



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

BILAN ANNUEL

RAPPORT À LA COMMISSION EUROPÉENNE

Principaux développements
des marchés français
de l'électricité et du gaz naturel
en 2015 et au premier semestre 2016

SOMMAIRE

AVERTISSEMENT	7
SYNTHÈSE	8
1. BILAN DE L'ÉVOLUTION DU MARCHÉ FRANÇAIS DE L'ÉLECTRICITÉ EN 2015	8
1.1 L'INDÉPENDANCE DES GESTIONNAIRES DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ CONTINUE À FAIRE L'OBJET D'UN SUIVI ATTENTIF DU RÉGULATEUR	8
1.2 LES CONDITIONS D'ACCÈS AUX RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ CONNAISSANT D'IMPORTANTES ÉVOLUTIONS	8
1.3 L'INTÉGRATION DU MARCHÉ FRANÇAIS SE POURSUIT	9
1.4 LES ÉCHANGES ONT CONTINUÉ À SE DÉVELOPPER SUR LE MARCHÉ DE GROS	9
1.5 L'OUVERTURE À LA CONCURRENCE DU MARCHÉ DE DÉTAIL A PROGRESSÉ AVEC LA FIN DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE POUR LES PLUS GROS CONSOMMATEURS	10
1.6 LA SITUATION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE S'EST AMÉLIORÉE	10
2. BILAN DE L'ÉVOLUTION DU MARCHÉ FRANÇAIS DU GAZ NATUREL EN 2015	10
2.1 L'INDÉPENDANCE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE GAZ NATUREL SE RENFORCE MAIS DOIT, POUR CERTAINS, ENCORE ÊTRE APPROFONDIE	10
2.2 LES CONDITIONS D'ACCÈS AUX INFRASTRUCTURES GAZIÈRES CONTINUENT D'ÉVOLUER	11
2.3 LES RÈGLES D'UTILISATION DES INTERCONNEXIONS FRANÇAISES ONT ÉVOLUÉ AU REGARD DE LA LÉGISLATION EUROPÉENNE	11
2.4 LA TENDANCE BAISSIÈRE DES PRIX DE GROS DU GAZ S'EST POURSUIVIE EN 2015	12
2.5 L'OUVERTURE À LA CONCURRENCE DU MARCHÉ DE DÉTAIL S'EST POURSUIVIE À UN RYTHME SOUTENU SUR LE SEGMENT NON RÉSIDENTIEL	12
2.6 LE SYSTÈME GAZIER FRANÇAIS DISPOSE D'UNE GRANDE CAPACITÉ DE RÉSILIENCE	13
3. BILAN ANNUEL DES DISPOSITIFS D'INFORMATION ET DE PROTECTION DES CONSOMMATEURS	13
PRINCIPAUX DÉVELOPPEMENTS DES MARCHÉS FRANÇAIS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL EN 2015 ET AU PREMIER SEMESTRE 2016	14
1. PRÉSENTATION DE LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE	14
1.1 MESSAGE DU COLLÈGE	14
1.2 LES MISSIONS DE LA CRE	15
2. LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ	17
2.1 L'ACCÈS AUX RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ	17
2.1.1 L'indépendance des gestionnaires de réseaux	17
2.1.1.1 Le suivi des obligations liées à la certification du gestionnaire du réseau de transport	17
2.1.1.2 La dissociation et l'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution et des entreprises locales de distribution (ELD)	18
2.1.1.3 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	18
2.1.2 Les aspects techniques	19
2.1.2.1 Le système de comptage évolué d'Enedis	19
2.1.2.2 La qualité de l'électricité	19
2.1.2.3 Le raccordement et l'accès aux réseaux publics d'électricité	22
2.1.2.4 Le cadre applicable aux énergies renouvelables	24
2.1.3 Les tarifs d'accès aux réseaux	26
2.1.3.1 Les tarifs actuels sont en vigueur jusqu'en 2017	26

2.1.3.2	Le TURPE 4 HTA/BT.....	26
2.1.3.3	Le TURPE 4 HTB	29
2.1.3.4	Les évolutions des tarifs en 2015.....	33
2.1.4	Les aspects transfrontaliers.....	33
2.1.4.1	Bilan de l'utilisation et de la gestion des interconnexions aux frontières françaises en 2015.....	34
2.1.4.2	Les règles d'allocation et de calcul de capacité.....	35
2.1.4.3	La surveillance de la coopération technique entre le GRT français et le GRT suisse	36
2.1.4.4	Le développement des interconnexions françaises	37
2.1.5	La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs.....	39
2.1.5.1	Le respect des décisions juridiquement contraignantes et des avis de l'ACER	39
2.1.5.2	La mise en œuvre des codes de réseau	39
2.2	LA CONCURRENCE ET LE FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ	40
2.2.1	Le marché de gros	40
2.2.1.1	Le bilan du système électrique.....	40
2.2.1.2	Les prix de marché <i>day-ahead</i>	41
2.2.1.3	Les marchés organisés	41
2.2.1.4	Le marché gré-à-gré	41
2.2.1.5	Le négoce transfrontalier.....	42
2.2.1.6	L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique	51
2.2.1.7	La surveillance du marché de gros	51
2.2.2	Le marché de détail	52
2.2.2.1	État des lieux	52
2.2.2.2	Les prix et les offres	58
2.3	LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	63
2.3.1	Le suivi de l'équilibre offre / demande d'électricité.....	63
2.3.1.1	L'adéquation offre-demande	63
2.3.1.2	Le mix énergétique.....	64
2.3.2	La surveillance des investissements dans les capacités de production en relation avec la sécurité d'approvisionnement.....	65
2.3.2.1	L'évolution de la consommation à cinq ans	65
2.3.2.2	L'évolution du parc de production à cinq ans	65
2.3.2.3	L'évolution du réseau de transport à cinq ans	66
2.3.3	Les mesures de réponse aux pics de demandes et aux déficits d'approvisionnement.....	66
2.3.3.1	L'ajustement électrique en temps réel	67
2.3.3.2	Le mécanisme de capacité	68
3.	LE MARCHÉ DU GAZ.....	70
3.1	L'ACCÈS AUX INFRASTRUCTURES DE GAZ NATUREL	70
3.1.1	L'indépendance des gestionnaires de réseaux	70
3.1.1.1	Le suivi des obligations liées à la certification des gestionnaires de réseau de transport	70
3.1.1.2	L'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution et des entreprises locales de distribution.....	71
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	71
3.1.2	Les aspects techniques.....	72

3.1.2.1	Le système de comptage évolué de GRDF	72
3.1.2.2	La qualité de service	72
3.1.3	Les conditions d'accès aux réseaux, aux terminaux méthaniers et aux installations de stockage de gaz naturel.....	73
3.1.3.1	Les tarifs de raccordement au réseau	73
3.1.3.2	Les tarifs d'accès aux réseaux de transport.....	74
3.1.3.3	Les tarifs d'accès au réseau de distribution.....	76
3.1.3.4	Les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers.....	77
3.1.3.5	L'accès des tiers aux installations de stockages	78
3.1.4	Les aspects transfrontaliers.....	78
3.1.4.1	Les règles d'allocation de la capacité de transport	79
3.1.4.2	Les règles de gestion des congestions	80
3.1.4.3	Le développement des interconnexions françaises.....	80
3.1.5	La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs.....	82
3.1.5.1	Le respect des décisions juridiquement contraignantes et des avis de l'ACER	82
3.1.5.2	La mise en œuvre des codes de réseau – l'évolution des règles d'équilibrage.....	82
3.2	LA CONCURRENCE ET LE FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DU GAZ	83
3.2.1	Le marché de gros	83
3.2.1.1	Le bilan du système gazier	83
3.2.1.2	Évolution des prix <i>day-ahead</i> sur le marché de gros du gaz	83
3.2.1.3	Les marchés intermédiés	87
3.2.1.4	Les livraisons aux PEG	87
3.2.1.5	Niveau de concentration du marché français	88
3.2.1.1	La surveillance du marché de gros	90
3.2.2	Le marché de détail	90
3.2.2.1	État des lieux	90
3.2.2.2	Les prix et les offres	96
3.3	LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	99
3.3.1	Le suivi de l'équilibre offre / demande de gaz naturel.....	99
3.3.2	Le niveau de la demande prévue, des réserves disponibles et des capacités supplémentaires envisagées.....	100
3.3.2.1	La demande de gaz naturel en France	100
3.3.2.2	Les capacités de stockage.....	101
3.3.2.3	Les terminaux méthaniers	102
3.3.2.4	Les infrastructures de transport.....	103
3.3.3	Les mesures de réponse aux pics de demandes et aux déficits d'approvisionnement.....	105
3.3.3.1	Les obligations des opérateurs de transport et de distribution de gaz.....	106
3.3.3.2	Les mesures d'urgence.....	106
4.	LA PROTECTION DES CONSOMMATEURS.....	107
4.1	LA PROTECTION DES CONSOMMATEURS	107
4.1.1	Le respect des mesures prévues à l'annexe 1	107
4.1.2	Questions et les réclamations.....	107
4.1.3	La protection des clients vulnérables.....	107
4.2	DÉCISIONS MARQUANTES EN MATIÈRE DE RÈGLEMENT DE DIFFÉRENDS.....	109

4.2.1 CoRDIS, Nucléosun (N°05-38-14), 15 avril 2015.....	109
4.2.2 CoRDIS, Nucléosun (N°06-38-14), 15 avril 2015.....	109
4.2.3 CoRDIS, Valsophia, 6 mai 2015	110
4.2.4 CoRDIS, Bio Cogelyo Normandie, 7 septembre 2015	110
4.2.5 CoRDIS, Hydro Diesel Electricité et Courregelec, 18 novembre 2015	111

AVERTISSEMENT

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

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

La Commission de régulation de l'énergie attire l'attention de la DG ENER sur le fait que certaines informations transmises ne relèvent pas de sa compétence exclusive. Ainsi, en matière de service public (article 15 de la directive 2009/72/CE et 3.11 de la directive 2009/73/CE) et de sécurité d'approvisionnement (article 4 de la directive 2009/72/CE et article 5 de la directive 2009/73/CE), la Commission de régulation de l'énergie détient des compétences partagées avec les ministres de l'économie et de l'énergie.

SYNTHÈSE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a fêté son quinzième anniversaire en 2015. Depuis la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, les missions de la CRE n'ont jamais cessé de se développer.

Ainsi, l'année 2015 a marqué un tournant opérationnel pour la mise en œuvre du règlement européen du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie et a nécessité un travail important d'accompagnement des acteurs de marché. De plus, la certification de la politique de sécurité de l'information de la CRE par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) lui permet désormais de recevoir les données collectées par l'ACER. La CRE est l'une des premières autorités de régulation nationales dans cette situation.

Dans le cadre de la suppression des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz naturel, la CRE a par ailleurs mis en œuvre une importante campagne d'information pour assurer la continuité de fourniture des consommateurs professionnels n'ayant pas souscrit d'offre de marché. Elle s'est également prononcée en faveur d'un dispositif d'appel d'offres pour la fourniture des clients inactifs, dont l'organisation lui a été confiée par ordonnance en février 2016.

Enfin, la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) a investi la CRE de treize nouvelles missions. Celles-ci sont notamment liées à la réforme des mécanismes de soutien à l'électricité produite à partir de sources renouvelables, aux effacements de consommation sur les marchés de l'énergie, ou encore à l'approvisionnement électrique des départements et régions d'outre-mer. La CRE s'est également prononcée sur la façon dont la mission de régulation de l'accès aux stockages souterrains de gaz naturel devrait être définie afin de renforcer la sécurité de l'approvisionnement gazier du marché français.

1. BILAN DE L'ÉVOLUTION DU MARCHÉ FRANÇAIS DE L'ÉLECTRICITÉ EN 2015

1.1 L'indépendance des gestionnaires des réseaux publics d'électricité continue à faire l'objet d'un suivi attentif du régulateur

Le suivi de la certification du gestionnaire du réseau public de transport français, RTE, a donné lieu à l'approbation de quinze contrats conclus avec l'entreprise verticalement intégré sur les seize qui lui ont été soumis au cours de l'année 2015. La CRE s'est par ailleurs assurée que les propositions de nomination au sein du directoire et du conseil de surveillance de RTE qui lui ont été notifiées étaient conformes aux exigences d'indépendance applicables aux dirigeants d'un gestionnaire de réseau certifié en tant que gestionnaire de réseau de transport indépendant. Elle a également approuvé la prolongation jusqu'au 30 septembre 2016 du contrat de travail du responsable de la conformité de RTE.

En dépit des progrès réalisés en 2013 et en 2014, l'indépendance de certains gestionnaires de réseaux de distribution était, en 2015, encore insuffisante en raison notamment de leur organisation ou de la confusion de leur marque avec celles des fournisseurs appartenant au même groupe. En particulier, le principal gestionnaire de réseau de distribution d'électricité a présenté en juin 2015 à la CRE son projet d'évolution des éléments constitutifs de sa marque qui n'a pas été jugé de nature à écarter tout risque de confusion, en l'absence de modification de la marque de sa maison-mère. En début d'année 2016, ERDF a annoncé dans un communiqué de presse qu'il allait se doter d'un nouveau nom. ERDF est ainsi devenu Enedis le 31 mai 2016.

1.2 Les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité connaissent d'importantes évolutions

Sur le plan technique, l'année 2015 a marqué le début du déploiement des compteurs évolués Linky, l'objectif étant d'équiper 35 millions de clients particuliers d'ici 2021. Le barème de raccordement au réseau du principal gestionnaire de réseau de distribution d'électricité français, qui a fait l'objet de modifications approuvées par la CRE courant 2015, évoluera de nouveau à compter du 30 septembre 2016 pour refléter la baisse des coûts induite par le déploiement de Linky.

Par ailleurs, le cadre réglementaire relatif au raccordement aux réseaux publics d'électricité a été complété par l'introduction d'un délai maximal de dix-huit mois pour le raccordement des installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables de puissance supérieure à 3kVA.

La qualité de service et d'alimentation sur les réseaux publics d'électricité peut, malgré les bonnes performances constatées, encore être améliorée. Ainsi, la CRE a notamment souhaité renforcer sa capacité de suivi des

mécanismes de régulation incitative de la qualité de service qu'elle a mis en place en demandant à l'ensemble des gestionnaires de réseaux de lui communiquer une analyse annuelle de leurs indicateurs de qualité de service à compter de 2016.

En application des règles tarifaires relatives à l'utilisation des réseaux publics d'électricité qui ont été fixées par la CRE pour la période 2014-2017, les tarifs de transport et de distribution ont respectivement connu une évolution de +2,4% et +0,4% au 1er août 2015. Sur le plan tarifaire, l'année 2015 a aussi marqué le démarrage des travaux d'élaboration des prochains tarifs prévus pour entrer en vigueur à l'été 2017. En outre, la CRE a appliqué pour la première fois le dispositif d'incitations financières au développement des interconnexions qu'elle a créé en 2013 au projet « Savoie-Piémont » entre la France et l'Italie. La mise en service de cette ligne électrique d'une capacité de 1 200 MW, attendue à la fin de l'année 2019, permettra d'augmenter la capacité d'interconnexion entre ces deux pays d'environ 40%.

1.3 L'intégration du marché français se poursuit

Le bilan de l'utilisation des interconnexions françaises réalisé dans le cadre de l'élaboration du rapport sur les interconnexions électriques et gazières en France¹ fait apparaître que la France est bien interconnectée avec ses voisins. La capacité moyenne d'exportation est de 13,5 GW, à comparer à une consommation de pointe maximale de 102 GW. L'utilisation des interconnexions a été significativement améliorée depuis 10 ans. Elle est désormais largement optimisée. L'année 2015 a permis de franchir des étapes importantes pour l'optimisation de l'utilisation des infrastructures électriques transfrontalières. Ainsi, le couplage de marché fondé sur les flux, mis en œuvre depuis mai 2015 dans la région Centre-Ouest, ainsi que la mise en œuvre en février 2016 d'un calcul de capacité coordonné en J-2 sur la frontière italienne, ont permis d'augmenter les capacités d'interconnexion mises à disposition du marché aux frontières avec l'Allemagne, la Belgique, le Luxembourg et l'Italie. La mise en œuvre anticipée des règles d'allocation harmonisées pour les droits long terme de transport représente également une étape décisive pour la mise en place d'une plateforme d'allocation unique pour l'ensemble des pays de l'Union.

En ce qui concerne le développement des interconnexions électriques françaises, la mise en service de la ligne reliant Baixas à Santa Llogaia en Espagne en octobre 2015 est, avec le lancement du projet Savoie-Piémont cité ci-dessus, une avancée majeure de l'année 2015. A l'interconnexion avec l'Espagne, la capacité commerciale ne pourra toutefois atteindre son objectif de 2800 MW en moyenne qu'après la réalisation de travaux de renforcements du réseau interne espagnol. D'autres projets de renforcement des capacités d'échange entre la France et l'Espagne, dont le projet de câble sous-marin dans le golfe de Gascogne, sont à l'étude. En ce qui concerne ce projet d'interconnexion électrique entre la France et l'Espagne, la levée des incertitudes techniques est un préalable indispensable avant de pouvoir se prononcer sur son opportunité au regard des bénéfices et des coûts qu'il générerait. La CRE examinera par ailleurs une nouvelle demande d'incitation financière pour un projet de liaison supplémentaire d'une capacité de 1000 MW avec la Grande-Bretagne (IFA 2) courant 2016 pour une mise en service en 2020. La CRE continuera de veiller à ce que l'ensemble de ces projets fasse l'objet d'analyses rigoureuses prenant en compte l'ensemble des renforcements internes nécessaires à la pleine utilisation des nouvelles capacités.

Enfin, la CRE contribue activement à la préparation et à l'organisation de la concertation en France de manière à faciliter l'évolution du cadre réglementaire français en conformité avec les règlements de la Commission établissant des lignes directrices ou des codes de réseau européens. En particulier, les travaux initiés en 2015 sur les règles relatives à l'ajustement et sur les prescriptions techniques relatives au raccordement au réseau des installations de production se poursuivront au cours de l'année 2016.

1.4 Les échanges ont continué à se développer sur le marché de gros

À l'échéance journalière, les volumes échangés sur le marché de gros français ont poursuivi leur forte croissance en 2015 : ils ont en effet augmenté d'environ 60% sur le marché organisé comme sur le marché de gré-à-gré. Le prix spot moyen a augmenté en 2015 à 38,5 €/MWh en base mais a diminué à 42,3 €/MWh en pointe, soit respectivement une augmentation de 11 % et une diminution de 3 % par rapport à 2014. Cet écart s'explique notamment par les températures très douces en début d'année qui ont limité la consommation.

Le maintien, sur toute l'année, de prix marché à des niveaux inférieurs au prix de l'ARENH a incité les acteurs à ne pas activer leur droit et à se fournir directement sur le marché de gros. Les souscriptions dans le cadre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) ont ainsi enregistré une baisse de 77% durant l'année 2015, alors que les échanges sur les marchés à terme ont cru fortement en 2015 : les volumes négociés sur les marchés organisés (*futures*) et le marché de gré à gré intermédié (*forwards*) ont enregistré une hausse respective de plus de 300% et 30%.

¹ Rapport sur les interconnexions électriques et gazières en France

À l'échéance infra journalière, 5,4 TWh ont été échangés en 2015 contre 5,2 TWh en 2014. Le volume des échanges transfrontaliers a néanmoins reculé au profit des échanges internes, qui ont augmenté de près de 25%.

Bien que le couplage de marché fondé sur les flux permette d'optimiser l'utilisation des interconnexions, le taux de couplage entre la France et le reste de la zone Centre-Ouest de l'Europe a diminué en 2015 en raison de l'évolution des fondamentaux des différents systèmes électriques (baisse de la disponibilité nucléaire en Belgique, hausse de la production renouvelable et dépendance vis-à-vis de la lignite et du charbon en Allemagne). Le taux de couplage entre la France et l'Espagne s'est toutefois nettement amélioré suite à la mise en place du couplage entre les deux pays en mars 2014.

1.5 L'ouverture à la concurrence du marché de détail a progressé avec la fin des tarifs réglementés de vente pour les plus gros consommateurs

Sur le marché de détail, l'ouverture du marché résidentiel à la concurrence s'est poursuivie au même rythme qu'en 2014 (+559 000 sites en offre de marché). Ainsi, 3 689 000 sites sur un total de 31,7 millions étaient en offre de marché au 31 décembre 2015, dont plus de 99% chez un fournisseur alternatif. Sur ce segment, les tarifs réglementés représentent désormais 91% de la consommation (88% des sites).

L'approche de l'échéance de fin des tarifs réglementés de vente pour les consommateurs non résidentiels ayant souscrit une puissance supérieure à 36kVA a conduit à une nette progression de l'ouverture du marché non domestique à la concurrence. En effet, le nombre de sites non résidentiels en offre de marché a augmenté de 39,8% au cours de l'année 2015 (976 000 sites sur un total de 4,9 millions), contre 3% en 2014 ; environ 60% de ces sites ayant souscrit une offre de marché l'ont fait auprès d'un fournisseur alternatif. Bien qu'ils concernent encore 80% des sites, les tarifs réglementés ne représentaient plus que 35% de la consommation non résidentielle au 31 décembre 2015. Cependant, sur l'ensemble des sites concernés par la fin des TRV, plus de la moitié (252 000 sites) n'avaient pas souscrit d'offre de marché au 31 décembre 2015 et ont basculé automatiquement sur une offre par défaut (offre transitoire) à prix fixe majoré pour un délai de six mois. Ils représentaient encore 40% des sites au 31 janvier 2016.

1.6 La situation de l'équilibre offre-demande s'est améliorée

La consommation intérieure, incluant les pertes de réseaux, s'est établie à 475,4 TWh, enregistrant une croissance de 2,2% par rapport à 2014. La France a été importateur net d'Allemagne d'environ 10,2 TWh et exportateur net vers l'Italie (21,2 TWh), la Belgique (17,7 TWh), la Suisse (15,3 TWh), la Grande-Bretagne (14,9 TWh) et l'Espagne (7,8 TWh).

L'édition 2015 du bilan prévisionnel de RTE fait apparaître une nette amélioration de l'équilibre offre-demande s'agissant en particulier des hivers 2015-2016 et 2016-2017. Cette détente résulte notamment d'optimisations dans la filière fioul permettant à 3,8 GW de capacité d'être maintenue en fonctionnement au-delà du 31 décembre 2015, ainsi que la révision à la hausse de la capacité disponible du parc de cycles combinés au gaz. Le développement des effacements, que la CRE a continué à promouvoir de façon active en 2015, contribue également à l'amélioration de ces perspectives. Enfin, le mécanisme de capacité, pour lequel la CRE a complété le cadre réglementaire au premier semestre de l'année 2015, est également destiné à garantir, à moyen terme, une contribution adéquate des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité.

À l'horizon 2020, le scénario de référence de RTE retient une consommation de 484 TWh, soit une augmentation de l'ordre de 7 TWh seulement par rapport au scénario réalisé en 2014, l'amélioration de l'efficacité énergétique dans les secteurs du bâtiment, résidentiel et tertiaire permettant notamment de réaliser une économie de 24 TWh. Le niveau moyen annuel d'investissement prévu pour la période s'élève quant à lui à 1,51 milliards €.

2. BILAN DE L'ÉVOLUTION DU MARCHÉ FRANÇAIS DU GAZ NATUREL EN 2015

2.1 L'indépendance des gestionnaires de réseaux de gaz naturel se renforce mais doit, pour certains, encore être approfondie

Dans le cadre du suivi de la certification des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel, trente-six contrats conclus entre la société GRTgaz et l'entreprise verticalement intégrée Engie ou entre GRTgaz et les filiales d'Engie ont été approuvés par la CRE en 2015. Par ailleurs, la CRE a étudié courant 2015 le maintien de la certification de TIGF en modèle de séparation patrimoniale à la suite de l'acquisition de 10% du capital du gestionnaire de réseau par la société Predica, et pris une délibération approuvant la conformité de la situation de TIGF le 4 février 2016. Des évolutions positives sont par ailleurs à relever dans le cadre de la mise en œuvre des codes de bonne conduite des deux gestionnaires de réseau de transport français : en particulier, la séparation des systèmes d'information de GRTgaz a touché à sa fin et GRTgaz a suivi la plupart des demandes de la CRE sur

la mise en œuvre d'une convention de communication avec sa maison-mère ou de mesures de protection des informations commercialement sensibles.

S'agissant de l'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution et des entreprises locales de distribution de gaz (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 nécessite toujours la mise en œuvre des mesures demandées par la CRE. Par ailleurs, bien que le changement de nom de l'entreprise verticalement intégrée Engie (ex-GDF SUEZ) soit de nature à résoudre la question de la confusion entre GRDF et sa maison-mère, l'utilisation de la marque « *Tarif Réglementé Gaz – GDF SUEZ* » sur les factures du fournisseur historique nécessite un réexamen du risque de confusion par le grand public entre les deux sociétés.

2.2 Les conditions d'accès aux infrastructures gazières continuent d'évoluer

Sur le plan technique, le lancement par GRDF, début 2016, d'un pilote de déploiement de ses compteurs évolués Gazpar, portant sur un nombre réduit mais représentatif de 150 000 compteurs, représente une avancée importante dans la mesure où environ 11 millions de consommateurs seront équipés à l'issue du déploiement industriel entre début 2017 et fin 2022. Il est par ailleurs à noter que la performance de GRDF et des entreprises locales de distribution en matière de qualité de service s'est globalement améliorée, même si des marges de progression demeurent pour certaines d'entre elles, par exemple en ce qui concerne les délais de réalisation des interventions auprès des clients finals ou les délais de réponse aux réclamations.

Les règles tarifaires actuellement en vigueur dans le domaine du transport de gaz naturel ont engendré des changements importants, notamment sur l'organisation des places de marché du gaz en France : ainsi, suite à la fusion des périmètres d'équilibrage des PEG H et B au sein de la zone Nord de GRTgaz au 1er avril 2013, un PEG commun GRTgaz Sud et TIGF, appelé Trading South Region (TRS), a été créé au 1er avril 2015. Par ailleurs, lors de la mise à jour tarifaire du 1er avril 2015, un nouveau point d'entrée sur le réseau de GRTgaz depuis le terminal méthanier de Dunkerque LNG, dont la mise en service complète est prévue en septembre 2016, ainsi qu'un nouveau point de sortie de gaz non odorisé vers la Belgique à Alveringem ont été créés. Cette mise à jour a conduit à une hausse respective du revenu autorisé de 3.7 % et 3.9% pour GRTgaz et TIGF. Dans le domaine de la distribution, les grilles tarifaires de GRDF et des ELD ont respectivement augmenté, au 1er juillet 2015, de 3,93 % pour le premier et de pourcentages compris entre + 0,92 % (Régaz-Bordeaux) et + 5,03 % (Sorégies) pour les seconds. La CRE a par ailleurs travaillé à l'élaboration des prochains tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel : la décision tarifaire de la CRE sur le prochain tarif de GRDF (ATRD5) a fixé une hausse de 2,7 % en euros courants au 1er juillet 2016 par rapport au tarif actuel. Pour la période allant de 2017 à 2019, la CRE a retenu une évolution annuelle de la grille tarifaire de GRDF correspondant à un objectif de productivité de 0,4 % par an en moyenne sur les charges nettes d'exploitation de l'opérateur pour cette période. Les travaux d'élaboration des prochains tarifs ATRD5 des ELD et ATRT6 (transport) sont actuellement en cours.

Enfin, l'année 2015 a été marquée par 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 afin de garantir la sécurité d'approvisionnement du territoire. Dans ce cadre, la CRE s'est prononcée en faveur d'une régulation des revenus des opérateurs de stockage, considérant que le système d'obligations, qui apporte à Storengy et TIGF la certitude de vendre une partie importante de leurs capacités de stockage, doit être accompagné d'une régulation pour davantage de transparence. La CRE a également exprimé sa préférence pour le mécanisme comportant la commercialisation des capacités de stockage aux enchères, considérant qu'un mécanisme de marché permettrait d'assurer la sécurité d'approvisionnement du territoire dès lors que les prix de réserve des enchères seraient correctement fixés. L'entrée en vigueur de la réforme des modalités d'accès aux stockages issue de cette réflexion est prévue dès fin 2016-début 2017.

2.3 Les règles d'utilisation des interconnexions françaises ont évolué au regard de la législation européenne

La CRE et les transporteurs français ont engagé dès 2012 des discussions sur l'adaptation du cadre de régulation français aux dispositions de la législation concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel. 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 1er octobre 2013. Les discussions se poursuivent au niveau de chaque point frontière afin d'assurer une plus grande convergence des mécanismes en place et de favoriser leur efficacité, plus particulièrement pour les produits groupés.

De même, les dispositions du règlement (UE) n° 984/2013 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur les mécanismes d'attribution de capacité dans les systèmes de transport de gaz ont été mises en œuvre de façon anticipée à compter d'avril 2013. A la suite de la signature, en février 2015, d'un accord d'association et de

prestation de service entre les GRT espagnol (Enagas) et portugais (REN) ainsi que la plateforme PRISMA, les capacités de tous les points d'interconnexion français sont désormais allouées sur une seule et même plateforme.

Enfin, le code de réseau sur l'équilibrage issu du règlement n°312/2014 a été mis en œuvre le 1er octobre 2015. La CRE, qui avait anticipé la mise en œuvre de ce code et approuvé les trajectoires d'adaptation proposées par GRTgaz et TIGF en décembre 2011, a approuvé les propositions d'évolution des règles d'équilibrage des deux gestionnaires de réseaux de transport français en septembre 2015.

Le développement des interconnexions gazières françaises se poursuit. En plus de la création, en 2015, d'un nouveau point d'entrée sur le réseau de GRTgaz depuis le terminal méthanier de Dunkerque LNG et d'un nouveau point de sortie de gaz non odorisé vers la Belgique à Alveringem, les travaux visant à créer au 1er octobre 2018 100 GWh/j de capacités à la frontière franco-suisse à Oltingue sont lancés. Par ailleurs, GRTgaz a initié des projets pilotes dans le Nord pour étudier la faisabilité de solutions d'odorisation décentralisée de son réseau et remédier aux différences entre les pratiques d'odorisation en France et en Allemagne qui empêchent le développement de capacités fermes de sortie vers l'Allemagne. Enfin, les GRT français (TIGF et GRTgaz) et espagnol (Enagas) ont étudié, en 2015, les investissements qui seraient nécessaires au développement de capacités fermes à hauteur de 230 GWh/j dans le sens Espagne-France et 160 GWh/j dans le sens France-Espagne. Afin d'éviter que les consommateurs ne soient exposés à des coûts considérables dont l'utilité pour la construction du marché européen et la sécurité d'approvisionnement n'aurait pas été démontrée, la CRE considère que des capacités d'interconnexions supplémentaires avec l'Espagne ne sauraient être développées sans un appel au marché. Si celui-ci s'avérait négatif, des études coûts-bénéfices solides devront être menées pour identifier et quantifier les bénéfices pour chacun des pays concernés et pour l'Union européenne, et organiser le financement du projet en relation avec ces bénéfices, conformément à la démarche de partage transfrontalier des coûts prévue pour les projets d'intérêt commun européens.

2.4 La tendance baissière des prix de gros du gaz s'est poursuivie en 2015

Les prix *day-ahead* au PEG Nord ont enregistré une baisse de 6,2 % sur l'année 2015 et se sont établis en moyenne à 20,1 €/MWh contre 21,4 €/MWh en 2014. L'année 2015 a en effet été marquée par une tendance de baisse générale des prix des matières premières et par une période hivernale relativement douce, ce qui a accentué la baisse de prix à la fin de l'année. Les prix français ont suivi la tendance observée sur les principaux hubs du Nord-Ouest de l'Europe, ce qui témoigne d'une absence de congestion physique entre ces marchés. De même, l'écart de prix *day-ahead* entre le PEG Nord et le sud de la France qui était apparu à partir de 2012 dans un contexte de tension structurelle affectant l'approvisionnement du sud de la France a fortement diminué en 2015, du fait de l'amélioration des conditions d'approvisionnement en GNL et d'un niveau de stock satisfaisant.

En termes de volumes, les échanges par l'intermédiaire de Powernext ont continué à progresser en 2015 sur le segment *spot* mais se sont contractés sur le segment à terme, qui reste dominé par les courtiers (près de 84 % des échanges).

768 TWh de gaz ont été livrés aux PEG durant l'année, ce qui représente une hausse de près de 20% par rapport à 2014, et les livraisons au TRS ont continué à se développer pour atteindre 26 % du total échangé en 2015. Les niveaux de concentration constatés sur les deux points d'échanges français sont caractéristiques de marchés relativement peu concentrés.

2.5 L'ouverture à la concurrence du marché de détail s'est poursuivie à un rythme soutenu sur le segment non résidentiel

L'ouverture à la concurrence du marché résidentiel a légèrement progressé en 2015. Au 31 décembre 2015, 4 360 000 sites résidentiels sur un total de 10,6 millions étaient en offre de marché, soit une augmentation de 908 000 sites sur l'année 2015 (+26 %) correspondant à 76 000 sites supplémentaires en moyenne par mois en offre de marché. Néanmoins, les consommateurs résidentiels qui souscrivent une offre de marché privilégient les fournisseurs historiques : 65 % des sites résidentiels ayant souscrit une offre de marché en 2015 l'ont fait chez un fournisseur historique. Par ailleurs, les tarifs réglementés restent prépondérants avec 59 % des sites et de la consommation domestique.

Sur le marché non résidentiel, l'ouverture à la concurrence s'est poursuivie à un rythme soutenu, l'augmentation du nombre de sites non résidentiels en offre de marché ayant atteint 36 % sur l'année 2015. Au 31 décembre 2015, 545 000 sur un total de 664 000 sites non résidentiels étaient en offre de marché, dont 43 % chez un fournisseur alternatif. La fin de l'éligibilité aux tarifs réglementés des plus grands consommateurs de gaz naturel au 1^{er} janvier 2016 a encore accéléré l'ouverture du marché à la concurrence : la part de marché des fournisseurs alternatifs a atteint respectivement, au 31 janvier 2016, 73 et 57 % de la consommation

annuelle respectivement pour les sites raccordés au réseau de transport et de distribution des volumes contre 71 % et 54 % au 31 décembre 2015.

2.6 Le système gazier français dispose d'une grande capacité de résilience

Le gaz naturel représente 14% de la consommation française d'énergie primaire et 20% de la consommation d'énergie finale. La consommation nette (hors perte) s'est établie à 449 TWh, ce qui représente une augmentation de 8% par rapport à 2014. Bien que l'année 2015 figure parmi les plus chaudes jamais observées, la multiplication par 2,6 de la demande des centrales électriques au gaz par rapport à 2014 explique cette évolution. Pour la période 2015-2024, GRTgaz et TIGF anticipent respectivement une baisse annuelle de la consommation d'environ 0,3% par an et 0,1% par an. En outre, la LTECV prévoit une réduction de la consommation primaire des énergies fossiles de 30% en 2030 par rapport à 2012.

Du côté de l'offre, les quantités de gaz injectées sur le réseau français par gazoducs ont atteint 454 TWh, un niveau stable par rapport à 2014. 62 TWh de gaz sont par ailleurs entrés en France par des terminaux méthaniers, contre 69,6 TWh en 2014 et 86 TWh en 2013, soit une baisse de 28% par rapport à 2013. Les soutirages depuis les stockages ont atteint 119 TWh, soit une hausse de 20% par rapport à 2014. Concernant les exportations de gaz depuis la France, il est à noter que les flux vers la Suisse à Oltingue sont revenus à leur niveau de 2012, à 29,5 TWh en 2014 et 30 TWh en 2015. Les flux vers l'Espagne, qui avaient augmenté d'environ 40% entre 2012 et 2014, ont baissé en 2015 à la faveur d'un retour du GNL dans la péninsule ibérique et d'importations par gazoducs en provenance d'Algérie. Ils se sont établis à 61 TWh en 2015 (-22% entre 2014 et 2015).

Les nombreux investissements réalisés en France et au niveau des interconnexions, environ 3 milliards d'euros ces dix dernières années, permettent aujourd'hui au système gazier français de disposer d'une grande capacité de résilience aux différentes crises d'approvisionnement envisageables et le taux d'utilisation moyen des infrastructures en entrée en France a atteint son plus bas niveau depuis 4 ans à 51 %.

Prochaine grande étape pour le marché français, la création d'un PEG France unique en 2018 permettra de concentrer la liquidité au sein d'un marché interconnecté à cinq pays (Norvège, Belgique, Allemagne, Suisse et Espagne) et quatre terminaux méthaniers. A l'issue du cycle de travail lancé en juin 2016 pour adapter l'offre de GRTgaz, aménager les échanges d'informations avec TIGF et lever les limites opérationnelles qui pourraient apparaître, la CRE consultera et délibérera, au second semestre 2017, pour déterminer les modalités opérationnelles de la fusion des zones de marché françaises.

3. BILAN ANNUEL DES DISPOSITIFS D'INFORMATION ET DE PROTECTION DES CONSOMMATEURS

Le guichet unique energie-info.fr, qui répond aux demandes des consommateurs concernant leurs droits, la législation en vigueur et les voies de règlement des litiges à leur disposition, a renseigné près de 2 millions de consommateurs en 2015. Par ailleurs, le médiateur national de l'énergie a reçu 12 319 réclamations, parmi lesquelles 3 497 ont été jugés recevables. 72% des litiges recevables ont eu un traitement formalisé (recommandation écrite ou accord amiable) et 28% ont été résolus de manière informelle. Les réclamations reçues par le service energie-info.fr portent essentiellement sur des litiges liés à la facturation et à l'estimation des consommations par les fournisseurs, sur des résiliations non demandées, résultant essentiellement d'erreurs techniques de la part des fournisseurs, sur des pratiques commerciales jugées déloyales, sur des suspensions de fourniture faisant suite à un litige de facturation ou sur des difficultés de paiement et des litiges relatifs à la réalisation de raccordement aux réseaux de distribution d'électricité ou de gaz naturel.

Les dispositifs de protection des consommateurs vulnérables ont bénéficié à environ 3,2 millions de foyers sur 4 millions de foyers bénéficiaires potentiels pour ce qui concerne la tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité (TPN) et 1,3 million de foyers pour environ 1,6 million de foyers bénéficiaires potentiels pour ce qui est du tarif spécial de solidarité de gaz (TSS). En 2015, le coût de ces dispositifs, coûts de gestion compris, s'est élevé à 294 M€ pour le TPN et 95,7 M€ pour le TSS. Les charges prévisionnelles pour 2016, incluant les coûts de gestion, s'élèvent à 321,0 M€ pour le TPN et à 101,6 M€ pour le TSS. En application des dispositions de la LTECV, ces dispositifs devraient être remplacés par un « chèque énergie » actuellement en phase expérimentale dans quatre départements métropolitains, qui permettra aux ménages bénéficiaires de régler leur facture d'énergie quel que soit leur moyen de chauffage (électricité, gaz naturel, GPL, fioul, bois...).

PRINCIPAUX DÉVELOPPEMENTS DES MARCHÉS FRANÇAIS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL EN 2015 ET AU PREMIER SEMESTRE 2016

1. PRÉSENTATION DE LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

1.1 Message du collègue

20 ans après la première directive libéralisant le marché du gaz et de l'électricité et après 15 ans de fonctionnement de la CRE, que peut-on dire aujourd'hui du marché de l'énergie ? Si c'est une banalité de dire que le secteur a connu de nombreux mouvements et de fortes turbulences, il est moins courant de rappeler que la situation de prix bas dans laquelle nous nous trouvons aujourd'hui n'est pas exceptionnelle. C'était celle que nous connaissions à la fin des années 90 et au début des années 2000. Le prix de l'électricité sur le marché de gros était même légèrement inférieur à ce qu'il est aujourd'hui. Le prix du pétrole était alors aux environs de 20 dollars le baril.

En d'autres termes, le contexte actuel qui crée une forte inquiétude dans l'ensemble des entreprises du secteur de l'électricité et du gaz n'est pas une situation inconnue. Ce qui est nouveau, ce sont les facteurs qui contribuent à cette baisse des prix. En 2000, le seul facteur qui déterminait le prix de gros était le prix du pétrole qui entraînait celui du gaz et, curieusement, avait une influence sur celui du charbon. Les deux composantes du coût marginal en Europe étant essentiellement le charbon et le gaz, les prix étaient bas. Ce facteur joue encore aujourd'hui et le développement considérable des gaz de schiste aux États-Unis a libéré de grandes quantités de charbon sur le marché mondial, disponibles à des prix très peu élevés.

Les nouveautés cependant sont la crise économique qui frappe l'Europe, l'augmentation de près de 40 % de la capacité installée en Europe entre 2000 et 2013 avec notamment l'arrivée massive des renouvelables et le développement des centrales à cycle combiné au gaz sur le marché européen, alors que dans le même temps la consommation n'augmentait que de 7,5 %. Cette situation n'avait apparemment guère été anticipée, malgré les objectifs fixés par la directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001, qui visait une part de 22 % d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables dès 2010 puis du paquet Energie-Climat dit « 3 fois 20 » issu des directives du 23 avril 2009 (directives 2009/28/CE, 2009/29/CE et 2009/31/CE).

En ce qui concerne la France, deux éléments supplémentaires ont modifié la situation du début des années 2000.

À la suite de la catastrophe de Fukushima, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a renforcé ses demandes en matière de sûreté. Ces exigences s'ajoutant aux nécessaires investissements de maintenance des centrales nucléaires, dont les plus jeunes ont 20 ans, les besoins en investissements à venir sont considérables.

Par ailleurs la concurrence, qui s'était développée très lentement en France, tout au moins dans l'électricité, connaît, depuis quelques mois, une réelle accélération avec la fin des tarifs réglementés pour les secteurs industriels et professionnels. La perte de près de 30 % de cette clientèle par EDF a été vécue comme une surprise par beaucoup. Or, la concurrence est désormais une réalité sur laquelle on ne reviendra pas. Déjà fortement développée sur le marché du gaz naturel ouvert à 44 %, son rythme devrait s'accroître d'une manière similaire sur le marché de l'électricité, ce qui est une situation vraiment nouvelle pour notre pays. Les questions qui se posent aujourd'hui sont les mêmes qu'à la fin des années 90, au moment de l'ouverture des marchés, à savoir comment investir dans un contexte de prix bas et comment répondre à une réelle concurrence.

Dans ce contexte, la construction du marché européen intégré au regard de la fluidité des échanges aux frontières, en grande partie réalisée par rapport aux objectifs fixés il y a 10 ans, se poursuit avec l'harmonisation des règles de fonctionnement des codes de réseau, l'enjeu est de continuer à construire l'Europe de l'énergie tout en faisant un bilan de ce qui a déjà été réalisé. Or, un des problèmes que nous rencontrons désormais consiste en une espèce de course en avant fixant de nouveaux objectifs, dont certains aspects n'apparaissent pas toujours pertinents sur un plan économique. On peut penser par exemple au projet de fixer le niveau d'interconnexion de chaque État membre à 15 % de sa capacité de production installée d'ici à 2030. En 2002, les instances européennes avaient porté à 10 % cet objectif qui semblait réaliste au regard des modes de production « traditionnels » d'électricité de l'époque. Avec le fort développement des énergies renouvelables, le contexte a changé et l'objectif de 15 % ne prend pas en compte le productible plus faible des filières de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable. Répondre à cet objectif entraînerait des investissements considérables. De même, il serait légitime de s'interroger sur les conséquences de l'arrivée, attendue par tous les experts, du GNL américain en Europe à partir de 2017 sur l'attractivité des différents terminaux méthaniers.

L'Europe de l'énergie aura plus de force et de légitimité si elle sait prendre le temps de mesurer ce qui a déjà été accompli afin de définir sans a priori ses nouveaux objectifs.

L'un des autres défis auxquels le régulateur et l'Union européenne seront confrontés dans les années à venir sera de parvenir à concilier, d'une part, une certaine centralisation découlant de l'intégration du marché – notamment le renforcement de l'Agence de coopération européenne des régulateurs – et, d'autre part, le développement des productions et initiatives décentralisées. La Commission européenne anticipe d'ailleurs partiellement dans ses projets de « *market design* » un tel changement de paradigme. Aujourd'hui, les entités locales veulent en effet jouer un rôle dans la transition énergétique. Avec l'arrivée des renouvelables et l'irruption des réseaux intelligents et de la connectivité, il y a des équilibres nouveaux à trouver, tout en veillant à la protection des données personnelles. Si le prix très bas des matières premières sur le marché de gros n'est pas une nouveauté en soi, tout le reste l'est. Entre le monde du « cuivre » que nous connaissons et le monde de la fibre de demain, nous allons changer de rythme. Cette transformation commence et ira probablement plus vite que les précédentes.

1.2 Les missions de la CRE

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. En 2015, pour effectuer ses diverses missions, le collège de la CRE a rendu 236 délibérations et s'est réuni 85 fois en séance formelle (une séance correspond à une journée).

Plusieurs décisions et étapes importantes sont à retenir de l'année 2015.

- Dans le cadre de l'évaluation de l'indépendance des gestionnaires de réseaux, le 23 juin 2015, la CRE a publié une délibération portant communication sur les réponses apportées par ERDF, GRDF et leurs maisons mères aux demandes relatives à leur mise en conformité avec les dispositions de l'article L.111-64 du code de l'énergie.
- Le 7 janvier 2015 a marqué un tournant opérationnel avec l'entrée en vigueur du règlement d'exécution concernant la collecte des données transactionnelles sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité, la collecte ayant concrètement démarré depuis le 7 octobre 2015 pour les données transactionnelles standard et le 7 avril 2016 pour les autres contrats. La CRE a organisé une réunion d'information le 9 juin 2015 afin d'expliquer les modalités de mise en œuvre du règlement (UE) n°1227/2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, dit REMIT, aux acteurs de marché concernés. Au cours de l'année 2015, elle a également effectué un travail important d'accompagnement aux acteurs de marché et d'aide à la compréhension du règlement. À terme, les analyses de la CRE s'appuieront principalement sur les données collectées par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (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 avec cette dernière. La CRE est l'une des premières autorités de régulation nationales dans cette situation.
- En 2015, la CRE a souhaité renforcer l'information des consommateurs en écrivant directement aux plus de 10 000 consommateurs concernés par la fin des tarifs réglementés de vente de gaz et en menant une campagne téléphonique auprès des syndicats des copropriétés bénéficiant du dispositif de continuité de fourniture assuré par GRDF, afin de les sensibiliser aux risques de coupure.
- Enfin, la CRE a pour mission de proposer aux ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie les tarifs réglementés de vente d'électricité depuis le 8 décembre 2015². Sa décision sera réputée acquise en l'absence d'opposition de l'un des ministres dans un délai de trois mois suivant la réception de ces propositions.

Depuis la loi du 10 février 2000, les missions dévolues à la CRE n'ont jamais cessé de se développer. La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, dite LTECV, constitue, aux côtés de la transposition des directives 2009/72/CE et 2009/73/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel et de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant organisation du marché de l'électricité, dite loi NOME, une nouvelle étape importante de la réforme du secteur de l'énergie.

² Les tarifs réglementés de vente d'électricité étaient jusqu'à présent arrêtés par les ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie après avis de la CRE.

