aux tarifs réglementés de vente d'Engie au 31 décembre 2016 (€/MWh).....	71
Tableau 30 : Bilan du marché français en 2016, en comparaison avec 2015 (en TWh)	74
Tableau 31 : capacités de stockage et d'injection / soutirage en 2017-2018 par produit	77