En effet, aux mois de mars et d'avril 2015, la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) a mené une consultation publique dans laquelle elle a proposé une régulation par la CRE des stockages souterrains de gaz naturel et présenté pour cela deux mécanismes possibles. En parallèle, l'article 167 de la LTECV introduit la possibilité pour le Gouvernement de modifier par voie d'ordonnance les dispositions du code de l'énergie relatives à l'accès des tiers aux stockages souterrains de gaz naturel, ainsi que celles relatives aux missions de la CRE, dans le but « de renforcer la sécurité de l'approvisionnement gazier et, si nécessaire pour l'atteinte de cet objectif, de réguler les tarifs des capacités de stockage souterrain de gaz naturel ». La CRE, dans sa réponse à la consultation publique de la DGEC publiée le 16 avril 2015, a répondu favorablement à la mise en œuvre d'une régulation des stockages de gaz. Elle a considéré que si une régulation des tarifs d'accès aux stockages ou des revenus autorisés des opérateurs était mise en place, il serait naturel que cette mission lui soit confiée. La CRE a, en outre, rappelé que les textes devront laisser de la souplesse au régulateur, dans la définition des paramètres de régulation, pour assurer la mise en œuvre d'une régulation incitative efficace. Néanmoins, la CRE a précisé qu'elle ne serait pas en mesure d'assurer cette nouvelle mission de façon satisfaisante sans ressources supplémentaires.

Par ailleurs, la LTECV comporte dans 17 articles distincts, 29 références à la CRE, qu'elle investit expressément de treize nouvelles missions au total :

- évaluation technico-économique d'un dispositif d'affichage en temps réel des données de consommation (article 28) ;
- avis sur les conditions d'achat des ENR spécifiques à un DROM (article 104) ;
- avis sur les arrêtés relatifs au complément de rémunération (article 104) ;
- méthode de calcul du coût prévisionnel des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (article 148) ;
- réception et contrôle de la légalité des notifications de suspension du mécanisme d'ajustement par RTE (article 150) ;
- évaluation technique et économique des mesures liées à la conversion au gaz H des infrastructures alimentées par du gaz B (article 164) ;
- calcul des coûts d'exploitation à prendre en compte pour la péréquation tarifaire des gestionnaires de réseaux d'électricité ayant plus de 100.000 clients (article 165) ;
- possibilité de réguler le stockage de gaz (article 167) ;
- élaboration d'un rapport public sur les effacements et proposition le cas échéant de modifications des règles relatives au versement et avis sur les projets de décret correspondant (art. 168) ;
- approbation des conventions relatives au service de flexibilité locale (article 199) ;
- approbation des règles particulières liées aux conditions d'accès et à l'utilisation des réseaux expérimentaux *smart grids* (article 200) ;
- avis sur les dispositions spécifiques prises par les régions Guadeloupe et Martinique dans le cadre de leurs habilitations respectives (Article 205) ;
- avis sur l'arrêté relatif aux conditions d'agrément des consommateurs finals dont la consommation peut être interrompue, les modalités techniques générales de l'interruption et les conditions dans lesquelles les gestionnaires de réseaux de transport compensent les consommateurs finals agréés (article 158).

En parallèle à ces missions supplémentaires, la CRE peut désormais faire contrôler, aux frais des entreprises et dans une mesure proportionnée à l'objectif poursuivi et à la taille de l'entreprise concernée, les informations qu'elle recueille dans le cadre ses missions (article 169).

En outre, la loi du 15 avril 2013 qui 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 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 pour que la CRE puisse, dans le cadre de REMIT, surveiller les marchés de gros, mener des enquêtes en cas de suspicion de manipulation de marchés et sanctionner les manquements éventuels.

Ces nouvelles missions seront source d'une forte croissance des activités de la CRE, or ses effectifs n'ayant pas augmenté en 2016, ils seront manifestement insuffisants pour faire face à l'extension de ses missions.

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 haute et très haute tension. Avec plus de 100 000 km de lignes comprises entre 63 000 et 400 000 volts et 46 lignes transfrontalières, le réseau géré par RTE est le plus important d'Europe. RTE compte 8500 salariés et est détenu à 100% par EDF.

Il existe en France 148 gestionnaires de réseau de distribution (GRD) d'électricité de tailles très inégales. Enedis (ex ERDF), filiale d'EDF, 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 GRD desservent plus de 100 000 clients. Il s'agit des sociétés Gérédis, SRD, Electricité de Strasbourg 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

a. 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 2015, seize contrats conclus entre RTE et l'EVI EDF ou entre RTE et les filiales de l'EVI ont été examinés par la CRE. Quinze de ces contrats ont fait l'objet d'une décision favorable de la CRE. En revanche, la demande d'approbation d'un contrat conclu entre RTE et EDF pour la fourniture et l'acheminement d'énergie électrique a été rejetée : la CRE a considéré que les modalités d'organisation de l'appel d'offres qui a conduit à sa signature n'étaient pas de nature à permettre un libre exercice de la concurrence.

S'agissant de la gouvernance de RTE, le conseil de surveillance de RTE a soumis à la CRE, le 23 juillet 2015, le dossier de candidature de M. BROTTE à la présidence du directoire de RTE. En application des dispositions du code de l'énergie qui visent à garantir l'indépendance des candidats au poste de président du directoire de RTE vis-à-vis de leur maison mère, la CRE a ainsi vérifié :

- l'absence d'activité ou de responsabilité professionnelles antérieures du candidat au sein des sociétés composant l'EVI EDF autres que RTE ou au sein d'entreprises dont l'essentiel des relations contractuelles s'effectuerait avec celles-ci ;
- l'absence de détention d'intérêts dans les sociétés composant l'EVI EDF autres que RTE ;
- les conditions de rémunération envisagées.

Suite à l'examen de ces éléments, M. BROTTE a pris ses fonctions le 1^{er} septembre 2015.

En outre, la CRE a également considéré que les propositions de reconduction ou de nomination des membres de la minorité du conseil de surveillance ainsi que des membres du directoire de RTE étaient conformes aux exigences posées par le code de l'énergie.

b. 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 3 décembre 2015 la prolongation jusqu'au 30 septembre 2016 du contrat de travail du responsable de la conformité de RTE, notamment chargé de vérifier l'application par RTE des engagements figurant dans le code de bonne conduite. Ce responsable établit un rapport annuel sur la mise en œuvre de ce code qu'il transmet à la CRE, vérifie la bonne exécution du schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité et avise, 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, ES, 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 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 neuvième édition de son rapport sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux (RCBCI) publiée en janvier 2015³, que les gestionnaires de réseaux de distribution ont remédié en 2013 et en 2014 à une majorité des situations de non-conformité identifiées dans son précédent rapport. En dépit de ces progrès, l'indépendance de certains d'entre eux est encore insuffisante en raison notamment de leur organisation ou de la confusion de leur marque avec celles des fournisseurs appartenant au même groupe.

2.1.1.3 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

L'indépendance des gestionnaires de réseaux, en matière de gouvernance, de fonctionnement et de moyens, est une condition sine qua non pour garantir l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie. Afin que cette indépendance soit clairement perceptible des utilisateurs, aucune confusion ne doit exister entre la marque utilisée par un gestionnaire de réseau et celle utilisée par sa maison mère. Le respect de cette obligation contribue à éviter que le grand public associe et confonde les deux entités et leur activité alors que le gestionnaire de réseaux assure une mission de service public pour laquelle doit être évité tout risque de discrimination.

Dans ses rapports successifs sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel, la CRE a demandé à ERDF, depuis 2007, de mettre fin aux facteurs de confusion avec sa maison-mère.⁴

En particulier, dans la dernière édition de son RCBCI, la CRE a demandé à ERDF « de procéder à un changement majeur des éléments constitutifs de sa marque (identité visuelle et/ou sigle et/ou prononciation...) pour mettre fin à cette confusion. À cet effet, ERDF proposera à la CRE d'ici le 1^{er} juin 2015 au plus tard les mesures qu'il entend mettre en œuvre. [...] En outre, la CRE demande à ERDF et à EDF de lui transmettre, d'ici le 1^{er} juin 2015 au plus tard, un plan des actions à mettre en œuvre pour supprimer les risques d'association par le grand public entre les deux sociétés et ainsi supprimer toute confusion possible ».

Au cours d'une audition le 3 juin 2015 devant le Collège, ERDF a présenté son projet d'évolution de sa marque ainsi qu'un plan d'action. Par une délibération du 23 juin 2015, la CRE a considéré que le projet présenté par

³ 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-rapport-2013-2014>.

⁴ Ces demandes ont été formulées en application des dispositions sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières puis de celles de l'article L. 111-64 du code de l'énergie qui proscrivent spécifiquement la confusion entre les identités sociales, les pratiques de communication et les stratégies de marque.

ERDF sur sa marque, en l'absence de modification de celle d'EDF, ne permettait pas d'écarter tout risque de confusion prohibée par les dispositions législatives.

Le 15 janvier 2016, ERDF a annoncé dans un communiqué de presse qu'il allait se doter d'un nouveau nom. ERDF est ainsi devenu Enedis le 31 mai 2016.

2.1.2 Les aspects techniques

2.1.2.1 Le système de comptage évolué d'Enedis

Le projet de comptage évolué d'Enedis, appelé Linky et destiné aux 35 millions de clients particuliers raccordés à ses réseaux publics de distribution en basse tension (puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA), a été engagé, dès 2007. Ce projet a fait l'objet de cinq délibérations de la CRE en 2007⁵, en 2010⁶, en 2011⁷, en 2013⁸ et en 2014⁹.

Conformément au nouveau calendrier réglementaire proposé par la CRE dans sa délibération du 17 juillet 2014, Enedis a commencé à déployer en décembre 2015 des compteurs évolués Linky sur les réseaux qui lui sont concédés.

2.1.2.2 La qualité de l'électricité

a. La qualité de l'électricité pour les utilisateurs des réseaux de distribution

Pris en application de la loi du 10 février 2000¹⁰, elle-même reprise par le code de l'énergie dans ses articles L.321-18 et L.322-12, les articles D.322-1 à D.322-8, relatifs aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, ainsi que leurs arrêtés d'application, introduisent des seuils à respecter par les gestionnaires de réseaux publics sur la continuité d'alimentation et la tenue du niveau de tension. Ces seuils s'appliquent uniquement aux utilisateurs des réseaux de distribution et au niveau des postes sources du gestionnaire du réseau de transport RTE qui alimentent les réseaux de distribution. Dans ses avis successifs, la CRE a jugé ces textes réglementaires largement insuffisants, considérant qu'ils auraient, notamment, dû imposer davantage d'obligations pour les gestionnaires de réseaux publics et offrir davantage de garanties pour les utilisateurs.

⁵ Dans sa communication du 6 juin 2007, la CRE demandait à Enedis de mettre en place l'expérimentation d'une solution de comptage évolué, tout en soulignant les objectifs majeurs que celle-ci se devait de poursuivre : accès simple et fréquent des clients aux informations issues de leur consommation réelle ; facturation par les fournisseurs sur index réels et sur la base d'offres diversifiées ; facturation précise de l'utilisation des réseaux publics de distribution ; accès à tout moment aux informations nécessaires à la gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.

⁶ La CRE a approuvé la proposition d'Enedis définissant les modalités de l'expérimentation de Linky dans sa délibération du 11 février 2010 : celle-ci concernerait environ 300 000 compteurs en région lyonnaise, ainsi qu'en Touraine, et débiterait en mars 2010, pour prendre fin le 31 mars 2011. Elle a, dans cette même délibération, annoncé avoir défini, en concertation avec les acteurs, une grille d'évaluation de cette expérimentation, dont les critères furent les suivants : fonctionnalités du système de comptage, performance du système, information des consommateurs, conditions de fonctionnement du marché de l'électricité, jugement porté par les autorités concédantes sur le système.

⁷ La CRE a publié le 6 juillet 2011 une nouvelle délibération portant communication sur les résultats de l'expérimentation de Linky et a également proposé au ministre en charge de l'énergie la généralisation du projet Linky, précisant notamment que « l'analyse technico-économique suggère qu'une généralisation [...] serait globalement neutre du point de vue financier. La valeur actualisée nette du projet pour le distributeur serait, selon les hypothèses retenues, légèrement positive ».

⁸ La CRE a ensuite confirmé, dans sa délibération du 12 décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT, que, « compte tenu du caractère exceptionnel du projet Linky dans ses dimensions techniques, industrielles et financières, elle était disposée à accueillir favorablement la demande de disposer d'un cadre de régulation adapté, assurant une répartition dans le temps de la couverture des coûts, de manière à la faire coïncider avec la période de réalisation des gains attendus du projet ».

⁹ La délibération du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du projet Linky a non seulement permis de définir ce cadre, mais aussi de formaliser les modalités de prise en compte des coûts et gains prévisionnels du projet dans les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité en basse et moyenne tension. C'est ainsi qu'une prime incitative de 300 points de base (pbs) sera attribuée aux actifs mis en service dans le cadre du projet Linky entre le 1^{er} janvier 2015 et le 31 décembre 2021, et ce, sur la durée de vie de ces actifs, si l'ensemble des objectifs de délais, de coûts et de performance sont atteints. En revanche, toute dérive de la performance globale des opérateurs viendra, au travers de pénalités, diminuer cette prime incitative et, au-delà de certains seuils de contre-performance, réduire la rémunération des actifs de comptage en-deçà du taux de rémunération de base, dans la limite d'un plancher. La délibération a, en outre, mis en place un mécanisme de différé, jusqu'à la fin théorique du déploiement massif (soit 2021), des effets du projet Linky sur les charges d'exploitation et de capital d'Enedis. Pendant ce différé, ces effets seront imputés sur un compte régulé de lissage (CRL). Le CRL sera progressivement apuré chaque année, au travers d'un ajustement du tarif, jusqu'en 2030. Compte tenu de la mise en place du CRL, le niveau du tarif d'acheminement actuellement en vigueur reste inchangé.

¹⁰ Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

b. L'abattement tarifaire en cas de coupure longue de plus de 6 heures

Conformément aux dispositions du décret du 26 avril 2001¹¹, la part fixe du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) faisait l'objet, avant la publication du décret modificatif du 11 décembre 2014¹², d'un abattement forfaitaire en cas d'interruption de fourniture supérieure à 6 heures imputable à une défaillance du réseau public de transport ou d'un réseau public de distribution.

Le décret du 26 avril 2001 prévoyait un abattement forfaitaire égal à 2 % du montant annuel de la part fixe du TURPE par période entière de 6 heures d'interruption. Ainsi, l'abattement s'établissait à 2 % de la part fixe du prix annuel d'accès aux réseaux pour une coupure comprise entre 6 heures et 12 heures, à 4 % pour une coupure comprise entre 12 heures et 18 heures et ainsi de suite par période entière de 6 heures.

Tous les utilisateurs bénéficiaient automatiquement de cet abattement sans qu'il ne leur soit nécessaire d'en faire la demande.

Dans sa décision tarifaire TURPE 4 HTA/BT du 12 décembre 2013, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2014, la CRE a complété ce dispositif en imposant à Enedis une pénalité de 20 % du montant annuel de la part fixe du TURPE, à verser aux utilisateurs raccordés aux réseaux qu'elle gère, par période entière de 6 heures d'interruption. La CRE a par ailleurs repris dans sa décision l'abattement prévu par le décret précité, pour les autres gestionnaires de réseaux. Ces pénalités ne s'appliquent pas pour les interruptions causées par des travaux sur les réseaux et pour celles occasionnées par un incident sur le réseau public de transport.

Le décret du 26 avril 2001 a été modifié par le décret du 11 décembre 2014 précité, qui a abrogé l'abattement qu'il prévoyait. Les gestionnaires de réseaux ne sont donc soumis qu'aux dispositifs prévus par la décision de la CRE précitée, qui prévoit donc des pénalités de 20% ou de 2 % de la part fixe du tarif d'utilisation des réseaux, respectivement pour Enedis et pour les entreprises locales de distribution (ELD).

Ce mécanisme permet de compenser une partie de l'éventuel préjudice subi par les utilisateurs en cas de coupure très longue.

Le versement de pénalités et d'abattements aux utilisateurs ne les prive pas de la faculté de rechercher la responsabilité de leur gestionnaire de réseau public selon les voies de droit commun.

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

Le TURPE 3 a introduit un cadre de régulation qui incite financièrement le principal gestionnaire de réseaux publics de distribution, Enedis, et le gestionnaire du réseau de transport, RTE, par un système de bonus/malus, à maîtriser leurs coûts et à améliorer la qualité de service et la continuité d'alimentation. Ce cadre a été reconduit et renforcé dans les décisions tarifaires TURPE 4 de 2013. De nouvelles incitations financières ont été introduites pour Enedis et les cibles et montants des incitations ont été renforcés. En outre, le dispositif de régulation incitative de la qualité de service a été étendu aux entreprises locales de distribution d'électricité de plus de 100 000 clients et à EDF Systèmes électriques insulaires (SEI), qui gère les réseaux insulaires français.

Le sixième rapport de la CRE dressant un bilan de la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux électriques et gaziers, portant sur la période allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 2014, a été publié en décembre 2015¹³. 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.

En 2014, Enedis a enregistré une bonne performance s'agissant des indicateurs relatifs aux réclamations, avec une amélioration des délais de traitement (dans les 15 jours pour 95 % des réclamations).

Enedis dispose cependant d'une marge de progression concernant les nouveaux indicateurs incités par le TURPE 4, les taux annuels moyens étant compris, pour la plupart, entre l'objectif de base et l'objectif cible, notamment pour le taux annuel de mises en service avec déplacement réalisées dans les délais demandés qui est égal à 84,3 %.

Le bonus perçu dans le cadre du volet qualité de service, hors qualité d'alimentation, de la régulation incitative mise en place par la CRE, au titre de l'année 2014 (+ 644 k€) est supérieur à celui perçu au titre de l'année 2013 (+ 190 k€). Ce bonus est principalement lié à l'excellente disponibilité du site internet dédié aux fournisseurs avec un taux cumulé sur l'année de 99,7 % qui permet à Enedis d'être au-dessus de l'objectif annuel cible (99 %)

¹¹ Décret n° 2001-365 du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité

¹² Décret n° 2014-1492 du 11 décembre 2014 modifiant le décret n° 2001-365 du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité

¹³ Ce rapport est disponible sur le site internet de la CRE à l'adresse suivante :

<http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/regulation-incitative-de-la-qualite-de-service-rapport-2014>.

et ainsi de bénéficier d'un bonus de 749 k€¹⁴. Par ailleurs, Enedis a également bénéficié d'un bonus forfaitaire de 50 k€ pour avoir atteint l'objectif cible (100 %) du taux de respect du délai de transmission à RTE des bilans globaux de consommation des responsables d'équilibres sur le réseau d'Enedis au cours de l'année 2014.

La CRE a étendu le suivi de certains indicateurs de qualité de service aux ELD d'électricité de plus de 100 000 clients et à EDF SEI. Depuis le 1^{er} janvier 2014, elles suivent chacune les mêmes indicateurs de qualité de service, dont deux sont incités financièrement. Les pénalités sont versées directement aux clients sur réclamation. Les délais de réalisation des prestations de raccordement sont globalement respectés par les ELD d'électricité.

d. Les prescriptions techniques en matière de qualité d'alimentation lors du raccordement

Les textes réglementaires, et notamment les articles D. 342-5 à D. 342-14-1 du code de l'énergie, ainsi que leurs arrêtés d'application, définissent un certain nombre de prescriptions techniques que doivent respecter les utilisateurs d'un réseau public préalablement à leur raccordement. Ces prescriptions garantissent, notamment, que les perturbations induites par les utilisateurs des réseaux publics restent limitées.

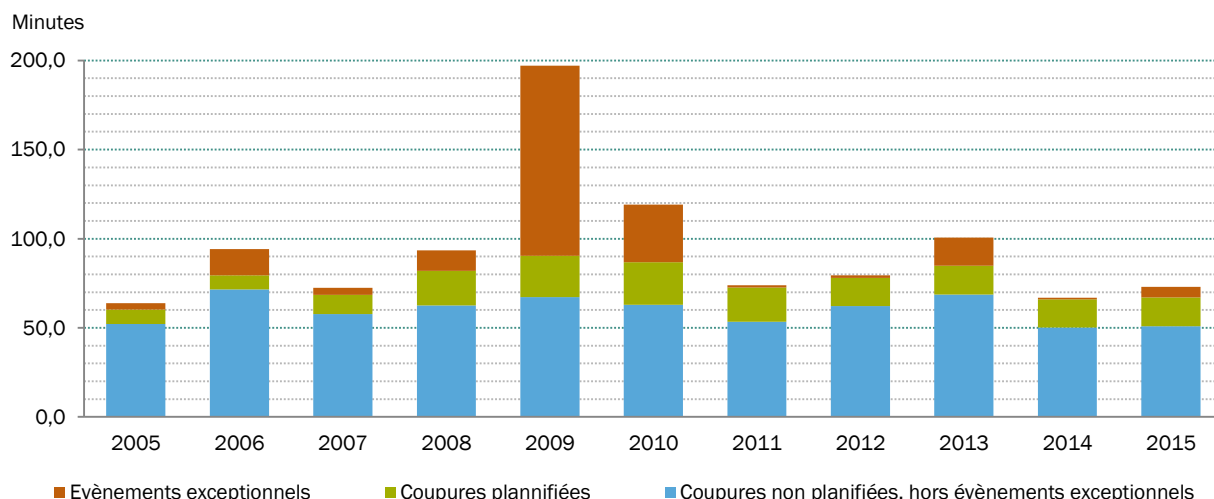
e. Les niveaux de la qualité de l'électricité en France

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 occasionnellement 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 tendance à l'amélioration du temps moyen de coupure ces dernières années. En 2015, l'alimentation des consommateurs domestiques a été coupée en moyenne 67,9 minutes, toutes coupures confondues. Cette durée moyenne de coupure cache 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



Source : Données Enedis – Analyse CRE

¹⁴ Précédemment, dans le cadre de TURPE 3 le bonus lié au taux de disponibilité du portail fournisseur était plafonné à 100 k€ par an.



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

a. La définition des ouvrages de raccordement

L'article L.342 1 du code de l'énergie dispose que le raccordement d'un utilisateur aux réseaux publics d'électricité comprend la création d'ouvrages d'extension, d'ouvrages de branchement uniquement en basse tension et, le cas échéant, le renforcement des réseaux existants, sauf dans le cas dérogatoire où l'installation à raccorder s'inscrit dans le cadre des schémas régionaux de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables.

La consistance du branchement et de l'extension a été précisée par décret le 28 août 2007¹⁵ aujourd'hui codifié aux articles D.342-1 et D.342-2 du code de l'énergie) Les renforcements sont définis comme l'ensemble des ouvrages nécessaires pour permettre à l'installation d'échanger avec le réseau la totalité de la puissance que l'utilisateur souhaite injecter ou soutirer, et qui ne sont pas des ouvrages de branchement ou d'extension.

b. Les délais de raccordement

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

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

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

Un décret est également prévu afin de fixer les indemnités dues par le gestionnaire de réseau dans le cas où le délai de raccordement de dix-huit mois est dépassé.

Par ailleurs, les gestionnaires de réseau prévoient des indemnités dans les cas où les retards de délais de raccordement leur sont imputables. Ces indemnités sont présentées dans la documentation technique de référence (DTR) des gestionnaires de réseau.

Dans la DTR de RTE, la trame type de la convention raccordement producteur (Article 8.4) prévoit, en son paragraphe 2-5-1, « une indemnité libératoire égale à 0,2 % par semaine de retard imputable à RTE, du montant forfaitaire du raccordement [...]. Cette indemnité totale sera plafonnée à 10% de ce montant forfaitaire ».

Pour Enedis :

- S3REnR16 HTA : Les conditions particulières de la convention de raccordement associée indiquent que si la mise à disposition des ouvrages du raccordement n'est pas réalisée à la date convenue, Enedis pourra verser une indemnité fixe de 1500 €
- S3REnR BT : Les conditions particulières de la convention de raccordement associée indiquent que si la mise à disposition des ouvrages du raccordement n'est pas réalisée à la date convenue, Enedis pourra verser une indemnité fixe de 150 €
- Hors S3REnR : La proposition de raccordement associée indique que si la mise à disposition des ouvrages du raccordement n'est pas réalisée à la date convenue, Enedis pourra verser une indemnité fixe de 50 €.

¹⁵ Décret n° 2007-1280 du 28 août 2007 relatif à la consistance des ouvrages de branchement et d'extension des raccordements aux réseaux publics d'électricité

¹⁶ Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables

c. 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. Cependant, et en application de l'article L. 341-2, 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. Les renforcements sont dans tous les cas couverts par le TURPE.

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 en charge de l'économie et de l'énergie sur proposition de la CRE, et peuvent prendre la forme de barèmes :

- les gestionnaires de réseaux publics de distribution desservant plus de 100.000 clients doivent soumettre leurs barèmes de raccordement à la CRE pour approbation ;
- les gestionnaires de réseaux publics de distribution desservant moins de 100.000 clients doivent notifier à la CRE leurs barèmes, qui entrent en vigueur dans un délai de trois mois à compter de leur notification, sauf opposition motivée de la CRE dans ce même délai.

Les principes de calcul de la contribution ont été définis par arrêté le 28 août 2007 et modifiés par le 21 octobre 2009. Le taux de réfaction des coûts du branchement et de l'extension – c'est-à-dire la part des coûts du branchement et de l'extension couverte par le TURPE – a été fixé par l'arrêté du 17 juillet 2008 à 40 %, sauf dans le cas des installations de production, où les coûts du branchement et de l'extension sont dus intégralement par le demandeur.

Pour faciliter les modalités de révision de ces barèmes, la CRE a communiqué au ministre chargé de l'énergie, le 15 novembre 2012, une proposition d'arrêté, en application de l'article L. 342-8 du code de l'énergie, sur les principes généraux de calcul de la contribution versée au maître d'ouvrage des travaux de raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité, intégrant une formule annuelle d'indexation et permettant aux gestionnaires de réseaux de faire évoluer annuellement leur barème de raccordement. Cependant, le ministre n'a pas donné suite à ce projet.

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 23 juillet 2013	23 octobre 2013
Sorégies Réseaux de distribution (SRD)	Délibération du 14 juin 2011	14 septembre 2011
URM	Délibération du 17 juin 2010	17 septembre 2010

Source : CRE



En 2015, Enedis a notifié un nouveau projet de barème de raccordement (4ème version) pour l'adapter au niveau de ses coûts. Ce projet de barème a été approuvé par la CRE le 8 juillet 2015 et est entré en vigueur le 8 octobre 2015.

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 de réduire 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 entrera en vigueur le 30 septembre 2016.

Les redevables de la contribution au titre des coûts de raccordement non couverts par le TURPE sont spécifiés à l'article L.342 11 du code de l'énergie. La participation éventuelle des collectivités locales a été mise en place suite à l'entrée en vigueur de la loi du 13 décembre 2000¹⁷ et la loi du 2 juillet 2003¹⁸. Elle permet d'engager davantage les collectivités locales dans les décisions qu'elles prennent en matière d'urbanisme.

Lorsqu'une autorité organisatrice de la distribution assure la maîtrise d'ouvrage du raccordement, les méthodes de calcul qu'elle utilise pour établir ses barèmes de raccordement doivent, en application de l'article L. 342 10 du code de l'énergie, être notifiées à la CRE. Elles entrent alors en vigueur dans un délai de trois mois, sauf opposition motivée de la CRE.

○ **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.

2.1.2.4 Le cadre applicable aux énergies renouvelables

a. Le raccordement des énergies renouvelables

La loi du 12 juillet 2010¹⁹, dite « Grenelle 2 », prévoit la mise en place de schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie, dont les objectifs en matière de production d'énergie de sources renouvelables sont déclinés dans des schémas régionaux de raccordement des énergies renouvelables. L'objectif de ces schémas est de mutualiser tout ou partie du coût du raccordement entre différents producteurs au sein d'une même région.

L'article L. 321 7 du code de l'énergie prévoit qu'ils sont élaborés par le gestionnaire du réseau public de transport, en accord avec les gestionnaires de réseaux publics de distribution, et approuvés par les préfets de région. Ils définissent, pour les ouvrages existants et à créer, les capacités réservées pour l'accueil de la production permettant d'atteindre les objectifs définis par les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie, ainsi que le périmètre de mutualisation des ouvrages nécessaires au raccordement des installations et dont le coût sera supporté par les producteurs en fonction de la puissance de leurs installations, conformément à l'article L. 342 12 du code de l'énergie.

Le décret du 20 avril 2012 (avis de la CRE du 21 février 2012)²⁰, modifié par le décret du 2 juillet 2014 (avis de la CRE du 30 janvier 2014)²¹ précise les modalités d'application des articles L. 321 7 et L. 342 12 du code de l'énergie concernant les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables :

- toutes les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, de puissance supérieure à 100 kVA, entrent dans le cadre des schémas régionaux de raccordement ;
- les producteurs d'installations raccordées dans ce cadre sont redevables du coût des ouvrages propres à leur raccordement, ainsi que d'une quote-part, proportionnelle à la puissance de leurs installations, de

¹⁷ Loi n° 2000-1208 du 13 décembre 2000 relative à la solidarité et au renouvellement urbains

¹⁸ Loi n° 2003-590 du 2 juillet 2003 urbanisme et habitat.

¹⁹ Loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement

²⁰ Décret n° 2012-533 du 20 avril 2012 relatif aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables

²¹ Décret n° 2014-760 du 2 juillet 2014 modifiant le décret n° 2012-533 du 20 avril 2012 relatif aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables

l'ensemble des coûts prévisionnels des ouvrages à créer en application du schéma, dont les méthodes de calcul sont soumises à l'approbation de la CRE ;

- la capacité d'accueil pour les installations entrant dans le cadre des schémas régionaux de raccordement est réservée, dès le dépôt de ces schémas auprès des préfets de région, pour une durée de dix ans à compter de l'approbation d'un schéma de raccordement (pour les ouvrages existants) ou de la mise en service des ouvrages (pour les ouvrages créés ou renforcés) ;
- les gestionnaires de réseaux publics proposent la solution de raccordement sur le poste le plus proche, minimisant le coût des ouvrages propres, et disposant d'une capacité réservée suffisante (le décret modificatif du 2 juillet 2014 permet notamment, sous certaines conditions, de transférer la capacité d'un poste à un autre afin de ne pas empêcher le raccordement d'un producteur lorsque la capacité réservée à un poste est insuffisante) ;
- dès l'approbation des schémas, les gestionnaires de réseaux engagent les études techniques et financières, puis les procédures administratives nécessaires à la réalisation des ouvrages ; les critères déterminant le début des travaux pour la création de nouveaux ouvrages sont précisés dans les documentations techniques de référence des gestionnaires de réseaux.

Un décret modificatif²² du 11 avril 2016, pour lequel la CRE n'a pas été consultée, prévoit :

- des adaptations et des révisions de schémas selon certaines conditions ;
- 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.

Les premiers schémas régionaux de raccordement ont été approuvés fin 2012. En juin 2016, tous les schémas régionaux ont été approuvés, à l'exception des schémas des zones non-interconnectées au réseau métropolitain. Parmi eux, un schéma régional a été révisé.

b. 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 donc pas prioritaires par rapport aux autres types d'installations de production d'électricité.

Le droit d'accès au réseau implique l'accès sans limitations de production liées 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.

c. La responsabilité d'équilibre

Dans le cas général, les producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables 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 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.

²² 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

2.1.3 Les tarifs d'accès aux réseaux

2.1.3.1 Les tarifs actuels sont en vigueur jusqu'en 2017

Les tarifs actuellement en vigueur 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 électricité.²³

S'agissant de la distribution, la CRE a décidé, pour la période 2014-2017, une augmentation moyenne du tarif de 3,6 % au 1^{er} janvier 2014 puis une indexation sur l'inflation chaque 1^{er} août à compter de 2014²⁴. Pour le transport, elle a décidé une augmentation tarifaire de 2,4 % au 1^{er} août 2013, puis une indexation sur l'inflation chaque 1^{er} août à compter de 2014.

La CRE a engagé 2 ans avant leur entrée en vigueur les travaux sur les prochains tarifs

Les travaux d'élaboration des prochains tarifs, dits « TURPE 5 », ont débuté en 2015 pour anticiper le besoin de visibilité exprimé par les parties prenantes, la complexité des sujets à traiter et des délais nécessaires pour adapter, le cas échéant, les systèmes d'information des opérateurs de réseaux et des acteurs de marché.

La CRE a ainsi soumis à consultation publique, dès juillet 2015, ses analyses préliminaires sur la structure des tarifs. Elle a ensuite pris, le 18 février 2016, une délibération portant orientations sur la structure du TURPE 5, qui prévoit notamment l'entrée en vigueur des « TURPE 5 HTB » et « TURPE 5 HTA-BT » à l'été 2017. En mai 2016, la CRE a soumis à consultation publique les orientations qu'elle envisage de retenir concernant la structure des grilles tarifaires pour les TURPE 5 et concernant la prise en compte des coûts d'équilibrage.

Enfin, la CRE conduira une nouvelle consultation publique à l'été 2016 portant sur le niveau et le cadre de régulation envisagés pour les prochains tarifs dans la perspective d'adopter une décision finale à la fin de l'année 2016.

2.1.3.2 Le TURPE 4 HTA/BT

a. Les points structurants du cadre de régulation

Le TURPE 4 HTA/BT, applicable depuis le 1^{er} janvier 2014, prévoit un cadre de régulation incitant le gestionnaire de réseau de distribution Enedis à améliorer son efficacité sur une période d'environ quatre ans, du point de vue de la maîtrise de ses coûts et de la qualité du service rendu aux utilisateurs.

Pour la période du TURPE 4 (2014-2017), la CRE a retenu un système symétrique dans le cadre duquel Enedis conserve 100 % des gains et des pertes de productivité additionnels sur ses charges d'exploitation maîtrisables. En contrepartie, la CRE a défini une trajectoire des charges nettes d'exploitation qui intègre des efforts de productivité.

S'agissant de la qualité d'alimentation, la CRE a reconduit, en le renforçant, le mécanisme d'incitations portant sur la continuité d'alimentation mis en place dans le cadre du TURPE 3.

La CRE a par ailleurs reconduit le mécanisme du compte de régulation des charges et des produits (CRCP) qui permet de compenser, pour des postes préalablement identifiés, les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs. Parmi les postes inclus dans le périmètre du CRCP peuvent notamment être cités :

- les charges liées à la compensation des pertes sur les réseaux ;
- les charges de capital ;
- les recettes perçues au titre de l'ensemble des composants tarifaires
- les recettes issues des prestations annexes ;
- les contributions de raccordement.

²³ 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.

²⁴ Dans les deux cas, hors prise en compte des écarts éventuels entre les trajectoires prévisionnelles et réalisées pour les postes de charges et de produits inclus dans le périmètre du compte de régulation des charges et des produits.

b. La méthode de calcul des charges de capital retenue

La méthode utilisée habituellement pour rémunérer un gestionnaire de réseau consiste à appliquer à une base d'actifs régulés (BAR) un taux de rémunération unique, qui couvre à la fois le coût de la dette et le coût des capitaux propres, lesquels sont estimés en tenant compte du risque associé à l'activité.

Cette approche de rémunération d'une BAR présente en effet l'avantage de faire un lien direct entre le niveau de rémunération et le service rendu aux utilisateurs puisque la qualité et la continuité de ce service rendu dépendent pour l'essentiel de la quantité de réseau disponible.

Néanmoins, dans le cas d'Enedis, le bilan comptable est très particulier car il inclut des postes au passif propres à l'économie concessive que sont les comptes spécifiques des concessions et les provisions pour renouvellement. Or, ces postes de passif présentent la particularité de ne pas générer de frais financiers pour Enedis. Par ailleurs le bilan d'Enedis ne présente aucune dette financière classique. La méthode de calcul des charges de capital a donc été adaptée pour prendre en compte cette absence de frais financiers, tout en maintenant une approche de rémunération d'une BAR.

De façon synthétique, cette approche consiste à distinguer trois composantes pour déterminer le coût du capital :

- une rémunération au taux sans risque des capitaux propres. La définition de capitaux propres utilisée dans le cadre du tarif de distribution s'écarte de la définition comptable, afin de rémunérer uniquement les capitaux propres qui sont utilisés pour financer des actifs de réseaux. Par exemple des capitaux propres qui seraient placés en actifs financiers ne seraient pas rémunérés ;
- une rémunération de la base d'actifs régulés à taux de marge sur actif de 1,65 % après impôt sur les sociétés (ou 2,5 % avant impôt) fixée en fonction du degré de risque associé à l'activité ;
- une couverture des frais financiers, le cas échéant. Ceux-ci sont aujourd'hui égaux à zéro.

Par ailleurs, le tarif couvre également la totalité des dotations aux amortissements des actifs et des dotations aux provisions pour renouvellement, conformément à l'article L. 341-2 du code de l'énergie qui dispose que les tarifs doivent couvrir notamment l'ensemble des coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public.

En conclusion, la CRE a retenu une méthode qui couvre la totalité des amortissements et des provisions pour renouvellement (et, le cas échéant, des charges financières) et procure à Enedis une rémunération raisonnable pour ses investissements :

- les investissements financés uniquement par capitaux propres seront rémunérés à 8,6 % (avant impôt sur les sociétés) ;
- les investissements financés par dette et par capitaux propres seront rémunérés à un niveau qui dépendra du coût de la dette et de la répartition des fonds entre dettes et capitaux propres ;
- pour les investissements financés par les passifs de concession Enedis recevra un taux de rémunération de 2,5 % avant impôt sur les sociétés.

Cette méthode de rémunération des investissements avait fait l'objet en 2014 d'une procédure contentieuse auprès du Conseil d'État. Par une décision du 13 mai 2016, le Conseil d'État a cependant confirmé l'approche retenue par la CRE, en se référant, notamment, au principe selon lequel le tarif reflète les coûts effectivement engagés par le gestionnaire de réseau, issu du droit européen.

Les spécificités concessives du modèle français de distribution et leur traduction dans le bilan comptable d'Enedis

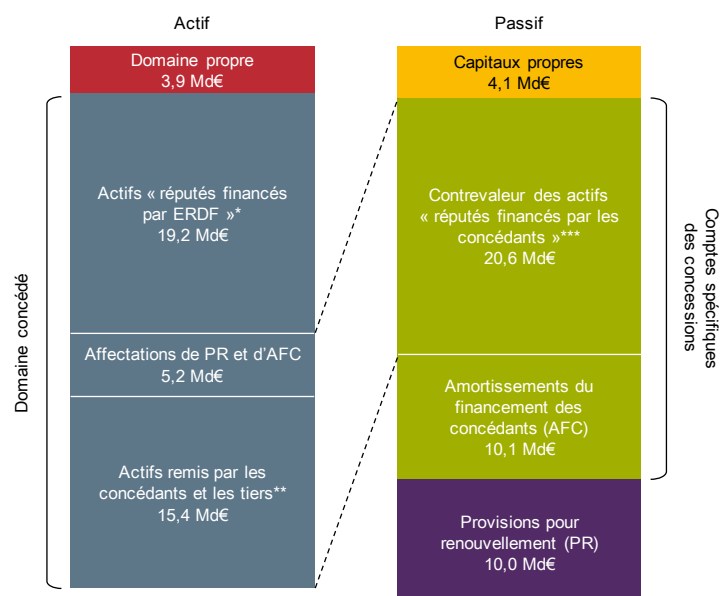
Une première spécificité du régime concessif français est que, mis à part les postes de transformation qui font l'interface avec le réseau de transport, les ouvrages des réseaux publics de distribution appartiennent aux collectivités territoriales, et non aux gestionnaires de réseaux de distribution.

En outre, la maîtrise d'ouvrage des travaux sur les réseaux, si elle est confiée à Enedis dans la majorité des cas, peut relever des autorités concédantes pour certains travaux sur les réseaux – principalement sur les réseaux de basse tension en zone rurale.

Ces spécificités patrimoniales et opérationnelles ont des conséquences comptables. Le bilan d'Enedis présente la particularité de comporter des capitaux propres très faibles et aucune dette financière. En revanche, il comporte des comptes spécifiques des concessions ainsi que des provisions pour renouvellement.

À la fin de l'année 2012, les comptes spécifiques des concessions et les provisions pour renouvellement représentaient 40,7 Md€, soit la majeure partie du passif du haut de bilan d'Enedis qui s'élevait à environ 45 Md€. Ces deux postes recouvrent deux catégories de ressources : d'une part des ouvrages remis gratuitement par les concédants et les tiers ; d'autre part des préfinancements (provisions pour renouvellement et amortissement du financement des concédants) qui sont in fine affectés à des investissements et qui sont comptablement considérés comme un financement des concédants.

Le haut de bilan d'Enedis peut être schématisé de la façon suivante (montants à fin 2012) :



* Les actifs « réputés financés par Enedis » correspondent au montant du financement du concessionnaire non amorti, tel que présenté dans les comptes sociaux d'Enedis.

** Cette distinction entre, d'une part, les actifs remis par les concédants et les tiers et, d'autre part, les affectations de provisions pour renouvellement et d'amortissements du financement des concédants, résulte d'une analyse extracomptable.

*** Il s'agit de biens « réputés financés par les concédants » car lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement des concédants constitués au titre du bien remplacé sont considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. Ce montant peut également être qualifié de « droits des concédants sur les actifs existants ».

2.1.3.3 Le TURPE 4 HTB

a. Les points structurants du cadre de régulation

La CRE a reconduit le cadre existant de régulation incitant le gestionnaire de réseaux de transport, RTE, à améliorer son efficacité sur une période d'environ quatre ans, du point de vue de la maîtrise de ses coûts et de la qualité du service rendu aux utilisateurs.

Concernant les objectifs de productivité, le cadre de régulation du TURPE 3 prévoyait un système asymétrique où RTE conservait 50% des gains de productivité réalisés par rapport la trajectoire fixée et assumait 100 % des pertes de productivité. Pour la période du TURPE 4, la CRE a retenu un système symétrique dans le cadre duquel RTE conserve 100 % des gains et des pertes de productivité additionnels. En contrepartie, la CRE a défini une trajectoire des charges nettes d'exploitation qui intègre des efforts de productivité et a procédé, sur certains postes de charges, à des corrections des données prévisionnelles communiquées par le gestionnaire de réseau. La CRE a ainsi souhaité renforcer l'incitation de RTE à maîtriser ses coûts.

S'agissant de la qualité d'alimentation, la CRE a reconduit, en le renforçant, le mécanisme d'incitations portant sur la continuité d'alimentation mis en place dans le cadre du TURPE 3.

La CRE introduit par ailleurs une incitation financière au développement des interconnexions, ainsi qu'un suivi des actions entreprises par RTE pour maîtriser le volume des pertes. Elle met également en place un cadre de régulation favorable à la recherche et développement (R&D).

La CRE a par ailleurs reconduit le mécanisme du compte de régulation des charges et des produits (CRCP) qui permet de compenser, pour des postes préalablement identifiés, les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs. Parmi les postes inclus dans le périmètre du CRCP peuvent notamment être cités :

- les charges liées à la compensation des pertes sur les réseaux ;
- les charges de capital ;
- les recettes perçues au titre de l'ensemble des composants tarifaires selon les modalités ci-après ;
- les recettes liées aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions du réseau de transport avec les pays voisins.

b. La méthode de calcul des charges de capital dans le cas du transport

La méthode de calcul des charges de capital est restée inchangée par rapport aux précédents tarifs. La valeur de la BAR est calculée à partir de la valeur nette comptable des actifs, diminuée des subventions d'investissement. Par ailleurs, la date conventionnelle d'entrée des actifs dans la BAR est fixée au 1^{er} janvier de l'année suivant leur mise en service. La BAR progresse au rythme des investissements mis en service et diminue des dotations aux amortissements couvertes par les tarifs. Le taux de rémunération retenu pour les immobilisations en cours de RTE est égal au coût de la dette.

La CRE a retenu un taux de rémunération nominal avant impôt de 7,25 %, sur la base de fourchettes de valeurs pour chacun des paramètres intervenant dans la formule du coût moyen pondéré du capital (CMPC). Les estimations pour chacun de ces paramètres figurent dans le tableau ci-dessous.

Tableau 2 : Paramètres retenus pour le calcul du coût moyen pondéré du capital de RTE

Taux sans risque nominal	4,0 %
Spread de la dette	0,6 %
Prime de marché	5,0 %
Béta des actifs	0,33
Béta des fonds propres	0,66
Levier (dette/(dette+fonds propres))	60 %
Taux de l'impôt sur les sociétés	34,43 %
Coût de la dette*	4,6 %
Coût des fonds propres*	11,2 %
Coût moyen pondéré du capital*	7,25 %
*Nominal avant impôts	

Source : CRE

Par rapport aux valeurs prises en compte dans le cadre du TURPE 3, les principales modifications, en ligne avec l'évolution des données macro-économiques et financières, portent sur la baisse du taux sans risque nominal à 4 % d'une part, et l'accroissement de la prime de risque de marché à 5 % d'autre part.

La CRE a maintenu une approche normative du taux d'imposition sur les bénéfices des sociétés. Elle a donc maintenu dans le calcul du CMPC un taux de référence de 34,43 %.

c. Les incitations financières au développement des interconnexions

Des incitations financières au développement des interconnexions peuvent être mises en place, puisque la délibération tarifaire du 3 avril 2013 introduit un cadre de régulation visant à inciter RTE à développer les interconnexions.

Le mécanisme incitatif est fondé sur l'évaluation de l'intérêt des nouvelles infrastructures d'interconnexions pour le système électrique européen et vise à stimuler la réalisation des projets d'interconnexion utiles pour la collectivité, à encourager RTE à mener à bien les investissements dans les meilleures conditions de coûts et de délais et à l'inciter à la bonne exploitation de l'ouvrage d'interconnexion nouvellement créé, en particulier en matière de flux commerciaux supplémentaires apportés par l'ouvrage.

La CRE procède à l'examen des éléments fournis par RTE permettant d'évaluer l'intérêt des interconnexions qu'il souhaite réaliser et peut décider d'octroyer des incitations, dont elle fixe les modalités de calcul dans une décision tarifaire ad hoc.

Le cas échéant, l'incitation financière à la réalisation des investissements d'interconnexion se matérialise par l'attribution d'une prime fixe annuelle exprimée en euros, dont le montant est défini en amont de la décision d'investissement, en fonction de l'intérêt de l'interconnexion pour la collectivité. Par ailleurs, les incitations à la minimisation des coûts et des délais de réalisation de l'interconnexion, ainsi que l'incitation à la bonne exploitation de celle-ci, prendront la forme de primes variables qui s'ajouteront tous les ans à la prime fixe annuelle. Les paramètres utilisés pour le calcul de ces primes devront être fixés par décision tarifaire ad hoc de la CRE relative à chaque projet.

C'est sur ce dispositif qu'est fondée l'incitation financière accordée au projet Savoie-Piémont par une délibération en date du 25 mars 2015.

○ **Encadrement des primes et modalités de versement**

Les montants des primes sont fixés dans le respect des principes suivants :

- la somme des primes annuelles est positive ou nulle ;
- la prime portant sur les coûts peut, si elle est positive, être intégralement conservée par RTE indépendamment des niveaux des autres primes, ce qui renforce l'incitation de RTE à maîtriser ses coûts ;
- la somme des primes annuelles (fixe et variables) est plafonnée en fonction de l'intérêt de l'interconnexion pour la collectivité et du montant de l'investissement.

Du fait du caractère positif de la prime, RTE est assuré de recevoir au minimum une rémunération égale au CMPC en vigueur. Le mécanisme incitatif n'introduit donc pas de risque supplémentaire pour RTE. L'intégralité des primes sera versée à RTE après la mise en service de l'interconnexion, pendant une durée maximale de dix ans, par un crédit porté au solde du CRCP de RTE.

○ **Les incitations à la réalisation des investissements utiles pour la collectivité**

Le niveau de la prime fixe attribuée à RTE est également déterminé en tenant compte de l'intérêt de l'interconnexion pour le système électrique européen, qui inclut non seulement des éléments quantifiables mais qui peut également tenir compte d'éléments qualitatifs tels que la sécurité d'approvisionnement. Lorsque cela est jugé pertinent, l'utilité de l'ouvrage d'interconnexion peut être évaluée en prenant en compte les frontières entre la France et plusieurs pays. Ces mêmes frontières sont utilisées pour le calcul de la prime variable portant sur les flux.

La composante quantifiable de l'utilité de l'interconnexion pour le système électrique est estimée en prenant en considération notamment :

- une estimation par année des flux commerciaux supplémentaires générés par l'ouvrage ;
- une prévision des prix de marché dans chacun des deux pays interconnectés après la mise en service de l'ouvrage ;
- une estimation des coûts d'investissement.

Cette évaluation donne une indication de la valeur créée par le projet pour la collectivité, dont une fraction constitue l'incitation accordée à RTE.

○ **Les incitations à la réalisation des investissements dans les meilleures conditions de coûts**

RTE est tenu de fournir à la CRE sa meilleure estimation des coûts d'investissement du projet d'interconnexion considéré. Après la mise en service de l'ouvrage, RTE recevra une prime d'autant plus importante que les coûts réalisés seront bas, et d'autant plus faible qu'ils seront élevés. La prime portant sur les coûts s'exprimera en fonction de l'écart entre le budget prévisionnel et le budget réalisé, et traduira la variation du gain pour la collectivité engendrée par une variation des coûts d'investissement.

Dans le cas où RTE obtiendrait une subvention de la part de la Commission européenne pour la réalisation d'un investissement d'interconnexion, celle-ci serait prise en compte dans le calcul de la performance de RTE en venant en déduction du budget réalisé.

○ **Les incitations à la bonne exploitation de l'interconnexion**

Une fois l'interconnexion mise en service, les flux commerciaux apportés par l'interconnexion seront comparés aux flux annoncés par RTE avant la décision d'investissement pour l'année concernée. La prime attribuée sera, de la même manière que celle portant sur les coûts, fonction de la variation d'utilité pour la collectivité engendrée par la variation des flux transfrontaliers. Le bonus octroyé à RTE sera d'autant plus élevé que les flux constatés seront supérieurs à ceux prévus par RTE.

○ **Les incitations à la réalisation des investissements dans les meilleurs délais**

Le coût du capital de RTE étant déjà couvert par la rémunération de la BAR au CMPC, les incitations financières constitueront bien un bénéfice économique pour RTE. Les incitations financières auront plus de valeur pour RTE s'il parvient à les obtenir tôt. L'incitation à la réalisation des investissements dans les meilleurs délais est donc implicitement contenue dans le fait de conditionner le versement de la prime fixe et des primes portant sur les coûts et les flux à la date de mise en service de l'interconnexion.

d. Les incitations financières à l'amélioration de la qualité

La CRE contribue à la mise en place de réseaux sûrs, fiables et performants au bénéfice des consommateurs, au travers de mesures incitant RTE à améliorer la qualité d'alimentation. Pour le calcul des quatrièmes tarifs de transport, la CRE a ainsi décidé de renforcer le mécanisme d'incitations portant sur la continuité d'alimentation mis en place dans le cadre du TURPE 3. Le renforcement des mesures incitatives repose sur :

- le maintien de la durée moyenne de coupure de référence à 2,4 minutes, adoptée dans le cadre de TURPE 3 ;
- l'augmentation des pénalités financières appliquées à RTE de 9,6 M€ par minute de coupure (dans le cadre des précédents tarifs) à 10,4 M€ par minute ; et
- une extension du périmètre des incitations à la fréquence moyenne de coupure.

e. Les incitations financières à l'innovation et à la modernisation des réseaux

La CRE attache une importance particulière à la modernisation des réseaux. Elle a donc introduit un cadre favorable à la recherche et au développement et a mis en place un dispositif de suivi du volume des pertes électriques, afin d'analyser plus finement la performance énergétique des réseaux.

o Recherche et développement (R&D)

Les réseaux électriques connaissent de nombreuses mutations liées notamment au développement des énergies renouvelables, aux nouveaux usages de l'électricité et aux enjeux de maîtrise de l'énergie. De nouvelles technologies doivent être mises en place pour moderniser les réseaux d'électricité et répondre à ces nouveaux défis.

Dans le prolongement des travaux qu'elle mène sur le sujet des *smart grids*, la CRE a ainsi introduit un cadre de régulation destiné à soutenir les activités de R&D de RTE.

Dans ce cadre, elle a accepté une augmentation significative des budgets de R&D de RTE qui prévoient d'y allouer environ 27 M€ de charges d'exploitation en moyenne par an entre 2013 et 2016. Les budgets alloués à la R&D et non utilisés par RTE seront restitués aux utilisateurs, afin d'inciter les opérateurs à réaliser les projets annoncés et à éviter que les gains d'efficacité ne se fassent au détriment de l'innovation.

o Efficacité énergétique des réseaux

Compte tenu également des enjeux liés à l'amélioration de l'efficacité énergétique et du fait que les pertes électriques constituent un poste de charge important couvert par le TURPE (sur la période TURPE 4, elles représentent en moyenne 15% des charges à couvrir par le tarif pour RTE, soit environ 630M€ par an), la CRE s'est interrogée sur la pertinence de mettre en place dans le TURPE 4 une incitation à la maîtrise des volumes de pertes. Il est ressorti de son analyse que, si RTE dispose de quelques leviers pour contenir les volumes de pertes, plusieurs facteurs remettent en cause la pertinence d'un tel dispositif. En effet, l'influence du développement de la production décentralisée, des nouveaux usages de l'électricité ou encore des conditions climatiques s'avère particulièrement délicate à prendre en compte pour définir un taux de pertes cible. Par ailleurs, la CRE a constaté un manque de visibilité important sur les marges de manœuvre en termes de maîtrise des volumes de pertes par les gestionnaires de réseaux.

La CRE a cependant souhaité rester attentive aux actions menées par RTE pour maîtriser le volume de pertes et a mis en place pour la période TURPE 4 un dispositif de suivi de ces actions. Il permet de collecter l'information nécessaire pour établir, le cas échéant, un dispositif d'incitation financière à la maîtrise des volumes de pertes pour les prochaines périodes tarifaires.

f. Une meilleure prise en compte par les tarifs des coûts saisonniers

L'élaboration du TURPE 4 a été l'occasion pour la CRE de mener des travaux approfondis sur la structure du tarif, c'est-à-dire sur la répartition des coûts de réseaux entre les différents utilisateurs. Une attention toute particulière a été portée à l'amélioration des signaux tarifaires horosaisonniers, selon lesquels le prix du kilowattheure varie à la fois selon la saison et l'heure dans la journée. Ainsi, le TURPE 4 marque une rupture avec les tarifs précédents en introduisant des tarifs à différenciation temporelle pour les domaines de tension HTB2 et HTB1. Ils sont devenus obligatoires pour tous les utilisateurs raccordés aux domaines de tension HTB2 et HTB1 dès le 1^{er} août 2013.

Les travaux de la CRE ayant mis en évidence une différenciation tarifaire plus marquée entre l'été et l'hiver qu'entre heures pleines et heures creuses de la journée²⁵, les nouveaux tarifs prennent en compte de façon plus précise la différenciation des coûts de réseaux selon les saisons. Ce rééquilibrage a conduit, dans la nouvelle méthodologie d'élaboration des tarifs, à affecter une part plus importante des coûts de réseaux aux utilisateurs dont le profil de consommation est fortement saisonnalisé, c'est-à-dire très différent en été et en hiver.

À titre d'exemple, Enedis est l'un des utilisateurs qui soutire le plus sur le domaine de tension HTB1, par le biais de ses postes sources. Ses soutirages étant beaucoup plus saisonnalisés que ceux des autres utilisateurs du réseau de transport (industriels pour l'essentiel), la consommation moyenne des utilisateurs raccordés au domaine de tension HTB1 est par conséquent relativement plus saisonnalisée que la consommation moyenne des utilisateurs raccordés au réseau de transport. Le coût moyen d'utilisation des réseaux augmente donc pour les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTB1 et diminue pour les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTB2.

2.1.3.4 Les évolutions des tarifs en 2015

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution ont respectivement connu une évolution de +2,4 % et +0,4% au 1^{er} août 2015, en application des règles tarifaires précédemment décrites.

De plus, de manière exceptionnelle, la CRE avait décidé dans sa délibération du 7 mai 2014 de faire bénéficier certains industriels gros consommateurs d'électricité des excédents de revenus collectés par RTE par le biais d'un abattement de 50% sur leurs factures d'acheminement d'électricité pour la période du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015. Dans le cadre de sa délibération du 2 juin 2015, la CRE a reconduit ce dispositif jusqu'au 31 décembre 2015.

2.1.4 Les aspects transfrontaliers

La CRE est fortement impliquée dans le processus d'intégration des marchés. Elle participe à quatre des sept initiatives régionales lancées par la Commission Européenne en 2006 (Régions Centre-Ouest, Centre-Sud, Sud-Ouest et France-Royaume-Uni-Irlande).

Dans ce cadre, elle veille à la mise en place à l'ensemble des frontières françaises des modèles cibles préconisés pour l'allocation des capacités et la gestion des congestions pour le calcul des capacités, l'allocation des capacités de long terme, le couplage des marchés en J-1 et les échanges en infra journalier.

La CRE a réalisé en 2016 un rapport dédié aux interconnexions électriques et gazières, qui dresse le bilan de 10 ans de travaux de la CRE sur les interconnexions aux frontières françaises.²⁶

Message du Collège de la CRE issu de son rapport « Les interconnexions électriques et gazières en France, un outil au service de la construction d'un marché européen intégré »

Les interconnexions sont essentielles au développement du marché intérieur de l'énergie : en permettant les échanges entre les États membres, en diversifiant les sources d'approvisionnement, elles permettent d'optimiser le coût de l'énergie pour le consommateur final et de renforcer la sécurité d'approvisionnement de l'Europe.

Depuis sa création, la CRE a joué un rôle moteur sur ce sujet, en favorisant le développement des interconnexions françaises, mais aussi l'optimisation de leur utilisation.

Deux conclusions principales ressortent de ce rapport sur le fonctionnement des interconnexions :

- la France est bien interconnectée avec ses voisins. En électricité, la capacité moyenne d'exportation est de 13,5 GW, à comparer à une consommation de pointe maximale de 102 GW. En gaz, la capacité de sortie a doublé et la capacité d'entrée a augmenté de 50 % en 10 ans ;
- l'utilisation des interconnexions a été significativement améliorée depuis 10 ans. Elle est désormais largement optimisée. En électricité, la France, au sein de la région Centre-ouest de l'Europe, a été pionnière dans la mise en œuvre du couplage des marchés et plus récemment, dans la mise en place d'une méthode de calcul de capacité, dite Flow based, qui permet d'allouer la capacité aux flux les plus utiles. En gaz, toutes les interconnexions sont utilisées selon des processus concurrentiels conformes aux codes de réseau européens, que la CRE applique intégralement et dont elle a anticipé la mise en œuvre.

La question qui se pose aujourd'hui concerne le développement de nouvelles interconnexions.

²⁵ Ceci s'explique notamment par le fait que la capacité des réseaux, qui engendre des charges fixes, est notamment définie en fonction des pointes qui ont généralement lieu en hiver.

²⁶ Ce rapport est disponible et téléchargeable sur le site de la CRE à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/les-interconnexions-electriques-et-gazieres-en-france>.

En électricité comme en gaz, les nouvelles interconnexions sont des projets coûteux et complexes. Lorsqu'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 (développement des énergies renouvelables, stabilisation des consommations, émergence de nouveaux usages et nouvelles flexibilités...), 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.

Cela a été le cas pour la nouvelle interconnexion électrique entre la France et l'Italie (projet Savoie-Piémont) qui a été approuvée par la CRE en 2015. De même, le renforcement de l'interconnexion électrique avec la Grande-Bretagne apparaît aujourd'hui justifié par les fondamentaux économiques. La CRE et son homologue l'Ofgem ont octroyé en 2014 une exemption au projet d'interconnexion non régulée Eleclink et RTE vient de saisir la CRE d'une demande d'incitation financière pour la réalisation d'une nouvelle interconnexion régulée avec la Grande-Bretagne (projet IFA2) qui sera examinée au deuxième semestre 2016.

Dans le gaz, le cas du projet Midcat, nouvelle interconnexion gazière entre la France et l'Espagne, illustre également bien cet enjeu. Compte-tenu des renforcements internes nécessaires, ce projet coûterait près de trois milliards d'euros (dont plus de deux pour la partie française), pour créer des capacités représentant jusqu'à 15 % environ des consommations de gaz en France ou en Espagne.

La CRE a soutenu ce projet avec le lancement d'une *open season* en 2010 (qui s'est révélée infructueuse) puis avec son inscription dans la liste des projets d'intérêt commun européen. Mais, au vu des évolutions du marché du gaz depuis quelques années, notamment de la stabilité de la demande et de la surcapacité existante, un certain nombre de conditions doivent être réunies pour qu'un projet aussi coûteux puisse être lancé sans faire peser un risque trop important sur les consommateurs espagnols et français.

Un appel au marché doit tout d'abord être mené par les GRT concernés, conformément aux règles prévues dans les codes de réseau européens. Cette étape est nécessaire pour assurer qu'il existe un besoin du marché pour une telle infrastructure, et que tout ou partie de son coût peut être financé par les réservations de capacités des acteurs de marché.

Si le résultat de l'appel au marché est négatif, ce qui est probable dans le contexte actuel, la décision de lancer le projet ne saurait être prise sans études coûts-bénéfices solides.

Ces études devront notamment identifier et quantifier les bénéfices pour chacun des pays concernés et pour l'Union européenne, et organiser le financement du projet en relation avec ces bénéfices, conformément à la démarche CBCA (*cross border cost allocation*) prévue pour les projets d'intérêt commun européen.

En ce qui concerne le projet d'interconnexion électrique golfe de Gascogne entre la France et l'Espagne, la levée des incertitudes techniques est un préalable indispensable avant de pouvoir se prononcer sur son opportunité au regard des bénéfices et des coûts qu'il générerait.

La CRE, conformément à la loi, agit dans toutes ses missions au bénéfice des consommateurs finals. Elle veillera à éviter que les consommateurs de gaz et d'électricité 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.

2.1.4.1 Bilan de l'utilisation et de la gestion des interconnexions aux frontières françaises en 2015

En 2015, RTE a perçu une rente de congestion de 475,2 M€. Cela représente une hausse totale de 14,6 % par rapport aux revenus de l'année 2014.

Cette hausse est principalement due à l'augmentation des revenus sur la frontière France - Grande-Bretagne. Elle découle d'un niveau élevé du prix des droits de long terme à cette frontière en 2015, en lien avec l'existence de « *Levy Exemption Certificates* » (exemptions accordées en certifiant une origine renouvelable et un import physique d'électricité) en Grande-Bretagne.

Tableau 3 : Évaluation de la rente de congestion en 2015 (part RTE)

	Rente de congestion 2015 (en M€)
Italie	104,1
Grande-Bretagne	193,8
Allemagne & Belgique (région CWE*)	96,5
Espagne	71,8
Suisse	9
Total	475,2

*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 : RTE – Analyse : CRE

2.1.4.2 Les règles d'allocation et de calcul de capacité

a. Le calcul des capacités

Le couplage de marché fondé sur les flux (*flow-based*) est mis en œuvre depuis le 20 mai 2015 dans la région CWE (Allemagne, Belgique, Pays-Bas, Luxembourg, France). La CRE a été un des piliers de l'élaboration de ce projet qui a nécessité un travail de développement de plusieurs années. Ce démarrage a été approuvé par la CRE le 26 mars 2015 et le couplage de marché fondé sur les flux a été effectivement lancé le 21 mai 2015. Les résultats s'avèrent très positifs, les capacités d'interconnexion mises à disposition du marché ont été augmentées à toutes les frontières.

Par ailleurs, un calcul de capacité coordonné en J-2 sur la frontière italienne a été approuvé par la CRE le 9 décembre 2015 et mis en œuvre en février 2016. Dans les premiers mois de son application, on a pu observer qu'il permettait de diminuer le nombre de réductions de capacités allouées aux acteurs de marché, d'accroître la sécurité du réseau et, la majeure partie du temps, d'augmenter le nombre de capacités disponibles pour le marché. Ce calcul dit de « NTC coordonnée » (*Net Transfer Capacity*) est l'une des deux méthodologies de calcul de capacité préconisées par le règlement (UE) n° 2015/1222 du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion (ci-après dénommé règlement CACM pour *Capacity Allocation & Congestion Management*), qui est entré en vigueur le 14 août 2015.

b. L'allocation des capacités à long terme

La mise en œuvre anticipée des règles d'allocation harmonisées (dites règles HAR, pour *Harmonised Allocation Rules*), qui ont été adoptées par vingt-trois pays européens en octobre 2015, est un accomplissement important de l'année 2015. Appliquées depuis le 1^{er} janvier 2016, ces règles représentent la déclinaison concrète du code de réseau relatif à l'échéance de long-terme (ci-après dénommé code FCA pour *Forward Capacity Allocation*). L'adoption de ces règles a également été l'occasion, pour les pays européens allouant des droits de transport, de rejoindre la plateforme commune JAO (*Joint Allocation Office*), fruit de la fusion des deux plus importantes plateformes d'allocation de capacités (CASC²⁷ et CAO²⁸). Cette évolution est une étape décisive pour la mise en œuvre d'une plateforme unique, imposée par le code FCA.

D'autres progrès concernant l'échéance de long terme ont été réalisés durant l'année 2015. Les modalités d'allocation des produits de long-terme à la frontière avec l'Italie ont été améliorées. Notamment, les garanties associées à ces droits (fermeté des droits en cas de difficultés de gestion du réseau) ont été renforcées à la demande de la CRE et de l'Autorita (régulateur italien). Par ailleurs, la décision a été prise, pour la première fois

²⁷ La plateforme CASC procédait à l'allocation des capacités transfrontalières par enchères explicites pour la région Centre-Ouest (France, Allemagne, Belgique, Pays-Bas, Luxembourg), la région Centre-Sud (France, Allemagne, Autriche, Italie, Slovaquie, Grèce), l'ensemble des frontières de la Suisse et la frontière France-Espagne, à différentes échéances (annuelle, mensuelle, journalière et infra journalière suivant les frontières).

²⁸ CAO, plateforme qui allouait les droits long terme pour l'Autriche, la République Tchèque, l'Allemagne, la Hongrie, la Pologne, la Slovaquie et la Slovaquie.

en France, d'allouer des droits de transport financiers (dits FTR pour *Financial Transmission Right*). Ces droits sont alloués sur l'interconnexion France – Belgique depuis le 1^{er} janvier 2016. Enfin, à la frontière France - Grande-Bretagne, un pas important a été franchi en 2015 avec l'inclusion de cette frontière dans le périmètre d'application des règles HAR, alors qu'historiquement ces règles d'allocation étaient définies dans un document spécifique (règles d'accès IFA, pour Interconnexion France Angleterre). Une annexe dédiée permettra cependant de conserver un certain nombre de particularités, liées notamment aux caractéristiques spécifiques de cette interconnexion en courant continu. Il convient de noter qu'à ce jour, pour cette frontière, les capacités sont toujours allouées par une plateforme spécifique appelée CMS (*Capacity Management System*).

c. Le couplage des marchés en journalier

Depuis février 2015, qui marque l'extension du couplage de marché à l'Italie, l'ensemble des frontières françaises sont désormais couplées à l'échéance journalière. Désormais mis en œuvre sur la quasi-totalité de nos frontières (à l'exception de la Suisse), le couplage des marchés journaliers regroupe dix-neuf pays d'Europe représentant 75 % de l'électricité qui y est consommée.

Le couplage de marché permet d'intégrer les marchés journaliers européens et optimise les flux à l'échelle européenne. Dans son rapport de l'année 2013, la CRE avait évalué le surcoût d'approvisionnement lié à l'absence de couplage de marché en 2013 à environ 20 M€ pour la frontière France-Grande-Bretagne, 8 M€ pour France-Espagne et 29 M€ pour France-Italie. Ainsi, avec la mise en œuvre du couplage sur ces 3 frontières, on peut estimer un gain annuel de l'ordre de 50/60 M€.

d. Les échanges 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 d'échange. À la suite de la sélection du prestataire de services et en amont de la spécification détaillée de cette plateforme, les régulateurs ont fourni en janvier 2014, aux gestionnaires de réseau et aux bourses, un confort sur la couverture des coûts du projet. Ce confort a été confirmé par les régulateurs au premier semestre 2015 au moment de la signature du contrat final entre les bourses et le prestataire de services. Le lancement du projet XBID devrait avoir lieu en 2017.

e. Les projets pilotes pour l'ajustement

L'ensemble des acteurs de marché opérant au sein des pays transfrontaliers peut, en théorie, participer au mécanisme d'ajustement opéré par RTE. En pratique les seuls acteurs étrangers ayant déposé des offres à la hausse et à la baisse et ayant été régulièrement sollicités en 2015 sont les acteurs allemands, suisses et les gestionnaires de réseau britannique et ibérique.

Des échanges plus fluides et plus efficaces d'énergie d'ajustement passent par une mise en œuvre rapide d'un mécanisme intégré en Europe. Cette mise en œuvre, prévue par le code de réseau relatif à l'équilibrage, est aujourd'hui anticipée par des initiatives régionales dont fait partie le projet « TERRE » (*Trans-European Replacement Reserve Exchange*) qui vise à permettre l'échange d'offres d'énergie d'ajustement issue des réserves tertiaires. Ce projet est mené aujourd'hui par les gestionnaires de réseau de transport français, italien, anglais, espagnol, portugais et suisse. Leurs régulateurs nationaux ont également activement participé à la phase de définition de l'architecture afin d'assurer sa compatibilité avec le projet de règlement européen relatif à l'équilibrage. Une architecture détaillée, axée sur la définition des relations entre GRT, a été proposée et a fait l'objet d'une consultation publique en mars 2016. Les régulateurs se prononceront officiellement sur cette architecture de façon coordonnée lors du quatrième trimestre de l'année 2016. En cas d'avis positif, les GRT lanceront la phase de développement et de tests de la plateforme commune d'échanges. Cette phase devrait se terminer au cours du second semestre 2018.

2.1.4.3 La surveillance de la coopération technique entre le GRT français et le GRT suisse

La coopération avec la Suisse, bien que présentant quelques aspects techniques, porte avant tout sur des aspects liés au *design* de marché. L'interconnexion France-Suisse se caractérise en effet par la présence de nombreux contrats de long-terme (saturant en grande partie la capacité) disposant d'une priorité d'accès. La CRE travaille afin que cette interconnexion acquière les caractéristiques d'ouverture à la concurrence et d'accès non-discriminatoire qui constituent le socle des modèles-cibles européens²⁹. Elle note que le règlement CACM

²⁹ En effet, la CRE a piloté la rédaction d'une solution (dite solution financière) permettant de traiter les contrats de long-terme de manière bien plus efficace du point de vue du système électrique et de l'optimisation des parcs de production. Celle-ci a été remise à la Commission européenne et au gouvernement suisse le 11 mars 2014, pour nourrir la rédaction de l'accord en cours de négociation entre l'Union et la Suisse. Avec l'accord des négociateurs, les gestionnaires de réseaux et les détenteurs de contrats de long terme ont, sous le contrôle des

conditionne désormais 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.

Concernant l'infra-journalier, une allocation explicite de produits 30 minutes a été mise en œuvre en novembre 2015 aux interconnexions avec la Suisse et l'Allemagne. Une allocation implicite de tels produits est prévue sur ces frontières pour septembre 2016.

2.1.4.4 Le développement des interconnexions françaises

a. Le renforcement des interconnexions

o *Le renforcement des capacités d'échange 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, de la mise en service de cette ligne jusqu'à fin 2015, n'a cependant été en moyenne que de 2000 MW à l'export et de 1800 MW à l'import. Au cours des quatre premiers mois de 2016, la capacité commerciale moyenne constatée est passée à 2400 MW à l'export et 2000 MW à l'import. Cette progression est notamment due à la levée d'une contrainte réglementaire côté espagnol, qui venait limiter la capacité d'échanges, du fait de contraintes internes sur le réseau espagnol. La capacité commerciale ne pourra atteindre son objectif de 2800 MW en moyenne qu'après la réalisation de travaux de renforcements du réseau interne espagnol.

RTE et Red Electrica de España étudient en outre la faisabilité du projet Golfe de Gascogne, qui relierait la France et l'Espagne par un câble sous-marin et pourrait permettre de porter les capacités d'interconnexion entre les deux pays à environ 5000 MW à l'import comme à l'export. Le coût total du projet est estimé entre 1,6 et 1,9 milliard d'euros. L'évaluation des bénéfices apportés par ce projet, menée dans le cadre du Plan européen de développement du réseau à dix ans publié par ENTSO-E en 2014, présente une très forte sensibilité des résultats aux scénarios considérés. Au vu de l'ampleur des dépenses envisagées, la poursuite des études de faisabilité technique est un préalable indispensable avant de pouvoir se prononcer sur l'opportunité du projet, au vu de son évaluation socio-économique. Il s'agit de s'assurer que les bénéfices sont effectivement supérieurs à ses coûts.

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 projets de liaisons envisagés à travers les Pyrénées n'ont pas atteint un stade de maturité suffisant pour faire l'objet d'évaluations socio-économiques pertinentes. Il faudra commencer par préciser leurs caractéristiques techniques, les renforcements de réseau nécessaires ainsi que les estimations de coûts.

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 comme projet d'utilité publique à l'été 2012 et a été retenu comme projet d'intérêt commun en octobre 2013. Les travaux de construction de la liaison en France, qui ont commencé en 2015, doivent s'achever en 2019.

o *L'accroissement de l'interconnexion France - Grande-Bretagne*

La société ElecLink Ltd prévoit de construire et exploiter d'une nouvelle liaison de 1000 MW entre la France et la Grande-Bretagne, pour un coût estimé à 400 M€ et une mise en service en 2019. Le projet ElecLink a bénéficié d'une décision d'exemption qui lui a été accordée en 2014 par la CRE et son homologue britannique, l'Ofgem. ElecLink doit commercialiser sur plusieurs années une partie des capacités créées via un appel au marché de type *open season*. Les règles d'accès à l'interconnexion ElecLink ont été approuvées par la CRE et l'Ofgem au

régulateurs, développé courant 2014 et début 2015 les modalités fines de fonctionnement de la solution financière, afin qu'il ne reste plus qu'à la déployer techniquement le jour où l'accord aura été conclu. Dans l'attente de cette mise en œuvre, la CRE, en coopération avec l'ElCom, a optimisé de manière plus ponctuelle le traitement de certains contrats, permettant ainsi des gains certes mesurés mais rapides sur cette interconnexion. Pour ce faire, elle a demandé aux détenteurs de contrats de long terme de proposer de nouvelles solutions intermédiaires afin d'aller plus loin dans cette direction. En outre, la mise en œuvre du couplage de marché est techniquement prête.

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.

RTE étudie également avec le GRT National Grid Interconnector Holdings Ltd un projet de liaison supplémentaire avec la Grande Bretagne (« IFA 2 ») d'une capacité de 1000 MW, pour une mise en service en 2020. Les analyses des fonds marins ont permis de proposer un tracé, et RTE a déposé le 22 décembre 2015 les demandes d'autorisations administratives nécessaires au projet. RTE a saisi la CRE d'une demande d'incitation financière pour ce projet, qui sera examinée au 2ème semestre 2016.

Les projets Eleclink et IFA 2 bénéficient tous deux du statut de projet d'intérêt commun depuis 2013.

- **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, la Belgique, l'Irlande, le Royaume-Uni et la Suisse. Ces projets sont aujourd'hui en phase d'étude.

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

L'article L.431-6 du code de l'énergie impose à RTE d'élaborer annuellement un plan décennal de développement du réseau, contraignant pour les trois premières années. Ce plan décennal est soumis à l'examen de la CRE, qui peut imposer au GRT de le modifier.

RTE a soumis à la CRE en février 2016 la cinquième édition du schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité français (SDDR 2015). La CRE a lancé une consultation publique pour recueillir l'avis des acteurs sur ce plan le 22 juin 2016.

Le plan du GRT français identifie un volume total d'investissements nécessaires pour les dix prochaines années oscillant entre 13 et 18 Mds € selon les scénarios de transition énergétique considérés. Quatre scénarios sont analysés dans le schéma français dont deux sont communs avec le TYNDP.

Conformément aux dispositions de l'article L 326-1 du code l'énergie, la CRE doit vérifier la cohérence du schéma décennal avec le plan de développement décennal européen (TYNDP). Au moment de l'élaboration courant 2015 du schéma décennal de RTE, le TYNDP 2014 constituait la dernière édition disponible du plan européen de développement des réseaux, la version 2016 du TYNDP ayant été publiée en juin 2016.

En l'absence des résultats du TYNDP 2016 au moment de l'élaboration du plan français, l'analyse de cohérence doit essentiellement porter sur la comparaison avec le TYNDP 2014. Cette analyse renvoie à la comparaison réalisée l'année dernière entre le schéma décennal 2014 et le TYNDP 2014.

L'année dernière, la CRE notait ainsi que RTE s'était engagé dans le SDDR à expliciter les différences d'hypothèses entre les plans national et européen et les impacts résultants et à vérifier la cohérence entre les plans français et européen en étudiant systématiquement l'utilité de ses projets dans les deux plans.

Ceci signifie que pour les scénarios similaires aux visions 1 et 3 du TYNDP, soit les scénarios croissance faible et nouveau mix du SDDR, les projets retenus au sein de chaque plan devraient être similaires. Pour les autres scénarios, en cas de différences importantes, les projets retenus devront être pointés comme spécifiques à un scénario.

La CRE notait l'année dernière que la comparaison réalisée des listes de projets du plan à dix ans français avec le TYNDP pour les scénarios similaires permettait de s'assurer de la cohérence entre les deux plans. Les différences d'hypothèses entre les deux plans et leurs impacts éventuels sur la sélection des projets étaient également correctement explicitées dans le TYNDP 2014 ou le SDDR dans la mesure où les projets de renforcement internes spécifiques à certains scénarios avaient été pointés.

La CRE indiquait toutefois, s'agissant des projets d'interconnexion, que l'articulation réalisée par RTE entre les scénarios du SDDR et ceux du TYNDP pour la sélection de ses projets devait être mieux expliquée.

La CRE publiera sa délibération sur le schéma décennal de développement des réseaux de RTE au second semestre 2016.

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

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

À ce jour, l'ACER 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.

2.1.5.2 La mise en œuvre des codes de réseau

a. 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 désigné, le 3 décembre 2015 les bourses EPEX SPOT et Nord Pool en tant qu'opérateur de couplage de marché (NEMO, pour *Nominated Electricity Market Operator*) en France. La CRE participe également à l'examen des règles communes qui devront être approuvés par les régulateurs nationaux de manière coordonnée sur la base de propositions d'ENTSOE et des NEMO.

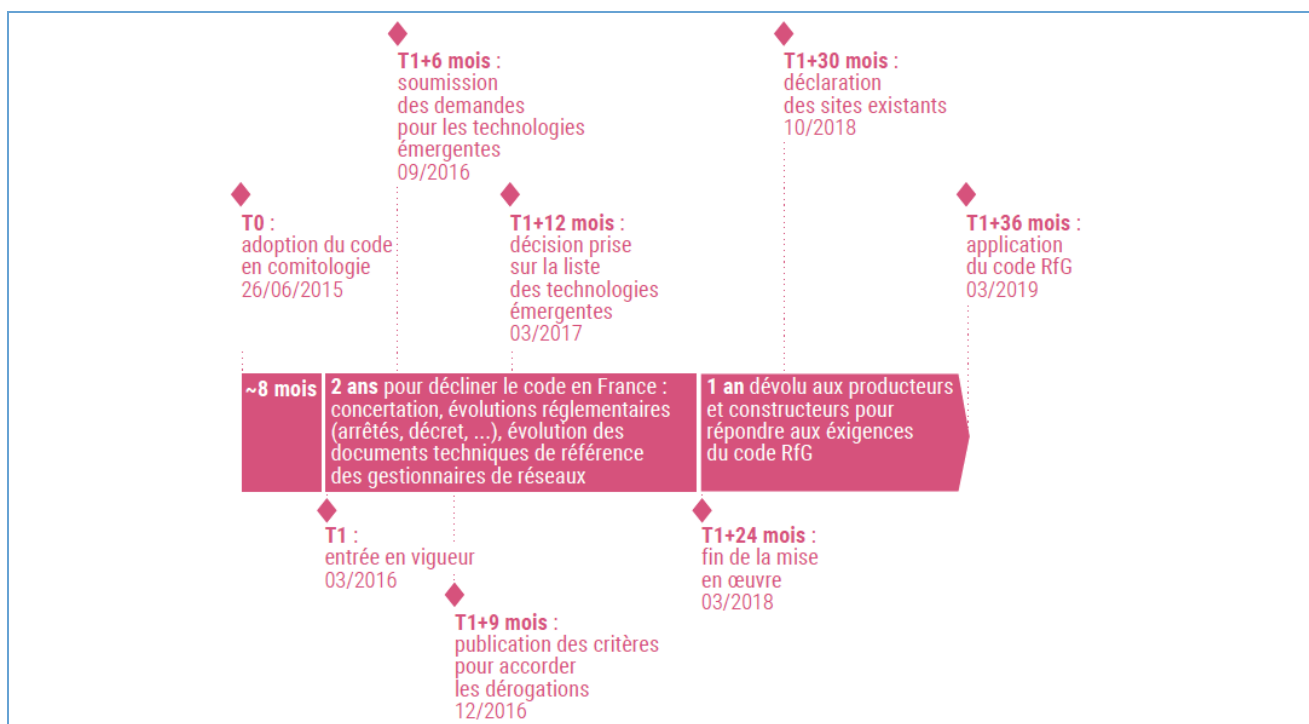
b. L'évolution des règles d'équilibrage

La CRE organise régulièrement des ateliers d'information et d'échanges avec les acteurs français afin de préparer l'évolution des règles françaises relatives à l'équilibrage. RTE a soumis à la CRE mi-2016 une feuille de route pour la mise en œuvre du projet de règlement européen relatif à l'équilibrage. Ces sujets feront l'objet d'une consultation publique menée par la CRE au deuxième trimestre 2016.

c. La mise en œuvre du code de réseau relatif au raccordement des installations de production

Une instance de concertation réunissant des producteurs, équipementiers et gestionnaires de réseaux a été mise en place par la Direction générale de l'énergie et du climat au début de l'été 2015. Son objectif est de préparer et d'organiser la concertation en France de manière à soumettre aux autorités compétentes, pour approbation, des propositions pour la mise en œuvre du code de réseau relatif au raccordement des installations de production (ci-après dénommé code RfG pour *Requirements for generators*).

Les travaux ont commencé en 2015 et un calendrier de travail pour la mise en œuvre de ce code a été proposé par l'instance de concertation de manière à respecter les jalons imposés par le code.



La CRE s'est notamment vue attribuer de nouvelles compétences qui lui imposent de publier des critères pour accorder des dérogations au code dans les neuf mois après l'entrée en vigueur et d'établir dans les douze mois une liste de technologies émergentes qui seront alors exemptées des exigences du code. Ainsi, elle lancera une consultation publique sur ces deux sujets au cours de l'année 2016.

Le code instaure aussi des principes de gouvernance qui ont amené la CRE à proposer des amendements au code de l'énergie. En effet, le code de réseau donne une compétence de principe au régulateur pour approuver les propositions qui seront faites par les gestionnaires de réseaux sur les prescriptions techniques. Or, l'article L.342-5 du code de l'énergie donne aujourd'hui une compétence au ministre pour fixer les prescriptions techniques relatives au raccordement des utilisateurs. Dans le cadre de l'ordonnance prévue par l'article 172 de la LTECV, la CRE a proposé à la DGEC un amendement à l'article L.342-5 qui permettra de donner une compétence aux deux autorités. La répartition de ces compétences, qui dépend du type d'exigences à approuver, devrait être précisée dans un décret en Conseil d'État.

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

2.2.1 Le marché de gros

2.2.1.1 Le bilan du système électrique

Selon RTE, la consommation intérieure, incluant les pertes sur les réseaux de distribution et de transport, s'est élevée en 2015 à 475,4 TWh, supérieure à la consommation de 2014 de 2,2 %. En 2015, la consommation maximale a été atteinte le 6 février, à 91 538 MW, ce qui est supérieur de 12 % à la consommation maximale constatée en 2014 (81 962 MW). La puissance installée en France s'élevait à 129 310 MW au 31 décembre 2015, contre 128 943 MW l'année précédente, soit une légère augmentation de 0,3 %.

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

- La CNR qui exploite 3 % de la puissance installée ;
- E.On France (la SNET, groupe E.On), qui détient 2 % de la puissance installée.

Ces trois producteurs détenant au total plus de 79 % de la puissance installée, la production d'électricité en France reste 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 4 : Structure du marché français

Ordre de mérite	Nombre de producteurs	Liste des producteurs
Base	1	EDF
Semi-Base	5	EDF, E.On France, Verbund, Alpiq, Engie
Pointe	2	EDF
Hydraulique	2	EDF, Engie (CNR)
Petite production décentralisée	Plusieurs milliers	Petits producteurs indépendants, entreprises locales de distribution, industriels (autoproduction)

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 47,3 TWh en 2015. Les produits échangés donnent des références en continu de prix en base, pointe, hors-pointe et pour d'autres blocs horaires. Ces produits sont uniquement échangés sur les plateformes de brokers.

Le prix *spot* moyen a augmenté en 2015 à 38,5 €/MWh en base mais a diminué à 42,3 €/MWh en pointe, soit respectivement une augmentation de 11 % et une diminution de 3 % par rapport à 2014. Cet écart s'explique notamment par les températures très douces en début d'année qui ont limité la consommation.

2.2.1.3 Les marchés organisés

Au cours de l'année 2015, 200 responsables d'équilibre étaient présents sur le marché de gros français. 105 responsables d'équilibre étaient présents sur le segment *Day-Ahead Auction* d'EPEX SPOT et 96 sur le segment infra-journalier.

Parmi les volumes d'électricité commercialisés en 2015 sur EPEX SPOT et EPD France :

- les volumes traités en infra-journalier ont légèrement augmenté, avec 5,4 TWh échangés en 2015 contre 5,2 TWh en 2014. Les volumes échangés hors échanges transfrontaliers ont eux aussi augmenté passant de 1,44 TWh en 2014 à 2,09 TWh en 2015, soit une augmentation de 25 %, pour un total de 102 500 transactions, en forte augmentation par rapport à 2014 (61 842 transactions).
- les volumes traités sur l'enchère *day-ahead* ont aussi fortement augmenté, passant de 67,82 TWh en 2014 à 106,36 TWh en 2015 (+ 57 %);
- les volumes traités sur les produits futures ont très fortement augmenté : 296 TWh ont été négociés sur EPD France en 2015, transactions OTC clearées incluses, contre 83 TWh en 2014, ce qui représente plus qu'un triplement des volumes.

2.2.1.4 Le marché gré-à-gré

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

Sur le segment OTC intermédié, cinq courtiers étaient actifs sur le marché de gros français de l'électricité en 2015, servant d'intermédiaire à 123 acteurs, qui sont intervenus sur le marché français en 2015, soit 16 de plus que l'année précédente. Sur ce segment de marché, il a été constaté que :

- les volumes négociés en *day-ahead* continu ont augmenté (+ 60 %) en un an, s'élevant à 47,3 TWh en 2015, pour un total de 94 350 contrats échangés ;
- les volumes traités sur les marchés à terme sont en forte augmentation : 1014 TWh de forward ont été négociés sur l'OTC intermédié en 2015 contre 781 TWh en 2014 (+ 30 %).

Une mesure de la liquidité des marchés intermédiés est donnée par les écarts entre les offres à l'achat et les offres à la vente (*Bid-ask spread*). La valeur moyenne de ce différentiel en 2015 pour des produits à différentes maturités est présentée dans le tableau ci-dessous. On constate comme pour les années précédentes que les produits *base* sont plus liquides que les produits *pointe*, exceptés pour le *day-ahead*. Le produit le plus liquide reste le produit *Year-ahead base*.

Tableau 5 : 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	0,25	0,21	0,5	0,22	0,62	0,15	0,45

Source : HEREN

2.2.1.5 Le négoce transfrontalier

a. L'intégration du marché de gros français³⁰

o *Les capacités d'interconnexion aux frontières françaises*

Le tableau suivant donne les maxima d'import et d'export à chaque interconnexion.

Tableau 6 : Maximum des échanges entre la France et ses pays voisins en 2015 (en MW)

	Grande Bretagne	Allemagne-Belgique	Suisse	Italie	Espagne	Échanges physiques globaux ³¹
Import	1 696	6 828	1 381	1 160	2 400	2 141
En % du parc installé français	1,3%	5,3%	1,1%	0,9%	1,9%	1,7%
Export	2 184	7 744	3 404	3 459	2 950	16 256
En % du parc installé français	1,7%	6%	2,6%	2,7%	2,3%	12,6%

Source : Données RTE – Analyse CRE

Avec la mise en place du mécanisme *Flow-based* en mai 2015, le calcul des capacités d'import et d'export (*net transfer capacity*) n'est plus possible. Le tableau 6 détaille donc les maximums d'import et d'export réalisés à chaque frontière ainsi que le solde net importateur (somme des échanges à toutes les frontières, avec les imports comptés positivement et les exports comptés négativement) maximum et le solde net exportateur (opposé du solde net importateur) maximum.

La mise en place du *Flow-based* a permis d'augmenter de 73% les imports maximaux et de 87% les exports maximaux avec l'Allemagne-Belgique depuis 2015.

³⁰ 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 (taille des interconnexions au regard de la capacité de production installée, existence de congestion sur les interconnexions et proximité et la corrélation entre les prix dans les différentes zones) peuvent être utilisés pour déterminer un marché pertinent 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.

³¹ Solde importateur maximal et solde exportateur maximal à l'ensemble des frontières françaises.

Il est nécessaire de renouveler la réflexion autour des besoins d'interconnexions

En 2002, le Conseil Européen a exprimé l'objectif d'atteindre des capacités d'interconnexion électriques correspondant à 10 % de la capacité de production installée pour chacun des Etats Membres de l'Union. Ce seuil reste un niveau de référence pour la construction du marché intérieur de l'électricité. Il est parfois mis en avant pour promouvoir de nouveaux investissements. Or, la situation du système électrique a profondément changé depuis 2002, notamment avec le fort développement des énergies renouvelables. La CRE considère qu'il est nécessaire de renouveler la réflexion autour des besoins d'interconnexions en élaborant des indicateurs qui tiennent compte de la situation géographique des pays, des caractéristiques des parcs de production et des taux de convergence des prix.

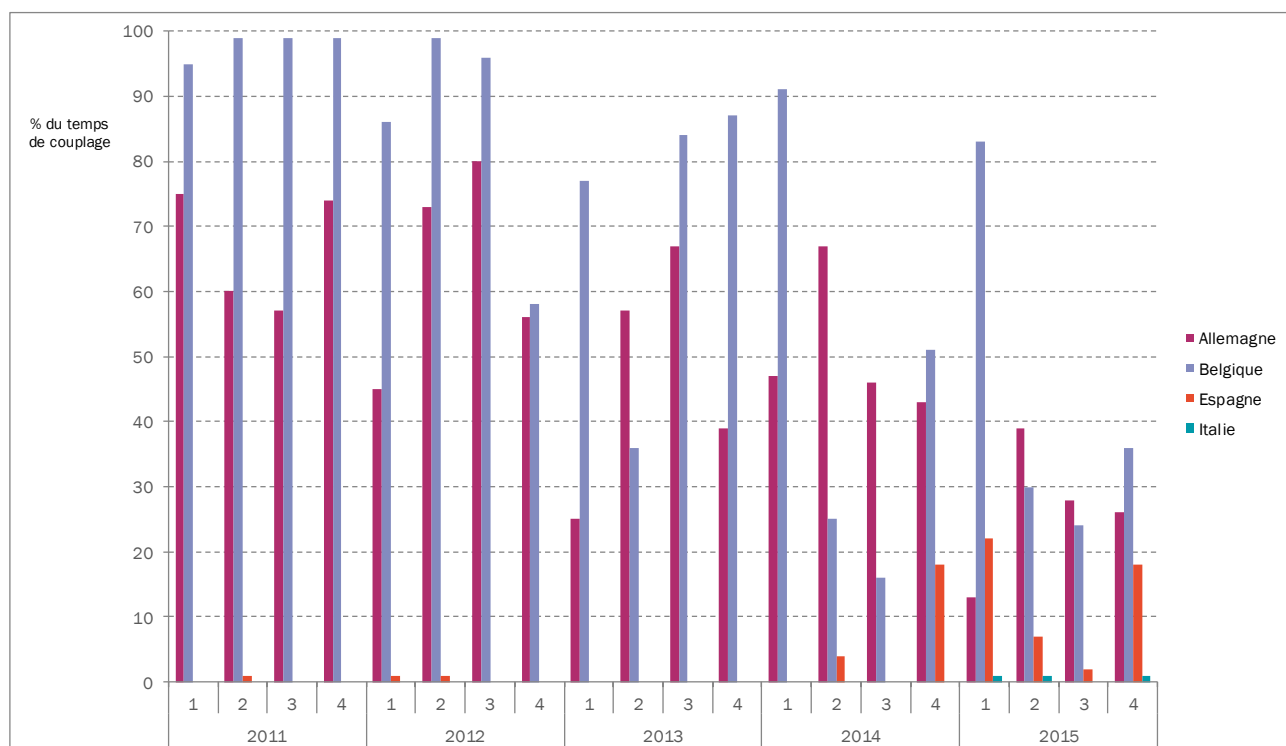
En particulier, la puissance de production installée devrait être modulée en fonction de la pointe de production effective, afin d'éviter de surestimer la possibilité de mobiliser effectivement les capacités de production photovoltaïques et éoliennes. En outre, la prise en compte d'un seul indicateur ne permet pas de refléter de manière appropriée l'état du système électrique. La pointe de consommation de chacun des pays devrait notamment être prise en compte. Ainsi, dans le cas de la France, avec un parc installé au 31 décembre 2015 s'élevant à 129 GW et des capacités d'interconnexion à l'export atteignant les 13,5 GW à fin 2015, le taux d'interconnexion est de 10,4 %. Rapporter plutôt la capacité d'interconnexion à l'export à la pointe de production effective (qui est montée jusqu'à 94 GW en 2015) porterait ce taux à 14,4 %. Alternativement, rapporter la capacité d'interconnexion à l'export à la pointe de consommation historique (102 GW en février 2012) conduit à un taux de 13,2 %.

Un objectif uniforme portant sur un unique indicateur, d'autant plus lorsqu'il est fixé en pourcentage de la puissance de production installée, risque de conduire à sur-dimensionner les interconnexions, et donc à alourdir les coûts supportés par les consommateurs européens sans que les bénéfices associés à ces interconnexions ne viennent compenser ces coûts. Les objectifs d'interconnexion devraient être définis sur la base d'une approche multicritères, tant quantitatifs que qualitatifs, et ce de manière différenciée en fonction des circonstances régionales.

○ **La convergence des prix avec les pays frontaliers**

Le travail mené au sein des initiatives régionales a accéléré l'intégration des marchés et élargi la délimitation des marchés pertinents en améliorant la gestion des congestions. En effet, le mécanisme de couplage des marchés journaliers permet une utilisation optimale des capacités d'interconnexion, les flux suivant 100 % du temps le sens du différentiel de prix, et contribue à renforcer la convergence des prix entre pays par rapport à une allocation des capacités d'interconnexion par enchères explicites. De plus le *flow-based* permet d'optimiser l'utilisation des capacités en prenant en compte les contraintes physiques du réseau.

Graphique 2 : Taux de couplage (+/- 0,01€/MWh) trimestriel des prix spot avec les pays couplés



Source : EPEX SPOT, Belpex, OMEL, IPEX – Analyse CRE

Avec le critère +/-0,01€/MWh, une évolution des taux de couplage entre les prix français et les pays frontaliers apparaît. Comme en 2014, le couplage avec la Belgique a diminué en 2015. Le couplage avec l'Allemagne est fortement réduit (la durée de couplage a presque été divisée par deux entre 2014 et 2015). Au contraire, le couplage avec l'Espagne a fortement augmenté (il a été multiplié par plus de 2 pour atteindre 12,5% du temps), et des périodes de couplage avec l'Italie sont apparues.

La baisse du couplage avec la Belgique observée depuis 2014 s'explique notamment par la baisse de sa production nucléaire³² et, dans la continuité des années précédentes, de sa production charbon, tirant les prix belges vers le haut en augmentant les imports de l'étranger et en augmentant la durée de marginalité des centrales gaz.

La baisse du couplage avec l'Allemagne peut en partie s'expliquer par les fondamentaux du système électrique outre-Rhin qui diffèrent des fondamentaux français, avec notamment une production renouvelable significative et une dépendance plus importante aux centrales lignite et charbon dans un contexte de baisse des prix de ces matières premières.

Le couplage de l'Espagne, effectif depuis mars 2014, a conduit à une augmentation des échanges³³ et s'est traduit par un taux de couplage en hausse.

Enfin, malgré le démarrage du couplage commercial avec l'Italie en février 2015, le taux de couplage France-Italie reste faible. Ceci est notamment dû au fait que le parc italien est bien plus dépendant des centrales au gaz, plus coûteuses, que les parcs des pays frontaliers, et à la limitation des capacités d'interconnexion à cette frontière.

³² D'après la CREG, la production nucléaire a diminué de 20% entre 2013 et 2014 et de 23% entre 2014 et 2015.

³³ Avec +45% d'imports et +43% d'exports, portant le solde exportateur net à cette frontière à 7,3 TWh.

o **Les différentiels de prix**

Les différentiels de prix ont augmenté en 2015 par rapport à l'année précédente sur les frontières espagnole et allemande tandis qu'ils se sont réduits sur les frontières italienne, britannique et suisse. En revanche, le différentiel est resté identique à celui de l'année précédente sur la frontière belge.

Tableau 7 : Écart de prix moyen entre la France et les pays voisins (spot J+1)

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

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

La variation de l'écart de prix moyen la plus importante a été enregistrée à la frontière allemande, pour laquelle le différentiel de prix est passé de - 1,9 €/MWh à - 6,8 €/MWh. En revanche, à l'exception de la frontière belge, où aucun écart n'est constaté entre 2014 et 2015, la plus faible variation de l'écart de prix moyen a été enregistrée sur la frontière suisse.

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

Produit <i>forward</i> annuel (Y+1) base : Écarts de prix moyen (en €/MWh)	
Année	Allemagne – France (EEX-EPD)
2005	-1,1
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

Source : Données EEX, EPD France et Allemagne – Analyse CRE

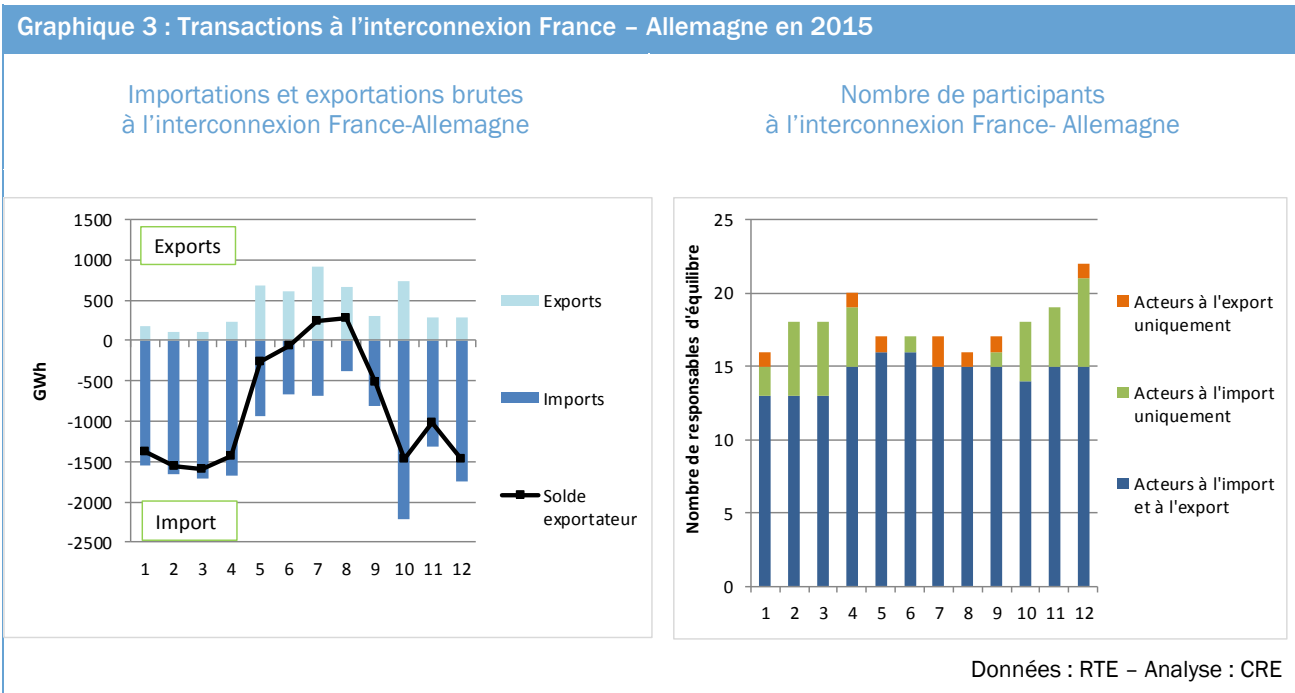
Sur la frontière allemande, l'écart de prix sur le produit à terme est passé de 7,33 €/MWh en 2014 à 7,19 €/MWh en 2015 (le prix étant plus élevé en France).

b. Les transactions aux frontières en 2015

o *France-Allemagne*

Le marché français a été importateur net depuis l’Allemagne, d’environ 10,2 TWh en 2015.

En 2015 comme en 2014, 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. Les imports et les exports sont très concentrés.



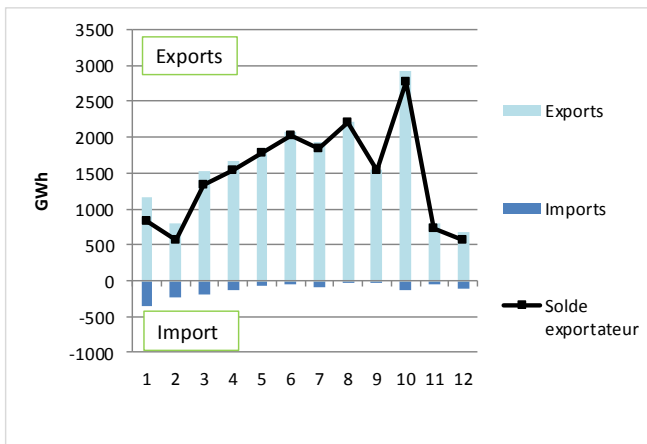
○ **France-Belgique**

Le marché français a été exportateur net vers la Belgique d'environ 17,7 TWh en 2015. Le marché français n'a pas été importateur net depuis la Belgique de toute l'année.

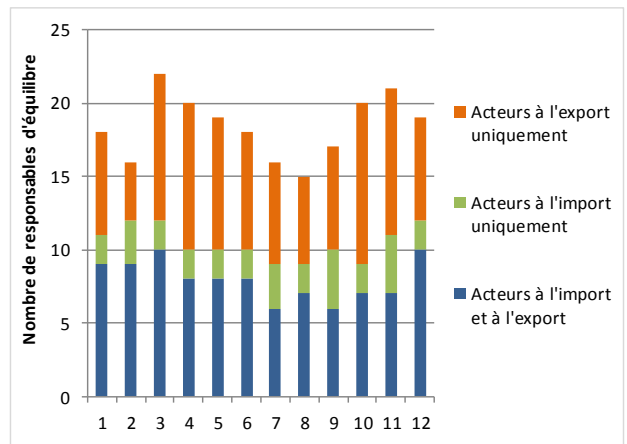
Le nombre de sociétés actives sur cette frontière s'élève à 19 au cours de l'année 2015, en augmentation (ils étaient au nombre de 14 en 2014). La plupart des acteurs actifs à cette frontière sont des producteurs français et européens intégrés, ainsi que des acteurs financiers. Les exports sont très fortement concentrés et les imports moyennement concentrés.

Graphique 4 : Transactions à l'interconnexion France – Belgique en 2015

Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Belgique



Nombre de participants à l'interconnexion France- Belgique



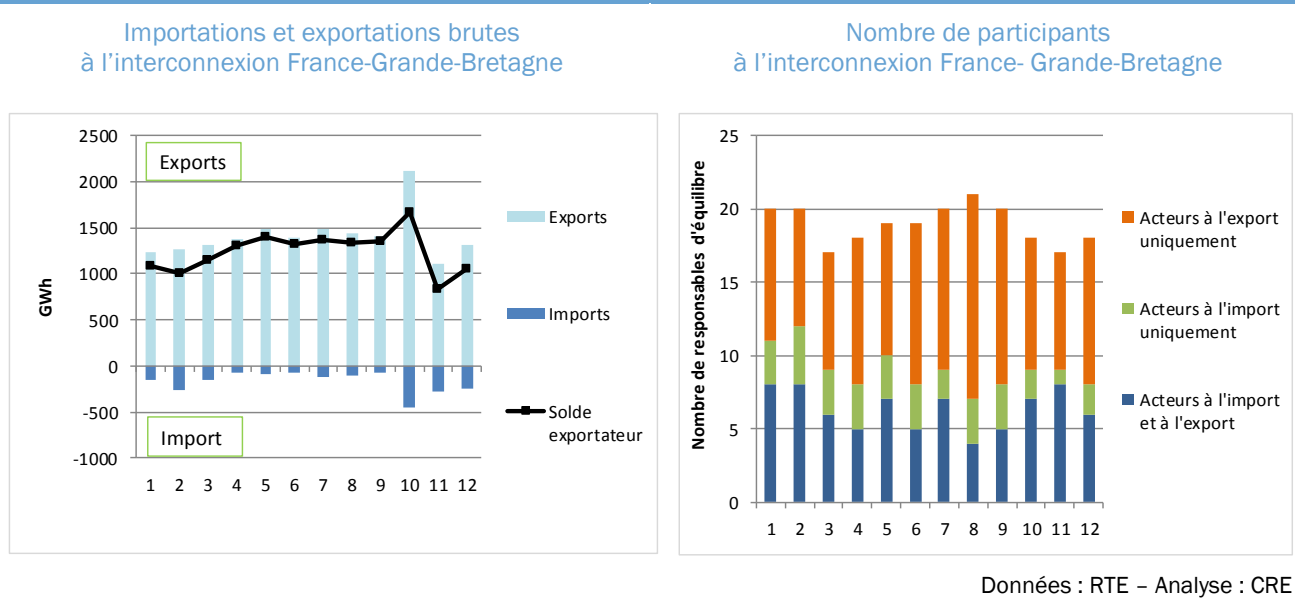
Données : RTE – Analyse : CRE

○ **France-Grande-Bretagne**

Le marché français a été exportateur net vers la Grande-Bretagne d'environ 14,9 TWh. Le marché français n'a pas été importateur net depuis la Grande-Bretagne de toute l'année.

Le nombre de sociétés actives sur la frontière britannique s'élève à 19 au cours de l'année 2015, soit une société de moins que pendant l'année 2014. La plupart étaient des producteurs français et européens intégrés et des acteurs financiers. Les exports sont moyennement concentrés et les imports très concentrés.

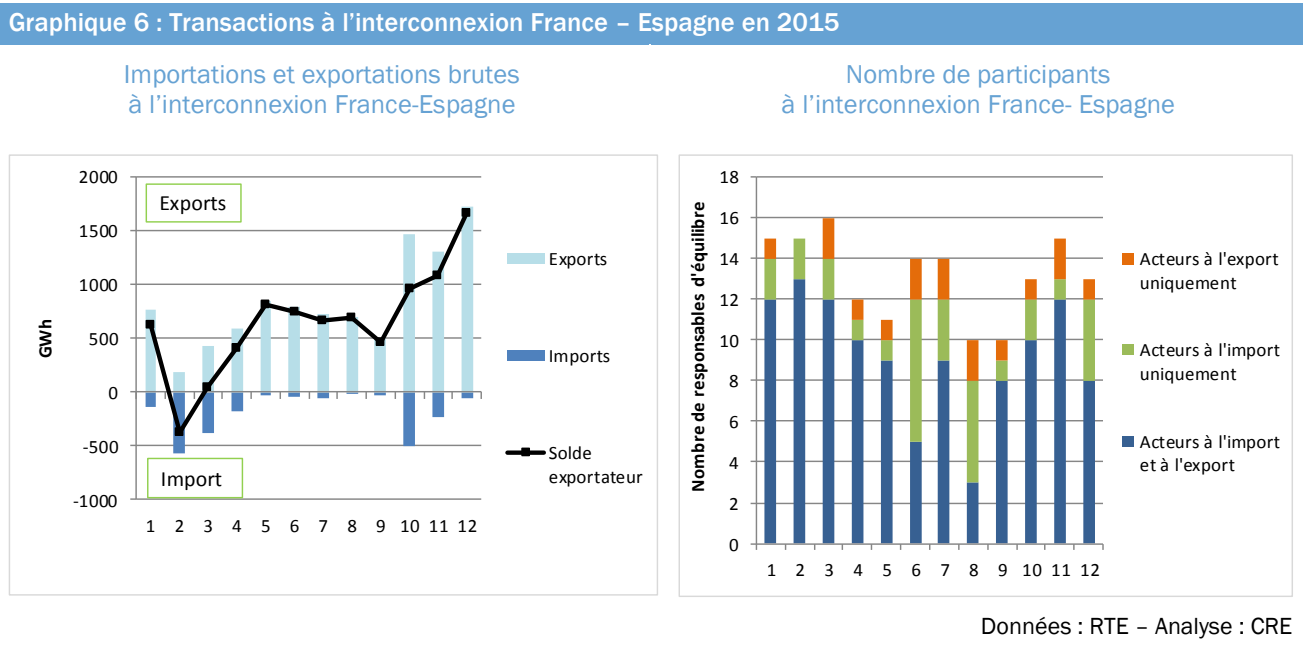
Graphique 5 : Transactions à l'interconnexion France – Grande-Bretagne en 2015



○ **France-Espagne**

Le marché français a été exportateur net vers l'Espagne d'environ 7,8 TWh en 2015.

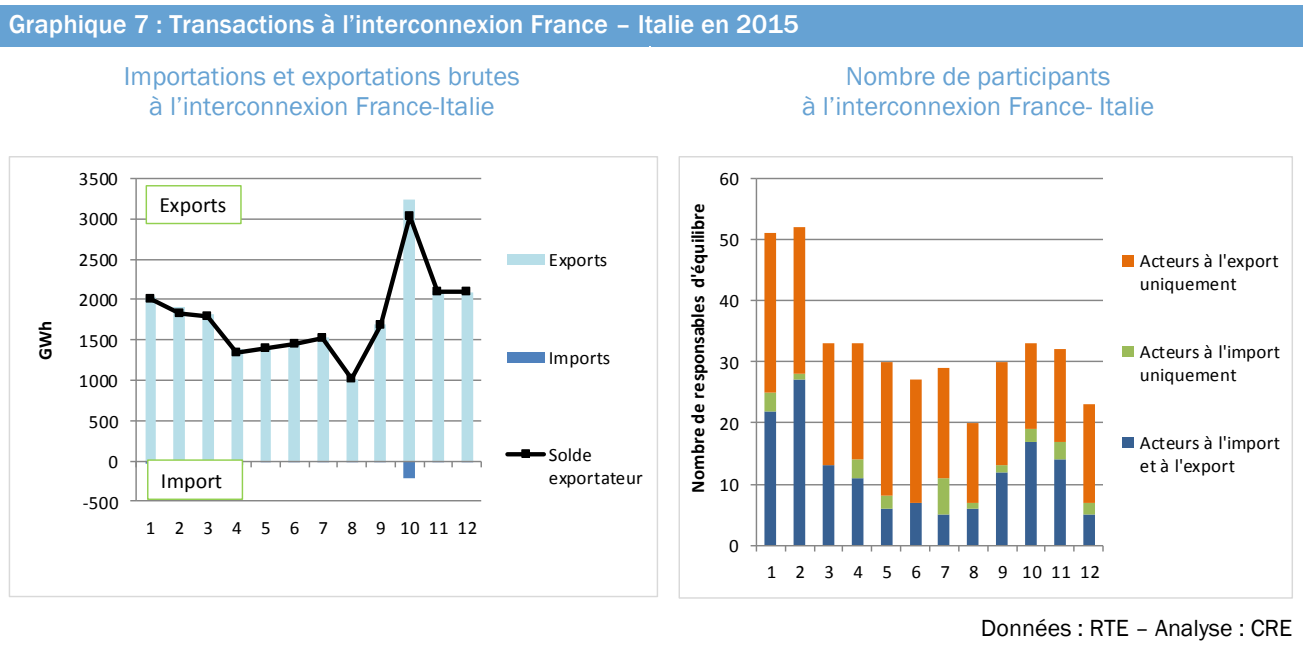
En moyenne, 14 participants étaient actifs à la frontière espagnole en 2015, contre 16 en 2014. La plupart étaient des producteurs français et européens intégrés. Les exports et les imports ont été très concentrés.



○ **France-Italie**

Le marché français a été exportateur net vers l'Italie d'environ 21,2 TWh en 2015.

En moyenne, 33 participants étaient actifs à la frontière italienne en 2015 (contre 55 en 2014). Les producteurs français et européens intégrés ainsi que les acteurs financiers ont été à l'origine de la majorité des volumes de transaction. Les importations ainsi que les exportations sont très concentrées à partir de février.

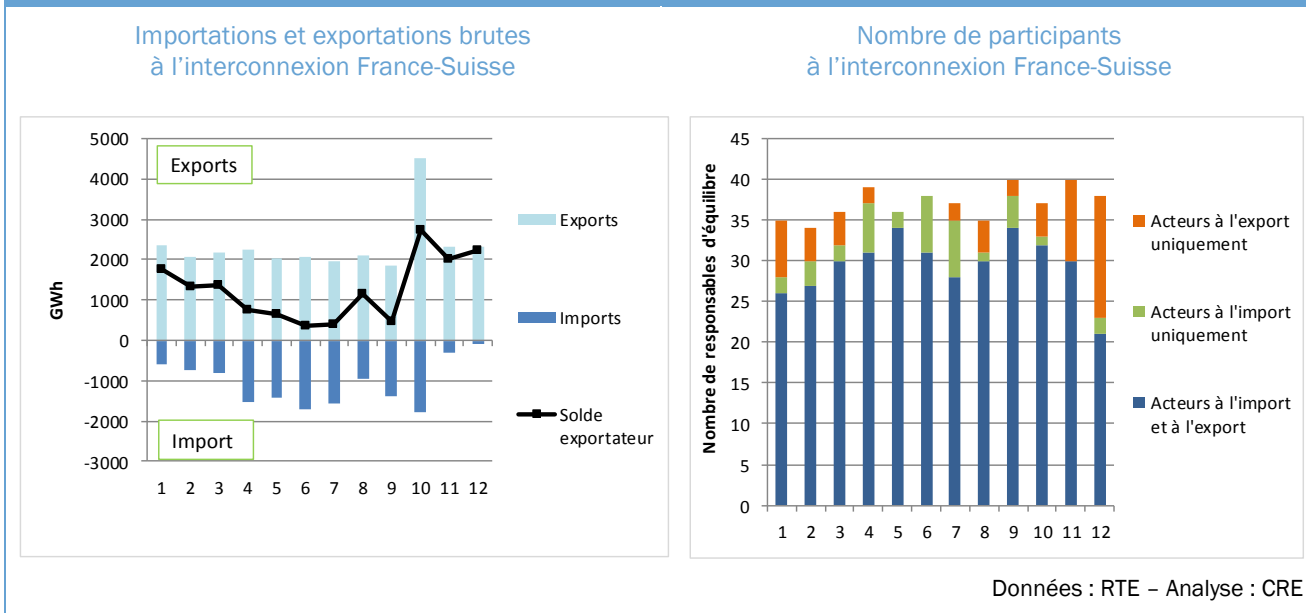


○ **France-Suisse**

Le marché français a été exportateur net vers la Suisse d'environ 15,3 TWh en 2015.

En moyenne, 38 participants étaient actifs à la frontière suisse en 2015 (contre 32 en 2014). La grande majorité est constituée de producteurs français et européens intégrés, qui sont à l'origine de la quasi-totalité des flux. Les imports étaient peu concentrés tandis que les exports sont restés très concentrés. Les producteurs français dominent largement les nominations aux exports, du fait du maintien de la priorité d'accès à l'interconnexion des contrats d'exportation de long terme.

Graphique 8 : Transactions à l'interconnexion France – Suisse en 2015



2.2.1.6 L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique

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 1^{er} juillet 2011 pour une durée de 15 ans, ce dispositif consiste à permettre aux fournisseurs alternatifs de s'approvisionner en électricité produite par le parc nucléaire historique d'EDF, dans une limite de 100 TWh par an au total. 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.

Au 31 décembre 2015, 38 fournisseurs avaient signé un accord-cadre avec EDF, préalable à toute demande de produit ARENH. 16,4 TWh d'ARENH, contre 71 TWh en 2014 soit une baisse de 77%, ont été livrés en 2015, représentant environ 15 % des approvisionnements nécessaires aux opérateurs alternatifs pour couvrir la consommation de leurs clients éligibles et leurs engagements relatifs à la fourniture de pertes à RTE et au gestionnaire de réseau de distribution Enedis. Cette évolution s'explique principalement par le maintien sur toute l'année 2015 de prix de marché à des niveaux inférieurs au prix de l'ARENH, maintenu à 42€/MWh, qui ont incité les acteurs à ne pas activer leur droit et à se fournir directement sur le marché de gros.

2.2.1.7 La surveillance du marché de gros

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 huitième édition portant sur l'année 2014 et le premier semestre de l'année 2015 a été publiée en novembre 2015³⁴. Le rapport de la CRE sur le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel durant l'année 2015 est actuellement en cours de rédaction.

³⁴ Ce rapport est disponible sur le site internet de la CRE à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/marches/marche-de-gros/rapports-sur-le-fonctionnement-des-marches-de-gros>.



2.2.2 Le marché de détail

2.2.2.1 État des lieux

a. Les consommateurs

Au 31 décembre 2015, l'ensemble du marché français représentait 36,8 millions de sites et une consommation annuelle d'électricité de 444 TWh.

Tableau 9 : Répartition des consommateurs finals par type de site (au 31 décembre 2015)

	Nombre de sites
Sites résidentiels	31 790 000
Sites non résidentiels	4 971 000

Source : Données GRD, RTE – Analyse CRE

Tableau 10 : Répartition de la consommation annuelle des consommateurs finals (au 31 décembre 2015)

	Consommation 2015 en TWh
Sites résidentiels	150,7
Sites non résidentiels	293,7

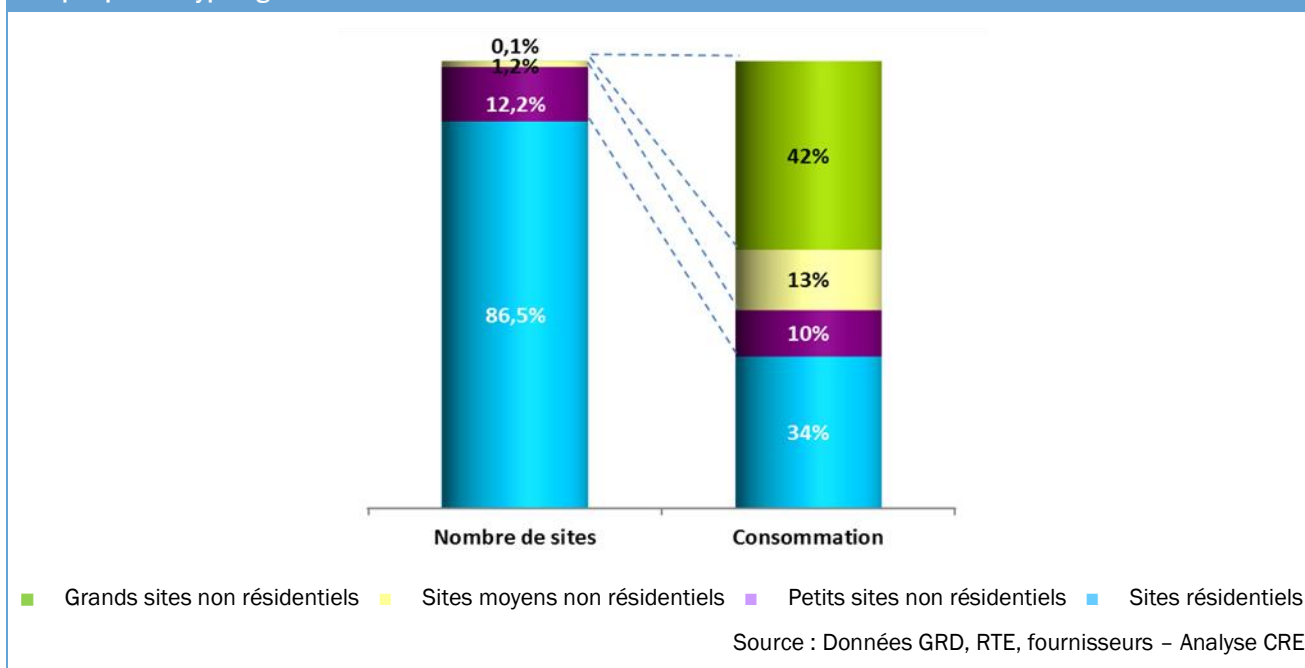
Source : Données GRD, RTE – Analyse CRE

Au cours de l'année 2015, l'ouverture à la concurrence du marché résidentiel s'est poursuivie au même rythme qu'en 2014. Le nombre de clients résidentiels en offre de marché a augmenté de 22% (+ 559 000 sites) en 2015 contre 23 % (+ 559 000 sites) en 2014. Au 31 décembre 2015, 3 689 000 sites sur un total de 31,7 millions étaient en offre de marché en électricité, dont plus de 99 % chez un fournisseur alternatif.

À l'approche de l'échéance de fin des tarifs réglementés de vente au 1^{er} janvier 2016, l'ouverture à la concurrence du marché non résidentiel a progressé plus fortement qu'en 2014. Le nombre de sites non résidentiels en offre de marché a augmenté de 39,8 % au cours de l'année 2015, contre seulement 3 % en 2014. Au 31 décembre 2015, 976 000 sites sur un total de 4,9 millions étaient en offre de marché en électricité, dont environ 60% chez un fournisseur alternatif.

Sur le marché de l'électricité résidentiel, les tarifs réglementés de vente restent dominants : ils représentent 88 % des sites et 91% de la consommation. Sur le marché non résidentiel, les tarifs réglementés représentent 80 % des sites, mais ne représentent que 35 % de la consommation.

Graphique 9 : Typologie des sites au 31 décembre 2015



b. La suppression des tarifs réglementés de vente

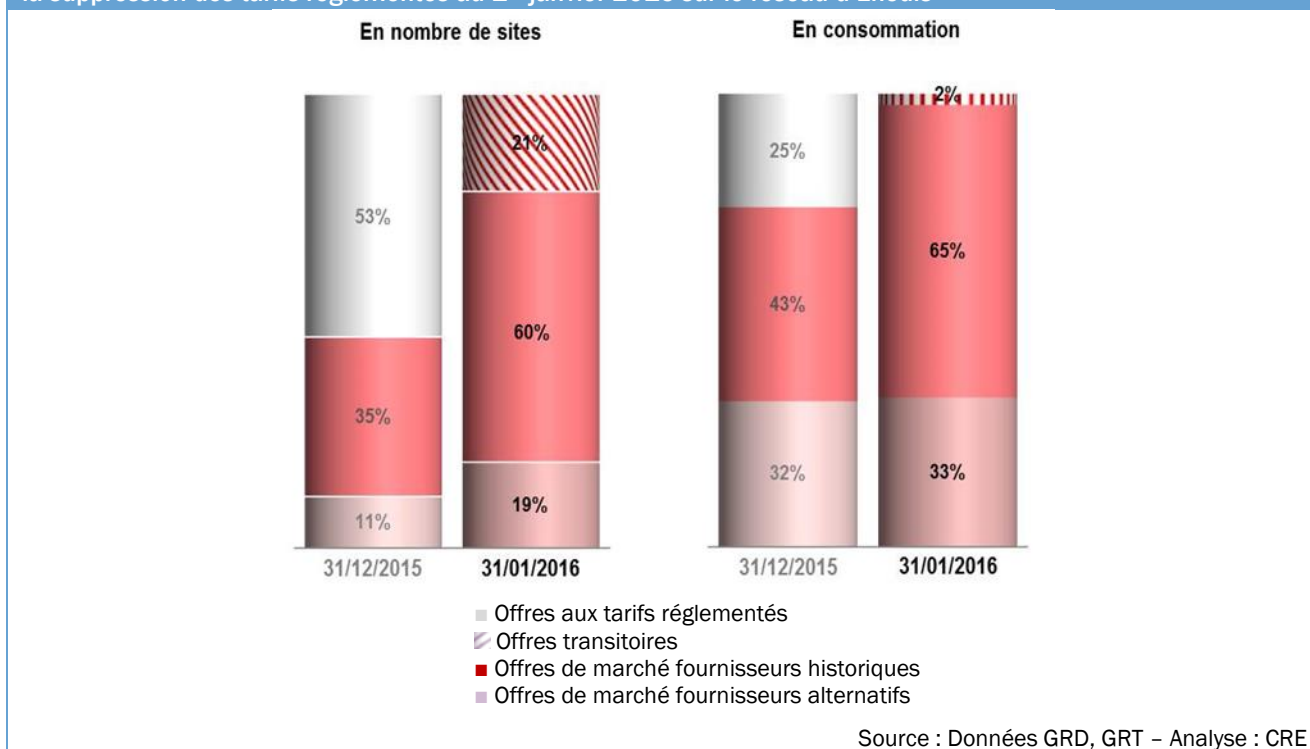
Depuis le 1^{er} janvier 2016, l'ensemble des sites non domestiques disposant d'une puissance souscrite supérieure à 36 kVA ne sont plus éligibles aux tarifs réglementés de vente. Il s'agit par exemple de moyens et grands centres commerciaux, tours de bureau, industries, grands hôtels, collectivités locales, etc.

Les consommateurs concernés ont dû souscrire un contrat en offre de marché auprès du fournisseur de leur choix avant la date d'échéance de leurs contrats aux tarifs réglementés de vente. Néanmoins, les consommateurs n'ayant pas souscrit une offre de marché avant la date de suppression des TRV ont automatiquement basculé sur une offre par défaut, dite offre transitoire (OT). Cette offre transitoire est une offre à prix fixe majoré pour une durée maximale de 6 mois construite par empilement, à l'instar des tarifs réglementés de vente actuels.

Le nombre de sites concernés était conséquent : plus de 400 000 sites devaient souscrire une offre de marché avant le 1^{er} janvier 2016. 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 TRV 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 TRV au mois de décembre 2015. Les sites disposant de tarifs jaunes, qui représentent 80 % des sites et 34 % des volumes, ne peuvent plus bénéficier du TRV depuis janvier 2016.

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 1^{er} janvier 2016 sur le réseau d'Enedis



Sur l'ensemble des sites concernés par la fin des tarifs réglementés de vente comme montre le graphique ci-dessus, 53 %, soit 252 000 sites représentant 25 % du volume, étaient encore au TRV au 31 décembre 2015. Parmi ces sites, au 31 janvier 2016, 45 % avaient basculé en offre de marché chez un fournisseur historique, 15 % en offre de marché chez un fournisseur alternatif, et 40 % en offre transitoire.

Cette offre transitoire a pris fin le 30 juin 2016. Pour traiter la situation des clients qui n'auraient pas fait le choix d'un fournisseur et d'une offre de marché à cette échéance, la CRE s'est prononcée en faveur d'un dispositif d'appel d'offres dont l'organisation lui a été confiée par l'ordonnance n° 2016-129 du 10 février 2016. Elle a publié le 17 mars 2016 le cahier des charges de cet appel d'offres et a désigné le 4 mai 2016 les fournisseurs en charge d'assurer la continuité de fourniture des clients.

c. Les parts de marche – analyse en termes de nombre de sites

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

Les chiffres des parts de marché des fournisseurs sur l'ensemble des segments peuvent masquer une réalité disparate sur les différents segments. Ainsi la pénétration des fournisseurs alternatifs est beaucoup plus importante sur le segment des grands sites non résidentiels en volume, avec 22 %, que sur le segment des sites résidentiels (9 % de la consommation annuelle). Mais une progression très importante est à noter du part de marché des fournisseurs alternatifs sur le segment des moyens sites non résidentiels en volume (11 % en 2015 contre 1 % en 2014) avec la fin des tarifs réglementés de vente au 31 décembre 2015.

Tableau 11 : Parts de marché des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment (en nombre de sites) au 31 décembre 2015

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
87%	82%	88%	87%	87%

Source : Données GRD, RTE – Analyse CRE

Tableau 12 : Parts de marché des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment (en nombre de sites) au 31 décembre 2015

Tous sites	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites Résidentiels
11%	9%	9%	12%	11%

Source : Données GRD, RTE – Analyse CRE

d. Les parts de marché – analyse en termes de volume de consommation

À part EDF, trois autres fournisseurs détiennent une part de marché supérieure à 5% du marché en 2015.

Tableau 13 : Parts de marché des trois fournisseurs historiques les plus significatifs (en volume sur chaque segment) au 31 décembre 2015

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
76%	61%	86%	86%	88%

Source : Données GRD, RTE – Analyse CRE

Tableau 14: Parts de marché des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs (en volume sur chaque segment) au 31 décembre 2015

Tous sites	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites Résidentiels
11%	22%	11%	13%	9%

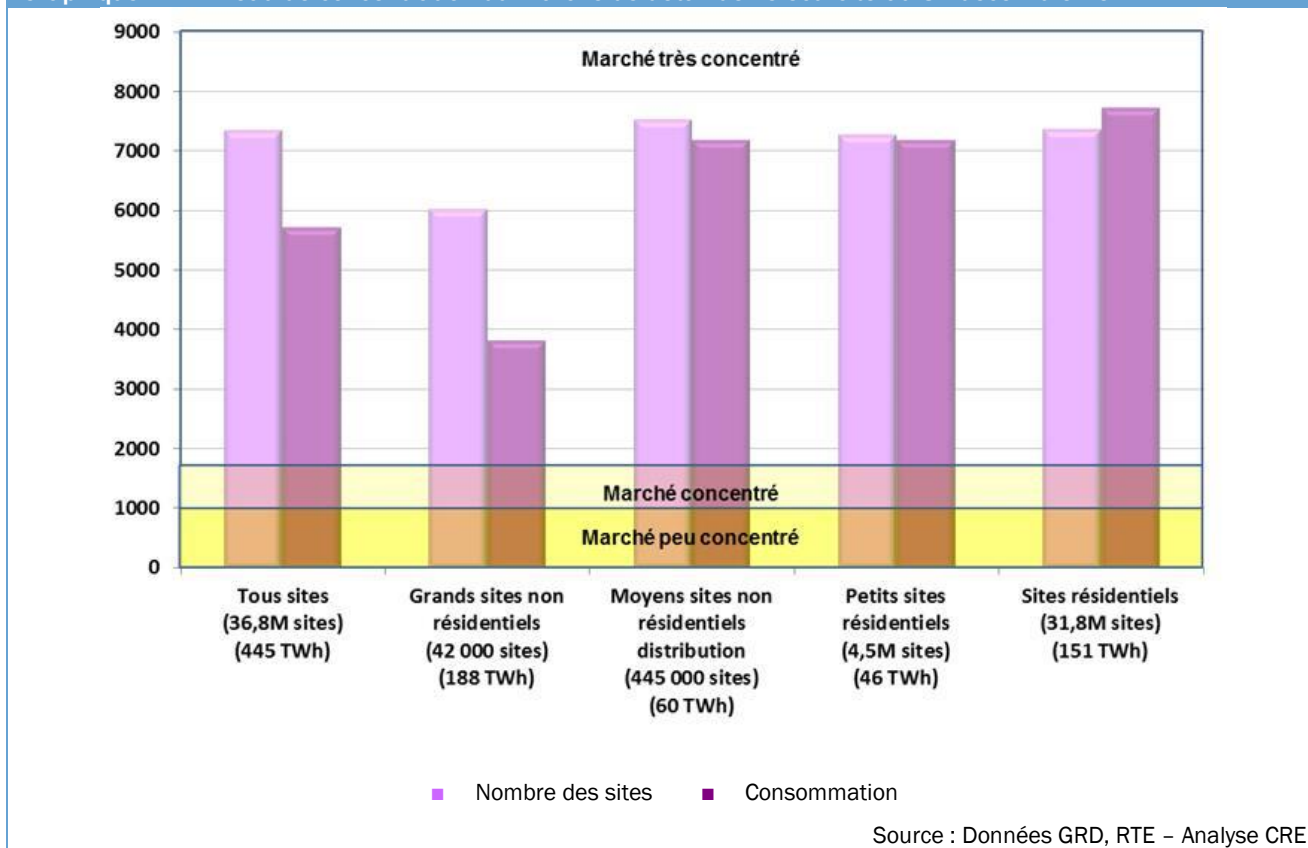
Source : Données GRD, RTE – Analyse CRE

e. La concentration du marché

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)³⁵ 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. Au 31 décembre 2015, même si tous les segments se retrouvent dans la zone du marché très concentré, il est à noter une certaine progression sur l'ensemble des segments. La progression la plus importante en volume, est sur le segment des grands sites non résidentiels avec l'indice qui est passé de 4 800 à 3 800 entre l'année 2014 et 2015, mais aussi sur le segment des moyens sites non résidentiels où l'indice HHI est passé de 9 000 à 7 100. L'explication se retrouve dans la suppression des tarifs réglementés de vente pour ces deux segments au 31 décembre 2015.

³⁵ 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 11 : Niveau de concentration du marché de détail de l'électricité au 31 décembre 2015



f. Les fournisseurs

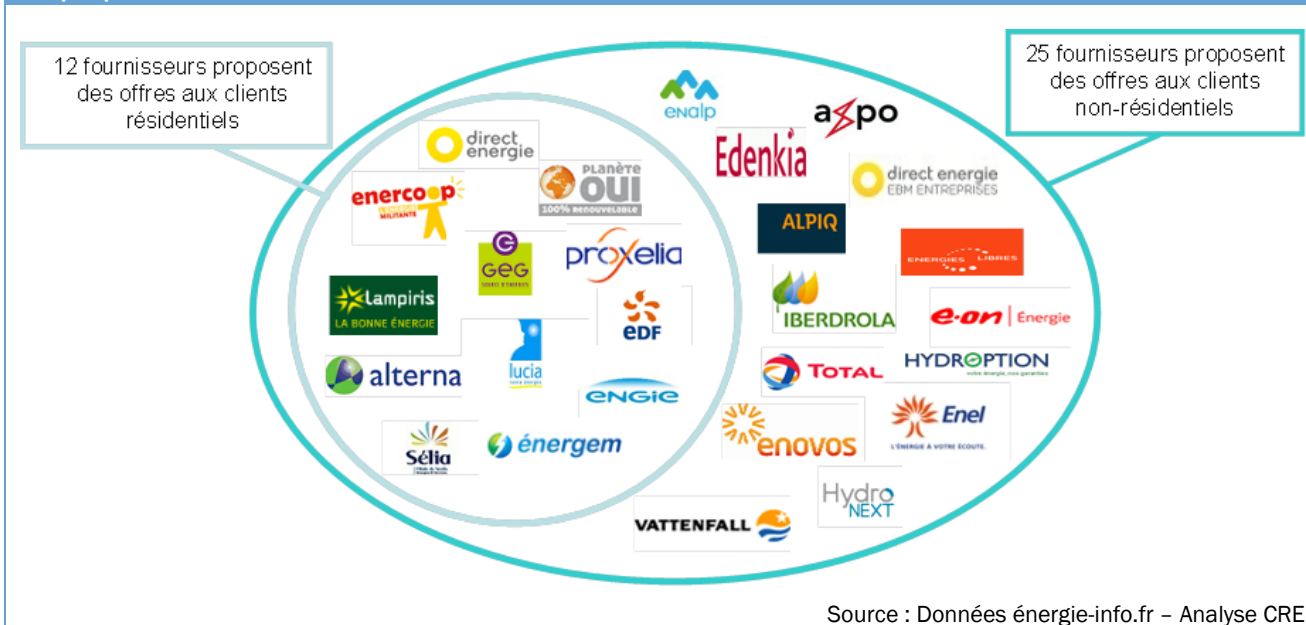
Au 31 décembre 2015, sur le marché de détail de l'électricité, 25 fournisseurs nationaux³⁶ actifs³⁷ (soit 4 fournisseurs en plus par rapport à 2014) sont inscrits dans le moteur de recherche des fournisseurs par code postal, en ligne sur le site www.energie-info.fr. Le nombre de fournisseurs est en hausse, surtout sur le segment non résidentiel où la suppression des tarifs réglementés de vente permet l'émergence de nouveaux fournisseurs. Parmi ces fournisseurs alternatifs, 12 proposent des offres aux clients résidentiels.

³⁶ Les fournisseurs nationaux sont ceux qui desservent plus de 90 % des communes raccordées de France métropolitaine continentale.

³⁷ Un fournisseur est dit actif sur un segment donné s'il remplit au moins l'une des conditions suivantes :

- il a au moins un site en contrat unique ;
- il est responsable d'équilibre d'au moins un site en CARD/CART ;
- il est responsable d'équilibre et a livré une partie de la consommation d'un site au cours de l'année précédente.

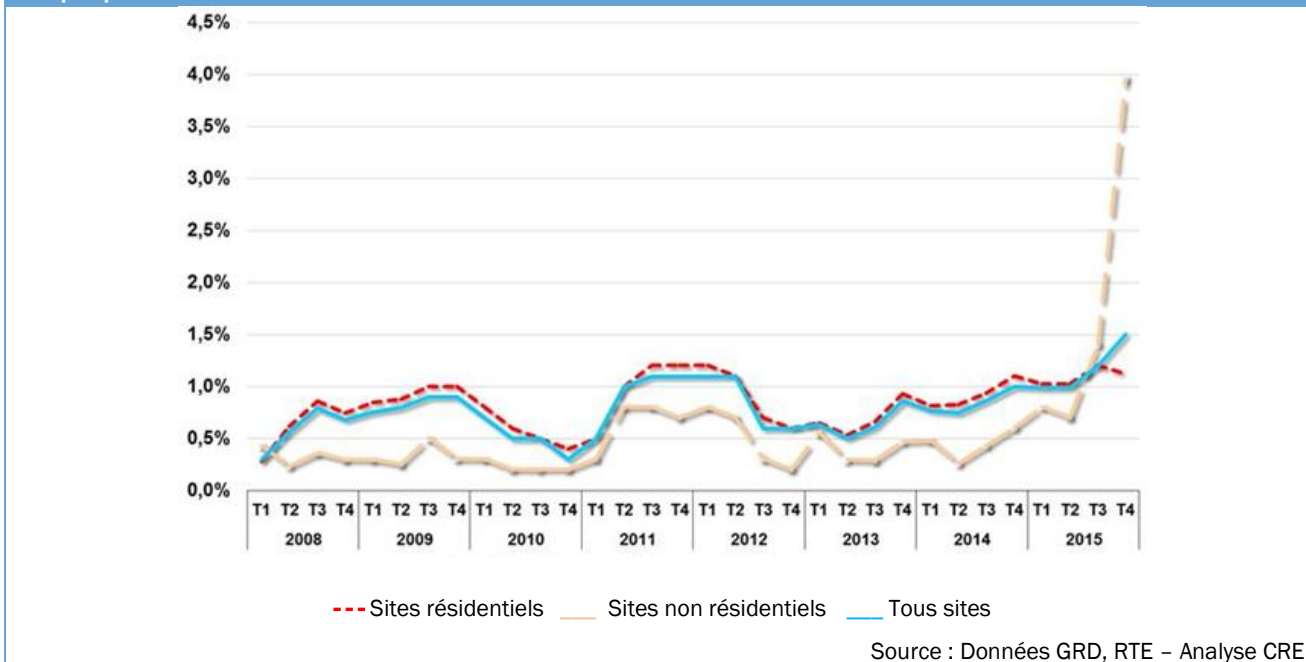
Graphique 12 : Les fournisseurs nationaux d'électricité



g. Analyse des taux de changement de fournisseur

Le graphique ci-dessous montre qu'en 2015, le taux de switch annuel³⁸ a augmenté par rapport à l'année 2014. En conséquence de la fin des tarifs réglementés, le taux de switch pour les sites non résidentiels a fortement augmenté lors du dernier trimestre de l'année 2015 passant de 1,4 % au troisième trimestre 2015 à 4 % au quatrième trimestre 2015.

Graphique 13 : Taux de switch trimestriel



³⁸ 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* correspond au ratio du nombre de changements de fournisseurs ajouté aux mises en services des fournisseurs alternatifs dans la zone desservant le client et les mises en services des fournisseurs 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 renégociés sans qu'il y ait changement de fournisseurs.

2.2.2.2 Les prix et les offres

a. Qui a droit à quel type d'offre ?

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

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.

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

Les tarifs réglementés pour les clients ayant souscrit une puissance strictement supérieure à 36 kVA ont disparu depuis le 1 janvier 2016.

Cette catégorie de clients correspond principalement aux clients industriels, éligibles aux tarifs réglementés de vente « jaunes » et « verts ». Les consommateurs concernés ont dû souscrire un contrat en offre de marché auprès du fournisseur de leur choix avant le 31 décembre 2015. Néanmoins, les consommateurs n'ayant pas souscrit une offre de marché à cette date ont basculé automatiquement sur une offre transitoire (OT), offre à prix fixe de 6 mois.

Il existe un cas particulier : les clients aux tarifs bleus ayant une puissance souscrite strictement supérieure à 36 kVA. Ceux-ci représentent un nombre limités de clients.

○ **Bénéficiaires des tarifs sociaux**

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

b. Les tarifs réglementés de vente

Les tarifs règlementés sont établis 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'État, décision du 7 janvier 2015, N° 386076).

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-dessous.

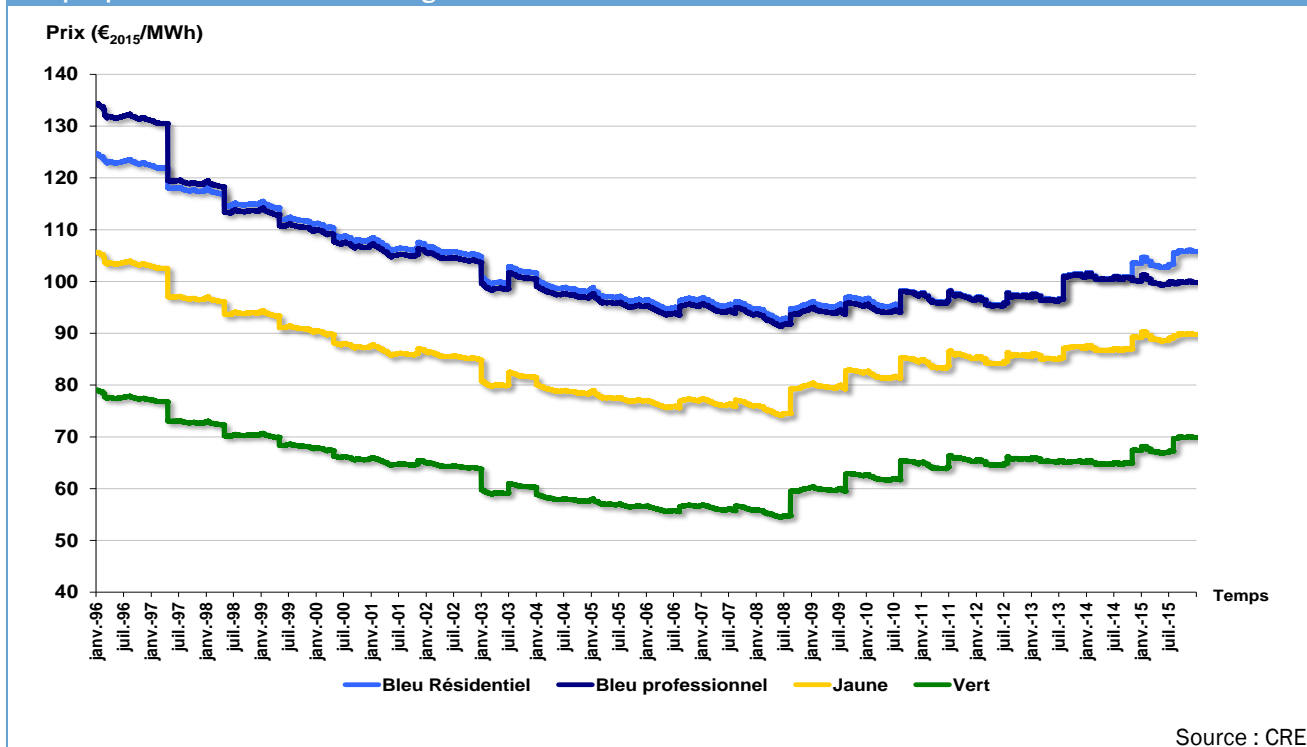
Tableau 15 : Évolution des tarifs réglementés de vente en moyenne hors taxes et par couleur tarifaire

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 %

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

Source : CRE

Graphique 14 : Évolution du tarif réglementé de vente de l'électricité hors taxes en euros constants 2015



Source : CRE

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture de clients type³⁹ aux tarifs réglementés de vente d'électricité au 31 décembre 2015.

Tableau 16 : Facture aux tarifs réglementés de vente d'électricité au 31 décembre 2015

	Dc	Ib	Ig
Tarif intégré HT (hors CTA)	113,3	122,5	58,7
dont Tarif réseau (TURPE 4 au 1 ^{er} août 2015)	48,7	52,8	16,0
dont Part fourniture	64,6	69,8	42,7
CTA*	3,8	5,2	0,3
TCFE **	9,6	3,2	0,5
CSPE ***	19,5	19,5	19,5
TVA ****	25,8	28,5	15,8
Tarif TTC	172,0	179,0	94,8

La définition des clients type est celle d'Eurostat :

- Dc : client résidentiel consommation entre 2500 et 5000 kWh (3 500 kWh)
- Ib : client industriel consommation entre 20- 500 MWh (50 MWh)
- Ig : client industriel consommation entre 20 000 et 70 000 MWh (24 999 MWh)

La part réseau de la facture est calculée par application du tarif d'utilisation des réseaux de distribution appliqué au 1^{er} août 2015, le tarif intégré HT est calculé par application des barèmes tarifaires appliqués au 1^{er} août 2015 et la part fourniture de la facture est obtenue par différence entre la facture totale hors taxes et la facture réseau.

Les taxes et contributions décrites ci-dessous s'appliquent de la même manière pour les tarifs réglementés et pour les offres de marché :

(*) 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 2015, elle était fixée à 19,5 €/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, de 3,2 €/MWh (hors TVA) pour les professionnels dans le cas d'une puissance souscrite comprise entre 36 kVA et 250 kVA et de 0,5 €/MWh (hors TVA) pour les professionnels pour des puissances supérieures à 250 kVA. Il s'agit de montants maximum applicables, certaines municipalités ou départements pouvant choisir d'appliquer un taux de taxation plus bas.

(****) Au 31 décembre 2015, le taux de TVA réduit de 5,5% s'applique sur la part abonnement hors taxes du tarif et la CTA. Le taux de TVA à 20,0% s'applique sur la part variable hors taxe du tarif, la CSPE et la TCFE.

³⁹ Ces clients type ne sont a priori pas représentatifs des clients moyens de chacune des catégories tarifaires considérées.

c. Les offres de marché

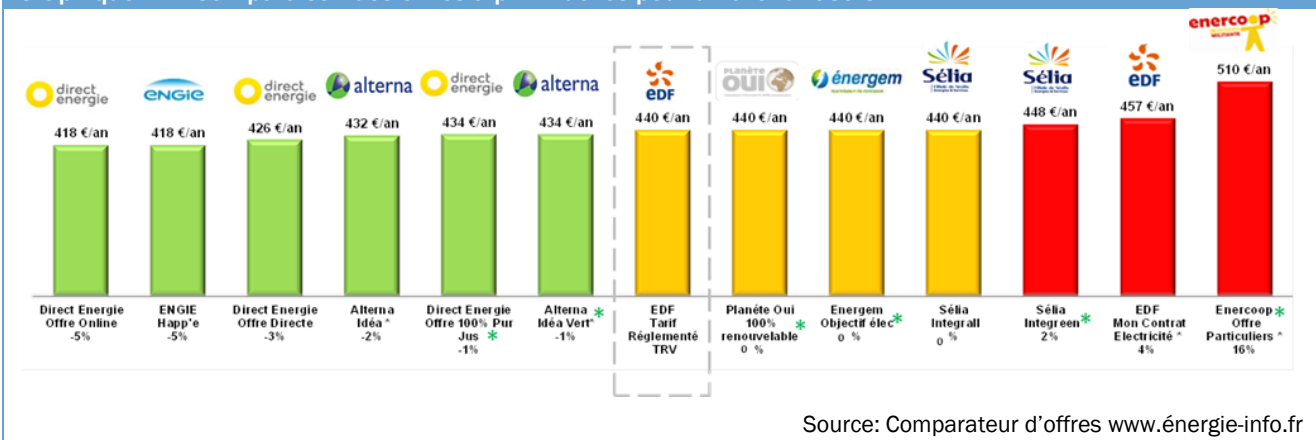
Tous les clients sont éligibles depuis 2007 à des offres de marché. Pour construire leurs offres de marché, les fournisseurs s’approvisionnent notamment à l’ARENH ou sur le marché de gros.

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, indépendants 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.

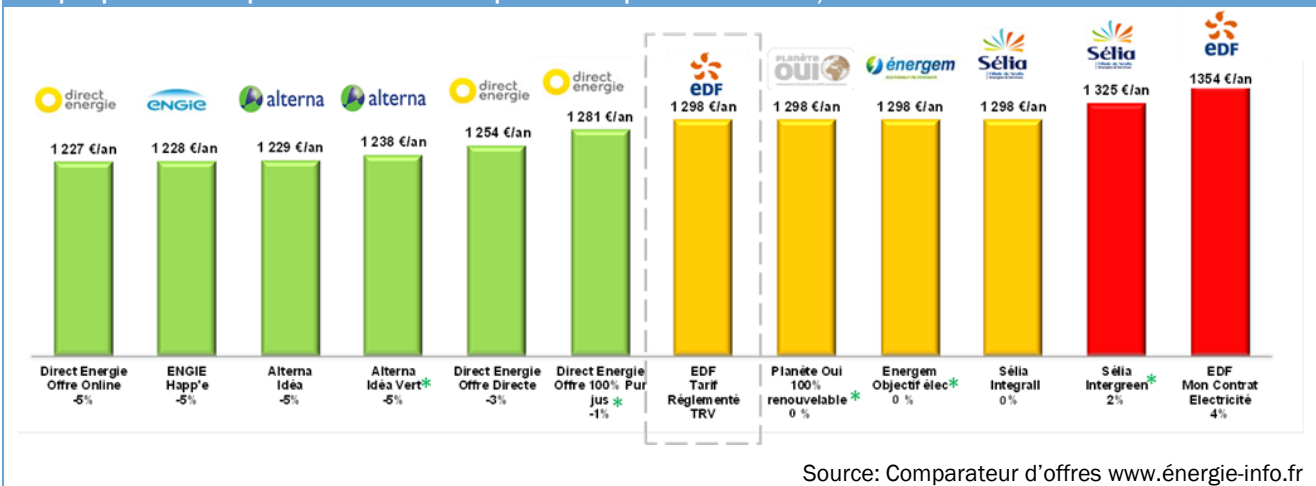
Les offres sont comparées par rapport au tarif réglementé de vente d’EDF. Par exemple, au 31 décembre 2015, pour le client Base, l’offre indexée la moins chère était proposée par Direct Energie (418€/an soit -5% par rapport au TRV) et la plus chère par Enercoop (510€/an soit +18% par rapport au TRV).

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



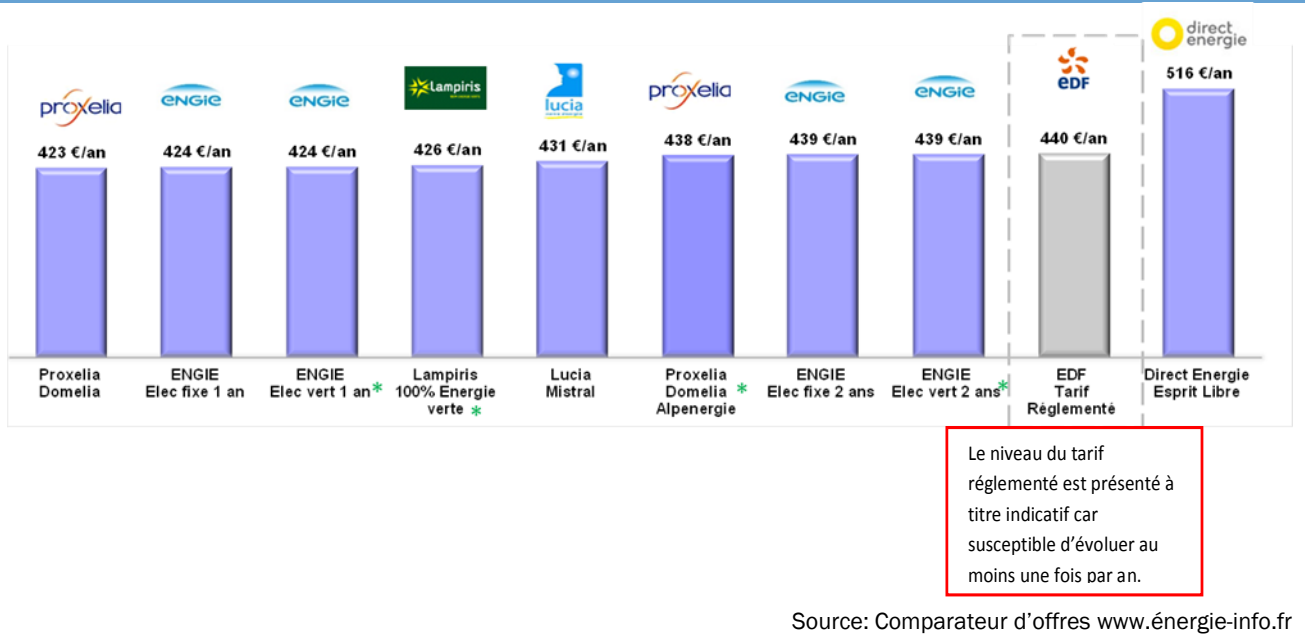
Source: Comparateur d’offres www.energie-info.fr

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

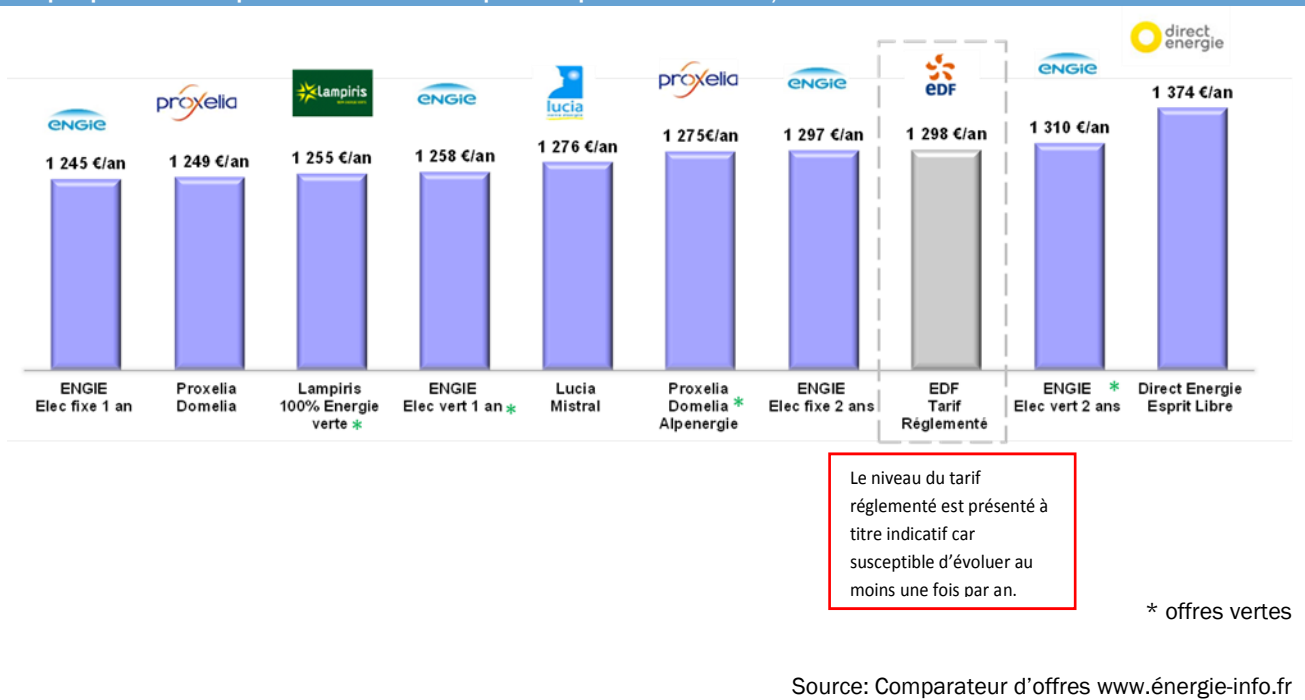


Source: Comparateur d’offres www.energie-info.fr

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



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



2.3 La sécurité d'approvisionnement

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

2.3.1.1 L'adéquation offre-demande

a. Évolutions relatives à la demande d'électricité

L'édition 2015 du bilan prévisionnel de RTE sur l'équilibre offre-demande dresse les prévisions pour les cinq hivers à venir, de 2015-2016 à 2019-2020.

Dans cette édition, du fait de la révision à la baisse des hypothèses de croissance du PIB, qui reste le sous-jacent principal de la consommation d'électricité en France, et d'un impact attendu plus important des mesures d'efficacité énergétique dans le secteur tertiaire, l'évolution de la consommation d'électricité en pointe est revue à la baisse par rapport au précédent bilan prévisionnel. En cohérence avec cette révision à la baisse de la consommation en énergie, la consommation à la pointe estimée est inférieure de 0,6 à 0,7 GW par rapport aux prévisions de 2014.

Tableau 17 : Évolution de la pointe « à une chance sur dix »

En GW	2014/2015	2015/2016	2016/2017	2017/2018	2018/2019	2019-2020
BP 2014	101,3	101,7	102,1	102,4	102,8	-
BP 2015	-	101,0	101,5	101,8	102,2	102,5
Évolution	-	- 0,7	- 0,6	- 0,6	- 0,6	-

Source : RTE

b. Évolutions relatives à l'offre d'électricité

La principale évolution par rapport au bilan prévisionnel 2014 se situe dans la disponibilité des moyens de production, et en particulier la filière fioul. En effet, le bilan prévisionnel 2014 avait retenu l'hypothèse d'une mise à l'arrêt de l'ensemble de ces installations au-delà du 31 décembre 2015, considérant comme très incertain l'engagement de travaux de dépollution pour mise aux normes, au regard du niveau supposé des investissements nécessaires. Or des optimisations ont pu être entreprises au niveau du fonctionnement des brûleurs, permettant ainsi aux groupes de réduire leurs émissions de polluants et de fonctionner au-delà du 31 décembre 2015. Ainsi, ces unités seront toutes disponibles sur l'hiver 2015-2016, offrant 3,8 GW de capacités supplémentaires par rapport au bilan prévisionnel 2014. Pour autant, la visibilité à moyen terme reste réduite car d'autres facteurs – notamment économiques – interviendront dans la décision de maintenir ces installations sur le marché après 2017.

S'agissant des autres filières de production :

- la capacité du parc nucléaire est soumise à partir de 2017 aux hypothèses de fermeture de la centrale de Fessenheim (corrélée ou non à la mise en service de Flamanville). RTE présente ainsi deux scénarios ;
- le rythme de développement des filières éolienne et solaire sont légèrement revus à la hausse par RTE (respectivement 400 et 500 MW de plus installé en 2016 attendu par rapport au dernier BP). RTE explique cette amélioration du fait de meilleures conditions de financement, d'incertitudes juridiques moindres, et d'un cadre administratif simplifié ;
- les capacités d'effacement mobilisables sont très légèrement revues à la hausse, pour atteindre 3,3 GW en 2019 au lieu de 3 GW précédemment : si ce gisement reste difficile à évaluer précisément, RTE semble attendre un développement accru des effacements non tarifaires, dans une proportion qui compense le déclin des effacements tarifaires.
- la capacité disponible du parc de cycles combinés au gaz est revue à la hausse sur les trois premiers hivers par rapport au Bilan prévisionnel 2014. Au-delà de l'hiver 2017-2018, les hypothèses sont équivalentes dans les Bilans prévisionnels 2014 et 2015. À partir de l'hiver 2016-2017, une hypothèse de plusieurs mises sous cocon est à nouveau retenue : elles concernent deux groupes sur l'hiver 2016-2017, puis trois groupes à partir de l'hiver 2017-2018 jusqu'à la fin de l'horizon de l'étude. Par ailleurs, les deux groupes

actuellement en projet poursuivent leur développement avec des mises en service prévues respectivement à l'hiver 2016-2017 et 2018-2019, conformément aux calendriers prévisionnels.

c. Évolutions relatives à l'équilibre offre-demande

En tenant compte de l'ensemble de ces hypothèses portant à la fois sur l'offre et sur la demande, RTE fait apparaître une nette amélioration de l'équilibre offre-demande, et en particulier s'agissant pour les hivers 2015-2016 et 2016-2017, pour lesquels le système français devrait de nouveau disposer de marges suffisantes alors que le précédent bilan prévisionnel identifiait de potentielles difficultés, et notamment pour l'hiver 2016/2017 avec des marges négatives de - 2000 MW.

Au-delà de la mobilisation de moyens de production ou d'effacement envisagée pour maîtriser le risque de défaillance, les différents scénarios envisagés par RTE s'agissant de l'évolution de la consommation pourraient modifier les projections quant aux marges disponibles. Des efforts supplémentaires d'efficacité énergétique permettraient par exemple d'éviter un déficit de capacité sur l'hiver 2017-2018, et d'assurer ainsi le respect du critère de sûreté sur tout l'horizon de moyen terme. En effet, l'efficacité énergétique permet de réduire non seulement l'énergie consommée mais également, dans une certaine mesure, la puissance appelée lors des pointes, et donc le risque sur la sécurité d'approvisionnement.

Tableau 18 : L'adéquation du système et le critère de sécurité

	Hiver 2015-2016	Hiver 2016-2017	Hiver 2017-2018	Hiver 2018-2019	Hiver 2019-2020
Énergie de défaillance	1,4 GWh	3,7 GWh	7,6 GWh	6,7 GWh	7 GWh
Espérance de durée de défaillance	0h30	1h15	2h	1h45	2h
Marge ou déficit de capacité	4800 MW	3200 MW	1300 MW	1800 MW	1200 MW

Source : RTE

2.3.1.2 Le mix énergétique

Au 1^{er} janvier 2015, la capacité totale des moyens de production électrique installés en France continentale s'élevait à 130,5 GW.

Tableau 19 : Le parc électrique installé en France au 31 décembre 2015, par source

Valeurs au 1 ^{er} janvier (en GW)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nucléaire*	63,1	63,1	61,4/63,1	61,4/63,1	61,4/63,1	63,0
Charbon	4,2	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
<i>dont en état de produire</i>	3,6	2,3	2,3	2,9	2,9	2,9
<i>dont en maintenance</i>	0,6	0,6	0,6	0,0	0,0	0,0
Cycles combinés au gaz	5,7	5,7	6,3	6,3	6,7	6,7
<i>dont en état de produire</i>	5,3	5,2	5,4	5,0	5,4	5,4
<i>dont en cocon</i>	0,5	0,0	0,8	1,3	1,3	1,3
<i>dont en maintenance</i>	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0

Valeurs au 1 ^{er} janvier (en GW)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Fioul et turbines à combustion	7,0	6,9	5,6	3,1	3,1	3,1
Thermique décentralisé non EnR	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Thermique décentralisé EnR	1,1	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4
Hydroélectricité (turbinage)	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2
Éolien	9,2	10,1	11,1	12,1	13,1	15,1
Photovoltaïque	5,2	6,2	6,9	7,6	8,3	9,0
Effacements de consommation	3,3	3,2	3,1	3,2	3,3	3,4

* Deux hypothèses relatives à l'arrêt de Fessenheim sont considérées pour les années 2017 à 2019 : arrêt en 2016 / arrêt à la mise en service de l'EPR de Flamanville

Source : Bilan électrique 2015 de RTE

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

2.3.2.1 L'évolution de la consommation à cinq ans

Le bilan prévisionnel de RTE met en avant un scénario de référence dans lequel la consommation française atteint 484 TWh en 2020, soit une augmentation de l'ordre de 7 TWh seulement par rapport au réalisé 2014. Entre 2014 et 2020, l'amélioration de l'efficacité énergétique permet une économie de 24 TWh, portée à 80 % par les secteurs du bâtiment, résidentiel et tertiaire dans le scénario de référence.

S'agissant de la consommation à la pointe, RTE prévoit une pointe à température de référence de 86,1 GW pour l'hiver 2019-2020 et de 102,5 GW en cas de vague de froid décennale.

2.3.2.2 L'évolution du parc de production à cinq ans

a. Parc thermique centralisé

Aux réacteurs à eau pressurisée mis en service entre 1977 et 1999 doit s'ajouter un EPR (*European Pressurised water Reactor*) d'une puissance de 1 650 MW, en construction depuis 2007 sur le site de Flamanville. Sa mise en service est annoncée pour fin 2018.

La baisse de rentabilité des groupes de production fonctionnant au gaz a engendré des retraits saisonniers, voire des fermetures temporaires de certaines centrales. Les six installations au fioul susceptibles d'être fermées à fin 2015 en raison de leur non-conformité aux nouvelles normes environnementales pourront finalement fonctionner en respectant les exigences européennes. Ces unités ont toutes été disponibles sur l'hiver 2015-2016, offrant 3,8 GW de capacités supplémentaires par rapport au Bilan prévisionnel 2014. L'avenir des groupes fioul tout comme celui des cycles combinés au gaz reste incertain et dépendra de leurs conditions de rentabilité. Des hypothèses prudentes sont donc adoptées. Les premières fermetures de groupes fioul interviennent fin 2016 et la tendance s'amplifie en 2017, réduisant la capacité de la filière à seulement 1,3 GW à partir de l'hiver 2017-2018. Des cycles combinés au gaz sont à nouveau mis sous cocon dès l'hiver 2016-2017 mais la mise en service de deux nouveaux groupes sur les hivers 2016- 2017 puis 2018-2019 compense partiellement ces mises à l'arrêt temporaires.

b. Parc thermique décentralisé non renouvelable

La puissance disponible du parc de cogénération est stable à 650 MW jusqu'en 2020.

c. Parc des énergies renouvelables

L'hypothèse retenue par RTE est un retour au rythme de raccordement de 1000 MW par an sur l'horizon de moyen terme. Le bilan prévisionnel 2015 retient par ailleurs une hypothèse de croissance du parc photovoltaïque de 700 MW par an jusqu'en 2020.

2.3.2.3 L'évolution du réseau de transport à cinq ans

RTE est confronté à d'importants défis dans l'exercice de ses missions relatives au développement de réseau :

- la nécessaire intégration de marches électriques européennes qui accroît les besoins de développement des capacités d'interconnexion ;
- le maintien du niveau de sécurité d'alimentation dans certaines zones fragilisées par leur faible niveau de production locale et par les difficultés d'acceptabilité de nouvelles infrastructures électriques pourtant essentielles ;
- de nombreuses demandes de raccordement de moyens de production impulsées par la reprise d'un cycle d'investissements et par le développement des énergies renouvelables insufflé par le Plan Energie Climat.

Ces enjeux requièrent des investissements conséquents dans le réseau public de transport d'électricité pour la décennie à venir. Le niveau moyen annuel d'investissements prévu pour la période 2016-2020 s'élève à 1,51 milliards € (€ courants 2016).

2.3.3 Les mesures de réponse aux pics de demandes et aux déficits d'approvisionnement

Les pics de consommation électrique en France font référence à :

- une pointe journalière (observée à 19h en hiver et à 13h en été) qui nécessite de faire appel à des moyens de pointe pouvant démarrer rapidement ;
- une pointe saisonnière : la consommation électrique française est très thermosensible (l'hiver, la consommation instantanée augmente de 2 400 MW désormais lorsque la température baisse de 1°C).

Le bilan prévisionnel 2015 fait apparaître une amélioration de la sécurité d'approvisionnement par rapport au bilan prévisionnel 2014. Cette amélioration résulte de l'activation des leviers possibles identifiés par RTE en 2014 : maintien à minima jusqu'en 2017 des groupes fioul, meilleure disponibilité des cycles combinés au gaz, poursuite du développement des effacements, de l'efficacité énergétique, etc.

A l'heure actuelle, il existe plusieurs leviers de traitement de la pointe. D'une part, des incitations à la réduction de consommation en pointe peuvent être assurées par :

- des signaux tarifaires, type heures pleines heures creuses, des tarifs EJP-Tempo ou d'autres dispositifs de fournisseurs d'électricité incitant les consommateurs à réduire leur consommation (potentiel estimé à moins de 2000 MW);
- des dispositifs locaux tels qu'Ecowatt opérant en Bretagne et en région Provence-Alpes-Côte d'Azur (démarche volontaire des consommateurs à freiner leur consommation en pointe en réponse à une alerte lancée par RTE, visant à réduire de 15% cette consommation en 5 ans). Lancée en 2008, cette opération comptait fin 2012 près de 50 000 inscrits, et permet de réduire la consommation de près de 200 MW lors des sollicitations lancées par RTE.

D'autre part, le développement de capacités permettant de répondre à la pointe résiduelle peut être envisagée via les mécanismes :

- de Programmation Pluriannuelle d'Investissement (PPI), qui peut éventuellement répondre à des problématiques de pointes locales ;
- d'obligation de capacité, dont la mise en place est prévue par la loi NOME (voir partie 2.3.3.2).

En particulier, depuis 2010, la CRE a approuvé régulièrement de nouvelles versions des règles régissant le fonctionnement du marché de l'ajustement ainsi que celui de l'énergie ce qui a permis de clarifier les relations entre les différents acteurs de l'effacement (fournisseurs, opérateurs de l'effacement, RTE,...). La CRE a ainsi approuvé de manière progressive l'ensemble des règles permettant la valorisation des effacements, sur la base d'un modèle dans lequel les consommateurs peuvent valoriser leurs effacements via un opérateur d'effacement sans accord préalable d'un fournisseur.

La loi n°2013-312 du 15 avril 2013 a imposé que les règles de valorisation des effacements prévoient un flux financier (dit « versement », de l'opérateur d'effacement vers le fournisseur du site effacé permettant de matérialiser le transfert d'énergie du fournisseur vers l'opérateur d'effacement et a permis via son décret d'application du 3 juillet 2014 la mise en œuvre des règles NEBEF (Notification d'Echange de Blocs d'Effacement). Sur l'année de 2015, les effacements déclarés sur ce mécanisme ont atteint 1587 MWh contre 387 MWh l'an passé.

Enfin, la courbe de charge peut être lissée par le pilotage de la demande assurée par le gestionnaire du réseau de transport

2.3.3.1 L'ajustement électrique en temps réel

a. Les services systèmes 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 des opérateurs (réglage tertiaire).

En 2015, les charges qui découlent de l'équilibrage entre la production et la consommation électriques et de la résolution des congestions ont été supportées par différents vecteurs (utilisateurs du réseau de transport via le TURPE pour les réserves primaire et secondaire, fournisseurs via le coefficient c pour la contractualisation des réserves rapide et complémentaire, ou encore responsables d'équilibre (règlement des écarts) pour les activations d'énergie de réserve tertiaire). La CRE approuve d'une part les règles relatives 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.

b. Une participation accrue de la demande au mécanisme d'ajustement

Les consommateurs ont la possibilité de proposer des offres d'ajustement à RTE depuis la mise en œuvre du mécanisme d'ajustement en 2003. Cette possibilité était néanmoins offerte aux plus gros consommateurs uniquement. Depuis 2008, un ambitieux programme de révision du mécanisme d'ajustement et de soutien à la participation des effacements a été mis en œuvre. Celui a notamment permis :

- d'élargir la possibilité de participer au mécanisme à l'ensemble des sites de soutirage, des plus grands industriels raccordés au réseau public de transport aux consommateurs particuliers raccordés aux réseaux public de distribution. Pour faciliter la participation de ces derniers, les modalités permettant aux acteurs de proposer des offres agrégées sont progressivement allégées. Depuis 2015, elles permettent notamment de diminuer le seuil minimum de participation, en le portant de 10 à 1 MW ;
- d'ouvrir la participation de la demande aux réserves tertiaires rapide et complémentaire aux consommateurs, qui sont sur ces appels d'offres organisés par RTE en concurrence avec les autres moyens de production. L'adaptation progressive des règles de participation (baisse des seuils de participation, révision des modalités de paiement, allotissement plus fin des produits) a permis aux consommateurs de voir leur part de marché augmenter progressivement ;
- d'expérimenter la participation à la fourniture des réserves automatiques primaire et secondaire des sites de soutirage raccordés au réseau public de transport depuis le 1^{er} juillet 2014 et des sites de soutirage raccordés au réseau public de distribution depuis le 1^{er} janvier 2016, ainsi que de préparer l'ouverture de la participation aux capacités dissymétriques à horizon octobre 2016 ;
- d'organiser des appels d'offres dédiés à la contractualisation de capacités d'effacement mobilisables par RTE lors des périodes de tensions pouvant survenir sur le mécanisme d'ajustement. Ces appels d'offres ont permis de passer de 100 MW contractualisés en 2008-2009 à près de 1 GW en 2014. Pour l'année 2015, l'appel d'offres aura permis de contractualiser jusqu'à 1800 MW (au minimum 1200 MW).

c. 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 en charge 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 prix des écarts est calculé de la façon suivante :

Tableau 20 : Le prix des écarts depuis avril 2016		
	Cas où l'écart global du système est positif	Cas où l'écart global du système est négatif
Prix des écarts positifs	Min (PEpex, Min (PMP Baisse / (1+k) ; PMP Baisse * (1+k)))	PEpex
Prix des écarts négatifs	PEpex	Max (PEpex, Max (PMP Hausse * (1+k) ; PMP Hausse / (1+k)))

Source : Données RTE – Analyse CRE

PEpex représente le prix de la bourse (ou prix spot) pour la demi-heure concernée :

- PMP Hausse représente le prix moyen pondéré par les volumes des ajustements à la hausse que RTE a du activer pendant la demi-heure concernée ;
- PMP Baisse représente le prix moyen pondéré par les volumes des ajustements à la baisse que RTE a du 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.

Par construction, le prix des écarts négatifs est toujours supérieur au prix de marché sur EPEX Spot, et le prix des écarts positifs lui est toujours inférieur.

Afin d'améliorer les incitations à l'équilibrage et de préparer la mise en œuvre du futur projet de règlement européen relatif à l'équilibrage, la CRE a approuvé en mars 2016 une évolution de la matrice des écarts qui sera effective au 1^{er} janvier 2017 :

Tableau 21 : Le prix des écarts à partir de janvier 2017		
	Cas où l'écart global du système est positif	Cas où l'écart global du système est négatif
Prix des écarts positifs	Min (PMP Baisse * (1-k); PMP Baisse * (1+k))	Min (PMP Hausse * (1-k); PMP Hausse * (1+k))
Prix des écarts négatifs	Max (PMP Baisse * (1-k); PMP Baisse * (1+k))	Max (PMP Hausse * (1-k); PMP Hausse * (1+k))

Source : CRE – RTE

2.3.3.2 Le mécanisme de capacité

Au premier semestre de l'année, la CRE a complété le cadre réglementaire du mécanisme de capacité en vue de son démarrage effectif.

La loi NOME a en effet introduit un dispositif de contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité⁴⁰. Ces dispositions ont été modifiées par la loi du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes.

Les conditions de mise en œuvre de ce dispositif, qui fait reposer sur les fournisseurs l'obligation de prouver leur capacité à alimenter leurs clients en électricité, ont été fixées par décret le 14 décembre 2012⁴¹. Les exploitants

⁴⁰ Aujourd'hui codifié aux articles L. 335-1 et suivants du code de l'énergie.

d'unités de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent, quant à eux, faire certifier leurs capacités. Ces garanties de capacité peuvent être échangées entre ces différents acteurs.

Ce décret prévoit un corpus de textes réglementaires dont les procédures d'approbation sont différentes, afin de déterminer l'architecture du mécanisme de capacité. La majeure partie des modalités de mise en œuvre du dispositif sont regroupées au sein des règles du mécanisme de capacité faisant l'objet d'une approbation par le ministre chargé de l'énergie, sur proposition du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (RTE), après avis de la CRE. Ces règles comprennent les dispositions qui déterminent :

- les années de livraison et les périodes de pointe PP1 et PP2 ;
- le mode de calcul de la puissance de référence et l'obligation des fournisseurs, la puissance unitaire de la garantie de capacité et son recouvrement ;
- les méthodes de certification de capacité et les conditions de leur contrôle, les modalités d'adaptation prévue par l'article L. 321-16 du code de l'énergie pour la certification des capacités dont la participation à la sécurité d'approvisionnement est réduite, le rééquilibrage des exploitants de capacités et le règlement financier relatif à ce rééquilibrage.

À la suite d'un processus de concertation mené par RTE, un projet de règles a été soumis à la CRE le 6 mai 2014. Après avoir auditionné les acteurs, la CRE a rendu un avis favorable à ce projet le 28 mai 2014, qui a été arrêté par le ministre chargé de l'énergie le 22 janvier 2015⁴². Ces règles ont été complétées par un corpus de textes complémentaires, que la CRE a, selon les cas, proposés, définis ou sur lesquels elle a rendu un avis.

Afin de recueillir les contributions des acteurs sur l'ensemble de ces modalités complémentaires, la CRE les a interrogés à deux reprises, via un questionnaire préliminaire, qui leur a été communiqué le 31 juillet 2013, puis, le 4 juillet 2014 par une consultation publique sur les modalités du mécanisme de capacité relevant des compétences de la CRE.

La CRE a approuvé l'ensemble des propositions de RTE, parfois sous réserve d'amendements. Il s'agissait principalement d'établir une cohérence avec les modalités techniques prévues par les règles, d'objectiver les montants de frais exposés par les gestionnaires de réseaux et de s'assurer que les modalités de gestion des différents registres permettaient bien la transparence nécessaire au bon fonctionnement du mécanisme de capacité.

Par ailleurs, la CRE a fait deux propositions portant sur le volume de certificats de capacité associés aux produits ARENH et Exeltium. Afin de respecter la cohérence du produit capacité et du produit énergie, elle a associé, dans chacun des cas, des volumes de certificats de capacité dépendant du profil de livraison en énergie. D'autre part, concernant l'ARENH, la CRE a veillé à ce que le calendrier de cession soit compatible avec le dispositif, tout en assurant un équilibre entre EDF et les fournisseurs alternatifs.

Enfin, la CRE a pris au cours de l'année 2015 différentes décisions⁴³ complétant les modalités techniques du mécanisme, relatives à la consommation constatée des pertes et aux modalités de collecte des informations, définissant les outils de surveillance, et fixant les paramètres clés du futur marché des certificats. Le prix administré a ainsi été fixé à son maximum autorisé par les règles et le prix de référence, clé de voûte du bon fonctionnement du mécanisme de capacité et des échanges de certificats, a été défini comme la moyenne arithmétique simple des prix révélés par les enchères réalisées sur les plates-formes d'échanges organisés ayant eu lieu avant le début d'une année de livraison donnée.

À la suite de la publication des différents textes du corpus réglementaire, la certification des capacités pour les premières années de livraison du mécanisme de capacité a pu commencer au 1^{er} avril 2015. À ce jour, plus de 93 GW de capacité ont pu être certifiés pour 2017, première année de livraison du mécanisme.

⁴¹ Décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité aujourd'hui codifié (articles R 335-4 à R 335-53 du code de l'énergie), pris en application de l'article L 335-6

⁴² Arrêté du 22 janvier 2015 définissant les règles du mécanisme de capacité et pris en application de l'article 2 du décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité.

⁴³ Il s'agit des délibérations de la CRE du 12 mars 2015 portant décision relative aux modalités de calcul de la consommation constatée pour les pertes dans le cadre du mécanisme de capacité, du 25 mars 2015 portant décision sur les modalités de collecte d'informations par la CRE concernant les transactions de garanties de capacités ou de leurs produits dérivés, du 6 mai 2015 portant décision sur la règle de calcul du prix de référence marché prévu par les règles du mécanisme de capacité et du 6 mai 2015 portant décision sur la règle de calcul du prix administré prévu par les règles du mécanisme de capacité.

Les articles R 335-12 et R 335-33 du code de l'énergie prévoient par ailleurs que la CRE fixe les modalités de redistribution aux utilisateurs du réseau public de transport des éventuels soldes des fonds introduits par le mécanisme de capacité. Ces modalités seront mises en places dans le cadre de la définition du projet TURPE, c'est pourquoi elles n'ont pas été précisées en 2015.

3. LE MARCHÉ DU GAZ

3.1 L'accès aux infrastructures de gaz naturel

3.1.1 L'indépendance des gestionnaires de réseaux

Depuis le 1^{er} janvier 2005, il existe en France deux 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).

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.

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

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

a. 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 (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 qui ont été rappelés dans la délibération de certification, et qu'il met en œuvre, dans les délais déterminés, les demandes formulées par la CRE dans cette même délibération, 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 2015, trente et un 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. Trente de ces contrats ont fait l'objet d'une approbation de la CRE et le dernier est en cours d'instruction. Par ailleurs, six contrats dont la CRE avait été saisie en 2014 ont été approuvés au cours de l'année 2015.

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.

b. 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.

c. 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.

L'obligation d'élaborer un code de bonne conduite et de suivre sa mise en œuvre ne concerne donc que GRTgaz, les dispositions du code de l'énergie n'imposent 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. 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 neuvième 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 janvier 2015⁴⁴.

La CRE y a relevé des évolutions positives sur l'année 2013 et le début de l'année 2014. D'une part, la CRE a pu constater que la séparation des systèmes d'information de GRTgaz de ceux de l'EVI touchait à sa fin et que GRTgaz a suivi la plupart des demandes qu'elle a formulées dans son précédent rapport, telles que celles sur la mise en œuvre d'une convention de communication avec la maison-mère ou de mesures de protection des informations commercialement sensibles. D'autre part, la CRE a souligné l'évolution des informations mises à disposition des utilisateurs du réseau par TIGF.

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

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. Au 31 décembre 2012, les trois GRD de gaz desservant plus de 100 000 clients (GRDF, Régaz-Bordeaux, Réseau GDS) étaient 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 la dernière édition de son RCBCI, s'agissant de l'indépendance des entreprises locales de distribution (ELD), la CRE a considéré que 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.

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

Dans son dernier RCBCI, la CRE a demandé à GRDF « de procéder à un changement significatif des éléments constitutifs de sa marque (identité visuelle et/ou sigle et/ou prononciation...) afin de mettre fin à cette confusion. À cet effet, GRDF proposera à la CRE d'ici le 1^{er} juin 2015 au plus tard les mesures qu'il entend mettre en œuvre.

⁴⁴ 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-rapport-2013-2014>.

[...] En outre, la CRE demande à GRDF et à GDF SUEZ de lui transmettre, d'ici le 1^{er} juin 2015 au plus tard, un plan des actions à mettre en œuvre pour supprimer les risques d'association par le grand public entre les deux sociétés et ainsi supprimer toute confusion possible ».

Le 24 avril 2015, GDF SUEZ a annoncé le changement de son nom en Engie. Dans ce contexte, la CRE a considéré, dans sa délibération du 23 juin 2015, que ce changement est de nature à résoudre la question de la confusion entre GRDF et sa maison-mère, fournisseur historique de gaz naturel. Toutefois, Engie a annoncé depuis lors qu'il utilisera la marque « Tarif Réglementé Gaz – GDF SUEZ » sur les factures. Ce choix constitue un changement important par rapport aux éléments pris en compte dans la délibération de la CRE du 24 juin 2015 qui nécessite de réexaminer les situations respectives d'Engie et de GRDF au regard de l'article L.111-64 du code de l'énergie.

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, en 2009, en 2011, en 2013⁴⁵ et en 2014⁴⁶, précédées chacune d'une consultation publique.

Les compteurs évolués Gazpar permettront de disposer de données de consommation beaucoup plus fines et détaillées que par le passé. La collecte, la mise à disposition et la transmission de ces données au consommateur, à son fournisseur, ou à un tiers désigné par le consommateur, sont essentielles pour bénéficier des opportunités permises par les compteurs évolués, comme la facturation sur index réel et une meilleure maîtrise de la consommation. Afin de permettre la mise en œuvre de ces fonctionnalités, des prestations annexes doivent être créées ou les prestations existantes complétées. Un large travail de concertation a été mené au sein du GTG pour définir les nouvelles prestations réalisées à titre exclusif par GRDF ainsi que les modalités d'accès et de transmission de ces nouvelles données. Ainsi, la délibération de la CRE du 16 juin 2016 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel a introduit des prestations de transmission de données au consommateur, à son fournisseur, ou à un tiers désigné par le consommateur et des prestations relatives à la facturation à destination du fournisseur titulaire du contrat de fourniture.

Début 2016, GRDF a lancé un pilote de déploiement de ses compteurs évolués Gazpar, portant sur un nombre réduit mais représentatif de 150 000 compteurs, qui précédera le déploiement industriel qui aura lieu entre début 2017 et fin 2022.

3.1.2.2 La qualité de service

a. Évolution de la qualité de service des réseaux de transport

Les tarifs de transport (dits « tarifs ATRT5 ») actuellement en vigueur comportent un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service est fondée sur le suivi d'indicateurs transmis régulièrement par les gestionnaires de réseaux à la CRE. Certains de ces indicateurs, considérés comme particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché, sont incités financièrement par des bonus et des pénalités en fonction de l'atteinte d'objectifs fixés par la CRE.

⁴⁵ 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 [...] ».

⁴⁶ 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 %.

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. Le sixième rapport sur la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux électriques et gaziers, portant sur la période allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 2014, a été publié en décembre 2015⁴⁷. 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.

b. Évolution de la qualité de service de GRDF et des ELD

Les quatrièmes tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel (ATRD4), entrés en vigueur pour GRDF et pour les ELD respectivement le 1^{er} juillet 2012 et le 1^{er} juillet 2013, ont reconduit en le faisant évoluer le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service introduit dans les tarifs précédents (ATRD3). Les ajustements introduits visaient à la fois à une simplification du mécanisme et à une extension des incitations financières à des indicateurs concernant la qualité du service rendu aux consommateurs.

Dix-sept des vingt-cinq indicateurs actuellement suivis par GRDF sont incités financièrement. Ils concernent principalement les interventions auprès des consommateurs ; les relations entre les GRD et les consommateurs ; la facturation des fournisseurs ; les relations entre les GRD et les fournisseurs ; et les données échangées avec les GRT.

GRDF a atteint des niveaux de qualité satisfaisants pour de nombreux indicateurs importants pour le bon fonctionnement du marché (respect des délais et engagements de GRDF vis-à-vis des fournisseurs, disponibilité du portail fournisseur, publication des données de consommation, etc.) Par ailleurs, la relation entre le GRD et les clients s'est améliorée de 2013 à 2014 : le nombre de réclamations a diminué et la satisfaction globale, mesurée par l'opérateur, vis-à-vis des services rendus aux clients a augmenté en passant de 91 % de clients particuliers satisfaits concernant la relève de leurs compteurs en 2013 à 93 % en 2014. GRDF conserve cependant des marges de progression en ce qui concerne les délais de réalisation des interventions auprès des clients finals, notamment s'agissant des mises en service. Le bonus perçu au titre de l'année 2014 (+ 1 288 k€) est supérieur à celui perçu au titre de l'année 2013 (+ 202 k€). Cet écart s'explique principalement par les bons résultats de l'indicateur de suivi du compte d'écart distribution (CED) qui comptabilise les écarts entre la consommation relevée au compteur et la consommation estimée sur la même période (3,2 TWh). Celui-ci génère à lui seul un bonus de + 1 164 k€, malgré le renforcement du niveau des objectifs en 2014. Ces bons résultats s'expliquent en partie par des températures extérieures particulièrement douces en 2014 qui ont contribué à une forte baisse chaque mois de l'amplitude du CED par rapport à 2013. Cet indicateur n'avait généré ni bonus, ni pénalité en 2013 (6,8 TWh). D'autres indicateurs, tels que les taux de publication des relèves, ont généré un bonus moins important qu'en 2013 dû aux effets combinés de la réduction du montant des bonus et le renforcement des objectifs pour plusieurs indicateurs lors de l'évolution du mécanisme de suivi de la qualité de service au 1^{er} juillet 2014. Les bons niveaux de performance atteints par GRDF sur l'année 2013 se sont maintenus, voire renforcés pour certains indicateurs en 2014.

Les ELD suivent quant à elles entre un (pour les plus petits opérateurs) et neuf indicateurs incités financièrement (pour Régaz-Bordeaux et Réseau GDS). Elles enregistrent une bonne performance globale sur l'année 2014 avec toutefois quelques marges d'amélioration possibles pour certaines ELD (le délai de réponse aux réclamations par exemple). En particulier, la plupart des ELD de gaz enregistrent de bons résultats pour les délais de mise en service et de mise hors service. Pour sept des ELD de gaz naturel disposant d'un tarif spécifique, des incitations financières sur les indicateurs relatifs aux taux de mises en service et de mises hors service dans les délais demandés et sur celui relatif au taux d'index effectivement relevés ou auto-relevés tous les 6 mois sur les compteurs ont été mis en place au 1^{er} juillet 2014 (pour Régaz-Bordeaux et Réseau GDS, ces indicateurs sont incités depuis le 1^{er} juillet 2013). Le montant total du bonus perçu par l'ensemble des ELD en 2014 s'élève à 40 k€, en augmentation par rapport au bonus perçu en 2013 (23 k€).

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 raccordement au réseau de transport de gaz naturel fait l'objet d'un contrat de raccordement et d'interface entre le GRT et le client. Les postes et branchements sont la propriété des GRT. Les contrats actuellement en vigueur prévoient le paiement par les clients de l'intégralité des coûts de raccordement et des charges engagées

⁴⁷ Ce rapport est disponible sur le site internet de la CRE à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/regulation-incitative-de-la-qualite-de-service-rapport-2014>.

par les transporteurs pour procéder aux réparations, remplacements et renouvellements des postes de livraison et des charges associées à l'entretien des branchements aux points d'interface transport-distribution (PITD).

Actuellement, les clients paient en effet aux GRT le coût des ouvrages de raccordement, branchement et poste, en contrepartie de la mise à disposition de ces ouvrages par les GRT. Dans le cas d'une augmentation du débit d'un poste, les GRT procèdent à une adaptation de celui-ci, aux frais du client.

Afin de faciliter le raccordement de nouveaux clients ou l'augmentation des souscriptions par l'adaptation de postes existants, les GRT proposent de diminuer le prix des ouvrages de raccordement dont s'acquitte le client, en faisant porter une partie des coûts de raccordement par l'ensemble des consommateurs via le tarif de transport. Cette modification de la répartition des charges liées aux nouveaux raccordements et aux adaptations de postes existants est à l'étude dans le cadre de l'ATRT6. Elle conduirait à offrir aux clients une remise raccordement, calculée en fonction des recettes d'acheminement attendues sur les 10 premières années de fonctionnement du poste, et plafonnée à 50% du coût du raccordement. Tous les types de clients seraient éligibles à une telle remise.

Par ailleurs, les charges engagées pour procéder aux réparations, remplacements et renouvellements des postes de livraison et des charges associées à l'entretien des branchements aux points d'interface transport-distribution (PITD), dites charges « 3R », sont actuellement couvertes par les tarifs des distributeurs. La délibération du 18 février 2016 portant projet de décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel GRDF, prévoit un transfert dans les tarifs ATRT des charges 3R au 1^{er} janvier 2017 dont s'acquitte aujourd'hui GRDF, pour un montant de 15 M€ par an pour le périmètre GRTgaz et 4 M€ par an pour TIGF. Le transfert porte sur les charges de maintenance correctives (réparation et remplacement) et de mise à niveau (renouvellement) des postes des distributions publiques existants et à venir. Ces charges comprennent également les charges d'exploitation des branchements ainsi que l'entretien, la maintenance et le renouvellement partiel des utilités, du génie civil et de l'environnement des postes, et les consommations électriques et télécom. Le transfert des charges « 3R » ne s'applique qu'aux postes à l'interface entre les réseaux de transport et de distribution. En effet, l'intérêt du transfert est de permettre un meilleur contrôle des coûts entre deux opérateurs régulés. En contrepartie du transfert des charges 3R dans l'ATRT, l'ATRD diminuera en proportion : dans tous les cas, les GRD répercutant historiquement ces charges à leurs clients finals, ce transfert est neutre pour ces derniers.

3.1.3.2 Les tarifs d'accès aux réseaux de transport

a. Les travaux sur les prochains tarifs ont déjà été engagés

Le code de l'énergie prévoit en son article L.452-3 que la CRE délibère sur les évolutions en niveau et en structure des tarifs d'utilisation des infrastructures gazières régulées. Les tarifs de transport de gaz en vigueur (ATRT5) ont été fixés par la CRE dans sa délibération du 13 décembre 2012. Ces tarifs sont appliqués depuis le 1^{er} avril 2013 pour une période d'environ quatre ans. Les travaux relatifs aux prochains tarifs sont en cours et la CRE a déjà consulté les acteurs de marché au printemps 2016. Une seconde consultation publique est prévue pendant l'été 2016. Le tarif ATRT6 est prévu pour entrer en vigueur au 1^{er} avril 2017.

Pour établir ces tarifs, la CRE tient compte des obligations d'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport liées à la mise en œuvre du modèle ITO pour GRTgaz, du modèle-cible (*Gas Target Model*) développé par les régulateurs européens ainsi que des dispositions du règlement (UE) n°984/2013 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur les mécanismes d'attribution de capacité dans les systèmes de transport de gaz (ci-après dénommé code CAM pour *Capacity allocation mechanisms*) et des lignes directrices sur la gestion des congestions (ci-après CMP pour *Congestion management procedures*) qui s'imposent aux GRT.

La CRE mène également des analyses approfondies des charges prévisionnelles présentées par GRTgaz et TIGF et s'appuie sur des cabinets externes pour procéder à l'analyse comparative des mécanismes de régulation incitative, l'étude sur le coût moyen pondéré du capital des infrastructures électriques et gazières et l'audit des charges d'exploitation des GRT.

b. Les tarifs d'accès aux réseaux de transport

Les tarifs ATRT5 ont engendré des changements importants, notamment sur l'organisation des places de marché du gaz en France (Points d'échange de gaz ou PEG). D'une part, les périmètres d'équilibrage des PEG H et B au sein de la zone Nord de GRTgaz ont fusionné au 1^{er} avril 2013. D'autre part, un PEG commun GRTgaz Sud et TIGF a été créé au 1^{er} avril 2015.

Par ailleurs, lors de la mise à jour tarifaire du 1^{er} avril 2015, un nouveau point d'entrée sur le réseau de GRTgaz depuis le terminal méthanier de Dunkerque LNG, dont la mise en service est prévue en septembre 2016, ainsi qu'un nouveau point de sortie de gaz non odorisé vers la Belgique à Alveringem ont été créés.

La CRE a retenu un cadre de régulation incitant les GRT à améliorer leur efficacité sur une période de quatre ans, tant du point de vue de la maîtrise de leurs coûts que de la qualité du service rendu aux utilisateurs.

○ **La mise à jour annuelle**

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

- prise en compte de la trajectoire du revenu autorisé définie pour quatre ans et constituée de :
 - la trajectoire de charges de capital définie par la CRE ;
 - la trajectoire des charges d'exploitation fixée par la CRE et qui évolue chaque année selon l'inflation et un coefficient prédéfini ;
 - la mise à jour du poste « énergie et quotas de CO2 » ;
- mise à jour des hypothèses de souscription de capacité ;
- apurement d'un quart du solde global du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) ;
- évolutions de la structure tarifaire décidées par la CRE, notamment pour réduire le nombre de places de marché et mettre en œuvre les codes de réseau européens.

La mise à jour au 1^{er} avril 2015 a conduit à une hausse respective du revenu autorisé de 3.7 % et 3.9% pour GRTgaz et TIGF.

○ **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 s'opère par une diminution ou une augmentation des revenus à recouvrer par les tarifs.

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

La CRE a défini une trajectoire d'évolution annuelle des charges pour chaque gestionnaire de réseau de transport sur la période 2013-2016. À partir du niveau retenu pour 2013, 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 -1,45% par an et pour TIGF à + 2,45%.

Chaque GRT conserve l'intégralité des gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés au-delà de leur trajectoire. De façon symétrique, les surcoûts éventuels sont intégralement supportés par les opérateurs. La CRE a ainsi souhaité renforcer l'incitation pour les opérateurs à maîtriser leurs coûts.

Par ailleurs, la CRE a également introduit 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 2015 et 2016. 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 ATRT5 vise à améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs. Lors de la dernière mise à jour tarifaire, la CRE a fait évoluer les indicateurs et des incitations financières, en introduisant un indicateur sur la qualité des prévisions non engageantes de disponibilité des capacités ainsi qu'un indicateur visant à mieux appréhender l'impact réel des interruptions pour les clients en suivant, en plus de la disponibilité des capacités fermes, le taux de disponibilité des capacités souscrites.

○ **La régulation incitative des investissements**

Le cadre tarifaire de l'ATRT5 a introduit une incitation à la maîtrise des coûts des programmes d'investissement.

Elle comprend, d'une part, une incitation à la réalisation des investissements nécessaires pour améliorer le fonctionnement du marché français et son intégration au sein du marché européen (prime de rémunération de 3% pendant 10 ans). Deux projets étaient concernés lors de l'entrée en vigueur du tarif : le projet d'odorisation

décentralisée et le projet Val de Saône. La délibération du 30 septembre 2014 relative à la création d'une place unique de marché en 2018 en France a validé ce mécanisme pour le projet Gascogne-Midi.

Ce mécanisme comprend, d'autre part, une incitation à la maîtrise des coûts des projets d'investissement (système de bonus/malus en fonction des écarts entre coût prévisionnel et coût réel des projets) et une incitation au respect des délais de mise en service sous la forme d'un bonus/malus.

3.1.3.3 Les tarifs d'accès au réseau de distribution

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel applicables en 2015 ont été fixés en deux temps. Ces tarifs sont entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2012 pour GRDF, en application de la décision tarifaire de la CRE du 28 février 2012, et le 1^{er} juillet 2013 pour les ELD, en application de la décision tarifaire de la CRE du 25 avril 2013. Ces tarifs ont été conçus pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans.

Par ailleurs, suite à la demande de Sorégies de bénéficier d'un tarif spécifique, la CRE a défini, après validation des principes de dissociation comptable de l'opérateur, un tarif spécifique pour cet opérateur. Ce nouveau tarif est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2014 en application de la décision tarifaire du 22 mai 2014 et est conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ trois ans. Sorégies bénéficiait jusqu'au 30 juin 2014 du tarif commun aux ELD ne présentant pas de comptes dissociés.

Ces nouveaux tarifs ont reconduit, en le faisant évoluer, le cadre de régulation précédent incitant les opérateurs à améliorer leur efficacité, tant du point de vue de la maîtrise de leurs coûts, que de la qualité du service rendu aux utilisateurs de leurs réseaux.

La grille tarifaire de chaque opérateur 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 :

$$Z = IPC - X + k$$

L'indice IPC correspond à la variation annuelle de l'indice des prix à la consommation hors tabac.

Le facteur X est le pourcentage d'évolution annuel de la grille tarifaire prenant en compte notamment un objectif de productivité relatif à la maîtrise des charges d'exploitation.

Le facteur k correspond à l'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant de l'apurement du solde du CRCP. Le facteur k est compris entre - 2 % et + 2 %.

La délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF complète les modalités d'évolution de la grille tarifaire de GRDF précisées dans la délibération de la CRE du 28 février 2012 portant décision sur le tarif ATRD4 de GRDF afin de prendre en compte, pour l'évolution de la grille tarifaire de GRDF au 1^{er} juillet 2015, les coûts du système de comptage évolué de GRDF sur la période comprise entre mi-2013 et fin 2015. Ces coûts sont représentés par le facteur C, fixé à + 1,32 % dans la délibération de la CRE du 17 juillet 2014.

Ainsi, la grille tarifaire de GRDF a été ajustée mécaniquement au 1^{er} juillet 2015 par l'application à l'ensemble des termes tarifaires en vigueur au 30 juin 2015 du pourcentage de variation suivant :

$$Z = IPC - X + k + C$$

Le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF a évolué de + 2,94 % au 1^{er} juillet 2014 en application de la formule décrite plus haut. Compte tenu de la variation annuelle de l'indice IPC (+ 0,41 % en 2014), de la valeur du facteur X (fixé à - 0,2 % pour l'ensemble de la période tarifaire), de celle du facteur k (+ 2,0 %), du facteur d'évolution C (+ 1,32 %), et en application de la formule d'évolution décrite ci-dessus, la grille tarifaire de GRDF a augmenté de 3,93 % au 1^{er} juillet 2015.

Les grilles tarifaires des ELD ont évolué au 1^{er} juillet 2015 de pourcentages compris entre + 0,92 % (Régaz-Bordeaux) et + 5,03 % (Sorégies).

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF et des ELD, autres que ceux concédés en application de l'article L.432-6 du code de l'énergie, sont péréqués à l'intérieur de la zone de desserte de chaque GRD : la grille tarifaire applicable est identique pour tous les consommateurs reliés aux réseaux de distribution d'un même GRD.

En application de l'article L.432-6 du code de l'énergie, les communes qui ne disposent pas d'un réseau public de distribution de gaz naturel peuvent concéder la distribution publique de gaz. Ces nouvelles concessions de distribution de gaz naturel ont des tarifs d'utilisation des réseaux établis à l'issue d'une mise en concurrence. Les méthodologies utilisées pour établir les tarifs de ces nouveaux réseaux sont fixées par la CRE.

La préparation du cinquième tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF (ATRD5)

Le bilan du dernier tarif d'utilisation des réseaux de distribution publique du gaz (ATRD4) fait par les acteurs de marché montre qu'il a rempli ses objectifs. La stabilité du cadre tarifaire défini pour la période de 2012 à 2016 a permis à la concurrence de se développer et a facilité l'arrivée de nouveaux acteurs.

C'est sur ce modèle que la CRE a engagé en février 2015 les travaux d'élaboration du prochain tarif de distribution de gaz naturel de GRDF, dit « tarif ATRD5 », qui s'appliquera à partir du 1^{er} juillet 2016, pour une durée de quatre ans, en application de la délibération de la CRE du 3 mars 2016.

Pour définir ce nouveau tarif, la CRE a organisé une consultation publique du 18 novembre au 18 décembre 2015, afin de partager avec l'ensemble des acteurs de marché, les orientations envisagées sur sa structure. La CRE a ouvert le 27 janvier 2016 une table ronde aux fournisseurs de gaz naturel sur le réseau de GRDF ainsi qu'aux associations de consommateurs ayant répondu à la consultation publique. Elle a également procédé à des auditions du gestionnaire de réseau et de son actionnaire.

La CRE a mené des analyses approfondies sur les charges prévisionnelles présentées par GRDF. Elle s'est par ailleurs appuyée sur plusieurs études réalisées en 2015 pour comparer le mode tarifaire de distribution du gaz et de l'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 la demande de GRDF 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 de distribution de gaz naturel ont aussi été examinées.

Par ailleurs, la CRE a pris en compte les demandes de GRDF relatives aux charges de personnel et aux dépenses de sécurité, ainsi que les coûts des nouveaux projets dont les enjeux sont importants comme le projet de comptage évolué Gazpar ou le projet de transformation du service commun avec Enedis.

La CRE a ainsi reconduit le cadre général de régulation du tarif ATRD4. Cependant, elle lui a apporté quelques améliorations aux mesures incitatives touchant aux dépenses d'investissement, à la qualité de service, au nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz et aux dépenses de recherche et développement.

À partir de l'ensemble de ces éléments, la décision tarifaire de la CRE sur le prochain tarif (ATRD5) de GRDF a fixé une hausse de 2,7 % en euros courants au 1^{er} juillet 2016 par rapport au tarif actuel. Pour la période allant de 2017 à 2019, la CRE a retenu une évolution annuelle de la grille tarifaire de GRDF en fonction de l'inflation de -0,8%. Cette évolution correspond à un objectif de productivité de 0,4 % par an en moyenne sur les charges nettes d'exploitation de l'opérateur pour cette période.

Compte tenu de la part du tarif de distribution dans le prix final de vente du gaz naturel, cette hausse conduirait, toutes choses égales par ailleurs, à une augmentation, au 1^{er} juillet 2016, de 0,6 % du tarif de vente réglementé en distribution publique (c'est à dire la facture moyenne hors taxe d'un client domestique utilisant le gaz pour le chauffage).

La CRE lancera courant 2016 les travaux d'élaboration des prochains tarifs ATRD5 des entreprises locales de distribution (ELD). Le cadre de régulation de ces nouveaux tarifs devrait être proche de celui défini pour GRDF.

3.1.3.4 Les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers

Les trois terminaux de Fos Cavaou, Fos Tonkin et Montoir de Bretagne actuellement opérationnels en France cumulent une capacité de regazéification de 21 milliards de m³/an (~230 TWh). La mise en service complète, dans le courant de l'année 2016, du terminal de Dunkerque opéré par la société Dunkerque LNG, portera 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 ATTM4 », sont entrés en vigueur le 1^{er} avril 2013. Ces tarifs ont fait l'objet d'une mise à jour entrée en vigueur au 1^{er} avril 2015.

La CRE a l'intention de définir de nouveaux tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés, dits tarifs ATTM5, qui s'appliqueraient à partir du 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.

3.1.3.5 L'accès des tiers aux installations de stockages

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, ont été jusqu'alors négociées entre opérateurs de stockage et souscripteurs de capacités, dans des conditions transparentes et non-discriminatoires.

La Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) a néanmoins 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 afin de garantir la sécurité d'approvisionnement du territoire.

La DGEC a mené, en mars-avril 2015, une consultation publique sur l'application d'un régime d'accès régulé aux stockages. Elle a proposé deux orientations : la première consiste à maintenir des obligations de stockage pour les fournisseurs tout en introduisant une régulation des tarifs. La seconde consiste à commercialiser des capacités aux enchères afin de dégager la valeur de marché du stockage, tout en garantissant aux opérateurs la récupération de leur revenu régulé. La CRE a répondu à cette consultation publique le 16 avril 2015, après avoir consulté les acteurs de marché et auditionné les opérateurs de stockage. Elle s'est prononcée en faveur d'une régulation des revenus des opérateurs de stockage, considérant que le système d'obligations, qui apporte à Storengy et TIGF la certitude de vendre une partie importante de leurs capacités de stockage, doit être accompagné d'une régulation pour davantage de transparence. La CRE a également exprimé sa préférence pour le mécanisme comportant la commercialisation des capacités de stockage aux enchères, considérant qu'un mécanisme de marché permettrait d'assurer la sécurité d'approvisionnement du territoire dès lors que les prix de réserve des enchères seraient correctement fixés.

Suivant l'article 167 de la Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015, la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie et le ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique ont saisi la CRE, le 8 février 2016, pour qu'elle rende un avis sur un projet d'ordonnance relatif à l'accès des tiers aux stockages souterrains de gaz naturel. Ce projet prévoit la mise en œuvre du second mécanisme proposé par la DGEC dans sa consultation publique, c'est-à-dire la commercialisation des capacités de stockage aux enchères. La CRE a rendu son avis le 10 mars 2016, se prononçant favorablement au principe de la réforme qui comporte deux volets : la régulation du revenu des opérateurs de stockages et la commercialisation des capacités aux enchères.

Cette réforme des modalités d'accès aux stockages est prévue pour entrer en vigueur dès fin 2016-début 2017.

En anticipation de la publication des textes encadrant la réforme de l'accès aux stockages, la CRE a lancé, le 9 juin 2016, une consultation publique relative aux règles de commercialisation des capacités. Cette consultation vise à recueillir l'avis des acteurs de marché sur le calendrier de commercialisation des capacités, le type d'enchères qui sera mis en œuvre, les produits qui seront commercialisés, etc. Les contributions à cette consultation ont été reçues le 8 juillet.

3.1.4 Les aspects transfrontaliers

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 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel.

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 CAM ont été mises en œuvre de façon anticipée à compter d'avril 2013, permettant ainsi d'assurer la conformité au règlement au 1^{er} novembre 2015.

La CRE a réalisé en 2016 un rapport dédié aux interconnexions électriques et gazières, qui dresse le bilan de 10 ans de travaux de la CRE sur les interconnexions aux frontières françaises.⁴⁸

3.1.4.1 Les règles d'allocation de la capacité de transport

a. Méthodes de commercialisation des capacités

La CRE, qui a contribué aux travaux sur l'élaboration du code de réseau CAM, l'a appliqué de manière anticipée à tous ses points d'interconnexion, y compris à la liaison Nord-Sud.

Le code CAM encadre la commercialisation des capacités aux interconnexions internes à l'Union européenne, qu'elles soient entre deux États membres ou entre deux zones de marché d'un même État Membre. En revanche, le code ne porte pas sur l'attribution des capacités de transport avec des pays tiers ou aux terminaux méthaniers. Ainsi, en France, sont concernées par le code CAM les interconnexions avec la Belgique (Taisnières et Alveringem), l'Allemagne (Obergailbach) et l'Espagne (Larrau et Biriadou), ainsi que la liaison Nord-Sud. Bien que la Suisse n'appartienne pas à l'Union européenne, la CRE a pris la décision d'allouer les capacités de l'interconnexion Oltingue selon les règles du code CAM. Elle a demandé à GRTgaz de poursuivre les discussions avec l'opérateur adjacent Fluxswiss pour permettre la commercialisation de produits groupés. Ce code traite à la fois des capacités groupées, qui constituent la norme pour les capacités fermes et, lorsqu'il subsiste des écarts entre les capacités disponibles des deux côtés d'une interconnexion, des capacités non groupées. Les capacités interruptibles sont également allouées de manière non groupée.

La mise en œuvre des enchères de produits groupés, telle que prévue dans le code de réseau européen, a été rendue possible par la création de la plateforme commune de réservation de capacités PRISMA, opérationnelle depuis le 1^{er} janvier 2013, à l'initiative de seize GRT dont GRTgaz, les GRT allemands Open Grid Europe et GRTgaz Deutschland, et le GRT belge Fluxys. Au 1^{er} janvier 2014, TIGF a rejoint l'actionnariat de PRISMA en vue de la mise en place des enchères aux interconnexions avec l'Espagne. En février 2015, les GRT espagnol (Enagas) et portugais (REN) ont signé un accord d'association et de prestation de service avec PRISMA. Ainsi, les capacités de tous les points d'interconnexion français sont allouées sur cette seule plateforme, dont les fonctionnalités ont été peu à peu développées et garantissent une commercialisation des capacités en conformité avec l'ensemble des dispositions du code de réseau depuis le 1^{er} novembre 2015⁴⁹.

Aux points d'interconnexion sur lesquels le code de réseau s'applique, tous les produits de capacités sont désormais commercialisés aux enchères sous forme groupée. Un quota minimum de 10 % de la capacité ferme annuelle commercialisable est réservé pour des ventes aux enchères de capacités trimestrielles. Un second quota minimum de 10 % de capacité ferme annuelle est dédié à la vente de produits annuels sur un horizon de 5 ans. Par conséquent, de la 6^e à la 15^e année, au maximum 80 % des capacités sont vendues sur une base annuelle. Les capacités restées invendues lors des enchères sont reversées dans les enchères de capacité de plus court terme.

b. Allocation des capacités au point de Dunkerque

S'agissant des points d'interface avec un pays hors Union Européenne, l'application du code de réseau CAM n'est pas obligatoire. Pour autant, la CRE souhaite autant que possible que des règles cohérentes soient appliquées à l'ensemble des points d'interconnexion français, c'est pourquoi la CRE a demandé à GRTgaz dans sa délibération du 13 février 2014 d'étudier les modalités et risques associés à la mise en œuvre du code de réseau au point de Dunkerque, avec la Norvège.

Une partie des capacités sont allouées sur des pas de temps courts dans le but de permettre à de nouveaux entrants d'accéder au gaz norvégien. Ainsi, seuls 80% de la capacité ferme et 80% de la capacité interruptible annuelle peuvent être alloués à un horizon de temps supérieur à un an. Les capacités pluriannuelles sont proposées lors de deux ventes par guichet (*Open Subscription Period* ou OSP), organisées l'une en septembre de l'année gazière précédente et l'autre en février de l'année gazière en cours.

⁴⁸ Ce rapport est disponible et téléchargeable sur le site de la CRE à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/les-interconnexions-electriques-et-gazieres-en-france>. Un extrait du rapport, intitulé « Les interconnexions électriques et gazières en France, un outil au service de la construction d'un marché européen intégré » est disponible dans la partie 2.1.4.

⁴⁹ Conformément aux dispositions du code CAM, les points physiques de Larrau et Biriadou ont été rassemblés en un point virtuel d'interconnexion, le VIP PIRINEOS. Depuis décembre 2015, les capacités techniques du VIP PIRINEOS ont augmenté de 60 GWh/j fermes dans le sens Espagne vers France, et de 60 GWh/j interruptibles dans le sens France vers Espagne. Les capacités techniques seront donc portées à 225 GWh/j dans les deux sens.

Les capacités restées invendues au terme de l'OSP long terme viennent s'ajouter au 20% de capacités réservées à des souscriptions de produits d'une maturité d'un an dans le cadre d'une vente par guichet.

Les capacités annuelles restées invendues au terme de cette OSP sont attribuées suivant la règle du premier arrivé, premier servi jusqu'au dernier jour du mois M-2 avant la livraison. Une OSP est ensuite organisée en M-2 pour attribuer les capacités mensuelles. En cas d'invendus, ces capacités sont attribuées selon une règle de premier arrivé jusqu'au 15^{ème} jour du mois M-1.

Les capacités journalières sont attribuées suivant le principe du premier arrivé-premier servi à partir du 20^{ème} jour du mois précédent la livraison. Enfin, GRTgaz commercialise aux enchères chaque jour les capacités fermes quotidiennes restant disponibles.

Depuis 2011, le taux annuel moyen de réservation des capacités au point de Dunkerque est proche de 100%.

3.1.4.2 Les règles de gestion des congestions

La CRE a publié le 27 juin 2013 une délibération introduisant au 1^{er} octobre 2013 les mécanismes de gestion de la congestion prévus dans l'annexe I au règlement (CE) n° 715/2009. Les discussions se poursuivent au niveau de chaque point frontière afin d'assurer une plus grande convergence des mécanismes en place et de favoriser leur efficacité, plus particulièrement pour les produits groupés.

Six mécanismes de gestion de la congestion sont en vigueur depuis le 1^{er} octobre 2013 sur les points d'interconnexion transfrontaliers des réseaux de GRTgaz et TIGF : le mécanisme des capacités restituables (Dunkerque), le mécanisme Use it and Buy-it (Dunkerque, Taisnières H et B, Obergailbach, Oltingue, PIRINEOS), le mécanisme UIOLI long terme (Dunkerque, Taisnières H et B, Obergailbach, Oltingue, PIRINEOS), la surréservation et le rachat de capacités (Taisnières H et Obergailbach), la restitution de capacités (à Dunkerque, Taisnières H et B, Obergailbach, PIRINEOS, Oltingue et Jura) et le marché secondaire de capacité, en place pour tous les points.

Concernant l'application du mécanisme de surréservation et rachat à l'interconnexion avec l'Espagne, il avait été décidé de ne pas appliquer le mécanisme à ce stade en raison du peu de visibilité sur l'utilisation du point (conséquence des renforcements de capacités récents) mais aussi du niveau de congestion physique observé dans le sens France vers Espagne. Cependant, compte tenu des taux de souscription des capacités et de la baisse des flux physiques, Enagas et TIGF prévoient une mise en œuvre de ce mécanisme en 2017.

3.1.4.3 Le développement des interconnexions françaises

a. Le renforcement des capacités transfrontalières

o *L'interconnexion avec l'Espagne*

À la suite des *Open season* 2013 et 2015, TIGF a réalisé les investissements nécessaires à l'augmentation des capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne. Depuis décembre 2015, les capacités fermes d'interconnexion s'élèvent ainsi à 165 GWh/j dans le sens France vers Espagne et 225 GWh/j dans le sens Espagne vers France.

Les engagements des expéditeurs n'ayant pas été suffisants, l'appel au marché 2015 n'a pas permis de lancer le projet "Midi-Catalogne" (MidCat) de création d'un nouveau point d'interconnexion des réseaux de gaz français et espagnol au Perthus, à l'est des Pyrénées.

Les GRTs français et espagnol (Enagas, TIGF, GRTgaz) ont mené en 2015 une étude sur les investissements qui seraient nécessaires au développement de capacités fermes à hauteur de 230 GWh/j dans le sens Espagne-France et 160 GWh/j dans le sens France-Espagne.

L'étude conclut qu'outre la nouvelle interconnexion proprement dite, il serait nécessaire de renforcer le réseau interne français, notamment via la mise en œuvre des projets Eridan et Est Lyonnais. Le coût total des investissements nécessaires côté français est estimé à plus de 2 milliards d'euros par les GRT. Compte tenu du coût très élevé de tels développements, les gestionnaires de réseaux de transport français et espagnols ont également étudié la nature et le volume de capacités qui pourraient être créés par un ensemble plus réduit d'ouvrages, qui, côté français, comprendrait uniquement le pipeline entre les stations de compression de Barbaira et du Perthus, sur le réseau de TIGF. L'étude commune des GRT conclut que, dans ce cas, seules des capacités interruptibles pourraient être créées.

Au vu des évolutions du marché du gaz depuis quelques années, notamment de la stabilité de la demande et de la surcapacité existante, la CRE considère qu'un certain nombre de conditions doivent être réunies pour que des capacités d'interconnexions supplémentaires avec l'Espagne puissent être développées sans faire peser un

risque trop important sur les consommateurs espagnols et français. Un appel au marché doit tout d'abord être mené par les GRT concernés, conformément aux règles prévues par le règlement (UE) n° 347/2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes et au projet d'amendement au code CAM sur la capacité incrémentale. Cette étape est nécessaire pour assurer qu'il existe un besoin du marché pour une telle infrastructure, et que tout ou partie de son coût peut être financé par les réservations de capacités des acteurs de marché. Si le résultat de l'appel au marché est négatif, la décision de lancer le projet ne saurait être prise sans études coûts-bénéfices solides. Ces études devront notamment identifier et quantifier les bénéfices pour chacun des pays concernés et pour l'Union européenne, et organiser le financement du projet en relation avec ces bénéfices, conformément à la démarche de partage transfrontalier des coûts prévue pour les projets d'intérêt commun européens.

- ***L'interconnexion avec la Belgique***

La décision finale d'investissement pour le terminal de Dunkerque LNG prise en juin 2011 a conduit au déclenchement d'investissements significatifs sur le cœur de réseau de GRTgaz, dont l'arc de Dierrey. Fin 2015, la nouvelle interconnexion d'Alveringem (270 GWh/j) a ainsi été mise en service. Elle permet d'exporter vers la Belgique du gaz non odorisé importé depuis le terminal GNL de Dunkerque ou depuis le point d'entrée depuis les champs norvégiens, ce qui permettra de renforcer la contribution du GNL dans l'approvisionnement de l'Europe du Nord-ouest et la sécurité d'approvisionnement.

- ***L'interconnexion avec la Suisse et l'Italie***

Dans sa délibération du 17 décembre 2014, la CRE a approuvé le budget pour la création de 100 GWh/j de capacités à l'interconnexion franco-suisse, à Oltingue. Ces capacités doivent entrer en service au 1^{er} octobre 2018.

- ***L'interconnexion avec l'Allemagne***

Dans l'objectif du renforcement du corridor Sud-Nord en Europe de l'Ouest, la possibilité de créer 100 GWh/j de capacités fermes de sortie vers l'Allemagne à Obergailbach est étudiée par GRTgaz. Cependant, les différences entre les pratiques d'odorisation du gaz en France et en Allemagne empêchent les flux physiques et le développement de capacités fermes dans le sens France vers Allemagne. Afin d'étudier la faisabilité de solutions d'odorisation décentralisée sur son réseau, GRTgaz a initié en 2015 des projets pilotes sur les sites de Etroeungt et Bas Lieu, dans le Nord.

- ***L'interconnexion avec le Luxembourg***

Le transporteur luxembourgeois, CREOS, et GRTgaz avaient lancé fin 2010 une consultation publique afin d'évaluer l'intérêt du marché pour des capacités de transport de gaz naturel à long terme de la France vers le Luxembourg, de 9 ou 40 GWh/j, mais la demande des expéditeurs n'avait pas été suffisante pour déclencher la réalisation du projet. En 2015, en raison de la création du marché intégré Belux entre la Belgique et le Luxembourg, CREOS a renoncé à ce projet.

b. L'analyse de la cohérence des plans d'investissement des GRT français avec le plan européen de développement du réseau

L'article L. 431-6, I du code de l'énergie prévoit que les GRT élaborent, après consultation des parties intéressées, un plan décennal de développement de leur réseau tenant compte de l'offre et la demande de gaz existantes, des prévisions raisonnables à moyen terme de développement des infrastructures gazières, des prévisions raisonnables à moyen terme de consommation de gaz et des prévisions raisonnables à moyen terme des échanges internationaux.

Par ailleurs, le plan à dix ans doit tenir compte des hypothèses et des besoins identifiés dans le rapport relatif à la planification des investissements dans le secteur du gaz élaboré par le ministre en charge de l'énergie.

Ce plan doit indiquer aux acteurs de marché les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou mises à niveau durant les dix prochaines années, lister les projets d'investissement déjà décidés, identifier les nouveaux investissements à réaliser dans les trois ans et fournir un calendrier prévisionnel pour tous les projets d'investissement.

En application des dispositions de l'article L.431-6 du code de l'énergie, le plan à dix ans est soumis chaque année à l'examen de la CRE afin que celle-ci puisse s'assurer, d'une part, de la couverture de tous les besoins en matière d'investissements et, d'autre part, de la cohérence du plan soumis avec le plan de développement de

l'ENTSOG. En cas de doute sur ce dernier point, la CRE a la possibilité de consulter l'ACER et peut demander aux gestionnaires de réseaux de transport la modification de leur plan à 10 ans.

La CRE a organisé, du 14 au 30 novembre 2015, une consultation publique sur les plans à dix ans de GRTgaz et de TIGF. Dans sa délibération du 17 décembre 2015, la CRE a demandé aux GRT de présenter régulièrement l'avancement des travaux d'élaboration de son plan à dix ans en Concertation gaz⁵⁰, sans attendre la finalisation du plan et de détailler davantage les impacts de la filière biométhane sur les besoins d'investissements du réseau.

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

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

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

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

Le code de réseau sur l'équilibrage issu du règlement n° 312/2014 du 26 mars 2014 a été mis en œuvre le 1^{er} octobre 2015, il définit un système d'équilibrage commun aux gestionnaires de réseaux de transport européens. Ces derniers sont appelés à équilibrer au mieux leurs injections et sorties de gaz afin d'éviter les écarts. Dans sa délibération du 1^{er} décembre 2011, la CRE avait anticipé la mise en œuvre de ce code et avait approuvé les trajectoires vers le système d'équilibrage proposées par GRTgaz et TIGF. Sur cette base, les gestionnaires de réseaux de transport ont transmis, à l'issue de travaux menés en Concertation Gaz, leurs propositions d'évolution des règles d'équilibrage à la CRE.

Ainsi, dans des délibérations successives de juin 2011 à septembre 2015⁵¹, la CRE a notamment approuvé les évolutions relatives :

- au contenu et à la fréquence des informations mises à disposition des expéditeurs par les gestionnaires de réseaux de transport ;
- aux modalités de règlement des déséquilibres des expéditeurs ;
- aux modalités d'intervention des gestionnaires de réseaux de transport sur le marché pour couvrir leur besoin d'équilibrage, en multipliant les créneaux d'achats-ventes, y compris le week-end ;
- à la fourniture par les gestionnaires de réseaux de transport d'un service de flexibilité basé sur leur stock en conduite ;
- au recours à de l'achat/vente de produits dits « localisés » pour leur équilibrage.

Au vu notamment du développement du marché de gros du gaz à court terme et de la qualité des informations fournies par les gestionnaires de réseaux de transport aux expéditeurs, la CRE a décidé de ne pas mettre en œuvre les éventuelles mesures provisoires rendues possibles par le code de réseau. Ainsi le système cible d'équilibrage a été mis directement en place depuis plusieurs mois et n'a pas présenté de problème dans son fonctionnement.

⁵⁰ Présidé par GRTgaz et TIGF, le groupe Concertation gaz permet de recueillir des éléments de compréhension sur l'évolution du marché français du gaz naturel dans son ensemble et d'alimenter les réflexions prospectives sur le sujet.

⁵¹ Délibérations des 21 juin et 20 septembre 2012, du 5 février 2013, du 4 avril 2014, et des 15 janvier et 10 septembre 2015

3.2 La concurrence et le fonctionnement du marché du gaz

3.2.1 Le marché de gros

3.2.1.1 Le bilan du système gazier

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 (31 %), les Pays-Bas (18 %), l'Algérie (16 %) et la Russie (15 %). En ce qui concerne la part des fournisseurs alternatifs dans les exportations, celle-ci est augmentée par rapport à 2014, passant de 70 % à 74 % en 2015.

Le tableau ci-dessous présente les importations, les exportations et la production par zone de GRT mesurées au cours de l'année 2015.

Tableau 22 : Importations, exportations, et production de gaz par zone			
Quantités en TWh	Ensemble de fournisseurs	Fournisseurs alternatifs	
Flux de gaz, par zones de GRT (y compris les transits et les exportations)			
Zone GRTgaz			
Importations	514,22	213,29	41%
dont importations terrestres	449,21	213,17	47%
dont Gaz naturel liquifié	65,00	0,12	0%
Exportations	35,24	26,06	74%
Production	0,25		0%
Zone TIGF			
Importations depuis zones GRTgaz	7,09	5,74	81%
Importations depuis l'Espagne	5,57	5,56	100%
Exportations vers l'Espagne	36,80	14,82	40%
Production	0,00	0,00	-

Source : GRTgaz, TIGF - Analyse CRE

Les deux fournisseurs historiques, GDF Suez et Total, assurent à eux deux une part importante des importations. En 2015, les trois principaux importateurs ont représenté 78 % des volumes importés. Le nombre d'expéditeurs ayant réalisé des importations est passé de 46 en 2014 à 44 en 2015.

La majeure partie du négoce sur le marché de gros du gaz en France se matérialise par des échanges aux PEG, mis en place au début de l'année 2004. 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.

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. Par ailleurs, la CRE a donné des orientations pour la création d'un PEG unique en France à l'horizon 2018 dans sa délibération du 7 mai 2014.

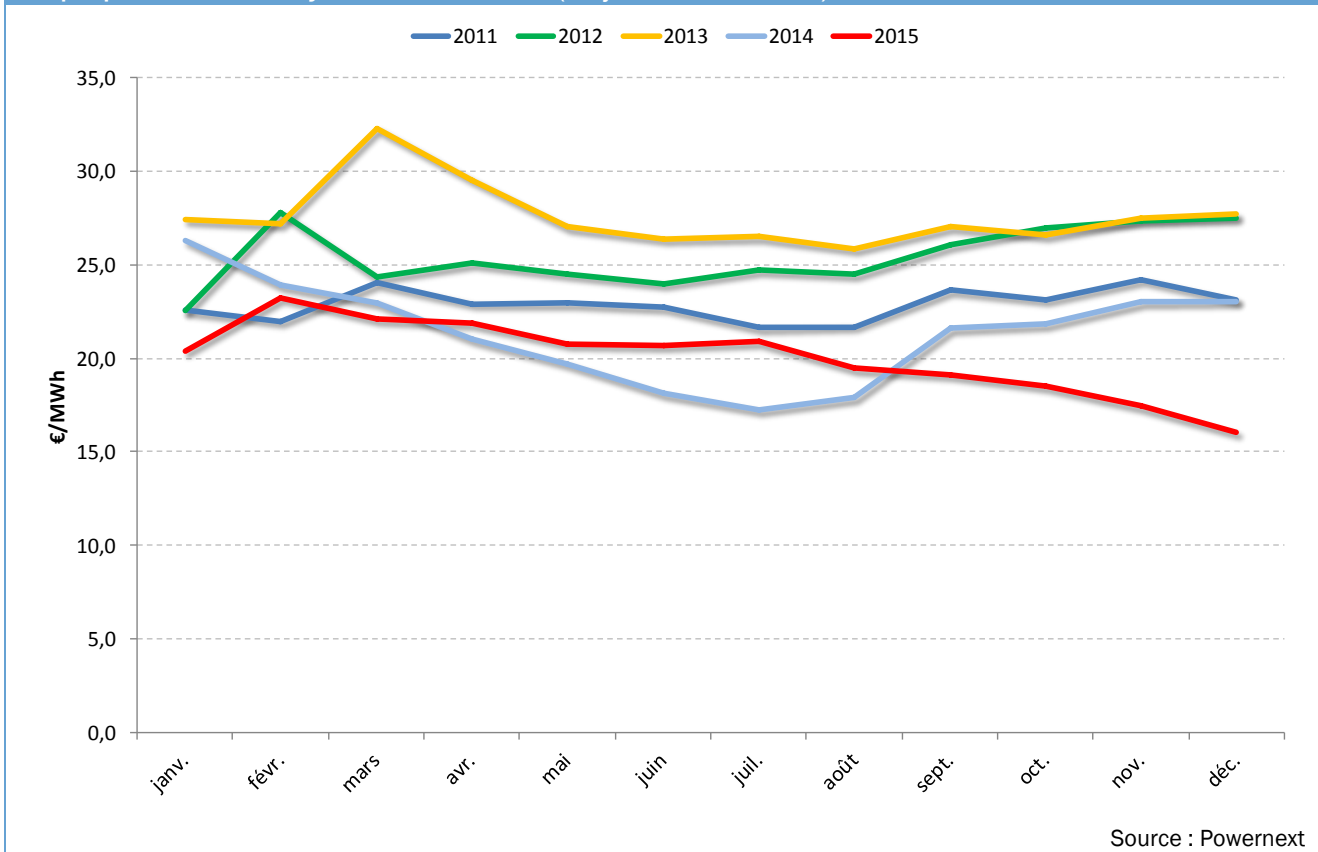
3.2.1.2 Évolution des prix *day-ahead* sur le marché de gros du gaz

Les prix de gros du gaz en France sont disponibles publiquement sur le site web de la plateforme de négociation Powernext. 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 Powernext. La méthodologie de calcul de ces indices est également disponible publiquement.

Les prix *day-ahead* au PEG Nord ont enregistré une baisse de 6,2 % au cours de l'année 2015 et se sont établis en moyenne à 20,1 €/MWh contre 21,4 €/MWh en 2014. L'année 2015 a été marquée par une tendance de baisse générale des prix des matières premières et par une période hivernale relativement douce, ce qui a accentué la baisse de prix à la fin de l'année.

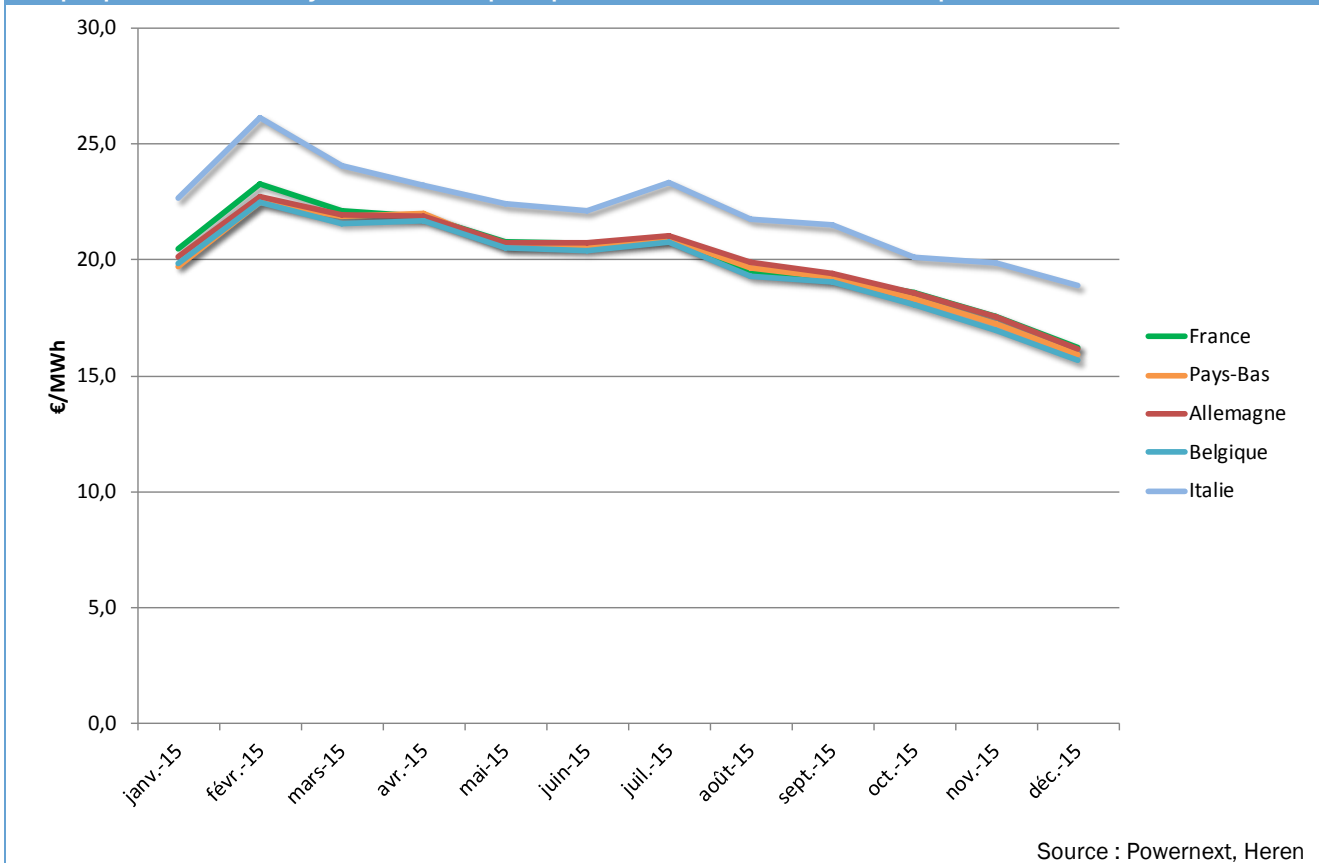
Graphique 19 : Prix du *day-ahead* au PEG Nord (moyennes mensuelles)



En 2015, la consommation française a progressé de 8 % par rapport à 2014. Cette hausse de consommation est observée à la fois sur les clients raccordés au réseau de distribution (+ 7 %) ainsi que sur les clients directement raccordés au réseau de transport (+ 10 %). 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 7,7 TWh à 20,7 TWh).

Les prix des principaux hubs du Nord-Ouest de l'Europe ont suivi en 2015 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.

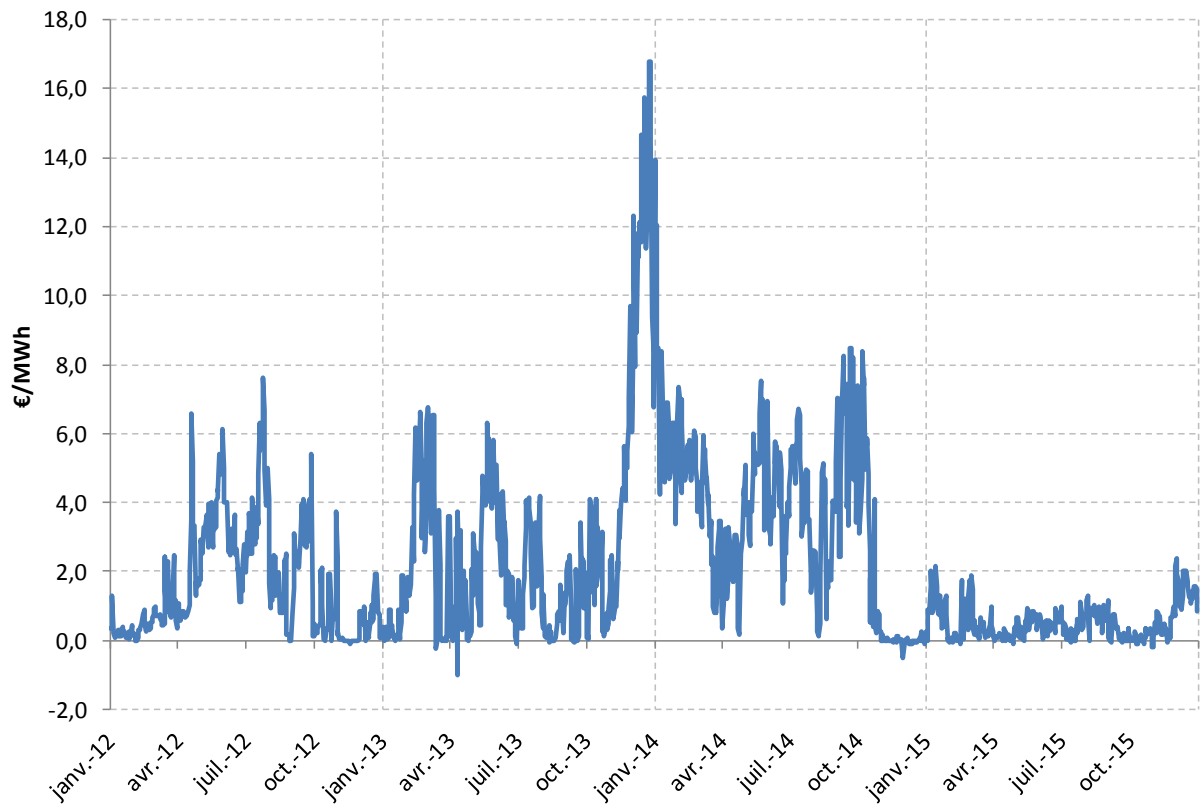
Graphique 20 : Prix du *day-ahead* sur les principaux hubs du nord-ouest de l'Europe



L'écart de prix *day-ahead* entre le PEG Nord et le TRS a fortement diminué en 2015. En moyenne sur l'année, ce différentiel de prix s'est établi à 0,53 €/MWh, contre 3,53 €/MWh en 2014.

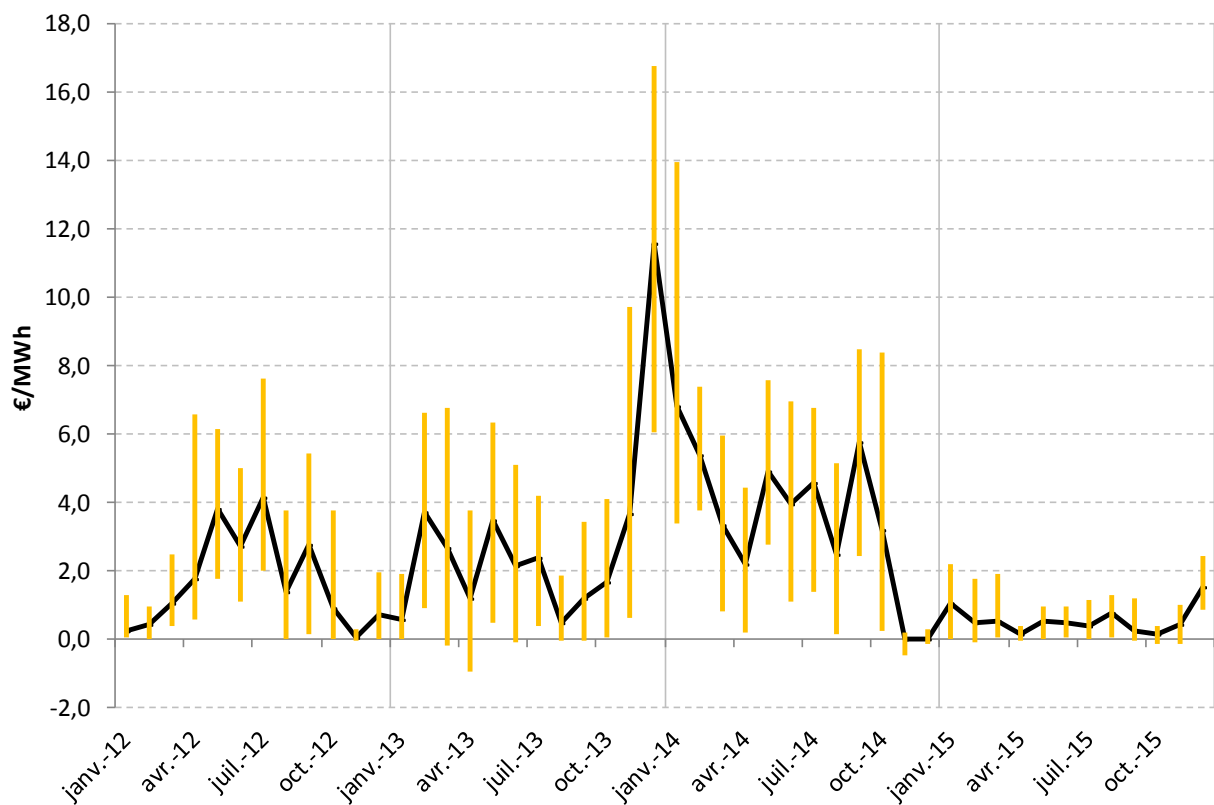
Cet écart avait fortement augmenté entre 2012 et 2014 dans un contexte de tension structurelle affectant l'approvisionnement du sud de la France. Cette tension avait atteint des sommets sur la fin de l'année 2013 suite à la saturation de la liaison Nord-Sud de GRTgaz, une baisse des émissions des terminaux méthaniers situés à Fos-sur-Mer, et des exportations très élevées vers l'Espagne. Depuis fin octobre 2014, la tension s'est relâchée du fait de l'amélioration des conditions d'approvisionnement en GNL et d'un niveau de stock satisfaisant.

Graphique 21 : Écart 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 2015, le nombre d'acteurs actifs sur les plateformes de Powernext a été de 55 pour le segment spot et de 39 pour le segment futures (contre 54 et 38, respectivement, en 2014).

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 2015, 66 acteurs ont effectué des échanges par l'intermédiaire des courtiers (contre 61 en 2014).

Entre 2014 et 2015, les volumes échangés sur les marchés intermédiés ont augmenté sur le segment spot mais ont diminué sur le segment à terme. Les échanges sur le segment spot ont représenté près de la moitié du volume total négocié. Les échanges par l'intermédiaire de Powernext ont continué à progresser en 2015 (de plus de 25 %) et représentaient près de 70 % de l'activité de ce segment. En revanche, les échanges de produits à terme sur Powernext ont diminué en 2015 et l'essentiel de l'activité sur ce segment reste dominé par les courtiers (près de 84 % des échanges).

Tableau 23 : Volumes échangés sur les marchés intermédiés

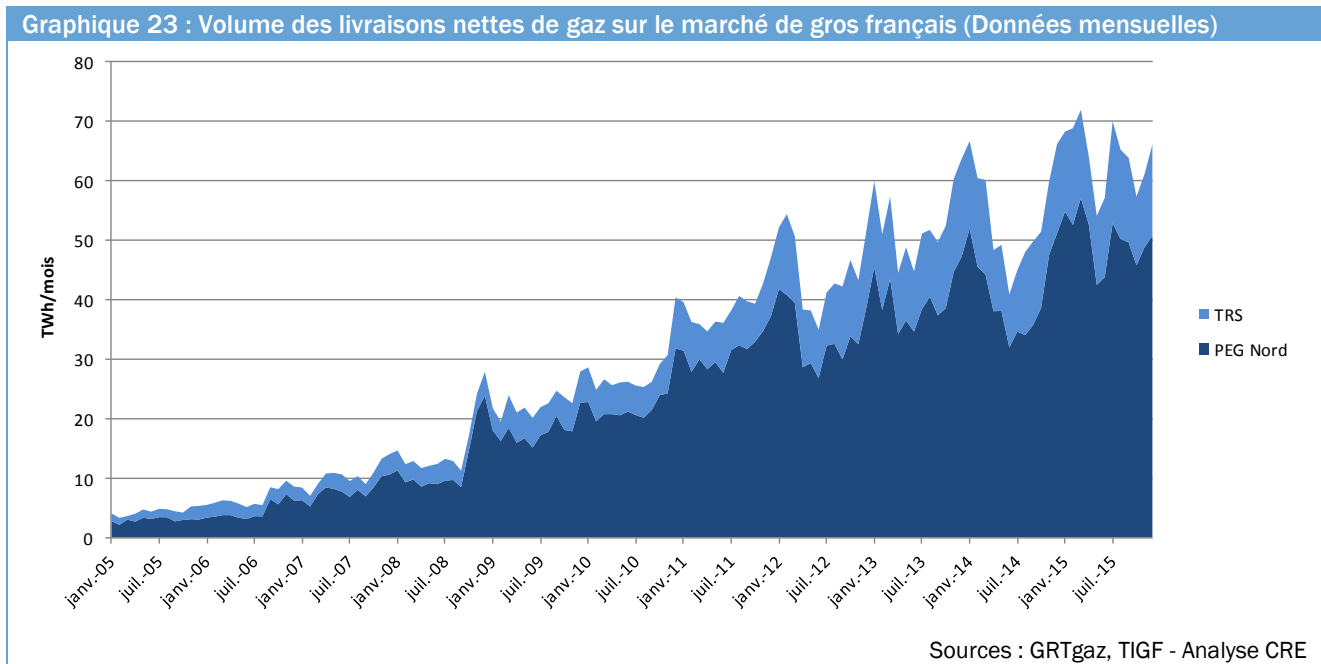
Volumes échangés (TWh)	2014	2015	Variation	
			En pourcentage	En valeur
Marché spot	148,9	167,5	13%	18,6
Intraday	15,8	18,4	17%	2,6
Day Ahead	87,8	95,3	9%	7,6
Bourse	92,9	116,7	26%	23,8
Broker	56,0	50,8	-9%	-5,2
Marché à terme	310,2	220,9	-29%	-89,3
M+1	97,4	67,9	-30%	-29,5
Q+1	32,4	25,5	-21%	-6,9
Y+1	12,4	14,2	14%	1,8
Bourse	39,8	35,6	-11%	-4,2
Broker	270,4	185,3	-31%	-85,1

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 2015, 768 TWh ont été livrés aux PEG, contre 646 TWh en 2014 et 635 TWh en 2013. 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 26 % du total échangé en 2015.



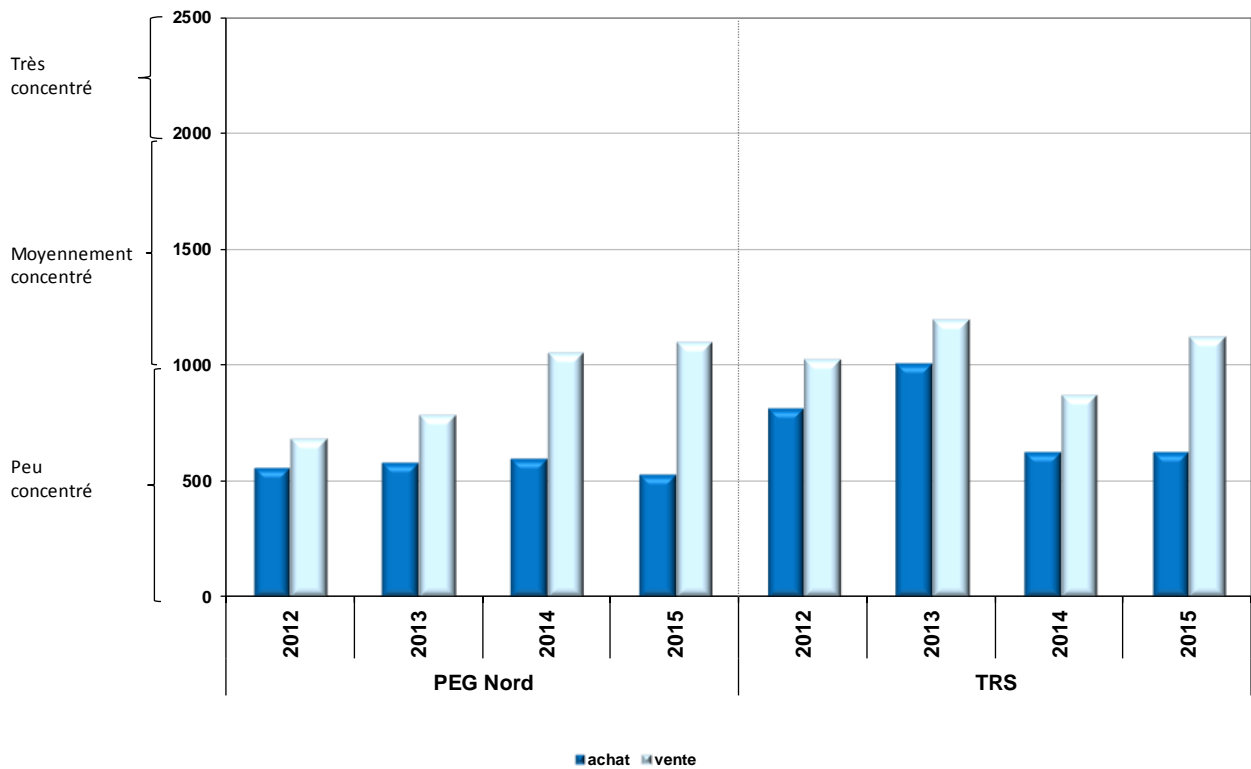
3.2.1.5 Niveau de concentration du marché français

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 reste la place de marché la moins concentrée en France et affiche des niveaux de concentration caractéristiques d'un marché où la concurrence est bien développée. Cette faible concentration reflète la liquidité plus importante du 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.

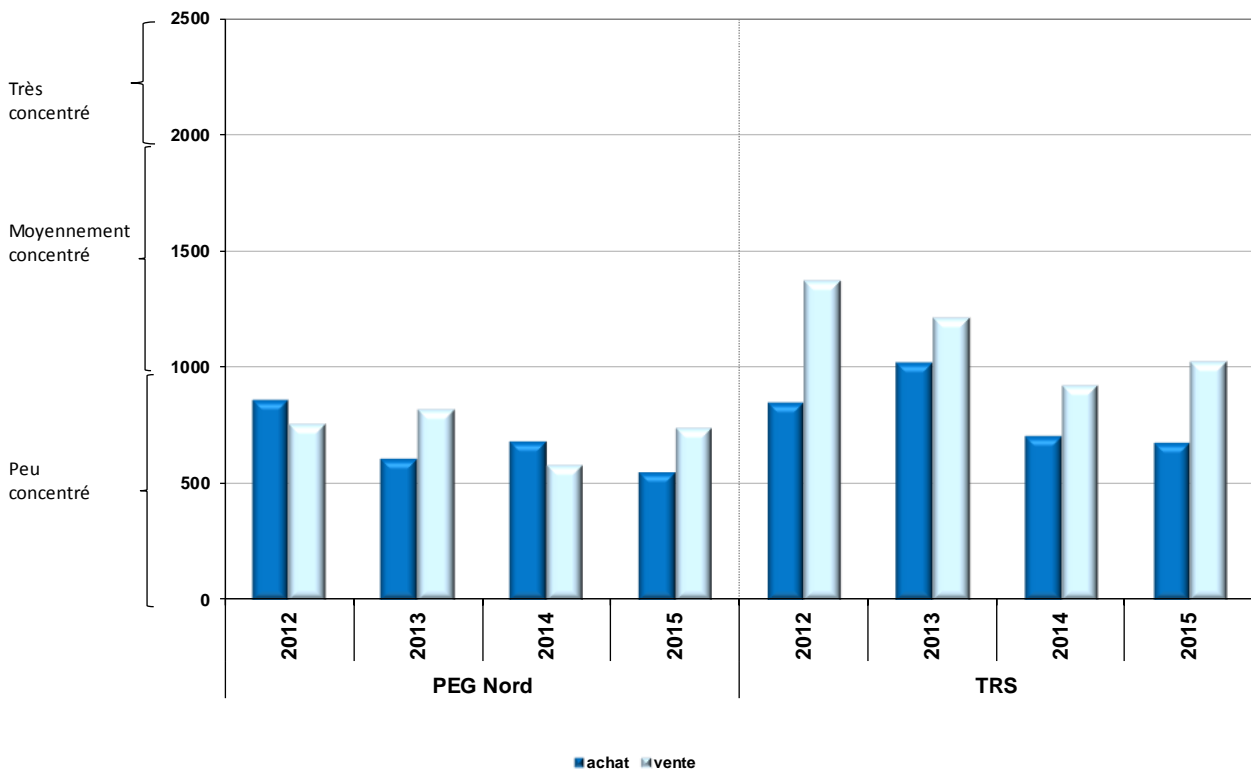
La liquidité au TRS continue à se développer, notamment sur le segment *spot*. Les niveaux de concentration de la TRS sur le segment sur le segment sont restés à des niveaux comparables à ceux du PEG Nord en 2015. Ces niveaux sont caractéristiques de marchés relativement peu concentrés. Sur le segment à terme, le niveau de concentration sur le TRS est resté stable par rapport à 2014.

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

3.2.1.1 La surveillance du marché de gros

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 8ème édition portant sur l'année 2014 et le premier semestre de l'année 2015 a été publiée en novembre 2015⁵².

3.2.2 Le marché de détail

3.2.2.1 État des lieux

a. Les consommateurs

L'ensemble du marché représentait au 31 décembre 2015, 11,4 millions de sites et une consommation annuelle de gaz naturel d'environ 444 TWh.

Tableau 24 : Répartition des consommateurs finals par type de site au 31 décembre 2015

Nombre de sites	
Sites résidentiels	10 628 000
Sites non résidentiels	664 000

Source : Données GRD, GRT – Analyse CRE

Tableau 25 : Répartition de la consommation annuelle des consommateurs finals au 31 décembre 2015

Consommation 2015 en TWh	
Sites résidentiels	122
Sites non résidentiels	322

Source : Données GRD, GRT – Analyse CRE

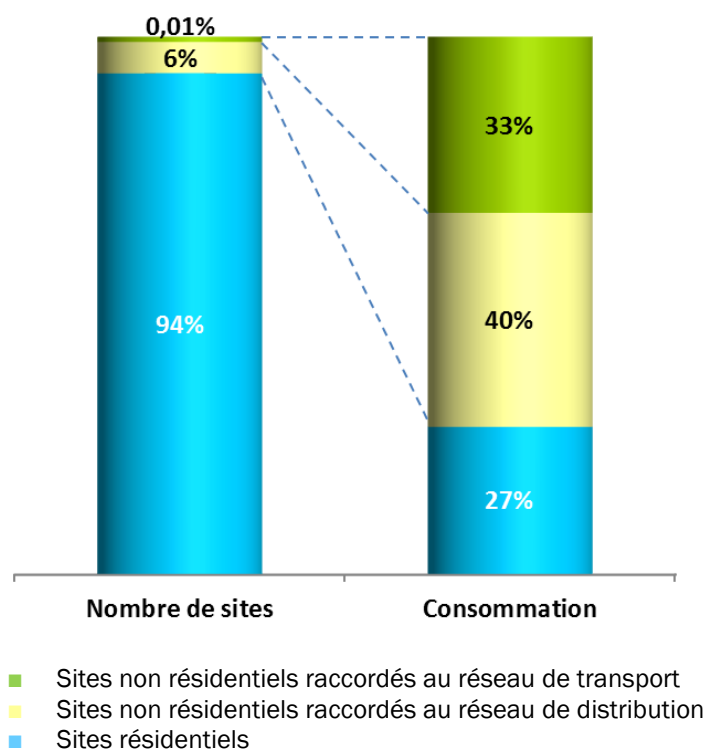
L'ouverture du marché résidentiel à la concurrence s'est poursuivie en 2015. Au 31 décembre 2015, les fournisseurs alternatifs disposaient d'un portefeuille de 2 097 000 clients résidentiels sur un total de 10,6 millions, les fournisseurs historiques se partageant le reste du marché. 4 360 000 sites résidentiels étaient en offre de marché (dont 48 % chez un fournisseur alternatif), soit une augmentation de 908 000 sites sur l'année 2015 (+26 %) correspondant à 76 000 sites supplémentaires en moyenne par mois en offre de marché. Néanmoins, les consommateurs qui souscrivent une offre de marché privilégient les fournisseurs historiques : 65 % des sites résidentiels ayant souscrit une offre de marché en 2015 sont allés chez un fournisseur historique.

L'ouverture à la concurrence du marché non résidentiel a continué de progresser à un rythme soutenu en 2015 en raison notamment de la fin de l'éligibilité aux tarifs réglementés d'une partie des consommateurs de gaz naturel au 1^{er} janvier 2016. Au 31 décembre 2015, on comptait ainsi 235 000 clients non résidentiels chez les fournisseurs alternatifs sur un total de 664 000. Par ailleurs, 545 000 sites non résidentiels avaient souscrit une offre de marché, dont 43 % chez un fournisseur alternatif. Le nombre de sites non résidentiels en offre de marché a ainsi augmenté de 36 % sur l'année 2015.

Sur le marché du gaz résidentiel, les tarifs réglementés restent prépondérants avec 59 % des sites et de la consommation, malgré une nette amélioration de l'ouverture à la concurrence au cours de l'année 2015. A l'inverse, sur le segment non résidentiel, les tarifs réglementés ne représentent plus que 18 % du nombre de sites et 1 % de la consommation totale. En particulier, la totalité des grands sites raccordés au réseau de transport sont en offre de marché.

⁵² <http://www.cre.fr/marches/marche-de-gros/rapports-sur-le-fonctionnement-des-marches-de-gros>

Graphique 26 : Typologie des sites de fourniture de gaz au 31 décembre 2015



Source : Données GRD, RTE, fournisseurs – Analyse CRE

b. 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.

Les consommateurs concernés devaient souscrire un contrat en offre de marché auprès du fournisseur de leur choix avant ces dates. Les consommateurs qui ne l'avaient pas fait ont basculé automatiquement sur une offre par défaut, dit offre transitoire, à prix fixe majoré pour une durée maximale de six mois.

La première étape de suppression des tarifs réglementés de vente de gaz naturel a concerné un nombre limité de sites, la concurrence étant déjà bien établie pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport. Au mois d'avril 2014, seuls 6 % des sites, représentant seulement 0,4 % des volumes, étaient encore aux tarifs réglementés sur le réseau de transport.

La deuxième étape, du 1^{er} janvier 2015, concernait environ 56 000 sites, représentant une consommation annuelle de 42 TWh. Les sites concernés par cette deuxième échéance étaient notamment des établissements scolaires, des bâtiments hospitaliers, maisons de retraite, supermarchés, bureaux, sites industriels, bâtiments administratifs ou grandes copropriétés.

Au 1^{er} janvier 2015, 17 000 sites ont basculé automatiquement dans l'offre transitoire d'Engie pour une durée de 6 mois (prix majoré entre 1 et 3 % par rapport aux tarifs réglementés). Au 1^{er} juillet 2015, 3 250 sites ont basculé pour une période de 3 mois supplémentaires, au maximum, chez GRDF dans le cadre du dispositif temporaire mise en place par la CRE pour éviter une interruption d'alimentation en gaz naturel.

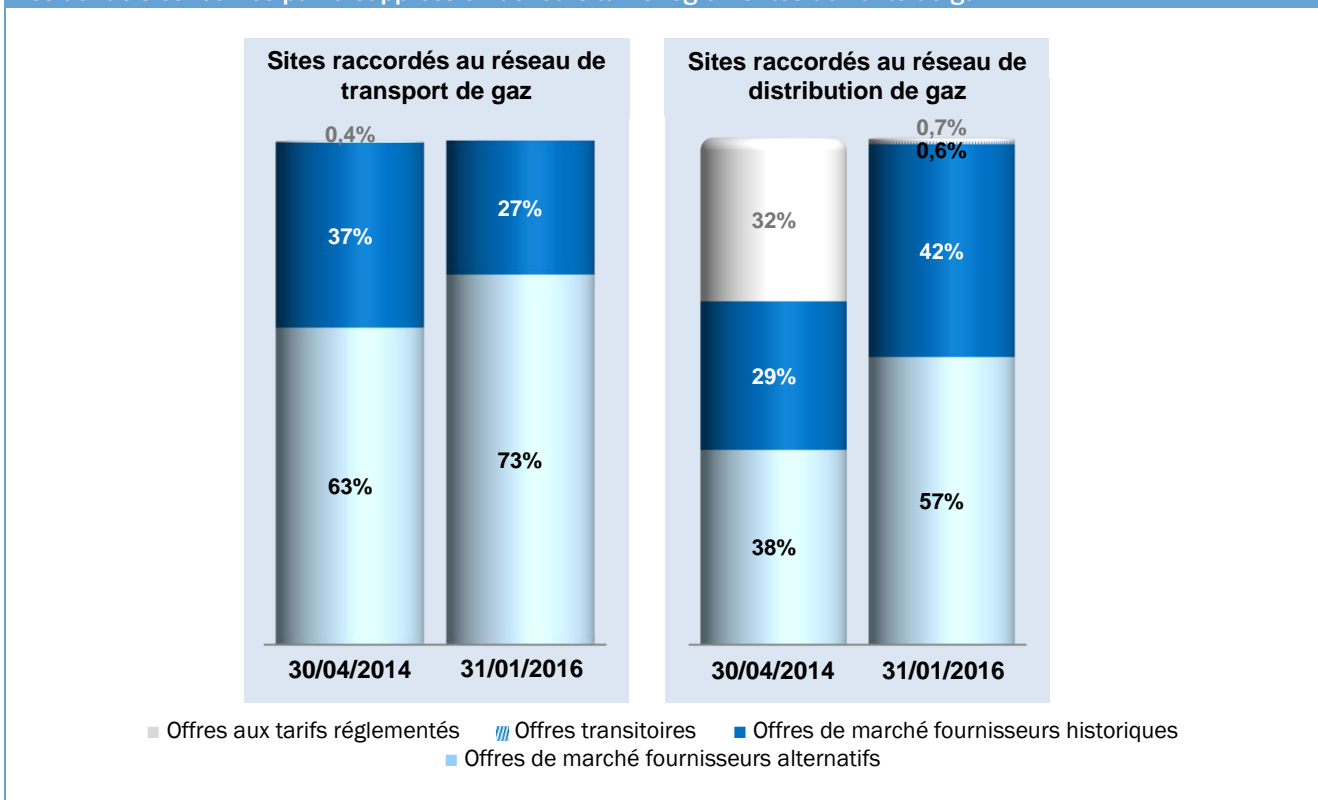
La dernière étape de suppression des tarifs réglementés de vente, au 1^{er} janvier 2016, a été la plus importante en nombre de clients concernés : 108 000 sites. Cette échéance portait sur les consommateurs non domestiques

de gaz consommant plus de 30 MWh/an (restaurants, bureaux, ateliers, supermarchés de petite surface ou de copropriété de taille moyenne. La suppression des tarifs réglementés de gaz au 1^{er} janvier 2015 a été une première expérience qui a permis de sensibiliser les consommateurs concernés par la dernière étape fixée au 1^{er} janvier 2016, ce qui a limité le nombre de clients en offre transitoire.

Au 1^{er} janvier 2016, 17 000 sites ont basculé en offre transitoire en gaz naturel, soit autant qu'au 1^{er} janvier 2015, alors que deux fois plus de sites étaient concernés par cette dernière étape.

La suppression des tarifs réglementés a accéléré l'ouverture à la concurrence. Au 1^{er} janvier 2016, seul 1 % de la consommation disposait encore d'un tarif réglementé de vente sur le segment non résidentiel. La part de marché des fournisseurs alternatifs a sensiblement progressée sur le segment non résidentiel pendant cette période : +10 points sur le réseau de transport et +19 points sur le réseau de distribution, pour s'établir respectivement à 73 % et 57 % des volumes au 31 janvier 2016.

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



Pour éviter des coupures massives de gaz aux consommateurs professionnels n'ayant pas souscrit un contrat en offre de marché au terme des délais de l'offre transitoire, la CRE s'est prononcée en faveur d'un dispositif d'appel d'offres dont l'organisation lui a été confiée par l'ordonnance n° 2016-129 du 10 février 2016. Ainsi, les sites sans contrat au 1^{er} juillet 2016 seront alimentés par un fournisseur désigné par la CRE à l'issue de l'appel d'offres lancé le 17 mars 2016. Au 10 mai 2016, environ 10 500 sites en gaz (sur 108 000) étaient encore en offre transitoire.

L'appel d'offres a été élaboré pour inciter les clients à quitter l'offre transitoire et choisir une offre de marché, tout en garantissant la continuité de leur fourniture et en évitant toute sur-rémunération des fournisseurs désignés.

c. Les parts de marché – analyse en termes de nombre de sites

Au 31 décembre 2015, la part de marché des fournisseurs alternatifs, rapportée au nombre de sites total, s'élevait à 21 % (soit environ 50 % du volume de consommation total). Ce chiffre masque une réalité disparate sur les différents segments. Ainsi la pénétration des fournisseurs alternatifs est beaucoup plus importante sur le segment des sites non résidentiels (71 % et 54 % de la consommation annuelle respectivement pour les sites raccordés au réseau de transport et de distribution) que sur le segment des sites résidentiels (20 % de la consommation annuelle).

Tableau 26 : Parts de marché des trois fournisseurs historiques les plus significatifs 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
79%	38%	62%	80%

Source : Données GRD, GRT – Analyse CRE

Tableau 27 : Parts de marché des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs 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
19%	31%	27%	18%

Source : Données GRD, GRT – Analyse CRE

d. Les parts de marché – analyse en termes de volume de consommation

Tableau 28 : Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs en volume sur chaque segment (au 31 décembre 2015)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
49%	29%	44%	80%

Source : Données GRD, GRT – Analyse CRE

Tableau 29: Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs en volume sur chaque segment (au 31 décembre 2015)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
21%	31%	31%	18%

Source : Données GRD, GRT – Analyse CRE

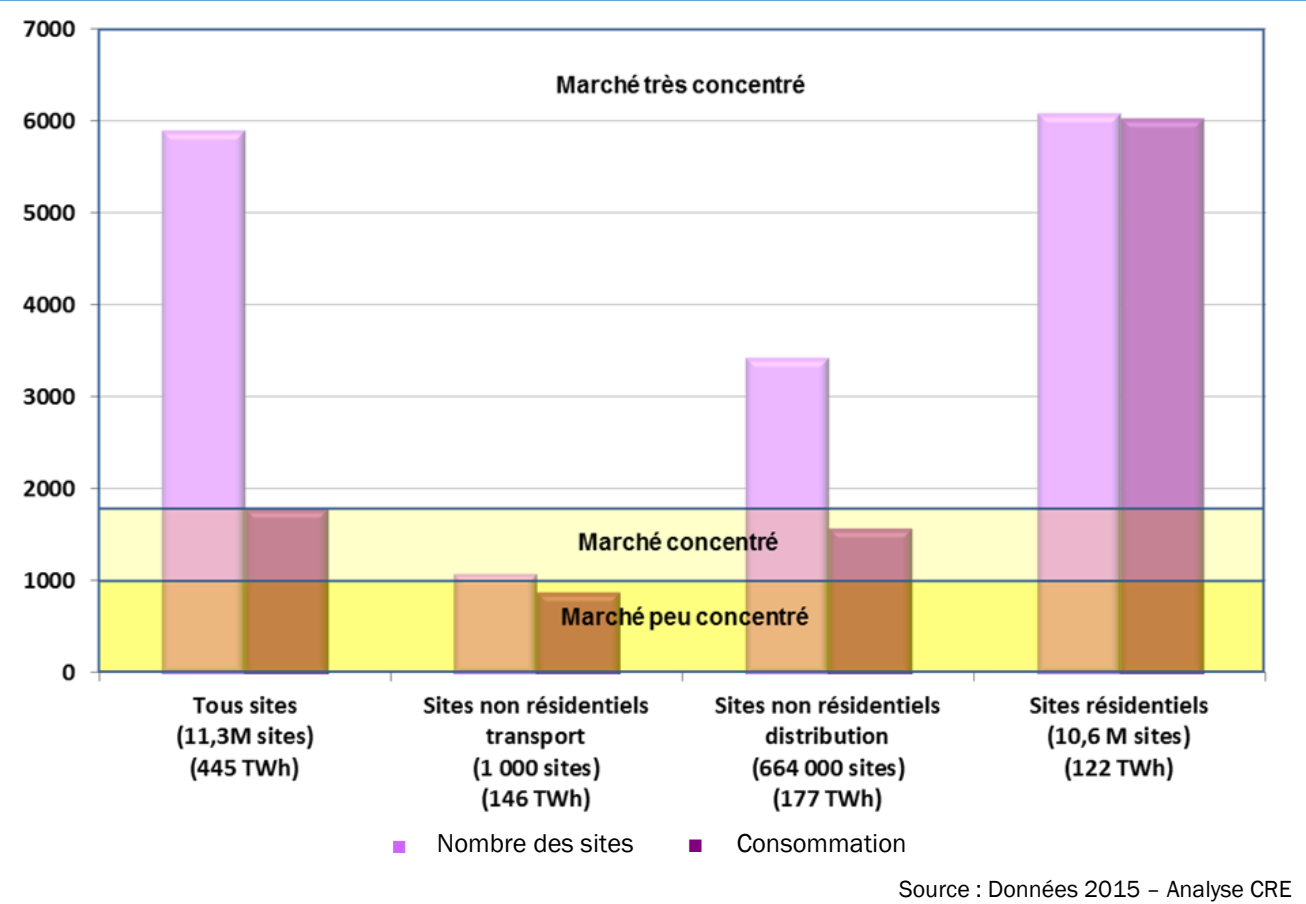
e. La concentration du marché

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) 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 2015, la concentration du marché a nettement diminué, en particulier sur les segments non résidentiels raccordés au réseau de transport et de distribution. La disparition d'une partie des tarifs réglementés de vente a dynamisé ces marchés : les fournisseurs alternatifs ont gagné des parts de marché et de nouveaux acteurs ont émergé.

Le segment des sites non résidentiels raccordés au réseau de transport est désormais un marché peu concentré : l'indice HHI a diminué de 32 % en nombre de sites (respectivement 28 % en volume), Sur le réseau de distribution, l'indice HHI, en volume, est quant à lui passé de 2 400 à 1 600, soit une baisse de 34 %, faisant de ce marché un marché concentré.

Graphique 28 : Niveau de concentration du marché de détail du gaz naturel au 31 décembre 2015



f. Les fournisseurs

Au 31 décembre 2015, sur le marché de détail du gaz naturel, 26 fournisseurs nationaux actifs (soit 2 fournisseurs de plus par rapport à 2014) étaient inscrits dans le moteur de recherche des fournisseurs par code postal en ligne sur le site www.energie-info.fr. Parmi ces fournisseurs, 9 fournisseurs alternatifs proposaient des offres aux clients résidentiels. Sur les zones de desserte des ELD, les fournisseurs alternatifs sont 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.

Graphique 29 : Les fournisseurs nationaux du gaz naturel

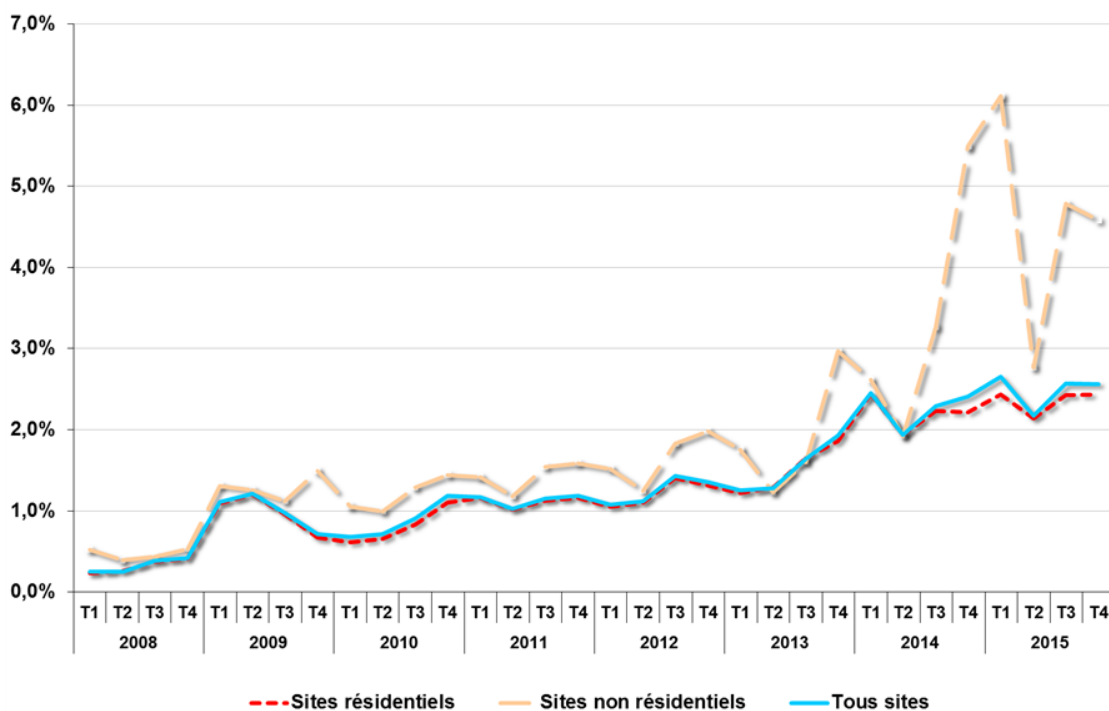


g. Analyse des taux de changement de fournisseur

En 2015, le taux de *switch* a continué de progresser à un rythme soutenu pour les clients non résidentiels, traduisant l'accélération du rythme d'ouverture du marché du gaz naturel engendrée par la disparition des tarifs réglementés de vente de gaz naturel pour une partie des clients professionnels. Sur ce segment, le taux de *switch* annuel s'est élevé à 18,3 % en 2015 contre 13,3 % en 2014. Ce taux élevé traduit également une meilleure information de ces clients sur l'ouverture du marché. Le taux de *switch* est particulièrement élevé au 1^{er} trimestre et au troisième trimestre 2015, concordant avec la forte bascule des clients en offre de marché au 1^{er} janvier 2015, date de suppression d'une partie des tarifs réglementés, et l'arrivée à échéance de l'offre transitoire au 1^{er} juillet 2015.

Sur le segment résidentiel, le taux de *switch* a progressé à un rythme plus modéré. En 2015, le taux de *switch* annuel s'est élevé à 9,4 % contre 8,4 % en 2014.

Graphique 30 : Taux de *switch* trimestriel de 2008 à 2015



Source : CRE

3.2.2.2 Les prix et les offres

a. Les tarifs réglementés de vente de gaz

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture de clients type aux tarifs réglementés de vente de gaz au 31 décembre 2015.

En €/MWh	Client D3	Client I1
Part fourniture	26,8	24,8
Part transport	4,9	5,0
Part distribution	13,8	9,2
Part stockage	3,1	3,1
Facture hors taxes aux tarifs réglementés	48,6	42,0
Prélèvements réglementaires sur les frais de réseaux (CTA)	1,4	0,3
TICGN	2,6	2,6
TVA	9,1	8,7
Facture TTC aux tarifs réglementés	61,7	53,7

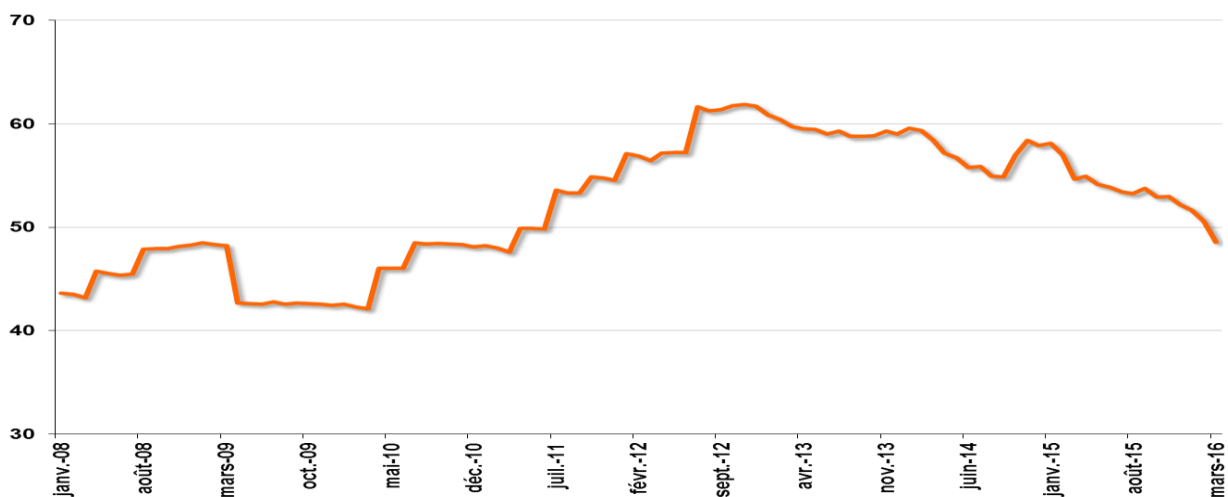
Source : CRE

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.

Les hypothèses de calcul retenues sont les suivantes:

- 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)

Graphique 31 :: Évolution du tarif réglementé de vente de gaz naturel hors taxes en euros constants 2015



Source : CRE

b. Les offres de marché

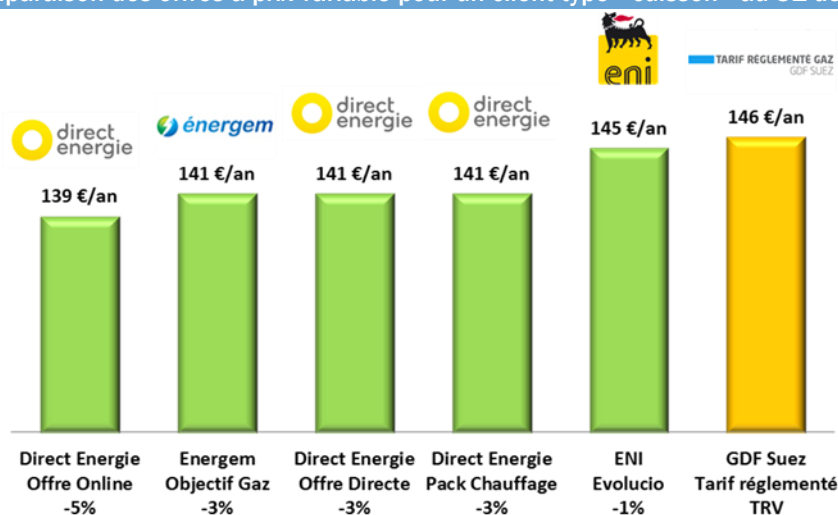
Les offres proposées par les fournisseurs sont comparées ci-dessous dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation annuelle de 750 kWh par an (client dit « Cuisson ») et dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation de 17 000 kWh par an (client dit « Chauffage »), les deux étant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

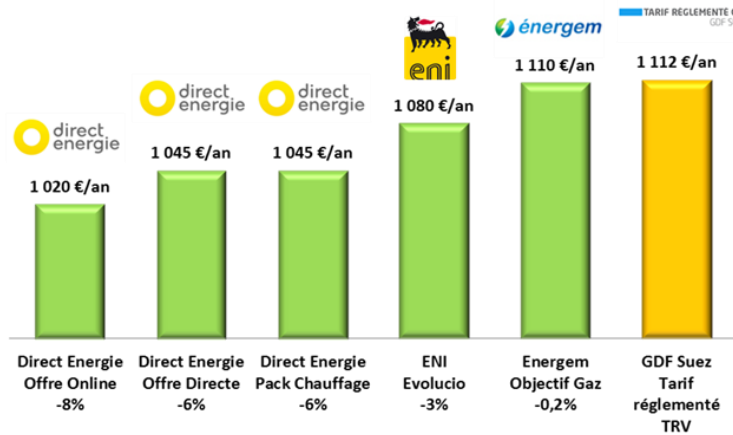
Les factures sont présentées TTC et hors promotion éventuelle.

Graphique 32 : Comparaison des offres à prix variable pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2015



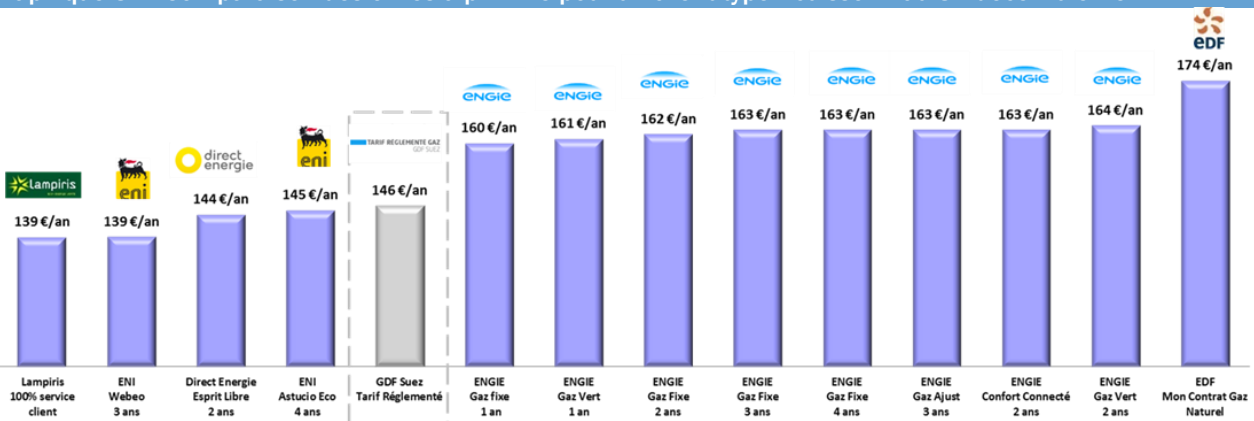
Source : Comparateur d'offre www.energie-info.fr

Graphique 33 : Comparaison des offres à prix variable pour un client type « chauffage » au 31 décembre 2015



Source : Comparateur d'offre www.energie-info.fr

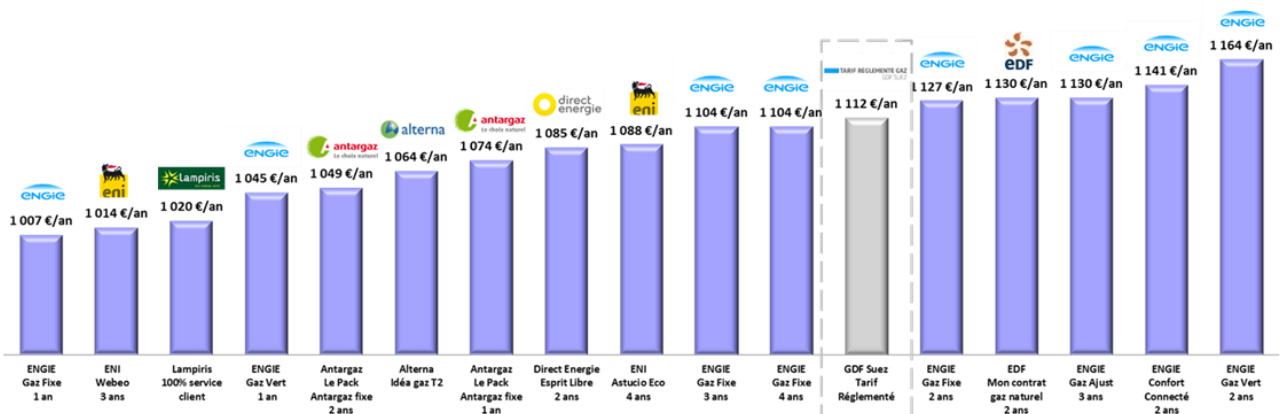
Graphique 34 : Comparaison des offres à prix fixe pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2015



Le niveau du tarif réglementé est présenté à titre indicatif car ayant vocation à évoluer mensuellement.

Source : Comparateur d'offre www.energie-info.fr

Graphique 35 : Comparaison des offres à prix fixe pour un client type « chauffage » au 31 décembre 2015



Le niveau du tarif réglementé est présenté à titre indicatif car ayant vocation à évoluer mensuellement.

Source : Comparateur d'offre www.energie-info.fr

Les offres à prix variable sont comparées par rapport au tarif réglementé de vente d'Engie (ex GDF Suez). Pour les deux types de clients, l'offre à prix variable la moins chère est proposée par Direct Energie et correspond à un prix annuel 5 % et 8 % inférieur au TRV respectivement pour le client type « cuisson » et le client type « chauffage ».

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

Pour le client type chauffage Engie propose à la fois l'offre la moins chère et l'offre la plus chère. Pour le client type cuisson, l'offre la moins chère est proposée par Lampiris, la plus chère par EDF.

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%⁵³ du gaz consommé en France en 2015 a été importé.

Tableau 31 : Bilan du marché français en 2015, en comparaison avec 2014 (en TWh)

En TWh					
Approvisionnements			Débouchés		
	2014	2015		2014	2015
Déstockage	99.9	119	Stockage	114.8	114
Production	0	0	Exportations	78	61
Importations (gazoducs et terminaux)	521.8	516	Consommations clients finals	416.2	449

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

En 2015, la consommation nette (hors pertes) s'est établie à 449 TWh, ce qui représente une hausse de 8% par rapport à 2014. L'année 2015 figure parmi les plus chaudes jamais observées. La reprise de la demande des centrales électriques au gaz, dont la consommation a été multipliée par 2,6 par rapport à 2014, a permis d'atténuer l'effet climatique sur la demande, ce qui explique la hausse de la consommation totale de gaz en France. Les 12 centrales raccordées au réseau de GRTgaz avaient toutes repris la production fin 2015.

Les quantités de gaz injectées sur le réseau français par gazoducs ont atteint 454 TWh, un niveau stable par rapport à 2014. 62 TWh de gaz sont par ailleurs entrés en France par des terminaux méthaniers, contre 69,6 TWh en 2014 et 86 TWh en 2013, soit une baisse de 28% par rapport à 2013. Les soutirages depuis les stockages ont atteint 119 TWh, soit une hausse de 20% par rapport à 2014.

Concernant les exportations de gaz depuis la France, il est à noter que les flux vers la Suisse à Oltingue, qui avaient baissé d'environ 46% en 2013 par rapport à 2012, sont revenus à leur niveau de 2012, à 29,5 TWh en 2014 et 30 TWh en 2015. Les flux vers l'Espagne, qui avaient augmenté d'environ 40% (49 TWh en 2014 contre 35.2 TWh en 2012) entre 2012 et 2014, ont baissé en 2015 à la faveur d'un retour du GNL dans la péninsule ibérique et d'importations par gazoducs en provenance d'Algérie. Ils se sont établis à 61 TWh en 2015 (-22% entre 2014 et 2015).

a. Hiver 2014-2015

GRTgaz a renouvelé le dispositif d'information et de vigilance mis en place en 2013 (*Winter Outlook*) pour l'hiver 2014-2015, afin de porter à la connaissance des acteurs du marché en France les éventuelles situations de tension qui pourraient apparaître sur son réseau.

⁵³ Source : base de données DGEC Pégase



L'opérateur observait, au début de l'hiver, que le remplissage des stockages, favorisé par un renforcement de la réglementation et des contrôles de son application, suffirait à couvrir les consommations à la pointe de froid au risque 2%, sous réserve que les entrées de GNL par les terminaux de Fos et de Montoir soient suffisantes.

De plus, les dispositions prises par GRTgaz et TIGF pour la répartition des flux vers TIGF dans le cadre de la délibération de la CRE du 30 octobre portant sur les mesures transitoires jusqu'à la fusion des zones (2018) privilégient une alimentation de l'interface capacités à l'interface GRTgaz Sud-TIGF (PIR MIDI) via le Sud-Ouest (2/3 des quantités programmées au PIR MIDI à Castillon contre 1/3 auparavant). Cette nouvelle répartition a permis d'augmenter le niveau de capacité disponible pour la liaison Nord-Sud et le soutirage du point d'interface transport – stockage (PITS) Sud-Atlantique, et de limiter le risque d'occurrence de la congestion Sud-Est. À compter du 1^{er} octobre 2014, GRTgaz a ainsi commercialisé en mensuel 20 GWh/j supplémentaires de capacité ferme sur la liaison Nord-Sud, ce qui a contribué à lever la congestion Nord-Sud.

Enfin, les évolutions du système d'équilibrage au 1^{er} avril 2014 ayant considérablement réduit les tolérances, les déséquilibres de fin de journée ont été exceptionnels.

Cette analyse favorable a été confirmée d'une part par les températures clémentes observées au cours de l'hiver, mais surtout par l'arrivée, dès le mois de novembre, de nombreux cargos GNL aux terminaux de Fos. Portée par la baisse des cours du GNL en Asie, cette tendance s'est poursuivie tout au long de l'hiver.

b. 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 qu'au groupement salin situé en zone GRTgaz sud.

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

Le gaz naturel représente 14% de la consommation française d'énergie primaire et 20% de la consommation d'énergie finale⁵⁴.

On observe une forte modulation saisonnière des consommations de gaz en raison des variations des besoins de chauffage. Le différentiel de consommation entre un mois d'été et un mois d'hiver est de 1 à 6 (consommation de 12 TWh en moyenne en août et de 70 TWh en moyenne en janvier).

En France, 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) ; dans ce scénario, ces baisses sont partiellement compensées par une reprise de la consommation de gaz pour la production d'électricité à partir de 2017-2018. 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. En outre, la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance

⁵⁴ Chiffres clés de l'énergie, édition 2015, Commission générale du développement durable

verte prévoit une réduction de la consommation primaire des énergies fossiles de 30% en 2030 par rapport à 2012.

3.3.2.2 Les capacités de stockage

La capacité de stockage en France s'est élevée à 131,4 TWh en 2015, représentant près de 30% de la consommation française de gaz naturel. La capacité maximale de soutirage des stockages français a atteint 2149,9 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 :

- 99,2 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 ;
- 32,2 TWh (20% de la capacité totale) pour TIGF sur 2 sites en nappes aquifères dans le sud-ouest de la France (zone TIGF).

Graphique 36 : Sites de stockage souterrain de gaz naturel en France

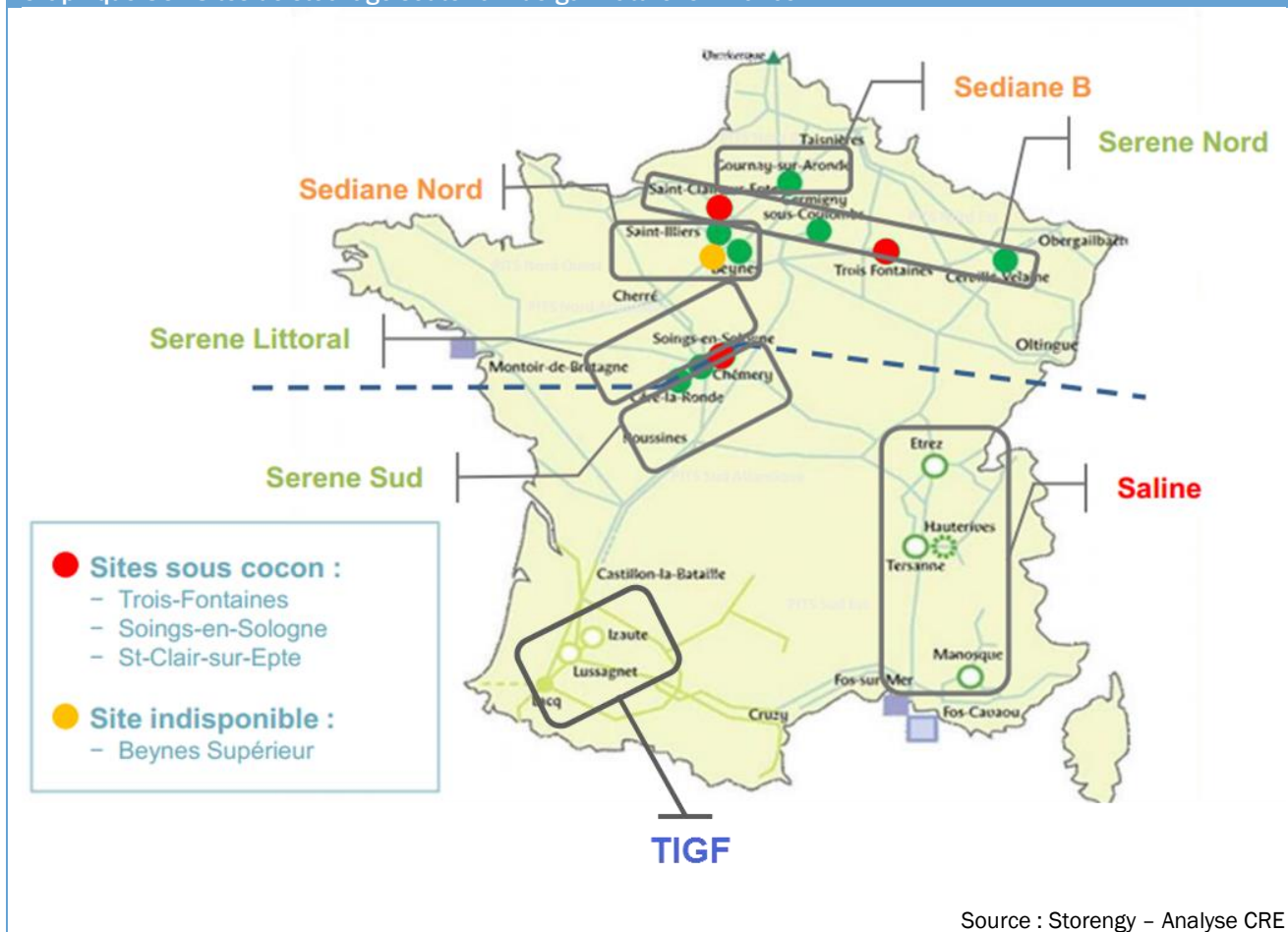


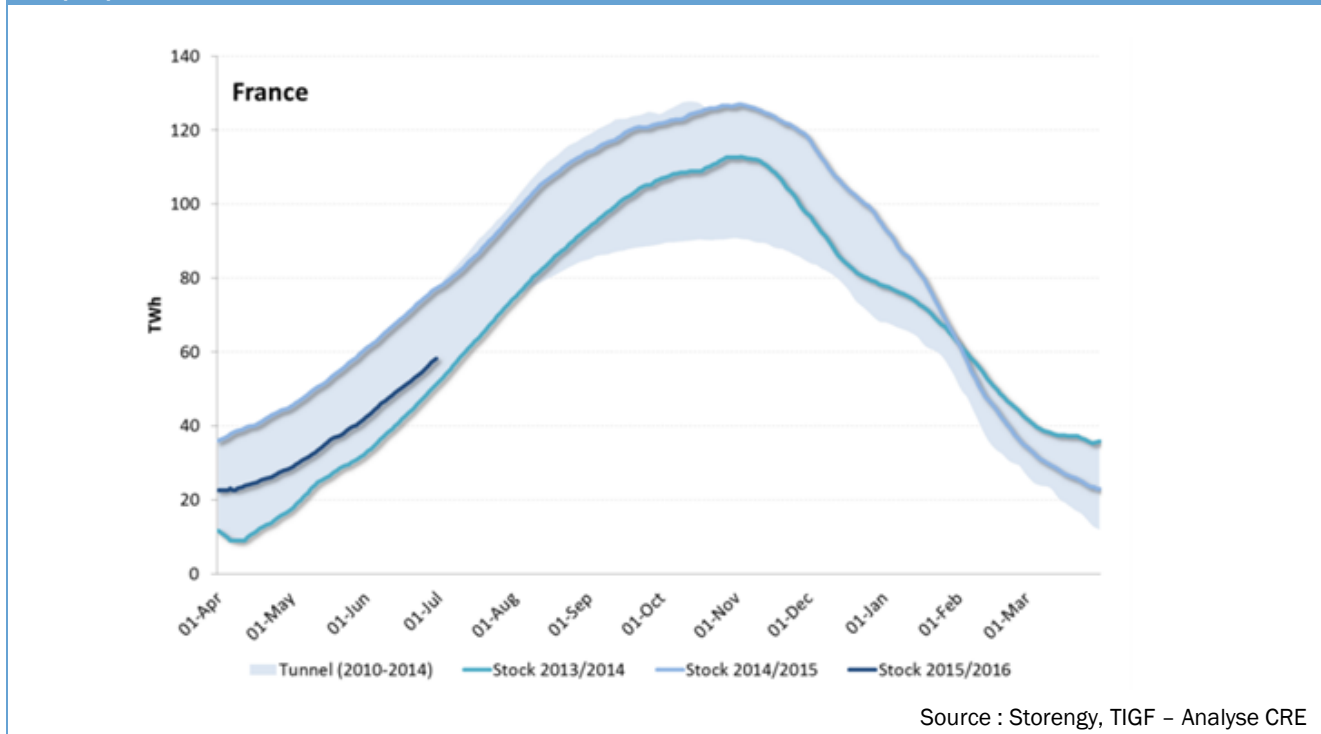
Tableau 32 : Capacités de stockage et d'injection/soutirage 2016/2017

	Capacité TWh	Injection GWh/j	Soutirage GWh/j
Groupement Serene Nord	16,7	153,2	194,5
Groupement Serene Sud, Serene Littoral	48,9	408,8	542,6
Groupement Sediane Nord	11,6	145	269,8
Groupement Sediane B	13,1	93,6	242,6
Groupement Saline	10,9	101,4	571,3
TIGF*	32,6	290,6	561,5

* TIGF propose trois offres de stockage avec des capacités de soutirage et d'injection différentes. Les chiffres présentés sont une somme de ces trois offres.

Source : Storengy et TIGF – Analyse CRE

Graphique 37 : Niveaux de stock



Source : Storengy, TIGF – Analyse CRE

3.3.2.3 Les terminaux méthaniers

a. Les terminaux existants

Depuis 2010, trois terminaux méthaniers sont opérationnels (Fos Tonkin, Montoir-de-Bretagne et Fos Cavaou). Les deux premiers sont gérés par la société Elengy, filiale du groupe GDF Suez. Le terminal de Fos Cavaou est quant à lui géré par Fosmax LNG, détenu par Elengy et Total.

Fos Tonkin, mis en service en 1972, peut recevoir des navires jusqu'à 74 000 m³ et offre une capacité de regazéification de 5,5 Gm³/an. Mis en service en 1980, le terminal de Montoir offre une capacité de regazéification de 10 Gm³/an et peut recevoir des navires allant jusqu'à 200 000 m³. Enfin, le terminal de Fos Cavaou est entré en service en avril 2010 et fonctionne à pleine capacité depuis novembre 2010. Il offre une capacité de regazéification de 8,25 Gm³/an et peut recevoir des navires jusqu'à 220 000 m³.



En 2015, le taux d'utilisation des capacités commercialisables des terminaux GNL français était de 25%. La France est l'un des principaux importateurs de GNL en Europe et reçoit environ 12% de ses imports en gaz sous forme de gaz liquide (62 TWh en 2015). Néanmoins, il est à noter que les entrées de gaz sur le réseau français depuis les terminaux GNL ont décliné de 28% en 2015 par rapport à 2013, mais sont restées stables entre 2014 et 2015. Cette baisse, également observable dans les autres pays européens, s'explique par l'essor des livraisons de GNL vers les marchés asiatiques où les prix étaient plus attractifs. Elle s'est traduite, en France et en Espagne, par une substitution de l'importation de GNL par des importations de gaz en provenance des gazoducs. Cependant, on observe depuis 2015 un retour du GNL en Europe, où les importations de GNL ont augmenté de 15% en 2015.

b. Les terminaux méthaniers en projet

Le projet de terminal méthanier de la société Dunkerque LNG, détenue à 65,01% par EDF, 25% par Fluxys et 9,99% par Total situé dans le port autonome de Dunkerque, dont la mise en service complète est prévue en septembre 2016, aura une capacité de regazéification de 13 Gm3/an⁵⁵.

En parallèle, Elengy étudie actuellement les différentes possibilités pour l'avenir de Fos Tonkin au-delà de 2020, Elengy ayant informé la CRE de l'arrêt des souscriptions de son client à Fos Tonkin, au-delà de 2020⁵⁶.

3.3.2.4 Les infrastructures de transport

a. Les infrastructures existantes

La France possède 7 points d'interconnexion (Dunkerque, Taisnières H, Taisnières B, Obergailbach, Oltingue, Larrau et Biriadou).

L'amélioration des capacités d'interconnexion et de l'intégration avec les pays voisins en général a été une préoccupation constante pour la CRE. Ainsi, les gestionnaires de réseau de transport français ont investi environ 3 milliards d'euros ces dix dernières années, au niveau du cœur de réseau de transport français et des interconnexions transfrontalières. Les capacités fermes d'entrée et de sortie de France ont ainsi été portées en 2015 respectivement à 3 585 GWh/j et 658 GWh/j, contre 2 345 GWh/j et 304 GWh/j en 2005, soit une hausse de 52 % en entrée et de 116 % en sortie en 10 ans

Point d'interconnexion	Capacités fermes entrée France	Capacités fermes sortie France
Dunkerque	570	
Taisnières H	640	
Taisnières B	230	
Obergailbach	620	
Oltingue	223	
Larrau	30 (hiver)/50 (été)	100 (janv-mars)/165 (avril-déc)
Biriadou	69 (hiver)/65 (été)	3 (hiver)/10 (été)

Source : GRTgaz et TIGF

⁵⁵ 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.

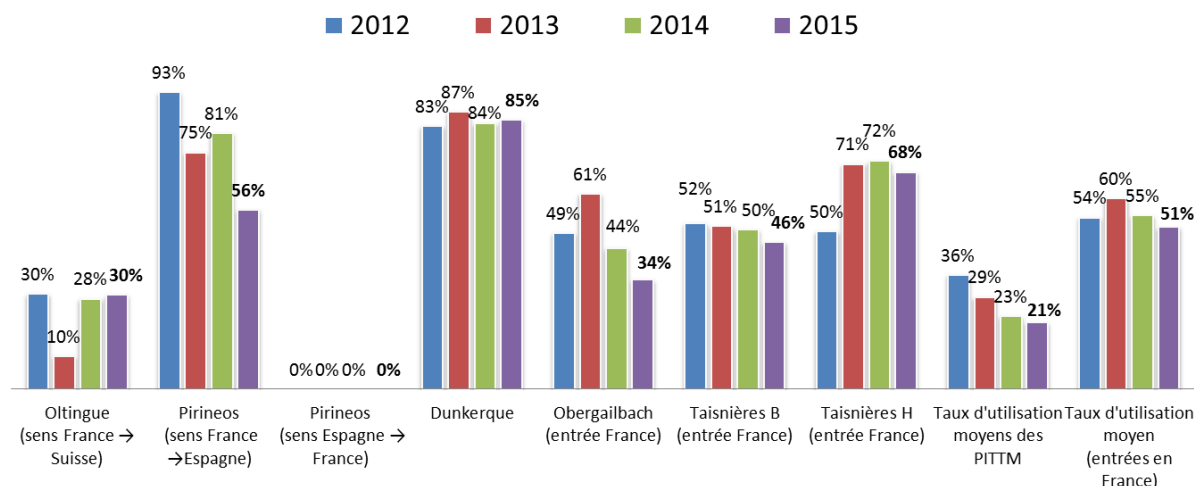
⁵⁶ En conséquence, Elengy a transmis à la CRE des prévisions de dépenses d'investissement et d'amortissement, de façon à ce que la base d'actifs régulés du terminal soit nulle à fin 2020.



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.

Cependant, le taux d'utilisation moyen des infrastructures en entrée en France est en diminution depuis 2013. En 2015, il a atteint son plus bas niveau depuis 4 ans à 51 %.

Graphique 38 : Taux d'utilisation des interconnexions françaises (% de la capacité technique effective)



Note : A l'interconnexion de Pirineos, la baisse du taux d'utilisation de 93 % en 2012 à 75 % en 2013 est due à l'augmentation des capacités fermes disponibles à 165 GWh/j à compter d'avril 2013

Sources : GRTgaz et TIGF, analyse CRE

Les taux d'utilisation des interconnexions françaises sont hétérogènes. Ils sont globalement en baisse en 2015 par rapport à 2013 et 2014, à l'exception du point de Dunkerque, dont les taux d'utilisation restent élevés, aux alentours de 85 % de la capacité technique effective. Ces taux moyens d'utilisation sont donc le reflet des arbitrages réalisés par les acteurs de marché et de la stagnation de la consommation française. Les tensions avec la Russie et la disponibilité du GNL permettent d'expliquer les principales variations, en particulier aux interconnexions avec l'Allemagne et l'Espagne. À titre d'illustration, l'interconnexion avec la France est un point stratégique pour l'Espagne et plus largement, la péninsule ibérique, dont l'approvisionnement gazier repose par ailleurs sur les importations de gaz algérien et sur le GNL. La France est en effet un pays de transit pour l'Espagne. Un contrat d'approvisionnement de long terme lie la Norvège à l'Espagne jusqu'en 2027 pour des volumes proches de 80 GWh/j acheminés via Dunkerque. Ces dernières années, l'interconnexion avec la France a été une source d'arbitrage importante pour l'Espagne, qui s'est reportée vers des approvisionnements depuis le nord de l'Europe lorsque le GNL était moins compétitif et qu'il était avantageux de le réexporter vers l'Asie. Depuis que l'interconnexion avec l'Espagne a été rendue bidirectionnelle en 2011, elle a toujours fonctionné dans le sens France vers Espagne, et jamais dans le sens inverse.

b. Les travaux sur la fusion des zones en France

Au 1^{er} avril 2015 a été créée la *Trading Region South* (ci-après « TRS »), place de marché commune réunissant le PEG Sud de GRTgaz et le PEG TIGF sur le modèle de *trading region*, qui prévoit une place de marché commune et en conséquence un prix unique du gaz dans la région tout en conservant deux zones d'équilibrage distinctes. La création de la TRS au 1^{er} avril 2015 devrait notamment accroître la liquidité du marché au Sud et contribuer au développement d'un marché de détail efficace.

La CRE, en collaboration avec TIGF et GRTgaz et après concertation de l'ensemble des acteurs de marché, a défini les règles de fonctionnement de la place de marché commune dans sa délibération du 22 mai 2014.

Par ailleurs, la CRE a décidé dans sa délibération du 7 mai 2014, de la création d'un PEG France unique en 2018, qui constituera un progrès significatif vers l'achèvement du marché gazier européen, en permettant l'émergence d'une zone de marché de grande taille, à la liquidité accrue.

Ces évolutions s'inscrivent dans le mouvement de réduction du nombre de places de marché en France, engagé dès 2003, avec en particulier la création d'un grand PEG Nord réalisée au 1^{er} janvier 2009. Au premier semestre

2012, la CRE a mené une très large concertation sur l'avenir du marché français du gaz. À l'issue de cette concertation, elle a défini la feuille de route vers l'objectif d'une place de marché en France :

- 1^{er} avril 2013 : fusion des zones d'équilibrage Nord H et Nord B ;
- 1^{er} avril 2015 : création d'un PEG commun aux zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF ;
- 2018 au plus tard : objectif de création d'une place de marché unique en France, après le doublement de l'artère de Bourgogne (projet « Val de Saône »). En avril 2014, la CRE et la CNMC ont adopté la décision conjointe. Celle-ci acte le principe d'une allocation de l'ensemble des coûts à la France, dans la mesure où la France tire un bénéfice net positif du projet selon l'analyse coûts/avantages.

Ce projet repose également sur des mécanismes complémentaires, visant à adapter l'offre de GRTgaz, à aménager les échanges d'informations avec TIGF et à lever les limites opérationnelles qui pourraient apparaître, selon les configurations des flux sur le réseau de GRTgaz. Les GRT ont donc lancé, le 2 juin 2016, un programme commun (Zéfir), qui s'appuiera sur des études menées par les GRT, des simulations réalisées avec la participation des expéditeurs volontaires et des réunions de Concertation gaz pour informer les acteurs et débattre des solutions proposées par les GRT. À l'issue de ce cycle de travail, la CRE consultera et délibérera, au second semestre 2017, pour déterminer les modalités opérationnelles de la fusion des zones.

3.3.3 Les mesures de réponse aux pics de demandes et aux déficits d'approvisionnement

Les obligations de service public dans le secteur du gaz ont été précisées par décret le 19 mars 2004. Ainsi, les fournisseurs ont pour obligation d'assurer la continuité de la fourniture aux consommateurs finals, à l'exception de ceux ayant accepté contractuellement une fourniture susceptible d'interruption, dans les circonstances pénalisantes suivantes :

- disparition pendant six mois maximum de la principale source d'approvisionnement en gaz ;
- 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 une tous les cinquante ans.

En vue d'assurer la continuité de la fourniture de gaz aux consommateurs finals, les expéditeurs sont également soumis à des obligations de moyens qui reposent sur une diversification de leurs sources d'approvisionnement et sur des obligations de détention de stock de gaz naturel.

L'article 1^{er} du décret n°2004-251 du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz naturel dispose que les fournisseurs alimentant des clients domestiques et des clients assurant des missions d'intérêt général « sont tenus d'avoir accès, directement ou indirectement, à plusieurs sources d'approvisionnement diversifiées géographiquement et suffisantes en quantité, de faire la preuve de capacités d'acheminement jusqu'à la frontière française et d'avoir accès à :

- au moins deux points d'entrée sur le réseau de transport national lorsqu'ils approvisionnent plus de 5 % du marché national ;
- au moins trois points d'entrée sur le réseau de transport national lorsqu'ils approvisionnent plus de 10 % du marché national ».

Par ailleurs, les modalités d'accès aux stockages ont été modifiées par le décret n° 2014-328 du 12 mars 2014. Ce nouveau décret prévoit que :

- chaque année, un arrêté ministériel définit les profils de consommation à utiliser pour calculer les droits unitaires de stockage de chaque consommateur final ;
- au 1^{er} novembre de chaque année, les volumes de gaz stockés par un fournisseur ne peuvent être inférieurs à 80 % des droits de stockage en volume utile et en débit de soutirage des clients raccordés au réseau de distribution ;
- le gestionnaire de réseau de transport dispose d'une priorité d'utilisation des stockages, via un contrat spécifique de flexibilité et de sécurité qui lui donne accès aux capacités de stockage nécessaires à l'accomplissement de ses missions de service public.

Une réforme des modalités d'accès aux stockages est en cours (cf. partie 3.1.3.3 du présent rapport). Elle comporte deux volets : la régulation du revenu des opérateurs de stockages et la commercialisation des capacités aux enchères. Cette réforme des modalités d'accès aux stockages est prévue pour entrer en vigueur dès fin 2016-début 2017.

3.3.3.1 Les obligations des opérateurs de transport et de distribution de gaz

Le décret 2004-251 du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz impose que les opérateurs de transport et les opérateurs de distribution de gaz soient en mesure d'assurer la continuité de l'acheminement du gaz pour les clients finals n'ayant pas accepté contractuellement une fourniture susceptible d'interruption, même dans les situations suivantes :

- hiver froid tel qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans ;
- température extrêmement basse pendant une période de trois jours au maximum telle qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans.

Ces dispositions induisent un dimensionnement du réseau français au risque 2%.

3.3.3.2 Les mesures d'urgence

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

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

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

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

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 délestages.

4. LA PROTECTION DES CONSOMMATEURS

4.1 La protection des consommateurs

4.1.1 Le respect des mesures prévues à l'annexe 1

Il n'y a pas eu d'évolutions en France depuis l'année précédente en matière de protection des consommateurs.

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 2015, le service téléphonique Energie-Info a renseigné 245 300 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 1,5 millions de visites. Au total, 1,9 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 questions reçues par le service Energie-Info concernent notamment les procédures en cas de déménagement ou de changement de fournisseur, le choix d'un fournisseur, les tarifs sociaux et les difficultés de paiement, les différents types de contrats existant (tarif réglementé et offres de marché) et les conditions de réversibilité (possibilité de revenir ou non au tarif réglementé après l'avoir quitté), le démarchage et le droit de rétractation, les conditions de validité d'une souscription de contrat, la procédure de raccordement d'un logement aux réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel.

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 12 319 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 12 319 réclamations reçues par le médiateur national de l'énergie, 3 497 ont été jugés recevables (saisine écrite, délais respectés et entrant dans le champ de compétence du médiateur). 72% des litiges recevables ont eu un traitement formalisé (recommandation écrite ou accord amiable) et 28% ont été résolus de manière informelle.

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.

a. Électricité

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.

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 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. 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...). Il est à la date de rédaction du présent rapport en phase expérimentale dans quatre départements métropolitains.

Environ 3,2 millions de foyers bénéficiaient du TPN fin 2015 pour 4 millions de foyers bénéficiaires potentiels.

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 (huit fournisseurs ont déclaré fournir des clients au TPN à la date de rédaction du rapport), font l'objet d'une compensation par la contribution au service public de l'électricité (CSPE). En 2015, le coût de ce dispositif, coûts de gestion compris, s'est élevé à 294 M€. Le coût prévisionnel du dispositif, y compris les coûts de gestion, est évalué à 321,0 M€ pour 2016.

b. 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.

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.

Environ 1,3 million de foyers bénéficiaient du TSS fin 2015 pour environ 1,6 million de foyers bénéficiaires potentiels. 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.). La compensation de ces charges était financée avant la réforme introduite par la loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 par une contribution unitaire payée par tous les fournisseurs de gaz sur chaque MWh facturé. Le montant de cette contribution était fixé par arrêté ministériel, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie. Les modalités du mécanisme de compensation en vigueur jusqu'en 2015 étaient précisées dans le décret n° 2008-779 du 13 août 2008. En 2015, le coût de ce dispositif, coûts de gestion compris, s'est élevé à 95,7 M€. Les charges prévisionnelles pour 2016, incluant les coûts de gestion, s'élèvent à 101,6 M€.

4.2 Décisions marquantes en matière de règlement de différends

En 2015, le comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie s'est paré de nouveaux textes réformant sa procédure : le décret n° 2015-206 du 24 février 2015 et la décision du 11 mars 2015 relative à son règlement intérieur.

Le décret n° 2015-206 du 24 février 2015 a, via le décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015 relatif à la codification de la partie réglementaire du code de l'énergie, été codifié aux articles R. 134-7 à R. 134-37 du code de l'énergie. Il est, du fait de cette codification, abrogé.

4.2.1 CoRDIS, Nucléosun (N° 05-38-14), 15 avril 2015

La société Nucléosun a saisi le CoRDIS du différend qui l'opposait à la société ERDF relatif aux conditions de raccordement de quatre installations photovoltaïques au réseau public de distribution d'électricité.

Pour réaliser ces projets, quatre demandes de raccordement ont été adressées à la société ERDF. Cette dernière n'a transmis qu'une seule et unique proposition technique et financière pour l'ensemble des projets.

Le CoRDIS a indiqué que la société ERDF ne peut procéder à une seule étude de raccordement, et donc ne transmettre qu'une seule proposition technique et financière pour plusieurs projets, si une telle demande n'a pas été formulée par la société.

Le comité a rappelé qu'il appartient à la société ERDF « soit de traiter individuellement les demandes, soit de proposer préalablement au producteur le regroupement de ses demandes de raccordement conformément à l'obligation que lui fait l'article L 322-8 du code de l'énergie de fournir aux utilisateurs du réseau les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux ».

4.2.2 CoRDIS, Nucléosun (N° 06-38-14), 15 avril 2015

La société Nucléosun a saisi le CoRDIS du différend qui l'opposait à la société ERDF relatif aux conditions de raccordement de trois installations photovoltaïques au réseau public de distribution d'électricité.

La société Nucléosun a envoyé trois demandes distinctes de raccordement à la société ERDF. Cette dernière a adressé à la société Nucléosun trois propositions techniques et financières dont l'une au-delà du délai de trois mois.

Le CoRDIS a estimé que le fait que l'installation était raccordée ne rendait pas sans objet la demande relative à la méconnaissance par ERDF de sa propre procédure.

4.2.3 CoRDIS, Valsophia, 6 mai 2015

La société Valsophia a développé un ensemble immobilier en prévoyant qu'une partie de l'énergie consommée serait produite sur place grâce à une ombrière de parking solaire et des toitures photovoltaïques équipées d'un dispositif de stockage de l'électricité.

La société Valsophia a adressé à la société ERDF une demande de raccordement pour ce projet en précisant vouloir disposer d'un seul point de raccordement pour l'alimentation de l'ensemble immobilier afin de répondre à la logique « énergie positive » se traduisant par l'autoproduction et l'autoconsommation d'une partie de l'énergie sur site. La société ERDF a refusé la solution technique demandée.

La société ERDF considérait que le fait de disposer d'un point de raccordement unique pour l'ensemble du site serait assimilable à une rétrocession illégale d'énergie.

Après avoir constaté qu'il n'existe aucun obstacle juridique au raccordement indirect d'une installation de consommation au réseau public de distribution et que ce raccordement n'avait pas pour objet de remettre en cause le principe de l'interdiction de rétrocession dès lors qu'il est assorti d'une prestation de comptage, le CoRDIS a précisé que le schéma de raccordement envisagé par la société Valsophia, « à savoir de disposer d'un seul point de raccordement pour l'alimentation de l'ensemble immobilier, ne peut [...] être mis en œuvre qu'en souscrivant la prestation annuelle de décompte. En effet, cette prestation annuelle de décompte est seule de nature à permettre aux consommateurs raccordés indirectement au réseau public de distribution de choisir librement leur fournisseur d'énergie en application des dispositions de l'article L. 331-1 du code de l'énergie ».

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

4.2.4 CoRDIS, Bio Cogelyo Normandie, 7 septembre 2015

La société Bio Cogelyo Normandie a saisi le CoRDIS d'un différend qui l'opposait à la société RTE relatif au calcul du coefficient de pertes retenu pour une installation indirectement raccordée.

Cette société a été désignée lauréate d'un appel d'offres « CRE 2 » de 2006 portant sur les installations de production d'électricité à partir de biomasse. La centrale biomasse de la société BCN, d'une puissance de 9 000 kW, est raccordée au réseau électrique privé d'un site industriel, lui-même raccordé au réseau public de transport d'électricité.

La société BCN s'est rapprochée des sociétés EDF, acheteur obligé, et RTE afin de mettre en place le dispositif contractuel permettant l'achat de l'énergie produite. Un différend relatif au bien-fondé d'un coefficient de pertes pour tenir compte des éventuelles pertes en ligne et de transformation est alors survenu.

La société BCN estimait notamment qu'il n'y avait pas lieu de corriger les données de comptage calculées à la sortie de l'installation pour déterminer les volumes d'électricité facturés au titre de l'obligation d'achat.

Dans sa décision du 7 septembre 2015, le CoRDIS a tout d'abord rappelé qu'il appartient bien au gestionnaire de réseau de procéder à la mesure de la production de l'installation de la société BCN. Le comité a ensuite indiqué qu'en application des termes du contrat d'achat, les éventuelles corrections à apporter à la mesure de la puissance ou de l'énergie électrique fournies à la société EDF sont nécessairement prévues dans le contrat de prestation annexe prévoyant un service en décompte dès lors que l'installation de production de la société BCN n'est pas raccordée directement à un réseau public d'électricité.

S'agissant de la localisation du point de livraison de l'installation de production, le comité a écarté la définition du point de livraison prévue par les termes du contrat d'achat et rappelé la jurisprudence de la Cour de cassation et de la cour d'appel de Paris s'agissant du raccordement indirect. Il en a conclu que le point de livraison est nécessairement défini dans la convention de raccordement et invité la société RTE à communiquer à la société BCN une telle convention dans un délai de deux mois.

Le comité a par ailleurs estimé que le point de livraison pourrait être fixé, « pour des motifs de rationalité économique et technique », en sortie de l'installation de production de la société BCN.

Le CoRDIS a décidé que la société RTE devait communiquer à la société BCN :

- une convention de raccordement pour l'installation de production indirectement raccordée au réseau public de transport, précisant notamment la localisation du point de livraison ;
- un avenant au contrat de prestations annexes intégrant, le cas échéant, les corrections à apporter à la puissance et l'énergie électrique fournies à la société EDF.

4.2.5 CoRDIS, Hydro Diesel Electricité et Courregelec, 18 novembre 2015

Les sociétés Analyse Développement Réalisation Conseil (ci-après ADRC) et Courregelec ont saisi le CoRDIS de la Commission de régulation de l'énergie de deux demandes de règlement de différend qui les opposent à la société Réseau de Transport d'Électricité (RTE) s'agissant de deux consultations pour la contractualisation des capacités activables sur le mécanisme d'ajustement en matière de réserves rapide et complémentaire pour les périodes du 1^{er} avril 2014 au 31 mars 2015 et du 1^{er} avril 2015 au 31 mars 2016.

La consultation portant sur la période du 1^{er} avril 2015 au 31 mars 2016 a également fait l'objet d'une demande de mesures conservatoires. Le comité a, par une décision en date du 26 janvier 2015, rejeté cette demande aux motifs que les sociétés ADRC et Courregelec ne justifiaient « pas que la procédure menée par RTE présente un caractère non concurrentiel, discriminatoire ou non transparent de nature à établir une atteinte grave et immédiate aux règles régissant l'accès au réseau susceptible d'entraîner la suspension de la consultation ».

Par décisions du 18 novembre 2015, le CoRDIS a rejeté les demandes des sociétés ADRC et Courregelec et a déclaré que ces deux appels d'offres avaient été effectués selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes.

Le comité a estimé que la société RTE n'avait pas méconnu son obligation de mettre en œuvre des procédures concurrentielles et non discriminatoires en intégrant au sein du même appel d'offres des capacités de production et des capacités d'effacement.

Le CoRDIS a rappelé que la société RTE n'est pas tenue de proposer un appel d'offres adapté pour chaque acteur du marché mais, en application de l'article L. 321-11 du code de l'énergie, doit veiller à la disponibilité et à la mise en œuvre des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau.

Les sociétés estimaient également que l'appel d'offres était incohérent car la valeur « DO min » était supérieure à la valeur « DO max ». La notion de « DO min » correspond à la durée minimale d'utilisation d'une offre. La société RTE exige qu'elle ne soit pas supérieure à 60 minutes, car ses besoins en termes d'activation des réserves rapides et complémentaires dépassent rarement ce laps de temps. Elle faisait valoir que des offres d'une durée supérieure engendreraient des coûts inutiles dans la mesure où elles resteraient activées même après la fin du besoin de la société RTE.

La notion de « DO max » correspond à la durée maximale d'utilisation d'une offre. La société RTE exige que cette durée maximale ne soit pas inférieure à 30 minutes. Cette contrainte est fixée pour assurer à la société RTE que l'offre peut être activée a minima pendant 30 minutes. La société RTE fait valoir que cette durée empêche les acteurs de proposer des offres dont la disponibilité serait trop courte (par exemple de quelques minutes seulement) et garantit un niveau de qualité minimale des offres proposées.

Le comité a estimé que les valeurs « DO min » et « DO max » avaient des objectifs distincts et qu'il n'y avait pas d'incohérence à ce que la valeur « DO min » soit supérieure à la valeur « DO max ».

INDEX DES GRAPHIQUES

Graphique 1 : Temps moyen de coupure annuel pour les utilisateurs des réseaux Basse Tension gérés par Enedis	21
Graphique 2 : Taux de couplage (+/- 0,01€/MWh) trimestriel des prix <i>spot</i> avec les pays couplés	44
Graphique 3 : Transactions à l'interconnexion France – Allemagne en 2015	47
Graphique 4 : Transactions à l'interconnexion France – Belgique en 2015	48
Graphique 5 : Transactions à l'interconnexion France – Grande-Bretagne en 2015	49
Graphique 6 : Transactions à l'interconnexion France – Espagne en 2015	50
Graphique 7 : Transactions à l'interconnexion France – Italie en 2015.....	50
Graphique 8 : Transactions à l'interconnexion France – Suisse en 2015.....	51
Graphique 9 : Typologie des sites au 31 décembre 2015.....	53
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 1 ^{er} janvier 2016 sur le réseau d'Enedis	54
Graphique 11 : Niveau de concentration du marché de détail de l'électricité au 31 décembre 2015	56
Graphique 12 : Les fournisseurs nationaux d'électricité	57
Graphique 13 : Taux de switch trimestriel	57
Graphique 14 : Évolution du tarif réglementé de vente de l'électricité hors taxes en euros constants 2015	59
Graphique 15 : Comparaison des offres à prix indexés pour un client Base 6 kVA	61
Graphique 16 : Comparaison des offres à prix indexé pour un client HP/HC 9 kVA	61
Graphique 17 : Comparaison des offres à prix fixe pour un client Base 6 kVA	62
Graphique 18 : Comparaison des offres à prix fixe pour un client HP/HC 9 kVA	62
Graphique 19 : Prix du <i>day-ahead</i> au PEG Nord (moyennes mensuelles).....	84
Graphique 20 : Prix du <i>day-ahead</i> sur les principaux hubs du nord-ouest de l'Europe	85
Graphique 21 : Écart de prix <i>day-ahead</i> entre le PEG Nord et le TRS	86
Graphique 22 : Variation mensuelle du spread nord-sud	86
Graphique 23 : Volume des livraisons nettes de gaz sur le marché de gros français (Données mensuelles)	88
Graphique 24 : Niveau de concentration des marchés intermédiés français (Segment <i>spot</i>).....	89
Graphique 25 : Niveau de concentration des marchés intermédiés français (Segment à terme)	89
Graphique 26 : Typologie des sites de fourniture de gaz au 31 décembre 2015	91
Graphique 27 : Évolution du nombre de sites et de la consommation par type d'offre pour les sites non résidentiels concernés par la suppression de leurs tarifs réglementés de vente de gaz.....	92
Graphique 28 : Niveau de concentration du marché de détail du gaz naturel au 31 décembre 2015.....	94
Graphique 29 : Les fournisseurs nationaux du gaz naturel.....	94
Graphique 30 : Taux de <i>switch</i> trimestriel de 2008 à 2015	95
Graphique 31 : Évolution du tarif réglementé de vente de gaz naturel hors taxes en euros constants 2015.....	97
Graphique 32 : Comparaison des offres à prix variable pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2015	97
Graphique 33 : Comparaison des offres à prix variable pour un client type « chauffage » au 31 décembre 2015	98
Graphique 34 : Comparaison des offres à prix fixe pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2015.....	98
Graphique 35 : Comparaison des offres à prix fixe pour un client type « chauffage » au 31 décembre 2015.....	98
Graphique 36 : Sites de stockage souterrain de gaz naturel en France.....	101
Graphique 37 : Niveaux de stock	102
Graphique 38 : Taux d'utilisation des interconnexions françaises (% de la capacité technique effective)	104

INDEX DES TABLEAUX

Tableau 1 : Les délibérations de la CRE relatives aux barèmes de raccordement	23
Tableau 2 : Paramètres retenus pour le calcul du coût moyen pondéré du capital de RTE	30
Tableau 3 : Évaluation de la rente de congestion en 2015 (part RTE)	35
Tableau 4 : Structure du marché français	40
Tableau 5 : Différentiel moyen entre les offres à l'achat et les offres à la vente	42
Tableau 6 : Maximum des échanges entre la France et ses pays voisins en 2015 (en MW)	42
Tableau 7 : Écart de prix moyen entre la France et les pays voisins (spot J+1)	45
Tableau 8 : Écart de prix moyen entre la France et l'Allemagne (forward annuel Y+1)	46
Tableau 9 : Répartition des consommateurs finals par type de site (au 31 décembre 2015)	52
Tableau 10 : Répartition de la consommation annuelle des consommateurs finals (au 31 décembre 2015)	52
Tableau 11 : Parts de marché des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment (en nombre de sites) au 31 décembre 2015	54
Tableau 12 : Parts de marché des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment (en nombre de sites) au 31 décembre 2015	55
Tableau 13 : Parts de marché des trois fournisseurs historiques les plus significatifs (en volume sur chaque segment) au 31 décembre 2015	55
Tableau 14 : Parts de marché des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs (en volume sur chaque segment) au 31 décembre 2015	55
Tableau 15 : Évolution des tarifs réglementés de vente en moyenne hors taxes et par couleur tarifaire	59
Tableau 16 : Facture aux tarifs réglementés de vente d'électricité au 31 décembre 2015	60
Tableau 17 : Évolution de la pointe « à une chance sur dix »	63
Tableau 18 : L'adéquation du système et le critère de sécurité	64
Tableau 19 : Le parc électrique installé en France au 31 décembre 2015, par source	64
Tableau 20 : Le prix des écarts depuis avril 2016	68
Tableau 21 : Le prix des écarts à partir de janvier 2017	68
Tableau 22 : Importations, exportations, et production de gaz par zone	83
Tableau 23 : Volumes échangés sur les marchés intermédiés	87
Tableau 24 : Répartition des consommateurs finals par type de site au 31 décembre 2015	90
Tableau 25 : Répartition de la consommation annuelle des consommateurs finals au 31 décembre 2015	90
Tableau 26 : Parts de marché des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment (en nombre de sites, au 31 décembre 2015)	93
Tableau 27 : Parts de marché des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment (en nombre de sites au 31 décembre 2015)	93
Tableau 28 : Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs en volume sur chaque segment (au 31 décembre 2015)	93
Tableau 29 : Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs en volume sur chaque segment (au 31 décembre 2015)	93
Tableau 30 : Facture aux tarifs réglementés de vente d'Engie au 31 décembre 2015 (€/MWh)	96
Tableau 31 : Bilan du marché français en 2015, en comparaison avec 2014 (en TWh)	99
Tableau 32 : Capacités de stockage et d'injection/soutirage 2016/2017	102
Tableau 33 : Capacités fermes d'entrée et de sortie du réseau français en 2015 (GWh/j)	103



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